

CAPITULO 3

TÍTULO 3: GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LINEAMIENTOS TRANSVERSALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y SUPERVISIÓN

EBSA 3.3-GD



CONTENIDO

3.3.1

SECCIÓN 1: GENERALIDADES

SECCIÓN 2: REQUISITOS TÉCNICOS DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.3.2

3.3.3

SECCIÓN 3: REQUISITOS TÉCNICOS DE PROTECCIONES Y PRUEBAS DE VERIFICACIÓN PARA SISTEMAS DE AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

SECCIÓN 4: OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.3.4

3.3.5

SECCIÓN 5: SUPERVISIÓN Y MONITOREO DE SISTEMAS DE AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

SECCIÓN 6: DIAGRAMAS UNIFILARES

3.3.6

SECCIÓN

3.3.1 GENERALIDADES

1



3.3.1.1 INTRODUCCIÓN



El presente título establece, por una parte, los criterios técnicos aplicables exclusivamente a los sistemas de Generación Distribuida, asociados a su diseño, conexión e interacción con la red de EBSA. Por otra parte, define lineamientos transversales de operación, mantenimiento, supervisión y verificación, los cuales son aplicables tanto a los sistemas de Generación Distribuida como a los sistemas de Autogeneración conectados al SDL.

Para efectos de esta normativa, el punto de conexión se define como el punto de conexión eléctrica en el cual los activos de conexión del generador se conectan con el Sistema de Distribución Local (SDL), con el propósito específico de permitir la transferencia de energía eléctrica.

Los lineamientos aquí establecidos son de obligatorio cumplimiento y buscan asegurar una integración segura, ordenada y técnicamente compatible de los sistemas de generación con la red operada por EBSA durante toda la vida útil de la instalación.

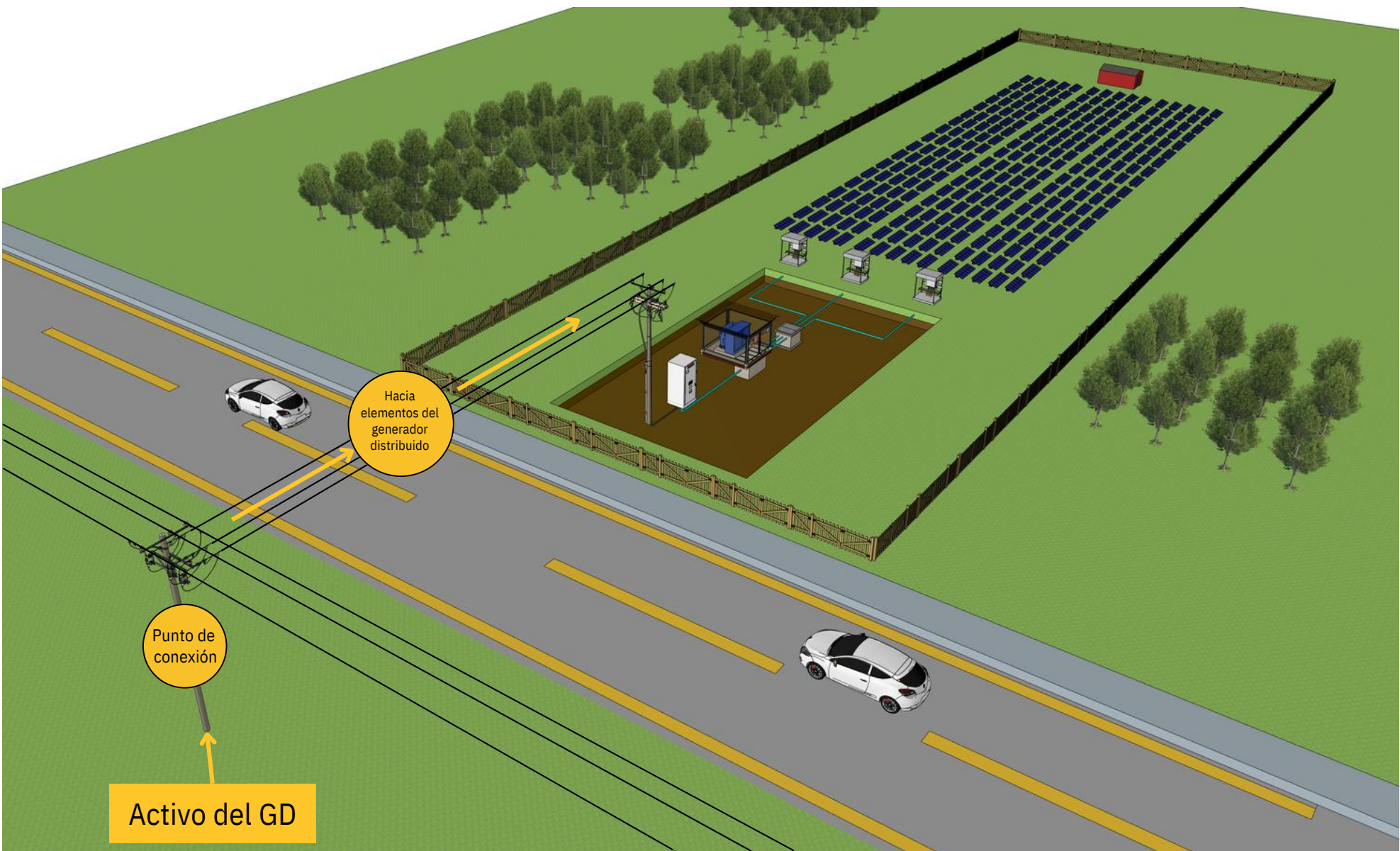


Figura 1. Ubicación del punto de conexión y activos del generador distribuido respecto a la red operada por EBSA

3.3.1.2 NORMAS Y ESTANDARES

Normativa / Estándar	Descripción
RETIE 2024 – Libro 3, Capítulo 2	Requisitos aplicables al proceso de generación eléctrica, incluyendo condiciones técnicas y de seguridad para sistemas de generación distribuida.
RETIE 2024 – Libro 3, Título 6	Lineamientos para la operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas durante toda su vida útil.
RETIE 2024 – Libro 1, Título 4	Sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo aplicable a instalaciones eléctricas.
NTC 2050 – Segunda actualización, Capítulo 6, Artículo 690	Requisitos de diseño, instalación, protección y puesta a tierra de sistemas solares fotovoltaicos, en corriente continua y alterna.
NTC 2050 – Segunda actualización, Capítulo 7, Artículo 705	Requisitos para fuentes de generación de energía eléctrica interconectadas a la red.
NTC 2050 – Segunda actualización, Capítulo 2, Sección 220	Criterios de diseño de puesta a tierra y conexión equipotencial en sistemas eléctricos.
Normativa EBSA – Capítulo 4, Título 2, Sección 4	Lineamientos para sistemas de puesta a tierra en generación distribuida y sistemas solares fotovoltaicos en media tensión.
Normativa EBSA – Capítulo 4, Título 4	Guía de dimensionamiento de la medida eléctrica en sistemas de generación distribuida.
Normativa EBSA – Capítulo 3, Título 5	Guía de conexión para sistemas de autogeneración y generación distribuida al SDL de EBSA.
Resolución 5018 de 2019 – Ministerio del Trabajo	Lineamientos de seguridad y salud en el trabajo para los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
Guía PTSP – Programa Techos Solares Públicos	Guía práctica para la operación y mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos.
Resolución CREG 174 de 2021	Procedimiento de conexión a la red para proyectos de AGPE, AGGE y Generación Distribuida.
Resolución CREG 038 de 2014	Código de la medida: requisitos técnicos para sistemas de medición asociados a proyectos de generación.
Resolución CREG 101 011 de 2022	Requisitos técnicos para integración de plantas solares fotovoltaicas al SDL con potencia ≥ 1 MW y < 5 MW.
Resolución CREG 701 027 de 2022	Requerimientos técnicos de control de tensión y potencia reactiva para AGPE, AGGE y GD.
Acuerdo CNO 2087	Requisitos de protecciones y sistemas de interrupción para la conexión de sistemas de generación al SIN.
Acuerdo CNO 1556	Requisitos de supervisión para AGGE y GD con potencia máxima declarada inferior a 5 MW.
Acuerdo CNO 1549	Pruebas y verificación de parámetros técnicos para la conexión de AGPE, AGGE y Generación Distribuida (< 5 MW).
Acuerdo CNO 2006	Requisitos técnicos para control de tensión en plantas solares fotovoltaicas conectadas al SDL.

Tabla 1. Documentos de referencia, normas y reglamentos adicionales

SECCIÓN

3.3.2 REQUISITOS TÉCNICOS DE LOS
SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

El presente título establece los criterios técnicos específicos aplicables a los sistemas de generación distribuida conectados a la red de la Empresa de Energía de Boyacá (EBSA), los cuales deben interpretarse y aplicarse de manera complementaria y no excluyente con los criterios generales definidos en el Título 1: Autogeneración a pequeña y gran escala.

En consecuencia, todos los requisitos técnicos, de seguridad, operación, protección, calidad de energía, control y verificación establecidos en el Título de Autogeneración son plenamente aplicables a los sistemas de generación distribuida, salvo en aquellos aspectos que sean explícitamente modificados, ampliados o particularizados en el presente título.

Este título no reemplaza ni limita los criterios técnicos definidos para la autogeneración, sino que los complementa, incorporando condiciones adicionales asociadas a la interacción directa con la red de distribución, el impacto sobre otros usuarios y los requerimientos específicos de EBSA.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

Toda planta de generación distribuida solar fotovoltaica debe diseñarse, construirse y operar conforme a los criterios técnicos, regulatorios y de seguridad establecidos en la presente normativa, y debe contar, como mínimo, con los siguientes equipos, infraestructuras y condiciones técnicas obligatorias:

B.1. INFRAESTRUCTURA MÍNIMA REQUERIDA

Toda planta de generación distribuida solar fotovoltaica debe contar, como mínimo, con los siguientes equipos e infraestructuras:

- B.1.1. Infraestructura civil
- B.1.2. Arreglos fotovoltaicos (módulos, strings y disposición física)
- B.1.3. Inversores compatibles con la red.
- B.1.4. Centro de transformación
- B.1.5. Sistema de interrupción
- B.1.6. Redes de conexión en media tensión.

B.1.1. Infraestructura civil

La obra civil es un componente obligatorio y de gran importancia del proyecto y debe garantizar condiciones adecuadas para la instalación, operación y mantenimiento del generador. Como mínimo, se debe contemplar:

a) Caminos de acceso y vías internas de servicio: En la instalación se debe prever caminos de acceso y vías internas de servicio seguros, destinados a permitir la circulación de vehículos para el transporte de materiales, equipos, personal de operación, mantenimiento y atención de emergencias dentro de la planta solar fotovoltaica.

Estos caminos y vías internas deben contar con un ancho libre mínimo de 3,0 m, salvo que el diseño del proyecto sustente dimensiones diferentes mediante una desviación técnica justificada y firmada por un profesional competente en función del tipo de vehículo, radios de giro, cargas previstas o condiciones topográficas del terreno.

Las vías internas de servicio deben garantizar condiciones adecuadas de estabilidad, drenaje, pendiente y resistencia, de forma que se asegure la circulación segura y continua durante todas las etapas del proyecto: construcción, operación y mantenimiento.

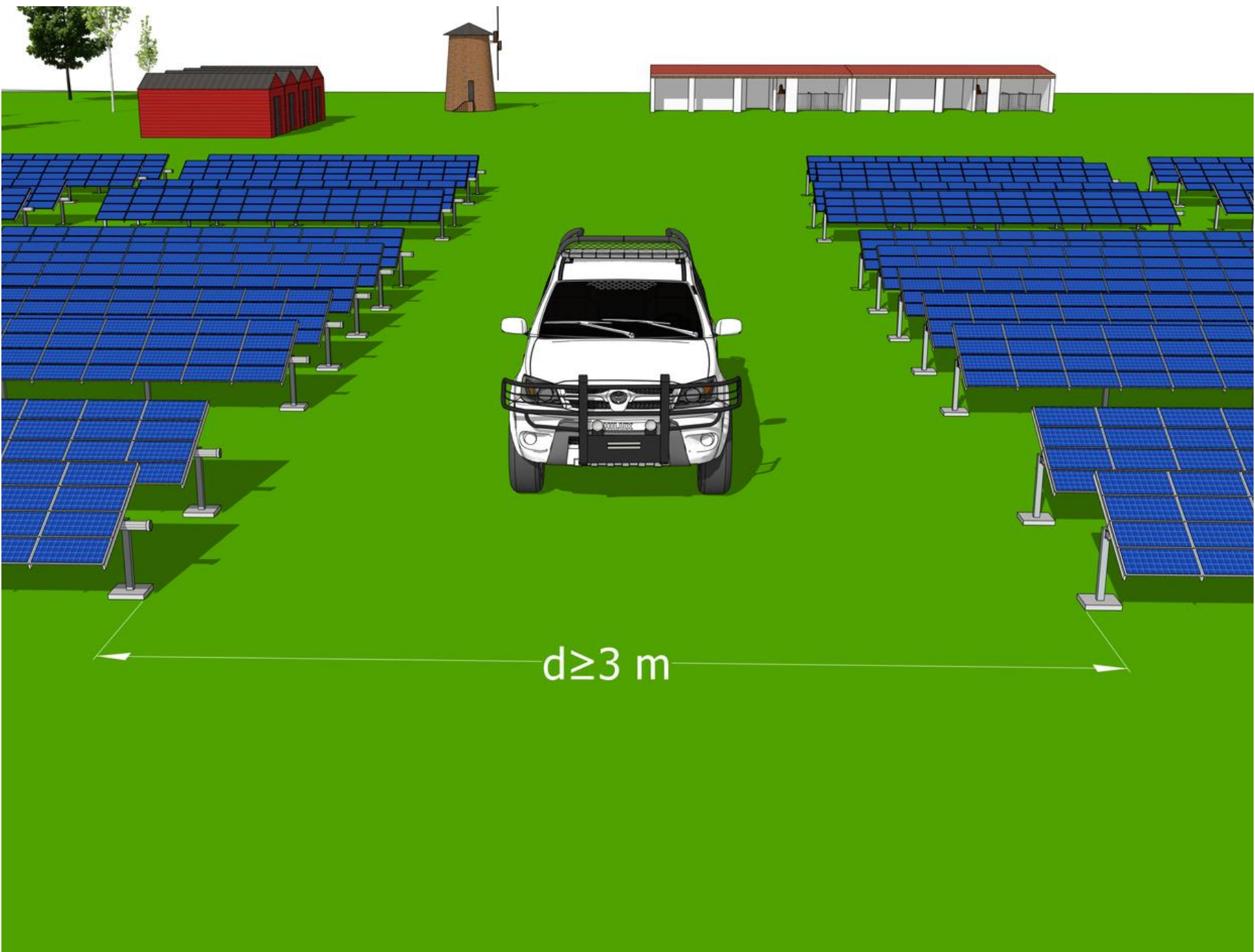


Figura 2. Ancho mínimo de vías internas de servicio para operación y mantenimiento en plantas solares fotovoltaicas

IMPORTANTE

Nota: Los caminos de acceso y vías internas de servicio no se consideran pasarelas, ni sustituyen los espacios de circulación entre filas de módulos fotovoltaicos, los cuales deben definirse y dimensionarse de manera independiente para las labores de montaje, inspección y mantenimiento directo de los equipos.

b) Estructuras: Los paneles solares deben instalarse sobre estructuras fijas, rígidas, estables y duraderas, diseñadas para resistir las solicitaciones mecánicas debidas al viento, lluvia y demás condiciones ambientales propias del sitio de instalación. Las estructuras deben fabricarse en materiales resistentes a la corrosión como acero galvanizado. La fijación de los módulos a la estructura debe realizarse mediante tornillería de acero inoxidable o aluminio anodizado. No se permite la instalación de paneles sobre estructuras improvisadas, inestables o no diseñadas específicamente para uso fotovoltaico.

En instalaciones de gran tamaño, como plantas solares fotovoltaicas con varios grupos de paneles, se necesitan estructuras más resistentes y una adecuada cimentación, estas deben cumplir, como mínimo, con los siguientes requisitos:

- La orientación se define conforme a los requerimientos del proyecto.
- Permitir ensamblaje flexible en sitio sin necesidad de soldadura.
- Adaptarse a la topografía del terreno.

Las estructuras se fijan al suelo generalmente mediante uno o dos postes; no obstante, su configuración definitiva está determinada por el diseño definido por el profesional competente, siempre que cumpla con la normativa técnica aplicable y garantice que no se sometan a esfuerzos mecánicos que puedan dañarlas.



Figura 3. Tipologías de estructuras de soporte para módulos fotovoltaicos: monoposte y biposte

c) Sistemas de anclaje de las estructuras mediante cimentación: Las estructuras de soporte deben contar con un sistema de cimentación que garantice la estabilidad del conjunto frente a cargas permanentes y dinámicas, especialmente las producidas por acción del viento.

Las soluciones de cimentación para estructuras con paneles solares son diversas; sin embargo, su selección debe realizarse según las condiciones geotécnicas del terreno y las características constructivas del proyecto. La profundidad de la cimentación debe definirse mediante un diseño geotécnico y estructural, siendo habituales valores entre 0,80 m y 1,00 m, sin que ello sustituya el cálculo específico ni los estudios propios del proyecto.

Entre las alternativas de cimentación más utilizadas para sistemas de generación solar fotovoltaica se encuentran:

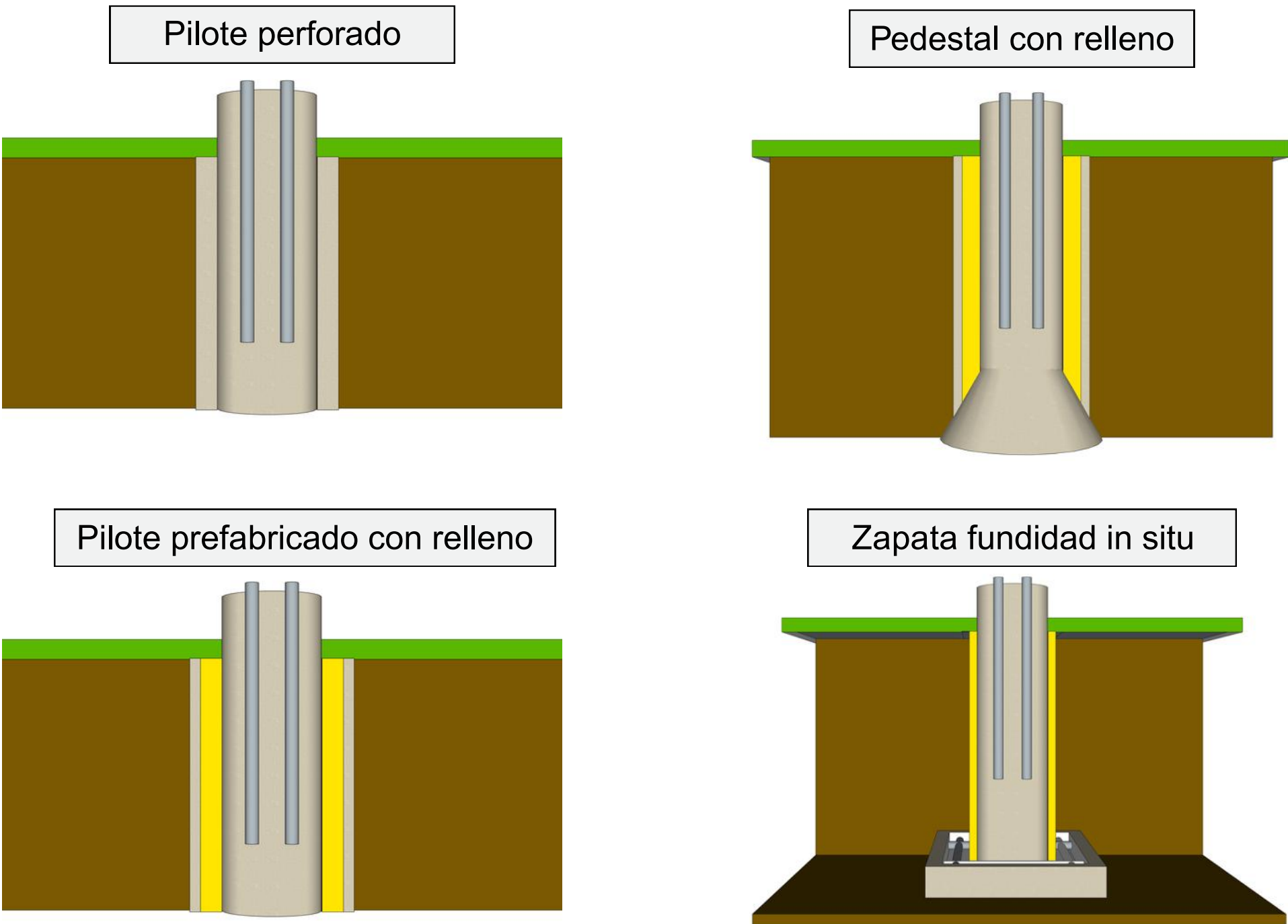


Figura 4. Tipologías de sistemas de anclaje y cimentación para estructuras de soporte de módulos fotovoltaicos

IMPORTANTE

Nota: La selección y el tipo de cimentación deben definirse exclusivamente con base en los estudios previos del proyecto, en particular el estudio de suelos, atendiendo las condiciones y particularidades específicas de cada proyecto.

d) Zanjas, ductos, cajas de inspección

En sistemas de generación distribuida, el diseño y la construcción de zanjas, ductos y cajas de inspección son elementos fundamentales para garantizar la seguridad eléctrica, la confiabilidad del sistema y la adecuada protección mecánica de las redes eléctricas subterráneas que interconectan los equipos de generación con la red de EBSA.

Estos elementos deben permitir una correcta instalación de los conductores, facilitar las labores de operación y mantenimiento, y reducir los riesgos asociados a esfuerzos mecánicos, ingreso de humedad, interferencias con otras infraestructuras y afectaciones al entorno.

En concordancia con lo anterior, los requisitos técnicos establecidos para zanjas, ductos, cajas de inspección en media tensión deben ser consultados en el Capítulo 1, Título 2 de la normativa EBSA "Redes eléctricas subterráneas". Para instalaciones en baja tensión, los requisitos técnicos correspondientes se encuentran definidos en el Capítulo 2, Título 3 de la normativa EBSA “Redes eléctricas de baja tensión subterráneas”.

B.1.2. Arreglos fotovoltaicos (módulos, strings y disposición física)

a) Configuración eléctrica de strings: El número de módulos conectados en serie en cada string debe cumplir simultáneamente las siguientes condiciones:

- La tensión mínima del arreglo, calculada a la temperatura máxima de operación, debe ser superior a la tensión mínima de operación del inversor.
- La tensión máxima del arreglo, calculada a la temperatura mínima de operación, debe ser inferior a la tensión máxima de operación del inversor.
- El voltaje de circuito abierto (Voc) del arreglo a la temperatura mínima de diseño no deberá superar el voltaje máximo de entrada del inversor.
- El voltaje de circuito abierto (Voc) del arreglo no deberá superar el voltaje máximo especificado por el fabricante del módulo fotovoltaico.

IMPORTANTE

Nota: Estas condiciones buscan garantizar la operación segura del inversor y evitar daños por sobretensión en condiciones extremas de temperatura.

