

---

CUADERNO DE APLICACIONES TÉCNICAS

# Plantas fotovoltaicas

Tecnología de vanguardia.  
Del sol a la toma de corriente.





---

# Cuaderno de Aplicaciones Técnicas Plantas Fotovoltaicas

## Índice

GENERALIDADES  
SOBRE LAS PLANTAS  
FOTOVOLTAICAS (FV)

PRODUCCIÓN  
DE ENERGÍA

MÉTODOS DE  
INSTALACIÓN Y  
CONFIGURACIONES

LADO DE MÉDIA  
TENSIÓN DE  
LA PLANTA  
FOTOVOLTAICA

PROTECCIÓN CONTRA  
DESCARGAS  
ELÉCTRICAS, PUESTA A  
TIERRA Y PROTECCIÓN  
CONTRA CONTACTOS  
INDIRECTOS

PROTECCIÓN CONTRA  
SOBRECORRIENTES

PROTECCIÓN CONTRA  
SOBRETENSIONES

ANEXO A - NUEVAS  
TECNOLOGÍAS

ANEXO B - EJEMPLOS  
DE DISEÑO  
DE PLANTAS  
FOTOVOLTAICAS

ANEXO C -  
MANTENIMIENTO

ABREVIATURAS  
Y ACRÓNIMOS

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

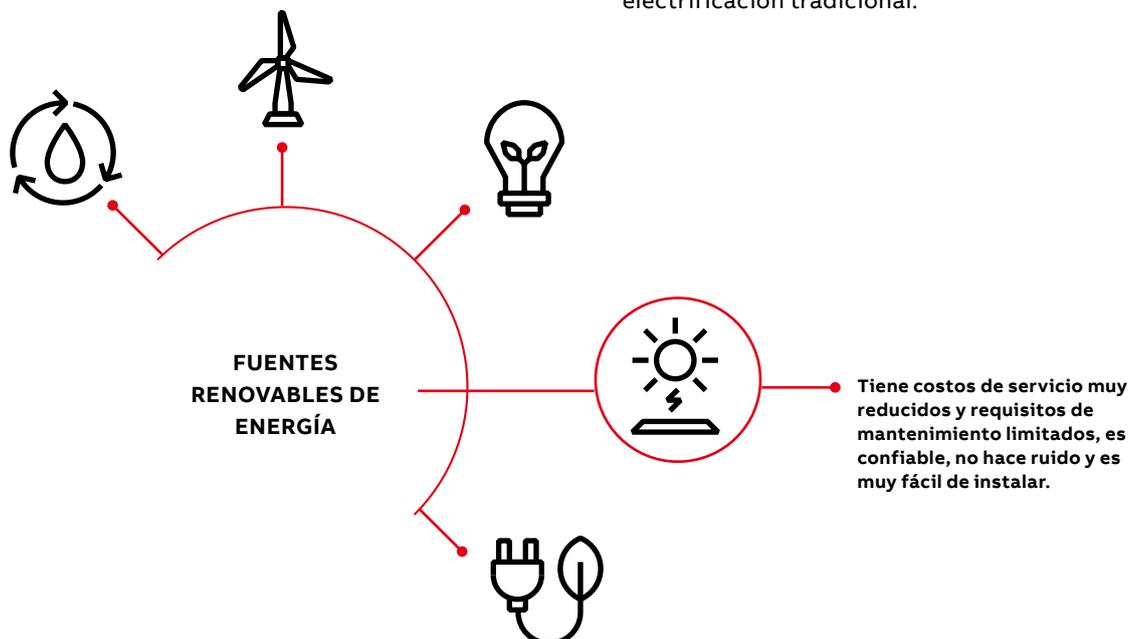
# Introducción

En el actual contexto energético y medioambiental mundial, el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y las sustancias contaminantes (así como acatar el protocolo de Kioto) ha adquirido una importancia primordial. Este objetivo puede alcanzarse también mediante la explotación de fuentes de energía alternativas y renovables para dar marcha atrás y reducir el uso de combustibles fósiles, que además están condenados a agotarse debido al gran consumo por parte de varios países.

El sol es sin duda una fuente de energía renovable de alto potencial y es posible recurrir a él respetando plenamente el medio ambiente. Basta pensar que en cada momento la superficie del hemisferio terrestre expuesta al sol recibe una potencia superior a 50 000 teravatios (TW); la cantidad de energía solar que llega al suelo terrestre es enorme, unas 10 000 veces la energía utilizada en todo el mundo.

Entre los diferentes sistemas que utilizan fuentes de energía renovables, la energía fotovoltaica es prometedora debido a las cualidades intrínsecas del propio sistema: tiene costos de servicio muy reducidos (el combustible es gratuito) y requisitos de mantenimiento limitados, es confiable, no hace ruido y es muy fácil de instalar.

Además, la energía fotovoltaica, en algunas aplicaciones fuera de la red, es definitivamente conveniente en comparación con otras fuentes de energía, especialmente en aquellos lugares a los que es difícil y poco económico llegar con la electrificación tradicional.



- 01 Planta FV residencial
- 02 Sistema FV de techo industrial/comercial
- 03 Sistema FV en el estacionamiento
- 04 Sistema FV a escala de servicios públi

El presente documento técnico tiene como objetivo introducir los conceptos básicos a los que hay que enfrentarse en la realización de una planta fotovoltaica.

A partir de una descripción general de los principales componentes de una planta FV, se describieron los principales conceptos de diseño del campo FV y los criterios de selección del inversor. También se introdujeron los métodos de protección contra el contacto indirecto, las sobrecorrientes y las sobretensiones para guiar al diseñador en el correcto diseño de la planta fotovoltaica de acuerdo con los requisitos de las normas.

Esta nueva edición del documento técnico toma en consideración todas las normas que representan el estado actual de la técnica.

—

01



—

02



—

04

—

03



# Generalidades sobre las plantas fotovoltaicas (FV)

<b>1.1</b>	<b>Tipos de plantas fotovoltaicas</b>	8
<b>1.2</b>	<b>Componentes principales de una planta fotovoltaica</b>	9
1.2.1	Generador fotovoltaico	9
1.2.2	Inversor	11
1.2.2.1	Inversores centralizados	12
1.2.2.2	Inversores de string	13
1.2.2.3	Microinversores	14
1.2.2.4	Elección de la arquitectura del inversor	15
<b>1.3</b>	<b>Tipos de módulos fotovoltaicos</b>	16
1.3.1	Módulos de silicio cristalino	16
1.3.2	Módulos de película fina	21

# Generalidades sobre las plantas fotovoltaicas (FV)

## 1.1 Tipos de plantas fotovoltaicas

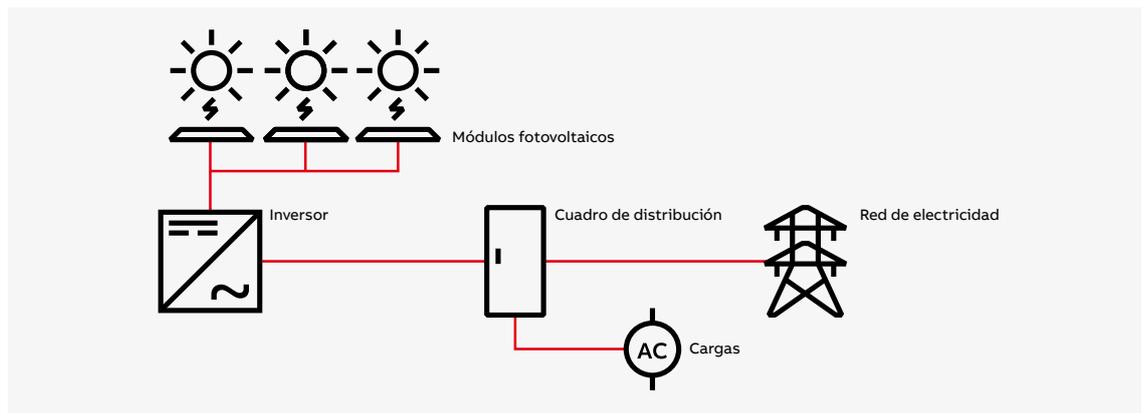
Los sistemas FV pueden ser muy simples y consistir en solo un módulo FV y una carga. Sin embargo, en función de la configuración del sistema, podemos distinguir tres tipos principales de sistemas FV:

- **Conectado a la red**

(también llamado En la red o Sistema interactivo de servicios públicos):

este tipo de sistemas FV siempre está conectado a la red. La potencia que produce el generador FV es convertida por el inversor de CC a CA y, luego, la energía es alimentada a la red. Durante los momentos en que no hay luz solar, las cargas consumen la electricidad de la red.

Figura 1

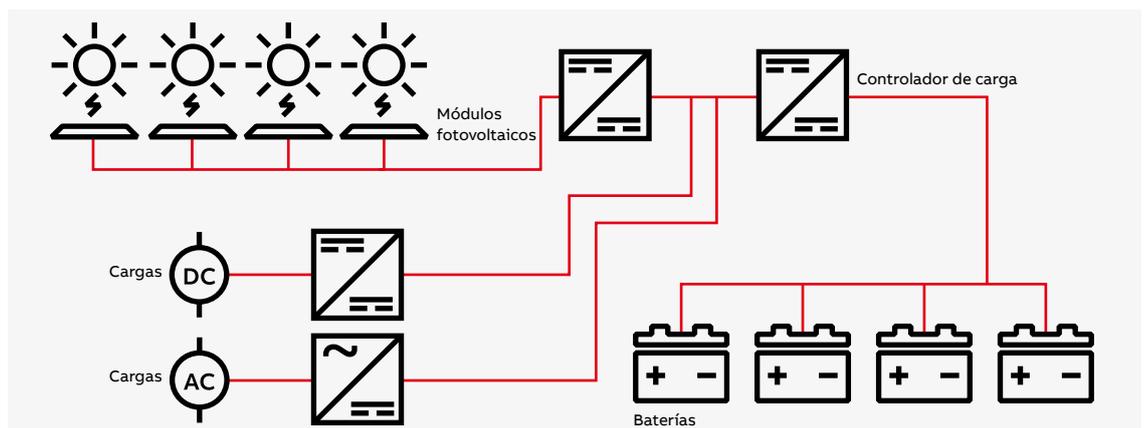


- **Sistema fuera de la red**

(también llamado Sistema autónomo):

los sistemas solares fuera de la red o autónomos no están conectados a la red. El sistema FV produce electricidad, que se almacena en los bancos de baterías. Durante las noches, esta electricidad almacenada se utiliza para suministrar energía. Los sistemas autónomos son comunes en las zonas remotas donde no hay electricidad ni acceso a la red.

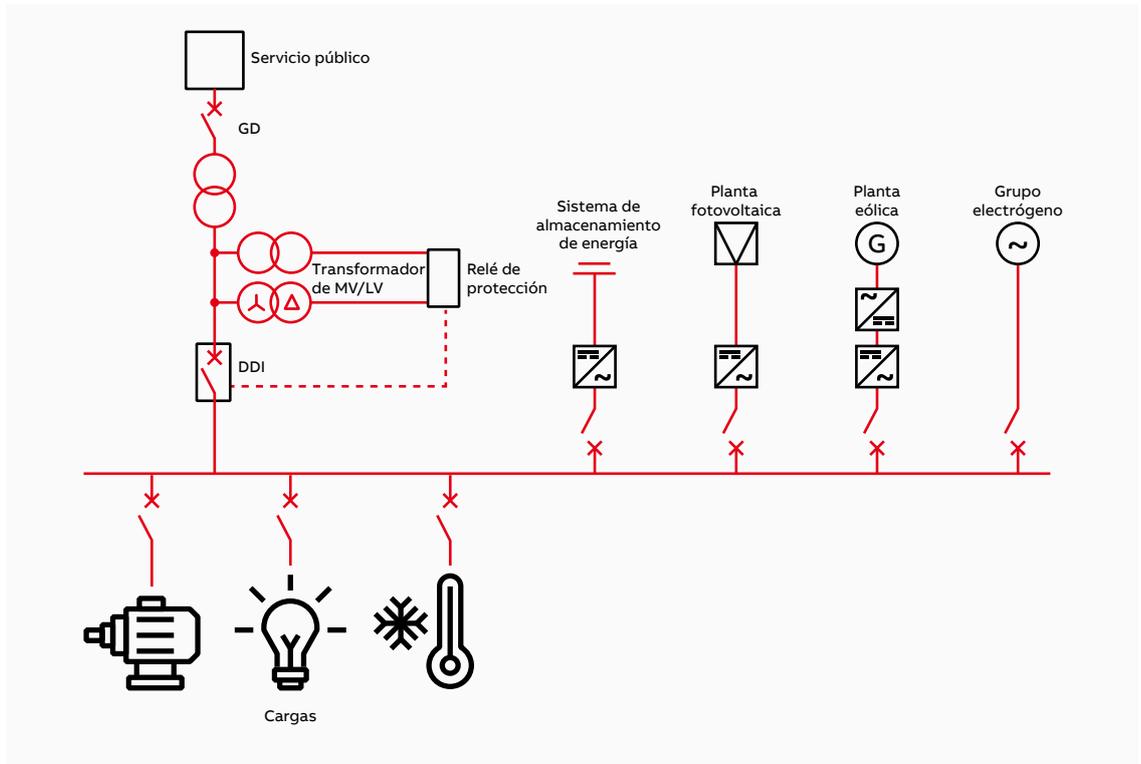
Figura 2



• **Sistema híbrido solar:**

Los sistemas solares híbridos están configurados para tener un interruptor de desconexión automática que puede activarse o desactivarse en función de los requisitos eléctricos de la microred en la que están conectados los sistemas FV.

Figura 3



## 1.2 Componentes principales de una planta fotovoltaica

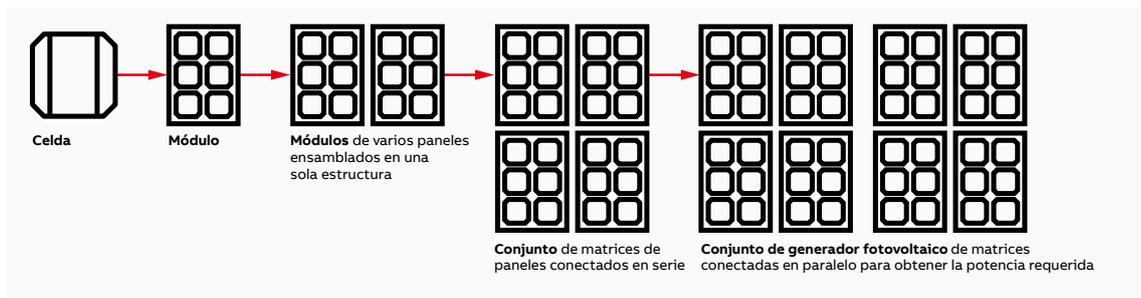
### 1.2.1 Generador fotovoltaico

La celda fotovoltaica es el dispositivo fotovoltaico más elemental<sup>1</sup>. Un módulo fotovoltaico<sup>2</sup> es un grupo de celdas fotovoltaicas interconectadas ecológicamente protegidas. Los conjuntos FV son montajes mecánicos y eléctricos de módulos fotovoltaicos (un conjunto fotovoltaico incluye todos los componentes hasta los terminales de entrada de CC del inversor u otro equipo de conversión de potencia o cargas de CC). El generador fotovoltaico es un generador que utiliza el efecto fotovoltaico para convertir la luz solar en electricidad y está representado por el conjunto FV en un sistema FV.

<sup>1</sup> IEC 61836 TS Sistemas de energía solar fotovoltaica: Términos, definiciones y símbolos

<sup>2</sup> Módulo ≠ Panel Los módulos fotovoltaicos pueden ensamblarse en paneles fotovoltaicos; el panel FV está compuesto por módulos fotovoltaicos integrados mecánicamente, preensamblados e interconectados eléctricamente.

Figura 4



Para comprender mejor el comportamiento y la composición del generador FV es necesario aclarar el comportamiento de la interconexión en serie y en paralelo de celdas o módulos.

En una conexión en serie de celdas/módulos:

- los voltajes se totalizan;
- la corriente no se totaliza: está determinada por la fotocorriente de cada celda solar. La corriente total en una string de celdas/ módulos solares es igual a la corriente generada por una sola celda solar.

La string de módulos FV es un circuito de módulos FV conectados en serie. La caja de combinadores de string o strings fotovoltaicas es un gabinete en el que las string fotovoltaicas están conectadas eléctricamente en paralelo y en el que se pueden ubicar dispositivos de protección si es necesario.

### Ejemplo 1

- El voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de una celda es igual a 0,6 V; una string de 3 celdas proporcionará un voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de 1,8 V.
- La corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de una celda monocristalina de 6" es igual a 9,97 A; una string de 3 celdas proporcionará una corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de 9,97 A.
- El voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de un módulo (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en condiciones estándar de prueba [STC]) es de 39,4 V; una string de 20 módulos proporcionará un voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de 788 V.
- La corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de un módulo (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en condiciones estándar de prueba [STC]) es igual a 9,97 A; una string de 20 módulos proporcionará una corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de 9,97 A.

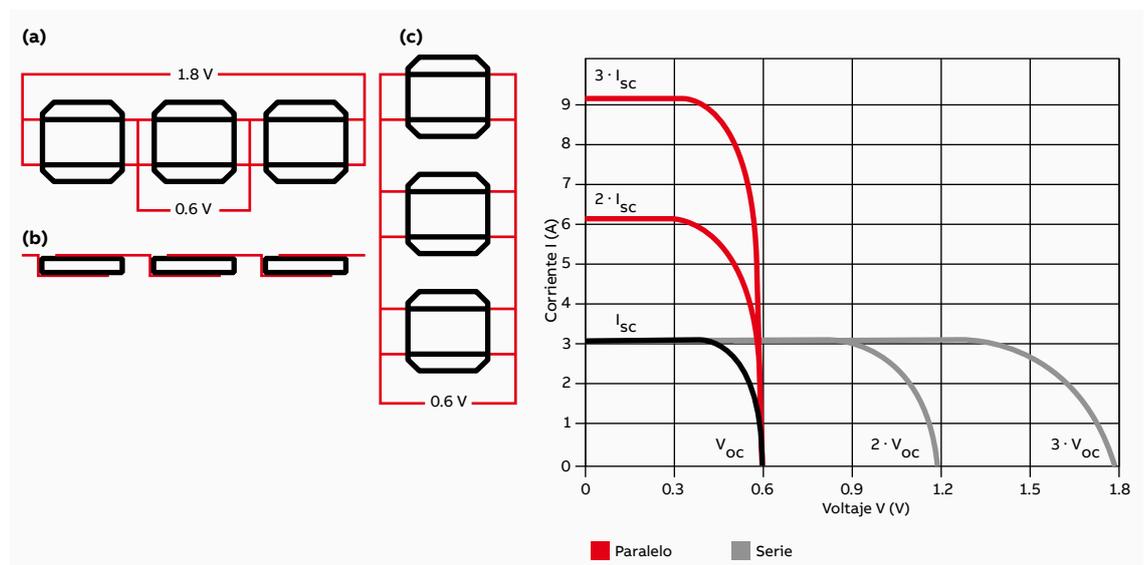
En una conexión en paralelo de celdas/módulos:

- el voltaje es el mismo en todas las celdas/módulos solares;
- las corrientes de las celdas/módulos solares se totalizan.

### Ejemplo 2

- El voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de una celda es igual a 0,6 V; la conexión en paralelo de 3 celdas proporcionará un voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de 0,6 V.
- La corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de una celda monocristalina de 6" es igual a 9,97 A; la conexión en paralelo de 3 celdas proporcionará una corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de 29,91 A.
- El voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de un módulo (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en condiciones estándar de prueba [STC]) es de 39,4 V; la conexión en paralelo de 3 módulos proporcionará un voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de 39,4 V.
- La corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de un módulo (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en condiciones estándar de prueba [STC]) es igual a 9,97 A; la conexión en paralelo de 3 módulos proporcionará una corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de 29,91 A.
- El voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de una string de 20 módulos (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en condiciones estándar de prueba [STC]) es de 788 V; la conexión en paralelo de 3 string proporcionará un voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de 788 V.
- La corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de una string de 20 módulos (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en condiciones estándar de prueba [STC]) es igual a 9,97 A; la conexión en paralelo de 3 string proporcionará una corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de 29,91 A.

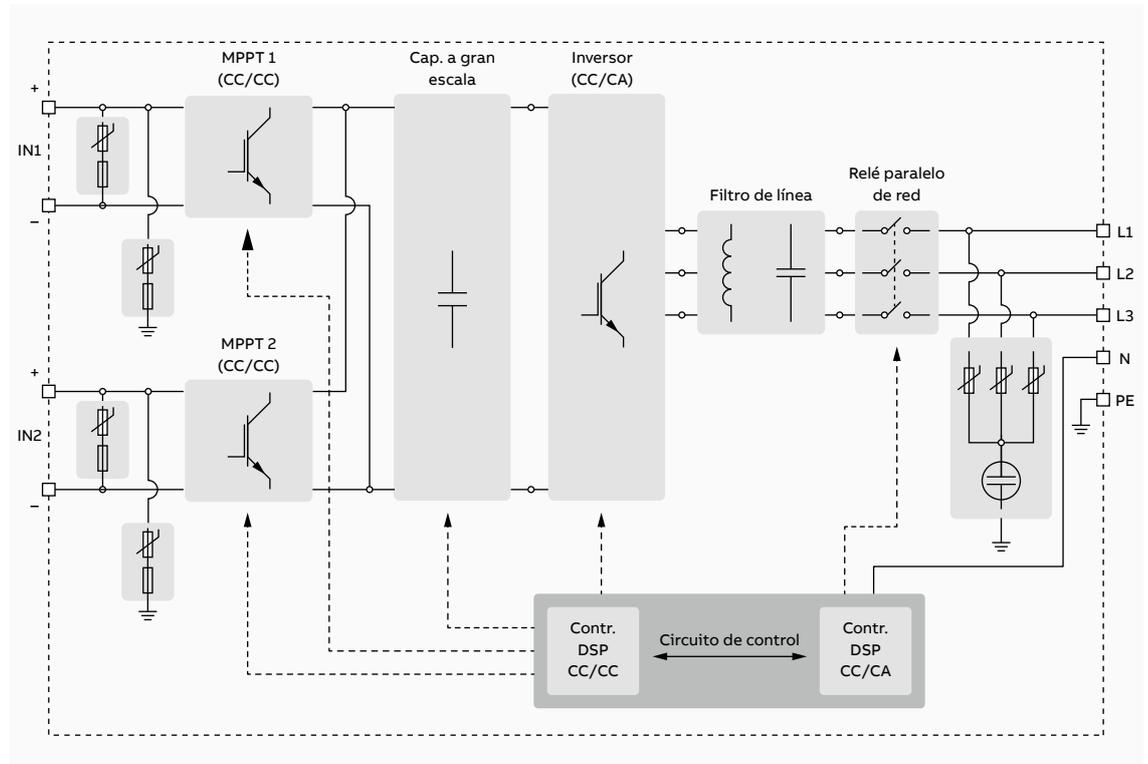
Figura 5



## 1.2.2 Inversor

El inversor es el equipo que convierte la corriente continua en corriente alterna y que controla la calidad de la potencia de salida que se suministra a la red.

Figura 6



**Las partes principales que componen los inversores son las siguientes (Figura 6):**

- **MPPT** (Seguidor de punto de máxima potencia, max power point tracker): es un circuito (normalmente un convertidor de CC a CC) empleado en los inversores fotovoltaicos para maximizar la energía disponible del generador fotovoltaico en cualquier momento de su funcionamiento. La potencia suministrada por un generador FV depende del punto en el que funcione. Los controladores pueden seguir varias estrategias para optimizar la potencia de salida del generador fotovoltaico. El MPPT puede implementar diferentes algoritmos (por ejemplo, perturbar y observar, barrido de corriente, conductancia incremental, voltaje constante, etc.) y alternar entre ellos en función de las condiciones de funcionamiento del generador fotovoltaico.
- **Condensadores de enlace de CC**: Los condensadores de enlace de CC se utilizan para evitar que las corrientes de rizado lleguen a la fuente de alimentación de CC y para nivelar las variaciones de voltaje del bus de CC. También se utilizan para proteger a los transistores bipolares de puerta aislada (Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT).
- **Inversor de CC/CA**: el inversor es un circuito que convierte una alimentación de CC en una alimentación de CA al voltaje y frecuencia de salida deseados. Esta conversión puede lograrse mediante dispositivos de encendido y apagado controlados (por ejemplo, IGBT). La forma de onda del voltaje de salida de un inversor ideal debe ser sinusoidal. Sin embargo, las formas de onda de voltaje de los inversores no son perfectamente sinusoidales y contienen armónicos. La frecuencia de salida de un inversor está determinada por la velocidad a la que los circuitos de control del inversor encienden y apagan los dispositivos semiconductores. Para obtener una forma de onda lo más sinusoidal posible, se utiliza una técnica más sofisticada: la modulación por ancho de pulso (Pulse Width Modulation, PWM); la técnica PWM permite lograr una regulación tanto de la frecuencia como del valor cuadrático medio de la forma de onda de salida.
- **Filtro de línea**: usually it is a L-C filter used in order to controls the quality of the output power to be delivered to the grid; the use of LC filter allows for generation of sinusoidal voltages with low harmonic distortion.

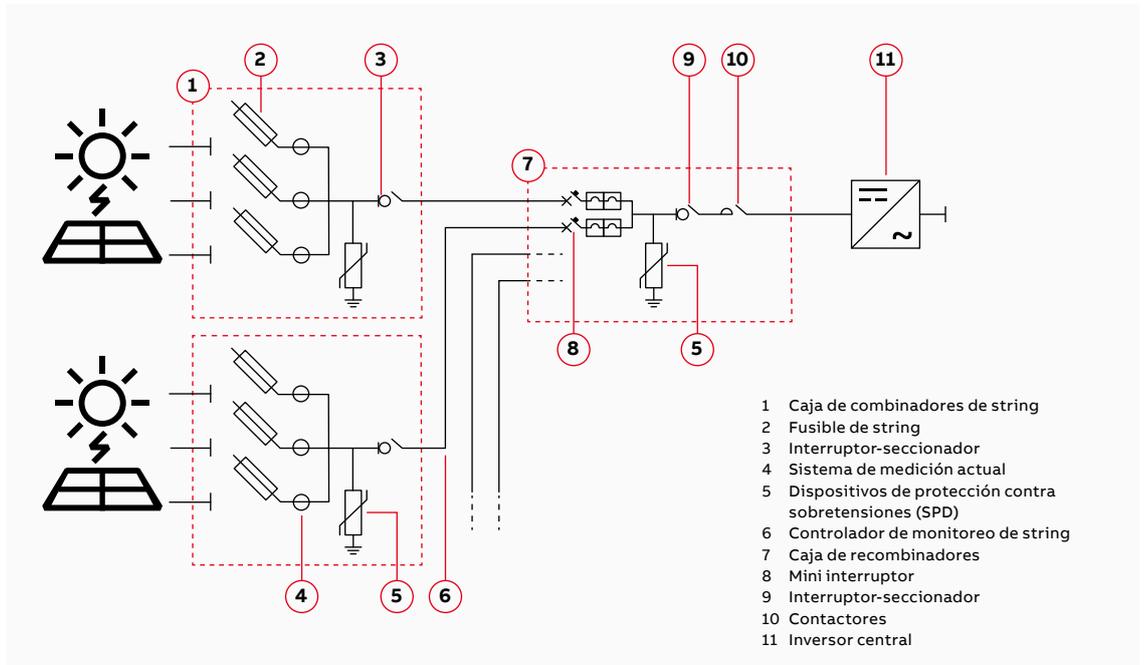
Además, debido a las características de los rendimientos requeridos, los inversores para plantas fuera de la red y para plantas conectadas a la red tendrán características diferentes:

- en las plantas fuera de la red, los inversores deberán ser capaces de suministrar un voltaje en el lado de CA lo más constante posible en función de la producción del generador y de la demanda de carga;
- en las plantas conectadas a la red, los inversores reproducirán el voltaje de red con la mayor exactitud posible y, al mismo tiempo, intentarán optimizar y maximizar la potencia de salida de los módulos FV. Los inversores están equipados con protección que controla la sincronización del inversor con los parámetros de la red.

### 1.2.2.1 Inversores centralizados

Los inversores centrales son inversores de hasta 5000 kW (este límite ascendente incrementa continuamente). Las soluciones de inversores centrales se pueden utilizar en plantas de energía fotovoltaica de edificios comerciales e industriales y, por lo general, en aplicaciones de montaje en tierra. La arquitectura de la planta FV con inversor centralizado se describe en la Figura 7; esta arquitectura requiere el uso de cajas de combinadores de CC para la conexión en paralelo de las string FV.

Figura 7



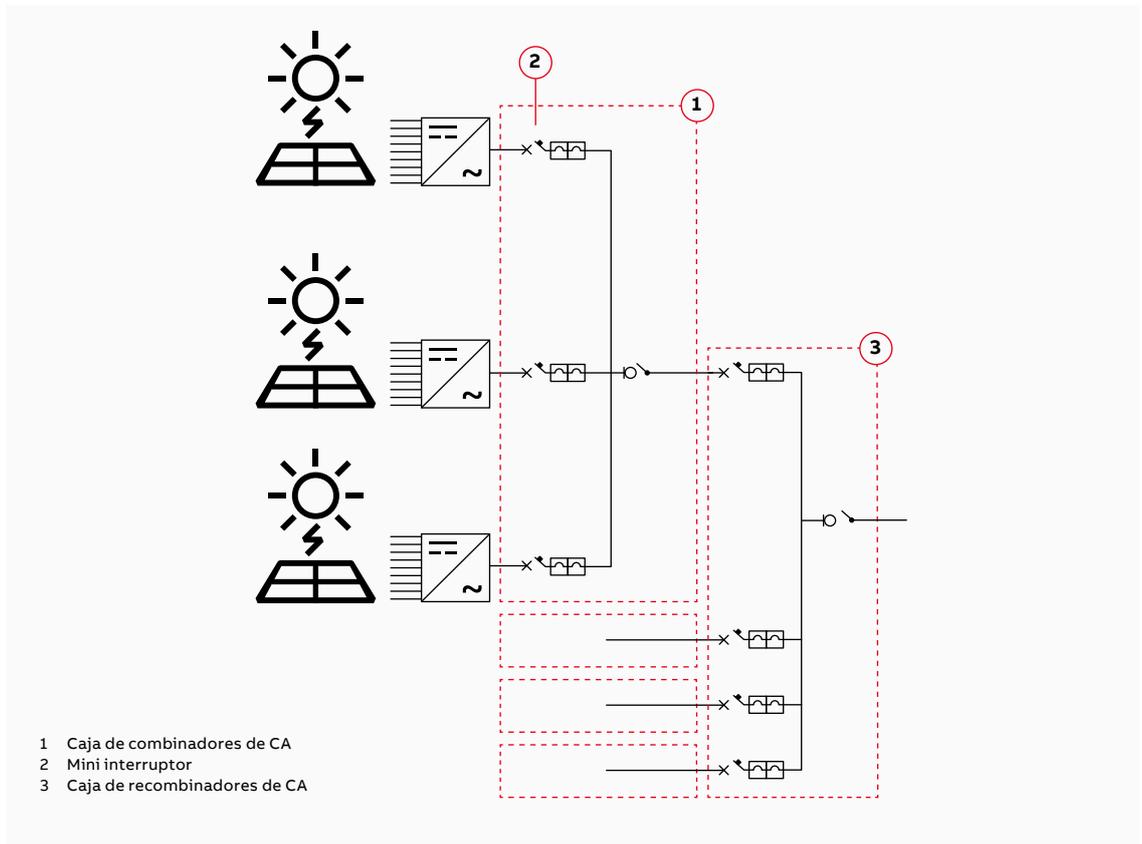
**Las características y ventajas de los inversores centrales son las siguientes:**

- menores gastos de capital (Capital Expenditure, CAPEX);
- menor número de inversores;
- más experiencia con aplicaciones en el campo.

### 1.2.2.2 Inversores de string

Los inversores de string son inversores de 1,2 kW a 175 kW. Las soluciones de inversores de string se pueden utilizar normalmente en plantas de energía fotovoltaica de edificios residenciales, comerciales e industriales, así como en aplicaciones de montaje en tierra. La arquitectura de la planta FV con inversor de string se describe en la Figura 8.

Figura 8



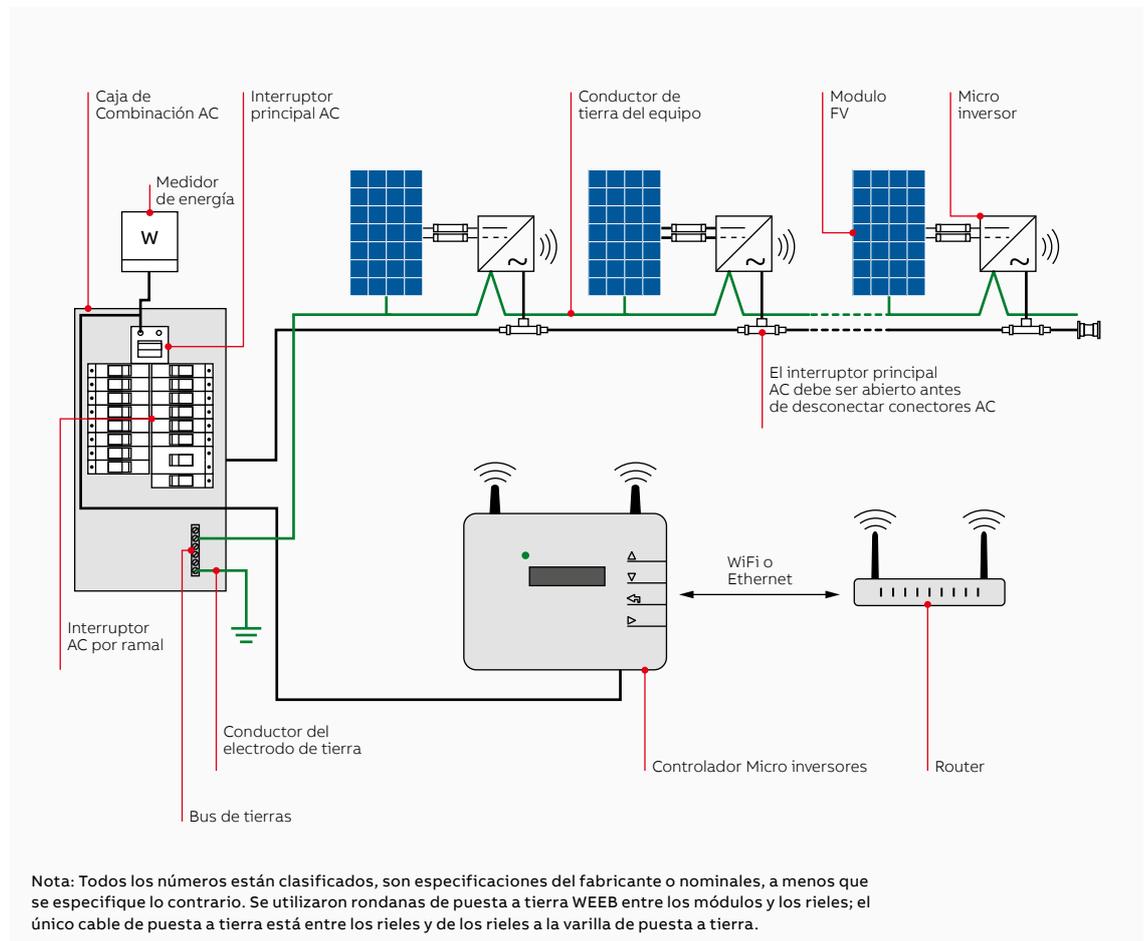
#### Las características y ventajas de los inversores de string son las siguientes:

- diseño todo en uno configurable con dispositivos de protección de entrada de CC incorporados y monitorizados;
- amplio rango de voltaje de entrada;
- múltiples entradas de MPPT;
- alta eficiencia total;
- funciones avanzadas de apoyo a la red;
- interfaz de usuario y de servicio segura e intuitiva;
- adecuados para instalaciones exteriores e interiores;
- mínima pérdida de mantenimiento (máximo tiempo de actividad);
- simple localización de fallas;
- mejores gastos operativos;
- logística más fácil;
- conexión directa de las strings en el interior del inversor.

### 1.2.2.3 Microinversores

Los microinversores se instalan detrás de 1 o pocos módulos FV y convierten la alimentación de CC de los módulos FV en alimentación de CA compatible con la red directamente en el módulo. Las soluciones de microinversores se pueden utilizar en plantas de energía fotovoltaica de edificios residenciales y comerciales. La arquitectura de la planta FV con microinversor se describe en la Figura 9.

Figura 9



#### Las ventajas de los microinversores son las siguientes:

- reducen la pérdida de potencia en caso de sombra;
- mínima pérdida de mantenimiento;
- monitorización del rendimiento de un solo módulo FV;
- tamaño de cable más pequeño (puesto que la salida se convierte de CC a CA [230 V] en la parte posterior del panel, el cable necesario para transportar la corriente puede ser de menor diámetro).
- planta FV de alta modularidad;
- desconexión individual de un módulo en caso de emergencia.

Sin embargo, la planta FV con arquitectura de microinversores tiene un costo inicial más elevado.

#### 1.2.2.4 Elección de la arquitectura del inversor

La elección de la arquitectura del inversor influye en los costos de la planta FV. En los últimos años, los costos de los inversores centrales y de string se han reducido drásticamente. El costo de los inversores de string aún sigue siendo más alto que el de los inversores centrales (análisis de materiales de CAPEX). El costo de instalación también es un factor determinante para la elección de la arquitectura del inversor: la instalación mecánica, la instalación eléctrica y la puesta en funcionamiento del inversor de string son más costosas que las de los inversores centrales.

El balance del sistema (Balance of System, BOS) de CC es más caro para la arquitectura de inversores centrales y el BOS de CA es más caro para la arquitectura de inversores de string. A nivel mundial, el costo de instalación de los inversores de string es superior al de los inversores centralizados.

**La principal diferencia entre los inversores centrales y de string se origina en los costos operativos:**

- La gran capacidad de potencia de los inversores centrales conduce a la necesidad de un enfriamiento activo. La menor capacidad de los inversores de string elimina la necesidad de un enfriamiento activo.
- Los gabinetes de los inversores centrales están contruidos con ventiladores, filtros y ventilaciones para permitir el enfriamiento: estos componentes requieren mantenimiento. Además, es posible que sea necesario sustituir la unidad de conversión de potencia y las tarjetas de control durante la vida útil prevista del inversor. El inversor central está diseñado para recibir servicios de reparación en el campo, por lo que los costos de mantenimiento son considerables. Por lo general, los inversores de string no están diseñados para ser reparados en el campo, por lo que los costos de mantenimiento son bajos.

**Desde el punto de vista del rendimiento de la planta:**

- La arquitectura de los inversores de string se caracteriza por los múltiples MPPT: si el rendimiento entre conjuntos varía debido a sombras no uniformes, matrices con diferentes ángulos de inclinación u orientaciones, o módulos dañados, el rendimiento de cada generador fotovoltaico puede optimizarse a nivel de conjunto de forma que se maximice el rendimiento del sistema. Normalmente, la arquitectura del inversor centralizado se caracteriza por un único MPPT.
- La disponibilidad de la planta o el “tiempo de actividad” para la arquitectura del inversor central es menor que el de la arquitectura del inversor de string: si un inversor central se desconecta, una parte significativa del generador fotovoltaico se pierde hasta que se restablece la funcionalidad. La naturaleza distribuida de la arquitectura de los inversores de string, por su parte, hace que solo un pequeño número de conjuntos se desconecten si un inversor se desconecta.

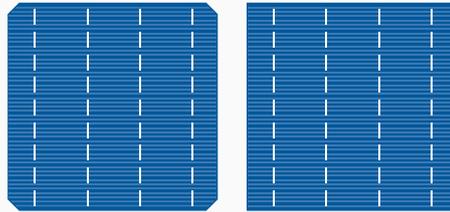
## 1.3 Tipos de módulos fotovoltaicos

### 1.3.1 Módulos de silicio cristalino

Los módulos de silicio cristalino (c-Si) siguen siendo hoy en día los más utilizados en las plantas FV instaladas. La diferenciación entre los diferentes tipos de módulos FV de c-Si se puede hacer de acuerdo a diferentes criterios centrados principalmente en las características de las celdas:

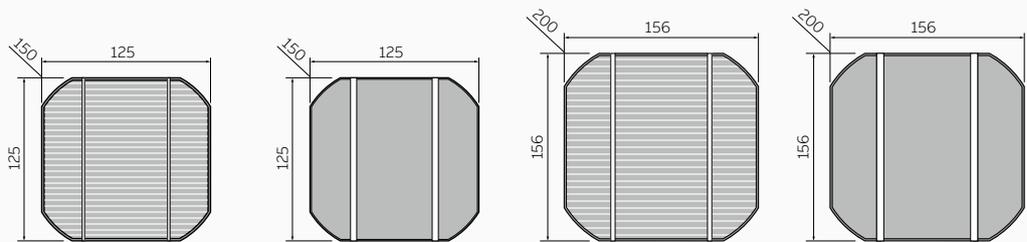
- **Cristalización de silicio:** según la tecnología de producción de los lingotes, las celdas solares de c-Si pueden ser **monocristalinas** o **policristalinas**; las celdas solares monocristalinas están hechas de una forma pura de silicio. Las celdas solares policristalinas se obtienen a partir de lingotes fundidos en los que los cristales no tienen perfectamente la misma orientación.
- **Geometría de las celdas:** la geometría de las celdas depende principalmente de la tecnología de producción de los lingotes de silicio. Las celdas pueden ser **cuadradas** o **semicuadradas**; normalmente las celdas solares monocristalinas pueden ser semicuadradas o cuadradas y las celdas solares policristalinas pueden ser cuadradas.

Figura 10  
en el lado izquierdo:  
una celda solar  
monocristalina  
semicuadrada; en el lado  
derecho: una celda solar  
policristalina cuadrada



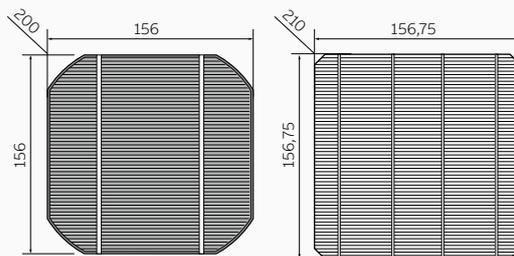
- **Dimensiones de las celdas:** las dimensiones de las celdas dependen principalmente del lingote de silicio utilizado para la producción de la oblea. Luego, las celdas se clasifican en celdas solares de 5" (pulgadas) y celdas solares de 6" (pulgadas).

Figura 11  
en el lado izquierdo:  
una celda solar  
monocristalina  
semicuadrada de 5";  
en el lado derecho:  
una celda solar  
monocristalina  
semicuadrada de 6"



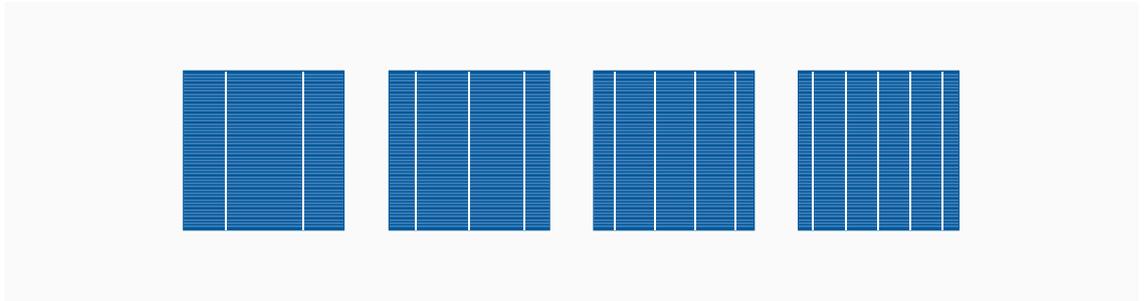
- Hoy en día las celdas más comunes son de 6"; la altura y el ancho de una celda solar de 6" son de **156 mm** o **156,75 mm**. Las celdas semicuadradas se caracterizan también por su diagonal, que puede ser de **200 mm** o **210 mm**.

Figura 12  
en el lado izquierdo:  
una celda solar  
monocristalina  
semicuadrada de  
6" de 156 x 156 con  
una diagonal de  
200 mm; en el lado  
derecho: una celda  
solar monocristalina  
semicuadrada de 6" de  
156,75 x 156,75 con una  
diagonal de 210 mm.



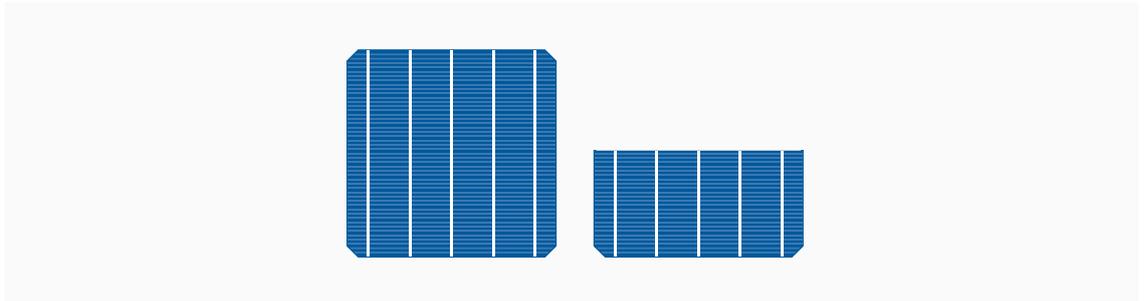
- Número de barras colectoras: las celdas solares de c-Si tienen algunos contactos serigrafados en la parte delantera y en la parte posterior de las celdas con pastas serigráficas metálicas. Estos contactos en la parte delantera y en la parte posterior de las celdas se utilizan para hacer las interconexiones de las celdas en serie. Las barras colectoras son el número de contactos principales serigrafados. Con el tiempo, el número de barras colectoras ha aumentado para reducir la resistencia en serie y el tamaño de los alambres de interconexión; hasta hace unos 3 años las configuraciones de serigrafía para celdas más comunes tenían **2 o 3 barras colectoras**. Hoy en día, las configuraciones de serigrafía para celdas más comunes tienen **4 o 5 barras colectoras**.

Figura 13 de izquierda a derecha: celda solar policristalina de 6" con 2 barras colectoras; celda solar policristalina de 6" con 3 barras colectoras; celda solar policristalina de 6" con 4 barras colectoras; celda solar policristalina de 6" con 5 barras colectoras



- Celda completa o a la mitad: en un módulo fotovoltaico de c-Si tradicional, los alambres de conexión que interconectan las celdas vecinas pueden causar una pérdida significativa de energía. La pérdida de potencia está ligada a la corriente generada por las celdas. La corriente generada por las celdas para el efecto fotovoltaico es proporcional a las dimensiones de las celdas. Se ha demostrado que cortar las celdas solares por la mitad es una forma efectiva de reducir la pérdida de potencia resistiva. Las **celdas cortadas a la mitad** generan la mitad de la corriente de una **celda estándar**, lo que reduce las pérdidas resistivas en la interconexión de los módulos solares. Una menor resistencia entre las celdas aumenta la potencia de salida de un módulo, en función del diseño, en un 2 %.

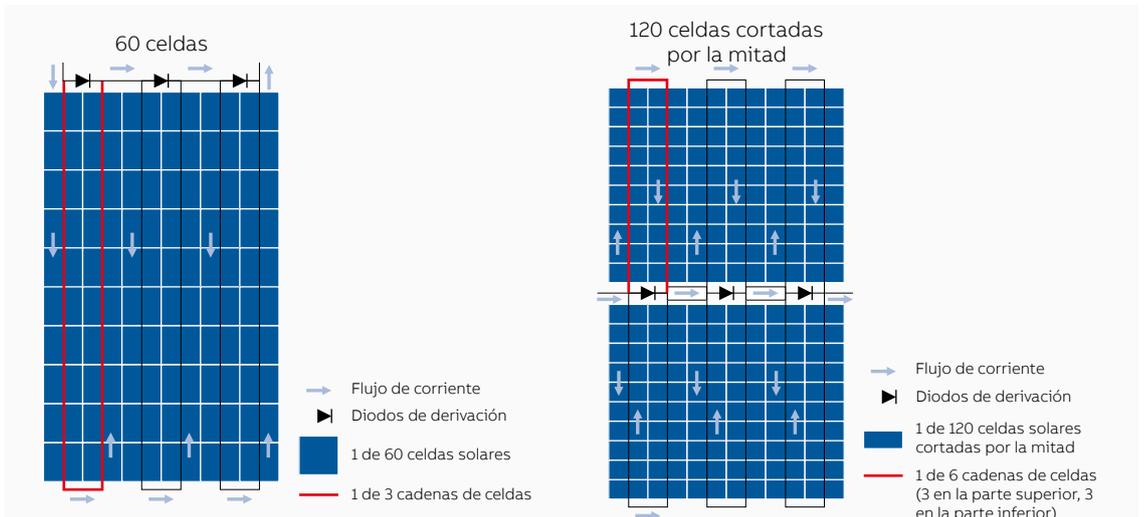
Figura 14 lado izquierdo: celdas estándar; lado derecho: celdas cortadas a la mitad



**Otros beneficios introducidos por las celdas cortadas a la mitad son los siguientes:**

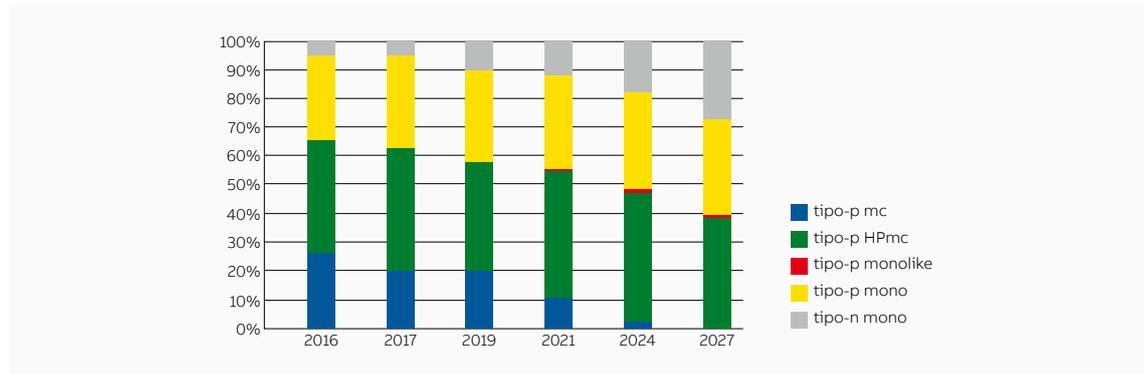
- mejor comportamiento del módulo en caso de sombra;
- activación reducida del diodo de derivación;
- mejor protección contra las microgrietas;
- puntos calientes más fríos;
- ganancias ópticas por un mayor espaciamiento de las celdas.

Figura 15 lado izquierdo: interconexión de celdas en un módulo construido con celdas estándar; lado derecho: interconexión de celdas en un módulo construido con celdas cortadas a la mitad



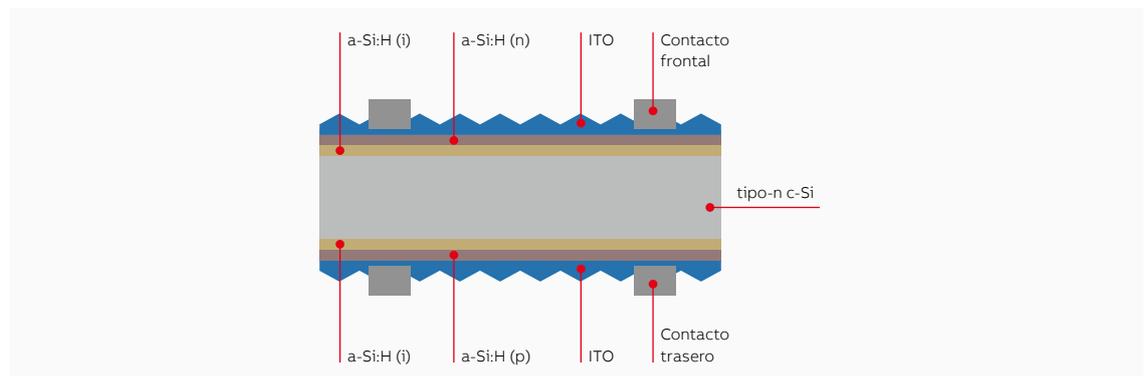
- Tipo de unión: el término **tipo p** se refiere al hecho de que la celda está construida sobre una base de silicio cargada positivamente (por lo tanto, tipo p). De hecho, la oblea está dopada con boro, que tiene un electrón menos que el silicio. La parte superior de la oblea es luego dopada negativamente (tipo n) con fósforo, que tiene un electrón más que el silicio. Esto ayuda a formar la unión p-n que permitirá el flujo de electricidad en la celda. Las celdas solares de tipo n se construyen al revés, y el lado dopado de tipo n sirve como base de la celda solar. Por el momento, las celdas solares de tipo p son más comunes porque el proceso de fabricación de celdas solares de tipo n incluye más pasos y, por tanto, más costos. Por cierto, las celdas solares más potentes actualmente disponibles en el mercado son las del tipo n, las cuales son inmunes a algunos efectos de degradación (por ejemplo, LID [Light Induced Degradation]: degradación inducida por la luz). Según este escenario, la hoja de ruta tecnológica se está moviendo hacia el tipo n.