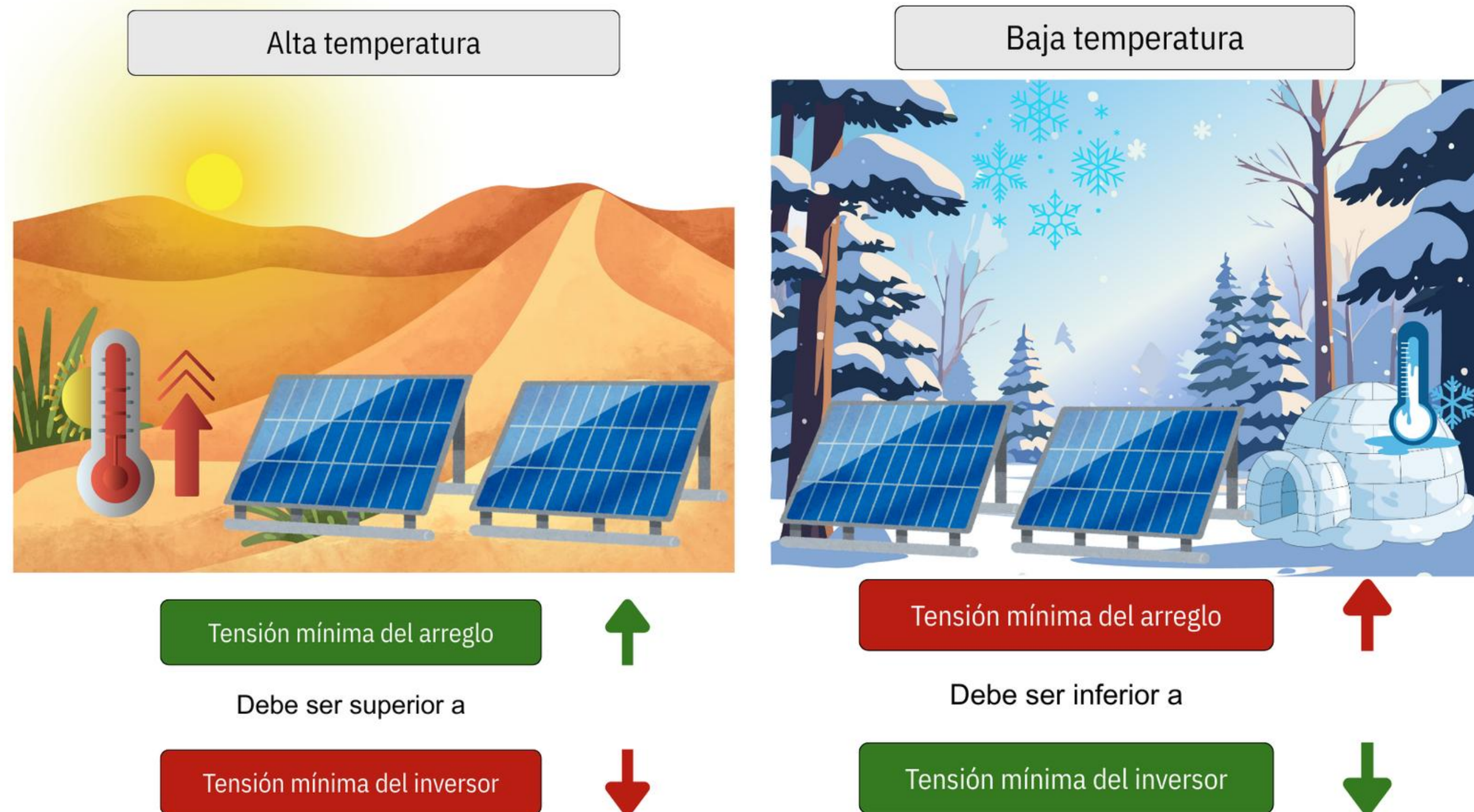


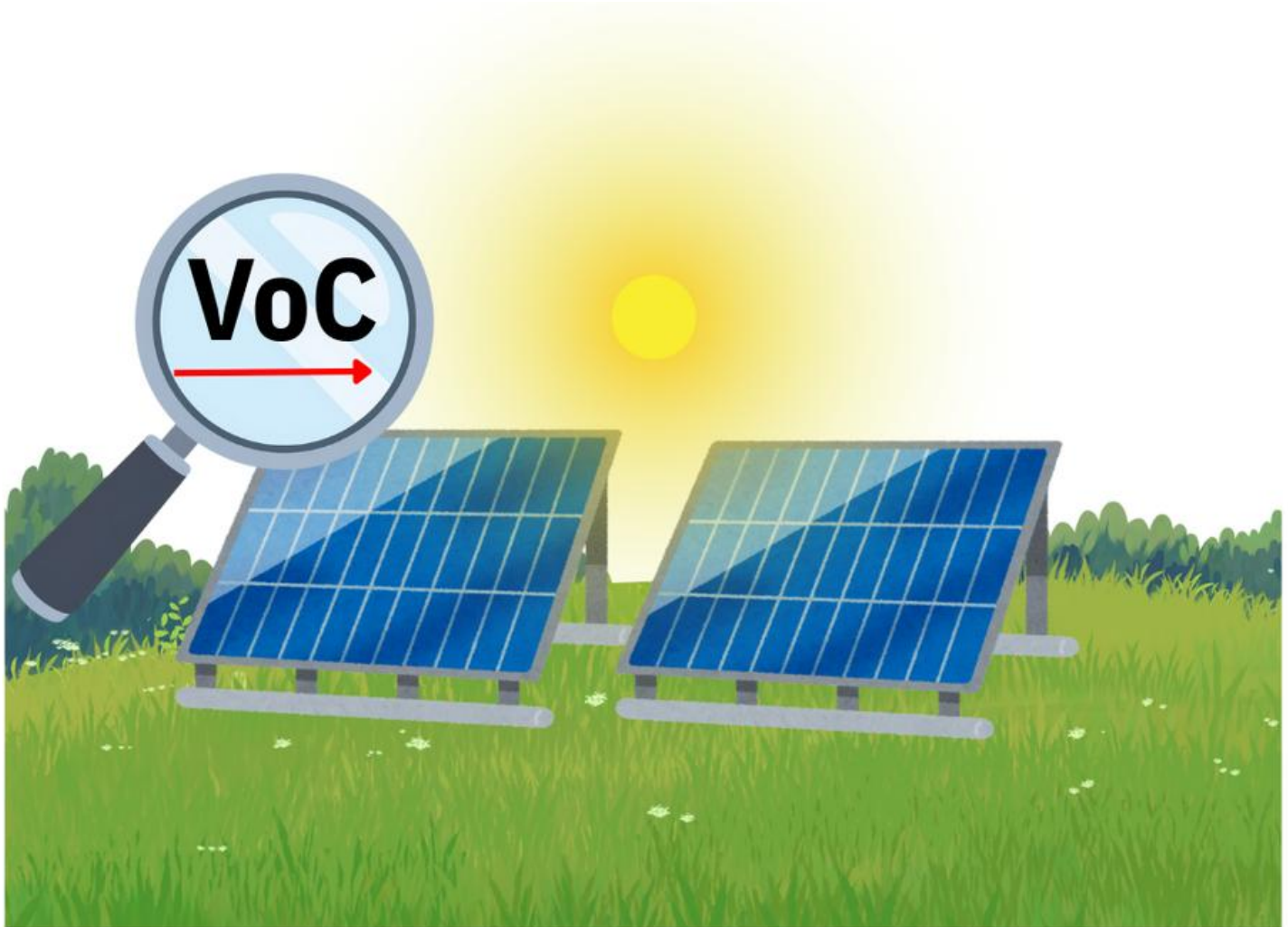
Figura 5. Efecto de la temperatura en la tensión del arreglo fotovoltaico y su verificación frente a los límites del inversor



Voltaje de circuito abierto (VoC)

No debe superar

Voltaje Máximo de entrada del inversor



Voltaje de circuito abierto (VoC)

No debe superar

Voltaje Máximo del módulo fotovoltaico



Figura 6. Verificación del voltaje de circuito abierto (Voc) del arreglo fotovoltaico frente a los límites del inversor y del módulo

b) Cajas de centralización de strings:

Los sistemas de generación solar fotovoltaica se configuran mediante módulos conectados eléctricamente en serie, denominadas strings, las cuales permiten alcanzar los niveles de tensión en corriente continua requeridos para la correcta operación del inversor. Cada string presenta una tensión y una corriente definidas por el número de módulos conectados y por las características eléctricas de los mismos.

Conforme a la disposición de conexión de los strings, estos pueden conectarse de forma individual a las entradas del inversor o agruparse en paralelo antes de su conexión. En los casos en los que se requiera la agrupación de strings en corriente continua, podrá emplearse una caja de centralización de strings (combiner box), cuya función es agrupar, interconectar y proporcionar protección eléctrica a las cadenas fotovoltaicas, tal como se ilustra en la Figura correspondiente.

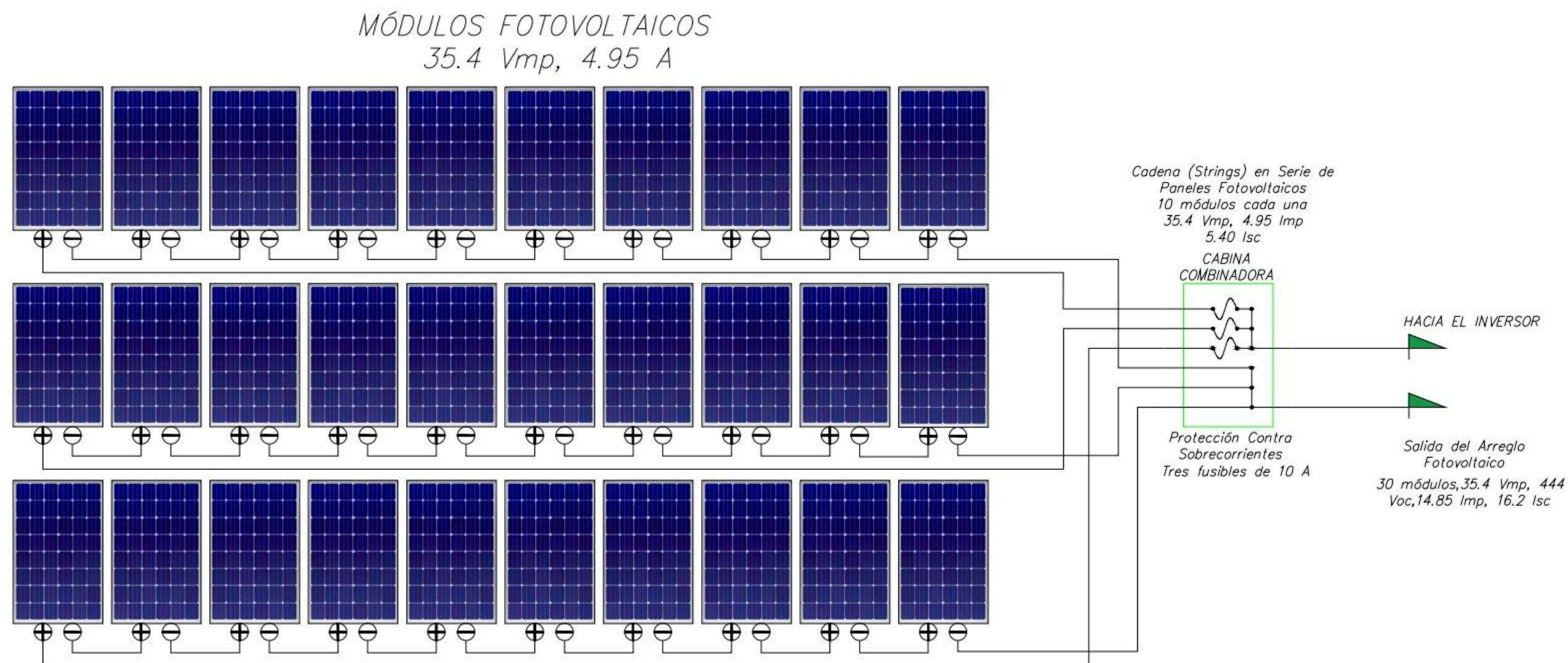


Figura 7. Esquema de conexión de strings fotovoltaicos y caja de centralización en corriente continua (combiner box)

Las cajas de centralización de strings, también conocidas como combiner boxes, son equipos fundamentales en los sistemas fotovoltaicos, encargados de agrupar, interconectar y proteger eléctricamente los strings de módulos solares en corriente continua.

La selección y configuración de las cajas de strings debe considerar, como mínimo:

- La corriente máxima por string.
- La corriente total de salida.
- La tensión máxima del sistema.

Cada caja de centralización de strings debe disponer, como mínimo, de:

- Fusibles por string para ambos polos.
- Descargadores de sobretensión en corriente continua (CC).
- Interruptor de seccionamiento en corriente continua a la salida.

Criterios para la paralelización de cadenas fotovoltaicas en corriente continua

En proyectos de generación solar fotovoltaica, se debe evitar la conexión en paralelo de cadenas (strings) en corriente continua sin protección individual, debido al riesgo de circulación de corrientes inversas.

Cuando una cadena presenta sombreado parcial, falla interna o degradación, puede operar a una tensión inferior, permitiendo que las cadenas funcionales inyecten corriente hacia ella. Esta condición puede generar sobrecalentamiento de conductores, activación permanente de diodos bypass, degradación de módulos y riesgo de incendio.

En caso de requerirse la paralelización de cadenas en corriente continua, esta debe realizarse mediante cajas combinadoras fotovoltaicas que incorporen, como mínimo, fusibles por cadena, dispositivos de seccionamiento y coordinación adecuada con el inversor.

Cuando el diseño utilice inversores con entradas de string independientes, sin paralelización externa, no es necesaria la instalación de cajas combinadoras, siempre que cada cadena esté eléctricamente separada y protegida conforme a las especificaciones del fabricante del inversor.

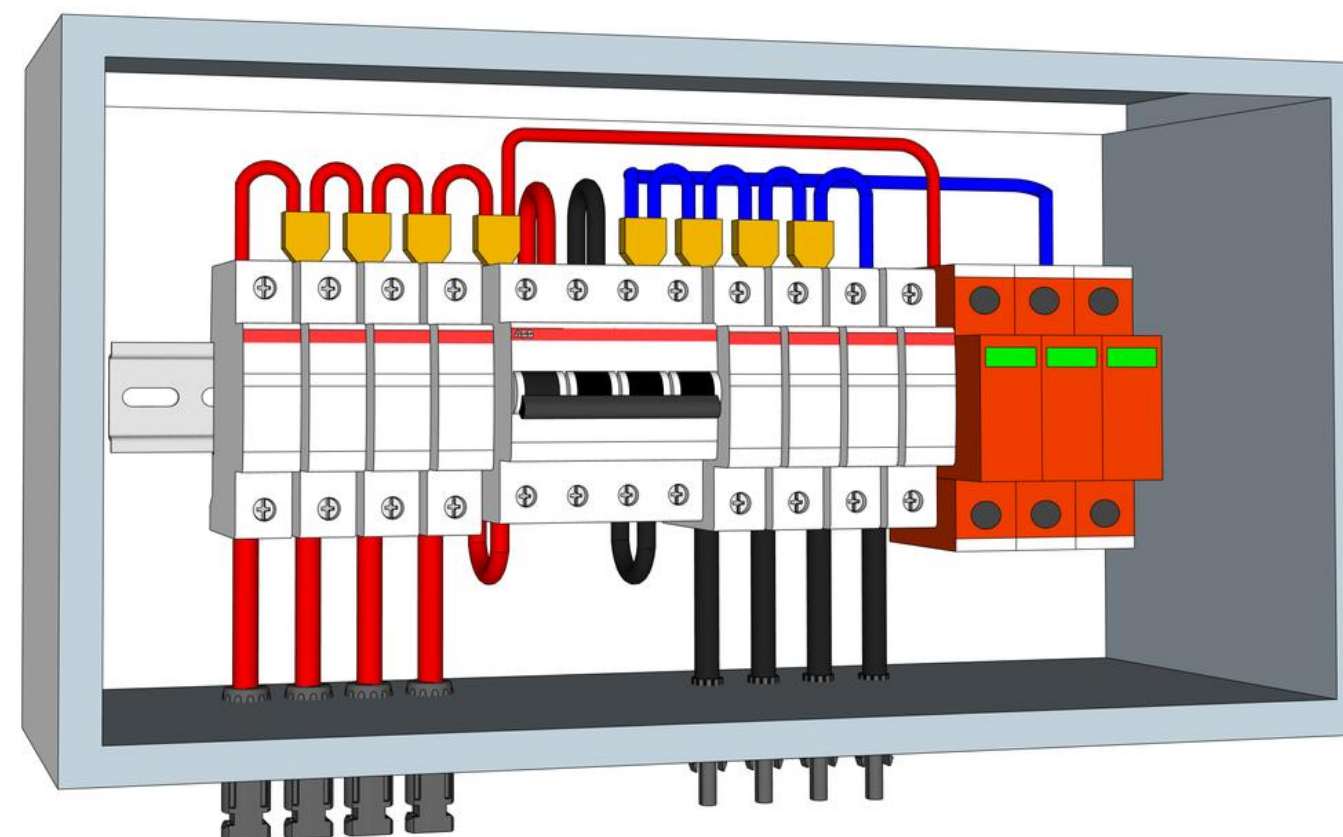


Figura 8. Configuración interna típica de una caja de centralización de strings (combiner box) en corriente continua

c) Disposición física del arreglo fotovoltaico (control de sombreado): En sistemas fotovoltaicos con módulos instalados en filas sucesivas, se debe adoptar una separación horizontal adecuada entre filas con el fin de minimizar el sombreado entre módulos, especialmente durante los periodos de menor altura solar.

La distancia horizontal mínima recomendada entre el extremo posterior de una fila de paneles y el inicio de la fila siguiente se define como:

$$d = h \cdot k$$

Donde:

d: distancia horizontal recomendada entre filas de paneles (m).

h: diferencia de altura entre la parte superior del panel de la fila anterior y la parte inferior del panel de la fila siguiente, medida respecto al plano de apoyo de los módulos (m).

k: factor adimensional asociado a la latitud del sitio.

El factor k se recomienda calcular mediante la siguiente expresión:

$$k = 1 / \tan(61^\circ - \text{latitud})$$

La latitud debe expresarse en grados.

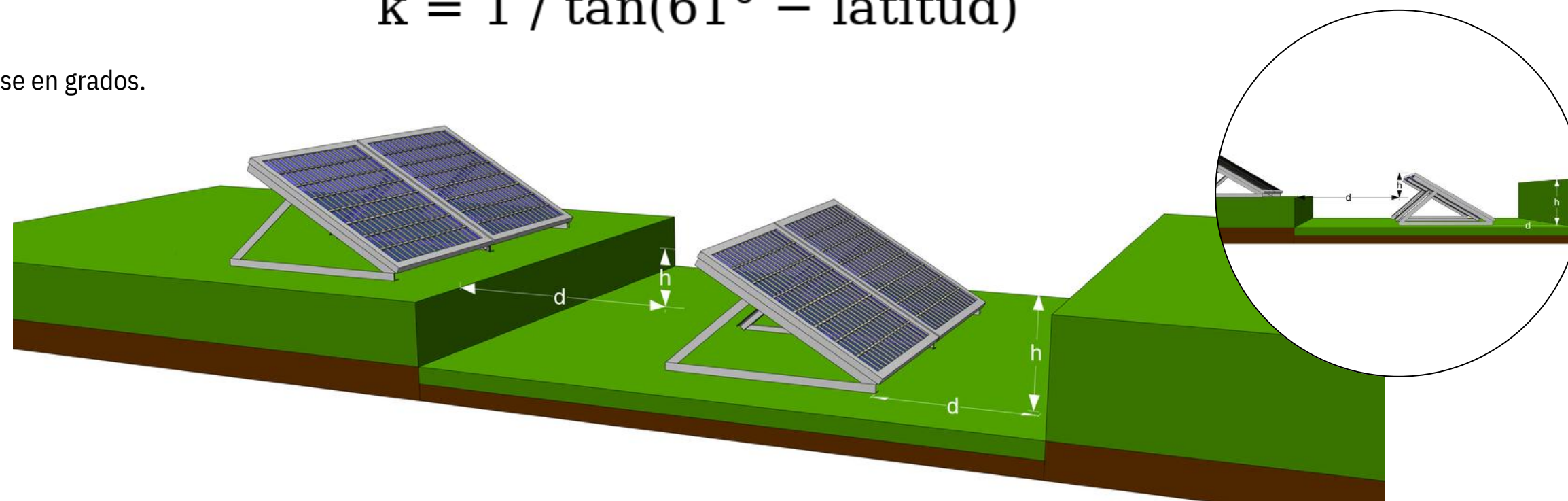


Figura 9. Disposición física del arreglo fotovoltaico

IMPORTANTE

Nota: Se recomienda que la separación horizontal entre filas no sea inferior al valor obtenido mediante la expresión $d = h \cdot k$, con el fin de reducir la probabilidad de sombreado parcial entre módulos y preservar el rendimiento energético del sistema fotovoltaico.

B.1.3. Inversores

a) Definición y determinación de la capacidad nominal del inversor: La capacidad nominal de un inversor en un sistema de generación distribuida debe entenderse como la potencia activa máxima continua en corriente alterna (kW) que el equipo puede entregar, asumiendo un factor de potencia unitario ($FP = 1$). Este valor representa el límite físico real del inversor y es el que debe declararse para efectos de capacidad instalada, evaluación técnica del proyecto y análisis de impacto sobre la red, independientemente de que la ficha técnica exprese dicha capacidad en kVA o kW.

La potencia activa máxima entregable por un inversor está condicionada por las condiciones de operación definidas por el fabricante, siendo la temperatura ambiente una de las variables más relevantes. En términos generales, los fabricantes establecen rangos térmicos dentro de los cuales el inversor puede operar sin restricciones y entregar el 100 % de su potencia nominal. Cuando la temperatura ambiente se mantiene dentro de dicho rango, la potencia nominal declarada es plenamente alcanzable y representativa de la capacidad real del equipo.

Por el contrario, cuando la temperatura ambiente supera los límites establecidos, el inversor entra en un régimen de limitación térmica de potencia, reduciendo progresivamente la potencia activa de salida como mecanismo de protección, sin que ello modifique la definición de su capacidad nominal, la cual sigue estando asociada a la potencia máxima que el equipo puede entregar bajo condiciones de operación que no generan derating.



Figura 10. Diferencia entre potencia activa nominal y potencia activa máxima del inversor en corriente alterna (AC)

IMPORTANTE

Nota: El hecho de que el fabricante indique capacidades operativas reducidas bajo condiciones particulares de temperatura no altera la definición técnica ni regulatoria de capacidad nominal.

b) Seguridad, protección eléctrica, física y ambiental de inversores:

En la selección e instalación de sistemas de generación distribuida conectados a la red de EBSA, se debe considerar no solo criterios eléctricos, sino también condiciones físicas, ambientales y mecánicas que garanticen su operación segura, continua y confiable en interacción con la red.

Bajo este concepto, debe tenerse en cuenta los siguientes requisitos:

- Se debe garantizar que los inversores incorporen protecciones efectivas contra sobretensiones, sobrecorrientes, sobretensiones y cortocircuitos, con el fin de salvaguardar la integridad de los equipos, la seguridad de las personas y la confiabilidad de la operación frente a la red de EBSA.
- El inversor debe disponer, como mínimo, de los siguientes mecanismos de protección eléctrica y funcional:
 - **Protección anti-isla:** el inversor debe garantizar el cese de la energización de la red de EBSA en un tiempo no mayor a 2,0 segundos, contados a partir de la pérdida de tensión de la red, evitando la formación de islas no intencionales.
 - **Respuesta a la recuperación de la red:** el inversor debe responder a la recuperación de la tensión de la red de EBSA únicamente después de un tiempo mínimo de espera de 5 minutos, asegurando condiciones estables de operación y sincronismo antes de la reconexión.

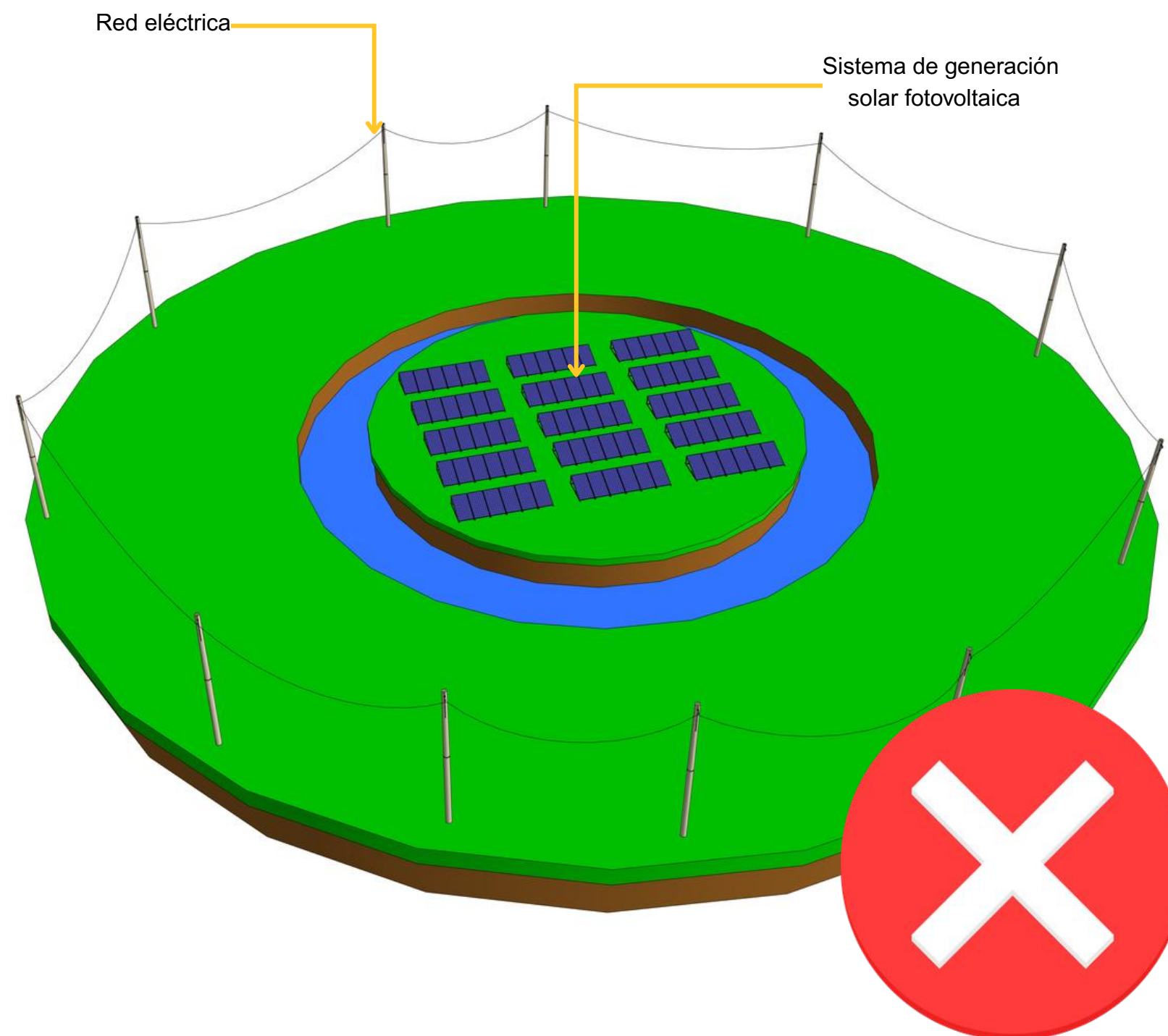


Figura 11. Esquema de seguridad y protección del sistema de generación fotovoltaica frente a la red eléctrica

- Se debe garantizar que los inversores instalados en sistemas de generación distribuida cuenten con protección efectiva contra la humedad, la lluvia y demás agentes ambientales que puedan afectar su operación, seguridad o vida útil. Dicha protección debe lograrse mediante cubiertas, gabinetes o envoltentes adecuadamente diseñadas, fabricadas con materiales resistentes a la corrosión y compatibles con las condiciones ambientales del sitio de instalación.

La estructura de protección de los inversores debe permitir la fijación segura del barraje o barrajes del sistema de puesta a tierra, garantizando la continuidad eléctrica, la accesibilidad para inspección y el cumplimiento de los requisitos de seguridad eléctrica aplicables. Así mismo, dicha estructura debe contemplar el alojamiento y protección de los elementos de protección y de control adicionales requeridos por el generador distribuido, asegurando condiciones adecuadas de ventilación, accesibilidad y mantenimiento, sin comprometer la seguridad de las personas ni la confiabilidad de la operación frente a la red.