Figura 16  
fuente: Resultados de 2017 del Plan Tecnológico Internacional para Fotovoltaica (ITRPV, International Technology Roadmap for Photovoltaic)



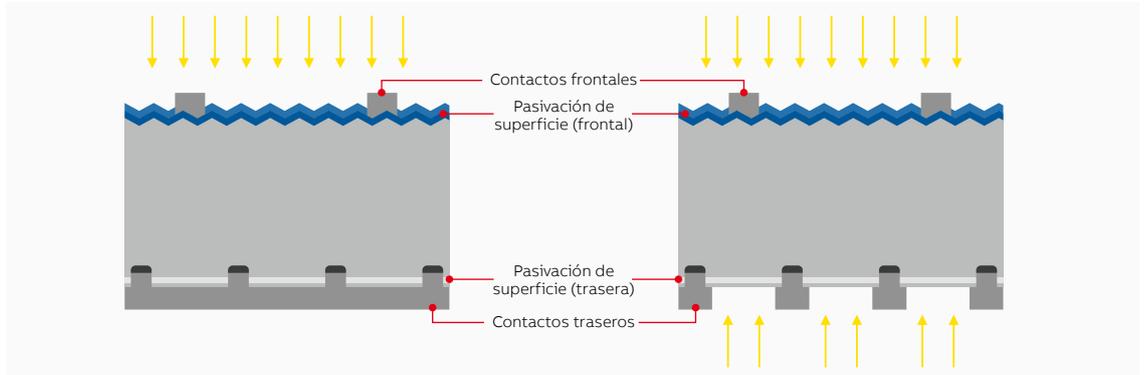
- N ° de uniones: las celdas de c-Si tradicionales son celdas solares de **unión única** (unión p-n única). Las celdas solares **multiunión** (multi-junction, MJ) son celdas solares con múltiples uniones p-n hechas de diferentes materiales semiconductores. La tecnología de **heterounión** (heterojunction technology, HJT) es un tipo de multiunión y combina obleas de c-Si de tipo n con una capa de silicio amorfo. Los beneficios introducidos por la multiunión en el módulo FV son los siguientes:
  - Alto rendimiento lumínico (el espectro de luz absorbido por las celdas HJT es más amplio que el espectro de luz absorbido por una celda de c-Si estándar);
  - Coeficiente de baja temperatura;
  - Mayor eficiencia.

Figura 17  
Estratigrafía de celdas de HJT; fuente: meyerburger.com



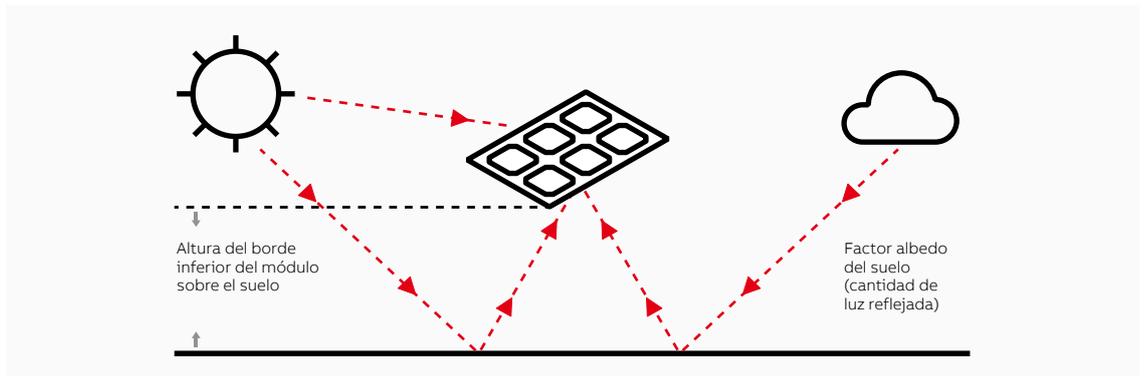
- Celda monofacial o bifacial: hasta hace pocos años, las celdas FV solo se diseñaban como **monofaciales** y, por lo tanto, solo podían captar la radiación solar en la parte frontal de la celda. El desarrollo tecnológico introdujo las celdas solares **bifaciales**. Las celdas solares bifaciales pueden recoger la radiación solar también desde la parte posterior y, luego, los módulos bifaciales pueden recoger la radiación solar reflejada.

Figura 18  
lado izquierdo: una celda monofacial estándar;  
lado derecho: una celda solar bifacial



Los módulos bifaciales pueden aumentar el rendimiento energético de la instalación FV. El albedo de la superficie debajo del sistema, uno de los factores decisivos que influyen en la cantidad de rendimiento energético adicional, cambia en el campo con el tiempo. El albedo describe la medida en que la luz se refleja desde una superficie. Por lo tanto, el albedo en sí depende de las propiedades de la superficie debajo del módulo, tales como el color, el grosor, el acabado de la superficie o el tipo de vegetación.

Figura 19  
comportamiento de un módulo bifacial

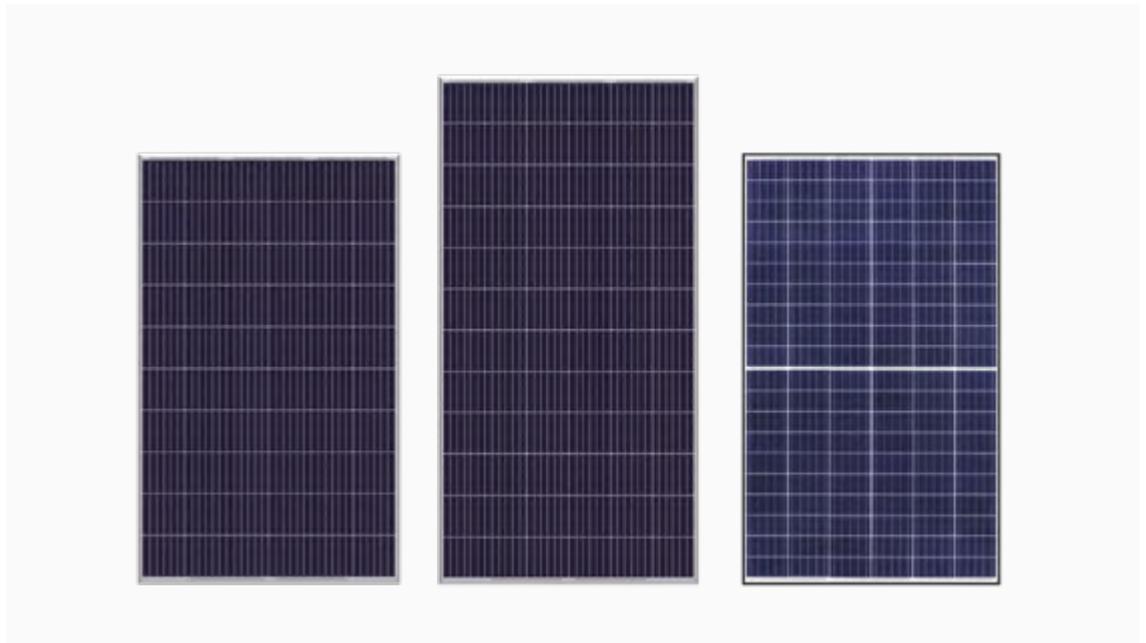


La ganancia de energía que generan los módulos bifaciales en comparación con los módulos monofaciales se estima en alrededor de +5 % con módulos instalados en césped, +10 % con módulos instalados en arena y +20 % con módulos instalados en una superficie pintada de blanco.

**Los diseños más comunes del módulo FV de c-Si son los siguientes:**

- 60 celdas de 6" en conexión en serie;
- 72 celdas de 6" en conexión en serie;
- 120 celdas cortadas a la mitad.

Figura 20  
de izquierda a derecha:  
60 celdas de 6" en  
conexión en serie; 72  
celdas de 6" en conexión  
en serie; 120 celdas  
cortadas a la mitad.



Para maximizar el rendimiento del módulo FV, se han desarrollado tecnologías especiales utilizando el concepto de **celdas solares de contacto posterior**. Las celdas solares de contacto posterior alcanzan una eficiencia potencialmente mayor al mover todas o parte de las rejillas de contacto frontales a la parte posterior de las celdas: el lado soleado de las celdas no está cubierto por pasta metálica para fines de contacto. Existen varias configuraciones de celdas solares de contacto posterior:

- Células solares de contacto posterior interdigitado (interdigitated back contact, IBC);
- envoltura del emisor (emitter wrap through, EWT);
- envoltura metálica (metallization wrap through, MWT).

Figura 21  
de izquierda a derecha:  
Módulo FV con  
tecnología IBC; módulo  
FV con tecnología MWT.



### 1.3.2 Módulos de película fina

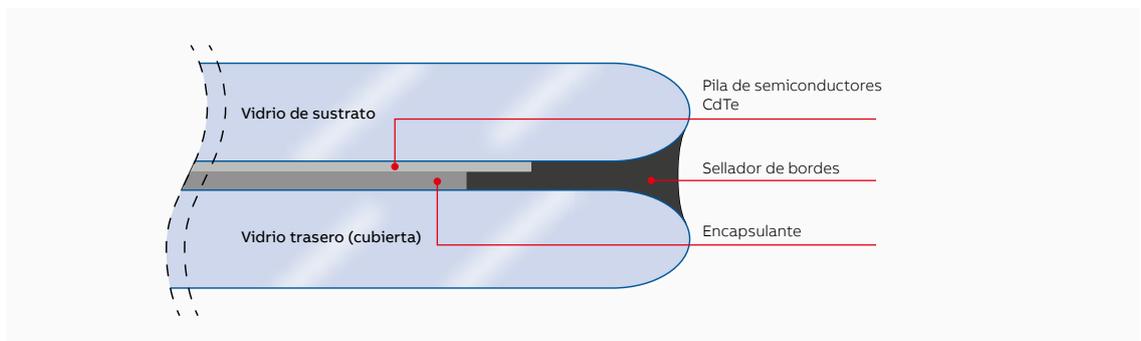
Las celdas de película fina están compuestas por un material semiconductor depositado, generalmente como mezclas de gases, sobre soportes como vidrio, polímeros, aluminio, etc., que dan consistencia física a la mezcla. La capa de la película semiconductor es de unos pocos  $\mu\text{m}$  de espesor con respecto a las celdas de silicio cristalino, que son de unos cientos de  $\mu\text{m}$ .

**Los materiales utilizados principalmente son los siguientes:**

- silicio amorfo (a-Si);
- telururo de cadmio (CdTe);
- diseleniuro de indio y aleaciones de cobre (CIS, CIGS, CIGSS);
- arseniuro de galio (GaAs);
- celda solar sensibilizada por colorante (DSC).

En el pasado, la string de producción FV invertía mucho en las tecnologías de película fina porque ofrecían excelentes perspectivas de reducción de costos. De hecho, la impresionante reducción de costos en las tecnologías de c-Si redujo las inversiones en las películas finas. Hoy en día, la tecnología de película fina que aún tiene una buena cuota de mercado es la tecnología de CdTe.

Figura 22  
Sección transversal del  
módulo FV de CdTe



A menudo, los módulos de película fina tienen vidrio como lámina frontal y también como lámina posterior, por lo que no tienen marco.

Figura 23  
Módulo FV de CdTe



Algunas tecnologías de película fina son realmente interesantes porque se depositan sobre un soporte flexible, generalmente películas de polímero. En comparación con los módulos de c-Si, los módulos de película fina muestran una menor dependencia de la eficiencia en la temperatura de funcionamiento, así como una buena respuesta cuando la luz difusa es más marcada y los niveles de radiación son bajos, sobre todo en días nublados. La instalación de módulos de película fina es recomendable en áreas con temperaturas realmente altas (áreas de clima árido).



# Producción de energía

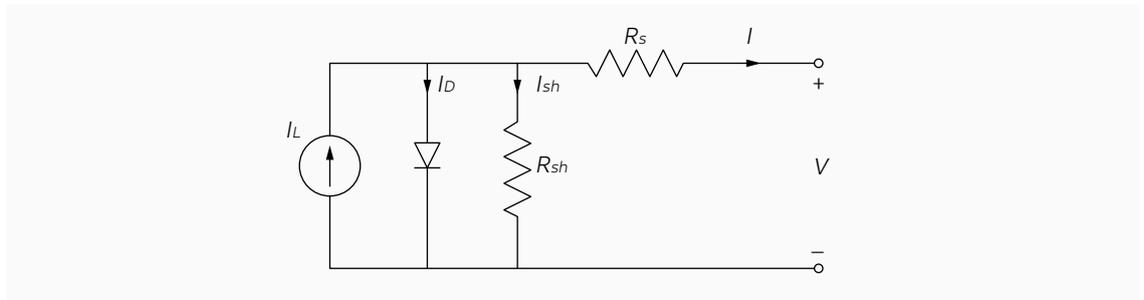
<b>2.1</b>	<b>Circuito equivalente a la celda</b>	24
<b>2.2</b>	<b>Característica de voltaje-corriente del módulo</b>	26
<b>2.3</b>	<b>Esquema de conexión a la red</b>	27
<b>2.4</b>	<b>Potencia pico nominal</b>	28
<b>2.5</b>	<b>Inclinación y orientación de los módulos</b>	29
<b>2.6</b>	<b>Irradiación global en plano horizontal (GHI) e Irradiación global en plano inclinado (GTI)</b>	31
<b>2.7</b>	<b>Energía prevista de un sistema FV</b>	32
<b>2.8</b>	<b>Voltajes y corrientes en una planta FV</b>	32
<b>2.9</b>	<b>Variación en la energía producida</b>	33
	2.9.1 Irradiancia	33
	2.9.2 Temperatura de los módulos	33
	2.9.3 Sombra	34

# Producción de energía

## 2.1 Circuito equivalente a la celda

Una celda fotovoltaica se puede considerar como un generador de corriente y se puede representar mediante el circuito equivalente de la Figura 24.

Figura 24



La corriente  $I$  en los terminales de salida es igual a la corriente generada a través del efecto FV  $I_L$  por el generador de corriente ideal. Disminuye por la corriente del diodo  $I_D$  y por la corriente de fuga perdida debido a las resistencias de derivación  $I_{sh}$ : la corriente de fuga es causada por la corriente a través de defectos locales en la unión o debido a las derivaciones en los bordes de las celdas solares ( $R_{sh}$  representa la resistencia de derivación).

La serie de resistencia  $R_s$  representa la resistencia interna al flujo de corriente generada y depende del grosor de la unión P-N, de las impurezas presentes y de las resistencias de contacto.

En una celda ideal, tendríamos  $R_s = 0$  y  $R_{sh} = \infty$ . En cambio, en una celda de silicio de alta calidad tenemos  $R_s = 0,05 \div 0,10 \Omega$  y  $R_{sh} = 300 \div 400 \text{ k}\Omega$ . La eficiencia de conversión de la celda FV se ve muy afectada también por una pequeña variación de  $R_s$ , mientras que se ve mucho menos afectada por una variación de  $R_{sh}$ .

La ecuación que rige para el circuito equivalente (Figura 24) se formula usando la ley de corriente de Kirchoff para la corriente  $I$ :

$$I = I_L - I_D - I_{sh}$$

Donde:

$I_L$  es la corriente generada por la luz en la celda;

$I_D$  es la corriente dependiente del voltaje que se pierde en la recombinación;

$I_{sh}$  es la corriente perdida debido a las resistencias de derivación.

Ecuación 1

En el circuito equivalente con modelo de diodo único, la  $I_D$  se modela utilizando la ecuación de Shockley para un diodo ideal.

—  
Ecuación 2

$$I_D = I_0 \cdot \left[ e^{\left( \frac{V+I \cdot R_S}{n \cdot V_T} \right)} - 1 \right]$$

Donde:

$n$  es el factor de idealidad del diodo (sin unidades, normalmente entre 1 y 2 para una celda de única unión);

$I_0$  es la corriente de saturación;

$V_T$  es el voltaje térmico dado por:

—  
Ecuación 3

$$V_T = \frac{k \cdot T_c}{q}$$

Donde:

$k$  es la constante de Boltzmann ( $1.381 \cdot 10^{-23}$  J/K);

$T_c$  es la temperatura absoluta en grados K;

$q$  es la carga del electrón ( $1.6 \cdot 10^{-19}$  C)

Entonces, la corriente suministrada a la carga es dada por la siguiente:

—  
Ecuación 4

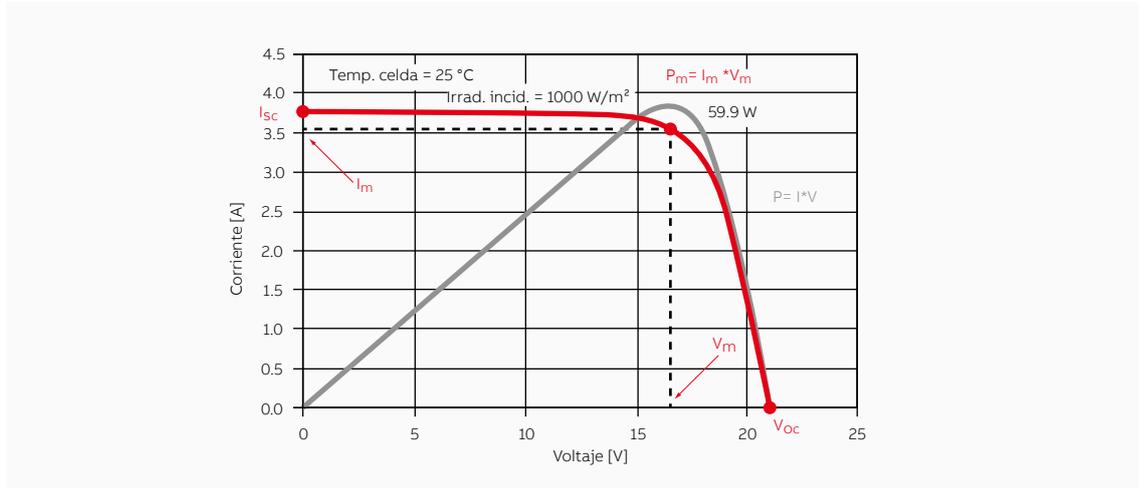
$$I = I_L - I_0 \cdot \left[ e^{\left( \frac{V+I \cdot R_S}{n \cdot V_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V+I \cdot R_S}{R_{sh}}$$

En las celdas habituales, el último término de esta fórmula, es decir, la corriente de fuga a tierra  $I_{sh}$  es insignificante con respecto a las otras dos corrientes. Por lo tanto, la corriente de saturación del diodo puede determinarse experimentalmente al aplicar el voltaje de circuito abierto  $V_{oc}$  a una celda no iluminada y medir la corriente que fluye dentro de la celda.

### 2.2.2.2 Característica de voltaje-corriente del módulo

La curva característica de voltaje-corriente de un módulo FV se muestra en la Figura 25. En condiciones de cortocircuito, la corriente generada está en su punto más alto ( $I_{sc}$ ), mientras que, con el circuito abierto, el voltaje ( $V_{oc}$  = voltaje de circuito abierto) está en su punto más alto. En las dos condiciones mencionadas anteriormente, la potencia eléctrica producida en la celda es nula, mientras que en todas las demás condiciones, cuando el voltaje aumenta, la potencia producida también aumenta: al principio, alcanza el punto de máxima potencia ( $P_m$ ) y, luego, cae repentinamente cerca del valor del voltaje de circuito abierto.

Figura 25

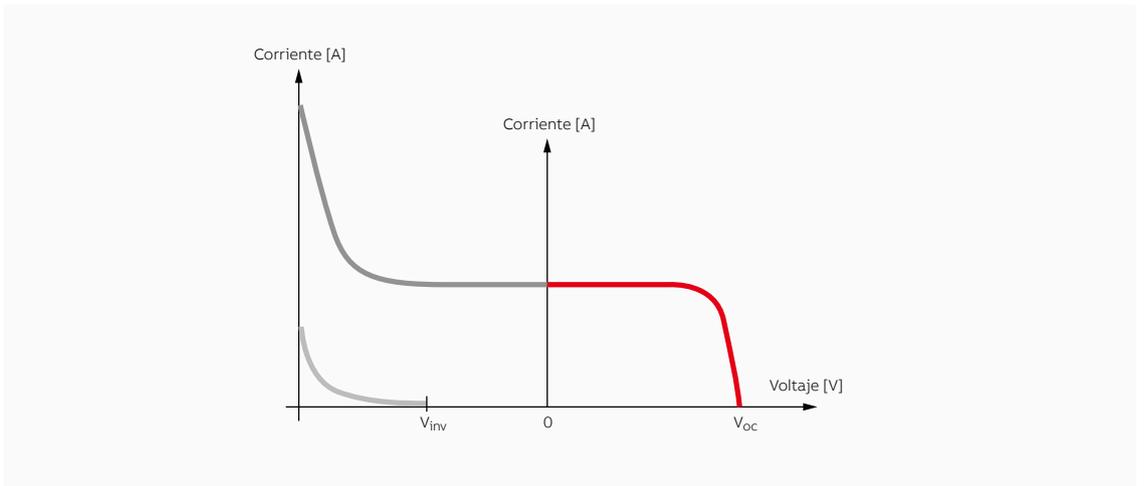


Por tanto, los datos característicos de un módulo FV se pueden resumir de la siguiente manera:

- $I_{sc}$  corriente de cortocircuito;
- $V_{oc}$  voltaje de circuito abierto;
- $P_m$  o  $P_{MPP}$  máxima potencia producida en condiciones estándar (standard conditions, STC);
- $I_m$  o  $I_{MPP}$  corriente producida en el punto de máxima potencia;
- $V_m$  o  $V_{MPP}$  voltaje en el punto de máxima potencia;
- El factor de llenado (fill factor, FF) es un parámetro que determina la forma de la curva característica IV y es la relación entre la potencia máxima y el producto ( $V_{oc} \cdot I_{sc}$ ) del voltaje de circuito abierto multiplicada por la corriente de cortocircuito.

Si se aplica un voltaje desde el exterior a la celda FV en dirección inversa con respecto al funcionamiento estándar, la corriente generada permanece constante y la celda absorbe la energía. Cuando se excede un cierto valor de voltaje inverso (voltaje “de ruptura”), la unión P-N se perfora, como ocurre en un diodo, y la corriente alcanza un valor alto que daña la celda. En ausencia de luz, la corriente generada es nula para los valores de voltaje inverso hasta el voltaje “de ruptura, por tanto, hay una corriente de descarga análoga a las condiciones de iluminación (Figura 26: cuadrante izquierdo).

Figura 26



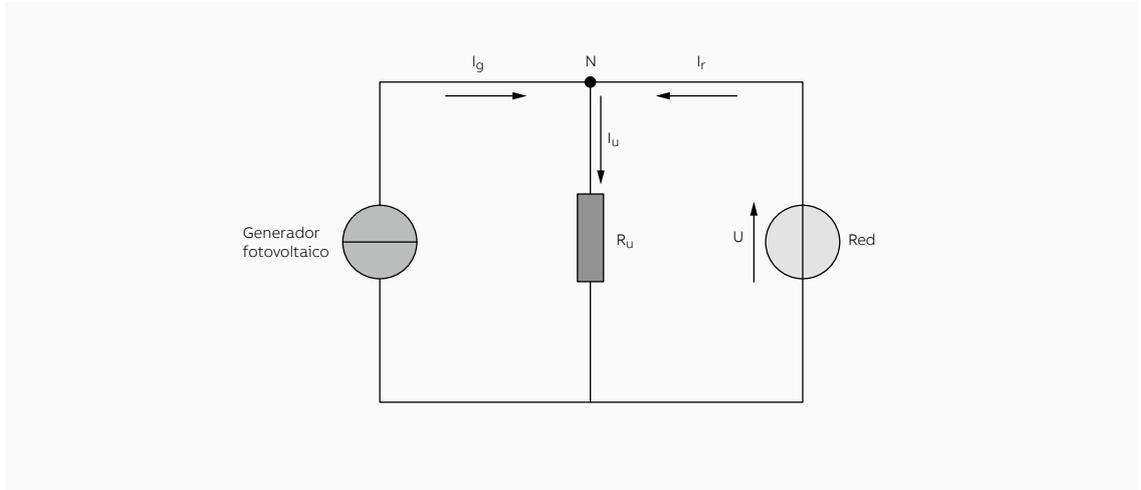
### 2.3 Esquema de conexión a la red

Una planta FV conectada a la red y que abastece a una planta de consumo puede representarse de forma simplificada mediante el esquema de la Figura 27.

La red de suministro (que se supone que tiene una potencia de cortocircuito infinita) se esquematiza mediante un generador de voltaje ideal, cuyo valor es independiente de las condiciones de carga de la planta de consumo.

Por el contrario, el generador FV está representado por un generador de corriente ideal (con corriente constante e igual insolación) mientras que la planta de consumo está representada por una resistencia  $R_u$ .

Figura 27



Las corrientes  $I_g$  e  $I_r$ , que provienen del generador FV ( $I_g$ ) y de la red ( $I_r$ ) respectivamente, convergen en el nodo N de la Figura 27, y la corriente  $I_u$  absorbida por la planta de consumo fluye desde el nodo:

Ecuación 5

$$I_u = I_g + I_r$$

Dado que la corriente en la carga es también la relación entre el voltaje de red U y la resistencia de carga  $R_u$ :

Ecuación 6

$$I_u = \frac{U}{R_u}$$

La relación entre las corrientes se convierte en la siguiente:

Ecuación 7

$$I_r = \frac{U}{R_u} - I_g$$

Considerando que durante las horas nocturnas  $I_g = 0$ , la corriente absorbida de la red da como resultado lo siguiente:

Ecuación 8

$$I_r = \frac{U}{R_u}$$

Por el contrario, si toda la corriente generada por la planta FV es absorbida por la planta de consumo, la corriente suministrada por la red será nula y, en consecuencia, se convertirá en la siguiente:

Ecuación 9

$$I_g = \frac{U}{R_u}$$

Cuando la insolación aumenta, si la corriente generada  $I_g$  es superior a la requerida por la  $I_u$  de la carga, la corriente  $I_r$  se vuelve negativa, es decir, ya no se extrae de la red sino que se introduce en ella.

3 Los agujeros en la insolación corresponden a las frecuencias de radiación solar absorbidas por el vapor de agua presente en la atmósfera.

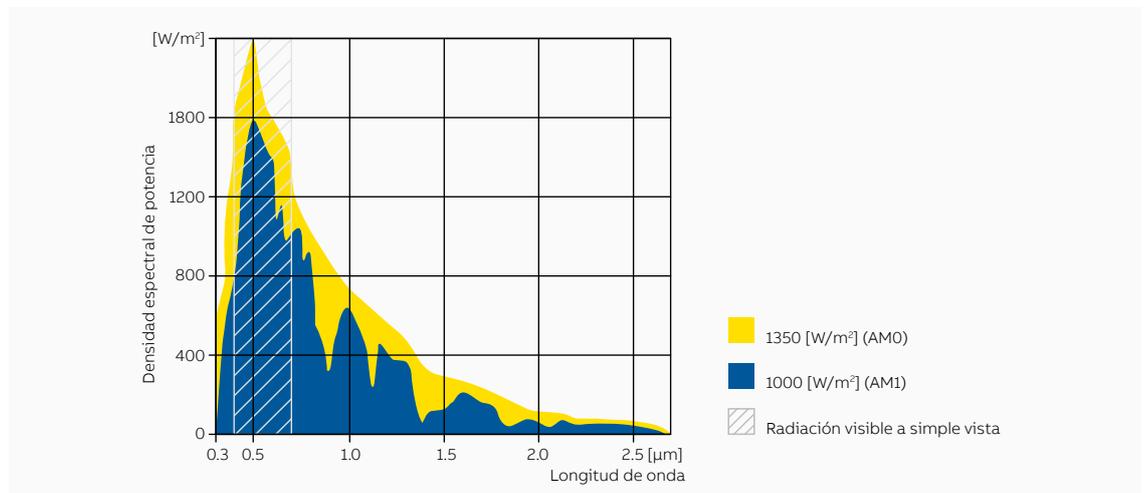
## 2.4 Potencia pico nominal

La potencia pico nominal (kW) es la potencia eléctrica que una planta FV puede suministrar en condiciones estándar de prueba (STC):

- Aislamiento de 1 kW/m<sup>2</sup> perpendicular a los paneles;
- 25 °C de temperatura en las celdas;
- masa de aire (air mass, AM) igual a 1,5.

La masa de aire influye en la producción de energía FV, ya que representa un índice de la tendencia de la densidad espectral de potencia de la radiación solar. De hecho, esta última tiene un espectro con una longitud de onda característica de W/m<sup>2</sup> que varía también en función de la densidad del aire. En el diagrama de la Figura 28, la superficie amarilla representa la radiación perpendicular a la superficie de la Tierra, absorbida por la atmósfera, mientras que la superficie azul representa la radiación solar que realmente alcanza la superficie de la Tierra; la diferencia entre la pendiente de las dos curvas brinda una indicación de la variación del espectro debido a la masa de aire<sup>3</sup>.

Figura 28



El índice de masa de aire AM se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 10

$$AM = \frac{P}{P_0 \cdot \sin(h)}$$

donde:

P es la presión atmosférica medida en el punto e instante considerados [Pa];

P<sub>0</sub> es la presión atmosférica de referencia a nivel del mar [1,013 · 10<sup>5</sup> Pa];

h es el ángulo cenital, es decir, el ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte local en el instante considerado.

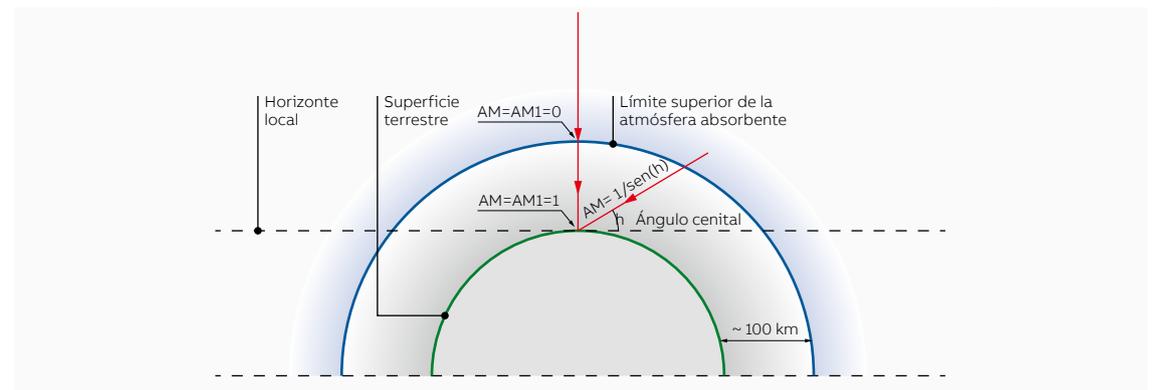
Los valores notables de AM son los siguientes (Figura 29):

AM = 0 fuera de la atmósfera donde P = 0;

AM = 1 al nivel del mar en un día con cielo despejado y sol en el cenit [P = P<sub>0</sub>, sen(h) = 1];

AM = 2 al nivel del mar en un hermoso día con el sol a un ángulo de 30° sobre el horizonte [P = P<sub>0</sub>, sin(h) = 1/2].

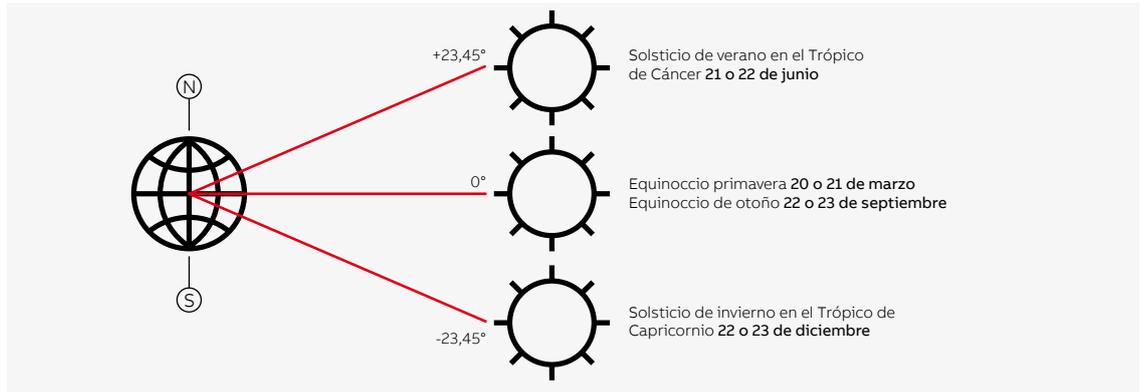
Figura 29



## 2.5 Inclinación y orientación de los módulos

La máxima eficiencia de un panel solar se alcanzaría si el ángulo de incidencia de los rayos solares fuera siempre de 90°. De hecho, la incidencia de la radiación solar varía tanto en función de la latitud como de la declinación solar durante el año. De hecho, dado que el eje de rotación de la Tierra está inclinado unos 23,45° con respecto al plano de la órbita terrestre alrededor del Sol, a una latitud definida, la altura del Sol en el horizonte varía diariamente. El Sol está posicionado a un ángulo de incidencia de 90° con respecto a la superficie de la Tierra (cenit) en el ecuador en los dos días del equinoccio y a lo largo de los trópicos en los solsticios (Figura 30).

Figura 30



Fuera de la latitud de los trópicos, el Sol no puede alcanzar el cenit por encima de la superficie de la Tierra, pero estará en su punto más alto (en función de la latitud) con referencia al día del solsticio de verano en el hemisferio norte y en el día del solsticio de invierno en el hemisferio sur. Por lo tanto, si queremos inclinar los módulos para que puedan ser alcanzados perpendicularmente por los rayos solares al mediodía del día más largo del año, es necesario conocer la altura máxima (en grados) que alcanza el Sol por encima del horizonte en ese instante, que puede obtenerse mediante la siguiente fórmula:

Ecuación 11

$$\alpha = 90^\circ - lat + \delta$$

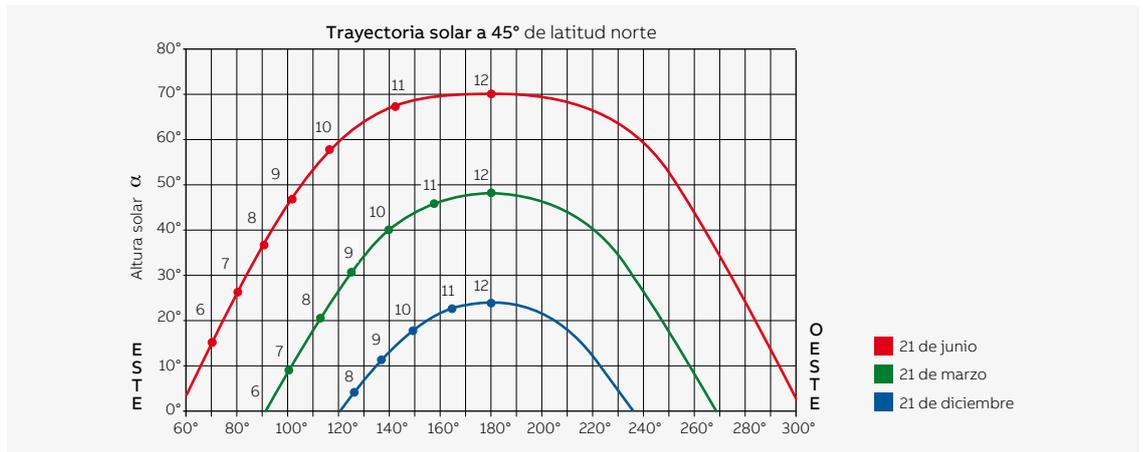
donde: **lat** es el valor (en grados) de la latitud del lugar de instalación de los paneles;  
 **$\delta$**  es el ángulo de declinación solar [23,45°]

4 En los techos a dos aguas, el ángulo de inclinación está determinado por la inclinación del propio techo.

5 Por ejemplo, en Italia, el ángulo óptimo de inclinación es de unos 30°.

Al encontrar el ángulo complementario de  $\alpha$  ( $90^\circ - \alpha$ ), es posible obtener el ángulo de inclinación  $\beta$  de los módulos respecto al plano horizontal (IEC TS 61836, Sistemas de energía solar fotovoltaica: Términos, definiciones y símbolos), de modo que los paneles sean alcanzados perpendicularmente por los rayos solares en el momento antes mencionado<sup>4</sup>. Sin embargo, no basta con conocer el ángulo  $\alpha$  para determinar la orientación óptima de los módulos. Es necesario tener en cuenta también la trayectoria del Sol a través del cielo en las diferentes épocas del año y, por lo tanto, el ángulo de inclinación debe calcularse teniendo en cuenta todos los días del año<sup>5</sup> (Figura 31). Esto permite obtener una radiación anual total captada por los paneles (y, por tanto, una producción anual de energía) superior a la obtenida en la condición de irradiancia previa perpendicular a los paneles durante el solsticio.

Figura 31



6 Dado que la irradiación solar llega a su pico a mediodía, la superficie del colector debe estar orientada al sur en la medida de lo posible. Por el contrario, en el hemisferio sur, la orientación óptima es obviamente hacia el norte.

7 En astronomía, el ángulo acimutal se define como la distancia angular a lo largo del horizonte, medida de norte (0°) a este, del punto de intersección del círculo vertical que pasa a través del objeto.

8 La Figura 32 y la Figura 33 están diseñadas para el hemisferio norte.

Figura 32

Los módulos fijos deberán estar orientados en la medida de lo posible hacia el sur en el hemisferio norte<sup>6</sup> para obtener una mejor insolación de la superficie del panel a mediodía (hora local) y una mejor insolación global diaria de los módulos. La orientación de los módulos se puede indicar con el ángulo ( $\gamma$ ) de desviación del acimut<sup>7</sup> con respecto a la dirección óptima hacia el sur (para las ubicaciones en el hemisferio norte) o hacia el norte (para las ubicaciones en el hemisferio sur).

Los valores positivos de los ángulos acimutales muestran una orientación hacia el oeste, mientras que los valores negativos muestran una orientación hacia el este (IEC TS 61836, Sistemas de energía solar fotovoltaica: Términos, definiciones y símbolos). En el caso de los módulos con montaje en tierra, la combinación de inclinación y orientación determina la exposición de los propios módulos (Figura 32)<sup>8</sup>. Por el contrario, cuando los módulos se instalan en los techos de los edificios, la exposición está determinada por la inclinación y la orientación de las pendientes del techo. Se obtienen buenos resultados a través de módulos orientados hacia el sureste o hacia el suroeste con una desviación con respecto al sur de hasta 45° (Figura 33) (para las ubicaciones en el hemisferio norte) y hacia el noreste o hacia el noroeste con una desviación con respecto al sur de hasta 45° (para las ubicaciones en el hemisferio sur). Las desviaciones mayores se pueden compensar mediante un ligero aumento de la superficie de los módulos.

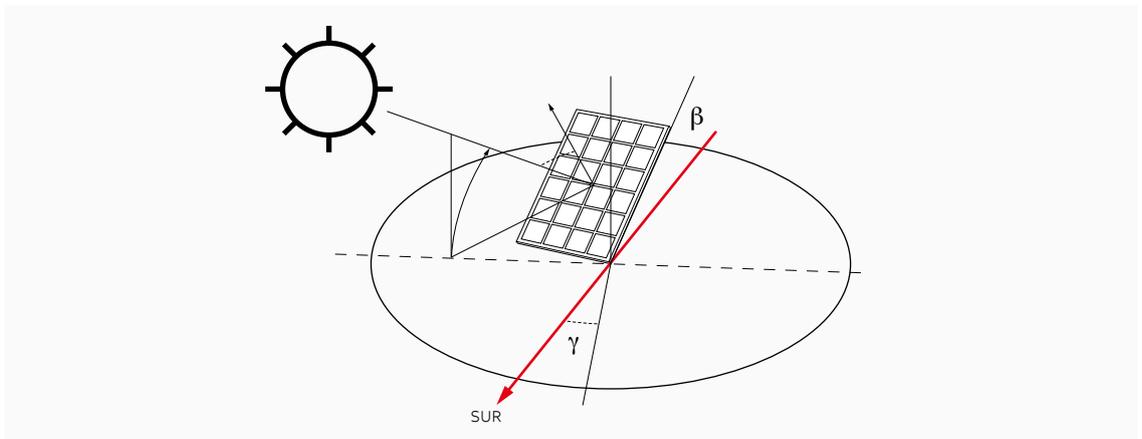
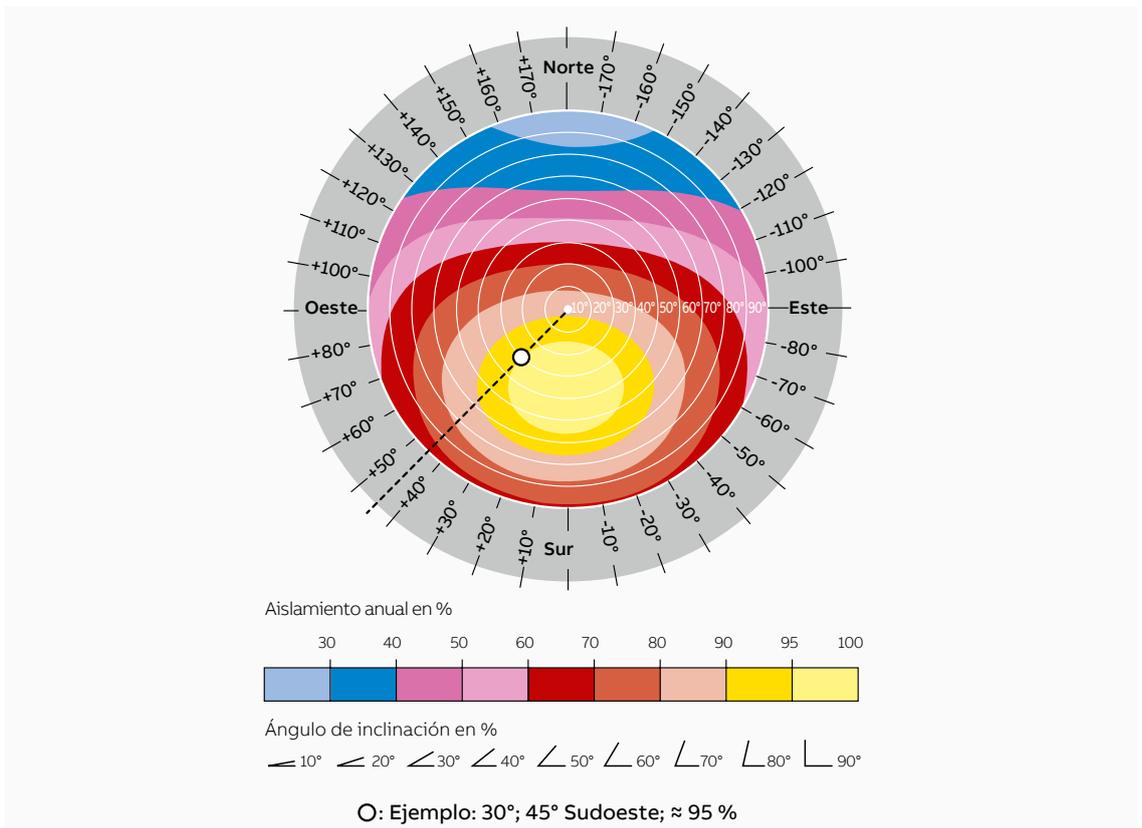


Figura 33



## 2.6 Irradiación global en plano horizontal (GHI) e Irradiación global en plano inclinado (GTI)

Los valores de la radiación solar global media en el plano horizontal en el lugar de instalación se pueden obtener de las siguientes:

- Norma nacional: por ejemplo, para Italia, los valores de la radiación solar media se indican en la norma italiana UNI 10349: Calefacción y enfriamiento de los edificios. Datos climáticos
- Bases de datos públicas: por ejemplo, para Europa y África: bases de datos de PVGIS-ESRA; para todo el mundo: bases de datos de WRDC; para EE.UU.: bases de datos de NASA-SSE.

La radiación solar global anual en el plano horizontal para un sitio determinado puede variar de una fuente a otra también en un 10 %, ya que se deriva del procesamiento estadístico de datos recopilados en diferentes períodos; además, estos datos están sujetos a la variación de las condiciones climáticas de un año a otro. En consecuencia, los valores de insolación tienen un significado probabilístico, ya que representan un valor esperado, no uno definitivo.

Los datos globales de radiación solar disponibles en las bases de datos son valores promedio en el plano horizontal en un marco de tiempo definido. Sin embargo, los módulos y los sistemas FV se instalan generalmente en un ángulo inclinado con respecto al plano horizontal o en sistemas de rastreo, con el fin de maximizar la irradiación directa recibida. Por lo tanto, los valores de irradiación solar global en el plano horizontal no son representativos de la irradiación solar global disponible en la superficie del módulo, por lo que es necesario estimar la irradiación directa.

Para estimar los valores de los componentes de radiación directa y dispersa en superficies inclinadas, existen varios modelos en la bibliografía científica que utilizan como datos de entrada los valores de irradiación en el plano horizontal de los componentes de irradiación dispersa o directa y global. Por ejemplo, el modelo de estimación implementado en PVGIS es el desarrollado por Muneer T. (1990), que puede ser clasificado como anisotrópico de dos componentes; funciona de manera similar a otros modelos más complejos como los modelos anisotrópicos de tres componentes, como los desarrollados por Perez o Reindl.

Una comparación de diferentes modelos se puede encontrar en el artículo científico de Gracia Amillo y Huld ([Enlace](#)).

Dada la complejidad de los modelos, se recomienda el uso de herramientas de cálculo para obtener el valor de la Irradiación global en plano inclinado [ $\text{kWh/m}^2$ ].

Para el conjunto de datos de irradiación de Europa y África, una herramienta de referencia es PVGIS-ESRA [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#PVP](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP).

Para el conjunto de datos de irradiación a nivel mundial, una herramienta de referencia es RETScreen <https://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465> o

GLOBAL SOLAR ATLAS <https://globalsolaratlas.info/>.

Para Norteamérica e India, una herramienta de referencia es PVwatts <https://pvwatts.nrel.gov>

Con las herramientas anteriores, es posible obtener directamente la irradiación global en plano inclinado (GTI) medida en  $\text{kWh/m}^2$  por año a partir de la irradiación global en plano horizontal (GHI) medida en  $\text{kWh/m}^2$  por año.

## 2.7 Energía prevista de un sistema FV

La energía prevista (IEC TS 61724-1, Rendimiento del sistema fotovoltaico, Parte 3: Método de evaluación energética) es la generación de energía de un sistema FV que se calcula con un modelo de rendimiento específico, utilizando datos climáticos históricos que se consideran representativos del sitio. Se puede aplicar la siguiente fórmula para la energía prevista ( $E_p$ ) de un sistema FV:

Ecuación 12

$$E_p = GHI \cdot \Delta_{GPOA} \cdot \eta_{module} \cdot A_{modules} \cdot PR \quad [kWh]$$

donde:

GHI Irradiación global en plano horizontal [ $kWh/m^2$  por año];

$\Delta_{GPOA}$  ganancia o pérdida anuales de transposición de la irradiancia en el plano del conjunto definido por el modelo de estimación;

$\eta_{module}$  eficiencia de conversión del módulo inicial en condiciones STC;  $A_{modules}$  área de los módulos FV del sistema [ $m^2$ ];

PR Coeficiente de rendimiento, coeficiente de pérdidas (rango entre 0,7 y 0,9; valor predeterminado = 0,75).

La energía prevista puede asumir una disponibilidad del 100 % o puede reducirse para tener en cuenta los tiempos de falta de disponibilidad esperados (IEC TS 61724-1, Rendimiento del sistema fotovoltaico, Parte 3: Método de evaluación energética).

Si la irradiación global en plano inclinado (GTI) ya está disponible mediante herramientas de cálculo, la fórmula se simplifica:

Ecuación 13

$$E_p = GTI \cdot \eta_{module} \cdot A_{modules} \cdot PR \quad [kWh]$$

donde:

GTI Irradiación global en plano inclinado [ $kWh/m^2$  por año].

A partir de la fórmula anterior, para obtener la energía prevista por año ( $E_p$ ), para cada kW, se aplica la siguiente fórmula:

Ecuación 14

$$E_p = GTI \cdot PR \quad [kWh/kW]$$

### Ejemplo 3

Queremos determinar la potencia media anual producida por una planta de 3 kW, con una inclinación de 30°, instalada en Bérghamo (Italia). Se supone que el coeficiente de pérdidas es igual a 0,75. Del conjunto de datos de irradiación de PVGIS-ESRA se obtiene un GHI de 1360  $kWh/m^2$  y un GTI de 1590  $kWh/m^2$ . La producción media anual de energía prevista es igual a la siguiente:

Ecuación 15

$$E_p = 3 \cdot 1590 \cdot 0.75 = 3577.5 \quad [kWh]$$

## 2.8 Voltajes y corrientes en una planta FV

Los módulos FV suelen generar una corriente de 2 a 10 A, en función de la tecnología y de las dimensiones de las celdas, y un voltaje de 30 a 100 V, en función del número de celdas conectadas en serie al interior del módulo. Para obtener la potencia pico proyectada, los módulos se conectan eléctricamente en serie para formar la string o string fotovoltaica, y se conectan en paralelo para formar el conjunto fotovoltaico<sup>9</sup>.

La tendencia es desarrollar strings constituidas por el mayor número de módulos posible, debido a la complejidad y costo del cableado, en particular de los tableros de distribución en paralelo entre las strings (caja de combinadores de strings fotovoltaicas). El número máximo de módulos que pueden conectarse en serie (y por lo tanto el voltaje más alto alcanzable) para formar un string se determina por lo siguiente:

- el voltaje máximo del sistema de los componentes (por ejemplo, módulos FV, conectores de CC, cables de CC, etc.);
- el rango de funcionamiento del inversor;
- la disponibilidad de los dispositivos de desconexión y protección adecuados para el voltaje alcanzado en la caja de combinadores fotovoltaicos.

Por razones de eficiencia, el voltaje del inversor está ligado a su potencia: generalmente, cuando se utiliza un inversor con una potencia inferior a 10 kW, el rango de voltaje más comúnmente utilizado es de 250 V a 750 V, mientras que si la potencia del inversor supera los 10 kW, el rango de voltaje suele ser de 500 V a 1000 V<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> Para conocer los términos, definiciones y símbolos, consulte la IEC 61836 TS, Sistemas de energía solar fotovoltaica: Términos, definiciones y símbolos

<sup>10</sup> Planta de alto voltaje (Lado CC) > 1000 V se introduce en el párrafo 3.2.2.2

## 2.9 Variación en la energía producida

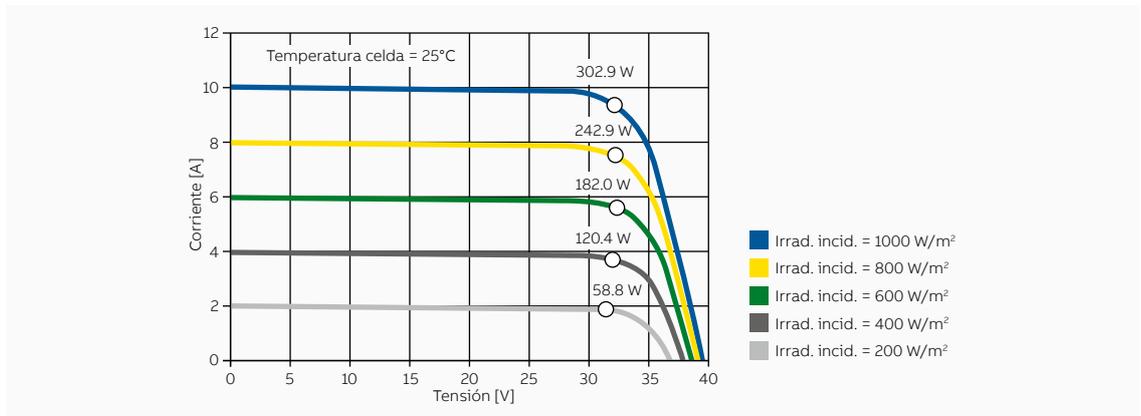
Los principales factores que influyen en la energía eléctrica producida por una instalación FV son los siguientes:

- irradiancia
- temperatura de los módulos;
- sombra.

### 2.9.1 Irradiancia

En función de la irradiancia incidente en el módulo FV, su curva característica IV cambia como se muestra en la Figura 34 (curva característica IV de 60 celdas monocristalinas de 6 pulgadas con una capacidad de 300 W en condiciones STC).