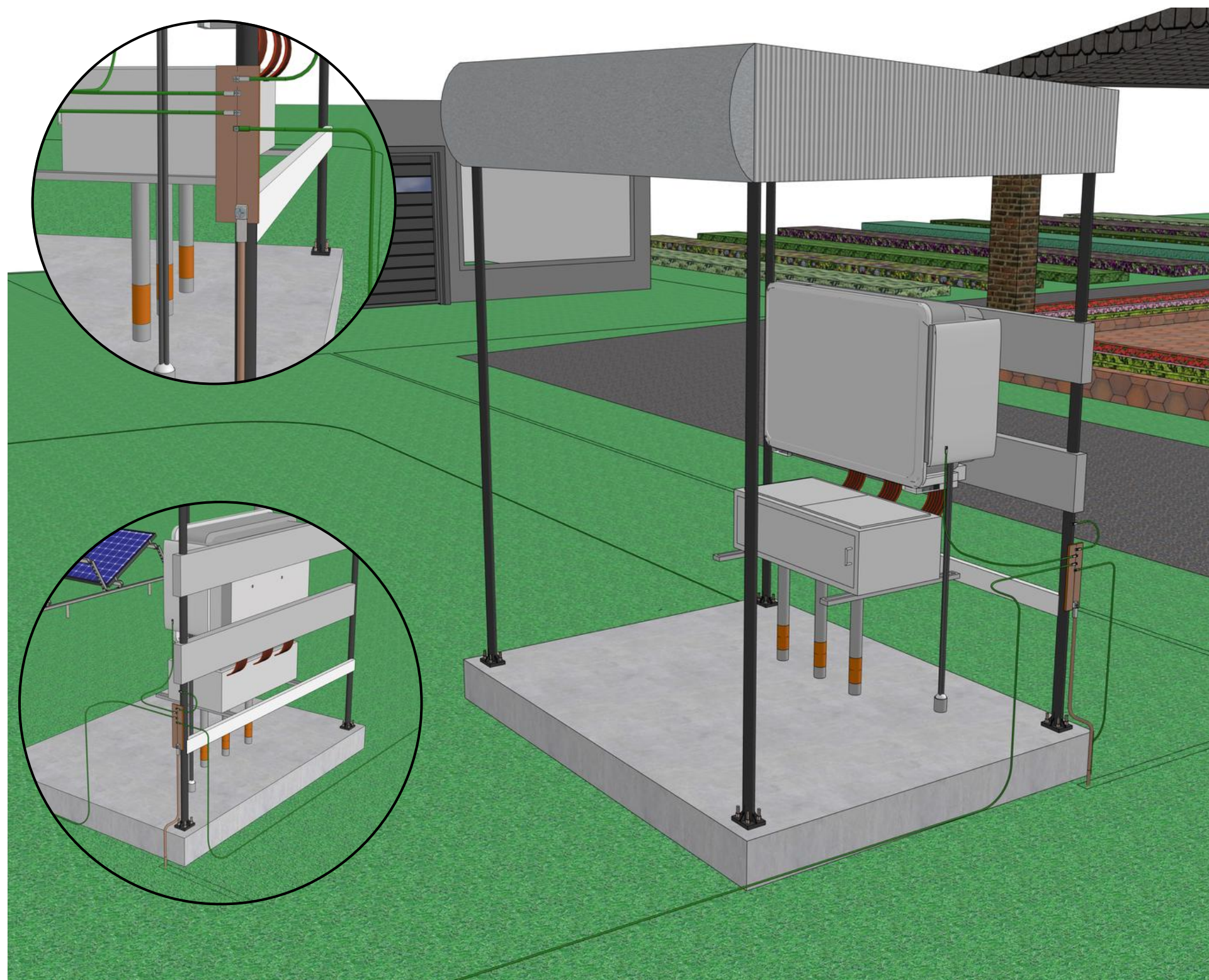


Figura 12. Estructura de protección ambiental y puesta a tierra para inversores en sistemas de generación distribuida

Instalación de inversores bajo los módulos fotovoltaicos

Como alternativa de montaje, se permite la instalación de inversores debajo de los paneles solares, siempre que dicha disposición no comprometa la seguridad, la operación ni el mantenimiento del sistema de generación. Para ello, deben garantizarse los espacios libres necesarios que permitan el acceso seguro del personal para labores de inspección, operación y mantenimiento, conforme a las recomendaciones del fabricante y a la normativa técnica aplicable.

El inversor deberá fijarse a una estructura mecánica robusta, estable y firmemente anclada, diseñada para soportar adecuadamente las cargas propias del equipo, las vibraciones y las condiciones ambientales del sitio de instalación. Adicionalmente, deberá asegurarse una ventilación adecuada que evite el sobrecalentamiento del equipo, así como la protección frente a humedad, polvo, radiación solar directa y otros agentes externos que puedan afectar su correcto funcionamiento. Esta configuración no deberá interferir con la estructura de soporte de los módulos ni con el desempeño eléctrico del sistema fotovoltaico.

IMPORTANTE

La instalación de inversores debajo de los paneles solares solo es admisible cuando se garantizan condiciones seguras de acceso, operación y mantenimiento, así como un anclaje firme sobre una estructura mecánica robusta que asegure la estabilidad, ventilación y protección del equipo frente a condiciones ambientales adversas.

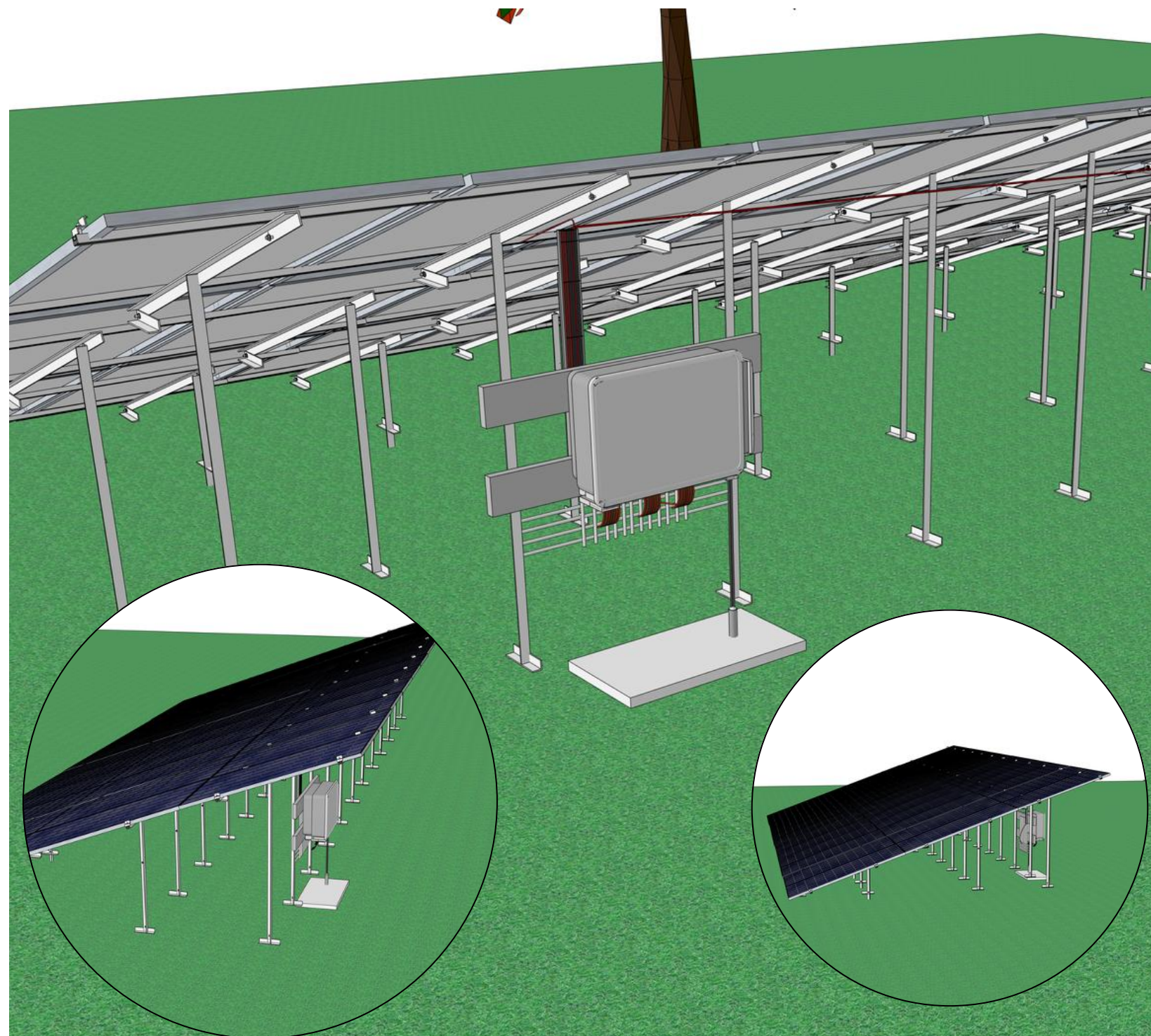


Figura 13. Instalación de inversores bajo los módulos fotovoltaicos con condiciones de acceso, ventilación y protección

B.1.4. Centros de transformación

Los transformadores que se empleen como parte integral del centro de transformación deben ser dimensionados correctamente para la potencia del conjunto de inversores seleccionado, en función de la potencia nominal AC total de los inversores que se conectan a él, la capacidad del transformador (kVA) debe ser igual o superior al máximo kVA que puedan entregar los inversores en operación continua. La capacidad final seleccionada debe corresponder a un valor comercial normalizado, garantizando operación continua sin sobrecarga térmica durante los periodos de mayor irradiancia.

Grupos de conexión de transformadores de acoplamiento para sistemas de generación fotovoltaica: Los sistemas de generación solar fotovoltaica conectados a la red de la Empresa de Energía de Boyacá no deben aportar corrientes de secuencia cero ante la ocurrencia de fallas a tierra en la red de EBSA. Este criterio es fundamental para garantizar la correcta operación de los esquemas de protección, la selectividad de las protecciones a tierra y la estabilidad operativa del sistema de distribución.

Con el fin de cumplir este requisito, el devanado de alta tensión del transformador de acoplamiento, es decir, aquel conectado directamente a la red de EBSA, deberá disponer obligatoriamente de un grupo de conexión que impida el paso de corrientes de secuencia cero hacia la red, adoptando una de las siguientes configuraciones:

- Conexión en delta (Δ):

En esta configuración, el devanado de alta tensión del transformador se conecta en triángulo, sin referencia a tierra. Esta disposición impide la circulación de corrientes de secuencia cero hacia la red de EBSA, confinando internamente los desequilibrios y armónicos, y evitando la participación del sistema de generación en fallas a tierra externas a su instalación.

- Conexión en estrella (Y) no aterrizada:

En esta configuración, el devanado de alta tensión se conecta en estrella, manteniendo el punto común (estrella) eléctricamente aislado de tierra. Al no existir una referencia a tierra, no se establece un camino de circulación para corrientes de secuencia cero, garantizando que las fallas a tierra en la red de EBSA no generen aportes de corriente desde el sistema de generación.

En consecuencia, no se permite la conexión de sistemas de generación cuyo esquema de transformación facilite o permita la inyección de corrientes de secuencia cero hacia la red de EBSA, ya sea mediante devanados de alta tensión en estrella aterrizada u otras configuraciones equivalentes. Dichos esquemas afectan negativamente la sensibilidad y direccionalidad de las protecciones a tierra, comprometen la selectividad de las protecciones del operador de red y pueden generar condiciones operativas no deseadas en el sistema de distribución.

La configuración, conexión y puesta a tierra del devanado de baja tensión del transformador de acoplamiento será definida por el diseñador del sistema de generación, en función de los requerimientos técnicos de los inversores, del esquema de protección interno y de las condiciones de operación del sistema, siempre que no se contravenga el requisito de bloqueo de corrientes de secuencia cero en el devanado conectado a la red de EBSA.

IMPORTANTE

Nota: El requisito de bloqueo de corrientes de secuencia cero aplica exclusivamente al devanado de alta del transformador de acoplamiento.

Para una comprensión integral del diseño e instalación del centro de transformación, se deberá consultar el Capítulo 1, Título 3 de la normativa EBSA "Centros de Transformación".

B.1.5. Sistema de interrupción

Todo sistema de generación distribuida debe disponer de un equipo de interrupción o corte con la capacidad de abrir ante las máximas corrientes de cortocircuito:

- Sistemas con potencia instalada o nominal ≤ 0.25 MW: Se permite como equipo de corte interruptor termomagnético o interruptor con unidades de disparo. La protección principal y el equipo de corte pueden estar integrados en el inversor, siempre y cuando se cuente con certificado de conformidad por entidad reconocida de acuerdo al UL 1741 o IEC 62109.
- Sistemas con potencia instalada o nominal $0.25 \text{ MW} < P < 1 \text{ MW}$: Se permite como equipo de corte interruptor con unidades de disparo, reconectador o interruptor de potencia.

El equipo de corte debe ubicarse en el punto de conexión o en el mismo nivel de tensión asociado a este. Cuando el equipo de corte no se instale directamente en dicho punto se deberá instalar un elemento de corte adicional que permita despejar fallas en el tramo comprendido entre el punto de conexión y el equipo de corte principal. Las características técnicas del equipo de corte deberán ser definidas y acordadas con EBSA.

IMPORTANTE

Nota: Teniendo en cuenta que los activos de EBSA son activos de uso y requieren un tratamiento distinto, estos no pueden ser utilizados para el beneficio, operación o aprovechamiento del generador distribuido.

B.1.6. Redes de conexión en media tensión

Todas las redes de media tensión asociadas a la conexión de sistemas de generación distribuida deberán diseñarse y construirse exclusivamente con base en la infraestructura normalizada y vigente definida por EBSA para redes de media tensión, aplicable a configuraciones aéreas, transiciones aéreo-subterráneas y redes subterráneas.

El diseñador del sistema de generación distribuida es responsable de verificar que la estructura seleccionada se encuentre dentro de la normatividad de EBSA, sea compatible eléctrica y mecánicamente con la red existente y no comprometa la seguridad, confiabilidad ni continuidad del servicio.

Cualquier estructura existente de EBSA que requiera ser alterada, reemplazada o retirada con el propósito de otorgarle una función adicional o un beneficio asociado a un sistema de generación distribuida deberá ser identificada y justificada explícitamente en el diseño, para su análisis técnico y aprobación previa por parte de EBSA.

Dicha intervención deberá quedar claramente evidenciada en los planos, mediante la inclusión de una tabla técnica que permita identificar de forma precisa la estructura intervenida, su ubicación, condición actual y el motivo del cambio.

Item	Georeferenciación			Información de activos		Mótodo técnico de la intervención
	Latitud (N)	Longitud (W)	Altura (H)	Código de estructura existente EBSA	Código de estructura propuesta	

No obstante lo anterior, cuando durante la etapa de construcción se presenten modificaciones al diseño aprobado de las redes de media tensión, motivadas por condiciones de seguridad, económicas o de eficiencia operativa, dichas modificaciones deberán:

- Mantenerse dentro de la infraestructura y tipologías normalizadas por EBSA.
- Ser debidamente documentadas y reflejadas en los planos “as built”.
- Ser presentadas y sustentadas técnicamente el día de la visita técnica por parte de EBSA.

Lo anterior se entiende sin perjuicio del cumplimiento de las certificaciones de inspección de la instalación eléctrica a que haya lugar, emitidas por un organismo de inspección acreditado, ni de las verificaciones técnicas que EBSA considere necesarias.

En los casos en que, por condiciones de seguridad eléctrica, operativa o por fuerza mayor, sea necesario retirar una estructura de EBSA para garantizar la integridad de las personas, la red o los equipos, esta situación deberá indicarse mediante una nota técnica clara, visible y destacada en el plano, ubicada junto a la estructura a intervenir, describiendo de manera concreta la condición que justifica la actuación.

B.2. PROHIBICIÓN DE FRACCIONAMIENTO DE LA CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada o nominal de un sistema Generación Distribuida (GD) no podrá fraccionarse con el propósito de reportar, registrar o constituir artificialmente varias plantas o sistemas de generación independientes. En consecuencia, no se permite dividir la capacidad de los equipos de generación, ni reutilizar total o parcialmente los mismos equipos de generación, conexión, protecciones o medición, con el fin de configurar múltiples generadores distribuidos a partir de una única infraestructura eléctrica.

No obstante, sí se permite la instalación de varias plantas de generación independientes dentro de un mismo predio, siempre que cada una de ellas se constituya como un generador distribuido autónomo y cumpla de manera individual con el proceso regulado de conexión ante EBSA. Para tal efecto, cada planta debe contar, como mínimo, con punto de conexión independiente, esquema de protecciones propio, equipos de medida independientes y equipos de generación claramente diferenciados, aun cuando se utilice un mismo predio como mecanismo para la gestión de múltiples proyectos.

Caso 1. Sistema de generación distribuida con equipos y punto de conexión independientes en un mismo predio.

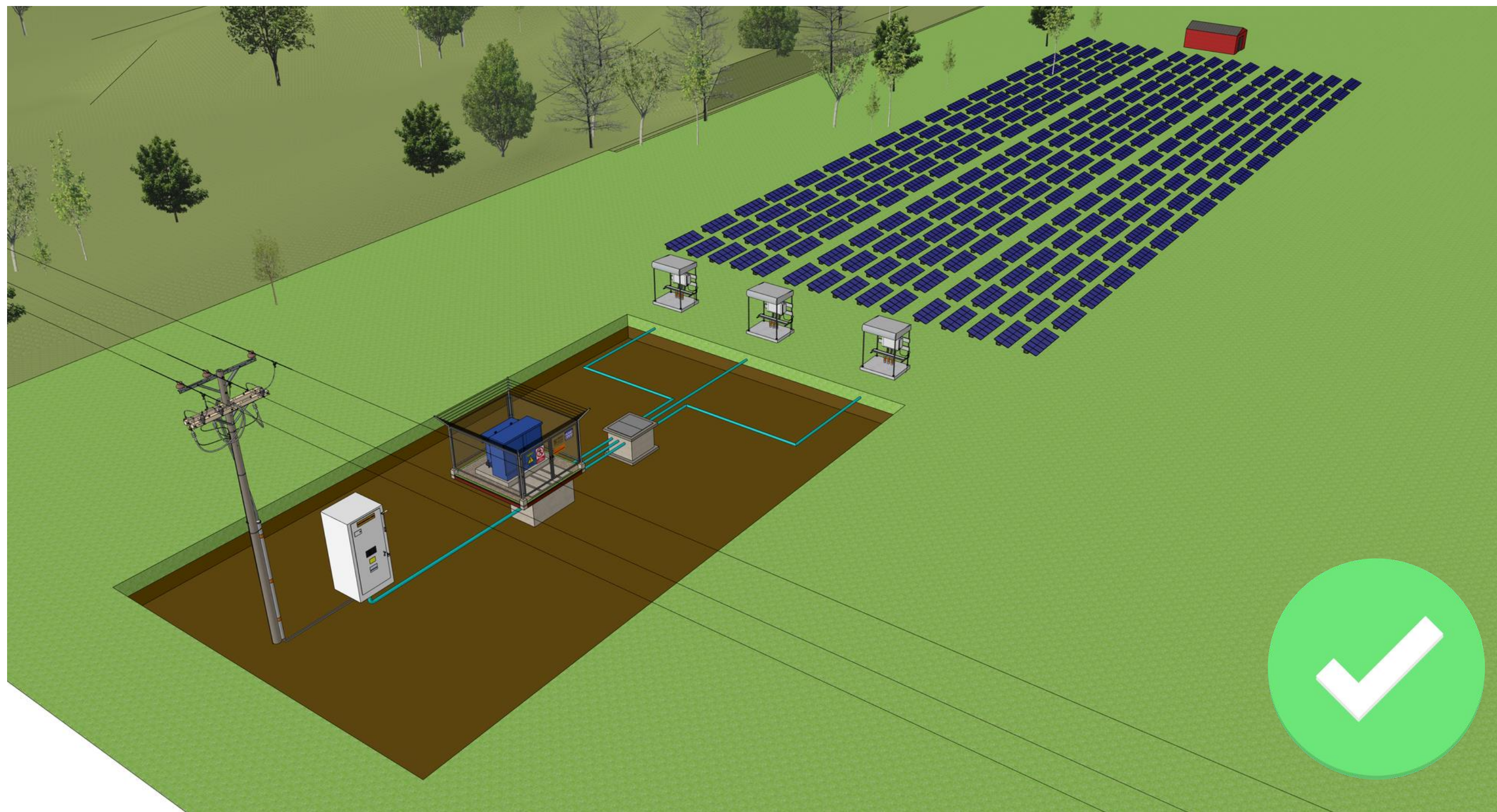


Figura 14. Sistema de generación distribuida con equipos y punto de conexión independientes ubicados en un mismo predio

Caso 2. Más de un sistema de generación distribuida con punto de conexión compartido en un mismo predio.

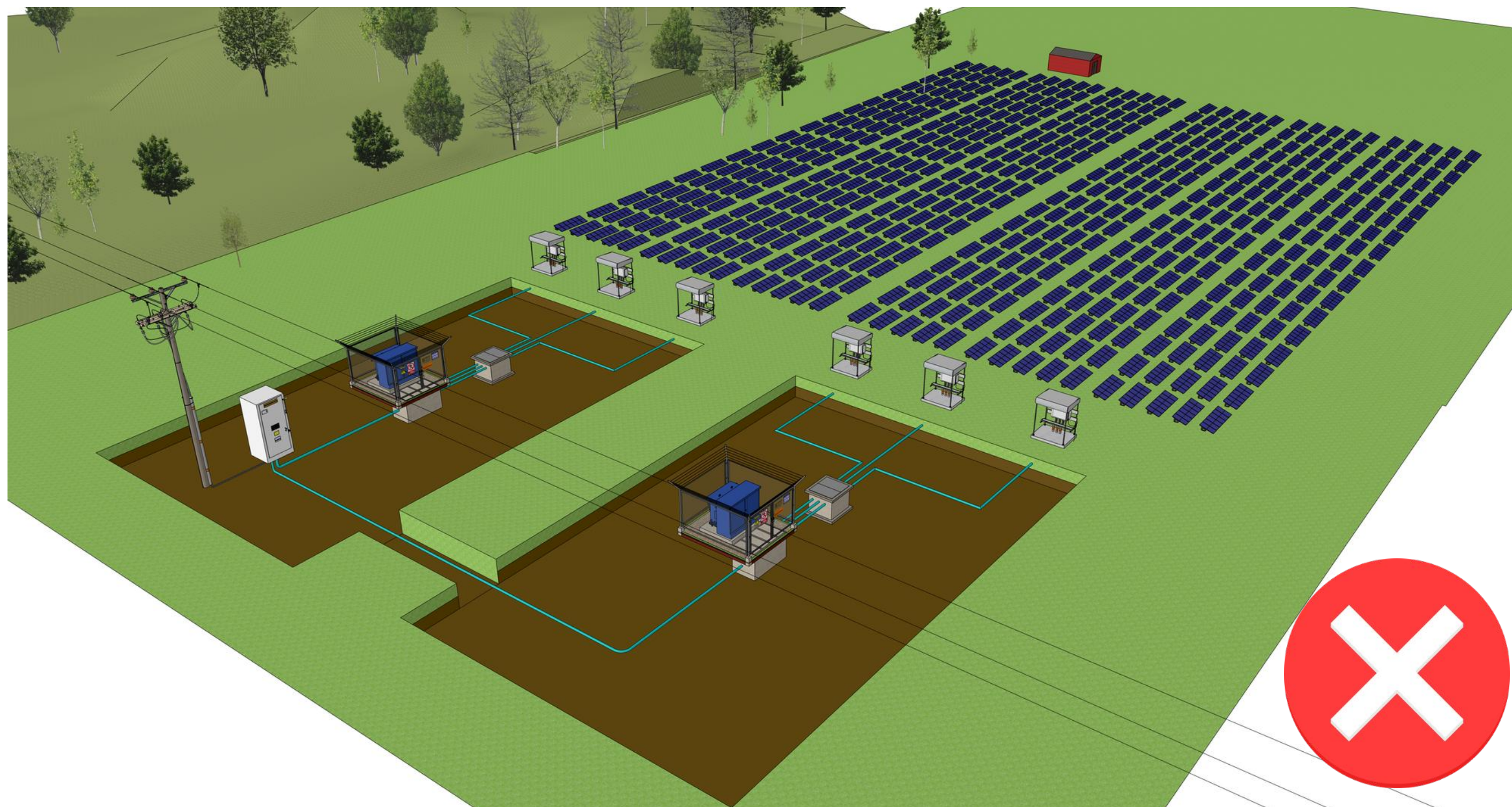


Figura 15. Múltiples sistemas de generación distribuida con punto de conexión compartido en un mismo predio (configuración no permitida)

Caso 3. Más de un sistema de generación distribuida con equipos y punto de conexión independiente en un mismo predio.

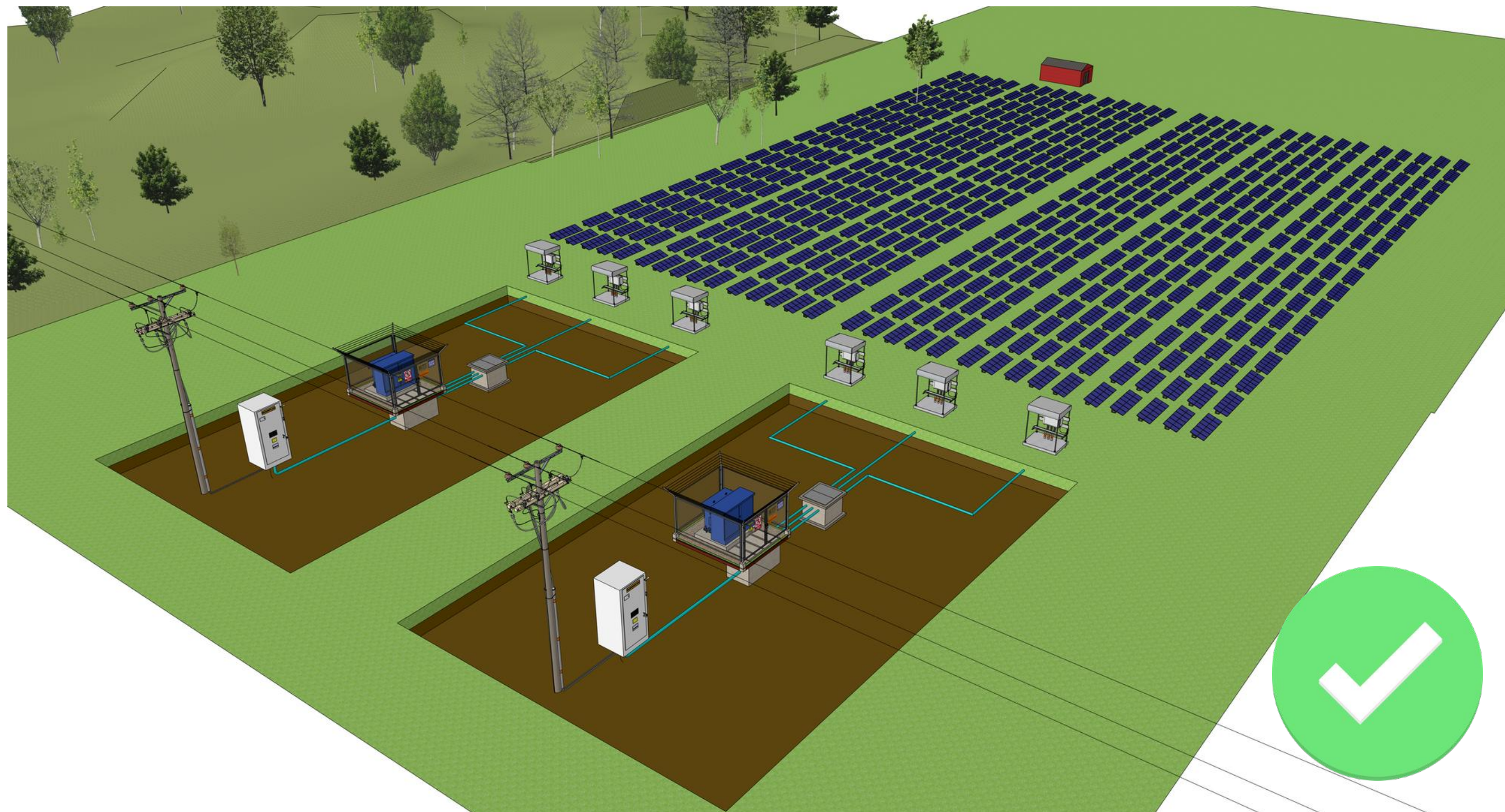


Figura 16. Múltiples sistemas de generación distribuida con equipos y puntos de conexión independientes en un mismo predio (configuración permitida)

Caso 4. Más de un sistema de generación distribuida con punto de conexión compartido en un diferente predio.

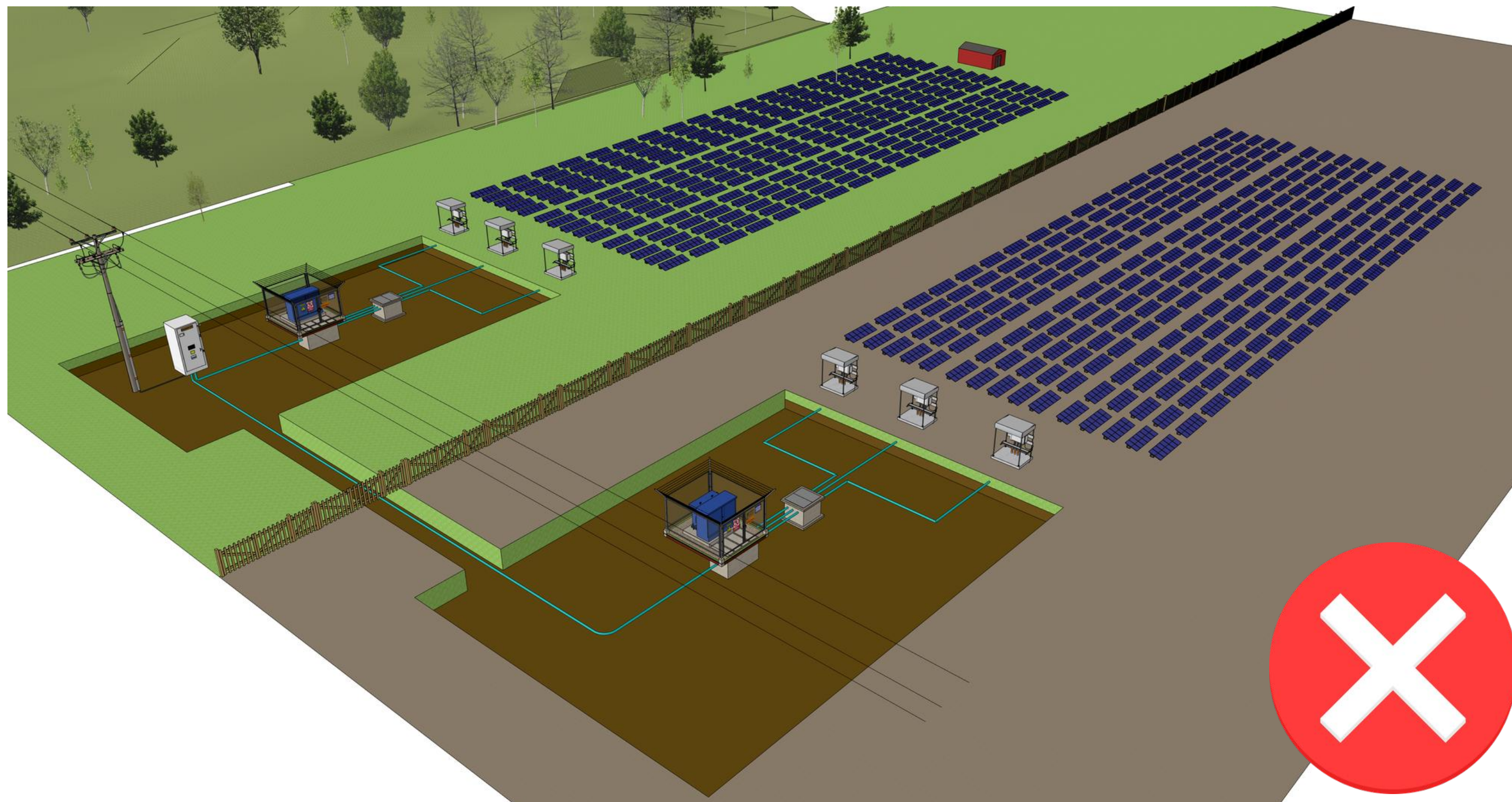


Figura 17. Múltiples sistemas de generación distribuida con punto de conexión compartido en predios diferentes (configuración no permitida)

B.3. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

El diseño, construcción y operación de toda planta de Generación Distribuida debe garantizar el cumplimiento estricto de las distancias mínimas de seguridad eléctrica, con el fin de proteger la vida y la integridad de las personas, preservar la seguridad de las edificaciones y asegurar la confiabilidad de la red de distribución de EBSA.

El diseñador es responsable de verificar, definir y justificar en el diseño el cumplimiento de las distancias de seguridad aplicables, de acuerdo con el nivel de tensión, el tipo de instalación y las condiciones reales del entorno.

Teniendo en cuenta que el sistema de generación distribuida no tiene control sobre la administración, operación y mantenimiento de las redes de servicio público propiedad de EBSA, no se permitirá la instalación de equipos, componentes o sistemas propios del generador que interfieran, invadan o comprometan las condiciones de seguridad de dichas redes.

Se exceptúan de esta restricción las estructuras estrictamente necesarias para materializar el punto de conexión aprobado por EBSA, tales como postes, redes u otros elementos normalizados, siempre que formen parte integral del diseño autorizado y cumplan con las distancias de seguridad y servidumbres aplicables.

En ningún caso se permitirá la instalación de paneles fotovoltaicos u otros equipos del sistema de generación distribuida por debajo de líneas eléctricas existentes que cuenten con servidumbre a favor de EBSA, aun cuando estas atraviesen predios de propiedad del generador.

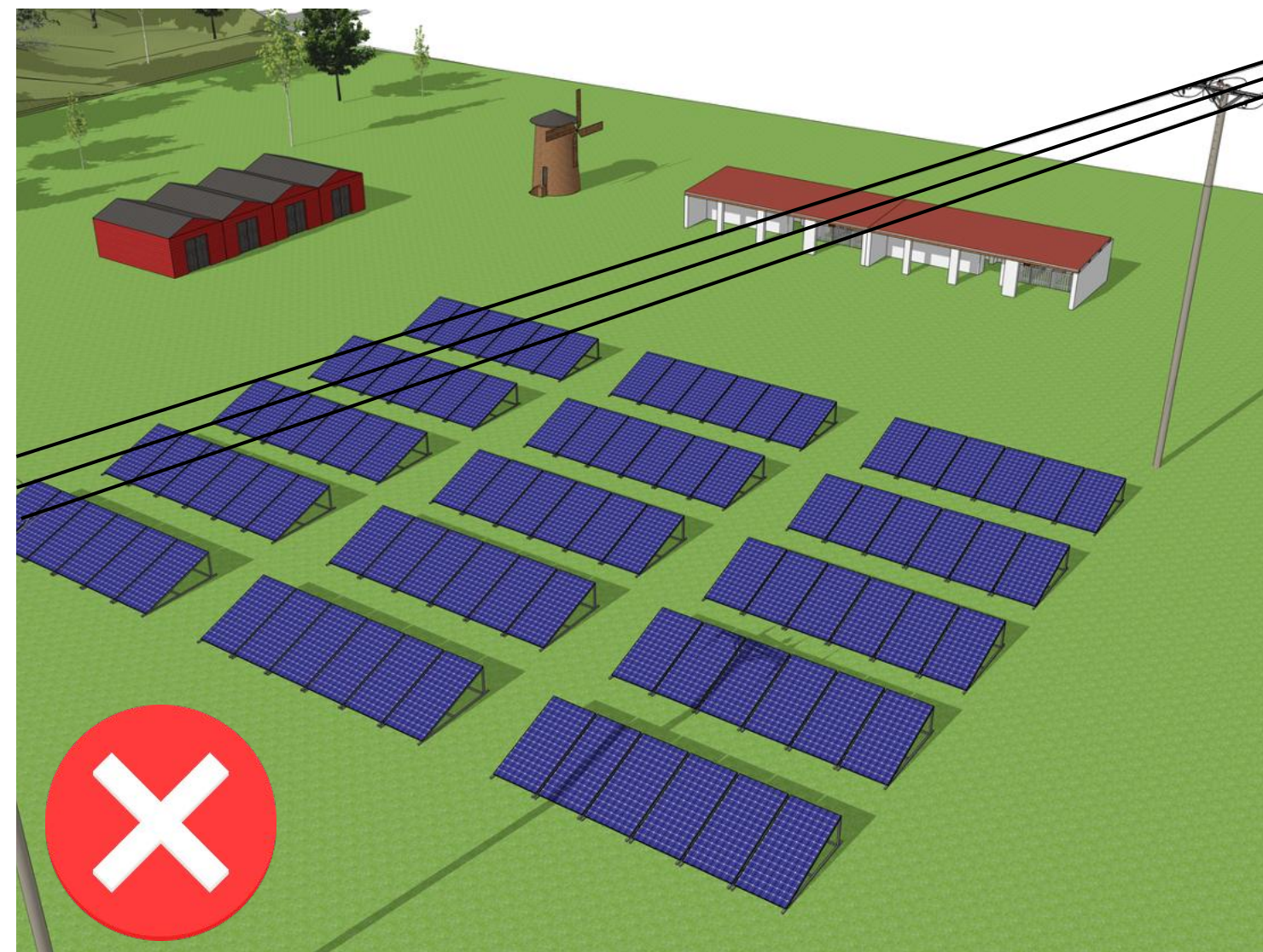


Figura 18. Incumplimiento de distancias de seguridad entre sistemas de generación distribuida y redes eléctricas existentes (configuración no permitida)

Para una comprensión integral de los requisitos necesarios para garantizar el cumplimiento de las distancias de seguridad, se deberá consultar el Capítulo 4, Título 5 de la normativa EBSA "distancias de seguridad y señalización".

IMPORTANTE

Nota: El incumplimiento de las distancias de seguridad establecidas en el RETIE constituye una condición de no conformidad grave, por lo cual EBSA no autorizará la energización de la instalación hasta tanto se subsanen las condiciones que representen riesgo para las personas, la red o las edificaciones.

B.4. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA:

El diseño de la puesta a tierra de instalación de todo sistema de generación incluyendo el punto de conexión, además de cumplir con los requerimientos técnicos del RETIE, debe considerar en combinación con los sistemas de protección propuestos, el despeje oportuno de todo tipo de fallas a tierra.

El sistema de puesta a tierra debe instalarse conforme a las especificaciones técnicas establecidas en el RETIE y la NTC 2050. La estructura del generador fotovoltaico y los marcos metálicos de los módulos deben conectarse a la misma toma de tierra del resto de la instalación, garantizando la equipotencialidad del sistema. Asimismo, se deber realizar la puesta a tierra del gabinete de protecciones, del inversor y de la estructura soporte del generador fotovoltaico, todos interconectados a un único electrodo de puesta a tierra.

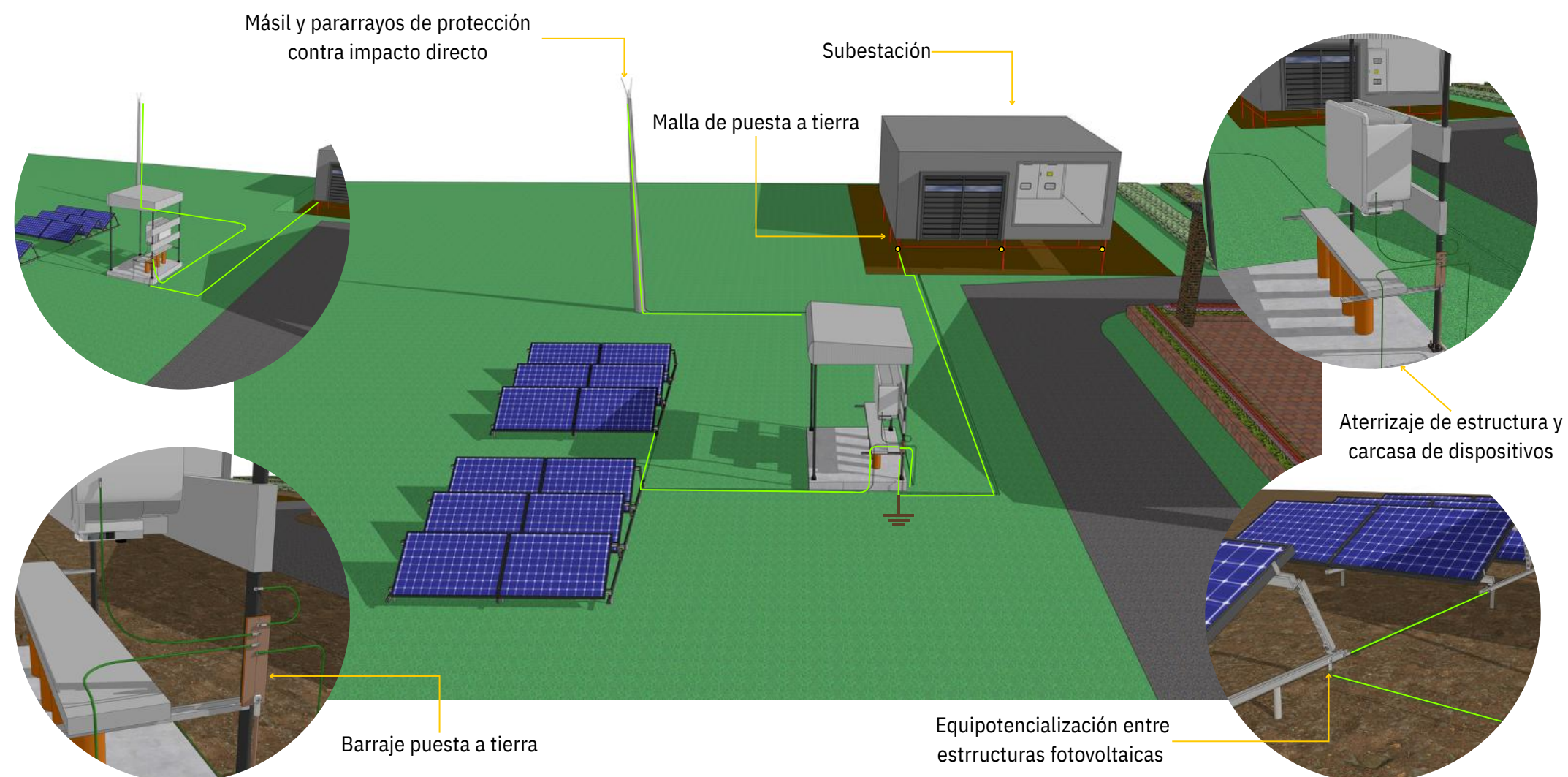


Figura 19. Esquema general del sistema de puesta a tierra y equipotencialización en un sistema de generación distribuida

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.

B.5. SISTEMA DE MEDIDA

Para los sistemas de generación distribuida debe instalarse el siguiente sistema de medida indirecta:

- Un medidor electrónico bidireccional conforme al Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014), que registre energía activa y reactiva en los cuatro cuadrantes y sea compatible con los sistemas de monitoreo remoto de EBSA.
- Un medidor de respaldo, como lo exige el artículo 13 del Código de Medida, dado que se trata de una frontera de generación.

Ambos medidores deben cumplir con los requisitos de clase de exactitud, sellado, comunicación, sincronización horaria y calibración previos a su instalación. Asimismo, deben ser configurados para garantizar su interoperabilidad y consistencia con los sistemas de monitoreo remoto definidos por EBSA.

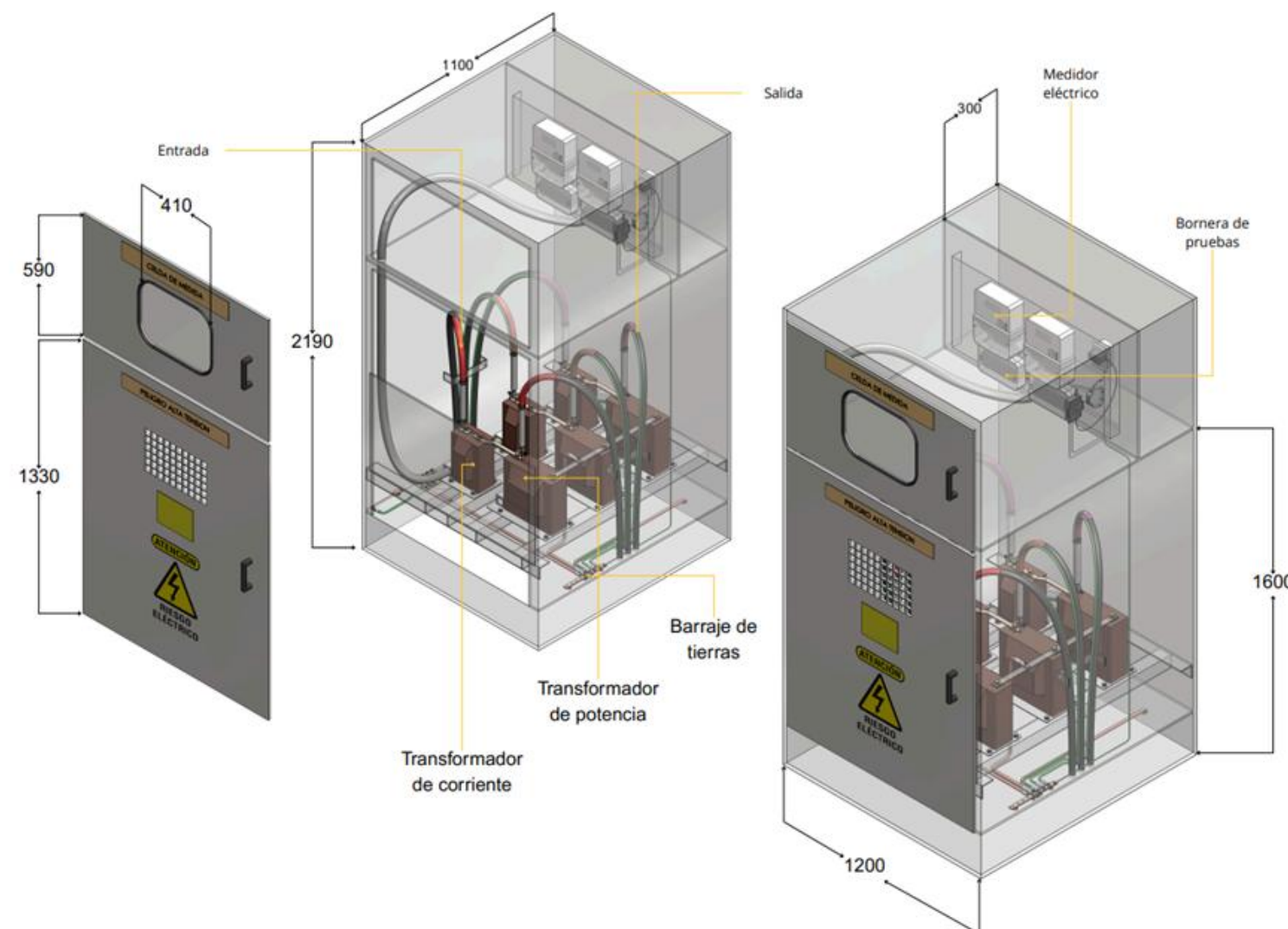


Figura 20. Sistema de medida indirecta para generación distribuida mediante gabinete de medición con transformadores de corriente y de potencial

El sistema de medida debe instalarse en el punto más cercano posible al punto de conexión con la red de EBSA. Se permite la instalación del sistema de medida en celdas de media tensión que cumplan las condiciones técnicas y de seguridad aplicables. No se permite la instalación del sistema de medida en infraestructura de EBSA, ni la instalación de sistemas de medida tipo poste, debido a las limitaciones en seguridad operativa, accesibilidad y control metrológico.

Para una comprensión integral de los requisitos del sistema de medida, se deberá 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.6. CONFORMIDAD RETIE

El Generador Distribuido que solicite conexión a la red de EBSA debe contar, de manera previa a cualquier trámite operativo, con un diseño eléctrico detallado, elaborado y suscrito por un profesional competente, con matrícula profesional vigente, conforme a lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

El diseño eléctrico debe reflejar de forma integral las condiciones técnicas reales de la instalación y debe ser cargado en el aplicativo dispuesto por EBSA antes de realizar la solicitud de visita técnica. Adicionalmente, la instalación debe demostrar su cumplimiento y conformidad con el RETIE mediante la certificación plena, emitida por un organismo de inspección acreditado, la cual, según aplique a la instalación, debe incluir:

- Declaración de Cumplimiento suscrita por la persona competente responsable del diseño de la instalación, así como la declaración de cumplimiento de la construcción de la instalación, correspondiente a cada una de las actividades reglamentadas que apliquen a la instalación.
- Certificación RETIE de la actividad de generación.
- Certificación RETIE de la actividad de transformación.
- Certificación RETIE de la actividad de distribución, cuando existan redes asociadas o activos de conexión.

Estas certificaciones constituyen el soporte formal del cumplimiento técnico y normativo de cada actividad reglamentada y serán verificadas por EBSA durante la visita técnica, tanto a nivel documental así como en inspección en campo.

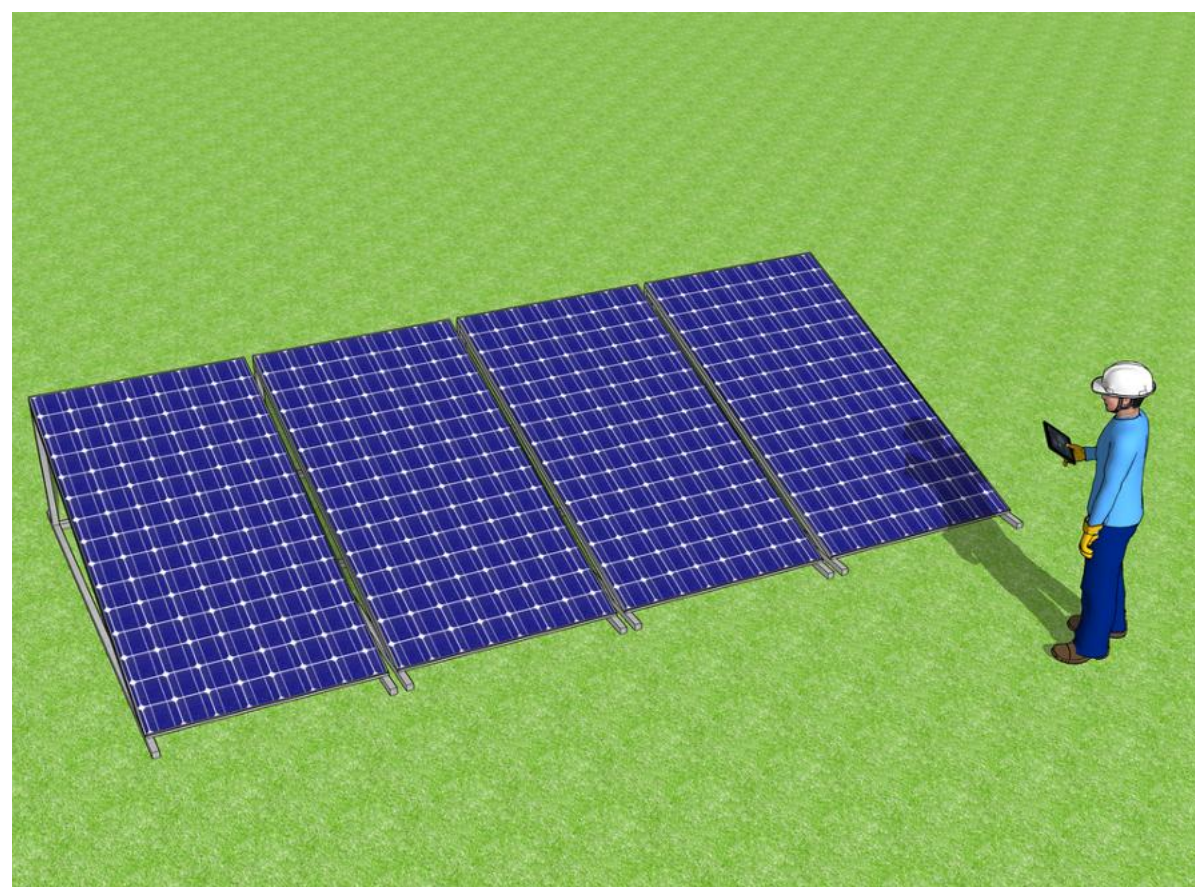


Figura 21. Verificación de conformidad RETIE mediante certificación e inspección de sistemas de generación distribuida

IMPORTANTE

Nota: Si el propietario o tenedor de la instalación no demuestra la conformidad con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), EBSA no autorizará la energización de la instalación. Asimismo, para aquellas instalaciones que aun contando con la certificación en el momento de efectuar la visita técnica para su energización, se detectan incumplimientos al RETIE que representen un riesgo elevado o peligro inminente para la salud o la vida de las personas, o que comprometan la seguridad de la instalación y las edificaciones contiguas, EBSA no autorizará la energización hasta que se subsanen los incumplimientos detectados.