Figura 34

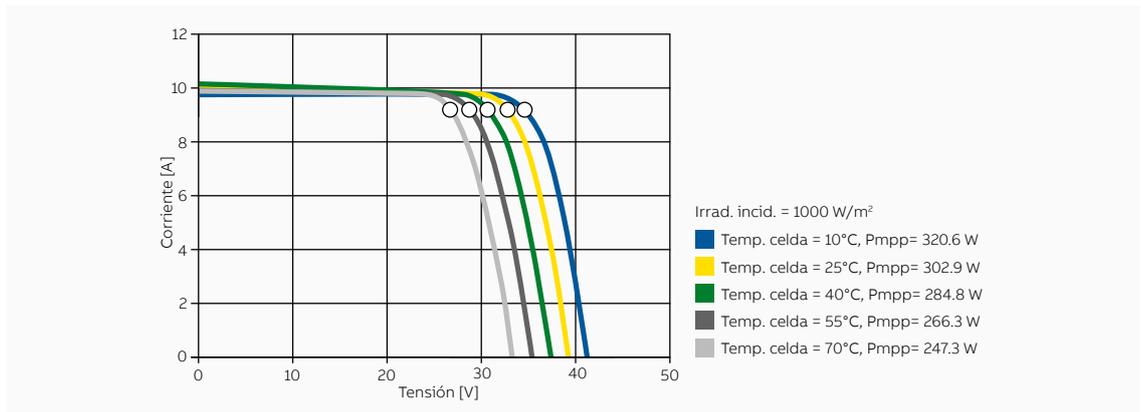


Cuando la irradiancia disminuye, la corriente FV generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación del voltaje de circuito abierto es muy pequeña. De hecho, la eficiencia de conversión no se ve influenciada por la variación de la irradiancia dentro del rango de funcionamiento estándar de las celdas, lo que significa que la eficiencia de conversión es la misma tanto en un día claro como en un día nublado. Por lo tanto, la menor cantidad de energía generada con un cielo nublado puede referirse no a una caída de la eficiencia, sino a una reducción de la producción de corriente debido a una menor irradiancia solar.

### 2.9.2 Temperatura de los módulos

A diferencia del caso anterior, cuando la temperatura de los módulos FV aumenta, la corriente producida permanece prácticamente inalterada, mientras que el voltaje disminuye y con ello se reduce el rendimiento del módulo FV en términos de potencia eléctrica producida, tal como se muestra en la Figura 35 (curva característica IV de 60 celdas monocristalinas de 6 pulgadas con una capacidad de 300 W en condiciones STC).

Figura 35



La variación del voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de un módulo FV, con respecto al voltaje de circuito abierto de un módulo FV en condiciones estándar de prueba ( $V_{oc\ STC}$ ), en función de la temperatura de funcionamiento de las celdas Tcell, se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$V_{oc}(T) = V_{oc\ STC} - [\beta' \cdot (25 - T_{cell})]$$

donde:

$\beta'$  es el coeficiente de variación del voltaje en función de la temperatura y depende de la tipología del módulo FV medido en mV/K (suele ser -2,2 mV/K/celda para la celda de silicio cristalino y aproximadamente -1,5 ÷ -1,8 mV/K/celda para la celda de película fina);

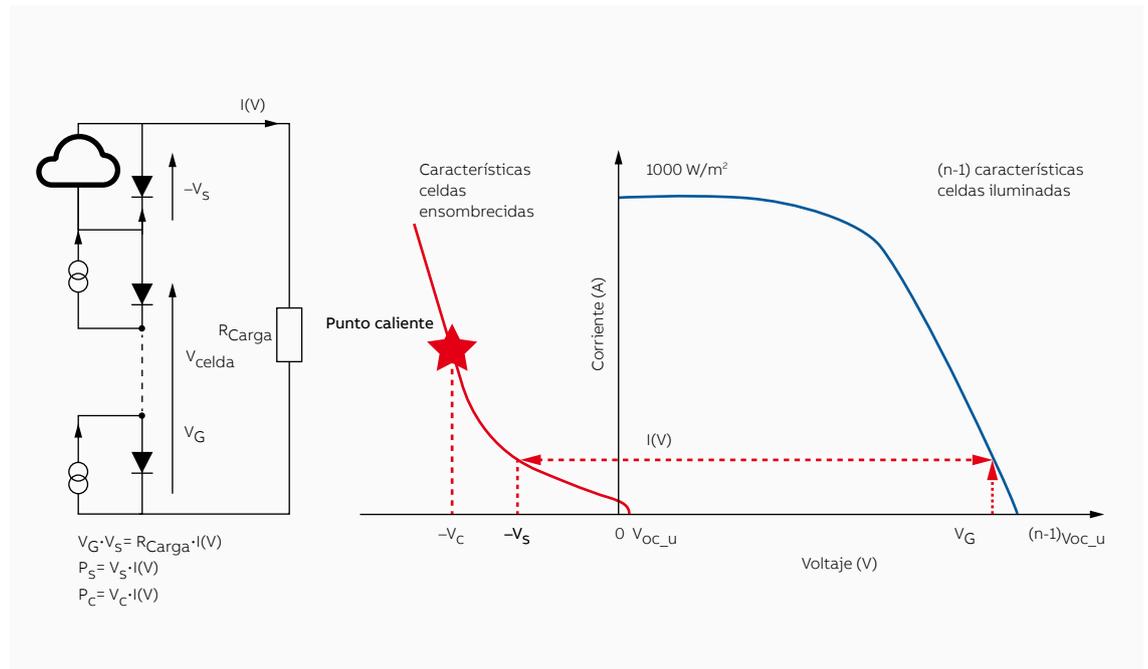
Por lo tanto, para evitar una reducción excesiva del rendimiento, es oportuno mantener bajo control la temperatura de servicio mediante una buena ventilación de los módulos, con el fin de limitar la variación de temperatura en ellos.

### 2.9.3 Sombra

Teniendo en cuenta el área ocupada por los módulos de una planta FV, parte de ellos (una o más celdas) pueden estar cubiertos por la sombra de árboles, hojas caídas, chimeneas, vertederos, nubes o por módulos FV instalados en las proximidades. En caso de sombra, una celda FV formada por una unión P-N deja de producir energía y se convierte en una carga pasiva. Esta celda se comporta como un diodo que bloquea la corriente producida por las otras celdas conectadas en serie y, por tanto, pone en peligro la producción total del módulo.

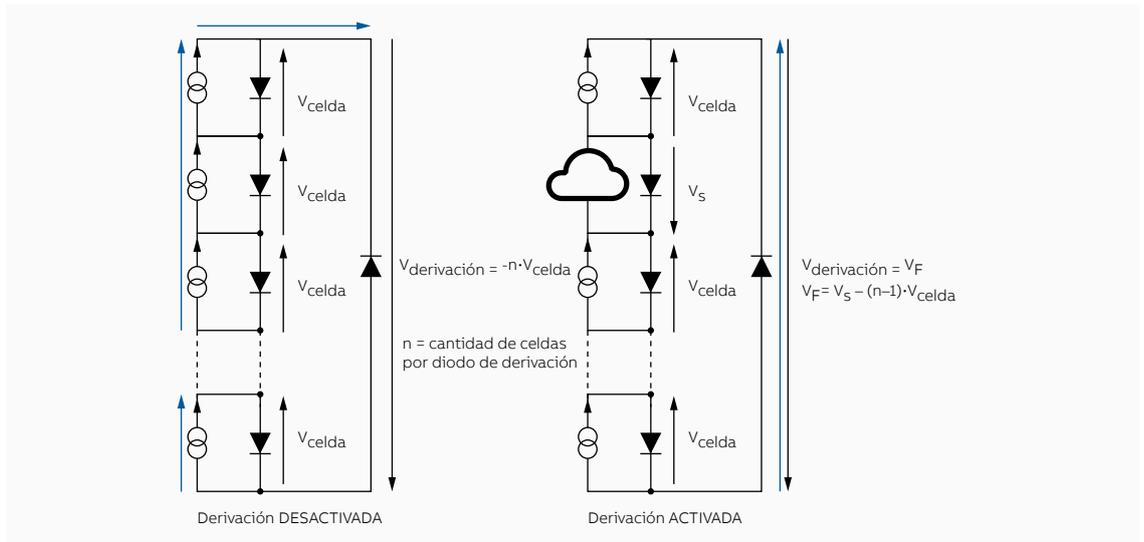
Además, el diodo está sujeto al voltaje de las otras celdas; esto puede causar la perforación de la unión debido a un sobrecalentamiento localizado (punto caliente) y daños al módulo (Figura 36).

Figura 36  
Fuente: Id. de doc. 019041, rev. 1, ST microelectronics



Para evitar que una o más celdas tapadas por sombras impidan la producción de una string completa, algunos diodos que desvían la parte con sombra o dañada del módulo se insertan a nivel del módulo en el interior de la caja de conexión (JB) normalmente colocada en la parte posterior del módulo FV. El principio del diodo de derivación es utilizar un diodo en paralelo a la inversa con varias celdas solares (Figura 37, vea la página siguiente). El diodo de derivación se bloquea cuando todas las celdas están iluminadas y realiza la conducción cuando una o varias celdas están tapadas por sombras.

Figura 37  
Fuente: Id. de doc. 019041, rev. 1, ST microelectronics



De este modo, se garantiza el funcionamiento del módulo pero con una eficiencia reducida. En teoría, sería necesario insertar un diodo de derivación en paralelo en cada celda, pero esto sería demasiado oneroso para la relación costo/beneficio.

El número máximo de celdas que se deben puentear está definido por el voltaje de ruptura ( $V_c$ ). La literatura ofrece un rango de voltaje de ruptura ( $V_c$ ) para las celdas de polisilicio de 12 V a 20 V. En el caso de las celdas de monosilicio, el voltaje de ruptura llega hasta los 30 V.

Para un funcionamiento eficiente, hay dos condiciones que se deben cumplir:

- El diodo de derivación tiene que realizar la conducción cuando una celda tiene sombra (Figura 38);

Ecuación 17

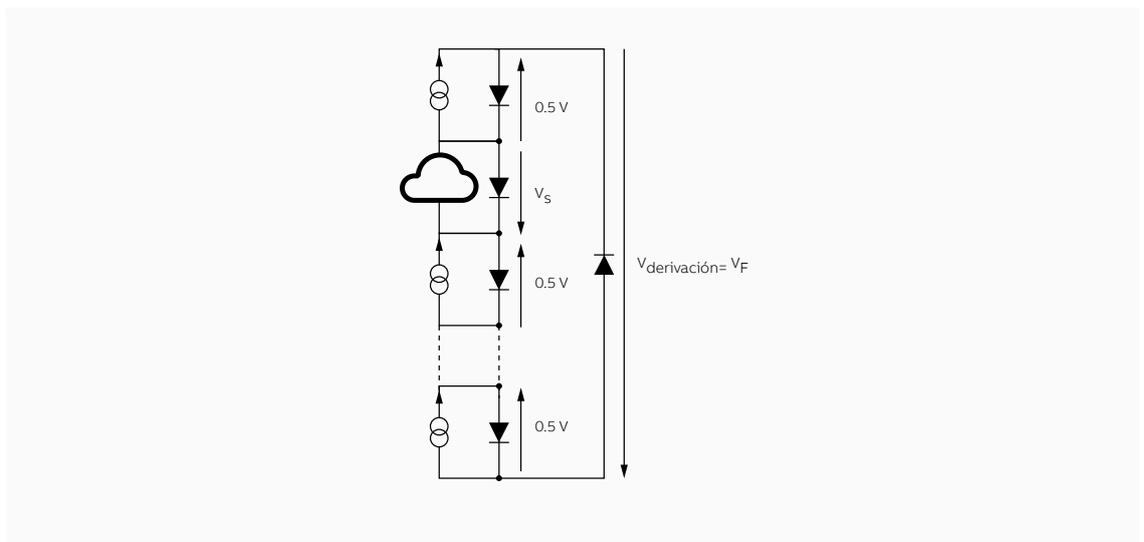
$$V_{bypass} = V_s - V_{OC\ cell} \cdot (n - 1)$$

- El voltaje ( $V_s$ ) de la celda con sombra debe permanecer por debajo de su voltaje de ruptura ( $V_c$ ). Está definido por el fabricante de la celda y es el valor mínimo de la distribución de fabricación.

Ecuación 18

$$V_s < V_c$$

Figura 38  
Fuente: Id. de doc. 019041, rev. 1, ST microelectronics



Teniendo en cuenta que:

- $V_{OC\ cell}$  ( $V_{OC}$  de una única celda) es de alrededor de 0,5 V;
- el voltaje de ruptura ( $V_c$ ) de las celdas solares de polisilicio es de alrededor de 12 V;
- el voltaje directo ( $V_p$ ) del diodo de derivación es de alrededor de 0,5 V,

El número máximo de celdas solares ( $n$ . máx.) puenteadas por el diodo de derivación es 24. Esta es la configuración común utilizada por los fabricantes de módulos. Por lo tanto, generalmente se instalan de 2 a 6 diodos de derivación para cada módulo, en función del número de celdas del módulo FV y el diseño de interconexiones.



# Métodos de instalación y configuraciones

<b>3.1 Clasificación del sistema de FV</b>	38
3.1.1 Escala del sistema	38
3.1.2 Tipo de sistema de montaje	38
3.1.3 Sistema de montaje	38
3.1.3.1 Montaje en tierra	38
3.1.3.2 Montaje en techo	39
3.1.3.3 Estacionamiento techado	39
3.1.3.4 Otra integración arquitectónica	39
<b>3.2 Diseño de la planta FV</b>	40
3.2.1 Tipo de instalación	40
3.2.1.1 Distribución descentralizada	40
3.2.1.2 Distribución centralizada	40
3.2.2 Diseño del sistema FV	40
3.2.2.1 Configuraciones de string e inversores centrales	41
3.2.2.2 Plantas fotovoltaicas de mayor voltaje	46
<b>3.3 Conexión a la red</b>	47
3.3.1 Sistema de protección de interfaz de LV	47
3.3.2 Sistema de protección de interfaz de MV	48
<b>3.4 Elección de cables</b>	50
3.4.1 Tipos de cables y condiciones de instalación	50
3.4.2 Sección transversal de los cables y capacidad de carga actual	53

# Métodos de instalación y configuraciones

## 3.1 Clasificación del sistema de FV

### 3.1.1 Escala del sistema

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican generalmente en cuatro segmentos de mercado distintos: techos residenciales, techos comerciales, sistemas industriales y sistemas a escala de servicios con montaje en tierra. Su potencia nominal oscila entre unos pocos kilovatios y cientos de megavatios. Un sistema residencial típico es de 1-10 kW y se monta en un techo inclinado; los sistemas comerciales tienen un rango de 10-100 kW y se instalan generalmente en techos de pendiente baja o incluso planos; los sistemas industriales tienen un rango de 100-1000 kW y se instalan generalmente en techos de edificios industriales o en el lote industrial adyacente; los sistemas a escala de servicios suelen ser mayores de 500 kW y se montan en tierra, y generalmente se diseñan para alimentar la energía generada en la red de transmisión y garantizar el máximo rendimiento energético para una inversión determinada.

### 3.1.2 Tipo de sistema de montaje

El conjunto solar se puede montar de forma fija o en un sistema de rastreo solar que sigue al sol. Existen dos tipos principales de sistemas de rastreo:

- un eje de rotación: el acimut de los módulos cambia durante el día en función de la posición del sol.
- dos ejes de rotación: el acimut y la inclinación de los módulos cambian durante el día según la posición del sol. el objetivo del sistema de rastreo es aumentar la irradiación en el plano del módulo FV y, a continuación, la generación de energía del sistema FV.

### 3.1.3 Sistema de montaje

#### 3.1.3.1 Montaje en tierra

Los sistemas FV montados en tierra suelen ser plantas fotovoltaicas a escala de servicios. El conjunto FV está formado por módulos FV que se mantienen en su lugar mediante bastidores o estructuras fijados en tierra con diferentes tipos de cimentación:

- Cimentación con tornillo de tierra: este tipo de cimentación se puede utilizar en suelos blandos o vertederos sin piedra con una profundidad de anclaje baja de 0,8 m.
- Bloques de concreto prefundidos: este tipo de cimentación se puede utilizar en áreas de lecho rocoso, terrenos con poca capacidad de carga, vertederos con poca profundidad de anclaje, vertederos con cobertura de piedra y páramos industriales con superficies reforzadas.
- Concreto colado en sitio: este tipo de cimentación se puede utilizar en áreas de lecho rocoso, terrenos con poca capacidad de carga, vertederos con poca profundidad de anclaje, vertederos con cobertura de piedra y páramos industriales con superficies reforzadas.
- Hinca de pilotes con preperforación: este tipo de cimentación se puede utilizar en áreas de lecho rocoso cercano a la superficie.
- Hinca de pilotes con cuello de concreto: este tipo de cimentación se puede utilizar en suelos con poca capacidad de carga.
- Hinca de pilotes (polo bloqueado a tierra): este tipo de cimentación se puede utilizar en suelos aptos para la hinca de pilotes.
- Anclajes de concreto en superficies de concreto: este tipo de cimentación se puede utilizar en áreas de reconversión o cubiertas de concreto.

En cualquier caso, las medidas y el diseño del sistema dependen del análisis exacto y detallado de cada área específica para determinar el comportamiento de carga en relación con las cargas específicas de viento y nieve. El análisis estructural se debe basar en valores de carga regionales con hipótesis de cargas y debe cumplir con las normas nacionales vigentes (por ejemplo, en Europa debe cumplir con EN 1990 [Eurocódigo 0], EN 1991 [Eurocódigo 1], EN 1993 [Eurocódigo 3], EN 1999 [Eurocódigo 9] y otras normas nacionales correspondientes).

### 3.1.3.2 Montaje en techo

En los últimos años, la instalación de sistemas FV montados en el techo de los edificios ha avanzado a pasos agigantados. Básicamente, se pueden definir principalmente tres macrotipologías del sistema FV de montaje en techo:

- Sistema FV Integrado: los módulos FV sustituyen, bien en su totalidad o en parte, la función de los elementos arquitectónicos en los edificios, elementos como recubrimientos y superficies transparentes o semitransparentes sobre los recubrimientos. Los módulos FV están creados y diseñados no solo para cumplir con la función de producir energía eléctrica, sino que también tienen funciones arquitectónicas, tales como: rigidez mecánica o integridad estructural; protección contra impactos climáticos principales: lluvia, nieve, viento, granizo; ahorro de energía, tales como sombra, iluminación natural, aislamiento térmico; protección contra incendios; protección acústica; separación entre entornos interiores y exteriores; seguridad, refugio o protección. Esta macrotipología se puede definir como BIPV (FV integrada en edificios)<sup>11</sup>.
- Sistema FV parcialmente integrado: los módulos FV se aplican en edificios y estructuras para cualquier función y propósito sin reemplazar los materiales de construcción de las propias estructuras. Los módulos se instalan de forma coplanaria al plano tangencial o a los planos tangenciales del techo hasta una altura limitada. Esta macrotipología se puede definir como BAPV (FV adaptado a edificios)<sup>12</sup>.
- Sistema fotovoltaico no integrado: los módulos se colocan en las superficies externas de los revestimientos de los edificios, en construcciones y estructuras para cualquier función y propósito. Los módulos no son coplanarios al plano tangencial ni a los planos tangenciales del techo.

En cualquier caso, el sistema de montaje en techo se instalará con la aplicación de buenas prácticas de ingeniería y en relación con la información sobre el uso previsto de sus componentes. Estas buenas prácticas técnicas se deberán documentar y la persona o personas responsables pondrán la documentación a disposición de las autoridades nacionales competentes a efectos de inspección mientras esté en funcionamiento la instalación fija. Las medidas y el diseño del sistema dependen del análisis exacto y detallado de cada área específica para determinar el comportamiento de carga en relación con las cargas específicas de viento y nieve. El análisis estructural se debe basar en valores de carga regionales con hipótesis de cargas y debe cumplir con las normas nacionales vigentes (por ejemplo, en Europa debe cumplir con EN 1990 [Eurocódigo 0], EN 1991 [Eurocódigo 1], EN 1993 [Eurocódigo 3], EN 1999 [Eurocódigo 9] y otras normas nacionales correspondientes). El informe técnico europeo CEN/TR 16999 Sistemas de energía solar para cubiertas: Requisitos para conexiones estructurales a paneles solares proporciona orientación sobre los principios y requisitos del diseño estructural para la seguridad y el mantenimiento de la conexión estructural entre paneles de energía solar que se montan en techos planos o inclinados.

### 3.1.3.3 Estacionamiento techado

Para aprovechar las superficies existentes para la instalación de módulos FV, el estacionamiento techado es una buena forma de utilizar áreas para energía solar y al mismo tiempo proporciona sombra para estacionamientos o áreas peatonales. La cimentación de los garajes están disponibles en balastos de concreto colado in situ, pilares de concreto e integraciones de micropilotes. También, para este tipo de instalaciones, las mediciones y el diseño del sistema dependen del análisis exacto y detallado de cada área específica para determinar el comportamiento de carga en relación con las cargas específicas de viento y nieve: el análisis estructural se debe basar en valores de carga regionales con hipótesis de cargas y debe cumplir con las normas nacionales vigentes (por ejemplo, en Europa debe cumplir con EN 1990 [Eurocódigo 0], EN 1991 [Eurocódigo 1], EN 1993 [Eurocódigo 3], EN 1999 [Eurocódigo 9] y otras normas nacionales correspondientes). Además, durante el diseño del sistema FV se deben tener en cuenta los requisitos locales especiales para la restricción del área y las condiciones de seguridad del parque.

### 3.1.3.4 Otra integración arquitectónica

Gracias al desarrollo técnico de la industria fotovoltaica, el sistema FV se puede integrar fácilmente de forma arquitectónica en elementos de construcción de edificios como componentes de fachadas verticales, tanto con superficies opacas como transparentes. Además, los elementos de fachadas de construcción FV también se podrían proporcionar mediante aberturas como puertas o ventanas.

11 Las referencias sobre BIPV son las siguientes:

- norma europea EN 50583-1 Sistemas fotovoltaicos en edificios. Parte 1: Módulos BIPV;
- norma europea EN 50583-2 Sistemas fotovoltaicos en edificios. Parte 2: Sistemas BIPV;
- norma internacional ISO/TS 18178 Vidrio para la edificación: vidrio fotovoltaico solar laminado para uso en edificios;
- proyecto de norma internacional IEC 63092-1 ED1 Elementos fotovoltaicos en edificios. Parte 1: Módulos fotovoltaicos integrados en edificios;
- proyecto de norma internacional IEC 63092-2 ED1 Elementos fotovoltaicos en edificios. Parte 2: Sistemas fotovoltaicos integrados en edificios;
- norma coreana (KS) C 8577 Módulos fotovoltaicos integrados en edificios (BIPV);
- Código Técnico de la Edificación de España

12 BAPV (FV adaptado a edificios) Si los módulos FV están montados en el revestimiento del edificio y no cumplen con los criterios para la integración del edificio, se considera que los módulos fotovoltaicos están unidos al edificio. La integridad de la funcionalidad del edificio es independiente de la existencia de un módulo fotovoltaico unido al edificio.

## 3.2 Diseño de la planta FV

### 3.2.1 Tipo de instalación

Como ya se ha introducido en el párrafo 1.2.1, las strings o strings de módulos FV que componen el generador fotovoltaico se pueden conectar a uno o más inversores en función del tipo de instalación y, luego, se obtiene un tipo de distribución diferente.

#### 3.2.1.1 Distribución descentralizada

La distribución descentralizada se suele adoptar en las plantas FV en las que el generador fotovoltaico está sujeto a diferentes condiciones de irradiación (por ejemplo, diferente orientación de inclinación de los módulos FV, diferente orientación acimutal de los módulos FV, parte del generador FV sombreado, etc.). Mediante varios inversores, se dispone de múltiples entradas de MPPT y, a continuación, las diferentes partes de los archivos FV sujetas a diferentes condiciones de irradiación se podrían conectar a diferentes MPPT. Además, en general, la eficiencia de conversión de los inversores monofásicos es superior a la del inversor centralizado. En la actualidad, varios inversores monofásicos incluyen los fusibles y el interruptor de CC, por lo que las cajas de combinadores de CC no son necesarias en la instalación FV. El uso de un inversor de string implica que las salidas de CA de los inversores se combinan en las cajas de combinadores de CA como se muestra en la Figura 8. Las cajas de combinadores de CA normalmente contienen portafusibles, SPD y MCCB. La distribución descentralizada ofrece una ventaja muy interesante: en caso de falla del inversor, solo una parte del generador FV estará fuera de servicio y, luego, la producción de energía no estará completamente comprometida y se maximizará el tiempo de funcionamiento. Por último, la distribución descentralizada ofrece una simple localización de fallas.

#### 3.2.1.2 Distribución centralizada

La distribución centralizada se suele adoptar en las plantas FV de gran tamaño, donde el generador fotovoltaico está orientado uniformemente. En la distribución centralizada, las strings de módulos FV que componen el generador fotovoltaico se conectan en paralelo en las cajas de combinadores. El paralelo de varias cajas de combinadores se conecta a la caja de recombinaidores y luego al inversor central.

La distribución de energía se logra con cables de CC. La distribución de energía de CC es más eficiente y más económica que la de CA debido a lo siguiente:

- se utilizan dos conductores en la transmisión de CC, mientras que en la transmisión de CA se necesitan tres conductores;
- teniendo en cuenta el nivel de voltaje generado por la energía FV, los cables de CC tienen una sección transversal menor que los cables de CA (en vista del mismo nivel de potencia);
- no hay inductancia ni sobretensiones (ondas de alto voltaje durante un tiempo muy corto) en la transmisión de CC. Debido a la ausencia de inductancia, hay una caída de voltaje muy baja en las líneas de transmisión de CC en comparación con la CA;
- en el sistema de alimentación de CC, las pérdidas de recubrimiento en los cables subterráneos son bajas.

De acuerdo con este escenario, los bajos costos de instalación y las bajas pérdidas de energía son las principales ventajas de la distribución centralizada.

### 3.2.2 Diseño del sistema FV

Las normas internacionales disponibles que indican los requisitos para el diseño de conjuntos FV, cableado de CC y dispositivos de protección eléctrica se indican a continuación:

- IEC 62548:2016 Conjuntos fotovoltaicos (FV). Requisitos de diseño.
- IEC TS 62738:2018 Plantas de energía fotovoltaica montadas en tierra. Pautas y recomendaciones de diseño.
- IEC 62817: 2014 Sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño de los seguidores solares.
- NFPA 70: Código Eléctrico Nacional, Artículo 690: "Sistemas solares fotovoltaicos (FV)", cuando el NEC adoptó por primera vez el artículo 690.
- IEC 62446-1:2016, Sistemas fotovoltaicos (FV): Requisitos para pruebas, documentación y mantenimiento; Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.

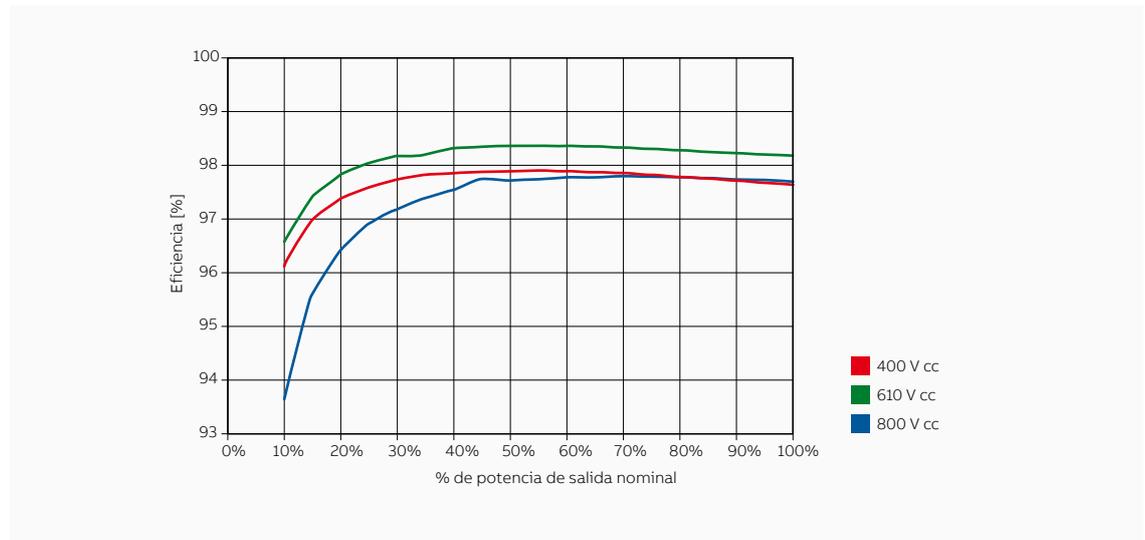
El diseño, montaje y verificación del sistema FV debe cumplir con los requisitos de IEC 60364 para todas las partes (instalaciones eléctricas de bajo voltaje).

### 3.2.2.1 Configuraciones de string e inversores centrales

#### Selección del tamaño del inversor

La selección del inversor y de su tamaño se realiza de acuerdo con la potencia nominal del generador FV. A partir de la potencia nominal del generador FV ( $P_{DC\ PV\ GEN}$ ), de acuerdo con la distribución de la irradiación solar anual en el sitio de instalación y según las condiciones de instalación, el diseñador tomará la decisión si el inversor debe sobredimensionarse ( $P_{DC\ Max\ Inverter} > P_{DC\ PV\ GEN}$ ) o subdimensionarse ( $P_{DC\ Max\ Inverter} < P_{DC\ PV\ GEN}$ ). En el caso de un inversor de tamaño reducido, cuando la potencia generada sea mayor que la estimada normalmente, el inversor limitará automáticamente la potencia de salida. La tasa de potencia de CC máxima del inversor ( $P_{DC\ Max\ Inverter}$ ), de acuerdo con la eficiencia del inversor, define la tasa de potencia de CA máxima del inversor. La eficiencia del inversor está influenciada por el % de potencia de salida nominal y por el voltaje del conjunto FV.

Figura 39  
Curvas de eficiencia  
de TRIO 50



Determinación de  $V_{oc}$  máx. del módulo FV (según IEC 60364-7-712).

Como ya se introdujo en el párrafo 2.9.2, la variación del voltaje de circuito abierto  $V_{oc}$  de un módulo FV es una función de la temperatura de funcionamiento de las celdas. El voltaje de circuito abierto  $V_{oc}$  es inversamente proporcional a la temperatura de la celda y, luego, alcanza su máximo a la temperatura más baja de la celda. El voltaje de circuito abierto  $V_{oc\ MAX}$  se puede calcular con los siguientes datos:

- temperatura más baja que se puede esperar en la ubicación de la instalación FV;
- voltaje de circuito abierto del módulo FV en condiciones de STC ( $V_{oc\ STC}$ );
- coeficiente de temperatura del módulo FV.

Las fórmulas para calcular el  $V_{oc\ MAX}$  son las siguientes:

$$V_{OC\ MAX} = V_{OC\ STC} \cdot \left[ 1 + \left( \frac{\beta}{100} \right) \cdot (T_{min} - 25) \right]$$

o

$$V_{OC\ MAX} = V_{OC\ STC} + \beta' \cdot (T_{min} - 25)$$

donde:

$T_{min}$  es igual a la temperatura más baja que se puede esperar en la ubicación de la instalación FV;

$V_{OC\ STC}$  es el voltaje de circuito abierto del módulo FV en condiciones de prueba estándar;

$\beta$  es el coeficiente de variación del voltaje según la temperatura y depende de la tipología del módulo FV; se mide en [%/K];

$\beta'$  es el coeficiente de variación del voltaje según la temperatura, y depende de la tipología del módulo FV; se mide en [mV/K].

Para algún tipo de módulos FV, las características eléctricas, durante las primeras semanas de funcionamiento, son más altas que las características indicadas en la placa de identificación del módulo FV: este fenómeno se debe considerar en el cálculo de  $V_{OC\ MAX}$ . Además, las características eléctricas de otro tipo de módulos FV se reducen durante la vida útil de los módulos FV para el mecanismo de degradación (LID, LETID, PID): este fenómeno se debe considerar en el cálculo de  $V_{OC\ MAX}$ .

Ecuación 19

Ecuación 20

**Ejemplo 4**

Nos gustaría calcular el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{OC\ MAX}$ ) de 60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en condiciones STC en Berlín (Alemania). La temperatura ambiente mínima en Berlín (Alemania) es de -8 °C. El coeficiente de temperatura del voltaje ( $\beta$ ) del módulo FV anterior es -0,29 [%/K]. El voltaje de circuito abierto del módulo anterior ( $V_{OC\ STC}$ ) es de 39,4 V.

Ecuación 21

$$V_{OC\ MAX} = 39.4 \cdot [1 + (-0.29\%) \cdot ((-8) - 25)] = 39.4 \cdot [1 - 0.0029 \cdot (-8 - 25)]$$

$$V_{OC\ MAX} = 39.4 \cdot [1 + 0.0029 \cdot 33] = 43.17\ V$$

**Determinación de  $V_{MPP\ min}$  del módulo FV**

Según lo anterior, el voltaje mínimo de MPP ( $V_{MPP\ min}$ ) se puede calcular utilizando los siguientes datos:

- temperatura máxima que se puede esperar en la ubicación de la instalación FV;
- voltaje de MPP del módulo FV en condiciones STC ( $V_{MPP\ STC}$ );
- coeficiente de temperatura del módulo FV.

Las temperaturas de las celdas solares dependen del sistema de montaje seleccionado y de la temperatura ambiente. Para la instalación de montaje en tierra con ángulo de inclinación,  $\Delta T$  entre la temperatura ambiente de la celda e es +30 °C; para la instalación del rastreador solar,  $\Delta T$  entre la temperatura ambiente de la celda e es +25 °C; para instalación en el techo (módulos FV coplanarios a la superficie del techo),  $\Delta T$  entre la temperatura ambiente de la celda e es +35 °C.

Las fórmulas para calcular el  $V_{MPP\ min}$  son las siguientes:

Ecuación 22

$$V_{MPP\ min} = V_{MPP\ STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{cell} - 25)]$$

o

Ecuación 23

$$V_{MPP\ min} = V_{MPP\ STC} + \beta' \cdot (T_{cell} - 25)$$

donde:

$T_{cell}$  es la temperatura máxima de la celda que se puede esperar en la ubicación de la instalación FV;

$V_{MPP\ STC}$  es el voltaje de MPP del módulo FV en condiciones de prueba estándar;

$\beta$  es el coeficiente de variación del voltaje según la temperatura y depende de la tipología del módulo FV; se mide en [%/K];

$\beta'$  es el coeficiente de variación del voltaje según la temperatura, y depende de la tipología del módulo FV; se mide en [mV/K]..

**Ejemplo 5**

Nos gustaría calcular el voltaje mínimo de MPP ( $V_{MPP\ min}$ ) de 60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en condiciones STC en Berlín (Alemania). La temperatura ambiente máxima en Berlín (Alemania) es de 23 °C. El coeficiente de temperatura del voltaje ( $\beta$ ) del módulo FV anterior es -0,29 [%/K]. El voltaje de MPP en condiciones STC del módulo anterior ( $V_{MPP\ STC}$ ) es 31,2 V.

Los módulos se instalan en el techo y son coplanarios a la superficie del techo.

Ecuación 24

$$T_{cell} = T_{ambient} + 35 = 23 + 35 = 58$$

Ecuación 25

$$V_{MPP\ min} = 31.2 \cdot [1 + (-0.29\%) \cdot (58 - 25)] = 31.2 \cdot [1 - 0.0029 \cdot (33)]$$

$$V_{MPP\ min} = 31.2 \cdot [1 - 0.0029 \cdot 33] = 28.21\ V$$

**Determinación del número máximo de módulos FV por string**

El número máximo de módulos FV conectados en serie que se podrían conectar al inversor se define en el supuesto de que el voltaje de la string siempre está por debajo del voltaje de entrada máximo del inversor. En caso de que el voltaje de la string exceda el voltaje de entrada del inversor, se podría producir daño al inversor por sobretensión.

Ecuación 26

$$N_{MAX\ Module} \leq \frac{V_{MAX\ Inverter}}{V_{OC\ MAX\ Module}}$$

donde:

$N_{MAX\ Module}$  es el número máximo de módulos FV conectados en serie por string;

$V_{MAX\ Inverter}$  es el voltaje de entrada máximo del inversor;

$V_{OC\ MAX\ Module}$  es el  $V_{oc}$  máximo del módulo FV.

El voltaje máximo del sistema de todos los componentes del sistema FV (cajas de combinadores, interruptor, conectores, cables, módulos FV, etc.) debe exceder el voltaje máximo de la string.

Ecuación 27

$$V_{MAX\ system} \geq N_{MAX\ Module} \cdot V_{OC\ MAX\ Module}$$

donde:

-  $V_{MAX\ system}$  es el voltaje máximo del sistema de todos los componentes del sistema FV;

### Ejemplo 6

Nos gustaría calcular el número máximo de módulos (60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en STC) conectados en serie por string en la instalación anterior en Berlín (Alemania).

En el ejemplo 4, se calculó el  $V_{oc}$  máximo del módulo FV:  $V_{OC\ MAX\ Module} = 43,17\ V$ .

El voltaje de entrada máximo del inversor es de 1000 V.

Ecuación 28

$$N_{MAX\ Module} \leq \frac{1000}{43,17} = 21,19$$

El número máximo de módulos que se pueden conectar en serie para conectarse al inversor es 21.

### Determinación del $V_{oc}$ máximo de la string FV

El voltaje de circuito abierto máximo de la string ( $V_{OC\ MAX\ String}$ ) a la temperatura más baja que se puede esperar en la ubicación de la instalación FV se podría calcular de la siguiente manera:

Ecuación 29

$$V_{OC\ MAX\ String} = N_{MAX\ Module} \cdot V_{OC\ MAX\ Module}$$

donde:

$N_{MAX\ Module}$  es el número máximo de módulos FV conectados en serie por string;

$V_{OC\ MAX\ Module}$  es el  $V_{oc}$  máximo del módulo FV.

### Determinación del número mínimo de módulos FV por string

En caso de que el voltaje de la string caiga por debajo del voltaje de MPP mínimo del inversor, el rastreo de MPP no será posible o se podrán producir pérdidas de rendimiento. El número mínimo de módulos FV conectados en serie que se podrían conectar al inversor se define en base al supuesto de que el voltaje de la string en la condición de MPP siempre está por encima del voltaje de MPP mínimo del inversor.

Ecuación 30

$$N_{min\ mod} \geq \frac{V_{min\ MPPT\ Inverter}}{V_{MPP\ min\ Module}}$$

donde:

$N_{min\ Module}$  es el número mínimo de módulos FV conectados en serie por string;

$V_{min\ MPPT\ Inverter}$  es el voltaje de MPP mínimo del inversor;

$V_{MPP\ min\ Module}$  es el  $V_{MPP}$  mínimo del módulo FV.

### Ejemplo 7

Nos gustaría calcular el número mínimo de módulos (60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en STC) conectados en serie por string en la instalación anterior en Berlín (Alemania). En el

Ejemplo 5, se calculó el  $V_{MPP}$  mínimo del módulo FV:  $V_{MPP\ min\ Module} = 28,21\ V$ . El voltaje de MPP mínimo del inversor es de 450 V.

Ecuación 31

$$N_{min\ Module} \geq \frac{450}{28,21} = 15,95$$

El número mínimo de módulos que se pueden conectar en serie (para asegurar que el voltaje de la string en la condición MPP siempre esté por encima del voltaje de MPP mínimo del inversor) es 16.

### Número de módulos FV por string

El número de módulos FV por string debe:

- no debe exceder el número máximo de módulos FV por string;
- no debe ser inferior al número mínimo de módulos FV por string.

### Determinación de la corriente máxima del módulo FV

Como ya se introdujo en el párrafo 2.9.2, la variación de la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de un módulo FV es una función de la temperatura de funcionamiento de las celdas. La corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) es proporcional a la temperatura de la celda y, luego, alcanza su máximo a la temperatura máxima de la celda. Según lo anterior, la corriente de cortocircuito máxima del módulo FV ( $I_{sc\ MAX\ Module}$ ) se puede calcular utilizando los siguientes datos:

- temperatura máxima que se puede esperar en la ubicación de la instalación FV;
- corriente de cortocircuito del módulo FV en condiciones STC ( $I_{sc\ STC}$ );
- coeficiente de temperatura del módulo FV.

Las temperaturas de las celdas solares dependen del sistema de montaje seleccionado y de la temperatura ambiente.

Para la instalación de montaje en tierra con ángulo de inclinación,  $\Delta T$  entre la temperatura ambiente de la celda e es  $+30\ ^\circ\text{C}$ ; para la instalación del rastreador solar,  $\Delta T$  entre la temperatura ambiente de la celda e es  $+25\ ^\circ\text{C}$ ; para instalación en el techo (módulos FV coplanares a la superficie del techo),  $\Delta T$  entre la temperatura ambiente de la celda e es  $+35\ ^\circ\text{C}$ .

Las fórmulas para calcular la  $I_{sc\ MAX}$  son las siguientes:

Ecuación 32

$$I_{SC\ MAX\ Module} = I_{SC\ STC} \cdot [1 - \alpha \cdot (25 - T_{cell})]$$

o

Ecuación 33

$$I_{SC\ MAX\ Module} = I_{SC\ STC} - \alpha' \cdot (25 - T_{cell})$$

donde:

$T_{cell}$  es la temperatura mínima que se puede esperar en la ubicación de la instalación FV

$I_{sc\ STC}$  es la corriente de cortocircuito del módulo FV en condiciones de prueba estándar;

$\alpha$  es el coeficiente de variación de la corriente según la temperatura y depende de la tipología del módulo FV; se mide en [%/K];

$\alpha'$  es el coeficiente de variación de la corriente según la temperatura, y depende de la tipología del módulo FV; se mide en [mA/K]

Además, la IEC 60364-7-712 propone una fórmula simplificada:

Ecuación 34

$$I_{SC\ MAX\ Module} = K \cdot I_{SC\ STC}$$

donde:

K es un factor de corrección y su valor mínimo es 1,25; este aumentará según las situaciones ambientales.

### Ejemplo 8

Nos gustaría calcular la corriente de cortocircuito máxima ( $I_{sc\ MAX\ Module}$ ) de 60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en condiciones STC en Berlín (Alemania). La temperatura ambiente máxima en Berlín (Alemania) es de  $23\ ^\circ\text{C}$ . El coeficiente de temperatura de la corriente ( $\alpha$ ) del módulo FV anterior es  $+0,05\ \text{[%/K]}$ .

La corriente de cortocircuito en condiciones STC del módulo anterior ( $V_{MPP\ STC}$ ) es 9,87 A.

Los módulos se instalan en el techo y son coplanarios a la superficie del techo.

Ecuación 35

$$T_{cell} = T_{ambient} + 35 = 23 + 35 = 58$$

Ecuación 36

$$I_{SC\ MAX\ Module} = 9.87 \cdot [1 - (0.05\%) \cdot (25 - 58)] = 9.87 \cdot [1 + 0.0005 \cdot 33] = 10.03\ \text{A}$$

### Determinación de la corriente máxima de la string FV

Como ya se introdujo en el párrafo 1.2.1, en una conexión en serie de módulos la corriente no se suma. La corriente total en una string de módulos FV conectados en serie es igual a la corriente generada por el módulo individual. Según lo anterior, la corriente de cortocircuito máxima de la string ( $I_{scMAX string}$ ) es igual a la corriente de cortocircuito máxima del módulo FV ( $I_{scMAX module}$ ).

Ecuación 37

$$I_{SC MAX Module} = I_{SC MAX string}$$

### Determinación del número de strings

Si se asume que se realizó un dimensionamiento correcto del inversor de acuerdo con la potencia nominal del generador FV, tan pronto como se define el número de módulos por string, se debe verificar el número de strings por inversor.

En el caso de **inversores de string con MPPT independiente**, el número máximo de strings conectadas en paralelo que se podrían conectar al único canal de entrada de CC del inversor se define en base al supuesto de que la corriente de cortocircuito máxima de la string ( $I_{scMAX string}$ ) siempre está por debajo de la corriente de entrada máxima del único canal de entrada de CC del inversor.

Ecuación 38

$$N_{MAX string} \leq \frac{I_{Max input}}{I_{SC MAX string}}$$

En el caso de **inversores de string o un inversor central con un solo MPPT**, el número máximo de strings conectadas en paralelo que se podrían conectar al inversor se define en base al supuesto de que la corriente de cortocircuito máxima de la string ( $I_{scMAX string}$ ) siempre está por debajo de la corriente de entrada máxima del inversor.

Ecuación 39

$$N_{MAX string} \leq \frac{I_{Max inverter}}{I_{SC MAX string}}$$

En el caso del **inversor central**, la determinación del número de strings también se debe realizar para la caja de combinadores.

En cualquier caso, el nivel de corriente máximo de los componentes utilizados en las cajas de combinadores (conectores, interruptor, fusibles) y el inversor debe ser adecuado para el número de strings conectadas.

### Ejemplo 9

Nos gustaría calcular el número máximo de strings que se podrían conectar a un solo canal de entrada de CC de inversores de string de 20 kW con 2 MPPT independientes en Berlín (Alemania). Cada string está compuesta de 18 módulos (60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en STC). La corriente de entrada máxima para cada canal de entrada de CC del inversor es de 25 A. La corriente de entrada máxima del inversor es de 50 A en total. En el ejemplo 8, se calculó la corriente de cortocircuito máxima ( $I_{scMAX Module}$ ) de 60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en condiciones de STC en Berlín (Alemania):  $I_{scMAX Module} = 10,03$  A. La corriente de cortocircuito máxima de la string  $I_{scMAX string}$  es igual a la corriente de cortocircuito máxima del módulo FV:  $I_{scMAX string} = 10,03$  A..

Ecuación 40

$$N_{MAX string per input} \leq \frac{25}{10.03}$$

Ecuación 41

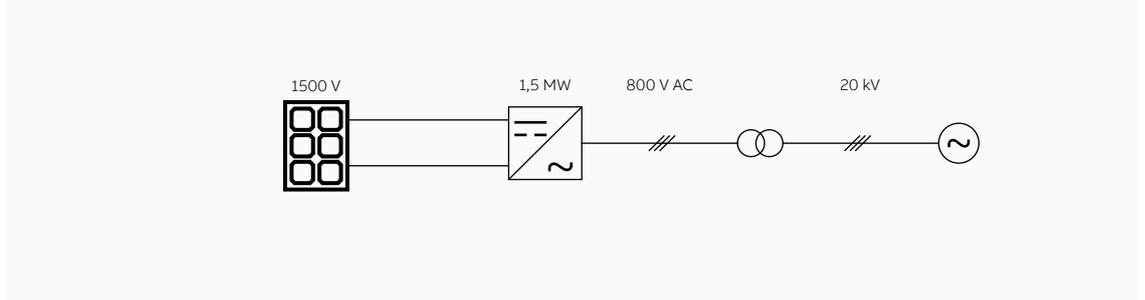
$$N_{MAX string per inverter} \leq \frac{50}{10.03}$$

El número máximo de strings que se podrían conectar al único canal de entrada de CC de un inversor de string de 20 kW con 2 MPPT independientes en Berlín (Alemania) es 2 y el número máximo de strings que se podrían conectar al inversor es 4.

### 3.2.2.2 Plantas fotovoltaicas de mayor voltaje

Debido a la caída de los precios del módulo FV, hoy en día los costos del balance del sistema (Balance of System, BOS) son de mayor importancia. Para que la producción de electricidad FV sea más económica, el objetivo es reducir los costos del BOS. Este objetivo se podría lograr mediante estaciones de inversores más grandes y mayor voltaje del sistema. Debido a los voltajes más altos, es posible transferir más potencia con las mismas secciones transversales de cable. Además, una central eléctrica con mayor voltaje requiere también una reducción del número de cajas de combinadores. El límite superior para un voltaje de sistema más alto serán los estándares de bajo voltaje que van hasta 1500 V CC y 1000 V CA.

Figura 40  
esquema de planta  
FV de alto voltaje



La innovación del voltaje máximo del sistema de los módulos FV disponibles en el mercado es de 1500 V. Este valor del voltaje nominal podría introducir algunos problemas relacionados con la degradación del rendimiento de los módulos FV (por ejemplo, PID): para evitar estos problemas, de acuerdo con las recomendaciones del productor de módulos FV, se deben considerar algunas soluciones (por ejemplo, tierra funcional, etc.).

Hoy en día se utilizan inversores con salidas de 800 V CA; también se utilizan inversores de string con salidas de 800 V CA y, luego, se requiere una mayor combinación de potencia de CA antes del transformador de 800 V CA.

### 3.3 Conexión a la red

Las plantas FV se podrían conectar a la red de LV, MT o HV según su potencia nominal (por ejemplo, residencial [1-10 kW]: LV; comercial e industrial [10-1000 kW]: LV o MV; escala de servicios [>500 kW]: MV o HV).

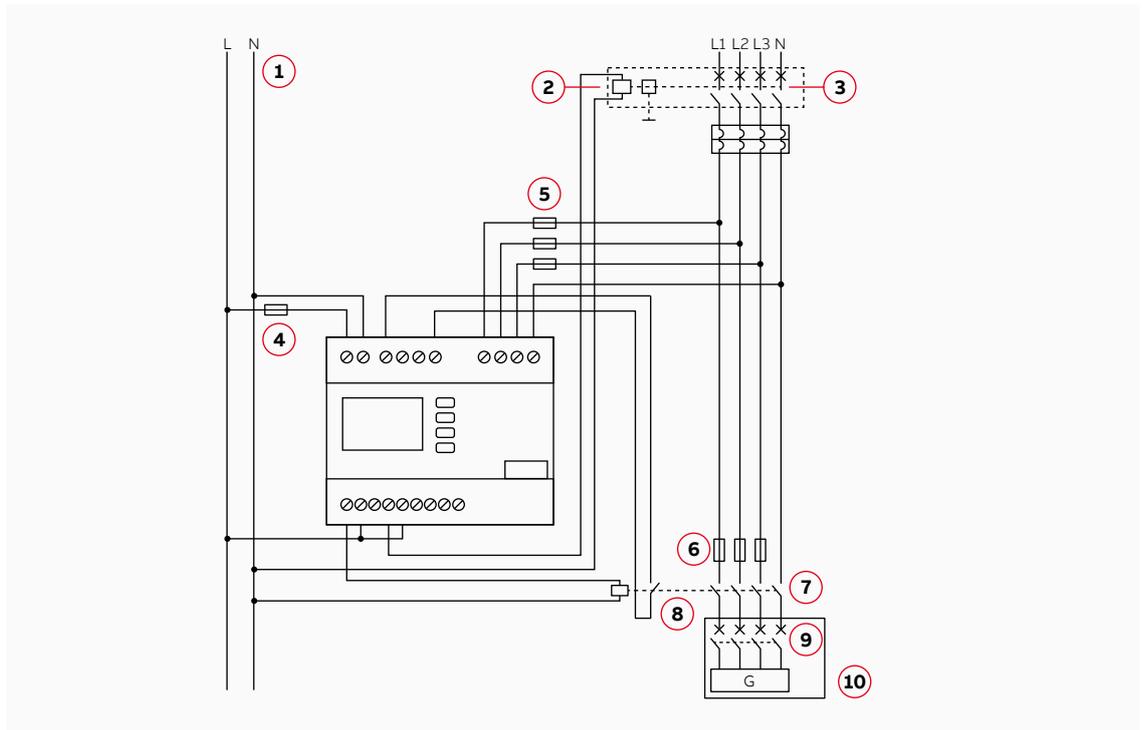
La conexión del sistema FV (usuarios activos) a la red de servicios está sujeta a los requisitos del código de red<sup>13</sup>. El sistema FV se desconectará de la red cuando los valores de voltaje y frecuencia de la red estén fuera de los rangos prescritos por el código de la red.

Dicha desconexión generalmente se lleva a cabo mediante un dispositivo de interfaz que se dispara después de recibir un comando de apertura enviado por un sistema de protección de interfaz externo (relé).

El código de la red establece si la planta FV se conectará al LV o a la red de MV de acuerdo con la potencia nominal de la planta FV. Según el tipo de conexión de la planta FV, el sistema de protección de la interfaz puede monitorear los valores de voltaje y frecuencia en la red relacionada.

#### 3.3.1 Sistema de protección de interfaz de LV

Las pequeñas plantas FV residenciales y comerciales generalmente<sup>14</sup> están conectadas a la red de LV. Si todas las fases están presentes con valores de voltaje y frecuencia dentro de su rango permisible, el relé de salida del IPS se energiza después del arranque ajustable y, en consecuencia, el sistema FV se conecta a la red. Si una o más fases no están presentes o si los valores de voltaje y frecuencia no están dentro del rango permitido, el relé de salida del IPS se desenergiza y, en consecuencia, el sistema FV se desconecta de la red.



#### Referencia

- 1 Voltaje de alimentación de control para el IPS y la bobina del dispositivo de disparo
- 2 Bobina de disparo de derivación para la función de retroalimentación. Esta bobina puede controlar el dispositivo general
- 3 Disyuntor principal del dispositivo general
- 4 Fusible de protección para el IPS
- 5 Fusible de protección para circuito de medición del IPS
- 6 Protección contra cortocircuitos del dispositivo de protección de interfaz (ID)
- 7 ID: disyuntor automático o contactor equipado con bobina de bajo voltaje y motor para cierre automático.
- 8 Contacto auxiliar del IPS para la función de retroalimentación
- 9 Disyuntor del generador/inversor (GenD)
- 10 Generador o inversor

—  
13  
Las características de la interfaz de servicios para sistemas fotovoltaicos (PV) se incluyen en la norma IEC 61727:2004. Esta norma describe recomendaciones específicas para sistemas de 10 kVA o menos, como los que se pueden utilizar en residencias individuales monofásicas o trifásicas. Esta norma se aplica a la interconexión con el sistema de distribución de servicios de bajo voltaje. En cualquier caso, los códigos de red publicados por cada país reemplazan esta norma.

—  
14  
La conexión a la red está regulada por el código nacional de la red.

—  
Figura 41  
por ejemplo, de conexión del sistema de protección de interfaz (IPS) al dispositivo de protección de interfaz (ID) en sistemas FV de bajo voltaje.

### 3.3.2 Sistema de protección de interfaz de MV

Cuando un sistema FV está conectado a la red de MV, el sistema de protección de interfaz (IPS) es un poco más complejo porque el sistema de protección es el conjunto de los siguientes elementos:

- transformadores de voltaje (VT);
- relés con ajustes adecuados.