SECCIÓN

3.3.3 REQUISITOS TÉCNICOS DE PROTECCIONES Y
PRUEBAS DE VERIFICACIÓN PARA SISTEMAS DE
AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

El presente documento establece los requisitos técnicos mínimos obligatorios aplicables a protecciones, procedimientos de prueba y verificación de parámetros, que deben cumplir los sistemas de autogeneración y generación distribuida basados en tecnología solar fotovoltaica para su conexión y operación en el Sistema de Distribución Local (SDL) operado por EBSA, con el fin de garantizar la seguridad de las personas, la integridad de la red, la calidad del servicio, la confiabilidad y la continuidad de la operación del sistema eléctrico.

Los requisitos de protecciones sistémicas definen las funciones mínimas protección que aseguren la operación segura dentro de los rangos establecidos en la regulación vigente, permitiendo la detección y despeje oportuno de fallas internas y externas, la protección del sistema de generación sin afectar la red de EBSA, la prevención de islas no intencionales y su adecuada integración al sistema de distribución; adicionalmente, las pruebas de verificación deben confirmar el correcto funcionamiento de las protecciones, los sistemas de control y demás equipos asociados, así como el cumplimiento de los requisitos documentales, las verificaciones en sitio y las validaciones técnicas previas a la energización, de acuerdo con las normativas y estándares aplicables.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

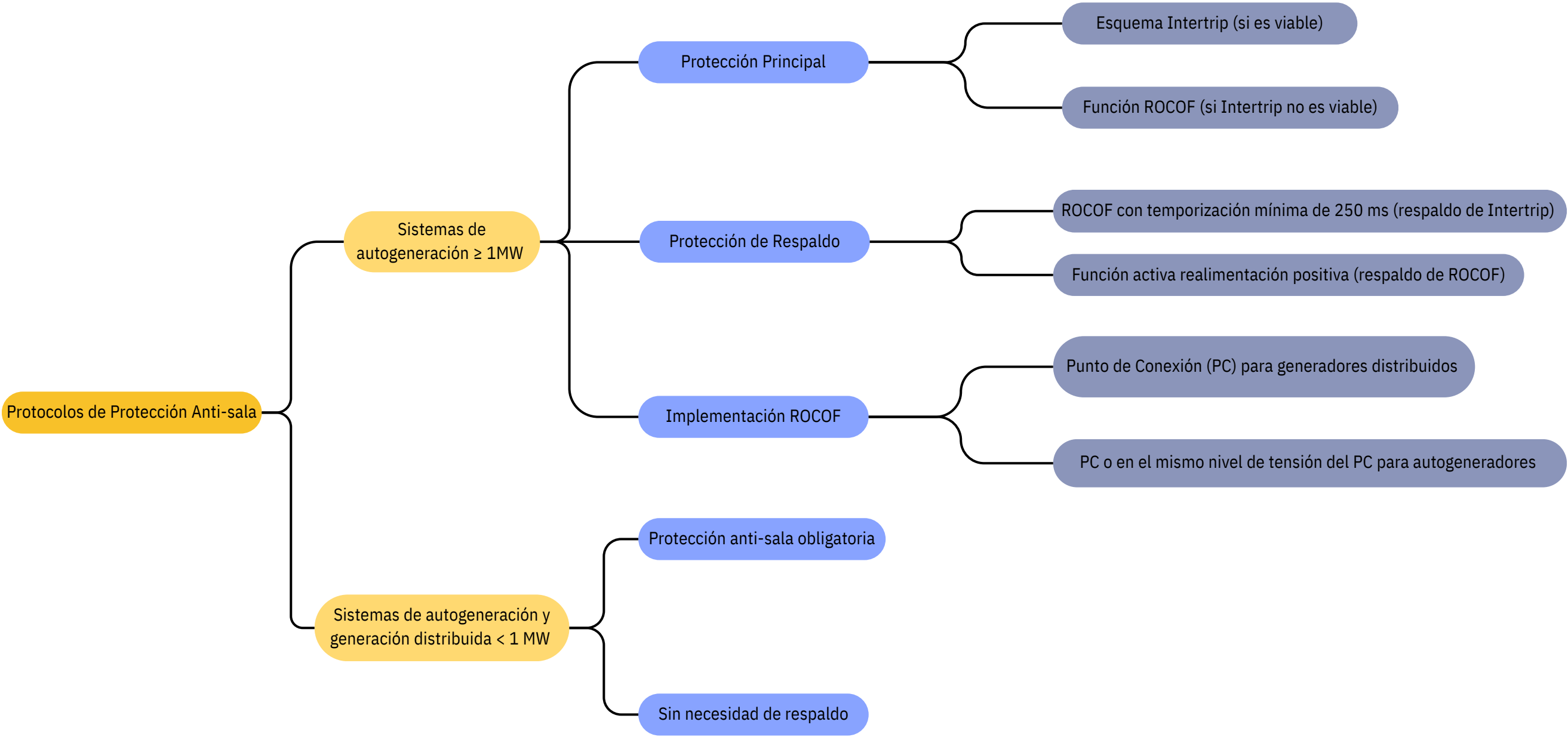
B.1. PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE PROTECCIONES

Los sistemas de protección deben cumplir con los siguientes principios:

- Selectividad: Las fallas al interior del sistema de generación deben ser despejadas por protecciones propias, no por protecciones del área de influencia de EBSA.
- Coordinación: Los ajustes de protecciones deben coordinar con:
 - Protecciones existentes en el sistema.
 - Otras unidades de generación conectadas en el mismo punto.
 - Capacidad de corto circuito del punto de conexión.
- Sensibilidad: Las protecciones deben ser capaces de detectar fallas dentro de un área específica o zona de protección de manera eficaz, es decir, cuando ocurre una falla el sistema de protección debe ser lo suficientemente sensible para identificarla y actuar a tiempo, desconectando o aislando la zona afectada.
- Confiabilidad: No se requieren esquemas de protección de respaldo para sistemas de generación conectados al nivel de tensión 1, 2 o 3.

B. 2. VERIFICACIÓN DE PROTECCIÓN ANTI-ISLA

La protección anti-isla es un requisito fundamental para garantizar la seguridad de las personas, la integridad de la red y la operación coordinada con EBSA.



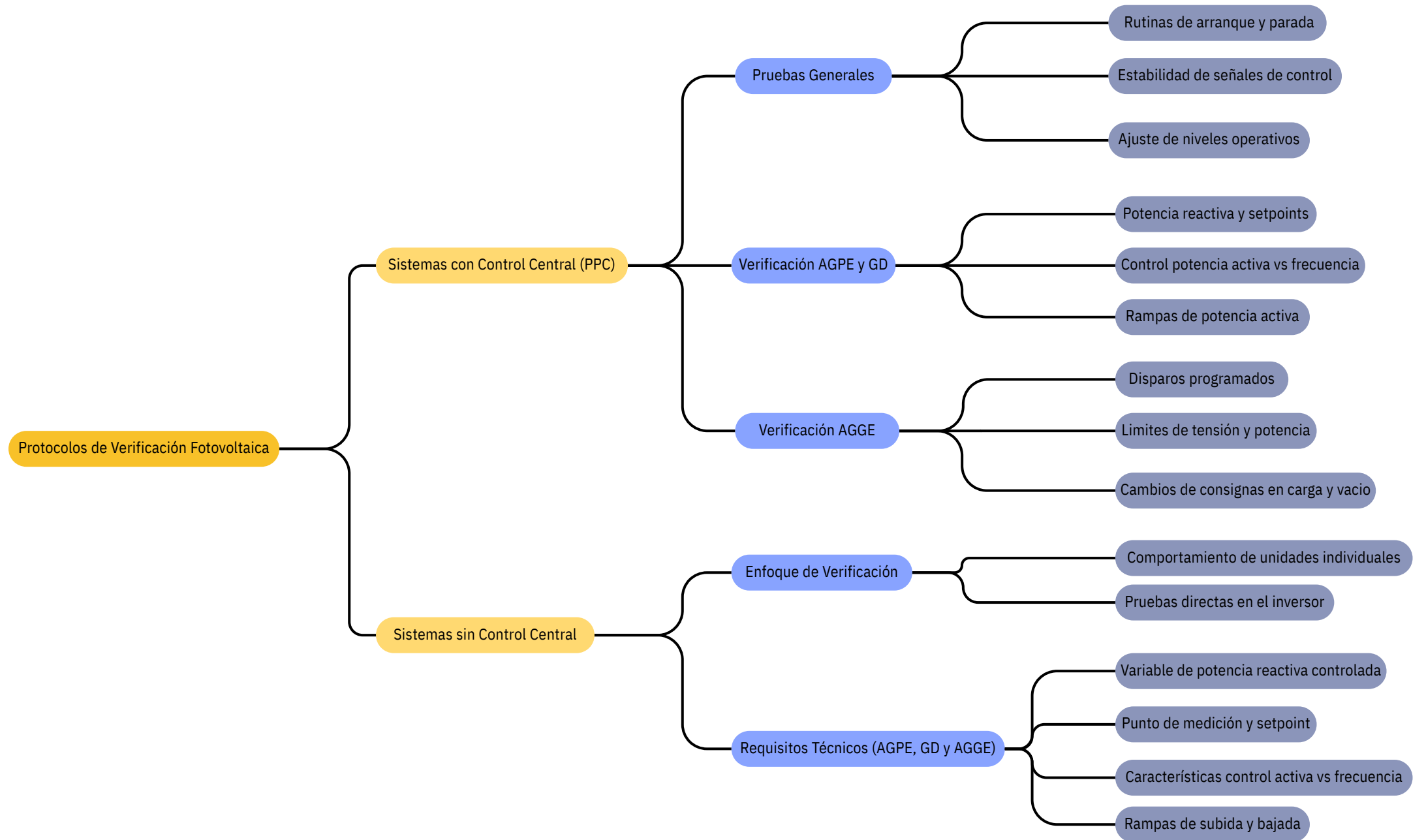
IMPORTANTE

Nota: El fabricante debe certificar que la función de protección anti-isla cumple con los requisitos establecidos en el estándar IEC 62116.

B.3. VERIFICACIÓN FUNCIONAL DEL SISTEMA DE CONTROL

La verificación funcional del sistema de control es un proceso esencial para asegurar que los sistemas de generación de energía operen de manera estable, segura y eficiente. Esta verificación implica una serie de procedimientos y pruebas diseñados para comprobar el funcionamiento adecuado de todos los componentes involucrados en el control de la planta, garantizando que cada uno cumpla con los parámetros establecidos en los límites de operación permitidos.

En sistemas de autogeneración y generación distribuida solar fotovoltaica, el enfoque de verificación varía dependiendo de la existencia o no de un control central de planta (PPC), ya que la presencia de este elemento define el alcance y el tipo de pruebas. El siguiente gráfico resume y organiza los enfoques de verificación aplicables en ambos escenarios, diferenciando claramente los sistemas con PPC y los sistemas sin control central.



IMPORTANTE

Nota: Las verificaciones anteriores deben realizarse mediante prueba del fabricante o proveedor de los equipos, con su certificado correspondiente y verificación en sitio, mediante inspección visual de los parámetros configurados en los equipos instalados.

B.4. VERIFICACIÓN DEL TIEMPO DE RECONEXIÓN

El tiempo de reconexión automática debe ser de al menos 5 minutos después de detectar condiciones normales de operación en la red. El sistema de generación se puede re-energizar **SI Y SOLO SI** se detecta tensión en las tres fases del circuito o barra.

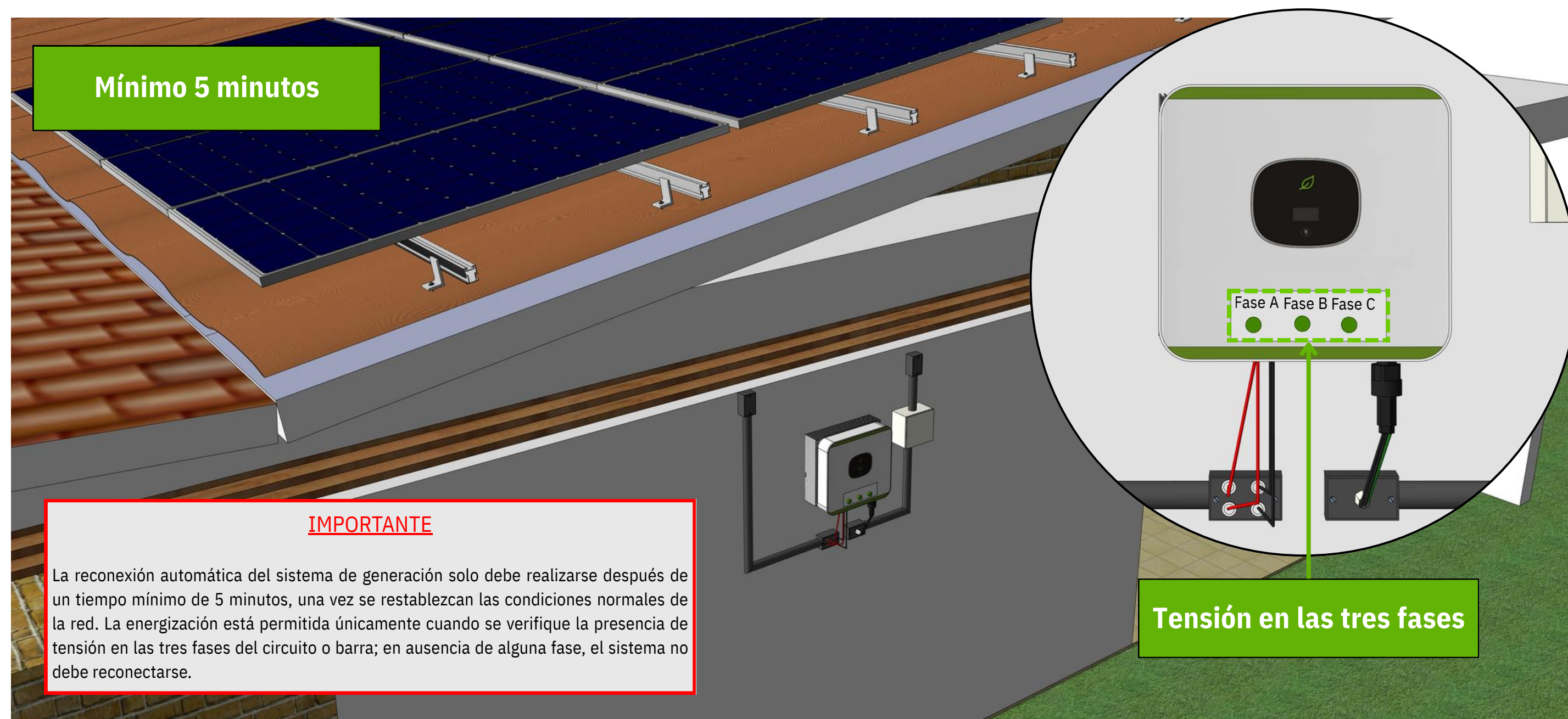


Figura 22. Verificación del tiempo mínimo de reconexión y condición de tensión trifásica del sistema de generación distribuida

B.5. MEDICIÓN DE CALIDAD DE LA POTENCIA

La medición de calidad de la potencia se realiza únicamente cuando EBSA detecte deficiencias en la calidad de la potencia en el punto de conexión del sistema de generación o autogeneración.

En estos casos, se debe medir la potencia con y sin la incorporación del sistema de generación, utilizando un equipo clase A, con el objetivo de evaluar si el generador ha afectado negativamente la calidad de la potencia, superando los límites permitidos establecidos por la Resolución CREG 024 de 2005 o la normativa que la modifique o sustituya.

Si EBSA detecta deficiencias en la calidad de la potencia, se debe realizar mediciones solo para los siguientes casos:

- AGPE y GD con capacidad instalada mayor a 0.1 MW y menor a 1 MW, cuando en el circuito de conexión existan usuarios sensibles, como cargas industriales o hospitalarias.
- AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW.

Si en sistemas de AGPE o GD no existen usuarios sensibles en el circuito, no es necesario realizar pruebas de calidad de potencia. No obstante, para plantas solares fotovoltaicas, los inversores deben contar con certificados internacionales que demuestren el cumplimiento de los requisitos de calidad de potencia, incluyendo emisión de armónicos.

B.6. OBLIGACIONES DE LOS PROPIETARIOS U OPERADORES DE ESTOS SISTEMAS

Los propietarios u operadores de estos sistemas deben:



Entregar toda la documentación técnica y certificaciones exigidas.



Asegurar que equipos e inversores estén certificados conforme a IEEE / IEC aplicables.



Garantizar que la planta opera dentro de los valores y parámetros aprobados en diseño.



Asegurarse de que el sistema de control está correctamente parametrizado.



Atender las pruebas coordinadas por EBSA, con personal competente.



Activar y configurar correctamente protecciones, supervisión y rampas.



Cumplir límites de calidad de potencia establecidos en CREG 024 de 2005.



Implementar acciones correctivas cuando EBSA detecta fallas, desviaciones o errores.

IMPORTANTE

Nota: Las condiciones establecidas para las protecciones y pruebas de verificación de parámetros de sistemas de generación se rigen íntegramente por lo dispuesto en los Acuerdos 1549 y 2087 del CNO. Dichas condiciones permanecerán vigentes mientras estos acuerdos se mantengan en firme y quedarán supeditadas a cualquier modificación, actualización o sustitución que el CNO emita en el futuro.

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

C.1. FUNCIONES DE PROTECCIÓN MÍNIMAS PARA SISTEMAS DE AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Todo sistema de generación solar fotovoltaico conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, debe disponer de esquemas de protección para proteger la instalación del generador y su punto de conexión con el SDL, los cuales deberán ser selectivos y coordinar con la red existente, es decir, que una falla al interior del sistema de generación sea despejada por las protecciones propias y no por las protecciones del área de influencia.

En la siguiente tabla se presentan las protecciones mínimas que deben incorporar los sistemas solares fotovoltaicos. La verificación de estas protecciones se realiza durante la revisión técnica de la documentación por parte de EBSA, con base en la información consignada en el Estudio y Ajuste de Coordinación de Protecciones (EACP) y en los planos de diseño del proyecto, así como en la visita técnica de puesta en operación en compañía de EBSA.

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	Sistemas con capacidad ≤ 0.25 MW		Sistemas con capacidad > 0.25 MW	
	Punto de conexión	Inversor	Punto de conexión	Inversor
Bajatensión (ANSI 27)		X	X	
Sobretensión adelant(e) (ANSI 32)	X		X	
Sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N)	X	X	X	
Sobretensión (ANSI 59)		X	X	
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	No aplica		X	
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	X	
Anti-isla		X	X	
Verificación de sincronismo	X	X	X	X

Tabla 2. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación solar fotovoltaica (Fuente: Anexo 1 del Acuerdo CNO 2087)

IMPORTANTE

- Cuando una función de protección se encuentre marcada con “X” tanto en el Punto de Conexión como en el Inversor, debe entenderse que dicha función puede implementarse indistintamente en cualquiera de los dos puntos, ya sea en el punto de conexión a la red o directamente en el inversor, siempre que se garantice el cumplimiento de su propósito de protección.
- La protección ANSI 32, aplica únicamente para autogeneradores sin entrega de excedentes a la red o con entrega de excedentes a un nivel fijo de potencia.

C.2. AJUSTES DE PROTECCIÓN PARA SISTEMAS DE AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Para garantizar la operación segura y eficiente de los generadores solares fotovoltaicos, es fundamental configurar adecuadamente las funciones de protección sistémicas. Estos ajustes son necesarios para responder a variaciones en la tensión, frecuencia y otros parámetros operativos que podrían comprometer la integridad del sistema. La configuración de estas protecciones es esencial para evitar daños en los equipos y para mantener la estabilidad de la red eléctrica.

En la siguiente tabla se presentan los ajustes específicos que deben configurarse en los sistemas solares fotovoltaicos. La verificación de estos ajustes se realiza durante la visita técnica de puesta en operación con EBSA, donde se comprueba que los parámetros de protección se ajusten a los estándares y requisitos de seguridad, utilizando los valores de tensión medidos en el punto de conexión del sistema.

FUNCIÓN	SISTEMAS CON CAPACIDAD ≤ 0,25 MW		SISTEMAS CON CAPACIDAD > 0,25 MW	
	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN
Etapas 1 y 2: Bajatensión (ANSI 27)	0.85 p.u.	2 s	0.8 p.u.	Definir el umbral en función de los resultados del EACP
Etapas 1 y 2: Sobretenensión (ANSI 59)	≥ 1.15 p.u.	2 s	1.15 p.u.	2.5 s
Bajafrecuencia (ANSI 81 U)	57 Hz	0.2 s	57 Hz	0.2 s
Sobrefrecuencia (ANSI 81 O)	63 Hz	0.2 s	63 Hz	0.2 s

Tabla 3. Ajuste de protecciones sistémicas para sistemas de generación solar fotovoltaica (Fuente: Anexo 1 del Acuerdo CNO 2087)

IMPORTANTE

Nota: El Estudio de ajuste y coordinación de protecciones (EACP) es obligatorio para sistemas de generación con capacidad instalada o nominal superior a 0.1 MW y debe elaborarse conforme a las directrices establecidas en el documento “Lineamientos para la elaboración y presentación de EACP del SIN colombiano” , definido en el Acuerdo 1937 del CNO.

C.3. PRUEBAS Y VERIFICACIONES PREVIAS A LA ENERGIZACIÓN DE SISTEMAS DE AUTOGENERACIÓN Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Con el fin de garantizar que todo sistema de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE), de Autogeneración a Gran Escala (AGGE) y de Generación Distribuida (GD), opere de manera segura y conforme a la regulación vigente, se deben realizar las siguientes pruebas y verificaciones previas a la energización, las cuales se resumen en la siguiente tabla, teniendo en cuenta las capacidades de las plantas y la categorización que se hace de estas en la Resolución CREG 174 de 2021, donde se indica que las verificaciones pueden hacerse por medio de documentación o de verificación en sitio.

Requisito de verificación	Nivel 1 – AGPE/ GD ≤ 0,1 MW	Nivel 1 – AGPE/ GD > 0,1 MW y ≤ 1 MW	Nivel 1 – AGGE > 1 MW y ≤ 5 MW	Nivel 2–3 – AGPE/ GD ≤ 0,1 MW	Nivel 2–3 – AGPE/ GD > 0,1 MW y ≤ 1 MW	Nivel 2–3 – AGGE > 1 MW y ≤ 5 MW	Observaciones
Verificar que la potencia instalada y la capacidad nominal cumplan con los diseños definidos	X	X	X	X	X	X	Verificación en sitio.
Curvas P–Q de las UG (inversores)	X	X	X	X	X	X	Verificación documental.
Verificación de la protección anti-isla	X	X	X	X	X	X	Verificación en sitio. Tiempo máximo de desconexión: 2 segundos.
Medición de calidad de potencia		X*	X		X*	X	Si EBSA detecta problemas de calidad de potencia, se realizará medición en el punto de conexión y, según resultado, se planteará la corrección por parte del generador afectado negativamente en la calidad de la potencia.
Verificación funcional del control	X	X	X	X	X	X	Control a nivel de inversor (control de tensión, de factor de potencia, de potencia reactiva/activa). Verificación documental (prueba del fabricante) o verificación en sitio (verificación visual de los parámetros configurados en el inversor).
Verificación del tiempo de reconexión	X	X	X	X	X	X	Verificación en sitio. Tiempo mínimo de reconexión: 5 minutos.
Verificación de supervisión remota	Aplica únicamente a proyectos específicos, siempre que exista un acuerdo previo entre el generador y EBSA.						Ver numeral 3.3.5, Sección 5 de normativa EBSA: Supervisión, monitoreo y registros operativos.
Verificación de servicios auxiliares (iluminación, sistemas de control, equipos de protección)	X	X	X	X	X	X	Los equipos de protección, control e interrupción deben contar con una fuente de alimentación que asegure su operación durante fallas, incluso si se pierde la alimentación principal. Verificación en sitio.
Verificación de equipos de compensación	Aplica a cualquier tipo de proyecto siempre y cuando existan equipos de compensación.						Los equipos de compensación deben conectarse o desconectarse simultáneamente con el sistema de generación. Verificación en sitio.
Verificación de la configuración de los inversores (niveles de tensión y frecuencia, VRT)	X	X	X	X	X	X	Se debe verificar que los niveles de tensión y la frecuencia de los inversores sean acordes con el punto de conexión. También verificar la función para soportar desviaciones de tensión (VRT), si el inversor cuenta con esta función. Verificación documental o verificación en sitio.