El sistema de protección de interfaz (IPS) generalmente<sup>15</sup> se configura con las siguientes protecciones:

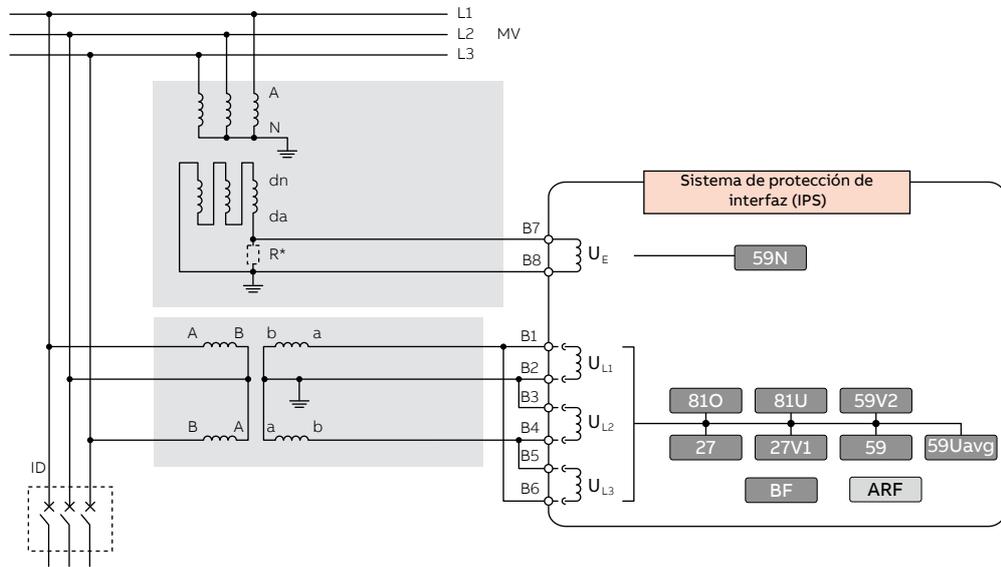
- protecciones de subvoltaje;
- sub/sobre y tasa de cambio de frecuencia;
- sobrecorriente (direccional y no direccional)<sup>16</sup>.

En el sistema FV conectado a la red de MV, de acuerdo con la configuración eléctrica, el relé del IPS puede controlar un dispositivo de protección de interfaz: ID (por ejemplo, un disyuntor) que funciona en LV o MV.

15 La protección requerida está definida por el código nacional de la red.

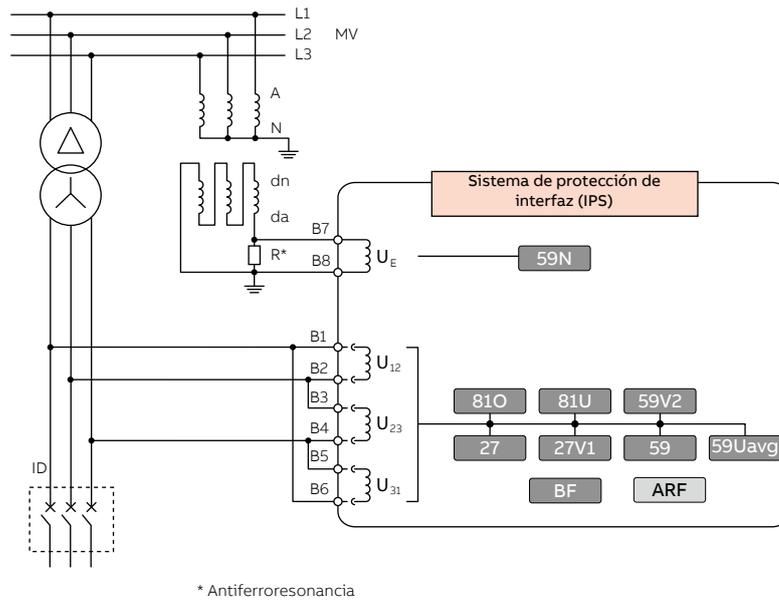
16 Esta protección generalmente se implementa en la protección general.

Figura 42  
Por ejemplo, entradas de voltaje: VT de conexiones "V" y voltaje residual adquirido con VT delta abierto



\* Antiferresonancia

Figura 43  
 Por ejemplo, medición  
 directa de los voltajes  
 de fase a fase de LV  
 y el voltaje residual  
 adquirido con VT  
 delta abierto en MV



A menudo, los códigos de la red establecen que los operadores del sistema de distribución (distribution system operators, DSO) pueden desconectar el sistema FV de la red para garantizar el funcionamiento seguro esta. Por esta razón, un módem GSM, capaz de recibir comandos del DSO, está conectado al sistema de protección de interfaz. De acuerdo con los comandos del DSO, el módem puede energizar o desenergizar el relé de salida del sistema de protección de interfaz y, luego, conectar o desconectar el sistema FV de la red.

## 3.4 Elección de cables

### 3.4.1 Tipos de cables y condiciones de instalación

Los cables utilizados para el cableado de la sección de CC de un sistema FV conectado a la red se deben seleccionar para resistir las condiciones difíciles de la luz solar (luz ultravioleta), calor extremo, condiciones de congelación (los cables enrutados detrás de un conjunto FV deben estar clasificados para un rango de temperatura de al menos -15 °C a 90 °C), contacto regular con el agua de lluvia, corriente y voltaje (voltaje de CC de hasta 1,5 kV entre conductores y entre conductor y tierra). IEC desarrolló una norma para probar el cable solar: IEC 62930 "Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos con una voltaje nominal de 1,5 kV CC". Esta norma incluye cables libres de halógenos con bajo contenido de humo y cables que pueden contener halógenos.

Una norma similar, EN 50618 "Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos", se publicó en Europa: restringía el cable a materiales libres de halógenos. La codificación de los cables solares en Europa es H1Z2Z2-K.

Además, se desarrolló la norma UL para los cables fotovoltaicos: UL 4703 "Norma para cable fotovoltaico".

Según la región de instalación, los cables solares deben contar con la aprobación de las normas adecuadas anteriores.

La norma IEC 60364-7-712 "Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales: Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV)" requiere que los cables en el lado de CC se seleccionen y se instalen para minimizar el riesgo de fallas a tierra y cortocircuitos.

Por lo general, los cables de strings FV cuentan con aislamiento doble o reforzado como medio de protección contra golpes.

Para mantener esta función, no deben:

- estar enterrados en paredes o en los marcos metálicos de los sistemas de fijación;
- doblarse a un radio de menos de 8 veces el diámetro total del cable (requisitos de radio de NEC Sección 300.34).

A menudo, los cables de las strings FV se montan inmediatamente detrás del conjunto y están sujetos al movimiento térmico y del viento de los conjuntos/módulos. El daño mecánico de los cables puede aumentar los casos de descarga eléctrica y riesgo de incendio.

Los cables FV son comúnmente de color negro para ayudar a resistir los rayos UV y no se requiere la codificación del color del cable exterior para los sistemas FV: por cierto, es recomendable usar cables negros para el lado negativo de los cables de las strings FV y rojos para el lado positivo de los cables de las strings FV.

Cuando se necesitan cables largos de strings FV, es recomendable fijar las etiquetas a lo largo de los cables de CC. Las etiquetas de peligro fijadas cada 5 a 10 m se consideran suficientes para identificar los cables en tramos rectos donde es posible una visión clara entre las etiquetas.

Figura 44  
Etiqueta de peligro  
para cables FV



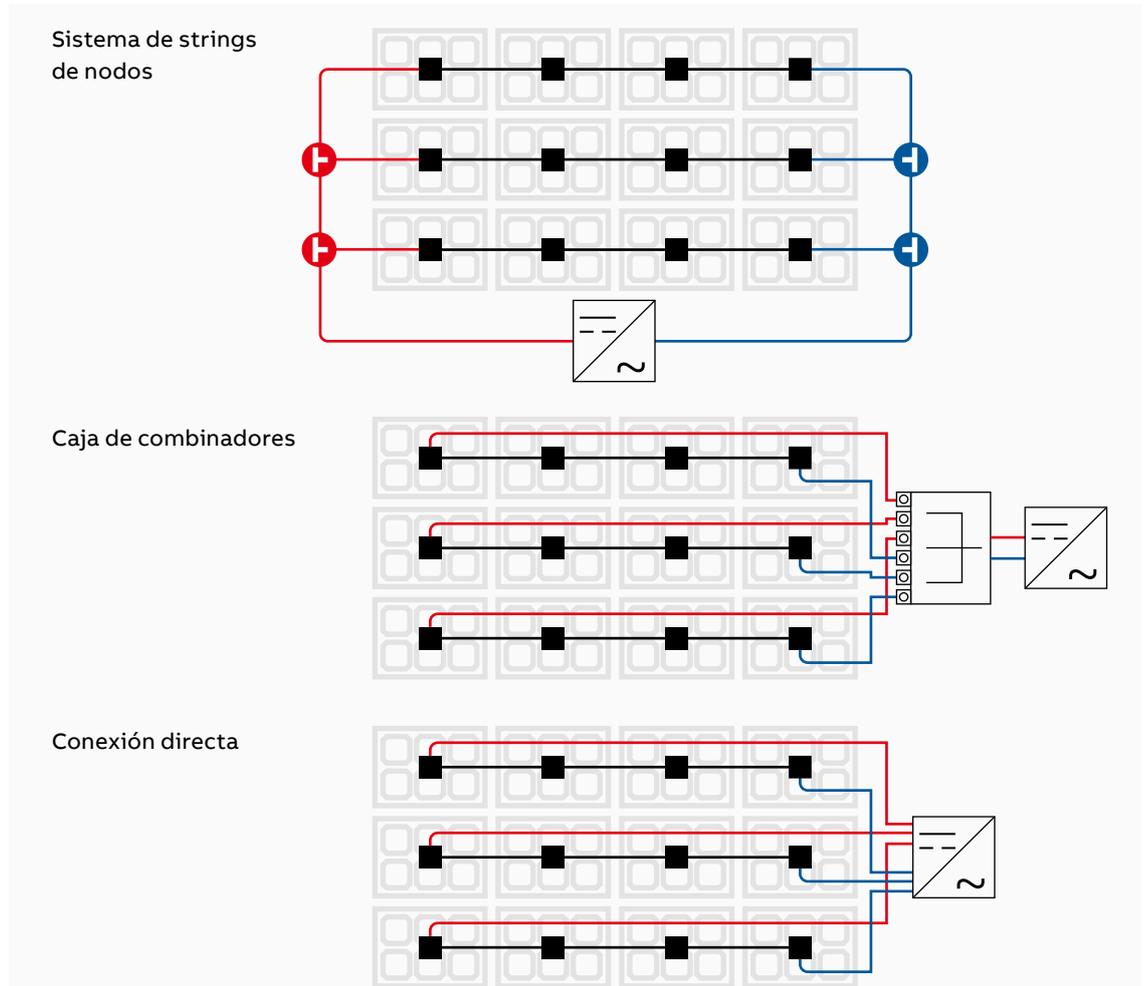
Además de los requisitos detallados en la norma IEC 60364, se proporcionará segregación entre los circuitos de CC y CA con los mismos requisitos que para la segregación de diferentes niveles de voltaje.

### Interconexión de strings FV

Existen tres tipos de diseños para conectar las strings FV al inversor de energía solar:

- sistema de strings de nodos: es común en el generador FV compuesto por módulos FV de película fina;
- sistema FV con caja de combinadores de CC: este tipo de conexión se utiliza en combinación con inversores centrales;
- conexión directa: este tipo de conexión se utiliza en combinación con inversores de tamaño pequeño.

Figura 45  
diferentes tipos  
de diseños para  
interconectar las  
strings FV



En el caso de un sistema de strings de nodos, la interconexión de strings se realiza con un tipo especial de derivación o tomas de corriente y enchufes "Y".

Figura 46  
conectores toma de  
corriente y enchufe  
"Y": toma de corriente  
con derivaciones en el  
lado izquierdo; enchufe  
con derivaciones  
en el lado derecho



En el caso de un sistema fotovoltaico con caja de combinadores de CC, los cables de las strings FV que entran en las cajas de combinadores se agruparán e identificarán en pares para que los conductores positivos y negativos del mismo circuito se puedan distinguir fácilmente de otros pares.

### Conectores de enchufe y toma de corriente de CC

El fabricante de los módulos FV suele instalar conectores de enchufe y toma de corriente específicos para FV en los cables del módulo FV. Dichos conectores proporcionan un contacto eléctrico duradero, seguro y efectivo. De acuerdo con la norma IEC 60364-7-712, estos conectores de enchufe y toma de corriente de CC se deben seleccionar de acuerdo con la norma IEC 62852 "Conectores para aplicaciones de corriente continua en sistemas fotovoltaicos. Requisitos de seguridad y ensayos".

Figura 47  
conectores de enchufe  
y toma de corriente



Los conectores deben ser manejados por personas capacitadas o instruidas y nunca se deben desconectar bajo carga. En caso de desconexión bajo carga, se puede activar un arco de CC y el arco puede causar daños permanentes en los conectores. Los conectores deberán ser de un tipo que solo se pueda desconectar mediante una llave o una herramienta, o instalar dentro de un gabinete que solo se pueda abrir mediante una llave o una herramienta.

Los conectores de enchufe y toma de corriente unidos en un sistema FV deben ser del mismo tipo del mismo fabricante y cumplir con los requisitos de la IEC 62852. En caso de uso de diferentes marcas de conectores "compatibles" de enchufe y toma de corriente, solo se pueden interconectar cuando se haya proporcionado un informe de prueba que confirme la compatibilidad de los dos tipos con los requisitos de la norma IEC 62852.

Todos los conectores de enchufe y toma de corriente utilizados en un circuito de string FV (interconexión del módulo FV, uniones de cable en línea, tomas de corriente y enchufes de derivaciones o "Y" y conectores de receptáculo de panel) deben cumplir con las clasificaciones mínimas de voltaje y corriente como se detalla anteriormente en la selección de cables de string.

### Interconexión de módulos FV y cableado de strings

La norma IEC 60364-7-712 requiere que, para minimizar los voltajes inducidos debido a los rayos, la superficie de todos los bucles sea lo más pequeña posible, en particular para el cableado de las strings FV.

Figura 48  
por ejemplo, del  
cableado de la string  
FV para minimizar los  
voltajes inducidos  
debido a los rayos

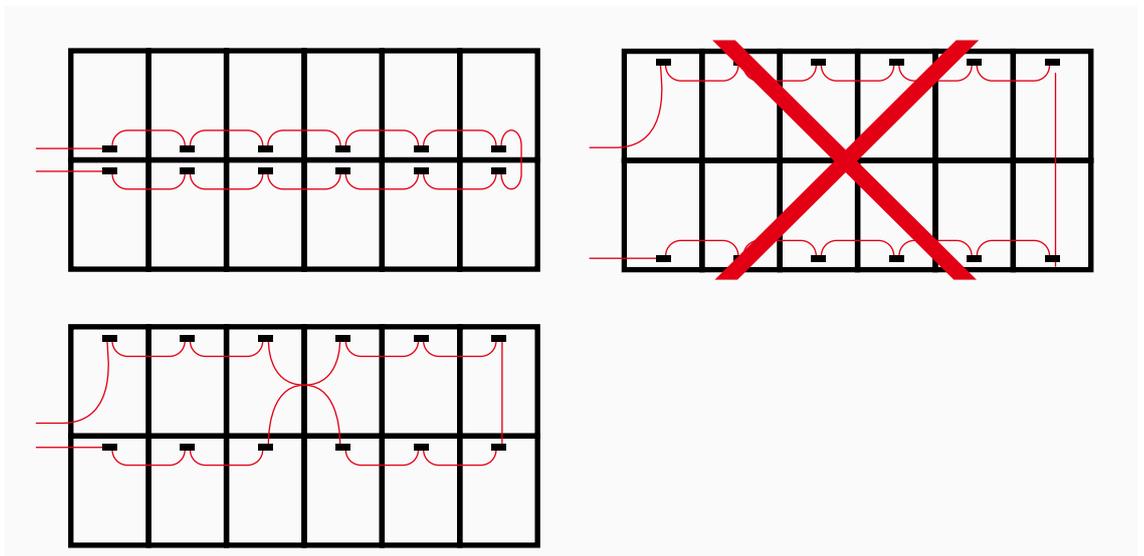


Figura 49  
por ejemplo, de  
cableado de string FV  
en conexión en string  
con cables enrollados

De todos modos, es recomendable verificar si el manual de instalación y mantenimiento de los módulos FV da a conocer restricciones sobre la instalación de los módulos FV (por ejemplo, algunos fabricantes de módulos FV no permiten la instalación de módulos FV orientados en vertical con la caja de conexiones colocada en el lado inferior para evitar el agua estancada cerca de la caja de conexiones). La práctica estándar para el cableado de módulo a módulo es conectar módulos adyacentes en conexión en string. La longitud excesiva de los cables del módulo a menudo se enrolla y organiza con algunos clips o cintas.

Cableado al combinador

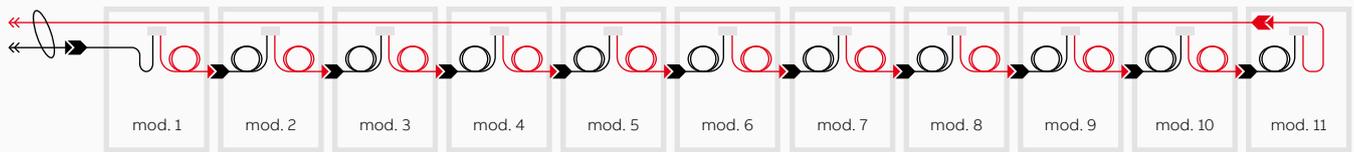
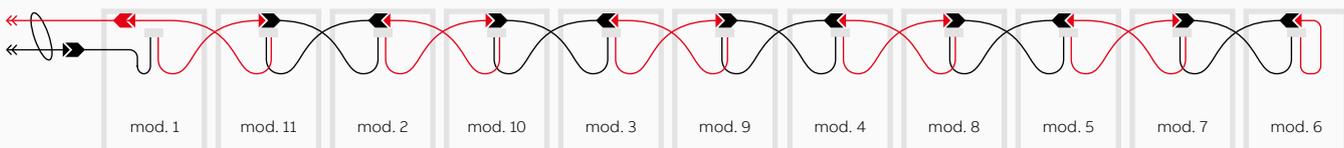


Figura 50  
por ejemplo, del  
cableado de la string  
FV en el cableado  
de avance por  
saltos sucesivos

Dada la longitud adecuada de los cables del módulo, se puede utilizar el cableado de avance por saltos sucesivos para conectar módulos FV orientados a retratos en serie y evitar cables enrollados.

Cableado al combinador



De todos modos, es muy desaconsejable apilar y fijar los cables dentro de los marcos metálicos del sistema de fijación de módulos FV.

### 3.4.2 Sección transversal de los cables y capacidad de carga actual

Los cables se deben dimensionar de acuerdo con la norma IEC 60364-5-52 "Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Sistemas de cableado." y de acuerdo con los requisitos de la norma IEC 60364-7-712. Estos cálculos también tendrán en cuenta las condiciones de funcionamiento de los cables en términos de voltaje y corriente.

#### Cables de string de módulos FV

La clasificación de voltaje de un cable se refiere al voltaje máximo al que se puede conectar. Si se excede al voltaje nominal, el aislamiento entre los núcleos de los cables, o entre el núcleo del cable y la tierra, se puede romper y provocar un cortocircuito o un incendio. La clasificación de voltaje de los cables se elegirá de acuerdo con el voltaje de circuito abierto máximo ( $V_{oc\ MAX\ string}$ ) de las strings. Según el número de módulos FV por string, el voltaje de circuito abierto máximo ( $V_{oc\ MAX\ string}$ ) de la string se puede calcular utilizando los siguientes datos:

- temperatura más baja que se puede esperar en la ubicación de la instalación FV;
- voltaje de circuito abierto del módulo FV en condiciones de STC ( $V_{oc\ STC}$ );
- coeficiente de temperatura del módulo FV.

De lo contrario, para el tamaño del cable, se podría usar un factor de multiplicación de voltaje:

Ecuación 42

$$V_{OC\ MAX\ string} = V_{OC\ STC\ string} \cdot 1.15$$

La capacidad de transporte de corriente continua ( $I_z$ ) de los cables de la string FV debe ser mayor o igual que la corriente de cortocircuito máxima de la string para la protección contra la sobrecarga de corriente de los cables de la string FV.

Ecuación 43

$$I_z \geq I_{sc\ MAX\ string}$$

Como ya se introdujo en el párrafo 1.2.1, en una conexión en serie de módulos la corriente no se suma. La corriente total en una string de módulos FV conectados en serie es igual a la corriente generada por el módulo individual. La corriente de cortocircuito máxima de la string ( $I_{sc\ MAX\ string}$ ) es igual a la corriente de cortocircuito máxima del módulo FV ( $I_{sc\ MAX\ module}$ ) y, como ya se introdujo en el párrafo 2.9.2, se puede calcular con los siguientes datos:

- temperatura máxima que se puede esperar en la ubicación de la instalación FV;
- corriente de cortocircuito del módulo FV en condiciones STC ( $I_{sc\ STC}$ );
- coeficiente de temperatura del módulo FV.

De lo contrario, para el tamaño del cable, se podría usar un factor de multiplicación actual:

Ecuación 44

$$I_z \geq I_{sc\ MAX\ string} = I_{sc\ STC\ string} \cdot 1.25$$

En la norma IEC 60364-5-52, se proporciona orientación sobre un método de dimensionamiento de cables que incluye cualquier factor de reducción de potencia que se deba aplicar y las capacidades típicas de transporte de corriente para tipos de cable comunes. En cualquier caso, los cables deben tener un tamaño tal que la caída de voltaje global, a la potencia operativa máxima (STC) del conjunto, entre el conjunto y la caja de combinadores o el inversor sea <3 %.

#### Cables del conjunto

Como ya se introdujo en el párrafo 1.2.1, en una conexión paralela de strings:

- el voltaje es el mismo en todas las strings de módulos FV;
- las corrientes de las strings de módulos FV se suman.

Luego, la clasificación de voltaje de los cables del conjunto y subconjunto se elegirá de acuerdo con la tensión máxima de circuito abierto ( $V_{oc\ MAX\ string}$ ) de las strings como ya se introdujo anteriormente para los cables de string de los módulos FV. La capacidad de transporte de corriente continua ( $I_z$ ) del cable del conjunto FV debe ser mayor o igual que la corriente continua máxima del conjunto FV para la protección contra la corriente de sobrecarga de los cables del conjunto FV. En un conjunto FV compuesto por N strings, la corriente continua máxima del conjunto FV es igual a la suma de la corriente continua máxima de las strings FV.

Ecuación 45

$$I_z \geq I_{sc\ MAX\ array} = N \cdot I_{sc\ MAX\ string} = N \cdot I_{sc\ STC\ string} \cdot 1.25$$

En la norma IEC 60364-5-52, se proporciona orientación sobre un método de dimensionamiento de cables que incluye cualquier factor de reducción de potencia que se deba aplicar y las capacidades típicas de transporte de corriente para tipos de cable comunes. En cualquier caso, los cables deben tener un tamaño tal que la caída de voltaje global, en la máxima potencia operativa (STC) del conjunto, entre el conjunto y el inversor sea <3 %.





# Lado MV de la planta FV

<b>4.1</b>	<b>Esquemas de red</b>	58
4.1.1	Red radial	58
4.1.2	Red en anillo	59
<b>4.2</b>	<b>Selección de dispositivos de conmutación</b>	59
<b>4.3</b>	<b>Transformadores de instrumentos (IT): Transformadores de corriente (CT) y transformadores de voltaje (VT)</b>	59
4.3.1	Transformadores inductivos	60
4.3.2	Transformadores de corriente inductiva (CT)	60
4.3.3	Transformadores de voltaje inductivo (VT)	61
4.3.4	Sensores de corriente y voltaje no inductivos	61
<b>4.4</b>	<b>Cortocircuito</b>	62
<b>4.5</b>	<b>Estado del neutro</b>	63
4.5.1	Neutro aislado	64
4.5.2	Neutro sólidamente conectado a tierra	64
4.5.3	Neutro puesto a tierra por medio de resistencia	64
4.5.4	Neutro conectado a tierra mediante impedancia (bobina Petersen)	65
<b>4.6</b>	<b>Medida de la corriente de falla a tierra e identificación de la fase con falla</b>	65
<b>4.7</b>	<b>Códigos de relé de protección</b>	66
<b>4.8</b>	<b>Filosofía de los ajustes de protección</b>	70

# Lado MV de la planta FV

## 4.1 Esquemas de red

En el caso de una planta FV a escala de servicios conectada directamente a la red de MV del DSO, el diseñador también dimensionará correctamente la red eléctrica de MV de la planta FV. Es necesario hacer los siguientes cálculos de red, de forma total o parcial:

- cálculos de dimensionamiento (transformadores, etc.);
- cálculo de las corrientes de cortocircuito;
- definición del estado del neutro;
- estudio de coordinación de protección.

Antes de todas estas actividades, el diagrama de línea única de la red eléctrica de MV de la planta FV se definirá sobre la base de los siguientes elementos:

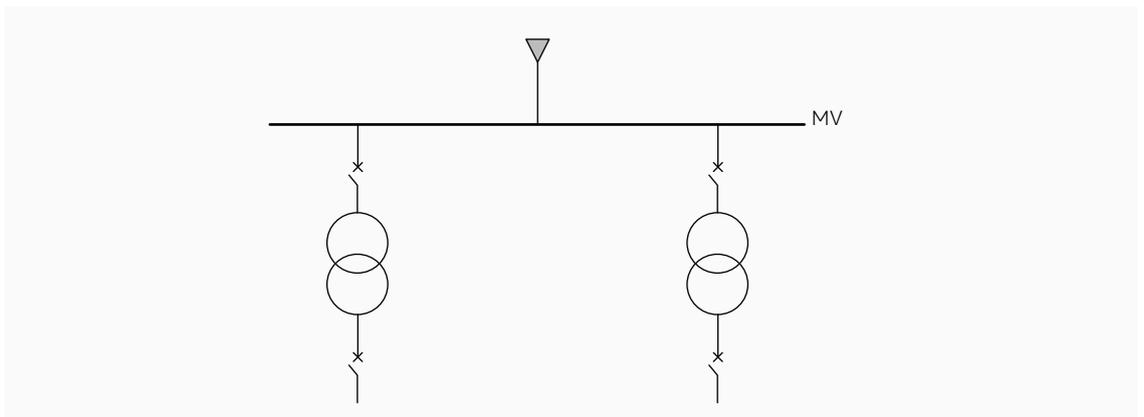
- posición del inversor y transformador;
- estructura de red eléctrica.

Se considerarán las ventajas y desventajas de las diferentes soluciones de red de MT y, después de eso, de acuerdo con la red eléctrica de MT de la planta FV diseñada, también se seleccionarán las protecciones. Para obtener información más detallada sobre la conexión de MV, se recomienda consultar la guía técnica de ABB sobre aplicaciones de MV

### 4.1.1 Red radial

Este es el esquema de red más simple y menos costoso y el que tiene menos confiabilidad general.

Figura 51  
Red radial de MV

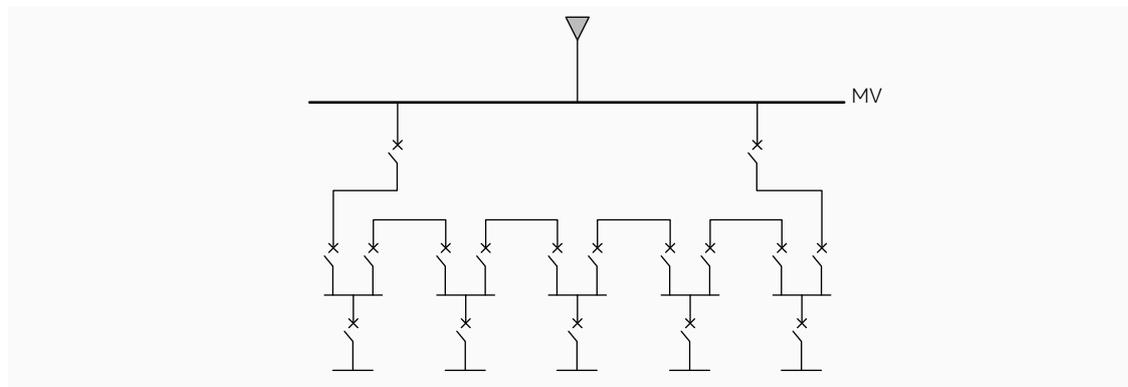


En un sistema FV con múltiples (>2) subestación de planta FV es la solución más simple y económica.

### 4.1.2 Red en anillo

Las redes en anillo permiten tener siempre dos fuentes de alimentación para cada subestación de la planta FV. En la práctica, el esquema en anillo se caracteriza por la presencia de al menos un lado más ( $n + 1$ ) en comparación con el mínimo necesario para conectar la subestación de la planta FV al nodo de la fuente de alimentación.

Figura 52  
Red en anillo de MV



Las principales ventajas de las redes en anillo equipadas con protecciones y disyuntores en la entrada y salida de cada subestación son las siguientes:

- continuidad del servicio, es decir, la posibilidad de eliminar del servicio solo la parte de la red donde está la falla, y mantener en funcionamiento la parte restante del anillo;
- la posibilidad de llevar a cabo tareas de mantenimiento en partes de la planta sin causar interrupciones de servicios o paradas de esta.

Por otro lado, las desventajas son las siguientes:

- costos de realización vinculados a la extensión de la red;
- complejidad del sistema de protección.

## 4.2 Selección de dispositivos de conmutación

Existen tres tipos principales de dispositivos de apertura y cierre de circuitos eléctricos que se utilizan en redes de voltaje medio.

- **Disyuntores:** aparatos capaces de cerrar e interrumpir la corriente de cortocircuito.
- **Contactores:** aparatos capaces de realizar un gran número de operaciones e interrumpir corrientes de cortocircuito limitadas.
- **Interruptores-seccionadores:** interruptores-seccionadores o aisladores capaces de abrir o cerrar la corriente nominal (obviamente con un factor de alta potencia) y garantizar el aislamiento galvánico.

Junto con los dispositivos mencionados anteriormente, también se deben considerar los fusibles que están relacionados tanto con los contactores como, a menudo, con los interruptores-seccionadores. En la planta de energía FV, el uso de disyuntores de MV es obligatorio cuando se usan protecciones diferenciales y otras protecciones que tienen disparo instantáneo para la eliminación rápida de la falla

## 4.3 Transformadores de instrumentos (IT): Transformadores de corriente (CT) y transformadores de voltaje (VT)

Los transformadores de instrumentos (Instrument Transformers, IT)<sup>17</sup> están diseñados para transformar el voltaje o la corriente de los valores altos en los sistemas de MV a los valores bajos que pueden utilizar los dispositivos de medición de bajo voltaje.

Las principales aplicaciones de los IT en la planta FV son las siguientes:

- medición (para fines de facturación y transacción de energía);
- control de protección (para protección del sistema y fines de protección).

Según los requisitos de esas aplicaciones, el diseño y la construcción de IT pueden ser bastante diferentes. En general, los IT de medición requieren una alta precisión en el rango de voltaje y corriente de funcionamiento normal. Los IT de protección requieren linealidad en una amplia gama de voltajes y corrientes. Los IT de protección se seleccionarán de acuerdo con los requisitos de los códigos de red<sup>18</sup>.

17 La información técnica y la guía de aplicación de transformadores de instrumentos de ABB contienen información detallada sobre los IT.

18 El código de la red nacional se verificará en cualquier caso.

### 4.3.1 Transformadores inductivos

Las características de construcción y la definición de las clases de precisión se dan en las normas internacionales. Se debe tener en cuenta que la clase de precisión para los transformadores de corriente (current transformers, CT) y transformadores de voltaje (voltage transformers, VT) de instrumentos y VT de protección es una función de la carga conectada al secundario: la precisión solo se garantiza cuando la carga secundaria es superior al 25 % del rendimiento nominal del transformador. Teniendo en cuenta los bajos consumos actuales del aparato conectado al secundario, es esencial que el rendimiento de los VT (tanto de medición como de protección), así como de los CT de instrumentos, se limite para garantizar que el transductor funcione en la clase de precisión para la que se ha proporcionado.

### 4.3.2 Transformadores de corriente inductiva (CT)

Se debe hacer una aclaración importante con respecto a los CT en relación con su forma de construcción y con el método de medición. Esto se refiere particularmente a los CT en anillo que son CT para todos los efectos y se deben clasificar como tales.

El CT puede ser de los siguientes tipos:

- tipo embobinado (como los CT normalmente se encuentran dentro del aparellaje de voltaje medio), con las dos pinzas terminales del circuito primario y las dos pinzas terminales del circuito secundario retiradas. El circuito principal puede, en este caso, también tener varias vueltas diferentes de 1;
- tipo de buje de barra colectora donde hay una pieza de barra colectora (normalmente hecha de cobre) ya incrustada en resina. En este caso, los terminales del devanado principal son los extremos de la barra colectora, mientras que los extremos del devanado secundario se llevan a los terminales externos. En cualquier caso, el número de vueltas principales en este caso es siempre 1;
- tipo de anillo donde no se proporciona el principal y estará compuesto por el conductor que pasa a través del orificio central del CT. Los extremos del devanado secundario se llevan a dos terminales externos. En este caso, el número de vueltas principales es normalmente 1 a menos que el conductor pase varias veces en el TC. Estos CT también se pueden construir como del tipo que se puede abrir para una instalación más fácil en las plantas existentes.

Las clases de precisión son las mismas para todos los tipos de TC y se definen de acuerdo con la norma. Según cómo se inserta el CT en la red, puede realizar mediciones muy diferentes. En particular:

- el CT que se inserta en una sola fase (por ejemplo, un CT en anillo que abarca solo una fase) mide las corrientes de línea (de la fase);
- el CT que se inserta en tres fases (por ejemplo, un CT en anillo que encierra los conductores de las tres fases en su interior) mide la suma vectorial de las corrientes (en realidad, la suma del flujo) y, por lo tanto, la corriente de secuencia cero.

Lo que se ha subrayado anteriormente es para indicar que, independientemente de la forma de construcción, la medición que se obtiene en el secundario del CT es una función de la forma en que se inserta en la red.

Los CT sirven para traducir las corrientes del circuito de alimentación al circuito de medición.

Se clasifican en dos tipos según la norma:

- instrumentos de medición de CT de instrumentos, como amperímetros, vatímetros, convertidores, etc. que están conectados;
- CT de protección a cuyo secundario están conectados los relés de protección.

Esta clasificación se refiere a sistemas independientes de medición y protección. Hoy en día, con los aparatos digitales, la protección y la medición se llevan a cabo con el mismo aparato y no se proporcionan entradas separadas<sup>19</sup> (medición y protección) de los CT con diferentes características. En consecuencia, para obtener el uso correcto de los relés digitales, los CT que se deben elegir deben ser de clase de doble precisión.

—  
19  
En cualquier caso, se verificarán los requisitos de medición de energía para los IT.

### 4.3.3 Transformadores de voltaje inductivo (VT)

Para los transformadores de voltaje, tanto para instrumentos de medición como para relés de protección, la misma regla que la de CT de instrumento es válida con respecto al rango dentro del cual se garantiza la clase de precisión: la clase de precisión solo se garantiza si la carga secundaria es un 25 % más alta que el rendimiento calificado.

No es fácil garantizar que un VT funcione en la clase de precisión cuando un instrumento está conectado al secundario (relé o instrumento de medición) que tiene un autoconsumo de fracciones de VA.

El uso de cargas de balastos (resistencias) para insertarse en el secundario del VT cuando se han elegido con rendimientos que son demasiado altos para poder garantizar la clase de precisión, presenta dos problemas:

- se agrega un elemento al circuito (que también puede ser para protección) que se puede descomponer y, por lo tanto, reducir la confiabilidad general del sistema;
- se introduce un elemento de calefacción en los compartimentos del instrumento del aparellaje con problemas obvios para extraer el calor.

Al seleccionar el VT, se debe tener en cuenta cualquier ferorrresonancia. El fenómeno de ferorrresonancia es un aspecto típico de los VT insertados en redes de cable con neutro aislado o no conectado a tierra de manera eficiente. La capacidad del cable, junto con la inductancia de VT, constituye un circuito oscilante (R L C). Por lo tanto, las condiciones para las cuales el circuito entra en resonancia pueden ocurrir en el circuito (reactancia capacitiva = reactancia inductiva que satura el VT) y, aunque la causa de la saturación cesa (por ejemplo, una falla a tierra), permanece una oscilación transitoria (es decir una frecuencia múltiple de la de la red) de energía reactiva puesta en juego por los componentes del circuito oscilante. Debido a la frecuencia de esta oscilación, se produce una circulación de corriente permanente y alta solo en el devanado principal. Como esta corriente es solo magnetizante, el devanado secundario está poco involucrado, por lo que hay mucho calentamiento en el principal y un calentamiento insignificante en el secundario. El calentamiento anormal de los devanados siempre produce una fuerte presión interna, lo que rompe la carcasa externa.

Las medidas adoptadas para prevenir los fenómenos de ferorrresonancia son principalmente las siguientes:

- aumente la impedancia de magnetización del VT;
- use VT que funcionan con una inducción menor que la predicha;
- use VT con hierro de alta permeabilidad;
- inserte resistencias de amortiguación (o, en cualquier caso, dispositivos con resistencia no lineal) en serie con los devanados secundarios conectados con delta abierto (el relé de voltaje se debe conectar en paralelo con la resistencia antiferorrresonancia).

A veces, según la norma nacional, se utiliza un conjunto secundario de tres VT conectados con delta abierto para medir los voltajes de secuencia cero (necesarios para identificar las fallas a tierra).

### 4.3.4 Sensores de corriente y voltaje no inductivos

Dado que la energía absorbida por los dispositivos conectados al circuito secundario es extremadamente limitada, ya no es necesario tener circuitos magnéticos para el acoplamiento entre el circuito principal y el secundario. Por lo tanto, se han desarrollado sensores de corriente o TC de aire (bobinas de Rogowsky) y sensores de voltaje (divisores de voltaje), que eliminan los aspectos negativos del tipo inductivo de transformadores (ciclo de histéresis).

Se hace referencia particular a lo siguiente:

- saturación: el fenómeno de saturación no existe con los sensores de corriente (no hay hierro) y, por lo tanto, la definición del factor de precisión final ya no es un problema;
- rendimiento: los ejemplos anteriores mostraron lo difícil que es conciliar el rendimiento de los transformadores de instrumentos con las cargas conectadas al secundario. De hecho, la necesidad de tener al menos un 25 % de carga para garantizar la precisión ya no es un problema;
- corrientes y voltajes principales nominales: la linealidad de la respuesta permite que el 95 % de las aplicaciones se cubran con solo dos o tres tipos de transductores, con considerables ventajas para la estandarización de los compartimentos del aparellaje y la posibilidad de su rápida reconversión;
- ya no es necesario tener CT o VT de instrumentos o CT o VT de protección, ya que la precisión es constante y ya no existe el problema de la saturación.

Para sensores de corriente o CT de aire, la característica principal es que estos son transformadores cuyo circuito magnético es reemplazado por aire. Un hecho peculiar sobre este tipo de CT es que la

señal secundaria no es proporcional al tamaño principal, sino a su derivado (que, cuando está adecuadamente integrado en los dispositivos conectados al secundario, permite obtener la medición de corriente). Como ya se señaló, no hay fenómenos de saturación, pero como aspecto negativo, generalmente existe la clase de precisión, que en el diseño actual no alcanza las características que se pueden tener para el tipo inductivo de CT de instrumentos.

La característica principal de los sensores de voltaje es la falta de fenómeno de ferorresonancia (obviamente porque ya no hay hierro). Esta no es una ventaja insignificante donde todavía existe el uso de redes que se ejecutan con neutro aislado. En cuanto a los CT de aire, en el estado actual de la tecnología, la clase de precisión de los divisores de voltaje (voltage divider, VT) todavía no alcanza la del tipo inductivo de VT.

## 4.4 Cortocircuito

La conexión de la planta FV a la red se debe diseñar para que resista de forma segura los efectos mecánicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito. Los valores característicos para dimensionar el sistema de conexión generalmente los proporciona el operador de la red en el punto de conexión de la red (por ejemplo, voltajes nominales y corriente nominal de corto plazo).

El cortocircuito es un contacto accidental o intencional, con resistencia o impedancia relativamente baja, entre dos o más puntos a diferentes voltajes en un circuito. La corriente de cortocircuito es una sobrecorriente resultante de un cortocircuito debido a una falla o una conexión incorrecta de un circuito eléctrico.

Desde el punto de vista teórico, el cálculo de las corrientes de cortocircuito se debe procesar utilizando los datos obtenidos del estudio de los perfiles de voltaje. Por cierto, las normas prevén que el cálculo se realice a los valores nominales de la planta y se introduzcan los coeficientes de corrección apropiados para la compensación (factor de voltaje "c").

El cálculo de corrientes de cortocircuito es necesario para lo siguiente:

- establecer el tamaño adecuado de las partes operativas y de interrupción;
- definir las tensiones térmicas y mecánicas de los elementos de la planta;
- calcular y seleccionar la configuración del sistema de protección;
- llevar a cabo una protección adecuada para las personas y las plantas.

Las corrientes de cortocircuito en las diferentes condiciones de funcionamiento se definirán en el estudio de un sistema eléctrico:

- las corrientes de cortocircuito máximas son importantes para dimensionar el sistema;
- las corrientes de cortocircuito mínimas son importantes para la coordinación de la protección (la corriente de disparo de protección siempre debe ser menor que la corriente de cortocircuito mínima en el punto de conexión).

Cuatro tipos diferentes de fallas de la red de la línea de transmisión de potencia de MV:

- falla a tierra monofásica;
- falla de cortocircuito bifásica;
- falla a tierra bifásica;
- falla de cortocircuito trifásica.

La más común es la falla a tierra monofásica, que representa más del 90 % del número total de fallas. El cortocircuito provoca el paso de corrientes a través de la conexión accidental o intencional que forma el cortocircuito y a través de los diversos componentes hasta la fuente: por lo tanto, es una posible causa de daños e incendios.

La integración de la red de plantas FV influye en la capacidad de cortocircuito (SCC) de los sistemas de alimentación.

El comportamiento de la planta FV es diferente del de los generadores síncronos clásicos durante los cortocircuitos simétricos o asimétricos. La respuesta de las plantas FV a los cortocircuitos generalmente está controlada por dispositivos electrónicos utilizados en los inversores.

Durante las fallas de la red, de acuerdo con los códigos de la red, la planta FV deberá permanecer conectada a la red y el control de corriente reactiva de la unidad de generación se utilizará para soportar el voltaje de la red en caso de caída o aumento de voltaje a corto plazo (operación de falla por modo de operación).

En esta situación, los inversores FV pueden generar corrientes ligeramente superiores a la corriente máxima en condiciones de funcionamiento normal. El nivel actual alcanzado en estas condiciones es relevante para el dimensionamiento correcto del cableado y los dispositivos de protección, tanto en la planta FV como en el nivel de la red.

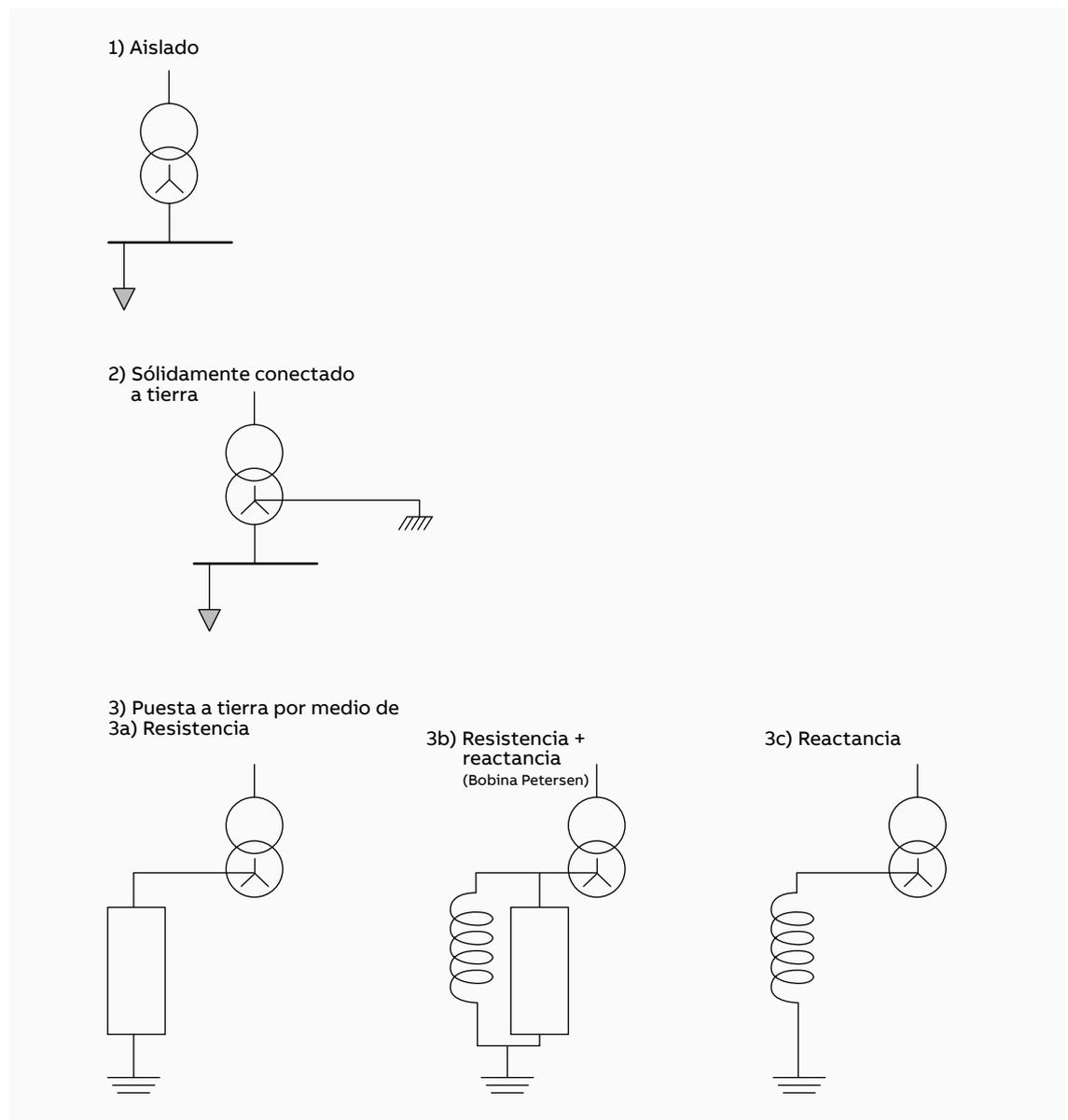
## 4.5 Estado del neutro

Para identificar fallas a tierra en una red y, por lo tanto, llevar a cabo una protección efectiva, es necesario saber en detalle cómo se ejecuta el neutro. La identificación de fallas a tierra se realiza mediante mediciones de voltaje o corriente de secuencia cero y, por lo tanto, conocer la existencia y el orden de estos parámetros es fundamental para poder seleccionar y configurar el sistema de protección.

A diferencia de las protecciones contra sobrecargas o cortocircuitos polifásicos, normalmente no llega ninguna señal (voltaje o corriente) a las protecciones que tienen que identificar fallas a tierra, pero, por otro lado, solo se produce cuando hay una falla a tierra en la red. Esta condición hace que el sistema de protección se proporcione de manera muy simple, generalmente solo requiere un umbral (voltaje o corriente) con tiempos de disparo relativamente cortos.

Al analizar los diversos tipos de estado del neutro, se pueden definir los tipos de protecciones que se pueden relacionar.

Figura 53  
Estado del neutro



### 4.5.1 Neutro aislado

En redes con neutro aislado, no se genera deliberadamente circulación de corriente de secuencia cero (por medio de sistemas de puesta a tierra) en el caso de una falla entre una fase y a tierra. Sin embargo, existe una circulación de corriente de secuencia cero en la planta vinculada a las capacidades de tierra de fase de los inversores y cables (en lo que respecta a los transformadores, las capacidades de fase a tierra son muy pequeñas y se pueden pasar por alto).

De esto se puede deducir la dificultad (en cualquier configuración, se puede detectar la red que se ejecuta) de poder identificar fallas a tierra utilizando protecciones selectivas que miden la corriente de falla.

La única forma de garantizar la identificación de la falla es la medición del voltaje de secuencia cero (voltaje normalmente igual a cero en ausencia de una falla y diferente de cero solo en presencia de una falla de fase a tierra).

Desafortunadamente, la protección de secuencia de voltaje cero (como todas las protecciones de voltaje para ese caso) no es del tipo selectivo y luego no puede identificar la posición de la falla; solo puede indicar que hay una falla en la red sin especificar su posición.

La corriente de secuencia cero, el voltaje de secuencia cero y el ángulo entre el voltaje y la corriente de secuencia cero en una red son:

- corriente de secuencia cero solo de contribución capacitiva (operación de la red interconectada metálicamente) de valor variable en cualquier caso y, en general, no está garantizada para todas las condiciones en las que se puede ejecutar la red. La identificación de las fallas no siempre es segura por medios de mediciones de corriente de secuencia cero;
- el voltaje de secuencia cero siempre se presenta en el caso de una falla a tierra. Por lo tanto, es una identificación definitiva pero con incertidumbre vinculada a la posición de la falla, ya que la señal voltimétrica es prácticamente la misma para toda la red y no permite la identificación selectiva;
- ángulo entre el voltaje y la corriente de secuencia cero: la corriente está adelantada  $90^\circ$  en comparación con el voltaje (tipo capacitivo de red).

### 4.5.2 Neutro sólidamente conectado a tierra

Con el neutro sólidamente conectado a tierra, la corriente de falla monofásica a tierra tiene el mismo orden de tamaño que la corriente de cortocircuito para fallas polifásicas. En consecuencia, es posible la identificación simple y selectiva de las fallas por medio de protecciones que miden la corriente de secuencia cero (incluso se podría omitir la protección de secuencia cero y solo se usaría la protección de fase).

La corriente de secuencia cero, el voltaje de secuencia cero y el ángulo entre el voltaje y la corriente de secuencia cero en la red son:

- corriente de secuencia cero de alto valor. Por lo tanto, la identificación de las fallas mediante la medición de la corriente siempre es segura y de tipo selectivo (la parte del asiento de la red de la falla se puede identificar correctamente);
- voltaje de secuencia cero: si este voltaje se mide entre el punto de estrella y tierra, el voltaje es nulo, mientras que, si se mide la suma vectorial de los voltajes trifásicos, esto es diferente de cero y da una indicación de una falla en la red (pero no de tipo selectivo);
- ángulo entre voltaje y corriente de secuencia cero: la corriente es tardía (valores típicos de  $75$  a  $85^\circ$ ) en comparación con el voltaje (tipo inductivo de fuente de red).

### 4.5.3 Neutro puesto a tierra por medio de resistencia

La conexión a tierra del neutro por medio de la resistencia permite obtener una corriente definida en el caso de una falla y, en consecuencia, poder llevar a cabo una protección selectiva de la red.

Dependiendo del valor de la resistencia instalada, se obtienen valores de corriente de falla mayores o menores.

La corriente de secuencia cero, el voltaje de secuencia cero y el ángulo entre el voltaje y la corriente de secuencia cero en la red son:

- corriente de secuencia cero de valor conocido. La identificación de las fallas es posible al medir la corriente de secuencia cero. La protección es por lo tanto del tipo selectivo;
- voltaje de secuencia cero: si este voltaje se mide entre el punto de estrella y tierra, el voltaje varía de acuerdo con el valor de la resistencia de conexión a tierra (para resistencias de conexión a tierra de alto valor, uno vuelve a la situación de neutro aislado, para resistencias de conexión a tierra muy valor pequeño, uno vuelve a caer en la situación de neutro sólidamente conectado a tierra). Si se mide la suma vectorial de los voltajes trifásicos, es diferente de cero y da una indicación de una falla en la red (pero no del tipo selectivo);
- ángulo entre voltaje y corriente de secuencia cero: teóricamente igual a cero (en fase).

Existen varios métodos para crear una conexión a tierra de la red de acuerdo con la disponibilidad o falta del mismo del punto de estrella como se muestra en la figura 53.

#### 4.5.4 Neutro conectado a tierra mediante impedancia (bobina Petersen)

La conexión a tierra del neutro por medio de la impedancia permite compensar las corrientes capacitivas de la red y, por lo tanto, reducir la corriente a valores relativamente pequeños en el caso de una falla y con un ángulo de falla aproximadamente igual a cero (red compensada).

La corriente de secuencia cero, el voltaje de secuencia cero y el ángulo entre el voltaje y la corriente de secuencia cero en la red son:

- corriente de secuencia cero de valor conocido. La identificación de las fallas mediante la medición de corriente de secuencia cero es posible. La protección es por lo tanto del tipo selectivo;
- voltaje de secuencia cero: la medición de la suma vectorial de los voltajes trifásicos es diferente de cero y da una indicación de una falla en la red (pero no del tipo selectivo).
- ángulo entre voltaje y corriente de secuencia cero: teóricamente igual a cero (red sintonizada). De hecho, el ángulo puede, en cualquier caso, divergir ligeramente tanto por adelantado como por retraso según la configuración de la reactancia de compensación y los cambios en la configuración de la red..