Tabla 4. Pruebas y verificación de parámetros requeridos para la conexión de AGPE, AGGE y GD (Fuente: Anexo 1 del Acuerdo CNO 1549)

IMPORTANTE

Nota: En la presente tabla, la marcación con “X” indica que el requisito de verificación aplica para el nivel y rango de capacidad correspondiente. Los espacios en blanco indican que el requisito no aplica para ese caso específico. Cuando el requisito se encuentre marcado con “X*”, su aplicación será condicionada, y solo será exigible cuando en el circuito existan cargas industriales u hospitalarias, dadas las condiciones especiales de continuidad y calidad del servicio que este tipo de cargas demanda.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- D.1.** Antes de la puesta en operación, realizar pruebas individuales de cada función de protección, verificando la correcta actuación de las lógicas de disparo y el funcionamiento de los equipos de corte, con el fin de evitar fallas durante las pruebas integradas del sistema.
- D.2.** Hay que confirmar que los ajustes de protección implementados coincidan con los valores definidos en el diseño y, cuando aplique, con el Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones (EACP), garantizando la selectividad y coordinación con la red de EBSA y con otras unidades de generación conectadas al mismo punto.
- D.3.** Durante la verificación funcional del sistema de control, evaluar de manera controlada el comportamiento del sistema ante cambios en las consignas de potencia activa, potencia reactiva y rampas de operación, verificando estabilidad tanto en condiciones normales como ante rutinas de arranque y parada (cuando exista control central de planta).
- D.4.** Para la reconexión automática, verificar que el sistema solo permita la re-energización una vez transcurrido el tiempo mínimo establecido y siempre que se detecte tensión en las tres fases del circuito o barra, evitando reconexiones prematuras o en condiciones de red no normalizadas.
- D.5.** Asegurarse de que todos los equipos estén certificados y cumplan con las normativas internacionales.
- D.6.** Mantener actualizada la documentación técnica, certificados y registros de pruebas, así como atender las verificaciones coordinadas por EBSA con personal competente e implementar oportunamente las acciones correctivas que se deriven de dichas verificaciones.

SECCIÓN

3.3.4. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
SISTEMAS DE AUTOGENERACIÓN Y
GENERACIÓN DISTRIBUIDA



La operación y mantenimiento de los sistemas de autogeneración y generación distribuida comprende el conjunto integrado de actividades técnicas planificadas, sistemáticas y verificables orientadas a garantizar el funcionamiento continuo, seguro, confiable y eficiente del sistema durante toda su vida útil, una vez este ha sido correctamente diseñado, instalado, probado y puesto en operación.

Estas actividades incluyen, de manera articulada, la supervisión del desempeño eléctrico y energético, la verificación de la correcta interacción del sistema con la red de distribución, el monitoreo de variables operativas relevantes, la gestión de eventos operativos, así como la ejecución de acciones preventivas, correctivas y predictivas destinadas a conservar o restablecer las condiciones normales de operación, prevenir fallas prematuras y reducir indisponibilidades no programadas.

Considerando que la tecnología solar fotovoltaica es la de mayor implementación a nivel nacional y regional, y que la mayoría de los proyectos presentados ante EBSA corresponden a este tipo de sistemas, los presentes lineamientos se enfocan prioritariamente en sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución.

3.3.4.1. GENERALIDADES DE SEGURIDAD, RESPONSABILIDADES Y CONDICIONES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Este numeral establece los lineamientos generales obligatorios en materia de seguridad, responsabilidades, documentación, requisitos técnicos exigibles por EBSA, aplicables a todos los sistemas de generación fotovoltaica conectados a su red durante la operación y el mantenimiento.

Su objetivo es garantizar que las intervenciones se realicen de manera segura, controlada y compatible con la red de distribución, protegiendo la integridad de las personas, los bienes, el ambiente y la confiabilidad del servicio eléctrico, independientemente del tipo o tamaño del sistema.

Nota: La etapa de operación y mantenimiento (O&M) no debe utilizarse para corregir errores de diseño, ingeniería o instalación del sistema fotovoltaico. Cualquier falla originada en estas etapas debe ser solucionada antes de la puesta en servicio. Por eso, es fundamental que el diseño, la ingeniería y la instalación se ejecuten correctamente desde el inicio, garantizando que el sistema llegue a O&M sin defectos estructurales o técnicos pendientes.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

B.1. RESPONSABILIDAD DEL PROPIETARIO, EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO Y PERSONAL COMPETENTE

El propietario, tenedor u operador de un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red de EBSA es responsable de mantener la instalación en condiciones seguras de operación, de manera que se prevenga cualquier situación que pueda representar riesgo para las personas, los animales, los bienes, el ambiente o la red de distribución.

Esta responsabilidad se extiende durante toda la vida útil de la instalación y no se limita al cumplimiento de la normatividad vigente al momento de su construcción. En consecuencia, el propietario deberá realizar las adecuaciones técnicas, ajustes o modificaciones que sean necesarias cuando se identifiquen condiciones inseguras, deterioros, fallas o incumplimientos técnicos.

Para tal fin, el propietario debe implementar y ejecutar planes de operación y mantenimiento que garanticen la seguridad del personal propio y de terceros, así como la integridad y confiabilidad de la instalación. Dichos planes deben ser desarrollados y ejecutados exclusivamente por personal competente y debidamente capacitado, tanto en la operación como en el mantenimiento de sistemas fotovoltaicos.

Adicionalmente, cuando se identifiquen riesgos generados por terceros o por condiciones externas a la instalación, el propietario deberá advertir oportunamente dichas situaciones y aplicar de manera inmediata las medidas correctivas necesarias para eliminar o mitigar el riesgo.

B.2. DOCUMENTACIÓN MÍNIMA EXIGIBLE PARA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Como condición para la operación continua del sistema conectado a la red, el propietario debe disponer de un manual de operación y mantenimiento, entregado por el constructor del sistema, que incluya como mínimo:

- Consideraciones especiales para el mantenimiento del sistema fotovoltaico.
- Periodicidad para la ejecución de las actividades de mantenimiento.
- Criterios técnicos para el reemplazo de equipos con fallas o que hayan cumplido su vida útil (inversores, protecciones, módulos, cables).
- Condiciones de diseño o construcción de la instalación relevantes para la seguridad, como por ejemplo el tipo y material del conductor utilizado.
- Prohibiciones para evitar riesgos durante la operación y el mantenimiento.
- Protocolos de maniobra y operación (energización, desenergización y actuación ante fallas).
- Condiciones técnicas especiales de la instalación del sistema de generación.
- Precauciones y factores de seguridad para el personal que realice las labores de operación y mantenimiento.
- Procedimiento para la atención de fallas que informe al propietario las acciones a seguir, como por ejemplo puntos de contacto con EBSA para notificación de fallas, dispositivos de parada emergencia o desconexión de la instalación, etc.

Esta documentación debe mantenerse actualizada y disponible durante toda la vida útil del proyecto.

EBSA podrá solicitar al propietario u operador del sistema de generación la presentación de los registros de mantenimiento, informes de fallas, análisis de eventos y evidencias de intervención, cuando se presenten afectaciones a la red, incidentes de seguridad o desviaciones en los parámetros de operación, sin que ello implique asumir responsabilidades sobre la operación del sistema de generación.

B.3. ACTUACIÓN DE EBSA ANTE CONDICIONES DE RIESGO

Cuando EBSA detecte condiciones de riesgo inminente en un sistema de generación conectado a su red, podrá actuar para prevenir accidentes, incluyendo la desenergización total o parcial de la instalación, dejando registro formal de la actuación realizada.

Si el propietario o responsable del sistema no corrige las condiciones peligrosas identificadas, asumirá las consecuencias ante los entes de control competentes.

B.4. CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

Los trabajos de operación y mantenimiento de sistemas de generación conectados a la red de EBSA deben ejecutarse cumpliendo estrictamente la legislación colombiana vigente en materia de seguridad y salud en el trabajo, especialmente:

- Ley 1562 de 2012.
- Decreto 1072 de 2015.
- Resolución 5018 de 2019 del Ministerio del Trabajo.

B.5. CUMPLIMIENTO DE PROCEDIMIENTOS INTERNOS EBSA

Todo el personal que realice actividades de operación y mantenimiento en sistemas de generación conectados a la red de EBSA debe cumplir de manera obligatoria los procedimientos internos vigentes de la empresa, los cuales establecen los requisitos mínimos de seguridad, el uso de elementos de protección personal, la verificación de condiciones seguras de trabajo y los controles operativos necesarios para garantizar intervenciones seguras y controladas; estos lineamientos constituyen el marco de referencia para la ejecución de las actividades, siendo de obligatorio cumplimiento para todo el personal involucrado.

3.3.4.2. OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

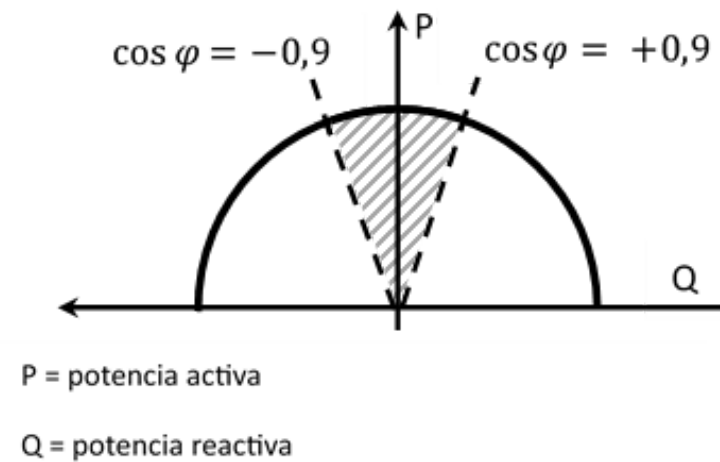
La operación de los sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red de distribución comprende el conjunto de actividades técnicas orientadas a garantizar su funcionamiento continuo, seguro y estable durante las condiciones normales y anormales de servicio, asegurando la compatibilidad permanente con la red eléctrica y el cumplimiento de los parámetros operativos definidos en el diseño, los fabricantes y la normativa vigente.

El objetivo de la operación es mantener el sistema de generación funcionando dentro de los límites técnicos permitidos, evitando condiciones que puedan afectar la seguridad de las personas, la integridad de los equipos, la calidad del servicio eléctrico o la confiabilidad de la red de distribución de Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P..

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

Durante la operación normal del sistema de generación, el propietario u operador del sistema deberá asegurar como mínimo el cumplimiento de los siguientes criterios técnicos:

- El sistema debe operar dentro de los rangos de tensión, frecuencia, factor de potencia y calidad de energía establecidos en el diseño aprobado y en la regulación vigente. Se debe contar con sistemas y equipos de sincronización para lograr una correcta sincronización del generador o autogenerador con el sistema a conectarse.
- El sistema debe ser capaz de operar de forma continua dentro del rango de frecuencia comprendido entre 57,5 Hz y 63 Hz. La desconexión automática por condición de bajafrecuencia o sobrefrecuencia se efectuará únicamente cuando la frecuencia descienda por debajo de 57 Hz o supere los 63 Hz en un tiempo máximo de 0,2 s, de acuerdo con los ajustes de protección por frecuencia (ANSI 81) del CNO.
- Los generadores distribuidos deben tener un control de tensión que permita implementar un modo y estrategia de control configurable, para contribuir a mantener la tensión en el punto de conexión en un rango entre 0,9 p.u. a 1,1 p.u. respecto de la tensión nominal. El control de tensión debe permitir la operación permanente en un rango de factor de potencia de $\pm 0,9$. La anterior región de operación está sombreada en la siguiente figura:



No se requiere que se configure el control de tensión para un factor de potencia determinado o algún rango operativo específico, ni requerimientos especiales o específicos adicionales de control de tensión.

- El usuario AGPE con entrega de excedentes que desee quedar exonerado del cobro de potencia reactiva debe cumplir con las especificaciones técnicas anteriormente mencionadas.
 - El usuario AGGE con entrega de excedentes que desee quedar exonerado del cobro de potencia reactiva operar con un factor de potencia entre 0.95 inductivo y 0.95 capacitivo en el punto de conexión. Esto se aplica cuando la planta está entregando su potencia activa nominal, dentro del rango entre el valor nominal y el 20% de dicho valor.
 - En los niveles de tensión 2 y 3, las plantas deben ser capaces de entregar y absorber potencia reactiva dentro de los valores establecidos, y el control de potencia reactiva debe ajustarse automáticamente según los cambios en la tensión del punto de conexión, manteniendo la tensión entre 0.95 p.u y 1.05 p.u.
 - El inversor debe permanecer configurado conforme a los parámetros autorizados para su conexión a la red, sin modificaciones no justificadas ni aprobadas.
 - La operación del sistema no debe generar armónicos, desbalances, fluctuaciones o inyecciones de energía que deterioren las condiciones de servicio de la red o afecten a otros usuarios conectados.
 - Toda maniobra de energización, desenergización, reconexión o cambio de configuración operativa debe realizarse conforme a los procedimientos definidos en el manual de operación y mantenimiento del sistema.
 - No se permite la operación del sistema en condiciones degradadas que comprometan la seguridad eléctrica, tales como protecciones fuera de servicio, fallas persistentes, alarmas críticas activas o deterioro evidente de componentes esenciales.
- Cuando se presenten eventos operativos anómalos, desconexiones repetitivas, disparos de protecciones o comportamientos fuera de lo esperado, el operador del sistema de generación deberá suspender la operación del equipo afectado y evaluar la necesidad de intervención técnica antes de restablecer la generación.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- D.1.** Asegurar que el sistema de generación se desconecte automáticamente cuando se presenten condiciones de red fuera de los rangos permitidos, conforme a la configuración del inversor y a los esquemas de protección establecidos.
- D.2.** Respetar los tiempos, secuencias y condiciones técnicas de reconexión definidos por el fabricante y la normativa aplicable después de eventos de red.
- D.3.** Evitar la realización de maniobras que interfieran con la operación de la red o que contravengan restricciones operativas impuestas por EBSA.
- D.4.** Registrar y documentar los eventos operativos relevantes que afecten la interfaz del sistema de generación con la red, como parte de la gestión operativa del sistema.

3.3.4.3. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

El mantenimiento preventivo en sistemas fotovoltaicos corresponde al conjunto de actividades planificadas y periódicas orientadas a conservar el sistema en condiciones óptimas de operación, anticipando fallas antes de que se presenten. Su objetivo principal es garantizar la continuidad del servicio, preservar el rendimiento energético esperado y prolongar la vida útil de los equipos, reduciendo paradas no programadas y costos correctivos.

IMPORTANTE

El mantenimiento preventivo de los sistemas fotovoltaicos es necesario para evitar fallos y pérdidas de rendimiento causadas por suciedad, residuos u otros agentes externos que afectan el correcto funcionamiento de los paneles solares.

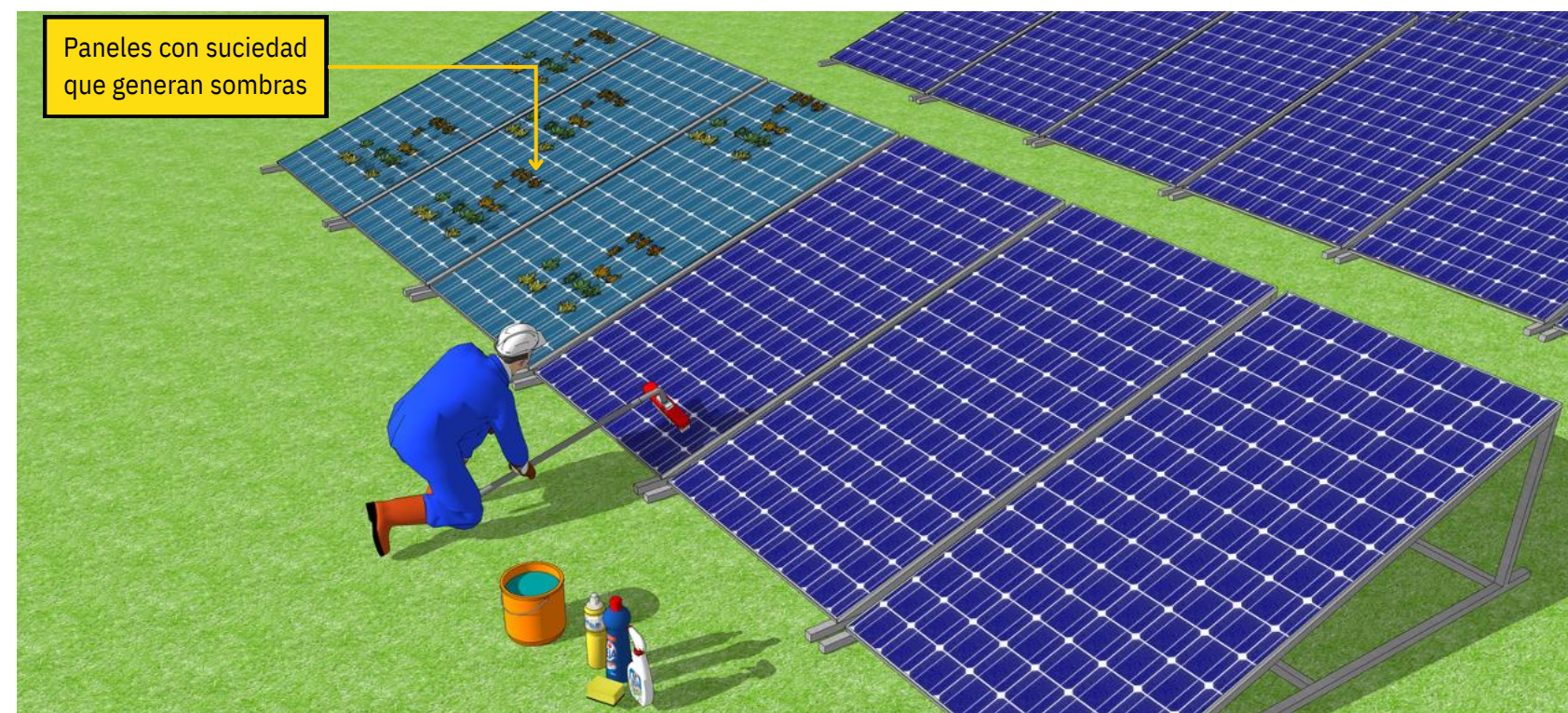


Figura 23. Mantenimiento preventivo de módulos fotovoltaicos para mitigación de suciedad y sombreado

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

La metodología del mantenimiento preventivo se basa en una planificación sistemática, definida desde la puesta en operación del sistema, y contempla inspecciones visuales, verificaciones eléctricas y actividades de limpieza. El proceso inicia con la revisión del estado general del sistema, continúa con la evaluación de componentes críticos (módulos, inversores, estructuras, cableado y protecciones) y finaliza con el registro de hallazgos y acciones ejecutadas.

Desde este enfoque, el mantenimiento preventivo en sistemas fotovoltaicos debe reconocer que cada componente del sistema presenta condiciones de operación y mecanismos de deterioro propios, por lo que su intervención debe definirse mediante criterios técnicos específicos, orientados a la detección temprana de fallas, la preservación del desempeño y la prolongación de la vida útil de los equipos, conforme se detalla a continuación:

B.1. Módulos fotovoltaicos

El mantenimiento preventivo de los módulos fotovoltaicos se basa en inspecciones visuales periódicas para identificar fisuras, delaminaciones, suciedad excesiva, sombras no previstas, deterioro del marco y estado de cajas de conexión y conectores. La limpieza solo debe realizarse cuando la acumulación de polvo o contaminantes afecte el rendimiento, utilizando métodos no abrasivos que no comprometan el vidrio ni los sellos. Se debe verificar que los módulos permanezcan firmemente anclados, alineados y sin esfuerzos mecánicos que puedan generar daños a mediano plazo.

B.2. Inversores

El mantenimiento preventivo de los inversores se enfoca en la verificación del estado físico del equipo, la correcta ventilación y la ausencia de humedad, polvo o corrosión en el gabinete. Se deben revisar las conexiones eléctricas AC y DC, el comportamiento térmico, el registro de alarmas y eventos, y la coherencia de los parámetros operativos frente al diseño del sistema. Cualquier señal de recalentamiento, disparos recurrentes o fallas de comunicación debe ser atendida oportunamente para evitar pérdidas de generación o daños mayores.

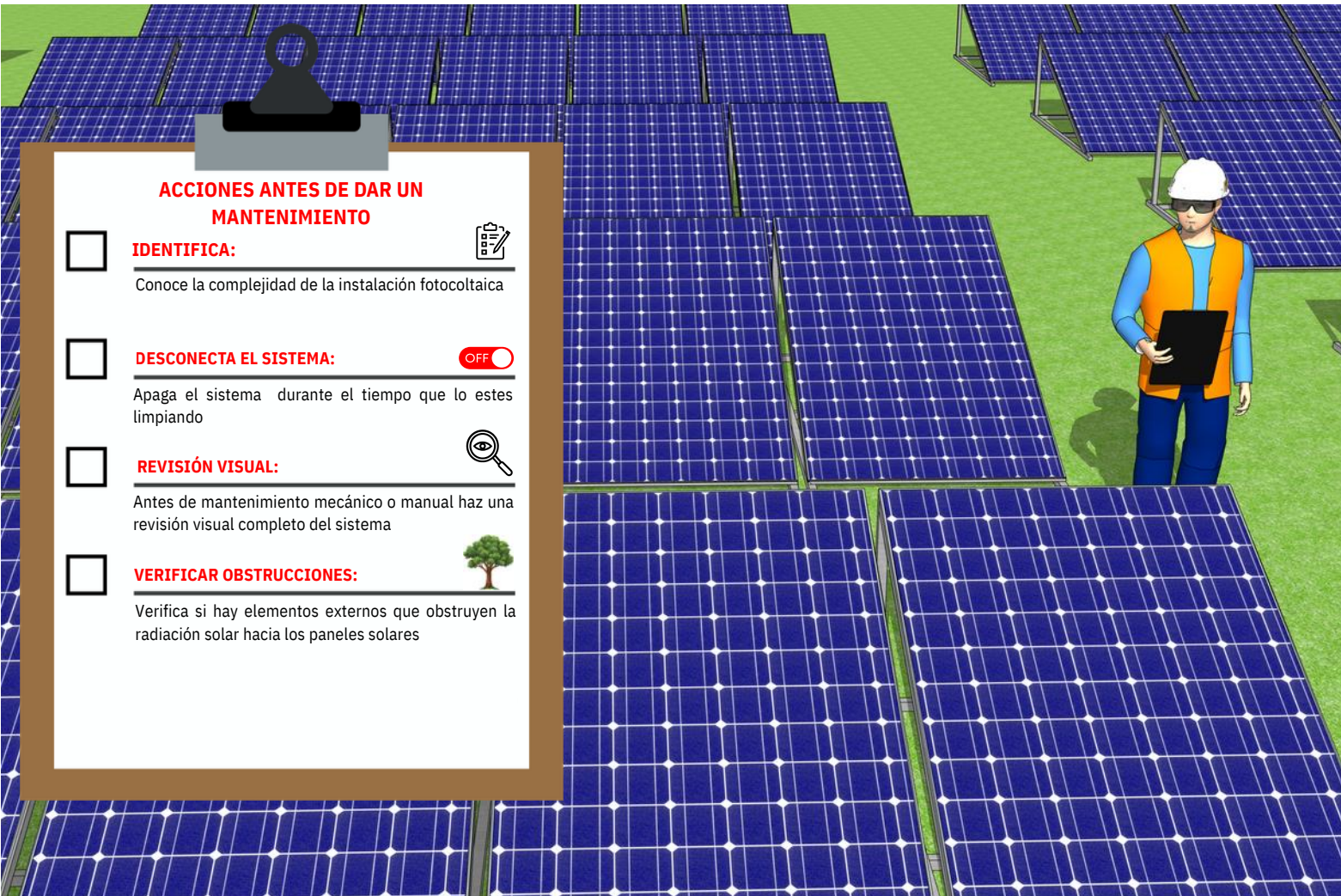


Figura 24. Metodología general del mantenimiento preventivo en sistemas fotovoltaicos y acciones previas a la intervención

B.3. Cableado y canalizaciones

El mantenimiento preventivo del cableado consiste en inspeccionar el estado del aislamiento, las terminaciones, empalmes y conectores, verificando que no existan cortes, abrasión, tensión mecánica o signos de recalentamiento. Las canalizaciones deben mantenerse firmes, protegidas contra bordes cortantes, correctamente selladas y debidamente identificadas, asegurando que las rutas de los conductores no representen riesgos eléctricos ni mecánicos para la instalación.

B.4. Protecciones eléctricas y puesta a tierra

El mantenimiento preventivo de las protecciones eléctricas incluye la revisión visual y funcional de interruptores, seccionadores, fusibles, dispositivos de protección contra sobretensiones y sistemas de puesta a tierra, verificando su integridad física, correcto conexionado y ausencia de corrosión o humedad. Se debe confirmar que los dispositivos se encuentren operativos, correctamente señalizados y acordes con las condiciones de diseño, garantizando la protección del sistema y la seguridad del personal.

B.5. Estructuras de soporte

El mantenimiento preventivo de las estructuras de soporte se centra en la inspección de anclajes, tornillería, perfiles y puntos de fijación, verificando que no existan aflojamientos, deformaciones, corrosión ni filtraciones en cubiertas o superficies de apoyo. Se debe asegurar que la estructura mantenga la alineación y rigidez necesarias para soportar los módulos sin transmitir esfuerzos indebidos que puedan afectar su integridad.

IMPORTANTE

- Nota:
- La frecuencia de ejecución del mantenimiento preventivo depende de las condiciones ambientales, el tipo de instalación y el nivel de exposición del sistema, priorizando siempre la seguridad del personal y la trazabilidad de la información.
 - Cuando durante las actividades de mantenimiento preventivo se identifiquen condiciones que puedan derivar en afectaciones a la red, tales como deterioro de protecciones o desviaciones en los parámetros operativos, el responsable del sistema deberá programar las acciones correctivas correspondientes antes de que se materialicen riesgos para la red de distribución o para terceros.

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

La siguiente tabla muestra algunas recomendaciones sobre los trabajos de mantenimiento preventivo para los componentes y equipos, así como las acciones correctivas correspondientes que deben ser realizadas por personal calificado.

Componente	Descripción	Acción correctiva
Módulos fotovoltaicos	Revisar la superficie del módulo fotovoltaico en busca de polvo o residuos.	Limpiar con agua. No utilizar solventes.
	Revisar daños físicos en cualquier módulo fotovoltaico.	Aislar el módulo dañado y reemplazar únicamente el módulo afectado. Comprobar seguridad o rendimiento.
	Revisar las conexiones de cables entre módulos fotovoltaicos, arreglos fotovoltaicos, etc.	Reapriete. Verificar correcto enclavamiento de conectores (MC4 o equivalentes). Sustituir conectores dañados.
	Revisar el estado de los cables.	Reparar mediante reemplazo del tramo afectado. Reencauchar o proteger mecánicamente si el daño es superficial.
Inversor fotovoltaico	Comprobar funcionalidad, por ejemplo, desconexión automática al perder el suministro de la red.	Verificar configuración y parámetros de protección.
	Revisar las condiciones de ventilación.	Limpiar polvo y suciedad en el sistema de ventilación.
	Revisar conexiones de cables.	Reapriete con torque controlado. Sustitución de terminales corroídos, deformados o con signos de sobrecalentamiento.
	Comprobar temperatura de funcionamiento anormal.	Verificar carga, ventilación y ambiente térmico. Corregir causas externas. Sustituir componentes internos solo si el sobrecalentamiento persiste.
Cableado	Revisar el estado de los cables, es decir, desgaste y rasgaduras.	Sustitución del tramo afectado. Instalación de canalización o abrazaderas o protecciones mecánicas para prevenir recurrencia.
	Revisar terminales de cables para marcas quemadas, puntos calientes o conexiones flojas.	Limpiar, reapriete o reemplazo del terminal. Verificar compatibilidad cable-terminal y torque aplicado.
	Revisar terminales de cables, como desgaste o conexiones flojas.	Reapriete con torque adecuado. Reemplazo de bornera o conectores.
Cajas de conexión	Revisar daños físicos.	Sellado, reparación o sustitución de la caja según grado de daño. El IP requerido. Garantizar estanqueidad y fijación adecuada.
Medios de aislamiento	Comprobar funcionalidad.	Sustituir únicamente si no cumple condiciones mínimas de aislamiento.
Puesta a tierra del sistema fotovoltaico	Revisar el estado del cable de puesta a tierra.	Limpieza, reapriete y protección anticorrosiva. Reemplazo solo si hay corrosión severa, corte o sección insuficiente.
	Revisar la conexión física de puesta a tierra.	Reapriete mecánico, limpieza de superficies de contacto y aplicación de compuesto antioxidante.
	Comprobar continuidad del conductor hacia tierra.	Medición de continuidad. Reparación o reemplazo.

Tabla 5. Trabajos recomendados de mantenimiento preventivo

IMPORTANTE

Nota: Los protocolos de mantenimiento dependen del tipo de sistema, tamaño, diseño y condiciones del entorno. Las frecuencias pueden ajustarse según el entorno (polvo, contaminación, humedad).

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- D.1.** Programar el mantenimiento preventivo en horarios de baja radiación solar para reducir riesgos eléctricos.
- D.2.** Realizar las inspecciones con listas de chequeo estandarizadas, facilitando la comparación histórica de resultados.
- D.3.** Evitar productos abrasivos o técnicas que puedan dañar la superficie de los módulos durante la limpieza.
- D.4.** Registrar todas las actividades realizadas, incluso cuando no se identifiquen fallas, para mantener trazabilidad.
- D.5.** Asegurar que el personal cuente con capacitación específica en sistemas fotovoltaicos y seguridad eléctrica.
- D.6.** Integrar el mantenimiento preventivo con el análisis de desempeño energético para detectar pérdidas de eficiencia.

IMPORTANTE

Nota importante: Después de realizar trabajos de mantenimiento que puedan influir en cómo el sistema de generación se conecta y funciona con la red eléctrica, se debe comprobar que el sistema esté operando correctamente. Esto significa verificar que no se presenten problemas como desviaciones en tensión, factor de potencia, distorsiones en la energía o desbalances que puedan afectar el servicio eléctrico. Si durante esta revisión se detecta algún problema, este debe corregirse antes de dejar el sistema funcionando de manera continua. Además, se debe dejar un registro de la verificación realizada y de las correcciones efectuadas.

3.3.4.4. MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

El mantenimiento correctivo en sistemas fotovoltaicos corresponde al conjunto de actividades orientadas a identificar, corregir y restablecer fallas que afectan el funcionamiento normal de la instalación. Estas fallas pueden presentarse en módulos, inversores, cableado, protecciones, estructuras o sistemas de monitoreo.

Su objetivo principal es recuperar la operación segura y eficiente del sistema, minimizando tiempos de indisponibilidad, evitando daños mayores en los equipos y reduciendo pérdidas de generación asociadas a fallas no previstas. Este tipo de mantenimiento se ejecuta una vez se ha evidenciado una anomalía, ya sea por alarmas del sistema, disminución de producción o inspecciones técnica.

IMPORTANTE

El mantenimiento correctivo se realiza para corregir fallas o anomalías detectadas en los sistemas fotovoltaicos, con el fin de restablecer su operación segura y normal, evitando mayores daños y pérdidas de generación

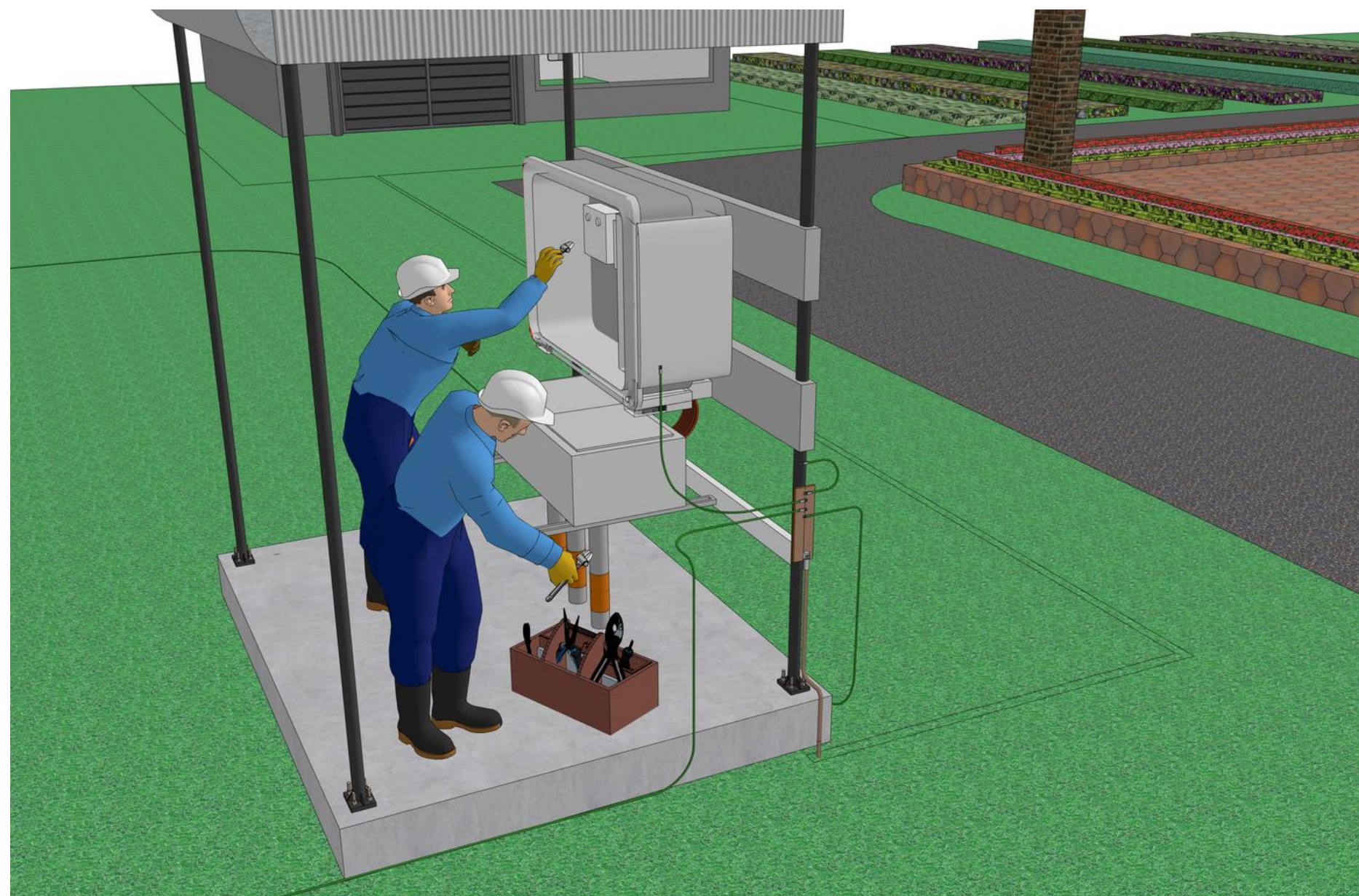


Figura 25. Mantenimiento correctivo de inversores en sistemas de generación fotovoltaicos conectados a la red

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

La metodología del mantenimiento correctivo debe seguir una secuencia técnica ordenada, que permita intervenir de forma segura y eficaz:

1. **Detección de la falla:** La identificación puede darse a través del sistema de monitoreo, reportes operativos, alarmas del inversor o inspecciones visuales que evidencien comportamientos anómalos.
2. **Diagnóstico técnico:** Se analizan las posibles causas de la falla, evaluando condiciones eléctricas, mecánicas y ambientales. En esta etapa se revisan registros históricos, curvas de generación y estados de los equipos.
3. **Aislamiento del sistema afectado:** Antes de cualquier intervención se deben aplicar procedimientos de seguridad eléctrica, desconectando y señalizando los equipos comprometidos para evitar riesgos al personal.
4. **Intervención correctiva:** Incluye reparación, ajuste o reemplazo de componentes defectuosos, asegurando que los nuevos elementos sean compatibles con el diseño original del sistema.
5. **Verificación y puesta en servicio:** Una vez corregida la falla, se realizan pruebas funcionales y eléctricas para confirmar que el sistema opera dentro de los parámetros esperados.
6. **Registro de la intervención:** Toda acción correctiva debe documentarse, dejando trazabilidad de la falla, causa raíz, acción ejecutada y resultados obtenidos.



Figura 26. Metodología del mantenimiento correctivo en sistemas de generación fotovoltaicos conectados a la red

Desde este marco general, el mantenimiento correctivo en sistemas fotovoltaicos debe centrarse en la identificación, evaluación y corrección de fallas específicas por componente, considerando que cada elemento del sistema presenta modos de falla distintos y requiere criterios técnicos diferenciados para su intervención, de la siguiente manera:

B.1. Módulos fotovoltaicos

El mantenimiento correctivo en módulos se orienta a atender fallas físicas o de desempeño que afectan directamente la generación. Se consideran eventos como roturas del vidrio, delaminación, puntos calientes, pérdida anormal de potencia, conexiones defectuosas o daños por agentes externos. La intervención correctiva se define a partir de inspecciones visuales, mediciones eléctricas y comparación con valores de referencia del sistema, determinando si procede reparación localizada, aislamiento del módulo o reemplazo definitivo.

B.2. Inversores

En los inversores, el mantenimiento correctivo se enfoca en fallas electrónicas, alarmas recurrentes, desconexiones inesperadas o errores de comunicación. La metodología incluye la revisión de registros de eventos, parámetros de operación, condiciones de ventilación y estado de protecciones internas. Dependiendo del diagnóstico, las acciones pueden ir desde ajustes de configuración y actualización del sistema del equipo hasta la reparación especializada o sustitución del equipo.

B.3. Cableado y conexiones eléctricas

El mantenimiento correctivo del cableado DC y AC se orienta a corregir problemas de continuidad, aislamiento, sobrecalentamiento o deterioro mecánico. Se revisan empalmes, conectores, canalizaciones y puntos de sujeción, priorizando la detección de conexiones flojas, corrosión o daños por exposición ambiental. Las acciones correctivas buscan restablecer la integridad eléctrica y mecánica del sistema, garantizando niveles adecuados de seguridad y confiabilidad.

B.4. Protecciones eléctricas

En los dispositivos de protección, la metodología correctiva se basa en verificar fallas por disparos indebidos, falta de actuación o deterioro del equipo. Se analiza la coordinación de protecciones, el estado físico de interruptores, fusibles y dispositivos de protección contra sobretensiones, definiendo su ajuste, reemplazo o reconfiguración conforme a las condiciones reales de operación del sistema.

B.5. Estructuras de soporte

El mantenimiento correctivo en estructuras se enfoca en fallas mecánicas que comprometan la estabilidad del sistema, tales como aflojamientos, deformaciones, corrosión o anclajes defectuosos. La intervención correctiva busca restituir la rigidez estructural y asegurar la correcta orientación y fijación de los módulos, evitando riesgos para la instalación y las personas.

B.6. Sistemas de monitoreo y medición

En los sistemas de monitoreo, el mantenimiento correctivo atiende fallas de comunicación, pérdida de datos o mediciones inconsistentes. La metodología contempla la revisión de sensores, equipos de adquisición de datos, enlaces de comunicación y plataformas de supervisión, asegurando la correcta visualización del desempeño del sistema y la detección oportuna de futuras fallas.

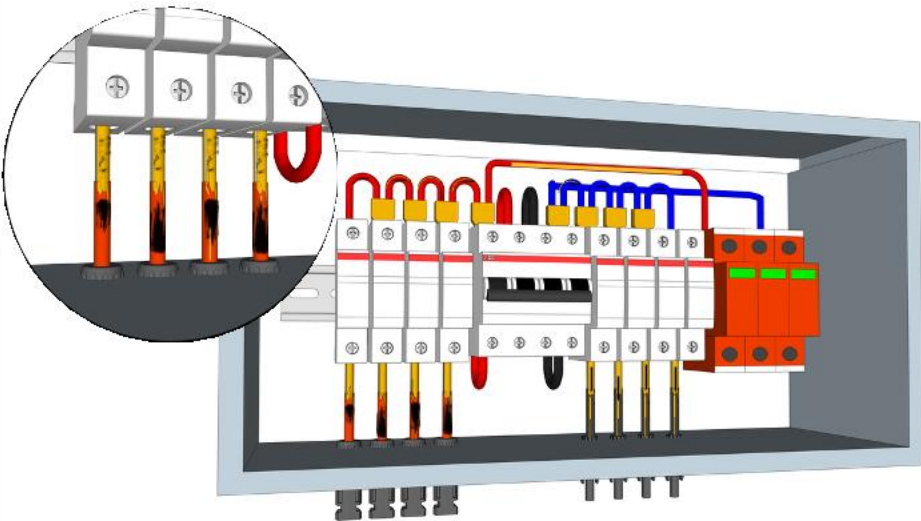
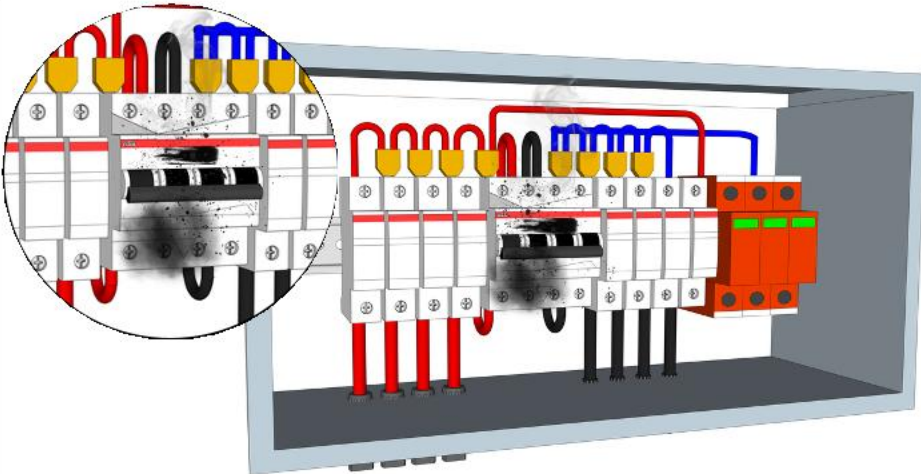
IMPORTANTE

Nota: Las intervenciones de mantenimiento correctivo que involucren la desconexión del sistema de generación, la modificación de protecciones, la reconfiguración de inversores, cambios en la puesta a tierra o cualquier actuación que pueda afectar la interfaz con la red, deberán realizarse bajo criterios de seguridad eléctrica y, cuando aplique, ser informadas previamente conforme a los procedimientos establecidos por EBSA.

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

La siguiente tabla resume las fallas más comunes en sistemas fotovoltaicos, sus causas asociadas y las acciones correctivas recomendadas para cada componente. Su objetivo es orientar la intervención técnica durante el mantenimiento correctivo, facilitando la identificación del problema y la aplicación de la acción adecuada, sin reemplazar los procedimientos de seguridad ni las recomendaciones del fabricante.

Fallas típicas identificadas	Causa o condición que origina la acción correctiva	Acción correctiva a ejecutar	Detalle ilustrativo
Módulos fotovoltaicos			
Falsos contactos, corrosión o sobrecalentamiento en conectores o cajas de conexión	• Conectores mal acoplados o incompatibles. • Ingreso de humedad o polvo. • Corrientes elevadas por mala conexión. • Envejecimiento del material o defectos de fabricación.	• Corrección o sustitución de conectores y cajas de conexión afectadas. • Limpieza y sellado adecuado cuando aplique. • Aislamiento del módulo si existe riesgo eléctrico. • Verificación eléctrica posterior (continuidad, tensión y corriente).	
Rotura de vidrio, delaminación o daño físico	• Impactos externos. • Estrés mecánico o térmico. • Instalación inadecuada.	• Retiro y reemplazo del módulo dañado. • Verificación de la estructura y fijaciones asociadas. • Revisión del string antes de reconexión.	
Pérdida significativa de potencia	• Puntos calientes persistentes. • Degradación acelerada. • Fallas internas irreversibles.	• Aislamiento del módulo afectado. • Reemplazo del módulo. • Reconfiguración del arreglo FV cuando aplique.	
Inversores			
Desconexiones inesperadas o alarmas recurrentes	• Variaciones de tensión o frecuencia de red. • Parámetros mal configurados. • Sobretemperatura.	• Ajuste de parámetros de operación. • Mejora de ventilación y limpieza. • Reinicio controlado del equipo.	
Fallas electrónicas o errores de comunicación	• Fallos internos del equipo. • Software interno desactualizado. • Interferencias o fallas en comunicación.	• Actualización del software interno del equipo según fabricante. • Reparación especializada o sustitución del inversor.	

Cableado y conexiones eléctricas (DC y AC)			
Conexiones flojas o falsos contactos	• Par de apriete inadecuado. • Vibraciones mecánicas. • Instalación deficiente.	• Ajuste o reemplazo de terminales y conectores. • Respete conforme a especificaciones técnicas. • Medición de continuidad y caída de tensión.	
Deterioro del aislamiento o sobrecalentamiento	• Exposición UV o ambiental. • Sobrecarga eléctrica. • Daños mecánicos.	• Sustitución del conductor afectado. • Corrección de canalización o protección mecánica. • Verificación de aislamiento antes de reconexión.	
Protecciones eléctricas			
Disparos indebidos	• Ajustes incorrectos. • Condiciones transitorias no consideradas.	• Ajuste de parámetros de protección. • Pruebas funcionales posteriores.	
Falta de actuación o deterioro del dispositivo	• Envejecimiento del equipo. • Daño interno por sobretensiones. • Selección inadecuada del dispositivo.	• Reemplazo del dispositivo de protección. • Verificación de compatibilidad con el sistema. • Ensayo funcional antes de operación normal.	

Fallas típicas identificadas	Causa o condición que origina la acción correctiva	Acción correctiva a ejecutar	Detalle ilustrativo
Estructuras de soporte			
Aflojamientos o pérdida de alineación	• Vibraciones. • Deficiente instalación inicial. • Dilataciones térmicas.	• Ajuste de pernos y fijaciones. • Corrección de inclinación y orientación. • Inspección estructural complementaria.	
Corrosión o deformación	• Exposición ambiental severa. • Materiales no adecuados. • Falta de protección superficial.	• Reemplazo de elementos afectados. • Aplicación de tratamientos anticorrosivos. • Verificación de estabilidad estructural.	
Sistemas de monitoreo y medición			
Pérdida de comunicación o datos inconsistentes	• Fallas en sensores o equipos de adquisición. • Configuración incorrecta.	• Revisar y reconectar sensores. • Sustitución de equipos defectuosos. • Validación cruzada con mediciones reales.	

Tabla 6. Fallas, causas y acciones correctivas en sistemas fotovoltaicos

IMPORTANTE

Nota: Los valores y acciones deben ajustarse al tipo y tamaño de la instalación.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- D.1.** Ejecutar el mantenimiento correctivo únicamente con personal calificado, con conocimiento en sistemas fotovoltaicos y seguridad eléctrica.
- D.2.** Priorizar siempre la seguridad del personal, aplicando bloqueo, señalización y uso de elementos de protección personal.
- D.3.** Evitar soluciones temporales que puedan comprometer la confiabilidad del sistema a largo plazo.
- D.4.** Analizar cada evento correctivo para identificar causas recurrentes y alimentar planes de mantenimiento preventivo.
- D.5.** Mantener actualizada la documentación técnica y los registros de fallas para mejorar la gestión operativa del sistema.
- D.6.** Verificar que cualquier componente reemplazado cumpla con las especificaciones técnicas originales del proyecto.

IMPORTANTE

Nota importante: Después de realizar trabajos de mantenimiento que puedan influir en cómo el sistema de generación se conecta y funciona con la red eléctrica, se debe comprobar que el sistema esté operando correctamente. Esto significa verificar que no se presenten problemas como desviaciones en tensión, factor de potencia, distorsiones en la energía o desbalances que puedan afectar el servicio eléctrico. Si durante esta revisión se detecta algún problema, este debe corregirse antes de dejar el sistema funcionando de manera continua. Además, se debe dejar un registro de la verificación realizada y de las correcciones efectuadas.

3.3.4.5. MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

El mantenimiento predictivo en sistemas fotovoltaicos es el conjunto de actividades orientadas a anticipar fallas mediante el análisis continuo o periódico del comportamiento del sistema y de sus componentes críticos. A diferencia del mantenimiento correctivo, este enfoque no espera a que ocurra la falla, sino que se apoya en datos operativos, tendencias y mediciones para identificar desviaciones que indiquen un deterioro progresivo.

Su objetivo principal es predecir fallas antes de que se materialicen, optimizar la programación de intervenciones, reducir tiempos de indisponibilidad y prolongar la vida útil de los equipos, manteniendo la operación segura y eficiente del sistema.



Figura 27. Monitoreo y análisis predictivo para el mantenimiento de sistemas de generación fotovoltaicos conectados a la red

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

La metodología del mantenimiento predictivo se basa en la observación sistemática del desempeño del sistema y en el análisis de información técnica relevante. Este enfoque se apoya principalmente en los sistemas de monitoreo, registros históricos y mediciones comparativas.

El proceso inicia con la recolección de datos operativos, tales como generación energética, tensiones, corrientes, temperaturas, estados de operación y eventos registrados por los equipos. Estos datos se analizan para identificar tendencias anómalas, variaciones progresivas o comportamientos que se alejan del patrón normal esperado.

Posteriormente, se realiza un análisis comparativo entre valores actuales, históricos y de referencia (de diseño), permitiendo detectar desviaciones de desempeño, pérdidas de eficiencia y comportamientos anómalos en los componentes del sistema. A partir de este análisis, se establecen indicadores de alerta temprana que orientan la toma de decisiones.

Con base en los resultados, se programan intervenciones planificadas, priorizando los componentes con mayor probabilidad de falla. Finalmente, se documentan los hallazgos y se ajustan los criterios de seguimiento, fortaleciendo el sistema de monitoreo y mejorando la capacidad predictiva del mantenimiento.

IMPORTANTE

Nota: El mantenimiento predictivo constituye una herramienta de apoyo para la gestión preventiva de riesgos operativos y de calidad de energía. La información obtenida a partir del monitoreo y análisis de tendencias deberá utilizarse para anticipar intervenciones que eviten eventos que puedan comprometer la estabilidad de la red, la seguridad del sistema o la continuidad del servicio eléctrico.

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

La siguiente tabla presenta los indicadores típicos utilizados en mantenimiento predictivo para sistemas fotovoltaicos, relacionando cada componente con las variables monitoreadas y los criterios de alerta que permiten identificar comportamientos anómalos, tendencias de deterioro o condiciones operativas que requieren intervención o seguimiento oportuno.

Componente	Variable monitoreada	Indicador de alerta predictiva
Módulos fotovoltaicos	Producción energética, temperatura, corriente por string.	Disminución progresiva de generación, incrementos térmicos anormales.
Inversores	Estados de operación, temperatura interna, eventos registrados.	Aumento de alarmas, ciclos frecuentes de desconexión.
Cableado DC/AC	Caída de tensión, temperatura, continuidad.	Incremento gradual de pérdidas eléctricas.
Protecciones eléctricas	Estados de actuación, eventos transitorios.	Actuaciones repetitivas sin causa evidente.
Estructuras de soporte	Alineación, integridad mecánica.	Desplazamientos leves o vibraciones recurrentes.
Sistemas de monitoreo	Consistencia de datos, comunicación.	Pérdidas intermitentes de datos o lecturas incoherentes.