### 4.6 Medición de la corriente de falla a tierra e identificación de la fase con falla

Desde la llegada, primero de las protecciones electrónicas y luego de las digitales que tienen una baja absorción en el circuito de corriente, ha sido posible el uso de CT en anillo (capaces de dar rendimientos muy pequeños), lo que permite medir la suma vectorial de flujo en lugar de la suma vectorial de las tres corrientes (conexión residual). Cuando se conecta una protección de sobrecorriente de secuencia cero a la conexión residual de los CT de fase (conexión Holmgreen), realiza una suma vectorial de las corrientes y, por lo tanto, el resultado se ve afectado por los componentes aperiódicos vinculados a la magnetización de los transformadores. En este caso, se requieren configuraciones muy conservadoras de las protecciones y su estabilidad normalmente no está garantizada (riesgo de disparos no deseados). Por lo tanto, se sugiere utilizar sistemáticamente (obviamente, cuando sea posible) CT en anillo asociados con la protección de sobrecorriente de secuencia cero.

En el caso de que sea necesario identificar cuál de las fases es el asiento de la falla a tierra, la identificación es posible mediante protecciones de subvoltaje con medición para cada fase independiente conectada entre la fase a tierra (obviamente al VT secundario).

## 4.7 Códigos de relé de protección

La protección del punto de conexión de las plantas FV es de considerable importancia para el funcionamiento seguro y confiable de la red en general. A menudo es obligatorio tener dispositivos automáticos para apagar los cortocircuitos. El operador de la planta a menudo es responsable de la protección confiable de sus plantas contra, por ejemplo: cortocircuitos, fallas a tierra, sobrecargas, protección contra sobretensiones, etc.

Los números de dispositivo de las normas ANSI (Normas ANSI/IEEE C37.2 Norma para números de función del dispositivo de energía eléctrica, acrónimos y designaciones de contacto) identifican las características de un dispositivo de protección como un relé o un disyuntor. Los números de dispositivo se utilizan para identificar las funciones de los dispositivos que se muestran en un diagrama esquemático. La norma también proporciona descripciones de funciones.

1 Elemento maestro	42 Disyuntor en marcha	transportista o cable piloto
2 Tiempo de retardo de inicio o cierre de relé	43 Dispositivo de transferencia o selector manual	86 Relé de bloqueo
3 Relé de comprobación o de interbloqueo	44 Relé de arranque de secuencia de unidades	87 Relé de protección diferencial
4 Contactor maestro	45 Monitor de condiciones atmosféricas anormales	88 Interruptor de línea del generador de motor 89 o motor auxiliar
5 Parada	46 Relé de corriente de equilibrio de fase o fase inversa	90 Dispositivo de regulación
6 Interruptor automático de arranque	47 Relé de voltaje de equilibrio de fase o secuencia de fase	91 Relé direccional de voltaje
7 Relé de tasa de cambio	48 Relé de secuencia incompleta	92 Relé direccional de voltaje y potencia
8 Dispositivo de desconexión de alimentación de control	49 Máquina o transformador, relé térmico	93 Contactor de cambio de campo
9 Dispositivo de marcha atrás	50 Relé instantáneo de sobrecorriente	94 Relé con/sin disparo
10 Interruptor de secuencia de unidad	51 Relé de sobrecorriente de tiempo inverso de CA	95 Para aplicaciones específicas donde otros números no son adecuados
11 Dispositivo multifunción	52 Disyuntor de CA	96 Relé de bloqueo de disparo de barra colectora
12 Dispositivo de sobrevelocidad	53 Excitador o relé generador de CC	97 Para aplicaciones específicas donde otros números no son adecuados
13 Dispositivo de velocidad síncrona	54 Dispositivo de acoplamiento del engranaje giratorio	98 Para aplicaciones específicas donde otros números no son adecuados
14 Dispositivo de baja velocidad	55 Relé de factor de potencia	99 Para aplicaciones específicas donde otros números no son adecuados
15 Velocidad o frecuencia, dispositivo a juego	56 Relé de aplicación de campo	150 Indicador de falla a tierra
16 Dispositivo de comunicación de datos	57 Dispositivo de cortocircuito o conexión a tierra	AFD Detector de arco eléctrico (Arc Flash Detector) CLK Reloj o fuente de tiempo (Clock or Timing Source)
17 Interruptor de derivación o descarga	58 Relé de falla de rectificación	DDR Registrador de perturbaciones dinámicas (Dynamic Disturbance Recorder)
18 Dispositivo de aceleración o desaceleración	59 Relé de sobretensión	DFR Registrador de fallas digitales (Digital Fault Recorder)
19 Inicio de ejecución del contactor de transición	60 Relé de equilibrio de voltaje o corriente	ENV Datos ambientales (Environmental Data)
20 Válvula de accionamiento eléctrico	61 Interruptor o sensor de densidad	HIZ Detector de fallas de alta impedancia (High Impedance Fault Detector)
21 Relé de distancia	62 Retardo de tiempo de detención o apertura del relé	HMI Interfaz hombre-máquina (Human Machine Interface)
22 Disyuntor equalizador	63 Interruptor de presión	HST Lógica del esquema LGC de registros (Historian LGC Scheme Logic)
23 Dispositivo de control de temperatura	64 Relé detector de tierra	MET Medición de subestación (Substation Metering)
24 Relé de voltios por hercio	65 Regulador	PDC Concentrador de datos fasoriales (Phasor Data Concentrator)
25 Dispositivo de sincronización o verificación de sincronismo	66 Dispositivo para hacer muescas o trotar	PMU Unidad de medida fasorial (Phasor Measurement Unit)
26 Dispositivo térmico del aparato	67 Relé de sobrecorriente direccional de CA	PQM Monitor de calidad de energía (Power Quality Monitor)
27 Relé de subvoltaje	68 Relé de bloqueo	RIO Dispositivo de entrada/salida remota (Remote Input/Output Device)
28 Detector de llama	69 Dispositivo de control permisivo	RTU Unidad terminal remota/concentrador de datos (Remote Terminal Unit/Data Concentrator)
29 Contactor de aislamiento o interruptor	70 Reóstato	SER Registrador de secuencia de eventos (Sequence of Events Recorder)
30 Relé de anunciador	71 Interruptor de nivel de líquido	TCM Monitor de circuito de disparo (Trip Circuit Monitor)
31 Excitación separada	72 Disyuntor de CC	
32 Relé de potencia direccional o relé de potencia inversa	73 Contactor de resistencia de carga	
33 Interruptor de posición	74 Relé de alarma	
34 Dispositivo de secuencia maestra	75 Mecanismo de cambio de posición	
35 Dispositivo de cortocircuito con cepillo o anillo deslizable	76 Relé de sobrecorriente de CC	
36 Dispositivo de polaridad o voltaje de polarización	77 Dispositivo de telemedida	
37 Relé de corriente baja o subpotencia	78 Relé de medición de ángulo de fase o relé "fuera de paso"	
38 Dispositivo de protección de rodamientos	79 Relé de reconexión de CA	
39 Monitor de condición mecánica	80 Interruptor de flujo	
40 Relé de campo (sobreexcitación/subexcitación)	81 Relé de frecuencia	
41 Interruptor de campo	82 Relé de reconexión de CC	
	83 Control selectivo automático o relé de transferencia	
	84 Mecanismo de operación	
	85 Relé de comunicaciones,	

Se pueden usar números o letras de sufijo con los números de dispositivo para indicar la zona de protección.

El sufijo "N" se utiliza si el dispositivo está conectado a un cable neutro.

El sufijo "G" se utiliza para denotar "tierra" o "generador".

Además de los sufijos N y G, a veces se agregan otros sufijos para indicar la aplicación de la protección en detalle. Por ejemplo:

- Generador G (por ejemplo, protección diferencial 87G para generador);
- Transformador T (por ejemplo, protección diferencial 87T para transformador);
- Motor M (por ejemplo, protección diferencial 87M para motor);
- Piloto P (por ejemplo, protección diferencial 87P con cable piloto);
- Estátor S (por ejemplo, estátor de sobrecorriente 51S);
- Protección del motor LR contra rotor de funcionamiento bloqueado (51LR);
- BF falló al abrir el disyuntor 50 BF (BF = falla del disyuntor [breaker failure]);
- R utilizado para diferentes aplicaciones:
  - reactancia (por ejemplo, protección diferencial 87R);
  - subtensión para indicar tensión residual (27R);
  - rotor de una máquina síncrona (rotor de tierra 64R);
- V relacionado con la protección de sobrecorriente (51) indica que hay control de voltaje o restricción de voltaje (51V);
- t indica que la protección está temporizada (por ejemplo, protección 50t contra cortocircuito de sobrecorriente con retardo agregado)..

Las protecciones eléctricas son de diferentes tipos y tienen diferentes aplicaciones:

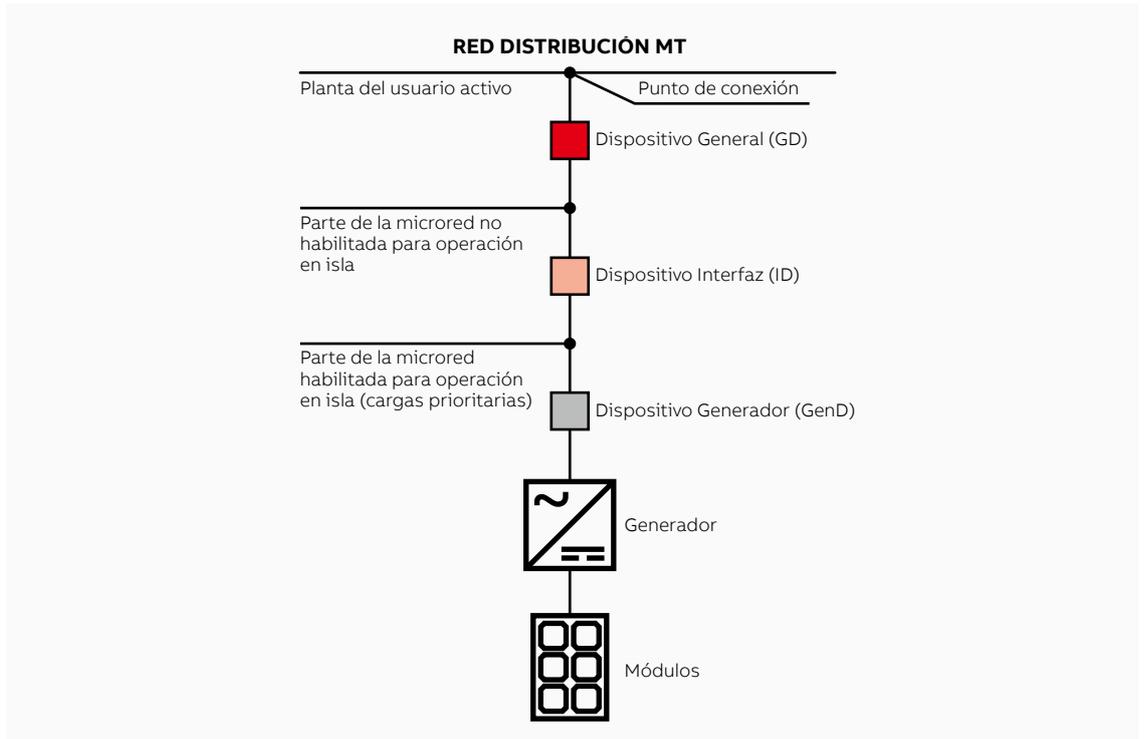
- protecciones de área (por ejemplo, diferencial o con impedancia);
- protecciones de la máquina (por ejemplo, potencia inversa);
- protecciones selectivas (por ejemplo, sobrecorriente);
- protecciones selectivas (por ejemplo, subtensión, frecuencia);
- protecciones en soporte (por ejemplo, fusibles, sobrecorriente, subtensión);
- protecciones de interfaz (por ejemplo, protecciones de subtensión; sub/sobre y tasa de cambio de frecuencia; sobrecorriente para desconexión entre la red de la planta y la red de servicios);
- protecciones para hacer automatismos (por ejemplo, verificación de sincronismo).

Una planta de producción FV conectada a la red de MV} debe contar con: Los dispositivos<sup>20</sup> que se proporcionarán cuando un sistema de producción FV esté conectado a la red son:

- dispositivo general (GD), ubicado inmediatamente más abajo del punto de conexión y capaz de desconectar toda la planta del usuario desde la red de distribución. El GD se puede operar utilizando un disyuntor tripolar de MV, versión extraíble, equipado con un disparador de apertura de derivación o un disyuntor tripolar de MV, equipado con un disparador de apertura de derivación y un interruptor-seccionador tripolar de MV instalado en el lado de suministro del disyuntor en sí;
- dispositivo de interfaz (ID), capaz de garantizar la desconexión de parte de la planta del usuario (generadores y posiblemente cargas prioritarias), así permite que las cargas funcionen en modo aislado, así como la operación conectada a la red;
- dispositivo generador (GenD), capaz de excluir de la red solo las unidades generadoras, por separado. En el caso de las unidades generadoras de LV, el GenD puede consistir en un disyuntor automático.

—  
20  
Un solo dispositivo podría realizar diferentes funciones; en cualquier caso, por razones de seguridad, se instalarán al menos 2 dispositivos.

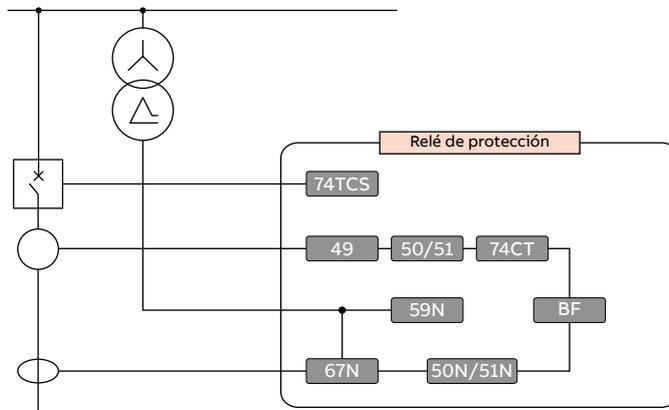
Figura 54  
Por ejemplo,  
de protección  
implementada en la  
protección general



De acuerdo con los requisitos anteriores, los siguientes relés se establecerán con las funciones de protección relacionadas.

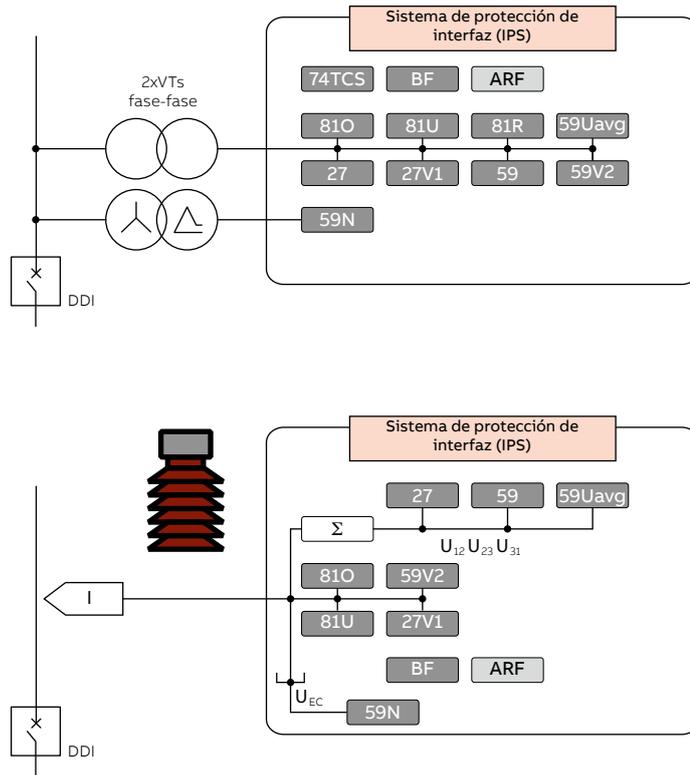
- Sistema de protección general: proteger la red de MV y sus clientes conectados en caso de fallas en la planta FV es un deber del sistema de protección general.

Figura 55  
Por ejemplo,  
de protección  
implementada en la  
protección general



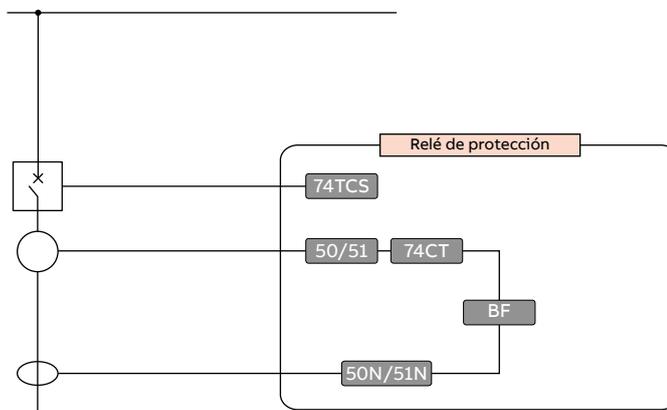
- Sistema de protección de interfaz (IPS) (por ejemplo, protecciones contra subtensión; sub/sobre y tasa de cambio de frecuencia; sobrecorriente para desconexión entre la red de la planta y la red de servicios): proteger la planta FV en caso de fallas en la red de MV y desconectar la planta FV de la red en caso de solicitud del DSO son funciones del sistema de protección de interfaz.

Figura 56  
Por ejemplo,  
de protección  
implementada en el  
sistema de protección  
de interfaz



En caso de que el sistema FV esté diseñado con más de un transformador de MV/LV, los relés de protección del transformador/de la línea se establecerán con las funciones de protección relacionadas.

Figura 57  
Por ejemplo,  
de protección  
implementada en el  
transformador/la línea



## 4.8 Filosofía de los ajustes de protección

Los objetivos del sistema de protección son los siguientes:

- limitar el daño a las personas y a la planta.
- Garantizar la máxima continuidad del servicio para la planta no afectada por fallas.
- Activar los automatismos provistos.

Las características peculiares del sistema de protección de una red eléctrica son las siguientes:

- **dependencia:** puede ser llamado a trabajar después de un período corto o largo después de la instalación. En cualquier caso, debe funcionar cuando se le solicite.
- **Seguridad:** no debe funcionar cuando no es necesario (no debe funcionar durante transitorios). Debe permitir las diversas condiciones de servicio y activar los automatismos provistos.
- **selectividad:** debe operar solo y cuando sea necesario, garantizando la máxima continuidad del servicio con una mínima desconexión de la red; la selectividad podría ser:
  - **Selectividad de tiempo:** el tipo de selectividad de tiempo se obtiene al graduar los tiempos de disparo de las protecciones (discriminación de tiempo o selectividad de tiempo) para que el relé más cercano a la falla se dispare en un tiempo más corto en comparación con los que están más lejos.
  - **Selectividad actual:** el tipo actual de selectividad se obtiene al graduar el umbral de disparo de las protecciones a valores actuales más altos que los que pueden involucrar las protecciones del lado de la carga (discriminación actual o selectividad actual).
  - **Selectividad de protección diferencial y de protección de distancia:** Este tipo de selectividad explota la primera ley de Kirchoff en el nodo, es decir, la suma de las corrientes en un nodo debe ser igual a cero, si la suma de las corrientes es diferente de cero significa que hay una falla.
  - **Selectividad lógica:** La selectividad lógica, también conocida como selectividad de área, es un criterio de selectividad que se introdujo recientemente con la llegada de las protecciones digitales. Este criterio de selectividad se puede aplicar tanto a las protecciones de sobrecorriente que identifican fallas de fase como a las protecciones de sobrecorriente que identifican fallas a tierra.
- **Velocidad:** representada por el tiempo mínimo de falla.
- **Simplicidad:** medida por la cantidad de equipos necesarios para proteger la red.
- **Economía:** evaluado como el costo del sistema de protección en relación con el costo del mal funcionamiento.

Un sistema de protección es siempre el conjunto de los siguientes elementos:

- transformadores de instrumentos (VT o CT)
- relés con ajustes adecuados.

La selección del tipo de carcasa de protección se realizará en función de lo siguiente:

- código de red y estándares;
- riesgo aceptable (consecuencias de la falla);
- corrientes de cortocircuito (máxima y mínima);
- estado del neutro;
- presencia de autoproducción en planta;
- coordinación con el sistema existente;
- coordinación con la protección de red establecida por los operadores del sistema de distribución (Distribution System Operators, DSO);
- configuraciones y criterios de funcionamiento de la red;
- prácticas.

El objetivo es lograr el mejor compromiso técnico y económico que permita una protección adecuada contra "fallas" con probabilidad "significativa" y verificar que la inversión sea acorde con la importancia de la planta.

En cualquier caso, para la selección de protección, se verificará el código de la red nacional y se implementará la recomendación del código de la red.





# Protección contra los choques eléctricos, puesta a tierra y protección contra el contacto indirecto

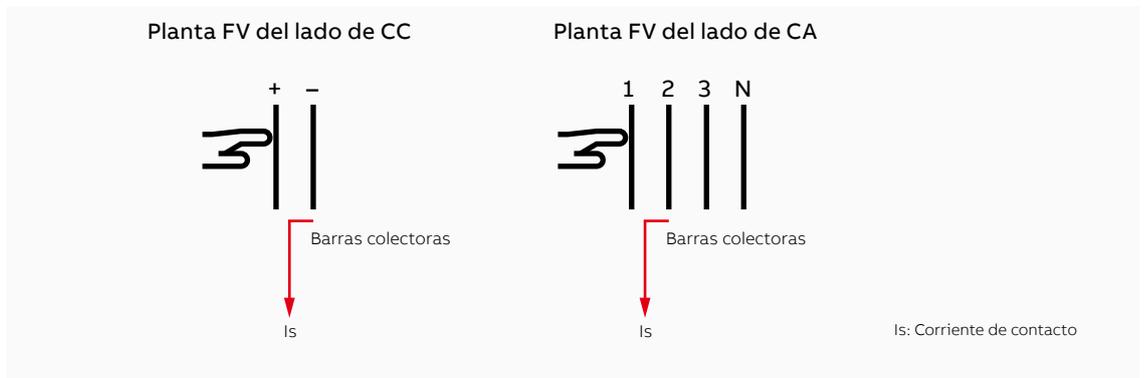
<b>5.1 Protección contra los choques eléctricos: contacto directo</b>	74
<b>5.2 Protección contra el contacto indirecto</b>	75
5.2.1 Puesta a tierra	76
5.2.2 Configuraciones de puesta a tierra de la estructura de un sistema	77
5.2.2.1 Circuitos de CC no puestos o no conectados a tierra	77
5.2.2.2 Circuitos de CC de dos hilos puestos o conectados a tierra con un valor óhmico alto	78
5.2.2.3 Circuitos de CC de dos hilos con puesta o conexión a tierra funcional	78
5.2.2.4 Circuitos de CC bipolares puestos o conectados a tierra	79
5.2.3 Protección contra los efectos de las fallas de aislamiento	79
5.2.4 Plantas con aislamiento galvánico: plantas con transformador	80
5.2.4.1 Partes conductoras accesibles aguas arriba (del lado del generador FV) del punto de aislamiento galvánico de la instalación	80
5.2.4.2 Partes conductoras accesibles aguas abajo (del lado de carga) del punto de aislamiento galvánico de la instalación	83
5.2.5 Plantas sin aislamiento galvánico: plantas sin transformador	84
5.2.6 Corriente de fuga capacitiva	85

# Protección contra los choques eléctricos, puesta a tierra y protección contra el contacto indirecto

## 5.1 Protección contra los choques eléctricos: contacto directo

El contacto directo se define como un fenómeno que se produce cuando una persona tiene contacto con un conductor activo de una instalación eléctrica.

Figura 58  
Representación del contacto directo



Conforme a la norma IEC 60364-7-712, para brindar protección contra un choque eléctrico del lado de CC de una planta FV, se debe aplicar una de las siguientes medidas protectoras:

- aislamiento doble o reforzado;
- muy baja tensión.

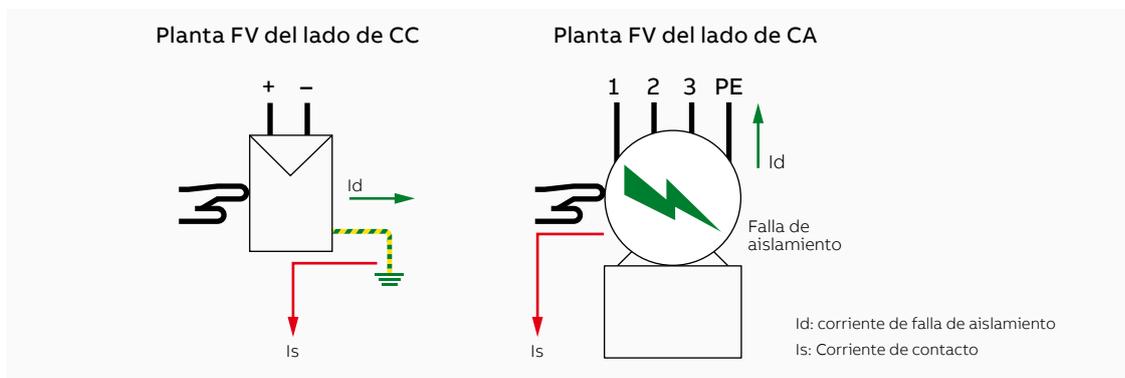
En la instalación FV conectada a la red, en consideración de la capacidad  $V_{oc}$  del generador FV, generalmente la medida protectora que se aplica contra un choque eléctrico es el doble aislamiento o el aislamiento reforzado<sup>21</sup>: entonces, todo el equipo que se usa del lado de CC hasta los terminales del inversor (p. ej., módulos FV, cajas de combinación, cables, etc.) deben ser de clase II o un aislamiento equivalente conforme a la norma IEC 61140 "Protección contra los choques eléctricos. Aspectos comunes a las instalaciones y a los equipos". La protección contra el contacto directo es independiente de la puesta a tierra de la red.

<sup>21</sup> De acuerdo con la norma IEC 60364-7-712 para módulos FV, las canalizaciones que se usan del lado de CC deben ser de clase II o un aislamiento equivalente; IEC 60364-7-712 no descarta el uso de módulos FV de clase I de seguridad.

## 5.2 Protección contra el contacto indirecto

El contacto indirecto se define como un fenómeno que se produce cuando una persona tiene contacto con una parte conductora accesible. Es el resultado de una falla de aislamiento que provoca que fluya una corriente de falla.

Figura 59  
Representación del contacto indirecto



El mundo de las instalaciones no siempre es tan directo: en lo que respecta a las normas eléctricas, se puede dividir en 2 grupos: países con normas IEC y países con normas NEC.

IEC 60364 se trata de una recopilación de documentos que definen requisitos de funcionamiento, prácticas y principios fundamentales, que reflejan la idea europea sobre las canalizaciones y las redes de distribución.

El Código Eléctrico Nacional (NEC) consiste en un conjunto de normas específicas cuyo objetivo es que se usen para el diseño, la instalación y la aplicación uniforme de instalaciones de sistemas eléctricos según los principios y las prácticas estadounidenses.

Con el fin de ofrecer seguridad para las personas, el ganado y las propiedades contra riesgos y daños que pueden resultar del uso razonable de las instalaciones eléctricas, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) elaboró la norma IEC 60364. La norma identifica tres características distintas de las redes de distribución:

- tipos de puesta a tierra de la red;
- tipos de puesta a tierra de la red de las partes conductoras accesibles del equipo eléctrico;
- características de los dispositivos de protección (dispositivos de desconexión y de alarma).

En consecuencia, se identifican las siguientes características para el tipo de red de distribución:

- tipo y cantidad de conductores activos de la red<sup>22</sup>;
- tipo de puesta a tierra de la red.

La medida protectora siempre exige una coordinación entre los tipos de puesta a tierra de la red y los tipos de dispositivos de protección.

IEC 60364 establece un "Código de dos letras" para identificar el tipo de puesta a tierra. El "Código de dos letras" se basa en la puesta a tierra del lado de la fuente y del lado del dispositivo. La primera letra indica cómo se realiza la puesta a tierra del lado de la fuente (generador o transformador); la segunda, cómo se realiza la puesta a tierra del lado del dispositivo.

Las letras que se utilizan son las siguientes:

- "T": significa una conexión directa de un punto a tierra;
- "I": significa que o bien no hay ningún punto conectado a tierra, o que está conectado a través de una impedancia alta;
- "N": significa que hay una conexión directa a neutro en la fuente de la instalación que, a su vez, está conectada a tierra.

La letra que aparece después del "Código de dos letras" identifica la disposición de los conductores neutros y de protección.

Las letras que se utilizan son las siguientes:

- "S": función protectora brindada por un conductor independiente del conductor neutro o del de línea a tierra (o, en las redes de CA, de fase a tierra);

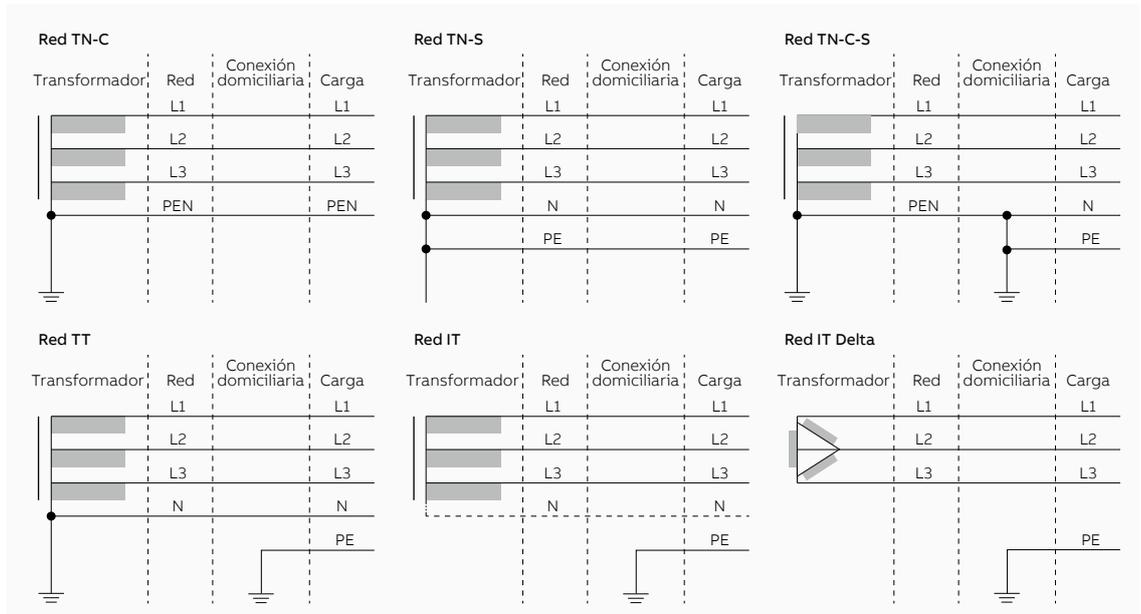
22  
IEC 60364 indicates the following conductor arrangement:  
single-phase 2-wire;  
single-phase 3-wire;  
two-phase 3-wire;  
three-phase 3-wire;  
three-phase 4-wire.  
NEC indicates the following conductor arrangement and installation system:  
single-phase 2-wire;  
single-phase 3-wire (split-phase),  
three-phase 4-wire Delta system;  
three-phase 4-wire Wye system;  
three-phase 4-wire Delta Hi-Leg system.

- “C”: funciones neutras y protectoras combinadas en un único conductor (conductor PEN). IEC 60364-5-54 define tres esquemas principales estandarizados de sistemas de puesta a tierra:
- Sistema TT (neutro a tierra: la fuente y la carga están conectadas a tierra de forma independiente): en la instalación, todas las partes conductoras accesibles y los elementos conductores ajenos están conectados a una toma de tierra independiente.
- Sistemas TN (el neutro está puesto a tierra solo del lado del transformador), las partes conductoras accesibles están conectadas al neutro: en la instalación, todas las partes conductoras accesibles y los elementos conductores ajenos están conectados al conductor neutro. A continuación se indican las pocas versiones de sistemas TN:
  - Sistema TN-C: el conductor neutro también cumple la función de conductor de protección y se lo conoce como conductor PEN (de puesta a tierra de protección y neutro); este tipo de sistema no está permitido si los conductores tienen menos de 10 mm<sup>2</sup> o si los equipos son portátiles<sup>23</sup>.
  - Sistema TN-S: el conductor de protección y el neutro están separados. El sistema TN-S es obligatorio si los circuitos tienen secciones transversales de menos de 10 mm<sup>2</sup> o si los equipos son portátiles<sup>24</sup>.
  - Sistema TN-C-S: Se pueden usar los sistemas TN-C y TN-S en la misma instalación. En el sistema TN-C-S, el sistema TN-C (4 hilos) nunca puede usarse aguas abajo del sistema TN-S (5 hilos).
- Sistema IT (neutro aislado o a tierra por impedancia)
  - sistema IT (neutro aislado)
  - sistema IT (neutro a tierra por impedancia)

—  
23  
En el sistema TN-C, la interrupción o suspensión del conductor neutro está prohibida.

—  
24  
En el sistema TN-S, el conductor neutro se puede interrumpir; el conductor de protección no se puede interrumpir.

—  
Figura 60  
Configuración de la red



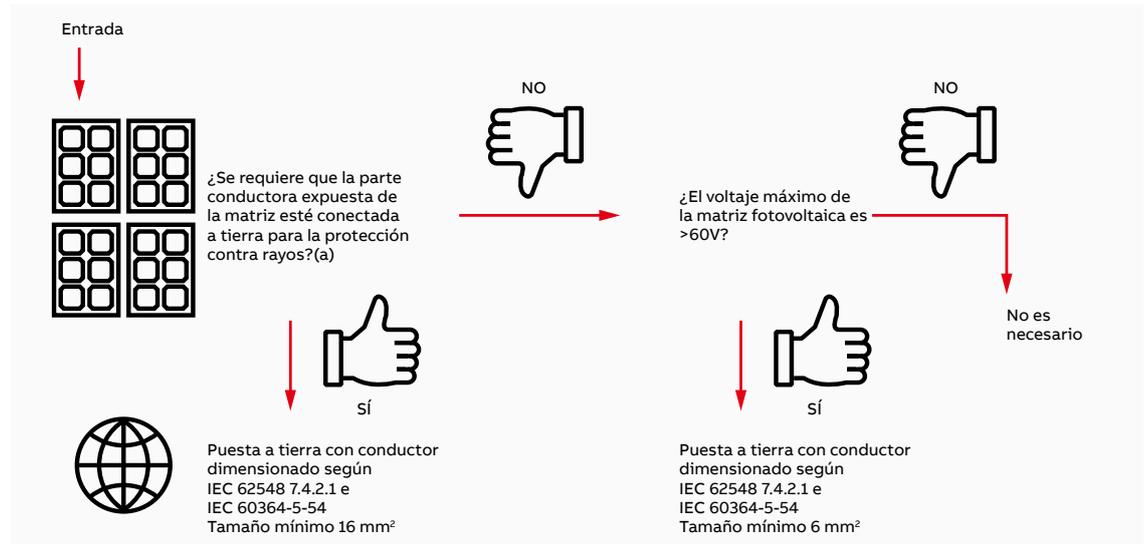
### 5.2.1 Puesta a tierra

El concepto de puesta a tierra aplicado a un sistema fotovoltaico (FV) puede comprender tanto las partes conductoras accesibles (p. ej., marcos metálicos de los módulos FV) como las partes activas del sistema FV (p. ej., las celdas).

Conforme a IEC 62548, existen las siguientes opciones de puesta a tierra o conexión de partes de los sistemas FV:

- Puesta a tierra para protección contra rayos: este tipo de puesta a tierra se analizará en el párrafo 7.
- Conexión equipotencial para evitar potenciales eléctricos irregulares a lo largo de la instalación.
- Puesta a tierra funcional de las partes que no transportan corriente: en este caso, la puesta a tierra o la conexión de las partes conductoras accesibles del sistema FV (p. ej., marcos metálicos de los paneles) se debe realizar según los requisitos del diagrama de flujo (Figura 61); para realizar la puesta a tierra en el campo, consulte IEC 62305-3.
- Puesta a tierra funcional del polo del sistema FV: la estructura de los sistemas FV puestos a tierra funcionalmente se describe en el párrafo 5.2.2.

Figura 61  
Diagrama de flujo para la determinación de la puesta a tierra funcional de las partes conductoras que no transportan corriente.



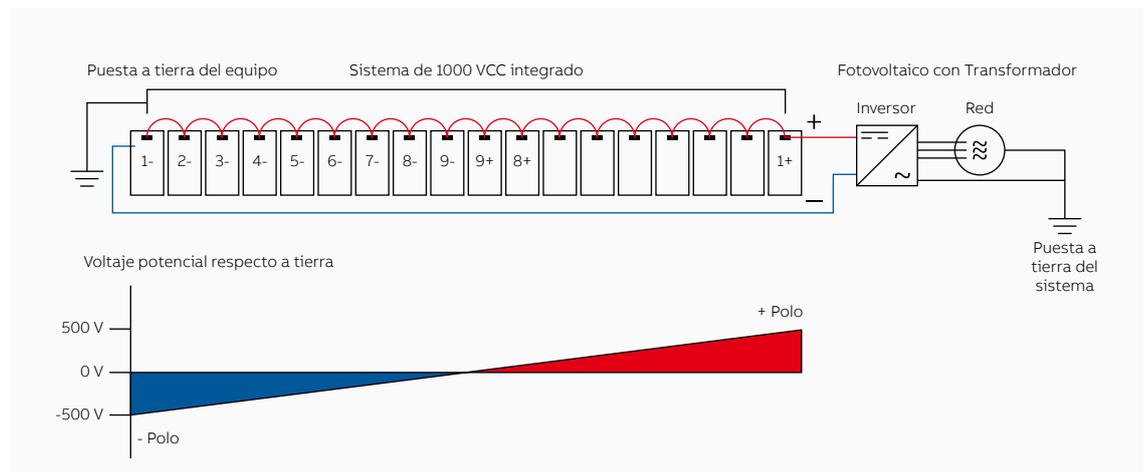
Un sistema FV puede ponerse a tierra solo si tiene una separación galvánica (p. ej., por medio de un transformador) de la red eléctrica mediante un transformador. Un sistema aislado FV parecería ser más seguro para las personas que toquen una parte activa; en realidad, la resistencia de aislamiento a tierra de las partes activas no es ilimitada y, por lo tanto, una persona puede ser atravesada por una corriente que retorna mediante esa resistencia. Dicha corriente aumenta a medida que la tensión a tierra y el tamaño de la planta son mayores, dado que la resistencia de aislamiento a tierra disminuye. Además, el deterioro fisiológico de los aisladores, provocado por el paso del tiempo y la presencia de humedad, reduce la propia resistencia de aislamiento. Por consiguiente, en las plantas muy grandes, la corriente que pasa mediante una persona que toca una parte activa puede causar su electrocución y, por lo tanto, la ventaja de los sistemas aislados sobre los sistemas puestos a tierra solo está presente si se trata de plantas pequeñas.

### 5.2.2 Configuraciones de puesta a tierra de la estructura de un sistema FV

Los requisitos de los fabricantes de inversores y módulos FV deben tenerse en cuenta al determinar la estructura del lado de CC de un sistema de puesta a tierra. Tal como se mencionó anteriormente, un sistema FV puede ponerse a tierra solo si tiene una separación galvánica de la red eléctrica.

#### 5.2.2.1 Circuitos de CC no puestos o no conectados a tierra

Si el inversor y el transformador no brindan un aislamiento o una separación simple del sistema de CA conectado a tierra, se necesitan circuitos de CC no puestos a tierra<sup>25</sup>. Los sistemas FV con sistemas de CC no puestos a tierra ofrecen una protección de fallas a tierra fuerte cuando cuentan con un sistema de detección de resistencia de aislamiento o de monitoreo de corriente residual. En caso de que falle cualquiera de los cables de CC del sistema, la puesta a tierra del sistema se produce en el punto de fallo y el sistema de CC cambia de estado flotante a estado de puesta a tierra. Generalmente, el generador FV es de clase II<sup>26</sup> de seguridad y, entonces, el primer fallo no genera un circuito cerrado para la corriente de falla.



25  
Conforme a IEC 60364-7-712, la puesta a tierra funcional de una parte activa del lado de CC no está permitida si el inversor y el transformador no brindan un aislamiento o una separación simple del sistema de CA conectado a tierra.

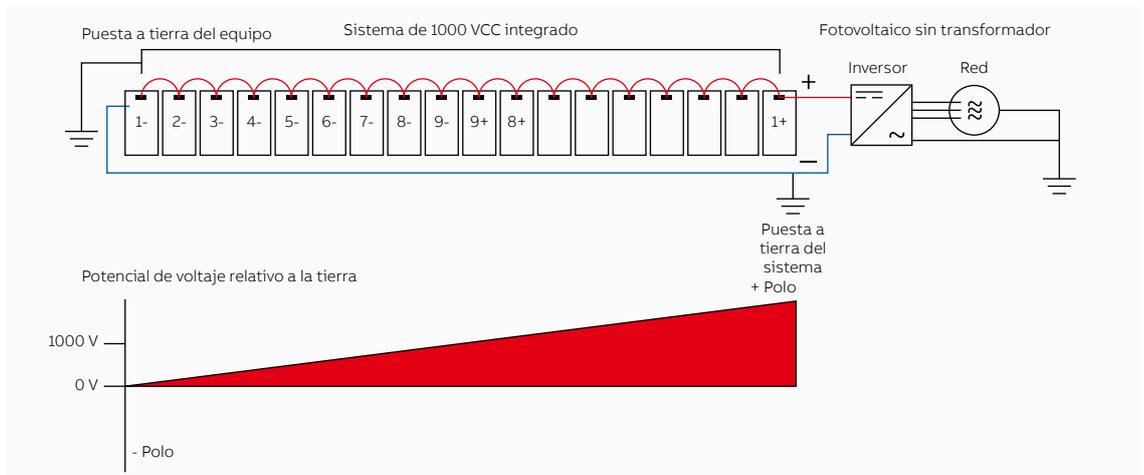
26  
De acuerdo con la norma IEC 60364-7-712 para módulos FV, las canalizaciones que se usan del lado de CC deben ser de clase II o un aislamiento equivalente; IEC 60364-7-712 no descarta el uso de módulos FV de clase I de seguridad. Los módulos FV de seguridad de clase I no son frecuentes.

Figura 62  
Circuitos de CC no puestos o no conectados a tierra

### 5.2.2.2 Circuitos de CC de dos hilos puestos o conectados a tierra con un valor óhmico alto

Este tipo de estructura de sistemas de puesta a tierra se utiliza en el sistema FV donde se necesita una tensión de referencia a tierra para evitar fenómenos degradatorios de los módulos FV (p. ej., se necesita la puesta a tierra del polo negativo de los sistemas FV para evitar la degradación potencial inducida [PID] en módulos cristalinos de tipo P). La puesta a tierra del polo del sistema se consigue usando una impedancia. El valor de impedancia se fija para limitar la corriente de falla (p. ej., 300 mA); en el caso de una avería severa, la impedancia se desconecta, el polo a tierra se desconecta y la puesta a tierra del sistema se interrumpe en el punto de fallo: el sistema de protección da una señal de alarma después de que la resistencia se apaga. Este tipo de comportamiento de funcionamiento reduce el arco eléctrico y las chispas que provocan las corrientes que se pueden generar con los sistemas a tierra. Este tipo de configuración está permitido solo para un inversor con un transformador integrado. IEC 60364-7-712 exige una separación simple o un aislamiento en el inversor o del lado de CA. De todos modos, la compatibilidad de esta configuración con el inversor se debe verificar con el fabricante del inversor.

Figura 63  
Circuitos de CC de dos hilos puestos o conectados a tierra



### 5.2.2.3 Circuitos de CC de dos hilos con puesta o conexión a tierra funcional

La puesta a tierra de uno de los conductores del sistema FV por motivos funcionales se permite mediante conexiones internas inherentes al inversor o a otro dispositivo de protección contra fallas a tierra si está diseñado y es apto para esta configuración. El sistema de CC conectado a tierra funcionalmente se utiliza en el sistema FV donde se necesita una tensión de referencia a tierra para evitar fenómenos degradatorios de los módulos FV (p. ej., se necesita la puesta a tierra del polo negativo de los sistemas FV para evitar la degradación potencial inducida [PID] en módulos cristalinos de tipo P).

Este tipo de configuración está permitido solo para un inversor con un transformador integrado. IEC 60364-7-712 exige una separación simple o un aislamiento en el inversor o del lado de CA. De todos modos, la compatibilidad de esta configuración con el inversor se debe verificar con el fabricante del inversor.

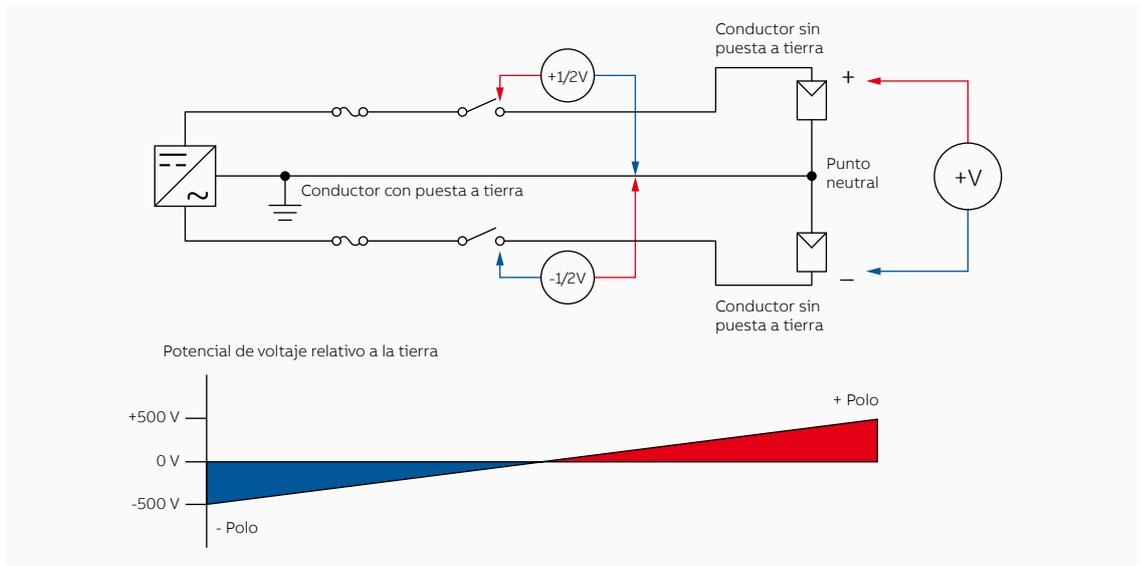
### 5.2.2.4 Circuitos de CC bipolares puestos o conectados a tierra

Este tipo de estructura de sistema de puesta a tierra aparece en la norma NEC 690.41, y no en la especificación técnica IEC TS 62738; se utiliza cuando:

- el inversor exige que la tensión de referencia a tierra se establezca en el centro de la cadena (toma central);
- la tensión de funcionamiento del inversor es mayor que la tensión máxima del sistema de los módulos FV; con la toma central, la tensión de referencia a tierra está establecida en el centro de la cadena y, por eso, la tensión de funcionamiento del sistema FV podría ser, al menos, 2 veces la tensión máxima del sistema del módulo.

La puesta a tierra de la toma central se consigue usando una impedancia o una conexión a tierra directa.

Figura 64  
Circuitos de CC bipolares puestos o conectados a tierra



### 5.2.3 Protección contra los efectos de las fallas de aislamiento

La norma IEC 61215-2 exige que, para un módulo FV, la resistencia de aislamiento mínima sea de  $40 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$ : el área de un módulo FV de 60 celdas monocristalinas de 6" es aproximadamente de  $1,62 \text{ m}^2$  y, entonces, la resistencia de aislamiento mínima de este módulo es cerca de  $25 \text{ M}\Omega$ . En una planta FV, las resistencias de aislamiento de  $n$  módulos FV conectados al mismo inversor forman una conexión en paralelo a la tierra y, por lo tanto, se pueden sumar recíprocamente:

Ecuación 46

$$R_{iso \text{ PVplant}} = \frac{1}{\frac{1}{R_{iso \text{ module } 1}} + \frac{1}{R_{iso \text{ module } 2}} + \dots + \frac{1}{R_{iso \text{ module } n}}}$$

Si todos los  $n$  módulos FV que componen un campo FV son del mismo tipo, la resistencia total de la planta FV a tierra se puede calcular de la siguiente manera:

Ecuación 47

$$R_{iso \text{ PVplant}} = \frac{R_{iso \text{ module}}}{n}$$

Donde:

$n$  es la cantidad de módulos que componen el campo FV.

Según esto, los campos FV con una gran cantidad de módulos FV conectados tienen valores de resistencia de aislamiento medidos menores que los campos FV más pequeños (p. ej., un sistema residencial). Mayores corrientes de fuga, en relación con valores de resistencia de aislamiento bajos, aumentan el riesgo de choque al personal. Durante el diseño del campo FV, el ingeniero proyectista debe considerar los valores de resistencia de aislamiento para definir el tamaño máximo de los sistemas conectados a una sola barra de CC del inversor. IEC 62548 exige medidas protectoras para CC. Las fallas de aislamiento se aplican a la central eléctrica FV. Según las configuraciones de puesta a tierra de la estructura del sistema FV, las medidas protectoras (detección o medida, acción en la falta e indicación en la falta) se deben seleccionar de manera apropiada conforme a IEC 62548.

## 5.2.4 Plantas con aislamiento galvánico: plantas con transformador

Las plantas FV con aislamiento galvánico del lado de CC de la red eléctrica se pueden poner a tierra funcionalmente; el generador FV (del lado de CC) puede estar o aislado o conectado a tierra, tal como se explica más arriba en el párrafo 5.2.2, como protección contra los contactos indirectos.

Es fundamental diferenciar:

- partes conductoras accesibles aguas arriba del punto de aislamiento galvánico de la instalación;
- partes conductoras accesibles aguas abajo del punto de aislamiento galvánico de la instalación.

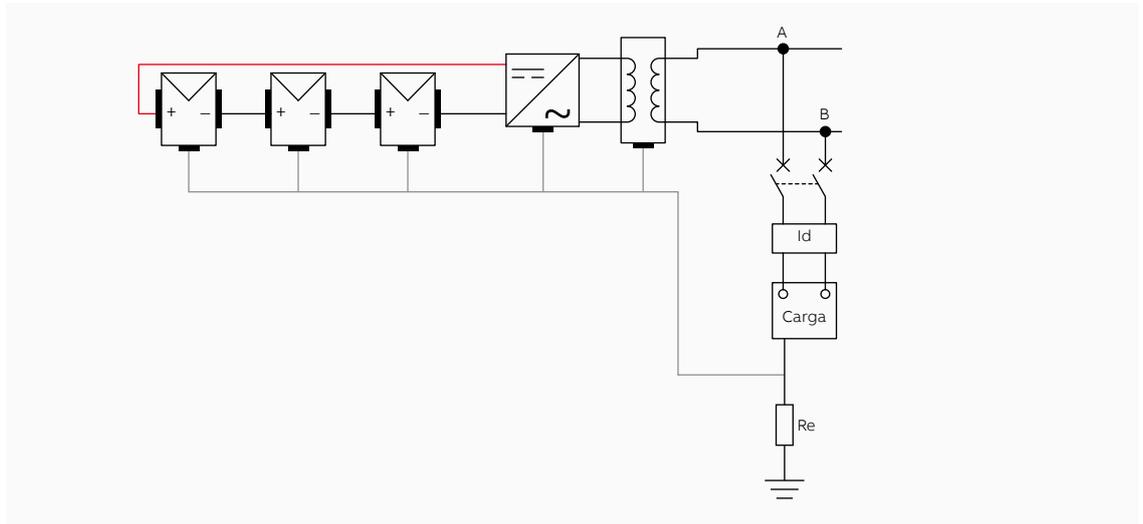
En este caso, "aguas arriba" y "aguas abajo" se refieren a la dirección de la energía eléctrica que produce la planta FV.

### 5.2.4.1 Partes conductoras accesibles aguas arriba (del lado del generador FV) del punto de aislamiento galvánico de la instalación

#### Plantas con un generador FV aislado

En el caso de las plantas con un generador FV aislado, las partes activas del sistema FV están aisladas y las partes conductoras accesibles (p. ej., marcos metálicos de los módulos FV) están puestas a tierra. El esquema de sistema de puesta a tierra del lado de CC es IT.

Figura 65  
Plantas con un generador FV aislado, las partes activas del sistema FV están aisladas y las partes conductoras accesibles (p. ej., marcos metálicos de los módulos FV) están conectadas a tierra.



Por motivos de seguridad, el sistema de puesta a tierra de la planta FV coincide con el del consumidor. Sin embargo, para hacer que el controlador de aislamiento (resistencia de aislamiento a tierra de un sistema FV) del inversor funcione correctamente y monitorear el generador FV, es necesario que los marcos o las estructuras portantes de los módulos (incluso si son de clase II) estén puestas a tierra.

Conforme a IEC 60364-6, la resistencia a tierra ( $R_e$ ) de las partes conductoras accesibles debe cumplir con la siguiente condición:

$$R_e \leq \frac{120}{I_d}$$

Donde:

- $I_d$  es la corriente de la primera falta a tierra, que no se sabe con anticipación, pero que generalmente es muy baja en las plantas de tamaño pequeño;
- $R_e$  es la resistencia a tierra de la planta del consumidor, que se especifica para una falta en la red.