Tabla 7. Indicadores típicos utilizados en mantenimiento predictivo

IMPORTANTE

Nota: Estos indicadores son orientativos y deben interpretarse como señales de referencia y no como criterios automáticos de falla, tampoco deben usarse de forma aislada. Su interpretación debe basarse en el análisis integrado de tendencias, contexto operativo y validación técnica en campo para evitar diagnósticos o intervenciones incorrectas.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- D.1. Implementar un sistema de monitoreo confiable y correctamente configurado, que permita el análisis histórico de datos.
- D.2. Definir umbrales de alerta claros, basados en valores de referencia del diseño y del fabricante.
- D.3. Analizar tendencias y no únicamente eventos puntuales, evitando interpretaciones aisladas de los datos.
- D.4. Integrar el mantenimiento predictivo con los planes preventivos y correctivos, como herramienta de priorización.
- D.5. Capacitar al personal en interpretación de datos operativos, no solo en intervención física.

D.6. Mantener registros técnicos organizados que permitan evaluar la evolución del sistema en el tiempo.

D.7. Validar periódicamente la calidad de los datos del sistema de monitoreo para evitar diagnósticos erróneos.

IMPORTANTE

Nota importante: Después de realizar trabajos de mantenimiento que puedan influir en cómo el sistema de generación se conecta y funciona con la red eléctrica, se debe comprobar que el sistema esté operando correctamente. Esto significa verificar que no se presenten problemas como desviaciones en tensión, factor de potencia, distorsiones en la energía o desbalances que puedan afectar el servicio eléctrico. Si durante esta revisión se detecta algún problema, este debe corregirse antes de dejar el sistema funcionando de manera continua.

SECCIÓN

3.3.5. SUPERVISIÓN Y MONITOREO DE
SISTEMAS DE AUTOGENERACIÓN Y
GENERACIÓN DISTRIBUIDA

5

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

La supervisión y el monitoreo de los sistemas de generación conectados al sistema de distribución tienen como objetivo garantizar la confiabilidad, seguridad y adecuada operación de la red eléctrica, mediante el seguimiento continuo de variables eléctricas en el punto de conexión con el fin de evaluar el impacto del proyecto sobre la red, detectar condiciones anómalas y facilitar la coordinación operativa posterior a la conexión. Este esquema le permite a EBSA contar con información oportuna del comportamiento eléctrico en el punto de conexión, como insumo para la gestión técnica del sistema de distribución.

La supervisión aplica exclusivamente a los proyectos de Generación Distribuida (GD) y a la Autogeneración a Gran Escala (AGGE) con potencia máxima declarada inferior a 5 MW, siempre que exista un acuerdo previo entre el generador y la Empresa de Energía de Boyacá. Su implementación debe estar técnicamente justificada, orientada a preservar la seguridad y confiabilidad del sistema local, y no constituye un requisito automático ni obligatorio para todos los proyectos conectados a la red.

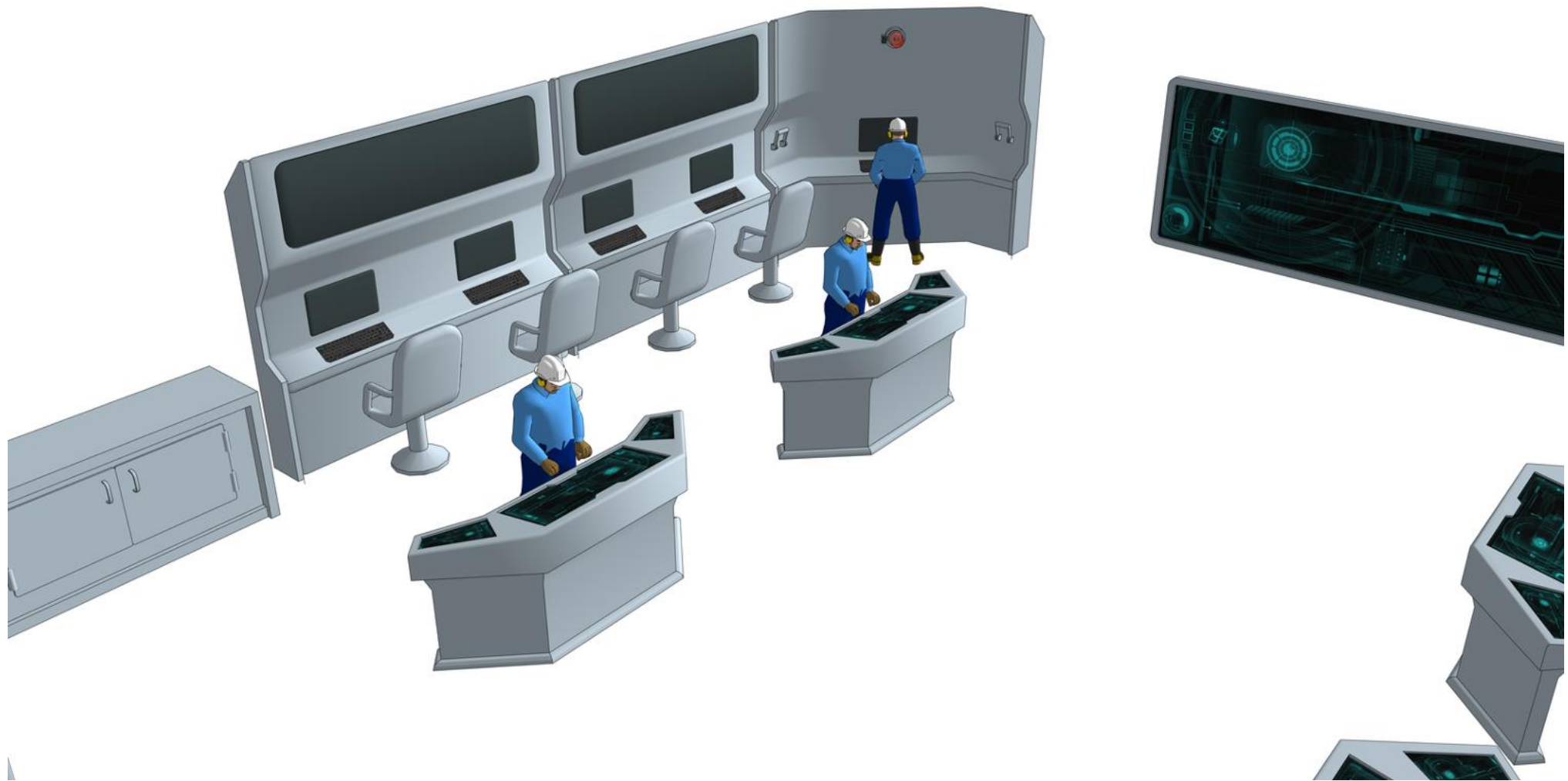


Figura 28. Esquema de supervisión y monitoreo de sistemas de generación conectados al sistema de distribución

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

B.1. Alcance de la supervisión

La supervisión consiste en la adquisición directa o indirecta de variables operativas del sistema y su procesamiento, sin implicar control operativo sobre la planta.

Se aplica a:

- Generación Distribuida (GD)
- Autogeneración a Gran Escala (AGGE) con potencia máxima declarada inferior a 5 MW.

IMPORTANTE

Nota: El autogenerador a pequeña escala (AGPE) no está sujeto de supervisión.

B.2. Condiciones para implementar la supervisión

La supervisión desde el centro de control de EBSA solo procede si ambas partes lo acuerdan y si su implementación se justifica técnicamente para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema de distribución local.

EBSA y el generador deben acordar:

- El medio de comunicación, según infraestructura de comunicaciones disponible.
- Los mínimos requerimientos de ciberseguridad.
- La periodicidad de transmisión de datos, considerando la capacidad del sistema de comunicaciones.

B.3. Variables mínimas obligatorias a supervisar

En el punto de conexión, es obligatorio supervisar al menos las siguientes variables:

- 1.Potencia activa y reactiva.
- 2.Tensión línea – línea.
- 3.Corriente de fases.
- 4.Estado de la conexión.

Las partes pueden acordar supervisar variables adicionales, según las características del proyecto

B.4. Calidad de la supervisión

Cuando se identifiquen errores, fallas o datos inconsistentes en la información supervisada, el generador debe ejecutar de manera obligatoria los ajustes correctivos necesarios para garantizar la confiabilidad y exactitud de la información enviada.

La supervisión, monitoreo y requisitos operativos se realizarán conforme al manual de operación disponible de la Empresa de Energía de Boyacá.

B.5. Responsabilidades operativas



EBSA puede solicitar supervisión con justificación técnica



El generador es responsable de la calidad y corrección de la información transmitida



La supervisión no limita la potencia instalada ni impide la conexión aprobada



La supervisión se implementa de forma coordinada entre EBSA y el generador

Figura 29. Responsabilidades operativas

IMPORTANTE

Nota: Las condiciones establecidas para la supervisión, el monitoreo y los requisitos operativos se rigen íntegramente por lo dispuesto en el Acuerdo 1556 del CNO. Dichas condiciones permanecerán vigentes mientras este acuerdo se mantenga en firme y quedarán supeditadas a cualquier modificación, actualización o sustitución que el CNO emita en el futuro.

C) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- C.1.** Conservar un registro histórico ordenado de las principales variables supervisadas (como tensión, corriente, potencia, frecuencia y estados operativos), con una resolución temporal adecuada que permita analizar el comportamiento del generador y atender eventos o anomalías.
- C.2.** Registrar y documentar todas las intervenciones técnicas, ajustes de configuración, mantenimientos o eventos relevantes que puedan influir en la calidad, continuidad o confiabilidad de la información supervisada.
- C.3.** Implementar programas de calibración periódica para los equipos de medición y supervisión, manteniendo los certificados actualizados y asegurando la trazabilidad metrológica de las mediciones.
- C.4.** Contar con procedimientos operativos claros para la desconexión del generador ante fallas o pérdida de comunicaciones, procurando que estas situaciones no afecten la seguridad de la red, de las personas ni de los equipos.
- C.5.** Disponer de soporte técnico especializado para los equipos considerados críticos, mediante acuerdos o contratos que permitan una atención oportuna frente a fallas o contingencias operativas.
- C.6.** Fortalecer las competencias del personal técnico mediante capacitación en interpretación de datos de supervisión, detección de comportamientos anómalos y aplicación de acciones correctivas.
- C.7.** Contar con procedimientos operativos estandarizados, claramente documentados, para las actividades asociadas a la supervisión, el monitoreo y la operación del sistema.

SECCIÓN

3.3.6 DIAGRAMAS UNIFILARES



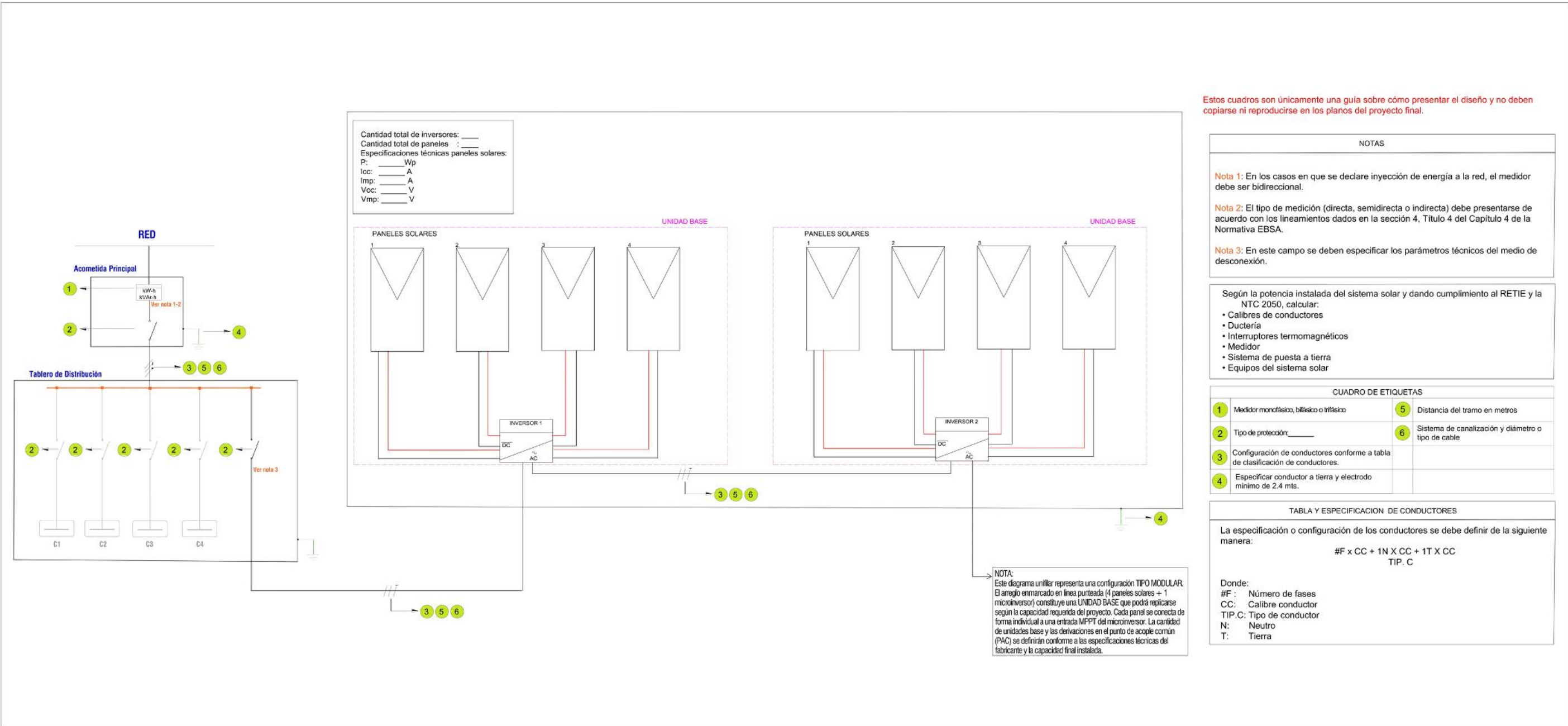
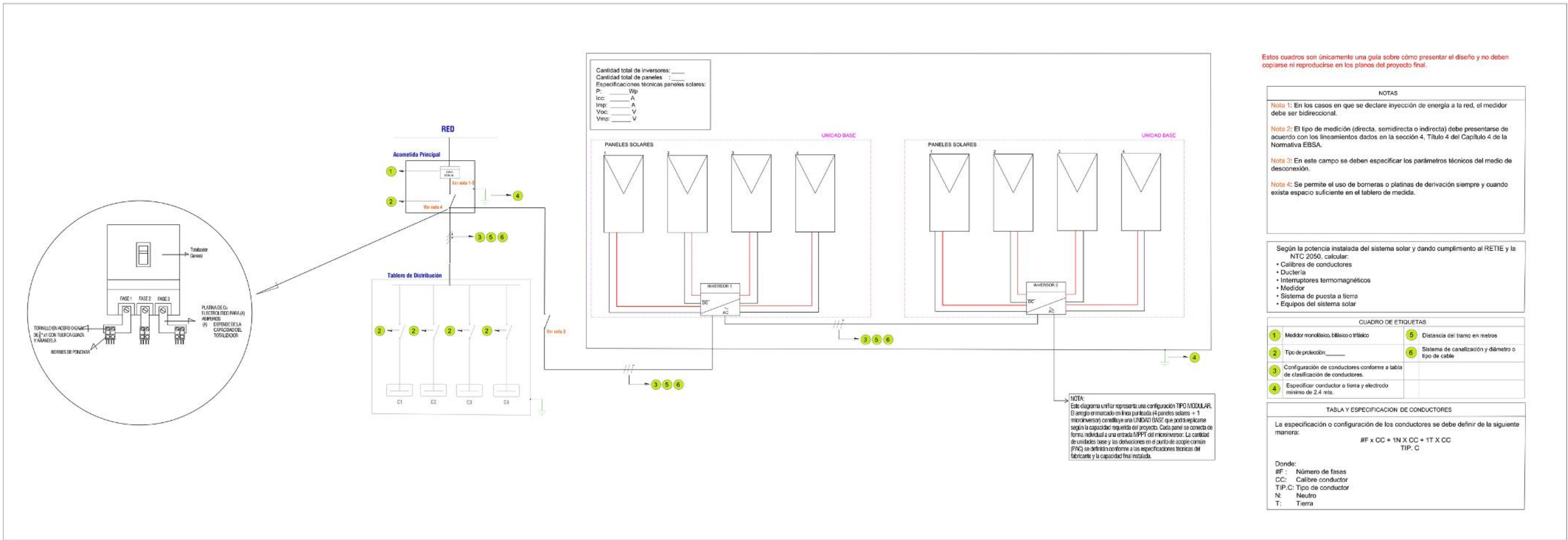
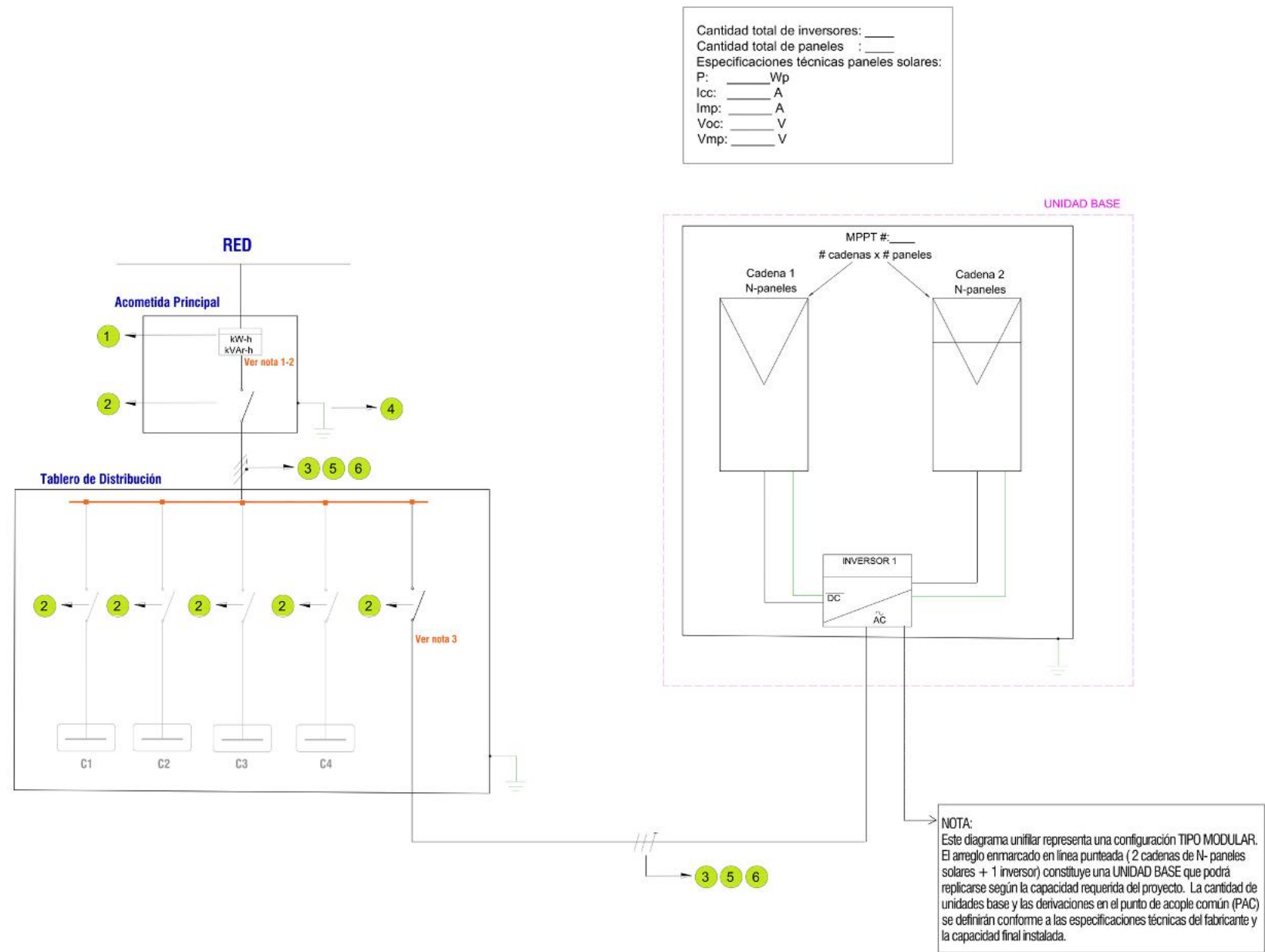


Diagrama 1. Diagrama unifilar de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica en baja tensión.





Estos cuadros son únicamente una guía sobre cómo presentar el diseño y no deben copiarse ni reproducirse en los planos del proyecto final.

NOTAS

Nota 1: En los casos en que se declare inyección de energía a la red, el medidor debe ser bidireccional.

Nota 2: El tipo de medición (directa, semidirecta o indirecta) debe presentarse de acuerdo con los lineamientos dados en la sección 4, Título 4 del Capítulo 4 de la Normativa EBSA.

Nota 3: En este campo se deben especificar los parámetros técnicos del medio de desconexión.

Según la potencia instalada del sistema solar y dando cumplimiento al RETIE y la NTC 2050, calcular:

- Calibres de conductores
- Ductería
- Interruptores termomagnéticos
- Medidor
- Sistema de puesta a tierra
- Equipos del sistema solar

CUADRO DE ETIQUETAS

1	Medidor monofásico, bifásico o trifásico	5	Distancia del tramo en metros
2	Tipo de protección; ____	6	Sistema de canalización y diámetro o tipo de cable
3	Configuración de conductores conforme a tabla de clasificación de conductores.		
4	Especificar conductor a tierra y electrodo mínimo de 2.4 mts.		

TABLA Y ESPECIFICACION DE CONDUCTORES

La especificación o configuración de los conductores se debe definir de la siguiente manera:

$$\#F \times CC + 1N \times CC + 1T \times CC$$

TIP. C

Donde:

- #F : Número de fases
CC: Calibre conductor
TIP.C: Tipo de conductor
N: Neutro
T: Tierra

Diagrama 3. Diagrama unifilar de unidad base de generación fotovoltaica conectada a red en baja tensión.

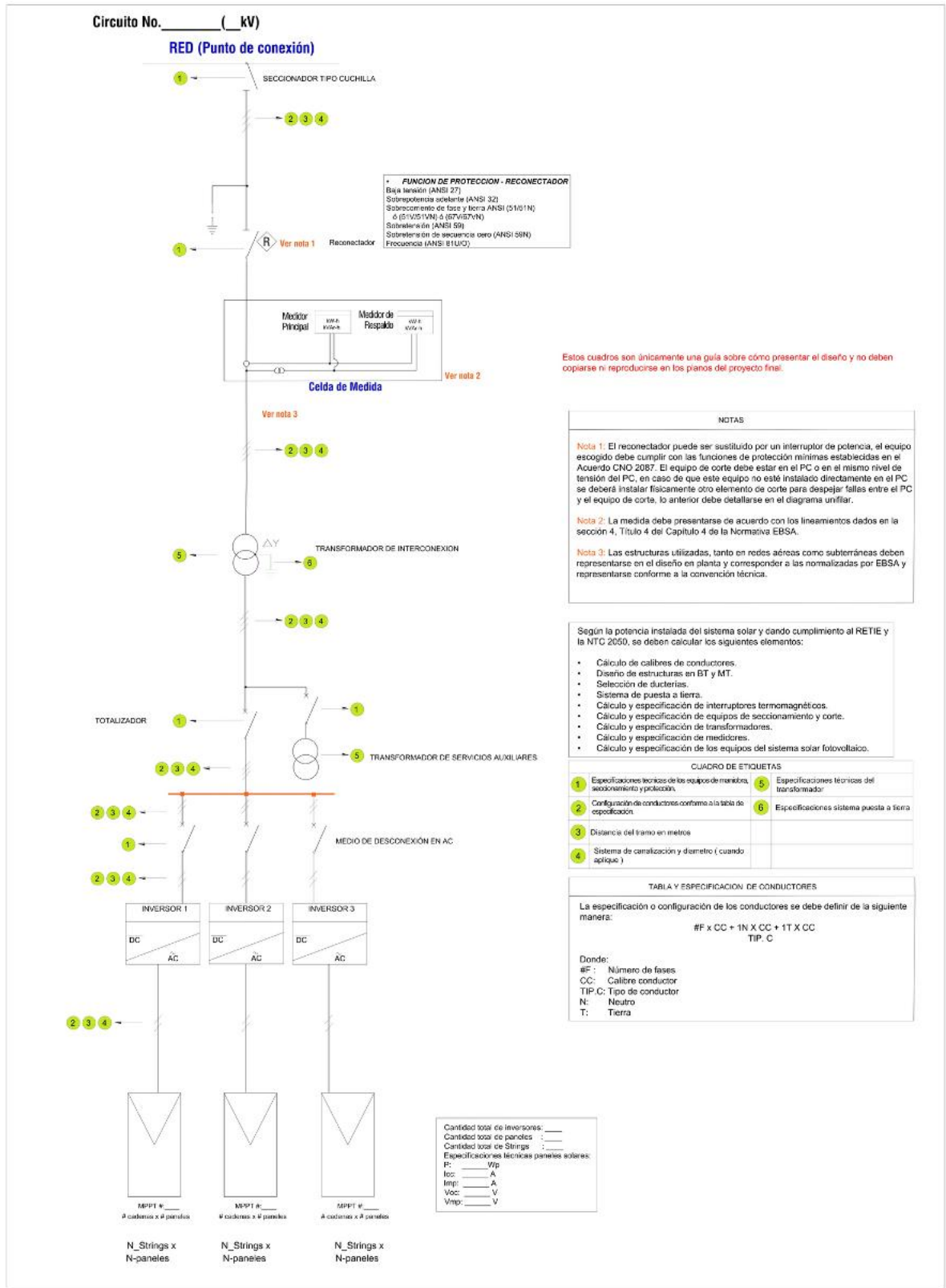


Diagrama 4. Diagrama unifilar de interconexión de sistema fotovoltaico a red de media tensión con protección, medición y transformación.