En el caso de faltas dobles, conforme a IEC 60364-6, la tensión de las partes conductoras accesibles interconectadas será menor que:

Ecuación 49

$$I_{sc} \cdot R_{eqp} \leq 120V$$

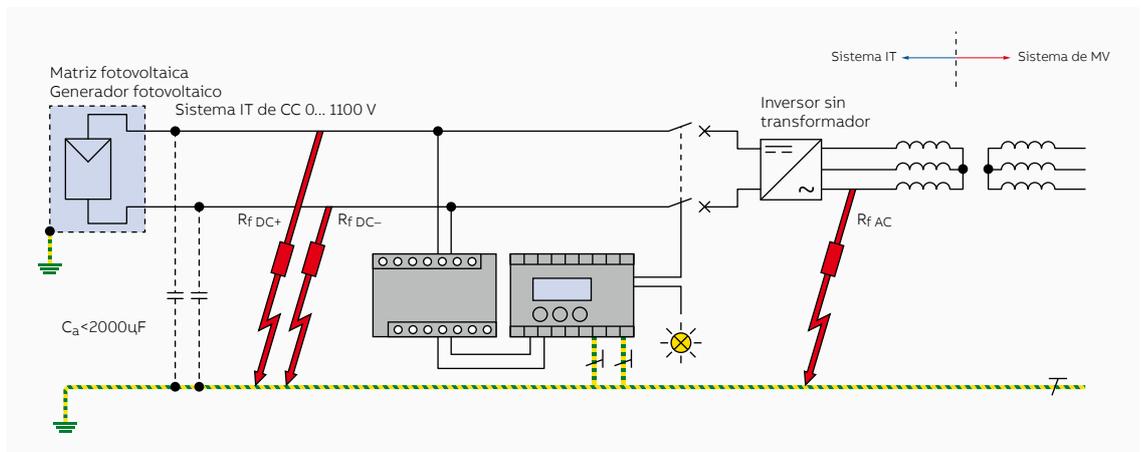
Donde:

- $I_{sc}$  es la corriente de los módulos involucrados en el cortocircuito;
- $R_{eqp}$  es la resistencia del conductor que interconecta las partes conductoras accesibles afectadas por la falta.

Por ejemplo, si  $R_{eqp} = 1 \Omega$  (valor aproximado por exceso), entonces  $I_{sc}$  no supera los 120 A, lo que es normal en las plantas de tamaño pequeño; por lo tanto, la tensión de contacto efectiva, en caso de que hubiera una segunda falta, no sería peligrosa.

Por el contrario, en las plantas de tamaño grande es necesario reducir a límites aceptables la posibilidad de que ocurra una segunda falla, al eliminar la primera falla a tierra detectada por el controlador de monitoreo de resistencia de aislamiento (así sea que esté dentro del inversor conforme a IEC 62109-2, o que sea externo).

Figura 66 Controlador de monitoreo de aislamiento



De conformidad con IEC 62548, se debe proporcionar un medio para medir la resistencia de aislamiento del sistema FV a tierra:

- inmediatamente antes de que comience a funcionar;
- y, al menos, una vez cada 24 hs.

Se puede medir la resistencia de aislamiento del sistema FV a tierra de la siguiente manera:

- mediante un dispositivo de medida de aislamiento conforme a IEC 61557-2;
- o mediante un dispositivo de monitoreo de aislamiento (IMD) conforme a IEC 61557-8.

Los valores límite mínimos de detección dependen de la dimensión del campo FV (consulte la Tabla 1: IEC 62548).

Tabla 1

Dimensión del campo FV [kW]	Límite de $R_{iso}$ [k $\Omega$ ]
Dimensión del campo FV < 20 kW	30
20 kW < dimensión del campo FV < 30 kW	20
30 kW < dimensión del campo FV < 50 kW	15
50 kW < dimensión del campo FV < 100 kW	10
100 kW < dimensión del campo FV < 200 kW	7
200 kW < dimensión del campo FV < 400 kW	4
400 kW < dimensión del campo FV < 500 kW	2
Dimensión del campo FV > 500 kW	1

todos los casos de fallas de aislamiento, la medida de  $R_{iso}$  puede continuar, la indicación de falla puede detenerse y el sistema puede volver a funcionar con normalidad solo si  $R_{iso}$  se ha recuperado a un valor mayor que el límite indicado en la Tabla 1.

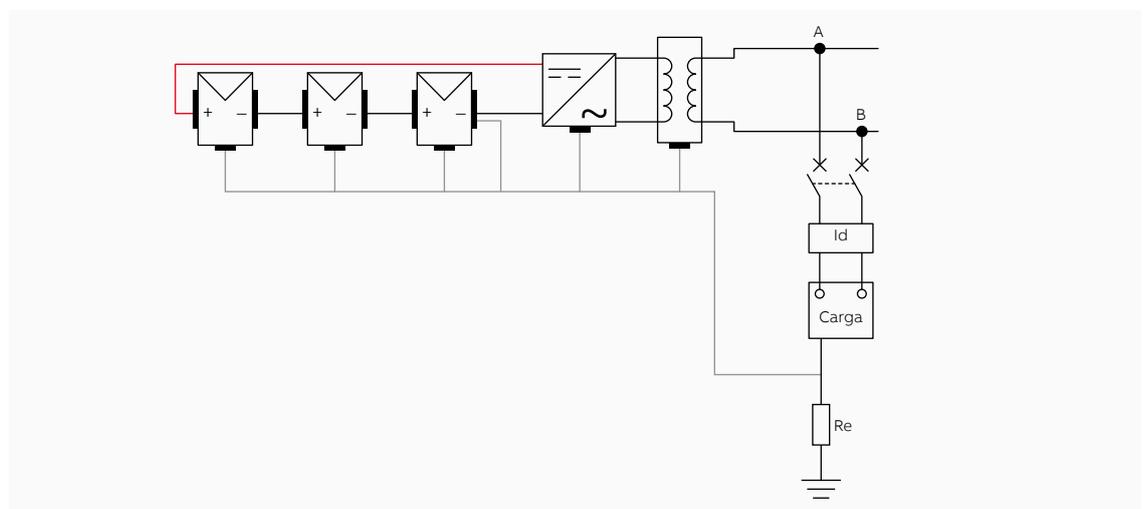
—  
27  
En el caso de un sistema de alta tensión (> 1000 V) del lado de CC, se recomienda usar circuitos de CC no puestos o no conectados a tierra.

—  
Figura 67  
Plantas con un generador FV puesto a tierra funcionalmente, las partes activas del sistema FV y las partes conductoras expuestas (p. ej., marcos metálicos de los módulos FV) están puestas a tierra.

**Plantas con un generador FV puesto a tierra funcionalmente**

En el caso de las plantas con un generador FV puesto a tierra funcionalmente, las partes activas del sistema FV y las partes conductoras accesibles (p. ej., marcos metálicos de los módulos FV) están conectadas a tierra.

El esquema de sistema de puesta a tierra del lado de CC es TN<sup>27</sup>.



Si hay una falla a tierra, ocurre un cortocircuito como en los sistemas TN normales, pero no es posible detectar dicha corriente mediante los dispositivos de corriente máxima, dado que la característica de las plantas FV es la producción de corrientes de falla con valores que no son mucho más altos que la corriente asignada. Debido a esta diferencia entre las corrientes de defecto de las plantas FV y la corriente asignada, las plantas FV grandes que funcionen a una tensión de alrededor de 1000 V serán plantas de alto riesgo.

Conforme a IEC 62548, se deben proporcionar medios para monitorear la corriente de falla a tierra de la siguiente manera:

- mediante sistemas de monitoreo de corriente residual;
- mediante medios de interrupción de la falta a tierra.

El monitoreo de la corriente residual se debe efectuar cada vez que el sistema FV esté conectado a una referencia a tierra con los medios de desconexión automática cerrados. Debe medir la media cuadrática (RMS) de la corriente residual total (componentes de CA y de CC). El monitoreo de la corriente residual, si hay una falta, debe provocar una acción en la falta dentro de 0,3 s e indicarle a la falta que la corriente residual permanente supera el valor límite.

El valor límite, conforme a IEC 62548, es:

- 300 mA para los inversores con una potencia de salida asignada ≤ 30 kVA;
- 10 mA por kVA de potencia de salida asignada (en todos los casos, al menos 5 A) para los inversores con una potencia de salida asignada > 30 kVA.

La acción en la falta puede consistir en desconectar:

- el circuito de salida de cualquier circuito de salida conectado a tierra;
- el sistema FV; o
- todos los polos de la parte en falta del sistema FV del inversor.

El inversor puede brindar esta funcionalidad de corriente residual (conforme a IEC 62109-2).

El medio de interrupción de falla a tierra se puede conseguir mediante un dispositivo que interrumpa automáticamente la corriente en el conductor de puesta a tierra funcional si se produjera una falla a tierra del lado de CC. El dispositivo debe estar asignado para la tensión máxima del sistema FV y debe contar con una capacidad de interrupción asignada equivalente a la corriente máxima de cortocircuito del sistema FV. El dispositivo que permite interrumpir la falla a tierra debe tener una corriente asignada que no supere los valores indicados en la Tabla 2 (IEC 62548).

—  
Tabla 2

Dimensión del campo FV [kW]	Límite de R <sub>iso</sub> [kΩ]
Dimensión del campo FV < 25 kW	1
25 kW < dimensión del campo FV < 50 kW	2
50 kW < dimensión del campo FV < 100 kW	3
100 kW < dimensión del campo FV < 250 kW	4
Dimensión del campo FV > 250 kW	5

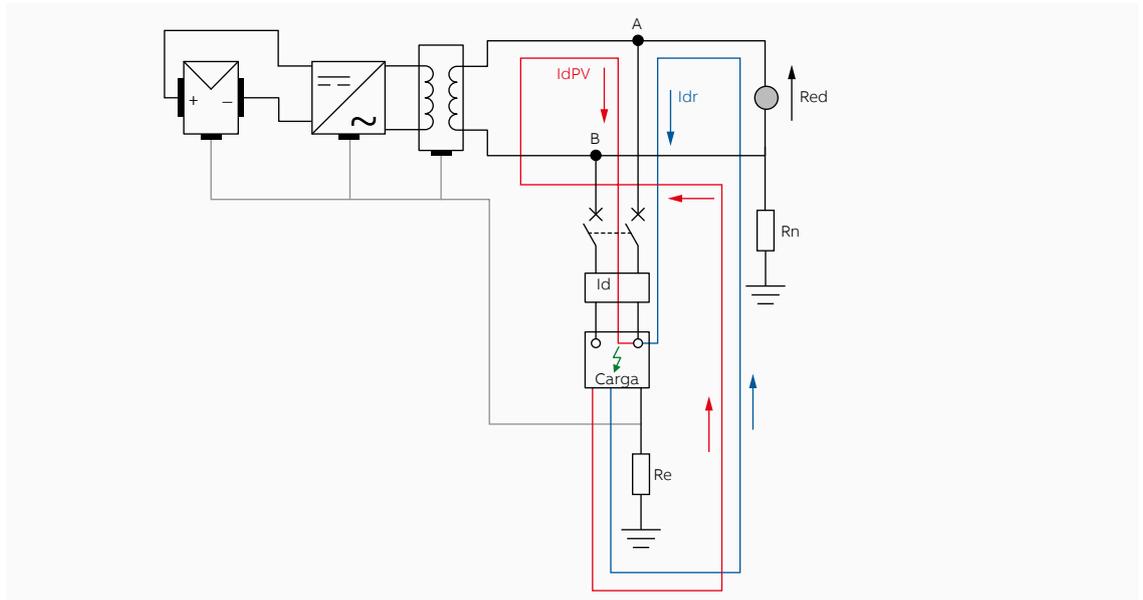
### 5.2.4.2 Partes conductoras accesibles aguas abajo (del lado de carga) del punto de aislamiento galvánico de la instalación

La instalación de una planta FV, del lado de CA, generalmente está protegida mediante la desconexión automática de la alimentación que se puede establecer a partir de una conexión eléctrica de protección combinada con un interruptor automático en miniatura o un dispositivo de corriente residual conforme a IEC 60364-4-41.

#### Consumidor de red con un sistema conectado a tierra TT y partes conductoras accesibles que pertenecen a la planta del consumidor

En un consumidor de red con un sistema conectado a tierra TT, se necesita un interruptor automático de corriente residual como protección principal en caso de falla. El interruptor automático de corriente residual ubicado al inicio de la planta del consumidor protege las partes conductoras accesibles que pertenecen a la planta del consumidor contra las fallas provocadas tanto por la red como por el generador FV.

Figura 68  
Consumidor de red con un sistema conectado de tipo TT protegido por un interruptor automático de corriente residual ubicado al inicio de la planta del consumidor; partes conductoras accesibles que pertenecen a la planta del consumidor.

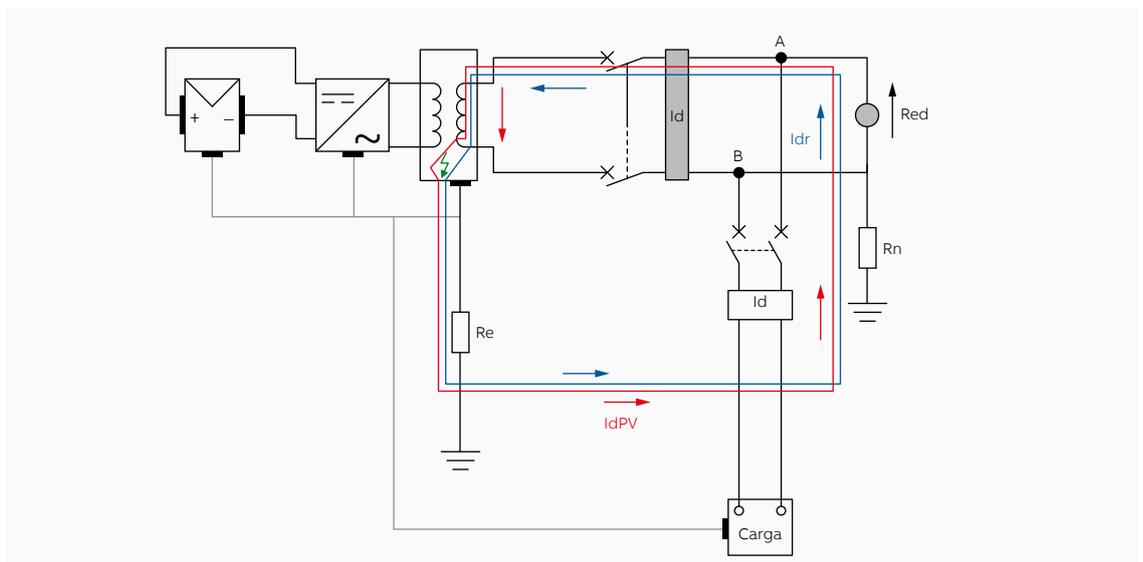


#### Consumidor de red con un sistema conectado a tierra TT y partes conductoras accesibles entre el punto paralelo A-B y la red

En un consumidor de red con un sistema conectado a tierra TT, se necesita un interruptor automático de corriente residual como protección principal en caso de falla. El interruptor automático de corriente residual ubicado al inicio de la planta del consumidor falla en el caso de partes conductoras accesibles entre el punto paralelo A-B y la red.

Un dispositivo de protección contra corriente residual se debe instalar específicamente para proteger las partes conductoras accesibles entre el secundario del transformador y los interruptores automáticos.

Figura 69  
Consumidor de red con un sistema conectado de tipo TT protegido por un interruptor automático de corriente residual ubicado al inicio de la planta del consumidor y por un interruptor automático de corriente residual ubicado entre el secundario del transformador y los interruptores automáticos; partes conductoras accesibles entre el punto paralelo A-B y la red.



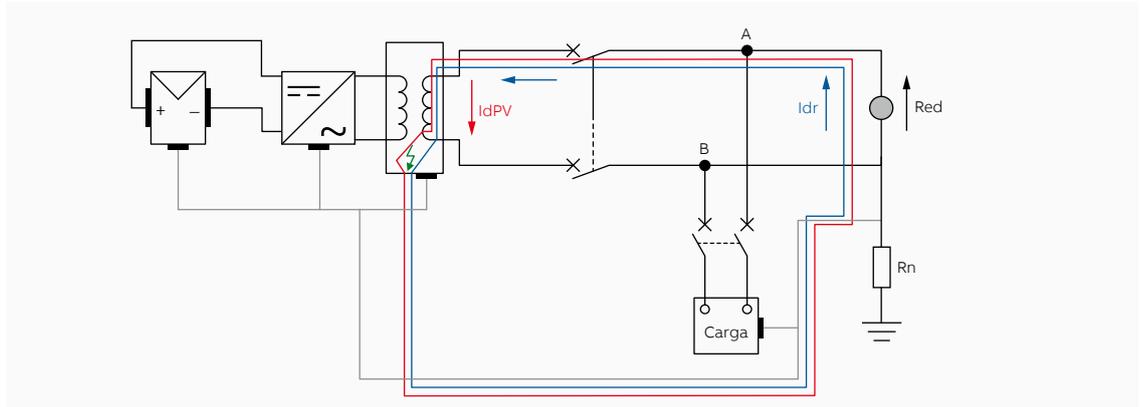
### Consumidor de red con un sistema conectado a tierra TN y partes conductoras accesibles entre el punto paralelo A-B y la red

En un consumidor de red con un sistema conectado a tierra TN, las corrientes residuales son mucho mayores que la corriente residual asignada del dispositivo de corriente residual. La corriente de falla del lado de CA provoca la desconexión de los dispositivos de sobrecorriente (interruptor automático en miniatura) por las veces previstas en la norma. En el caso de partes conductoras accesibles entre el punto paralelo A-B y la red, no se necesitan interruptores automáticos de corriente residual; los dispositivos de sobrecorriente (interruptor automático en miniatura) pueden garantizar la protección mediante la desconexión automática si la corriente residual asignada se coordina con la resistencia a tierra  $R_e$ , de conformidad con la relación normal de los sistemas TT.

Ecuación 50

$$R_e \leq \frac{50}{I_d}$$

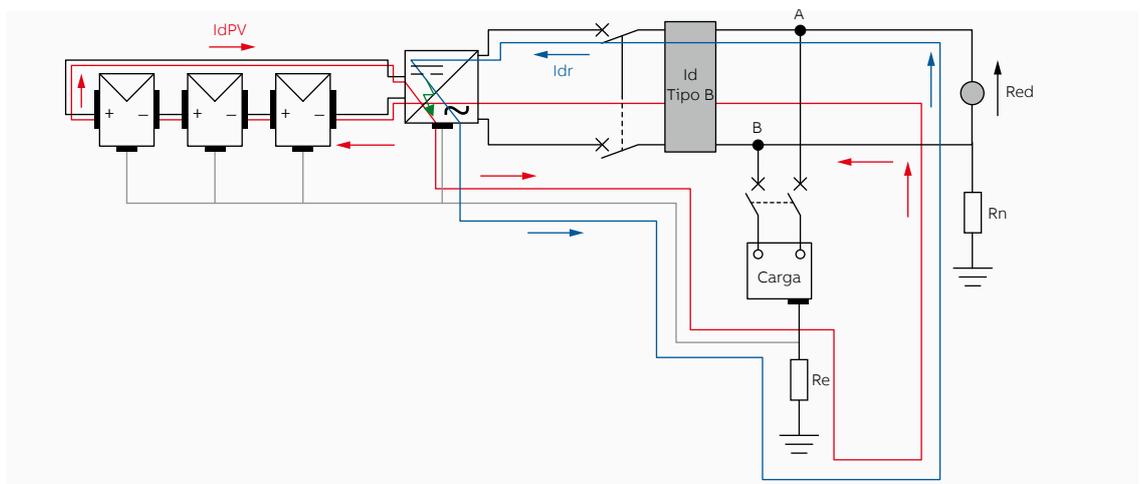
Figura 70  
Consumidor de red con un sistema de tipo TN; partes conductoras accesibles entre el punto paralelo A-B y la red.



### 5.2.5 Plantas sin aislamiento galvánico: plantas sin transformador

Si no hay un transformador de separación entre la instalación FV y la red, la propia instalación FV se debe aislar de tierra en las partes activas, y se convierte en una extensión de la red de abastecimiento, generalmente con un punto conectado a tierra (sistema TT o TN). En relación con las partes conductoras accesibles de la planta del consumidor y aguas arriba del punto paralelo A-B, desde un punto de vista conceptual, aún es aceptable lo explicado en el párrafo 5.2.4.2. Del lado de CC, una falla a tierra en las partes conductoras accesibles determina la desconexión del interruptor automático de corriente residual ubicado aguas abajo del inversor. Tras la desconexión del dispositivo de corriente residual, el inversor entra en modo de reserva debido a la falta de tensión de la red, pero la falla se alimenta del generador FV.

Figura 71  
Plantas con un generador FV aislado y un inversor sin transformador



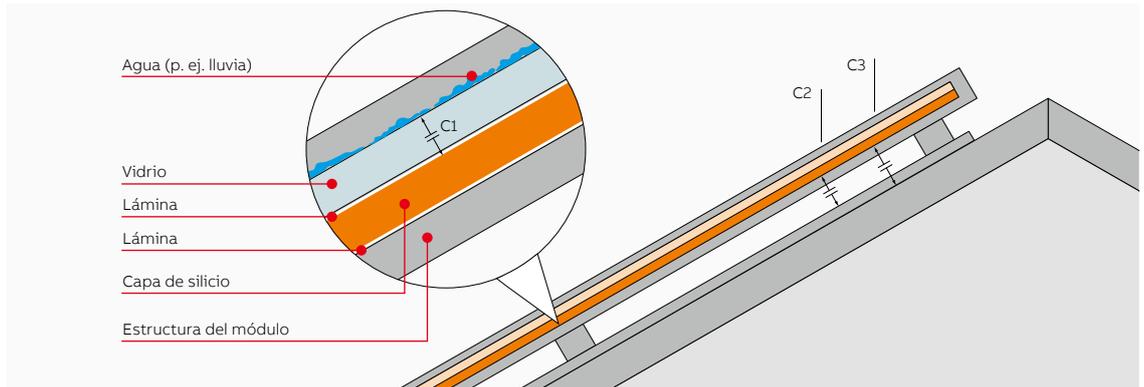
Dado que el sistema FV es de tipo IT del lado de CC, las consideraciones establecidas en el párrafo 5.2.4.1, para plantas con un generador FV aislado, aún son válidas. Para fallas a tierra del lado de CC y en las partes conductoras accesibles aguas arriba del punto paralelo A-B, el interruptor automático de corriente residual del lado de la carga del inversor es atravesado por una corriente residual que no se alterna. Cuando se utiliza un dispositivo de corriente residual (RCD) para proteger el circuito de alimentación de CA FV, según los requisitos de IEC 60364-7-712, el RCD tiene que ser de tipo B conforme a IEC 62423 o IEC 60947-2.

## 5.2.6 Corriente de fuga capacitiva

La estructura mecánica de los módulos y su instalación producen una capacitancia "parásita". La capacitancia parásita es proporcional a las superficies conductoras del sistema FV. La capacitancia parásita aumentará aún más si las superficies están húmedas (p. ej., por la lluvia o la condensación). La capacitancia parásita no afecta el aislamiento de los módulos FV, por lo que la seguridad personal aún está garantizada, aunque el comportamiento de funcionamiento del inversor FV podría verse condicionado. Los módulos FV instalados en una cubierta generan 3 tipos distintos de capacitancia parásita:

- capacitancia parásita C1 debido a una capa de agua en el vidrio;
- capacitancia parásita C2 debido a un marco portante a tierra;
- capacitancia parásita C3 debido al área de superficie de la cubierta.

Figura 72  
parasitic capacitances



La capacitancia parásita total es:

Ecuación 51

$$C_{TOT} = C1 + C2 + C3$$

Generalmente, la capacidad total  $C_{TOT}$  está controlada por C1 en condiciones lluviosas y húmedas y, entonces, C2 y C3 se pueden ignorar.

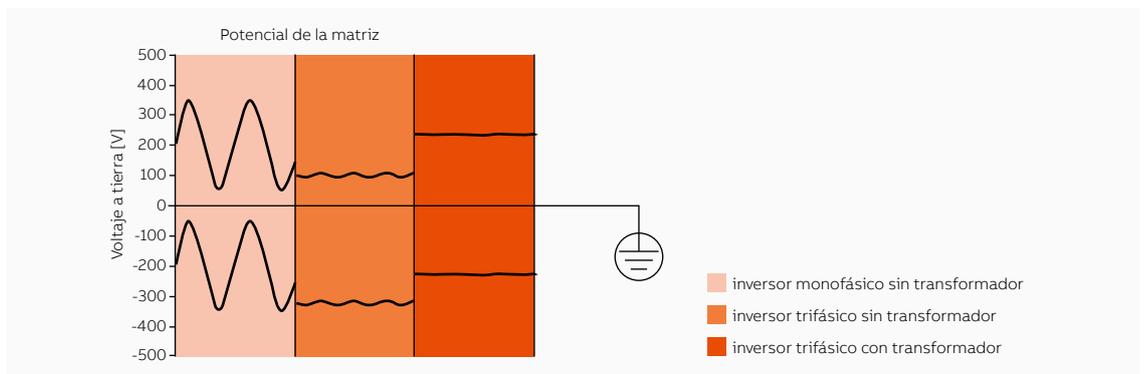
Ecuación 52

$$C3 \ll C2 \ll C1$$

Mientras funciona, el inversor conecta los módulos FV a CA. Según el tipo de inversor, una parte de la amplitud de tensión alterna llega al módulo FV y, luego, todo el sistema FV oscila con una tensión alterna en relación con el entorno.

Al usar inversores sin transformador monofásicos, normalmente la mitad de la amplitud la red pasa al módulo FV. Al usar inversores sin transformador trifásicos, la amplitud de oscilación es menor que la de los inversores sin transformador monofásicos. Al usar inversores con transformadores, se puede detectar una pequeña "onda" de apenas unos pocos voltios.

Figura 73  
Potencial del sistema



Esta tensión fluctuante cambia constantemente el estado de carga del condensador parásito y se genera una corriente de fuga capacitiva, proporcional a la capacitancia y la amplitud de tensión aplicada. Si una falta (p. ej., aislamiento defectuoso) hace que una línea activa entre en contacto con una persona a tierra, una corriente adicional pasa a tierra. Las corrientes totales (corriente de fuga y corriente residual) forman la corriente diferencial. Para brindar seguridad personal, si se produce una corriente residual de 30 mA, los inversores sin transformador deben estar desconectados de la red de distribución de energía eléctrica y entonces, por este motivo, durante el proceso de abastecimiento, la corriente diferencial (corriente de fuga + corriente residual) se mide con una unidad de monitoreo de corriente residual sensible a todos los polos.



# Protección contra sobrecorrientes

<b>6.1 Protección contra sobrecorrientes del lado de CC</b>	88
6.1.1 Cable protections	88
6.1.2 Protección de las strings contra la corriente inversa	90
6.1.3 Contribución del inversor	90
6.1.4 Selección de los dispositivos de protección	91
6.1.5 Ubicación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes	93
<b>6.2 Protección contra sobrecorrientes del lado de CA</b>	93
<b>6.3 Selección de los dispositivos de interrupción y desconexión</b>	94

# Protección contra sobrecorrientes

## 6.1 Protección contra sobrecorrientes del lado de CC

### 6.1.1 Cable protections

No es necesario proteger los cables de las cadenas FV contra sobrecargas si se los selecciona con una corriente admisible igual o mayor que 1,25 veces  $I_{sc}$ .

Ecuación 53

$$I_{cu\ string} \geq 1.25 \cdot I_{sc}$$

No es necesario proteger los cables del subsistema FV contra sobrecargas si se los selecciona con una corriente admisible igual o mayor que 1,25 veces la suma de la  $I_{sc}$  de las cadenas del subsistema.

Ecuación 54

$$I_{cu\ sub-array} \geq 1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc}$$

donde:

$S_{SA}$  es la cantidad de cadenas FV conectadas en paralelo del subsistema FV.

No es necesario proteger los cables de la conexión FV contra sobrecargas si se los selecciona con una corriente admisible igual o mayor que 1,25 veces la suma de la  $I_{sc}$  de las cadenas del sistema.

Ecuación 55

$$I_{cu\ array} \geq 1.25 \cdot S_A \cdot I_{sc}$$

donde:

$S_A$  es la cantidad de cadenas FV conectadas en paralelo del sistema FV.  
(Vea el esquema de la próxima página).

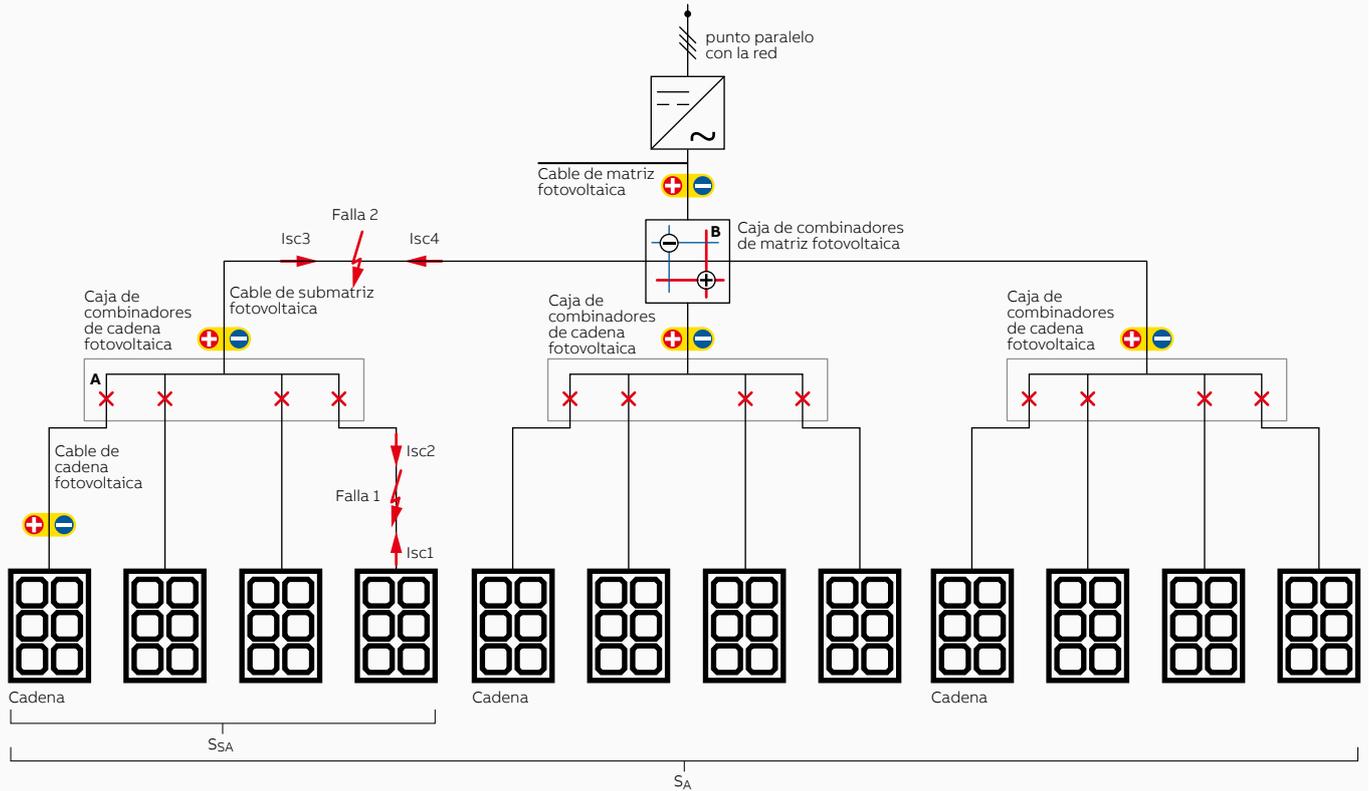


Figure 74  
Fallas en los cables del sistema, del subsistema y de las cadenas.

- **A** representa el dispositivo de protección instalado en la caja de combinación de la cadena FV.
- **B** representa el dispositivo de protección instalado en la caja de combinación del sistema FV.
- $S_{SA}$  es la cantidad de cadenas FV conectadas en paralelo del subsistema FV.
- $S_A$  es la cantidad total de cadenas FV conectadas en paralelo del subsistema FV.

En relación con los cortocircuitos, podría ocurrir una sobrecorriente dentro de un sistema FV en los cables de CC del generador FV si:

- hay un defecto entre la polaridad del sistema FV (cortocircuitos en los componentes del generador FV);
- hay un defecto a tierra en los sistemas puestos a tierra;
- hay un doble defecto a tierra en los sistemas aislados a tierra.

Los módulos FV son fuentes limitadas de corriente y el valor de su corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) es apenas mayor que la corriente de funcionamiento ( $I_{MPP}$ ).

En caso de que un cortocircuito afecte los cables o conectores de la cadena (Falla 1 en la Figura 74), el cable de la cadena se alimenta:

- aguas arriba por la cadena en consideración ( $I_{sc1} = 1.25 \cdot I_{sc}$ );
- aguas abajo por las demás cadenas ( $S_A - 1$ ) conectadas ( $I_{sc2} = 1.25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$ ).

En caso de una planta FV pequeña que tenga solo 2 cadenas ( $S_A = 2$ ), resulta que:

Ecuación 56 
$$I_{sc2} = 1.25 \cdot (2 - 1) \cdot I_{sc} = I_{sc1}$$

Por lo tanto, no es necesario proteger los cables y los conectores de la cadena FV contra cortocircuitos. Si las cadenas conectadas en paralelo son más de 3 ( $S_A \geq 3$ ), resulta que:

Ecuación 57 
$$I_{sc2} > I_{sc1}$$

Por lo tanto, se deben proteger los cables y los conectores de la cadena contra cortocircuitos cuando su corriente admisible es menor que  $I_{sc2}$ .

Ecuación 58 
$$1.25 \cdot I_{sc} \leq I_{z\ string} < I_{sc2} = 1.25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$$

En caso de que un cortocircuito afecte los cables entre la caja de combinación de la cadena FV y la del sistema FV (Falla 2 en la Figura 74), el cable de la cadena se alimenta:

- aguas arriba por la cadena del subsistema FV ( $I_{SC3} = 1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{SC}$ );
- aguas abajo por las demás cadenas ( $S_A - S_{SA}$ ) conectadas ( $I_{SC4} = 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{SC}$ ).

En caso de una planta FV en la que  $S_A = 2 S_{SA}$ , resulta que:

Ecuación 59

$$I_{SC4} = 1.25 \cdot (2S_A - S_A) \cdot I_{SC} = 1.25 \cdot S_A \cdot I_{SC} = I_{SC3}$$

Por lo tanto, no es necesario proteger los cables del subsistema FV contra cortocircuitos.

En caso de que  $S_A > 2 S_{SA}$ , resulta que:

Ecuación 60

$$I_{SC4} > I_{SC3}$$

Por lo tanto, se deben proteger los cables contra cortocircuitos cuando su corriente admisible es menor que  $I_{SC4}$ .

Ecuación 61

$$1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{SC} \leq I_{z \text{ sub-array}} < I_{SC4} = 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{SC}$$

## 6.1.2 Protección de las cadenas contra la corriente inversa

Debido a manchas o fallas, una cadena puede volverse pasiva y, entonces, absorber y disipar la energía eléctrica generada por las demás cadenas conectadas en paralelo; una corriente que fluye a través de la cadena en consideración en dirección inversa en relación con la de condiciones de funcionamiento estándar; la corriente inversa puede dañar los módulos ( $I_{rev \text{ module}}$  es la corriente inversa máxima que admiten los módulos FV; se especifica en la ficha técnica de los módulos FV).

En caso de las cadenas  $S_A$  conectadas en paralelo, la corriente inversa máxima ( $I_{rev \text{ max}}$ ) es:

Ecuación 62

$$I_{rev \text{ max}} = (S_A - 1) \cdot I_{SC}$$

If  $I_{rev \text{ max}} < I_{rev \text{ module}}$  no se necesita proteger las cadenas contra la corriente inversa.

Por el contrario, si  $I_{rev \text{ max}} > I_{rev \text{ module}}$  es absolutamente necesario proteger las cadenas contra la corriente inversa de conformidad con IEC 62548, cláusula 6.5.3.

## 6.1.3 Contribución del inversor

La contribución del inversor a los cortocircuitos del lado de CC puede provenir de la red y de la descarga del condensador del inversor. La corriente de cortocircuito de la red se produce a partir de los diodos de rueda libre del inversor que, en este caso, actúa como un puente rectificador. Dicha corriente está limitada por las impedancias del transformador y de los inductores que pertenecen al circuito de salida. En el caso de un inversor con un aislamiento galvánico a 50 Hz, existe esta corriente.

En el caso de un inversor sin aislamiento galvánico (inversores sin transformador), generalmente tiene un convertidor CC-CC en la entrada; así que, el funcionamiento del generador FV en un rango amplio de tensión está asegurado; si el convertidor CC-CC es un convertidor elevador, por su clasificación constructiva, incluye al menos un diodo de bloqueo que evita que la corriente de la red contribuya al cortocircuito; si el convertidor CC-CC es un convertidor reductor, por su clasificación constructiva, no puede evitar que la corriente de la red contribuya al cortocircuito.

La corriente de descarga de los condensadores está limitada por los cables que hay entre el inversor y la falla, y se agota con una tendencia exponencial: cuanto menor es la impedancia de la extensión del cable, mayor es la corriente inicial, pero menor el tiempo constante de descarga. La energía que circula se limita a la que estaba almacenada inicialmente en los condensadores.

En el caso de un diodo de bloqueo instalado en serie con uno de los dos polos, la contribución al cortocircuito es nula.

En el caso de una corriente de descarga de los condensadores muy alta, relacionada con constantes de un período largo, podría ser necesario un aumento del poder de corte de los interruptores automáticos.

### 6.1.4 Selección de los dispositivos de protección

En relación con la protección contra cortocircuitos del lado de CC, de conformidad con la norma IEC 62548, cláusula 7.3, los dispositivos deben:

- ser claramente aptos para usar CC;
- tener una tensión de servicio asignada igual o mayor que la tensión máxima de la cadena o sistema FV (consulte el párrafo 3.2.2);
- tener características asignadas de IP apropiadas para el lugar y el ambiente de la instalación;
- tener características asignadas de temperatura apropiadas para el lugar y el ambiente de la instalación.

En las situaciones en que se necesita la protección contra sobrecorrientes, se puede elegir una de las siguientes opciones:

- a) cada cadena FV se debe proteger con un dispositivo de protección contra sobrecorrientes, en el que la protección contra sobrecorrientes nominal asignada del dispositivo de protección contra sobrecorrientes de la cadena será  $I_n$ , donde:

$$1.5 \cdot I_{sc} < I_n < 2.4 \cdot I_{sc}$$

Ecuación 63

$$I_n < I_{rev\ module}$$

Ecuación 64

donde:

$I_{rev\ module}$  es la corriente inversa máxima que admiten los módulos FV; se especifica en la ficha técnica de los módulos FV.

- b) las cadenas se pueden agrupar en paralelo con la protección de un dispositivo contra sobrecorrientes siempre y cuando:

$$1.5 \cdot S_g \cdot I_{sc} < I_{ng} < \{I_{rev\ module} - [(S_g - 1) \cdot I_{sc}]\}$$

Ecuación 65

donde:

$S_g$  es la cantidad de cadenas por grupo con la protección de un solo dispositivo de sobreintensidad;  $I_{ng}$  es la protección contra sobrecorrientes nominal asignada del dispositivo de protección contra sobrecorrientes del grupo.

Generalmente, las cadenas se pueden agrupar solo con un dispositivo de protección contra sobrecorrientes si la corriente inversa máxima que los módulos FV admiten ( $I_{rev\ module}$ ) es mayor que 4 veces  $I_{sc}$ .

Para proteger los cables de las cadenas, los conectores y los módulos FV contra sobrecorrientes o corriente inversa, se pueden aplicar los siguientes métodos estándar a las cadenas:

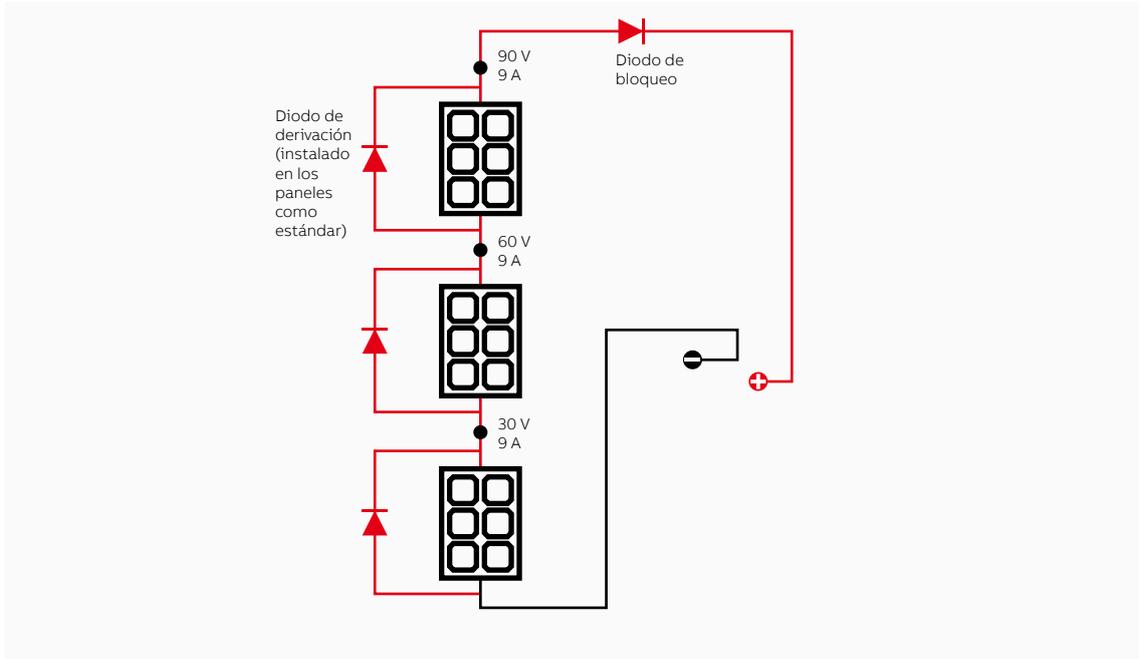
- Fusibles gPV, conforme a IEC 60269-6, conectados en serie a la cadena individual; a pesar de que los fusibles son fáciles de usar, se debe prestar atención al tamaño y la selección de dichos dispositivos, que no solo tienen que tener una corriente asignada determinada por las fórmulas anteriores, sino que también una función de desconexión de tipo gPV (IEC 60269-6), que se debe colocar en el conjunto portador apropiado y debe poder disipar la energía producida en las peores condiciones de funcionamiento. De conformidad con la norma IEC 60364-7-712, se deben proteger ambas polaridades<sup>28</sup>.
- Diodos de cadenas conectados en serie con la cadena individual: pueden impedir cualquier corriente inversa en la cadena protegida. En caso de que el diodo falle, puede provocar la pérdida de la función de seguridad o implicar el fallo de la cadena. Además, la corriente de la cadena siempre circula a través del diodo conectado en serie, y el diodo de la cadena genera pérdidas constantes. Los diodos de bloqueo no son comunes en un sistema de conexión de red porque funcionan mejor con la instalación de un fusible de cadena. Por cierto, para las conexiones de varias cadenas con módulos FV de película delgada, no sería posible brindar una protección contra sobrecorrientes o corriente inversa adecuada con fusibles de cadenas o interruptores automáticos en miniatura (MCB) (no se puede precisar un fusible o MCB que sea mayor que  $1,25$  veces la  $I_{sc} \times 1,25$  y, a la vez, menor que la corriente inversa asignada del módulo). En esta situación, se deben usar diodos de bloqueo<sup>29</sup> junto con fusibles de cadenas.

(Vea la próxima página).

28 La norma IEC 62548, cláusula 6.5.7, considera una excepción en el caso de sistemas puestos a tierra de manera no funcional, provistos con solo dos conductores activos: si hay una separación entre los cables de la cadena y los del subsistema, o si no hay subsistemas, se puede colocar un dispositivo de protección contra sobrecorrientes en un conductor activo no puesto a tierra del cable de la cadena.

29 Se deben tener en cuenta los requisitos locales de cada país para el uso de diodos de bloqueo. En algunos países, los diodos de bloqueo no se consideran lo suficientemente confiables como para reemplazar una protección de sobrecorriente (consulte la norma IEC 62548, cláusula 7.3.12).

Figure 75  
Instalación de los  
diodos de bloqueo



El diodo de bloqueo debe contener:

- una tensión inversa asignada > 2 veces la tensión máxima del sistema;
- una corriente asignada > 1,4 veces la  $I_{sc}$  (donde  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito pertinente para la cadena, el subsistema o el sistema);
- una refrigeración apropiada.
- MCB, interruptor automático en miniatura (interruptores automáticos termomagnéticos) con elementos de protección de sobreintensidad (de acuerdo con la norma IEC 60898-2): debe cumplir los requisitos de los fusibles de cadena y debe estar asignado para usarse en un circuito inductivo y admitir corrientes de CC que circulen en cualquier dirección a través del dispositivo. Cuando se utiliza un interruptor automático en miniatura con elementos de protección de sobrecorriente, también debe proporcionar los medios de desconexión para aislar ambas polaridades<sup>30</sup> del sistema FV del equipo convertidor de energía y viceversa, y para que las tareas de mantenimiento y revisión se puedan llevar a cabo de forma segura. Los interruptores automáticos en miniatura con elementos de protección de sobrecorriente están diseñados para usarse a una temperatura ambiente determinada: si la caja de combinación está a una temperatura superior, el interruptor automático en miniatura con elementos de protección de sobrecorriente se deteriora; se debería verificar la temperatura de funcionamiento máxima por adelantado mientras se diseña el interruptor automático en miniatura para evitar una desconexión imprevista.

Para proteger los cables del subsistema contra sobrecorrientes o corriente inversa, normalmente se podrían utilizar fusibles gPV, de conformidad con IEC 60269-6, conectados en serie a los cables del subsistema. También se podrían usar MCB (interruptores automáticos en miniatura) o MCCB (interruptores automáticos de caja moldeada) conectados en serie a los cables del subsistema. La corriente nominal asignada ( $I_n$ ) de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes para los subsistemas FV se determinan a partir de la siguiente fórmula:

$$1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc} < I_n < 2.4 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc}$$

Acá se usa el multiplicador 1,25, en vez del multiplicador 1,5 usado para las cadenas, para brindarle flexibilidad al diseñador.

Para proteger todos los cables de conexión, se debe seleccionar un dispositivo de protección de forma tal que se cumpla la siguiente relación en cada valor del cortocircuito (IEC 60364) hasta alcanzar una corriente de cortocircuito máxima prevista:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 \cdot S^2$$

30 La norma IEC 62548, cláusula 6.5.7, considera una excepción en el caso de sistemas puestos a tierra de manera no funcional, provistos con solo dos conductores activos: si hay una separación entre los cables de la cadena y los del subsistema, o si no hay subsistemas, se puede colocar un dispositivo de protección contra sobrecorrientes en un conductor activo no puesto a tierra del cable de la cadena o del subsistema.

Ecuación 66

Ecuación 67

Donde:

$I^2 \cdot t$  es el integral por efecto Joule para la duración del cortocircuito (en A<sup>2</sup>s);

$K$  es una constante característica del cable, según el tipo de conductor y el material aislante;

$S$  es la sección transversal del cable (en mm<sup>2</sup>).

En caso de que cada una de las cadenas FV esté protegida con un dispositivo de protección contra sobrecorrientes, el poder de corte de cortocircuito máximo asignado, de los dispositivos en la caja de combinación de la cadena FV, no debe ser menor que la corriente de cortocircuito de las demás ( $S_A - 1$ ) cadenas:

Ecuación 68

$$I_{cu} \geq 1.25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$$

En caso de que las cadenas estén agrupadas en paralelo con un dispositivo de protección contra sobrecorrientes, el poder de corte de cortocircuito máximo asignado, de los dispositivos en la caja de combinación de la cadena FV, no debe ser menor que la corriente de cortocircuito de las demás ( $S_A - S_g$ ) cadenas:

Ecuación 69

$$I_{cu} \geq 1.25 \cdot (S_A - S_g) \cdot I_{sc}$$

Los dispositivos en la caja de combinación del sistema FV deben proteger los cables del subsistema contra cortocircuitos si estos cables tienen una corriente admisible menor que (consulte la Figura 74):

Ecuación 70

$$I_{SC4} = 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{sc}$$

En ese caso, estos dispositivos deben cumplir la siguiente relación:

Ecuación 71

$$1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc} < I_n < 2.4 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc}$$

mientras su poder de corte de cortocircuito máximo asignado no debe ser menor que la corriente de cortocircuito de las demás ( $S_A - S_{SA}$ ) cadenas, es decir::

Ecuación 72

$$I_{cu} \geq 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{sc}$$

### 6.1.5 Ubicación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes se deben colocar (IEC 62548):

- para los dispositivos de protección contra sobrecorrientes de las cadenas, deben estar donde los cables de las cadenas se unen a los cables del subsistema o del sistema en la caja de combinación de las cadenas;
- para los dispositivos de protección contra sobrecorrientes de los subsistemas, deben estar donde los cables de los subsistemas se unen a los cables del sistema en la caja de combinación de sistema;
- para los dispositivos de protección contra sobrecorrientes del sistema, deben estar donde los cables del sistema se unen al equipo convertidor de energía.

La ubicación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes al final de aquellos cables que están más lejos de la cadena o del subsistema FV sirve para proteger al sistema y el cableado de las corrientes de falla que circulan desde otros sectores del sistema FV o desde otras fuentes, como las baterías.

## 6.2 Protección contra sobrecorrientes del lado de CA

Dado que se debe dimensionar el cable que conecta el inversor al punto de paralelo con la red para obtener una corriente admisible mayor que la corriente máxima que puede suministrar el inversor, no se necesita una protección contra sobrecargas. Sin embargo, se debe proteger el cable contra un cortocircuito proporcionado por la red, a través de un dispositivo de protección ubicado cerca del punto de paralelo con la red. Para proteger dicho cable, el interruptor automático principal de la planta del consumidor se puede usar si el cable resiste la energía específica pasante. Sin embargo, el disparo del interruptor automático principal deja toda la planta del consumidor fuera de servicio. En consonancia con lo dicho, incluso si no se necesita una protección dedicada contra sobrecargas y si el interruptor automático principal de la planta del consumidor no está cerrado al inversor, se recomienda colocar un dispositivo de protección para evitar, también, la desconexión del interruptor automático principal de la planta del consumidor; estos interruptores automáticos se deben seleccionar acorde al interruptor automático principal de la planta del consumidor. En el caso de una planta de energía FV para redes masivas, no hay una planta de consumidor. De acuerdo con esta situación, solo debe estar disponible un interruptor automático principal de toda la planta FV. En las plantas con varios inversores, la existencia de una protección para cada línea de inversores asegura, si se produce una falta en un inversor, el funcionamiento de los demás, siempre y cuando los interruptores automáticos de cada línea sean seleccionados acorde al interruptor automático principal de la planta del consumidor.

---

### 6.3 6.3 Selección de los dispositivos de interrupción y desconexión

Se recomienda la instalación de un dispositivo de desconexión en cada cadena para que se puedan realizar revisiones o reparaciones en la cadena sin dejar fuera de servicio otras partes de la planta FV. La desconexión del inversor debe ser posible tanto del lado de CC como del de CA, de manera que se pueda hacer mantenimiento al excluir ambas fuentes de alimentación (red y generador FV) (IEC 60364-7).

—  
31  
Si se usa un interruptor automático de baja tensión, generalmente también tiene la función de aislamiento.

Del lado de CC del inversor, se debe instalar un dispositivo de desconexión que se pueda interrumpir con carga, como un interruptor seccionador.

Del lado de CA, se debe poner un dispositivo de desconexión general<sup>31</sup>. Se puede usar el dispositivo de protección instalado en el punto de conexión con la red; si este dispositivo no está cerca del inversor, se recomienda instalar un dispositivo de desconexión inmediatamente del lado de carga del inversor.





# Protección contra sobretensiones

<b>7.1 Selección de los dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD) para proteger plantas FV contra rayos</b>	<b>98</b>
7.1.1 Plantas FV en los tejados	99
7.1.1.1 Instalaciones FV en edificios con estructuras FV sin sistemas de protección contra rayos (LPS) externos	100
7.1.1.2 Instalaciones FV en edificios con redes FV con LPS externas y una distancia de separación suficiente	102
7.1.1.3 Instalaciones FV en edificios con redes FV con LPS externas, pero sin una distancia de separación suficiente	104
7.1.2 Sistemas FV en campo libre	105
7.1.2.1 Sistemas FV en campo libre con un inversor central	105
7.1.2.2 Sistemas FV en campo libre con inversores en string	106
7.1.2.3 Línea de transmisión de datos	106
7.1.3 Selección de los SPD	107
7.1.3.1 Selección de los SPD del lado de CA	107
7.1.3.2 Selección de los SPD del lado de CC	107

# Protección contra sobretensiones

## 7.1 Selección de los dispositivos de protección contra sobretensiones (surge protective devices, SPD) para proteger plantas FV contra rayos

Los fenómenos de rayos son una de las amenazas de las instalaciones eléctricas. Las descargas atmosféricas que se producen durante una tormenta eléctrica pueden ser de hasta cientos de kiloamperios. En la actualidad, a pesar de los avances tecnológicos, no se ha diseñado ningún dispositivo para evitar la formación de rayos. Sin embargo, los sistemas de protección contra rayos (lightning protection systems, LPS) están diseñados para minimizar el daño a los entornos circundantes.

El daño a las instalaciones eléctricas puede provenir:

- de un impacto directo: sobretensión directa;
- de un impacto indirecto: sobretensión inducida.

De acuerdo con el estado actual del conocimiento científico, los módulos FV no aumentan el riesgo de impacto de rayos y, por lo tanto, la instalación de módulos FV no sería un motivo para instalar medidas protectoras contra rayos.

En las situaciones en las que la norma IEC 60364-4-44, cláusula 443, exige la instalación de protección contra sobretensiones transitorias, también se debe aplicar dicha protección del lado de CC de la instalación FV. Una protección adicional contra sobretensiones transitorias puede ser necesaria del lado de CA según la distancia que haya entre el inversor y el origen de la instalación.

En caso de que la norma IEC 60364 4-44, cláusula 443, no exija protección contra sobretensiones transitorias de origen atmosférico, se debe realizar una estimación del riesgo.

Generalmente, la estimación del riesgo, para sistemas FV de gran escala, se puede realizar conforme a la norma IEC 62305-2, "Protección contra rayos. Parte 2: Evaluación del riesgo"; esta norma indica que el riesgo de pérdidas humanas siempre es menor que el riesgo tolerable, sobre todo por la escasa presencia de seres humanos, mientras que, en dicha estructura, siempre hay un riesgo de pérdidas económicas relacionado no solo con el valor de los componentes de la planta que podrían sufrir daños, sino principalmente con una posible detención de la producción.

Cuando el costo de las pérdidas supera el de las medidas protectoras, un sistema de protección se vuelve necesario; esto es muy probable si se tiene en cuenta el alto impacto económico de la inactividad de la producción. No obstante, que quede bien claro que únicamente el dueño o el gerente de la planta pueden definir la frecuencia de daño tolerable  $F_T$ . Esta definición no puede dejar a un lado los análisis económicos mencionados anteriormente. Como sugerencia, un rango de valores típico es: desde un daño en un período de 20 años ( $F_T = 0.05$ ) hasta un daño en 10 años ( $F_T = 0.1$ ). Una vez que se ha definido y determinado el valor de la frecuencia de daños, es posible elegir y delimitar la magnitud de las medidas protectoras conforme a la norma IEC 62305-2.

En el caso de un sistema FV pequeño, la estimación del riesgo puede realizarse:

- para el lado de CA de conformidad con la norma IEC 60364-4-44, cláusula 443;
- para el lado de CC de conformidad con la norma IEC 60364-7-712, cláusula 712.443.5.101; establece que la estimación del riesgo se puede llevar a cabo para evaluar si se necesita una protección contra sobretensiones transitorias si hay datos relevantes disponibles. Se deben instalar dispositivos SPD del lado de CC de la instalación cuando la distancia máxima del recorrido ( $L$ ) entre el inversor y los puntos de conexión de los módulos fotovoltaicos de las distintas cadenas sea igual o mayor que la distancia crítica ( $L_{crit}$ ).

$$L \geq L_{crit}$$

$L_{crit}$  depende del tipo de instalación FV y se calcula según la siguiente tabla:

Tabla 3

Tipo de instalación	La instalación FV está integrada al edificio	La instalación FV no está integrada al edificio
$L_{crit}$ [m]	$115 / N_g$	$200 / N_g$
$L \geq L_{crit}$ [m]	Se necesita una protección contra sobretensiones del lado de CC.	

Donde:

$N_g$  es la densidad de rayos a tierra (rayos/km<sup>2</sup>/año) pertinente a la ubicación del tendido eléctrico y las estructuras conectadas. Este valor se puede determinar a partir de sistemas de localización de rayos a tierra en distintas partes del mundo.

La norma IEC 61643-32 (“Dispositivos para protección contra sobretensiones de baja tensión. Parte 32: Dispositivos para protección contra sobretensiones conectados al lado de CC de las instalaciones fotovoltaicas. Principios de selección y aplicación”) y la IEC 60364-7-712 brindan información sobre la selección y la implementación de dispositivos de protección contra sobretensiones en redes de alimentación eléctrica FV.

Al seleccionar y definir las medidas protectoras, se debe hacer una distinción entre las plantas FV instaladas en los tejados y aquellas que están en el suelo; la norma IEC 61643-32 describe tres aplicaciones distintas para las instalaciones FV en edificios con redes FV:

- sin sistemas de protección contra rayos (LPS) externas;
- con LPS externas y una distancia de separación suficiente;
- con LPS externas, pero sin una distancia de separación suficiente.

### 7.1.1 Plantas FV en los tejados

En el caso de las plantas FV instaladas en los tejados, lo primero que hay que hacer es calcular la superficie de recolección del edificio para determinar, conforme a la norma IEC 62305-2, si es necesario colocar un sistema de protección contra rayos (LPS). El LPS consiste en los sistemas de protección, tanto externos (detectores, conductores de rayos y tomas de tierra) como internos (medidas protectoras para reducir los efectos electromagnéticos de las corrientes de rayos que ingresan a la estructura que hay que proteger).

**7.1.1.1 Instalaciones FV en edificios con estructuras FV sin sistemas de protección contra rayos (LPS) externos)**

Incluso aunque no se necesite la instalación de un LPS y, por eso, no se instale un sistema de protección contra rayos externo, conforme a la norma IEC 61643-32, se deben instalar dispositivos de protección contra sobretensiones.

**Conexión equipotencial**

La sección transversal mínima de los conductores de conexión equipotencial<sup>32,33</sup> que conectan diversas barras de conexión y de los conductores que conectan las barras al sistema de terminación a tierra debe ser de 6 mm<sup>2</sup> (conexión capaz de soportar la corriente de rayos inducida), excepto la del conductor de puesta a tierra del SPD homologado de clase I conforme a la norma IEC 61643-11, que se puede instalar en el punto 4 (Figura 76): debe ser de 16 mm<sup>2</sup>.

Se necesita proteger el cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión equipotencial entre los módulos FV que soportan la estructura y la barra de conexión ubicada cerca del inversor en el punto 6 (Figura 76); esta conexión se debe colocar lo más cerca posible del cable de CC para limitar la longitud del ciclo.

**Lado de CC**

Normalmente, se deben instalar 2 SPD del lado de CC; conforme a IEC 61643-32, se deben colocar en el punto 1 y en el punto 2 (Figura 76).

El SPD del punto 2 (Figura 76) debe ser un SPD homologado de clase II conforme a IEC 61643-31.

El SPD del punto 1 (Figura 76) debe ser un SPD homologado de clase II conforme a IEC 61643-31; no es necesario si:

- la distancia entre el inversor y el campo FV es  $l_1 < 10$  m (consulte la Figura 76) y el nivel de protección ( $U_p$ ) del SPD ubicado en el punto 2 (Figura 76) cumple con lo siguiente:

$$U_p \leq 0.8 \cdot U_w$$

Donde:

- $U_w$  es la tensión soportada del sistema FV.
- El conductor PE está encaminado cerca de los conductores de CC y el nivel de protección ( $U_p$ ) del SPD ubicado en el punto 2 (Figura 76) cumple con lo siguiente:

$$U_p \leq 0.5 \cdot U_w$$

Donde:

$U_w$  es la tensión soportada del sistema FV.

32  
Los conductores de conexión equipotencial deben cumplir con los requisitos de las normas IEC 60364-5-54, IEC 61643-12 e IEC 62305-3.

33  
Se deben tener en cuenta los requisitos locales de cada país.

Ecuación 74

Ecuación 75

Figure 76  
Edificio sin sistemas de protección contra rayos externos.

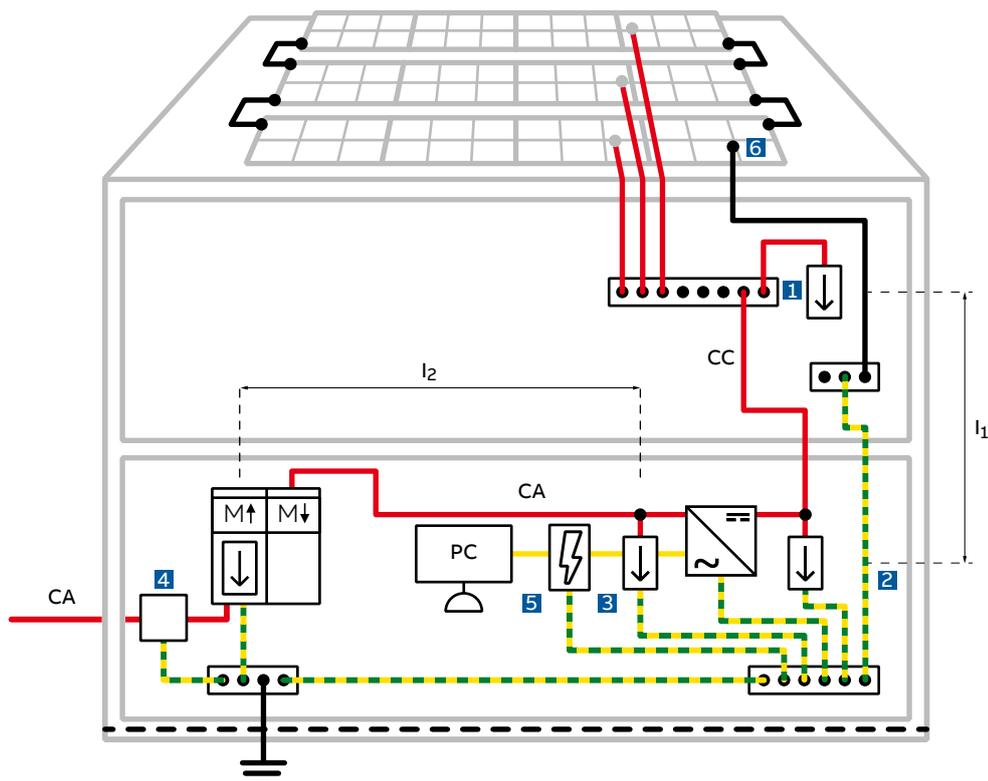
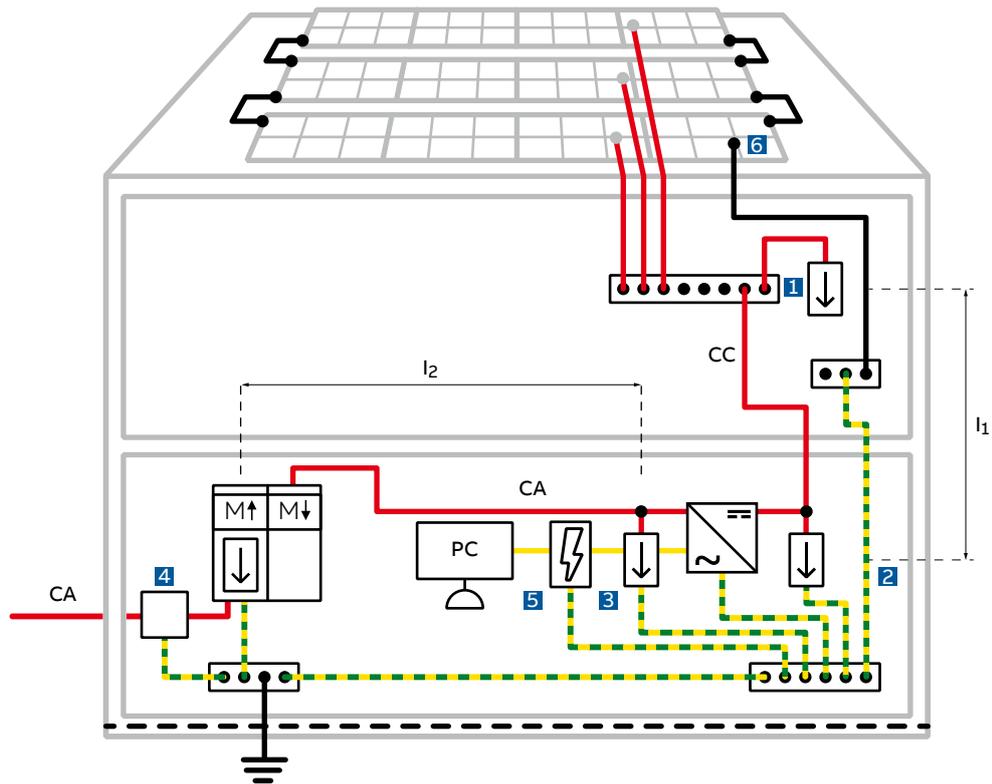


Figure 76  
Edificio sin sistemas  
de protección contra  
rayos externos.



#### Lado de CA

Se necesita proteger la línea eléctrica de CA que entra. Normalmente, se deben instalar 2 SPD del lado de CA; conforme a IEC 61643-32, se deben colocar en el punto 3 y en el punto 4 (Figura 76).

El SPD del punto 4 (Figura 76) debe ser un SPD homologado de clase I o clase II conforme a IEC 61643-11.

El SPD del punto 3 (Figura 76) debe ser un SPD homologado de clase II conforme a IEC 61643-11; no es necesario si:

- la distancia entre el inversor y el cuadro de distribución principal es  $l_2 < 10$  m (consulte la Figura 76) y el conductor PE está encaminado con los conductores de potencia de CA;
- el inversor y el cuadro de distribución principal están conectados a la misma barra de puesta a tierra con un cable  $\leq 0,5$  m de longitud.

#### Líneas de transmisión de datos

Si las unidades de conversión de potencia están conectadas a líneas de transmisión de datos y de sensores, conforme a IEC 61643-21, también se debe instalar en el punto 5 (Figura 76) un SPD de categoría C para la línea de transmisión.

### 7.1.1.2 Instalaciones FV en edificios con redes FV con LPS externas y una distancia de separación suficiente

Los módulos FV se deben colocar en la zona protegida del sistema aislado de terminación aérea y se deben mantener las distancias de separación. Se deben instalar dispositivos de protección contra sobretensiones conforme a IEC 61643-32.

#### Conexión equipotencial

La sección transversal mínima de los conductores de conexión equipotencial<sup>34 35</sup> que conectan diversas barras de conexión y de los conductores que conectan las barras al sistema de terminación a tierra debe ser de 6 mm<sup>2</sup> (conexión capaz de soportar la corriente de rayos inducida), excepto la del conductor de puesta a tierra del SPD homologado de clase I conforme a la norma IEC 61643-11, que se debe instalar en el punto 4 (Figura 77): debe ser de 16 mm<sup>2</sup>.

Se necesita proteger el cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión equipotencial entre los módulos FV que soportan la estructura y la barra de conexión ubicada cerca del inversor en el punto 6 (Figura 77); esta conexión se debe colocar lo más cerca posible del cable de CC para limitar la longitud del ciclo.

#### Lado de CC

Normalmente, se deben instalar 2 SPD del lado de CC; conforme a IEC 61643-32, se deben colocar en el punto 1 y en el punto 2 (Figura 77). El SPD del punto 2 (Figura 77) debe ser un SPD homologado de clase II conforme a IEC 61643-31. El SPD del punto 1 (Figura 77) debe ser un SPD homologado de clase II conforme a IEC 61643-31; no es necesario si:

- la distancia entre el inversor y el campo FV es  $l_1 < 10$  m (consulte la Figura 77) y el nivel de protección ( $U_p$ ) del SPD ubicado en el punto 2 (Figura 77) cumple con lo siguiente:

$$U_p \leq 0.8 \cdot U_w$$

Donde:

- $U_w$  es la tensión soportada del sistema FV.
- El conductor PE está encaminado cerca de los conductores de CC y el nivel de protección ( $U_p$ ) del SPD ubicado en el punto 2 (Figura 77) cumple con lo siguiente:

$$U_p \leq 0.5 \cdot U_w$$

Donde:

$U_w$  es la tensión soportada del sistema FV.

—  
34  
Los conductores de conexión equipotencial deben cumplir con los requisitos de las normas IEC 60364-5-54, IEC 61643-12 e IEC 62305-3.

—  
35  
Se deben tener en cuenta los requisitos locales de cada país.

—  
Ecuación 76

—  
Ecuación 77

—  
Figure 77  
Edificio con sistemas de protección contra rayos externos y una distancia de separación suficiente.

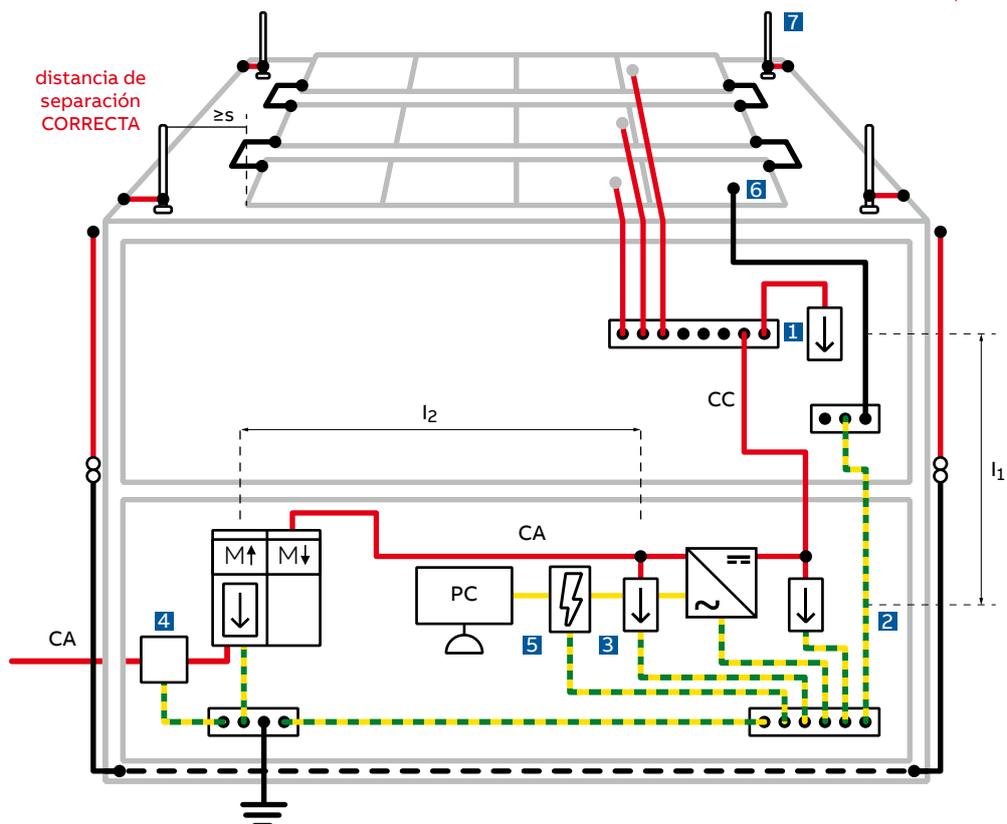
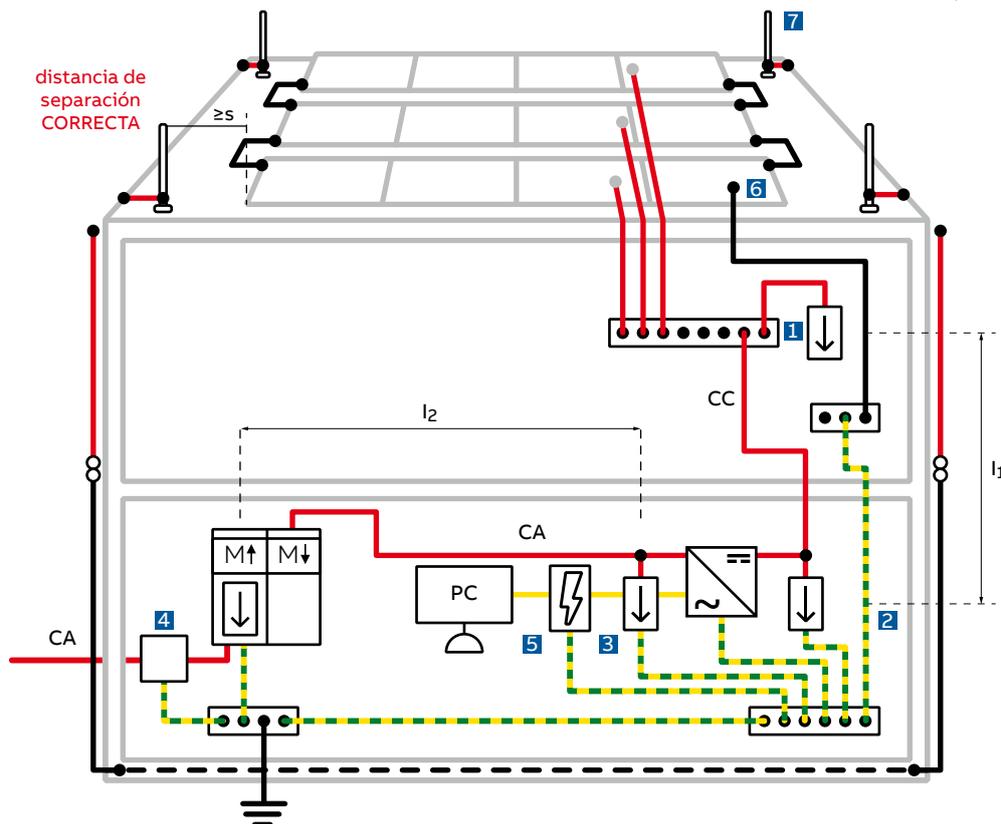


Figure 77  
Edificio con sistemas de protección contra rayos externos y una distancia de separación suficiente.



36  
En referencia a la norma IEC 62305-4.

**Lado de CA**

Se necesita proteger la línea eléctrica de CA que entra. Normalmente, se deben instalar 2 SPD del lado de CA; conforme a IEC 61643-32, se deben colocar en el punto 3 y en el punto 4 (Figura 77).

El SPD del punto 4 (Figura 77) debe ser un SPD homologado de clase I conforme a IEC 61643-11.

El SPD del punto 3 (Figura 77) debe ser un SPD homologado de clase II conforme a IEC 61643-11; no es necesario si:

- la distancia entre el inversor y el cuadro de distribución principal es  $l_2 < 10$  m (consulte la Figura 77) y la tensión inducida a la corriente de rayos que circula en el conductor de bajada se puede ignorar<sup>36</sup>;
- el inversor y el cuadro de distribución principal están conectados a la misma barra de puesta a tierra con un cable  $\leq 0,5$  m de longitud.

**Líneas de transmisión de datos**

Si las unidades de conversión de potencia están conectadas a líneas de transmisión de datos y de sensores, conforme a IEC 61643-21, también se debe instalar en el punto 5 (Figura 77) un SPD de categoría C para la línea de transmisión.

### 7.1.1.3 Instalaciones FV en edificios con redes FV con LPS externas, pero sin una distancia de separación suficiente

Si no se pueden mantener las distancias de separación, por ejemplo, en tejados de chapa, se debe implementar una conexión equipotencial de protección contra rayos y se deben instalar dispositivos de protección contra sobretensiones conforme a IEC 61643-32.

#### Conexión equipotencial

La sección transversal mínima de los conductores de conexión equipotencial<sup>37 38</sup> que conectan diversas barras de conexión y de los conductores que conectan las barras al sistema de terminación a tierra debe ser de 16 mm<sup>2</sup> (conexión capaz de soportar una corriente de rayos parcial). Se necesita proteger el cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión equipotencial entre los módulos FV que soportan la estructura y la barra de conexión ubicada cerca del inversor en el punto 6 (Figura 78); esta conexión se debe colocar lo más cerca posible del cable de CC para limitar la longitud del ciclo..

#### Lado de CC

Normalmente, se deben instalar 2 SPD del lado de CC; conforme a IEC 61643-32, se deben colocar en el punto 1 y en el punto 2 (Figura 78).

El SPD del punto 2 (Figura 78) debe ser un SPD homologado de clase I conforme a IEC 61643-31; y se debe instalar lo más cerca posible del inversor.

El SPD del punto 1 (Figura 78) debe ser un SPD homologado de clase I conforme a IEC 61643-31; y se debe instalar lo más cerca posible del campo FV.

#### Lado de CA

Se necesita proteger la línea eléctrica de CA que entra. Normalmente, se deben instalar 2 SPD del lado de CA; conforme a IEC 61643-32, se deben colocar en el punto 3 y en el punto 4 (Figura 78).

El SPD del punto 4 (Figura 78) debe ser un SPD homologado de clase I conforme a IEC 61643-11.

El SPD del punto 3 (Figura 78) debe ser un SPD homologado de clase I conforme a IEC 61643-11; y se debe instalar lo más cerca posible del inversor. No es necesario si el inversor y el cuadro de distribución principal están conectados a la misma barra de puesta a tierra con un cable  $\leq 0,5$  m de longitud.

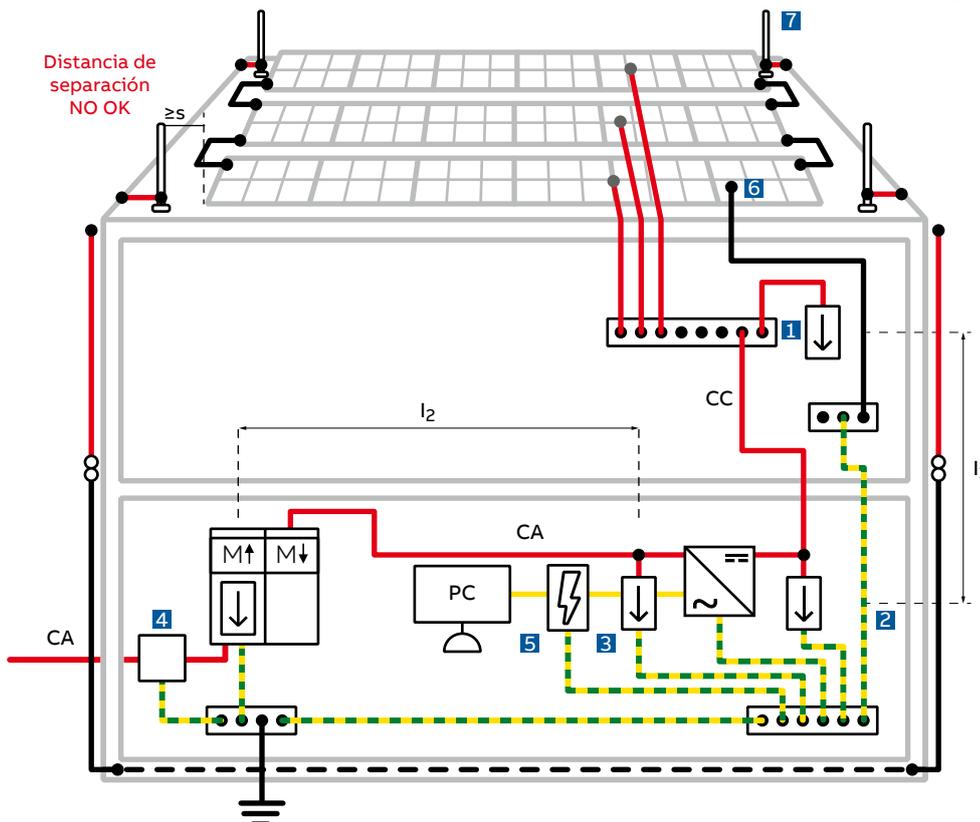
#### Líneas de transmisión de datos

Si las unidades de conversión de potencia están conectadas a líneas de transmisión de datos y de sensores, conforme a IEC 61643-21, también se debe instalar en el punto 5 (Figura 78) un SPD de categoría C para la línea de transmisión.

—  
37  
Los conductores de conexión equipotencial deben cumplir con los requisitos de las normas IEC 60364-5-54, IEC 61643-12 e IEC 62305-3.

—  
38  
Se deben tener en cuenta los requisitos locales de cada país.

Figure 78  
Edificio con sistemas de protección contra rayos externos, pero sin una distancia de separación suficiente.



### 7.1.2 Sistemas FV en campo libre

La norma IEC 61643-32 describe medidas protectoras para los sistemas FV en campo libre. El sistema de puesta a tierra en malla es el pilar para un sistema de protección contra rayos y contra sobretensiones efectivo: produce una gran superficie equipotencial y, por lo tanto, si hay interferencia de rayos, reduce considerablemente la interferencia de tensión del cableado de conexión eléctrica. Al seleccionar los SPD, se deben tener en cuenta 2 configuraciones distintas:

- sistemas FV en campo libre con un inversor central;
- sistemas FV en campo libre con inversores de string.

#### 7.1.2.1 Sistemas FV en campo libre con un inversor central

En primer lugar, se debe analizar el área de recolección para determinar si la estructura está expuesta. Cuando la estructura no está expuesta, se necesita proteger el cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión equipotencial entre los módulos FV que soportan la estructura y el sistema de terminación a tierra en el punto 1 (Figura 79).

Si la estructura está expuesta, se debe proporcionar un sistema de protección contra rayos (LPS). También se necesita proteger el cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión equipotencial entre los módulos FV que soportan la estructura y el LPS en el punto 1 y en el punto 2 (Figura 79) mediante un conductor con una sección transversal de por lo menos 16 mm<sup>2</sup>.

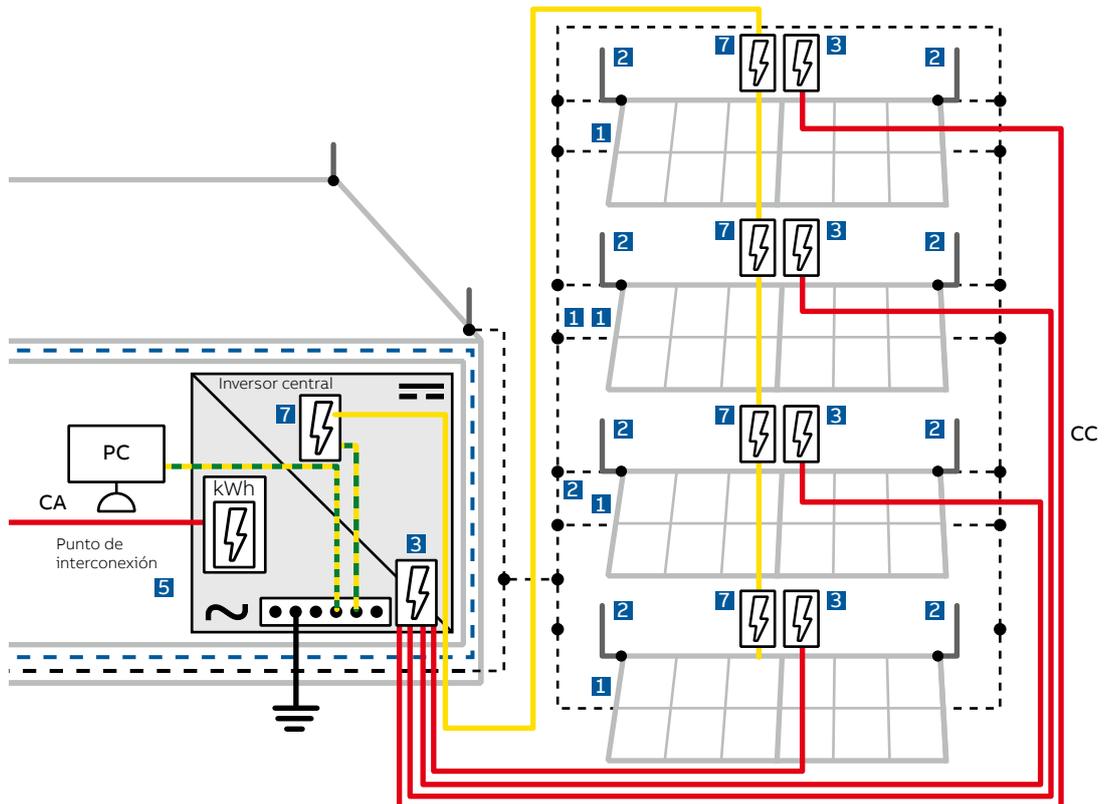
Si cae un rayo en el área del sistema FV, las corrientes de rayos parciales se acoplan al sistema de conexión equipotencial. Por lo tanto, se deben proteger los sistemas FV en campo libre que tienen un inversor central del lado de CC, al usar SPD de tipo 1 en el punto 3 (Figura 79).

Las redes FV en campo libre que tienen un inversor central, generalmente son bastante grandes y están ubicados en zonas rurales y remotas. Normalmente, se alimentan de una línea de media tensión (MV) trifásica, que está desprotegida y tiene varios kilómetros de longitud. Dicha línea llega a un transformador de media o baja tensión, del lado de la carga donde está el inversor.

Se puede instalar un SPD en la línea de MV.

Se necesita proteger la línea eléctrica de CA que llega al inversor: se puede lograr la protección con SPD de clase I en el punto 5 (Figura 79).

Figure 79  
Sistemas FV en  
campo libre con un  
inversor central.



### 7.1.2.2 Sistemas FV en campo libre con inversores de string

En primer lugar, se debe analizar el área de recolección para determinar si la estructura está expuesta. Cuando la estructura no está expuesta, se necesita proteger el cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión equipotencial entre los módulos FV que soportan la estructura y el sistema de terminación a tierra en el punto 1 (Figura 80).

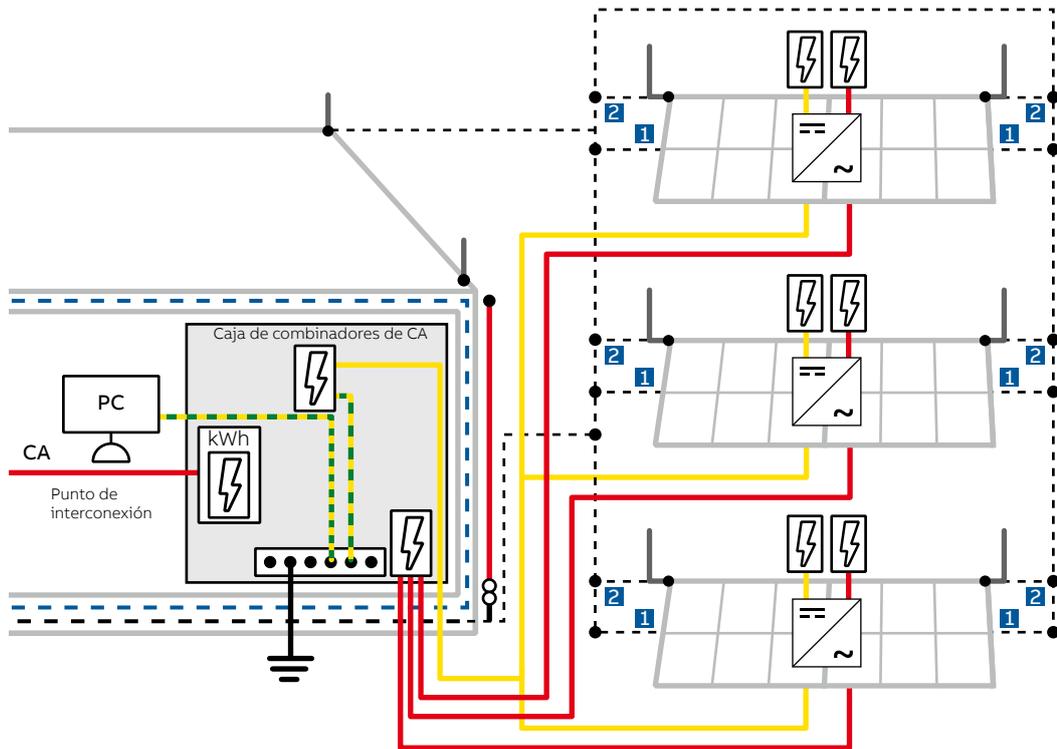
Si la estructura está expuesta, se debe proporcionar un sistema de protección contra rayos (LPS). También se necesita proteger el cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión equipotencial entre los módulos FV que soportan la estructura y el LPS en el punto 1 y en el punto 2 (Figura 80) mediante un conductor con una sección transversal de por lo menos 16 mm<sup>2</sup>.

En los sistemas FV en campo libre con inversores de string, estos se instalan cerca de los paneles FV para proteger el lado de CC, alcanza con usar SPD de tipo 2 con una capacidad de descarga de al menos 5 kA (8/20 μs) por modo de protección.

Se necesita proteger la línea eléctrica de CA que llega al inversor: se puede lograr la protección con SPD de clase I.

Los sistemas FV en campo libre, que tienen inversores de string, generalmente son bastante grandes y están ubicados en zonas rurales y remotas. Normalmente, se alimentan de una línea de media tensión (MV) trifásica, que está desprotegida y tiene varios kilómetros de longitud. Dicha línea llega a un transformador de media o baja tensión, del lado de la carga donde está el inversor. Se puede instalar un SPD en la línea de MV.

Figure 80  
Sistemas FV en campo  
libre con inversores  
de string.



### 7.1.2.3 Línea de transmisión de datos

Se debe prestar atención dado que una línea de telecomunicaciones suele entrar a la planta FV, para controlar y monitorear la propia planta. Si las unidades de conversión de potencia están conectadas a líneas de transmisión de datos y de sensores, conforme a IEC 61643-21, también se debe instalar en el punto 7 (Figura 79) un SPD de categoría C para la línea de transmisión.

### 7.1.3 Selección de los SPD

#### 7.1.3.1 Selección de los SPD del lado de CA

Las normas IEC 60364-5-53:2015, cláusula 534, IEC 61643-12 e IEC 62305-4 establecen los requisitos generales para los SPD del lado de CA.

##### Corriente nominal de descarga $I_n$ y corriente de impulso $I_{imp}$

Para los SPD de CA de clase II de ensayo, la corriente nominal de descarga  $I_n$  mínima para cada modo de protección tiene que ser de 5 kA (8/20  $\mu$ s). El uso de SPD de clase II con una  $I_n$  más alta permite conseguir una mayor vida útil.

Para los SPD de CA de clase I de ensayo, los SPD deben proporcionar una corriente de impulso  $I_{imp}$  mínima según los requisitos de IEC 60364-5-53:2015, cláusula 534, e IEC 61634-12

La  $I_{imp}$  depende del riesgo de acuerdo con el nivel de protección contra rayos (LPL). La norma IEC 61643-12 ofrece un método simplificado para definir la  $I_{imp}$ .

##### Nivel de protección de tensión $U_p$

Para determinar correctamente el SPD de CA con el nivel de protección de tensión ( $U_p$ ) adecuado, se debe saber cuál es la tensión de impulso asignada  $U_w$  del equipo.

El  $U_p$  tiene que ser aproximadamente un 20 % menos que la  $U_w$ .

$$U_p \leq 0.8 \cdot U_w$$

#### 7.1.3.2 Selección de los SPD del lado de CC

La norma IEC 60364-7-712 establece los requisitos generales para los SPD del lado de CC. La norma IEC 61643-32 establece los requisitos específicos para los SPD del lado de CC.

##### Corriente nominal de descarga $I_n$ y corriente de impulso $I_{imp}$

Para los SPD de CC de clase II de ensayo, la corriente nominal de descarga  $I_n$  mínima para cada modo de protección tiene que ser de 5 kA (8/20  $\mu$ s). El uso de SPD de clase II con una  $I_n$  más alta permite conseguir una mayor vida útil.

Para los SPD de CC de clase I de ensayo, los SPD deben proporcionar una corriente de impulso  $I_{imp}$  mínima.

La  $I_{imp}$  depende del nivel de protección contra rayos (LPL) y en la tecnología del SPD usado (la tecnología del SPD influye por sí sola en la distribución de la corriente de rayos en el sistema; el SPD tiene que descargar las corrientes de sobrecarga de distintas magnitudes según la tecnología): de acuerdo con el LPL y la tecnología del SPD usado (SPD limitador de tensión o SPD de interrupción de tensión), la norma IEC 61643-32 define la capacidad de descarga requerida para los SPD que hay que usar.

Ecuación 78

Table 4  
Valores de IEC 61643-32 para varistores de óxido metálico (Metal Oxide Varistors, MOV) de los SPD limitadores de tensión o MOV conectados en serie a tubos de descarga de gas (Gas Discharge Tubes, GDT) en la aplicación FV de un edificio donde no se mantiene la distancia de separación.

LPL de clase de protección contra rayos	Corriente máxima de sobretensión de rayos (10/350 $\mu$ s)	Cantidad de dispositivos de protección externos							
		<4				≥4			
		Por modo de protección		$I_{total}$		Por modo de protección		$I_{total}$	
		$I_{8/20}$	$I_{10/350}$	$I_{8/20}$	$I_{10/350}$	$I_{8/20}$	$I_{10/350}$	$I_{8/20}$	$I_{10/350}$
I o desconocido	200 kA	17 kA	10 kA	34 kA	20 kA	10 kA	5 kA	20 kA	10 kA
II	150 kA	12,5 kA	7,5 kA	25 kA	15 kA	7,5 kA	3,75 kA	15 kA	7,5 kA
III or IV	100 kA	8,5 kA	5 kA	17 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA	10 kA	5 kA

Table 5  
Valores de IEC 61643-32 para GDT de SPD de interrupción de tensión o GDT conectados en paralelo a MOV en la aplicación FV de un edificio donde no se mantiene la distancia de separación.

LPL de clase de protección contra rayos	Corriente máxima de sobretensión de rayos (10/350 $\mu$ s)	Cantidad de dispositivos de protección externos			
		<4		≥4	
		Por modo de protección		Por modo de protección	
		$I_{10/350}$	$I_{total}$	$I_{10/350}$	$I_{total}$
I o desconocido	200 kA	25 kA	50 kA	12,5 kA	25 kA
II	150 kA	18,5 kA	37,5 kA	9 kA	18 kA
III or IV	100 kA	12,5 kA	25 kA	6,25 kA	12,5 kA

Table 6  
Valores de IEC 61643-32 para SPD limitadores de tensión y SPD de interrupción de tensión del lado de CC en sistemas FV independientes con un inversor de potencia central.

LPL de clase de protección contra rayos corriente máxima de sobretensión de rayos (10/350 μs)	I <sub>imp</sub> en kA (10/350 μs), I <sub>n</sub> en kA (8/20 μs) del lado de CC de los SPD						
	SPD limitadores de tensión			SPD de interrupción de tensión			
	MOV	MOV + GDT en serie		GDT	MOV + GDT en paralelo		
	I <sub>10/350</sub>	I <sub>8/20</sub>		I <sub>10/350</sub>	I <sub>total</sub>		
	Por modo de protección	I <sub>total</sub>	Por modo de protección	I <sub>total</sub>	Por modo de protección	I <sub>total</sub>	
III or IV	100 kA	5 kA	10 kA	15 kA	30 kA	10 kA	20 kA

**Tensión de funcionamiento permanente máxima U<sub>CPV</sub>**

La tensión de funcionamiento permanente máxima (U<sub>CPV</sub>) del SPD tiene que ser mayor que la tensión máxima del circuito abierto del sistema FV (por lo menos igual que la tensión máxima del circuito abierto del sistema FV).

**Corriente de cortocircuito asignada I<sub>SCPV</sub>**

Para evitar un potencial riesgo para las personas y los objetos causado por la formación de arcos de CC, la corriente de cortocircuito asignada (I<sub>SCPV</sub>) del SPD debe ser igual o mayor que la corriente de cortocircuito máxima disponible del sistema FV en el punto de instalación del SPD.

El SPD tiene que incluir un dispositivo de protección dedicado (generalmente un fusible) que pueda funcionar con el nivel de corriente proporcionado por el sistema FV<sup>39</sup>.

**Nivel de protección de tensión U<sub>p</sub>**

Para determinar correctamente el SPD de CC con el nivel de protección de tensión (U<sub>p</sub>) adecuado, se debe saber cuál es la tensión de impulso asignada U<sub>w</sub> del equipo.

El U<sub>p</sub> tiene que ser aproximadamente un 20 % menos que la U<sub>w</sub>.

$$U_p \leq 0.8 \cdot U_w$$

39  
A menos que el SPD tenga medios internos para cortocircuitos, el SPD puede manejar I<sub>scPV</sub> por un tiempo ilimitado para alcanzar un modo seguro de fallo.

Ecuación 79





# Anexo A: Nuevas tecnologías

<b>A.1 Celdas: desarrollo y tecnologías emergentes</b>	112
<b>A.2 Concentradores fotovoltaicos (CPV)</b>	115
<b>A.3 Sistemas fotovoltaicos flotantes</b>	116

# Anexo A: Nuevas tecnologías

## A.1 Celdas: desarrollo y tecnologías emergentes

En el apartado 1.3 se describió la tecnología de los módulos de silicio cristalino y de módulos de película delgada. La reducción de costos en los procesos de producción fotovoltaica es lo que impulsa el desarrollo de tecnología en el campo fotovoltaico. A continuación se enumeran los principales desarrollos tecnológicos que resultan interesantes para las celdas y los módulos de silicio cristalino a base de obleas (c-Si).

- Reducción del uso de polisilicio por oblea: este objetivo se puede conseguir mediante la producción de obleas más delgadas, lo que reduciría la pérdida de kerf y aumentaría las tasas de reciclaje.
- Reducción de la cantidad de materiales consumibles utilizados en la producción de celdas cristalinas: este objetivo puede alcanzarse con la reducción de las tintas/pastas para metalización con plata (Ag) y aluminio (Al).
- Reducción del consumo de materia prima en el módulo de producción fotovoltaica: se está disminuyendo en la industria el consumo de las celdas de interconexión y también el espesor del vidrio frontal usado como capa frontal.
- Mejora de la conversión de energía de las celdas: para poder aumentar el rendimiento de los módulos, la industria está trabajando en tecnologías de texturización de celdas, tecnologías de pasivación trasera de las celdas, mejoras de las tecnologías de emisión de fósforo para las celdas de tipo P, mejora de las tecnologías de dopaje con boro para celdas de tipo N, tecnologías de metalización del lado frontal de las celdas, reducción de la pérdida resistiva relacionada con la interconexión de las celdas (mediante el aumento del número de barras de conducción), mejoras en la tecnología de celdas bifaciales, mejora en la utilización del espectro solar (celdas solares de unión múltiple).
- Mejora de las dimensiones y la disposición de los módulos fotovoltaicos: las dimensiones de las celdas aumentaron de 156 mm x 156 mm a 156,75 mm x 156,75 mm. las hojas de ruta asumen que el formato más grande de 161,75 mm x 161,75 mm ganará una importante cuota de mercado en los próximos años.

Los principales desarrollos tecnológicos que son interesantes para las **tecnologías de película delgada (CIS, CIGS, CdTe, CZTS, a-Si)** son las siguientes:

- Mejora de la tecnología: con el fin de reemplazar/modificar el uso de algunos materiales escasos y estratégicos (por ejemplo, Te, In, Ga, etc.), se están realizando mejoras en el material utilizado en las películas delgadas.
- Mejora de la eficiencia de los módulos: para ser rentable en comparación con otras tecnologías, la industria de las películas delgadas reducirá las zonas de interconexión no activas y también reducirá el mecanismo de degradación.
- Mejora de la conversión de energía: se están desarrollando nuevos tipos de recubrimientos antirreflectantes, antisuciedad y antiabrasivos.

La celda CIGS es una tecnología madura; está creciendo para la aplicación en energía solar fotovoltaica integrada en edificios; laboratorios lograron 21 % de eficiencia. La a-Si es una tecnología madura, pero en desuso; podría usarse para aplicaciones fotovoltaicas flexibles y semitransparentes; los laboratorios lograron un 10 % de eficiencia. El CdTe es una tecnología madura y está en crecimiento; podría usarse para la aplicación a escala de servicios públicos en áreas calientes; los laboratorios lograron un 21 % de eficiencia.

Nuevas tecnologías diferentes están siendo objeto de actividades de investigación y desarrollo

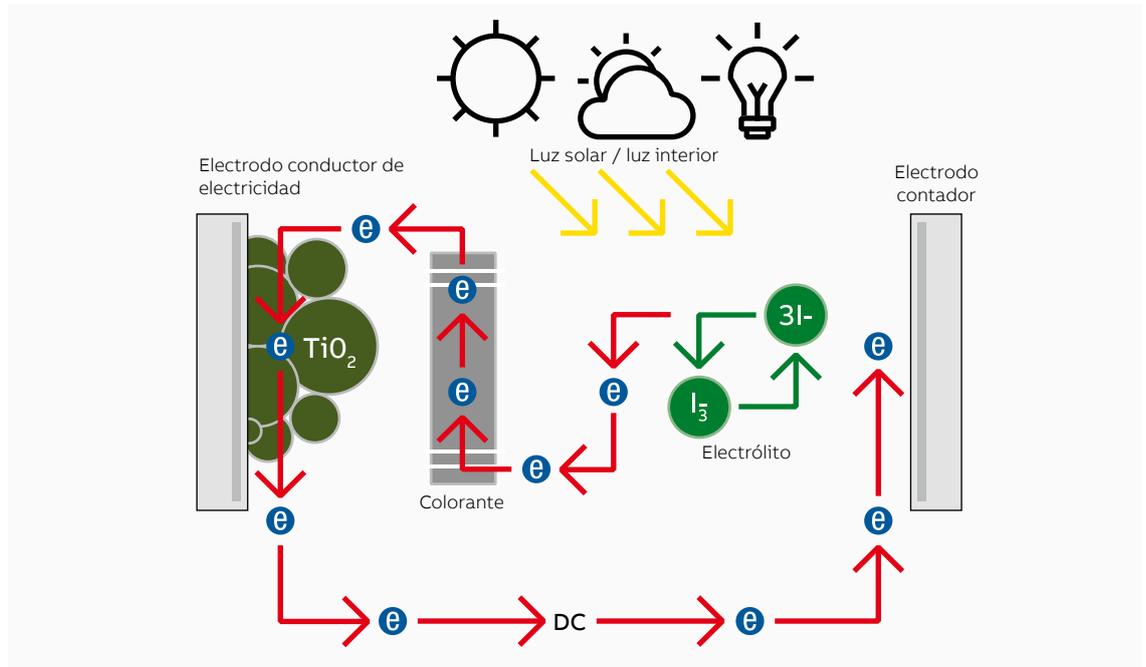
Las **celdas solares sensibilizada por colorante (DSSC)** también se conocen como celdas de Grätzel debido al nombre de su inventor: las DSSC están basadas en materiales orgánicos y consisten en una capa frontal de vidrio plástico con algunos elementos depositados uno sobre el otro:

- una película delgada conductora de un electrodo transparente;
- una capa porosa de nanocristales de dióxido de titanio semiconductor ( $\text{TiO}_2$ );

- moléculas de colorante (complejos metal-orgánicos de rutenio) distribuidos en la superficie de  $\text{TiO}_2$ ;
- un electrolito formado por un solvente orgánico y un par redox como yoduro/trióxido;
- un contraelectrodo catalizado con platino.

El colorante es el material fotoactivo de la DSSC; puede producir electricidad al ser sensibilizado por la luz. El colorante capta fotones de luz entrante (luz solar y luz artificial ambiental) y utiliza su energía para excitar electrones (un comportamiento similar al de la clorofila en la fotosíntesis). Los electrones excitados se inyectan en el dióxido de titanio ( $\text{TiO}_2$ ). El dióxido de titanio nanocristalino aleja a los electrones. El electrolito químico cierra el circuito para que los electrones vuelvan al colorante. El movimiento de los electrones crea energía.

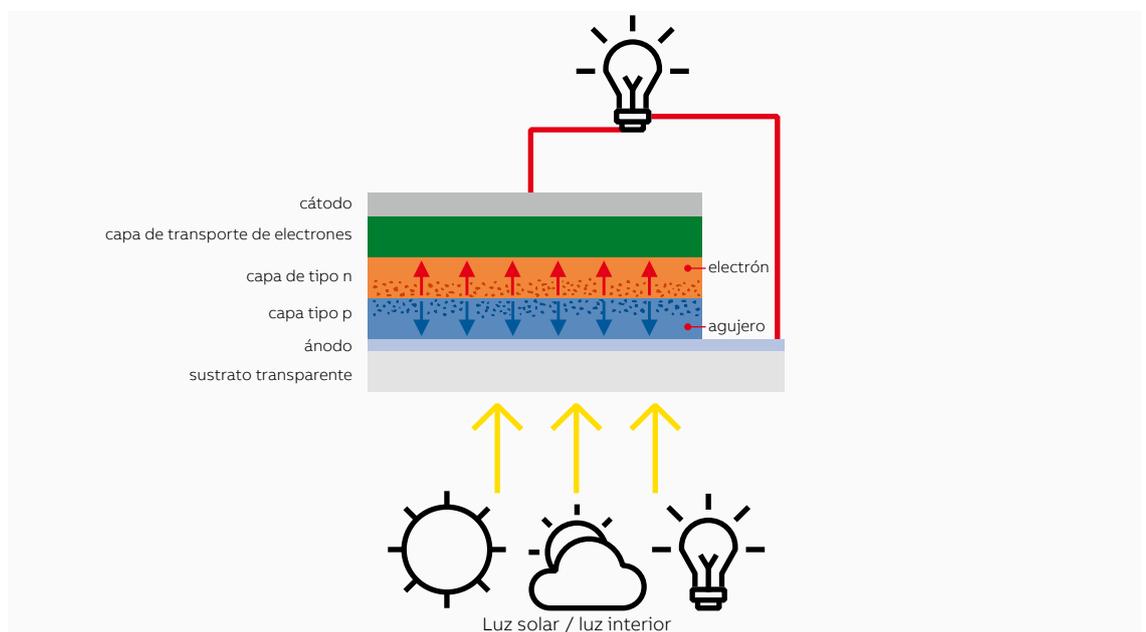
Figura 81  
Esquema de  
celdas DSSC



El límite teórico de eficiencia de conversión fotoeléctrica de la DSSC, utilizando una configuración de unión simple, es del 32 % en condiciones de prueba estándar (STC). Una DSSC en tándem de dos niveles podría alcanzar un 46 % de eficiencia. En los laboratorios, la celda DSSC ya ha conseguido un 12 % de eficiencia. La DSSC es una tecnología de nicho: es la atractividad del color.

**Celdas solares orgánicas (OSC) o fotovoltaicas orgánicas (OPV):** la deposición al vacío se utiliza para producir celdas solares orgánicas utilizando materiales de bajo peso molecular. Los materiales orgánicos con conductividades de tipo P y tipo N se depositan en un electrodo transparente, y luego, se deposita un electrodo metálico sobre ellos.

Figura 82  
Esquema de celdas OSC



La luz solar es absorbida por las capas orgánicas en las OSC, y las excitaciones generadas por la absorción de la luz se disocian en electrones y huecos en la interfaz entre las capas orgánicas de tipo P y N.

Los electrones y los huecos se recogen en los electrodos superior e inferior, respectivamente, y así se genera electricidad. Ejemplo de materiales orgánicos que se pueden usar para aplicaciones fotovoltaicas: P3HT, Ftalocianina, PCBM y colorante de rutenio N-3. En las celdas híbridas, el material activo puede ser una mezcla de moléculas orgánicas y de nanopartículas de compuestos inorgánicos (por ejemplo, nanotubos de carbono). Los semiconductores orgánicos tienen las capacidades necesarias para alcanzar a mediano y a largo plazo el objetivo de producir paneles fotovoltaicos a bajo costo, ya que pueden sintetizarse y luego depositarse en un área grande también en subcapas flexibles, a baja temperatura y con un bajo costo industrial. Por el momento, el límite principal de esta tipología es su eficiencia de conversión (<10 % para un pequeño módulo).

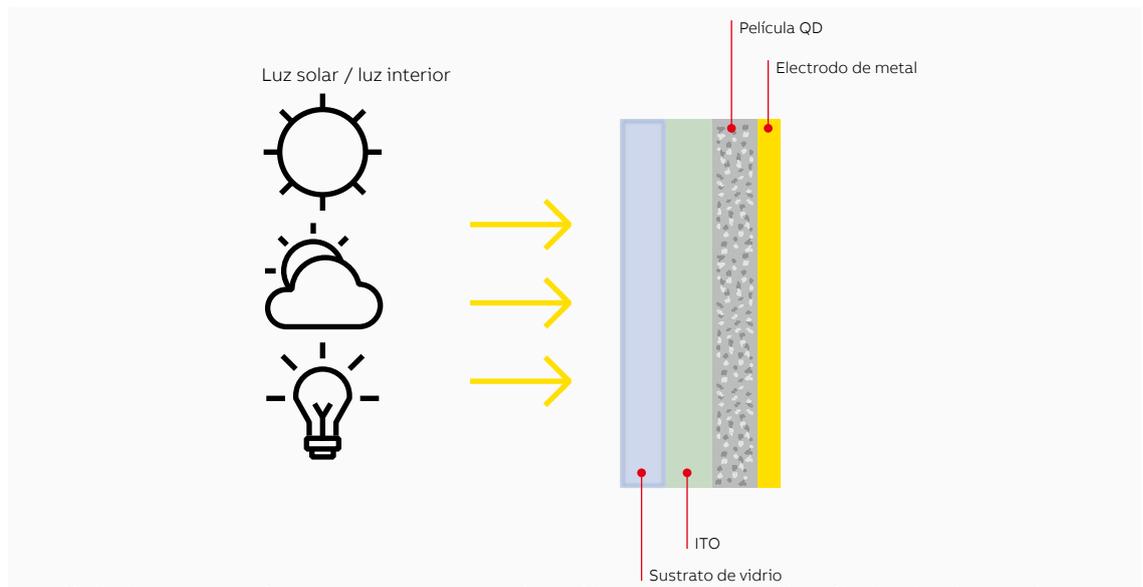
Las OSC es una tecnología de nicho piloto: es la atractividad del color.

**Las celdas solares de perovskita (PSC).** La película delgada fotovoltaica basada en perovskita aún no está en producción, pero esta tecnología ha hecho un progreso notable en los últimos años. Debido a su potencial de producción a muy bajo costo, y a su banda prohibida adecuada para la formación en tándem con silicio cristalino, podría revolucionar la generación de energía fotovoltaica. Las celdas solares de perovskita pueden ser con y sin contenido de plomo.

Los laboratorios lograron una eficiencia del 16 % para el pequeño módulo solar de perovskita.

**La celda solar de puntos cuánticos (QDSC)** es un tipo de celda solar que utiliza puntos cuánticos como material fotovoltaico absorbente. Tiene el potencial de aumentar la eficiencia de conversión termodinámica máxima alcanzable de la conversión fotovoltaica hasta aproximadamente un 66 %. Intenta reemplazar los materiales a granel como el silicio, seleniuro de cobre, indio y galio (CIGS) o el telururo de cadmio (CdTe).

Figura 83  
Esquema de  
celdas QDSC



La película de puntos cuánticos es atractiva para las celdas solares de unión múltiple, donde se utilizan una variedad de materiales para mejorar la eficiencia mediante la recolección de múltiples porciones del espectro solar.

Los laboratorios lograron un 14 % de conversión para la QDSC.

La tecnología fotovoltaica **III-V (se pronuncia tres cinco)** es una tecnología de película delgada (los materiales semiconductores se depositan en un sustrato) con las mayores eficiencias de conversión en condiciones de prueba estándar de un sol y de sol concentrado. La tecnología fotovoltaica III-V es muy cara. Estas celdas generalmente se usan para aplicaciones espaciales y en tecnología de concentración, donde el alto rendimiento es más importante que el costo. Los materiales III-V se basan en los elementos con tres electrones de valencia como: aluminio (Al), galio (Ga) o indio (In) y elementos con cinco electrones de valencia como fósforo (P) o arsénico (As). Se han analizado varios materiales semiconductores diferentes: arseniuro de galio (GaAs), fosfuro de galio (GaP), fosfuro de indio (InP), arseniuro de indio (InAs), arseniuro de indio y galio (GaInAs), fosfuro de galio e indio (GaInP), arseniuro de indio-galio-aluminio (AlGaInAs) y fosfuro de indio-galio-aluminio (AlGaInP). Los dispositivos fotovoltaicos III-V pueden alcanzar eficiencias muy altas cuando se basan en el concepto de unión múltiple, lo que significa que se utiliza más de una banda prohibida.

## A.2 Concentradores fotovoltaicos (CPV)

Los concentradores fotovoltaicos (concentrator photovoltaics, CPV) son una tecnología fotovoltaica que enfoca la luz solar en celdas solares pequeñas y altamente eficientes. La clasificación de los sistemas de concentradores podría hacerse de acuerdo con diferentes criterios:

- El nivel de concentración.
- El sistema de enfriamiento: pasivo o activo.
- El componente óptico: lentes o espejo.
- La forma de la óptica: foco puntual, lineal, etc.
- El material o la estructura de la celda: silicio, semiconductores III-V, unión simple, unión múltiple.
- La estrategia de seguimiento: dos ejes, eje único, estacionaria, cuasiestacionaria, etc..

El principio clave de CPV es reducir la ocupación de la instalación fotovoltaica en el terreno y reducir el costo nivelado de electricidad (levelized cost of electricity, LCOE). Concentrar la energía fotovoltaica implica un diseño y una ingeniería de planta más complejo debido a:

- La necesidad de instalar las plantas en áreas con alta radiación solar directa, lo que hace que el análisis de las características de la ubicación sea bastante difícil en la fase de diseño y reduce el número de áreas adecuadas para tales plantas.
- La necesidad de un sistema preciso de seguimiento para mantener el módulo lo más perpendicular posible a la radiación solar directa.
- La necesidad de un sistema de enfriamiento para las celdas debido a la alta temperatura que pueden alcanzar por el aumento de la irradiación; la temperatura operativa debe mantenerse por debajo de los 200-250 °C mediante sistemas de refrigeración por aire (intercambiadores de calor de placas y aletas) o sistemas de refrigeración líquida (con microtubos y la posibilidad de utilizar el calor absorbido para cogeneración).

Los sistemas de CPV se clasifican según la concentración solar, medida en "soles":

- Un fotovoltaaje de baja concentración (low concentration photovoltaic, LCPV): la concentración solar de LCPV es de 2 soles a 100 soles. Generalmente, el LCPV utiliza celdas solares de silicio convencionales o modificadas. El enfriamiento de las celdas se obtiene con un sistema de enfriamiento pasivo.
- Fotovoltaaje de concentración media: la concentración solar de fotovoltaaje de concentración media es de 100 soles a 300 soles. El enfriamiento de las celdas puede ser pasivo o activo. Este tipo de CPV debe instalarse en un seguidor solar de 2 ejes para optimizar el enfoque del CPV en las celdas solares.
- Fotovoltaaje de alta concentración (high concentration photovoltaic, HCPV): la concentración solar de HCPV es de 300 soles a 1000 soles (o más). El enfriamiento de las celdas suele ser activo; este tipo de CPV debe instalarse en un seguidor solar de 2 ejes para optimizar el enfoque del CPV en las celdas solares. Frecuentemente se utilizan celdas solares de unión múltiple porque son más eficientes y tienen coeficientes de temperatura más bajos.

Los sistemas de CPV son sistemas complejos que se usan solo para instalaciones a escala de servicios públicos; se desarrollaron muchos estándares para garantizar la seguridad, la confiabilidad y el rendimiento de los sistemas de CPV.

- EC 62108: Módulos y conjuntos de concentradores fotovoltaicos (CPV). Calificación de diseño y aprobación de tipo.
- Serie IEC 62670: Concentradores fotovoltaicos (CPV). Pruebas de rendimiento.
- IEC 62688: Módulos y conjuntos de concentradores fotovoltaicos (CPV). Calificación de la seguridad.
- IEC 62925: Módulos de concentradores fotovoltaicos (CPV). Prueba de ciclo térmico para diferenciar la mayor durabilidad a la fatiga térmica.
- IEC 62817: Sistemas fotovoltaicos. Calificación de diseño de seguidores solares.
- UL 3703: Estándar para seguidores solares.
- UL 8703: Esquema de investigación para conjuntos y módulos de concentradores fotovoltaicos.

Las fortalezas de los CPV son las siguientes:

- Altas eficiencias bajo irradiancia normal directa.
- Coeficientes de baja temperatura.
- Producción de energía incrementada y estable durante todo el día debido al seguimiento (de dos ejes).
- Bajo tiempo de recuperación de energía.
- Posible uso doble del terreno, por ejemplo, para la agricultura, con poco impacto ambiental.
- Mayor potencial para aumentar la eficiencia en el futuro en comparación con los sistemas de placa plana de unión simple que podría conducir a mejoras mayores en el uso del área del terreno, los costos del balance del sistema (BOS) y los costos de la póliza para dueños de empresas (BOP).

Los puntos débiles de los CPV son los siguientes:

- El HCPV no puede utilizar radiación difusa. El LCPV solo puede utilizar una fracción de radiación difusa.
- Se requiere un seguimiento con suficiente precisión y fiabilidad.
- Pérdidas ópticas.
- Puede requerir una limpieza frecuente para mitigar las pérdidas por suciedad, dependiendo del sitio.

### A.3 Sistemas fotovoltaicos flotantes

En el sistema solar flotante o FPV (fotovoltaico flotante) los conjuntos de paneles solares se encuentran en una estructura que flota sobre un cuerpo de agua, generalmente una cuenca artificial o un lago.

Los motivos detrás del desarrollo de estos sistemas son:

- No ocupa espacio en tierra.
- Ahorro y calidad del agua: la cobertura parcial de las cuencas puede reducir la evaporación del agua.
- Instalación y desmantelamiento: no se utilizan estructuras fijas para la instalación; no se requieren cimientos; la instalación puede ser totalmente reversible.
- Enfriamiento: una capa imperceptible de agua que circula sobre la superficie del panel mantiene la temperatura del módulo en valores que garantizan una eficiencia máxima. Esto aumenta la producción anual de energía en aproximadamente un 10 %, lo que excede el consumo de la bomba y garantiza el enfriamiento.
- Seguimiento solar: dado que la plataforma flotante puede funcionar como un seguidor solar con un grado de libertad, se mueve en dirección este-oeste durante el día, lo que garantiza un aumento de la producción anual de hasta un 25 %.

No obstante, existen algunas desventajas que aún dificultan el uso de sistemas flotantes:

- Aún se desconocen los efectos del flujo constante del agua en los módulos y de su interacción con la vegetación acuática y la vida silvestre durante largos períodos de tiempo.
- Existen gastos adicionales (aproximadamente € 0,8 por W) debido a la estructura flotante y a los sistemas de seguimiento y enfriamiento: un aumento de aproximadamente el 50 % en el costo total si se compara con una instalación del mismo tamaño en un techo o en el suelo.





# Anexo B: Ejemplos de diseño de plantas fotovoltaicas

## Introducción

### B.1 Planta fotovoltaica con inversores

<b>centrales (3-4 MW)</b>	120
B.1.1 Inclinación y orientación de los paneles	120
B.1.2 Temperatura de referencia del sitio	121
B.1.3 Selección del tipo de módulo fotovoltaico	121
B.1.4 Configuraciones físicas del conjunto	122
B.1.5 Selección del tamaño del inversor	124
B.1.6 Determinación de la cantidad máxima de módulos fotovoltaicos por cadena	125
B.1.7 Determinación de la cantidad mínima de módulos fotovoltaicos por string	125
B.1.8 Cantidad de módulos fotovoltaicos por string	125
B.1.9 Disposición definitiva del inversor	126
B.1.10 Cajas de conexión de CC	126
B.1.11 Elección del cableado en string	131
B.1.12 Recombinadores de CC	133
B.1.13 Elección de cables entre cajas de conexión y recombinaoress	134
B.1.14 Elección de cables entre recombinaoress y el inversor	136
B.1.15 Lado de CA	138

### B.2 Planta fotovoltaica con inversores

<b>de string (2 MW)</b>	139
B.2.1 Inclinación y orientación de los paneles	139
B.2.2 Temperatura de referencia del sitio	139
B.2.3 Selección del tipo de módulo fotovoltaico	140
B.2.4 Configuraciones físicas del conjunto	141
B.2.5 Selección del tamaño del inversor	142
B.2.6 Determinación de la cantidad máxima de módulos fotovoltaicos por string	142
B.2.7 Determinación de la cantidad mínima de módulos fotovoltaicos por string	142
B.2.8 Cantidad de módulos fotovoltaicos por string	143
B.2.9 Disposición definitiva del inversor	143
B.2.10 Cajas de conexión de CC	143
B.2.11 Elección del cableado en cadena	144
B.2.12 Salida de CA del inversor	145
B.2.13 Elección de un cable de CA	145
B.2.14 Caja de conexión de CA	145
B.2.14.1 Interruptor automático del lado de CA del inversor	146
B.2.14.2 SPD	146
B.2.14.3 Disyuntor principal del lado de CA de LV	146
B.2.15 Línea y protecciones de línea MV	146

---

# Anexo B: Ejemplos de diseño de plantas fotovoltaicas

---

## Introducción

En este apartado se encuentran dos ejemplos de diseño de una planta de energía fotovoltaica conectada a la red a nivel de empresa de servicios públicos.

El primer ejemplo corresponde a una planta de energía fotovoltaica a nivel de empresa de servicio público conectada a la red diseñada con inversores centrales. El segundo ejemplo se refiere a una planta de energía fotovoltaica conectada a la red a nivel de empresa de servicio público diseñada usando inversores de string. En ambos casos, las plantas fotovoltaicas están conectadas a la red de voltaje medio (MV) de servicios públicos. Se utiliza un sistema de TI para conexión a tierra para ambos casos del lado de la CC.

Según la norma IEC 62548, se debe proporcionar un medio para medir la resistencia de aislamiento del campo fotovoltaico a tierra: podría incluirse en el inversor. En cualquier caso, se verificará la presencia de un dispositivo de medición de aislamiento. Por último, en ambos casos, se supone que la posible corriente de cortocircuito entregada por la red de distribución es de 12,5 kA trifásica.

---

## B.1 Planta fotovoltaica con inversores centrales (3-4 MW)

Deseamos realizar el diseño de una planta fotovoltaica conectada a la red a nivel de empresa de servicios públicos. Se conectará a la red de servicios públicos de voltaje medio (20 kV/50 Hz).

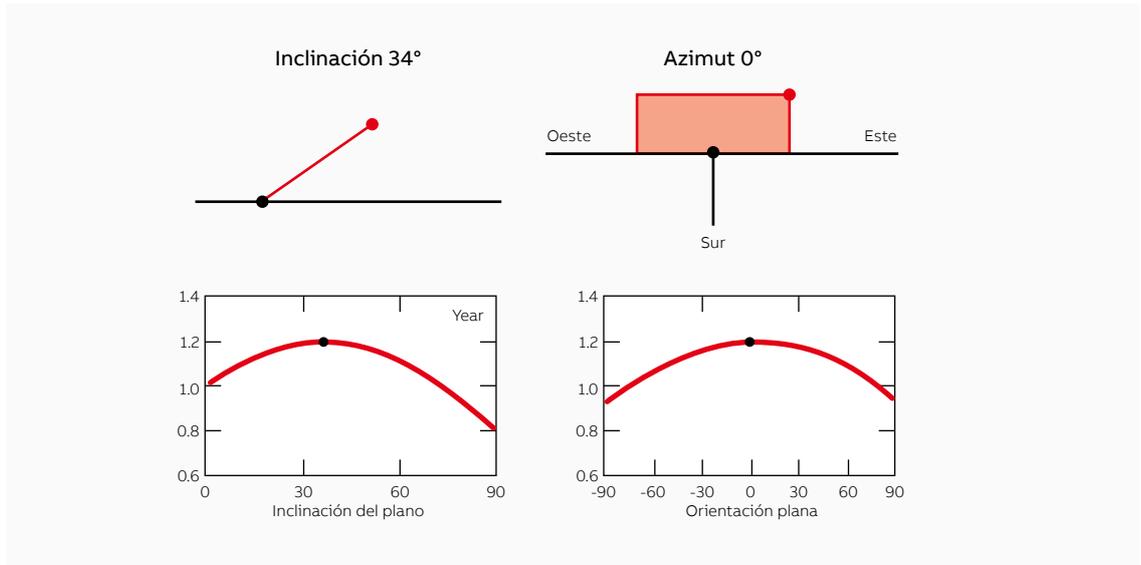
La planta fotovoltaica se montará sobre tierra con un conjunto fotovoltaico fijo e independiente. Estará ubicada en un terreno en el centro de Italia cerca de la ciudad de Roma. El terreno es completamente llano y ocupa 6,6 hectáreas.

### B.1.1 Inclinación y orientación de los paneles

Los paneles fijos estarán orientados al sur y el ángulo azimut ( $\gamma$ ) será 0.

El ángulo de inclinación óptimo (la pendiente de los paneles fotovoltaicos) en Roma (41°53'N 12°12'E) que proporciona la mayor producción de energía para todo el año, suponiendo que el ángulo de la pendiente se mantiene fijo durante todo el año, es 34° (el ángulo de inclinación óptimo podría calcularse mediante una herramienta gratuita en línea de una calculadora solar fotovoltaica: por ejemplo, PVGIS [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#PVP](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP))

Figura 84  
Ángulo de inclinación y orientación óptimo



### B.1.2 Temperatura de referencia del sitio

Las temperaturas máximas y mínimas que se pueden esperar en el sitio de instalación fotovoltaica son necesarias para el diseño con cadenas (de acuerdo con la norma IEC 60364-7-712).

Las temperaturas de las celdas solares dependen del sistema de montaje seleccionado y de la temperatura ambiente. Para la instalación montada en el suelo con ángulo de inclinación, la  $\Delta T$  entre la temperatura ambiente de la celda es +30 °C.

La temperatura ambiente máxima en el sitio de la instalación fotovoltaica cerca de Roma se estima en 31 °C (según las bases de datos meteorológicos); entonces la temperatura máxima de la celda que se utilizará para el dimensionamiento de la cadena en la instalación fotovoltaica montada en el suelo será de 61 °C.

La temperatura ambiente mínima en el sitio de la instalación fotovoltaica cerca de Roma se estima en -3 °C (según las bases de datos meteorológicos); entonces la temperatura mínima de la celda que se utilizará para el dimensionamiento de la cadena en la instalación fotovoltaica montada en el suelo será de -3 °C.

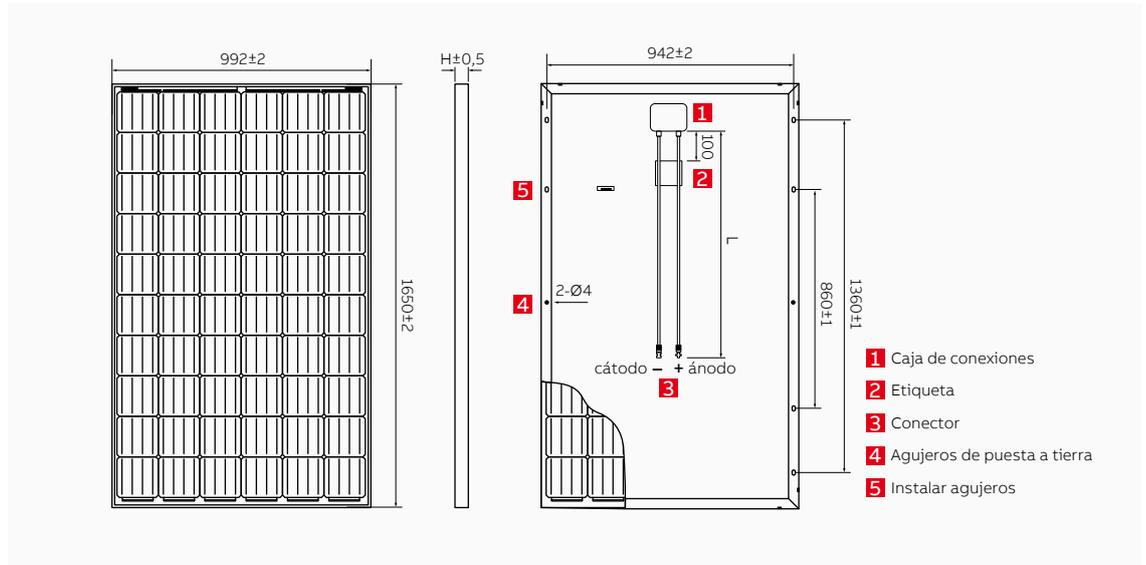
### B.1.3 Selección del tipo de módulo fotovoltaico

Para dimensionar el campo fotovoltaico de acuerdo con la disponibilidad de terreno, se seleccionará el tipo de módulo fotovoltaico.

Figura 85  
Datos del módulo fotovoltaico

DATOS MODULO FV	
Verifique las especificaciones del panel en la base de datos y compárelas con la hoja de datos correcta si su panel no está incluido, también puede editar las especificaciones manualmente (Botón edit) para completar la configuración, la modificación no es almacenada en la base de datos pero es válida solo para la sesión en marcha.	
<b>Fabricante:</b> Fabricante A de módulos FV	
<b>Modelo:</b> Modulo FV 300W - 60 celdas monocristalinas	
<b>Potencia nominal [W]:</b> 300	<b>Puesta a tierra:</b> N/D
<b>Voltaje de circuito abierto - Voc [V]:</b> 40,10	<b>Corriente de corto circuito - Isc [A]:</b> 9,72
<b>Voltaje de potencia máxima - Vmp [V]:</b> 32,60	<b>Corriente de potencia máxima - Imp [A]:</b> 9,21
<b>Coefficiente de Temperatura Voc</b> $\frac{[V/^{\circ}C]: -0,12}{[%/^{\circ}C]: -0,299}$	<b>Coefficiente de Temperatura Isc</b> $\frac{[mA/^{\circ}C]: 4,61}{[%/^{\circ}C]: 0,047}$
<b>Voltaje máximos del sistema (IEC) [V]:</b> 1500	<b>Coefficiente de temperatura a Pmax [%/^{\circ}K]:</b> -0,39

Figura 86  
Dimensiones del tipo de  
módulo seleccionado



#### Determinación del $V_{oc}$ máximo del módulo fotovoltaico (según la norma IEC 60364-7-712)

El voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{OC\ MAX}$ ) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en STC) es de 40,10 V en STC.

La temperatura ambiente mínima en Roma (Italia) es de -3 °C.

El coeficiente de temperatura de voltaje ( $\beta$ ) del módulo fotovoltaico anterior es de -0,299 [%/K].

$$V_{OC\ MAX} = 40.10 \cdot [1 + (-0.299\%) \cdot ((-3) - 25)] = 40.10 \cdot [1 - 0.00299 \cdot (-3 - 25)]$$

$$V_{OC\ MAX} = 40.10 \cdot [1 + 0.00299 \cdot 28] = 43.45\ V$$

Ecuación 80

#### Determinación de $V_{MPP\ mín.}$ del módulo FV

El voltaje mínimo del punto máximo de potencia, o MPP, ( $V_{MPP\ mín.}$ ) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en STC) es de 32,60 V.

La temperatura ambiente máxima en Roma (Italia) se estima en 31 °C, entonces la temperatura máxima de la celda que se utilizará para el dimensionamiento de la cadena en la instalación fotovoltaica montada en el suelo será de 61 °C.

El coeficiente de temperatura de voltaje ( $\beta$ ) del módulo fotovoltaico anterior es de -0,299 [%/K].

$$V_{MPP\ mín} = 32.6 \cdot [1 + (-0.299\%) \cdot (61 - 25)] = 32.6 \cdot [1 - 0.00299 \cdot (36)]$$

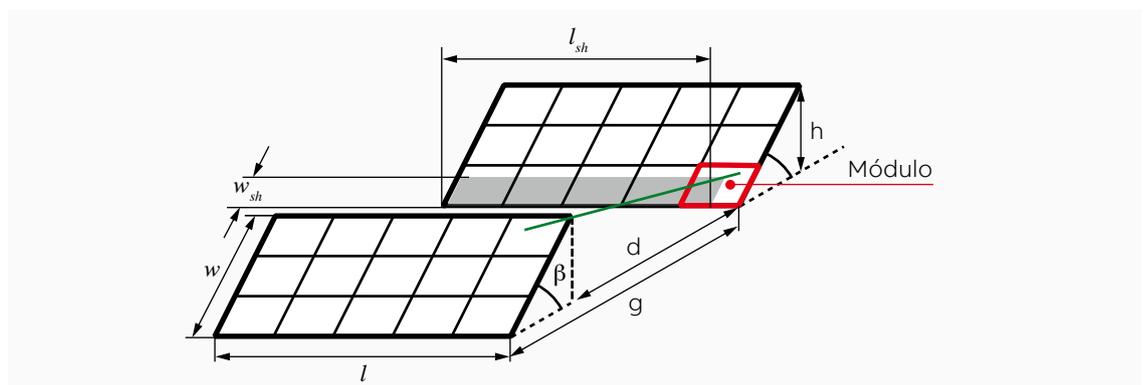
$$V_{MPP\ mín} = 32.6 \cdot [1 - 0.00299 \cdot 36] = 29.09\ V$$

Ecuación 81

### B.1.4 Configuraciones físicas del conjunto

Durante la fase de diseño, los efectos del autosombreado se considerarán en el sistema fotovoltaico montado en tierra con conjuntos fotovoltaicos independientes. Las pérdidas del autosombreado son causadas por una fila anterior de paneles fotovoltaicos y se aplica a todos menos a la primera fila de paneles fotovoltaicos. Con una planificación cuidadosa, las pérdidas del autosombreado se pueden reducir al mínimo. El diseñador de sistemas fotovoltaicos usa diferentes supuestos para definir la distancia mínima ( $d$ ) entre las filas vecinas.

Figura 87  
Distancia entre  
las filas vecinas:  
espaciado de filas



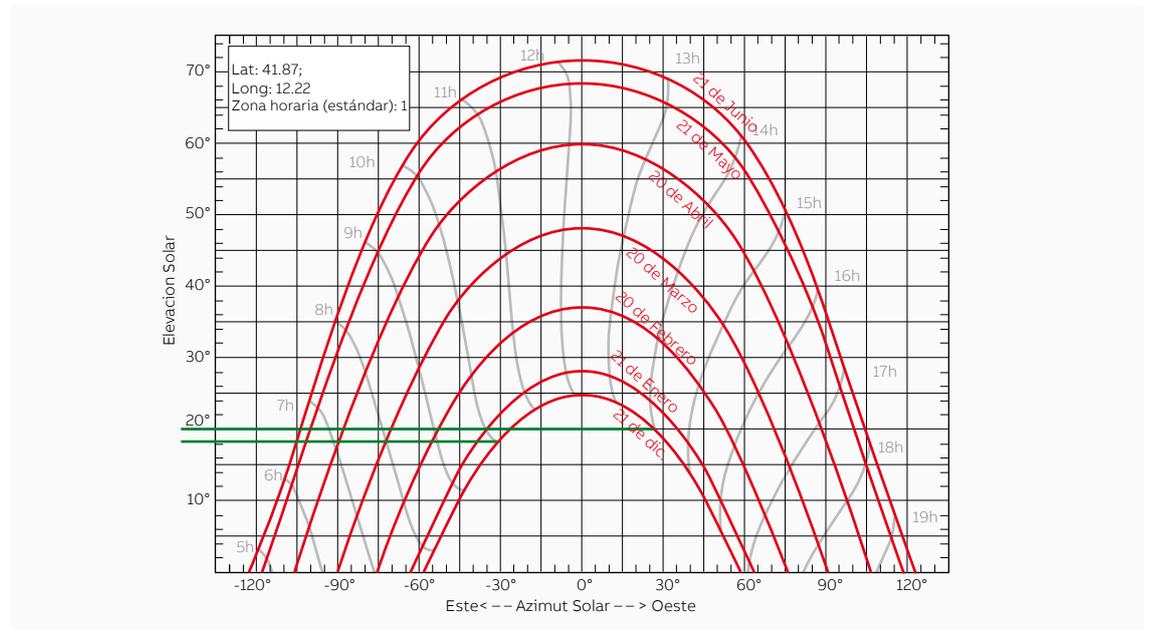
Para calcular el espacio entre filas ( $d$ ) para el panel, es necesario calcular la diferencia de altura ( $h$ ) desde la parte posterior del módulo hasta la superficie. Para eso, siga el cálculo a continuación:

Ecuación 82

$$h = w \cdot \sin \beta$$

La diferencia de altura depende exclusivamente del posicionamiento del módulo fotovoltaico en el panel. Otro parámetro necesario para calcular el espacio entre filas es la elevación del sol. Para evitar las sombras entre las 10:00 a. m. y las 2:00 p. m. el 21 de diciembre (solsticio de invierno) en un ángulo de inclinación del panel, la elevación del sol podría identificarse mediante los gráficos de trayectoria del sol en coordenadas cartesianas (Figura 88).

Figura 88  
Trayectoria del sol  
en latitud 41.871730  
y latitud 12.217600



A las 10:00 a. m., en el lugar de la instalación fotovoltaica, la elevación del sol ( $\theta$ ) es de cerca de 18°. A las 14:00 a. m., en el lugar de la instalación fotovoltaica, la elevación del sol ( $\theta$ ) es de cerca de 20°. La elevación mínima es de 18°.

El espacio entre las filas de paneles es de:

Ecuación 83

$$d = h / \tan \theta$$

En caso de que el panel inclinado en 34° esté compuesto por 2 módulos en posición vertical

Figura 89  
Panel de un módulo  
fotovoltaico en  
condiciones verticales



El ancho del panel es de:

Ecuación 84

$$w = 2 \cdot h_{\text{module}} = 2 \cdot 1,65 \text{ m} = 3,30 \text{ m}$$

la altura del panel es de:

Ecuación 85

$$h = w \cdot \sin \beta = 3,30 \text{ m} \cdot \sin 34 = 1,84 \text{ m}$$

El espacio entre las filas de paneles es de:

Ecuación 86

$$d = \frac{h}{\tan \theta} = \frac{1,84 \text{ m}}{\tan 18} = 5,66 \text{ m}$$

Y el ancho de la fila es de:

Ecuación 87

$$g = d + w \cdot \cos \beta = 5,66 \text{ m} + 3,30 \text{ m} \cdot \cos 34 = 5,66 \text{ m} + 2,73 \text{ m} = 8,39 \text{ m}$$

En caso de que el panel inclinado en 34° esté compuesto por 3 módulos en posición horizontal

Figura 90  
Panel de un módulo fotovoltaico en condiciones horizontales



El ancho del panel es de:

Ecuación 88

$$w = 3 \cdot w_{\text{module}} = 3 \cdot 0.992 \text{ m} = 2.976 \text{ m}$$

la altura del panel es de:

Ecuación 89

$$h = w \cdot \sin \beta = 2.976 \text{ m} \cdot \sin 34 = 1.66 \text{ m}$$

El espacio entre las filas de paneles es de:

Ecuación 90

$$d = \frac{h}{\tan \theta} = \frac{1.66 \text{ m}}{\tan 18} = 5.10 \text{ m}$$

Y el ancho de la fila es de:

Ecuación 91

$$g = d + w \cdot \cos \beta = 5.10 \text{ m} + 2.976 \text{ m} \cdot \cos 34 = 5.66 \text{ m} + 2.47 \text{ m} = 8.13 \text{ m}$$

Según estos valores y según el rendimiento real del módulo fotovoltaico, la ocupación del terreno es de alrededor de 15 m<sup>2</sup>/kW.

Eso significa que, teniendo en cuenta el espacio para las cabañas y los caminos internos, en un terreno de 6,6 hectáreas se podrían instalar alrededor de 4,4 MW de módulos fotovoltaicos monocristalinos.

## B.1.5 Selección del tamaño del inversor

La selección del inversor y de su tamaño se realiza de acuerdo con la potencia nominal del generador FV. Según el terreno disponible (6,6 hectáreas) y de acuerdo con la ocupación del terreno indicado anteriormente, la potencia nominal del generador fotovoltaico ( $P_{CC \text{ GEN FV}}$ ) es de 4,4 MW. Para utilizar inversores centrales, la mejor opción es utilizar 2 inversores centralizados con un  $P_{DC \text{ Max Inverter}} = 3,200 \text{ MW}$  y un  $P_{AC \text{ Max Inverter}} = 2,2 \text{ MVA}$

Figura 91  
Datos del inversor

Entrada (CC)	
Potencia fotovoltaica máxima recomendada ( $P_{PV, \text{max}}$ ) <sup>1)</sup>	3200 kWp
Corriente máxima de CC ( $I_{\text{max(DC)}}$ )	2400 A
Rango de voltaje de CC, mpp ( $U_{DC, \text{mpp}}$ ) a 35 °C	De 935 a 1500 V
Rango de voltaje de CC, mpp ( $U_{DC, \text{mpp}}$ ) a 50 °C	De 935 a 1100 V
Voltaje máximo de CC ( $U_{\text{max(DC)}}$ )	1500 V
Cantidad de seguidores MPPT	1
Cantidad de entradas protegidas de CC	De 8 <sup>2)</sup> a 24 (+/-)
Salida (CA)	
Potencia máxima ( $S_{\text{max(AC)}}$ ) <sup>3)</sup>	2200 kVA
Potencia nominal ( $S_{N(AC)}$ ) <sup>4)</sup>	2000 kVA
Corriente máxima de CA ( $I_{\text{max(AC)}}$ )	1925 A
Corriente nominal de CA ( $I_{N(AC)}$ )	1750 A
Salida de voltaje nominal ( $U_{N(AC)}$ ) <sup>5)</sup>	660 V
Frecuencia de salida <sup>5)</sup>	50/60 Hz
Distorsión armónica, corriente <sup>6)</sup>	< 3%
Tipo de distribución de la red <sup>7)</sup>	TN y TI

Eficiencia	
Máxima <sup>8)</sup>	98.8%
Euro-eta <sup>8)</sup>	98.6%
Eficiencia CEC <sup>9)</sup>	98.5%
Consumo de energía	
Autoconsumo bajo funcionamiento normal	≤ 2500 W
Consumo en modo de espera	235 W
Fuente de voltaje auxiliar <sup>10)</sup>	Externo, 1 fase

1) La proporción de CC/CA mayor a 1,6 podría disminuir los intervalos de mantenimiento

2) Estándar

3) En 35 °C

4) En 50 °C

5) ±10 %

6) En potencia nominal

7) El lado del inversor debe ser de tipo IT

8) Sin consumo de energía auxiliar en un mínimo UDC

9) Con potencia auxiliar incluida

10) Interno como opción.

### B.1.6 Determinación de la cantidad máxima de módulos fotovoltaicos por string

De acuerdo con el voltaje de circuito abierto máximo del módulo anterior a la temperatura ambiente mínima en Roma ( $V_{OC\text{máx.}} = 43,45 \text{ V}$ ), la cantidad máxima de módulos fotovoltaicos conectados en serie que podrían conectarse al inversor es:

— Ecuación 92

$$N_{MAX\ Module} \leq \frac{V_{MAX\ Inverter}}{V_{OC\ MAX\ Module}} = \frac{1500}{43.45} = 34.52$$

La potencia máxima del sistema de todos los componentes del sistema fotovoltaico (cajas de conexión, interruptor, conectores, cables, módulos fotovoltaicos, etc.) debe ser compatible con la potencia máxima de entrada del inversor (1500 W).

El voltaje máximo del sistema de los módulos fotovoltaicos seleccionados es de 1500 V y luego los módulos son compatibles con el voltaje de entrada máximo del inversor.

### B.1.7 Determinación de la cantidad mínima de módulos fotovoltaicos por string

En caso de que el voltaje de la cadena disminuya por debajo del voltaje mínimo del MPP del inversor (935 V), no es posible el seguimiento del MPP o pueden producirse pérdidas de rendimiento. La cantidad mínima de módulos fotovoltaicos conectados en serie necesaria para garantizar que el voltaje de la cadena en condición de MPP siempre esté por encima del voltaje mínimo del MPP del inversor es:

— Ecuación 93

$$N_{min\ mod} \geq \frac{V_{min\ MPPT\ Inverter}}{V_{MPP\ min\ Module}} = \frac{935}{29.09} = 32.14$$

### B.1.8 Cantidad de módulos fotovoltaicos por string

El inversor fotovoltaico seleccionado está equipado con un único seguimiento de punto de potencia máxima (MPPT).

El número de módulos FV por cadena debe:

- no superar la cantidad máxima de módulos fotovoltaicos por cadena (34);
- no ser inferior a la cantidad mínima de módulos fotovoltaicos por cadena (33).

#### Determinación de la corriente máxima del módulo FV

— Ecuación 94

$$I_{SC\ OPC\ MAX\ Module} = I_{SC\ STC} \cdot [1 - \alpha \cdot (25 - T_{cell})] = 9.72 \cdot [1 - 0.00047 \cdot (25 - 61)] = 9.88 \text{ A}$$

#### Determinación de la corriente máxima de la cadena FV

— Ecuación 95

$$I_{SC\ OPC\ MAX\ Module} = I_{SC\ OPC\ MAX\ string} = 9.88 \text{ A}$$

#### Determinación del número de cadenas

La cantidad máxima de cadenas que se pueden conectar al único MPPT es:

— Ecuación 96

$$N_{MAX\ string} \leq \frac{I_{Max\ input}}{I_{SC\ OPC\ MAX\ string}} = \frac{2400}{9.88} = 242.91$$

### B.1.9 Disposición definitiva del inversor

Para optimizar el cableado de los módulos, es una buena práctica considerar las configuraciones físicas del conjunto (la configuración del panel) en la selección de las extensiones de la cadena.

#### Opción 1

El campo fotovoltaico se divide en 2 subsistemas iguales; cada subsistema está equipado con 1 inversor. Si el panel esté compuesto por 2 módulos en condición vertical, para maximizar la potencia conectada, la mejor opción de encadenamiento es:

- Un total de 216 strings de 34 módulos fotovoltaicos conectados al inversor 1 (2203,2 kW);
- Un total de 216 strings de 34 módulos fotovoltaicos conectados al inversor 2 (2203,2 kW); Según esta configuración, la potencia total del campo fotovoltaico es de 4,4064 MW.

#### Opción 2

El campo fotovoltaico se divide en 2 subsistemas iguales; cada subsistema está equipado con 1 inversor. Si el panel esté compuesto por 3 módulos en condición horizontal, para maximizar la potencia conectada, la mejor opción de encadenamiento es:

- Un total de 224 strings de 33 módulos fotovoltaicos conectados al inversor 1 (2217,6 kW);
- Un total de 224 strings de 33 módulos fotovoltaicos conectados al inversor 2 (2217,6 kW); Según esta configuración, la potencia total del campo fotovoltaico es de 4,4352 MW.

### B.1.10 Cajas de conexión de CC

La conexión de los módulos en serie se realiza en los mismos módulos, mientras que la conexión paralela de las cadenas se realiza dentro de las cajas de conexión que contienen, además de los sistemas de interconexión, también los dispositivos de protección contra sobrecargas, interruptores de desconexión y dispositivos de protección contra sobretensiones.

Las cajas de conexión forman subsistemas que se pueden estandarizar de acuerdo con la cantidad de cadenas, el voltaje y la corriente nominal.

#### Opción 1

Cada uno de los subsistemas está integrado por 216 strings de 34 módulos fotovoltaicos. Las 216 strings están conectadas en 4 grupos de 54 strings.

En todo caso, las 54 strings podrían conectarse a 4 cajas de conexión equipadas con una entrada de 16 strings (se utilizarán entradas de 13 o 14 strings). En la selección de la caja de conexión se debe considerar:

- El voltaje máximo del sistema de todos los componentes debe ser compatible con el voltaje de entrada máximo del campo fotovoltaico. En este caso, el voltaje máximo del sistema será de 1500 V.
- La corriente térmica convencional al aire libre ( $I_{th}$ ) del interruptor de desconexión será compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso, 14 strings están conectadas, y entonces:

Ecuación 97

$$I_{th} > 14 \cdot I_{SC\ MAX\ string} = 14 \cdot 9.88\ A = 138.32\ A$$

- La caja de conexión será equipada con dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD) de tipo 1.
- Los fusibles instalados en los portafusibles<sup>40</sup> serán fusibles gPV con una corriente máxima  $I_n$ .

Ecuación 98

$$1.5 \cdot I_{sc} \leq I_n < 2.4 \cdot I_{sc}$$

Ecuación 99

$$1.5 \cdot 9.72\ A \leq I_n < 2.4 \cdot 9.72\ A$$

Ecuación 100

$$14.58\ A \leq I_n < 23.32\ A$$

Además, la ficha técnica del módulo fotovoltaico informa que la intensidad nominal máxima de fusibles en serie de los módulos es de 15 A.

Ecuación 101

$$I_n < I_{rev\ module} = 15\ A$$

40

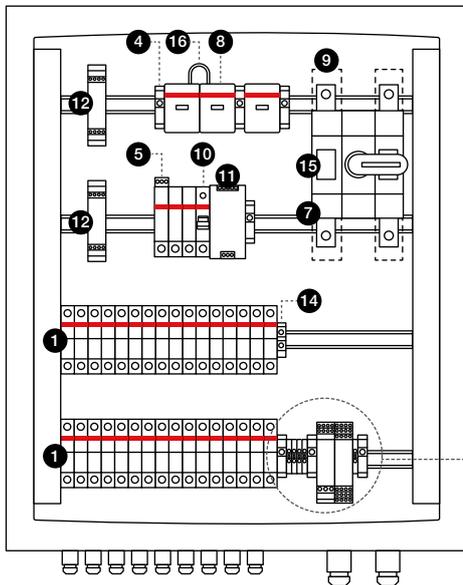
La capacidad de carga de corriente de los cables de la cadena es mayor que la corriente máxima que puede pasar a través de ellos en condiciones de funcionamiento estándar; por lo tanto, no es necesario protegerlos contra sobrecargas. Generalmente, no es necesario proteger los cables de la cadena fotovoltaica contra sobrecargas si se eligen con una capacidad de carga de corriente igual o mayor a 1,25 veces el  $I_{sc}$ . A propósito, en el caso de muchas cadenas conectadas en paralelo, los cables y los conectores en cadena deben protegerse contra cortocircuitos cuando su capacidad de carga actual es inferior a  $I_{sc}$ :  $1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{string} < I_{sc}$  =  $1,25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$  Donde  $S_A$  es el número de la cadena en el subconjunto. En todo caso, se recomienda el uso de portafusibles con fusibles para desconectar (no con carga) las cadenas para operaciones de mantenimiento.

Figura 92  
Un total de 16 cadenas  
1500 V de CC con un sistema de monitoreo

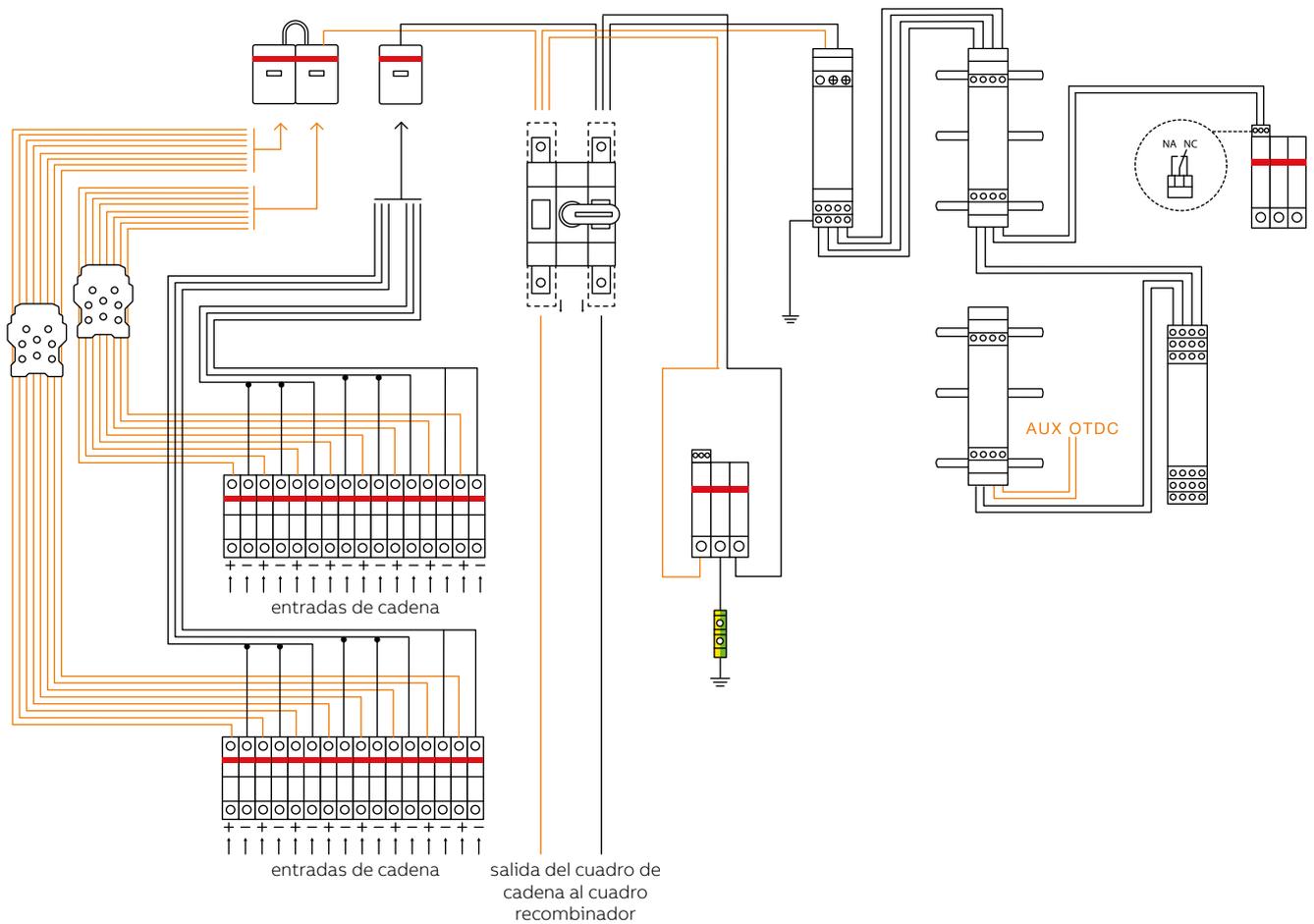
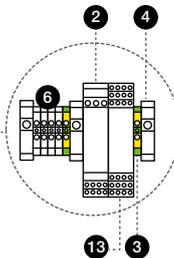
La corriente máxima de los fusibles gPV será entonces de 15 A.

El diagrama de la caja de conexión se muestra en la Figura 92.

**Un total de 16 strings, 1500 V de CC con monitoreo**



- 1 Portafusibles E90PV
- 2 Monitor de voltaje
- 3 Bloque de terminal M4 PE
- 4 Bloqueo BAM3
- 5 Protección contra sobretensiones OVR PV 6
- 6 Bloque de terminal M4 GREY
- 7 Interruptor-seccionador OTDC250E11K
- 8 Bloque de distribución DBL175
- 9 Recubrimiento para OTDC
- 10 Interruptor-E211
- 11 Suministro de energía CP-E 2,5 24V
- 12 Monitor de corriente
- 13 Dispositivo de comunicación
- 14 Bloque de terminal M35 PE
- 15 Contacto auxiliar OTDC (accesorio especial)
- 16 Enlace



El diagrama de conexión de las cajas de conexión de cada subsistema se indica en la Figura 93 (próxima página).

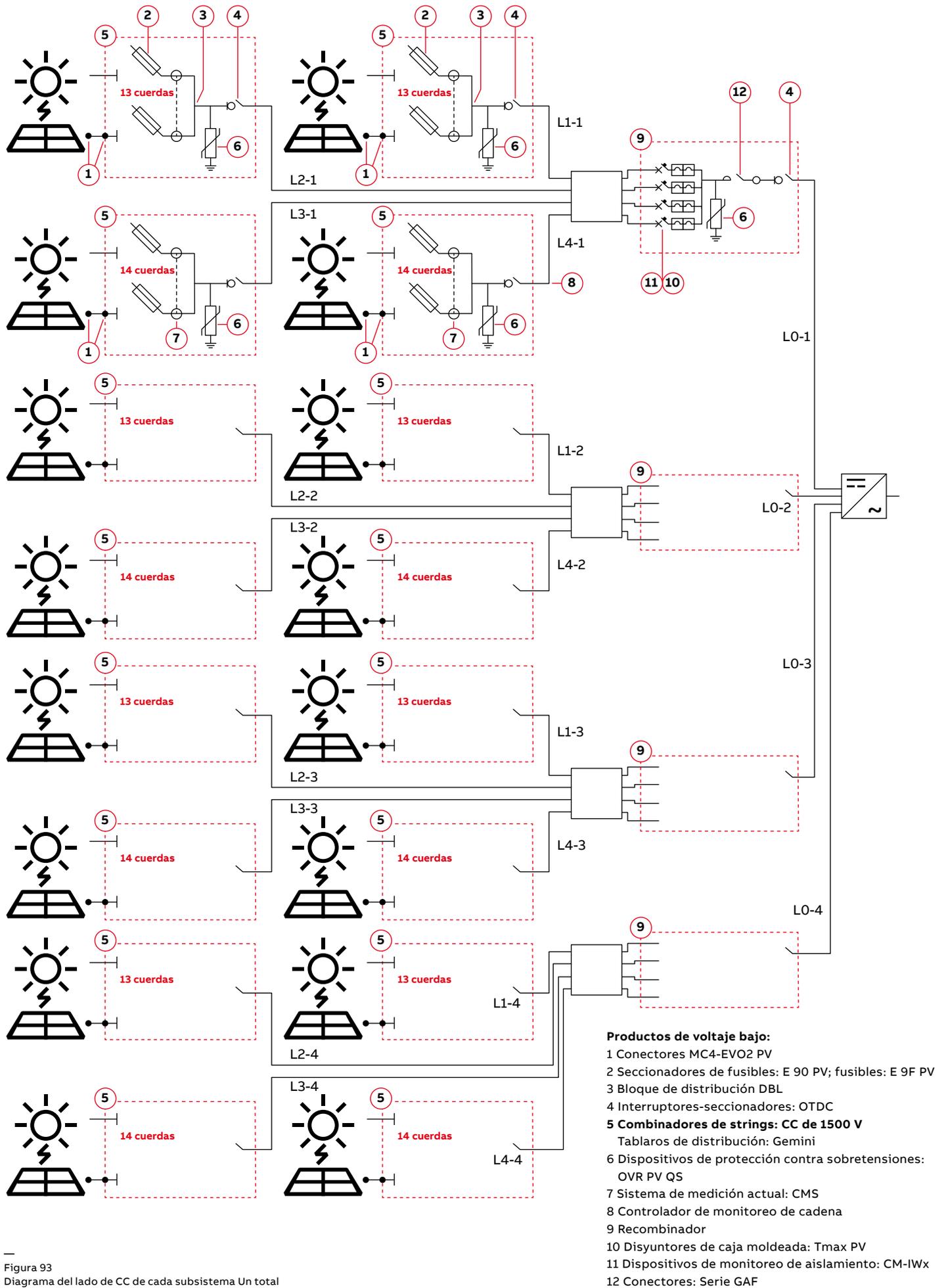


Figura 93  
Diagrama del lado de CC de cada subsistema. Un total de 216 strings de 34 módulos fotovoltaicos

**Opción 2**

Cada uno de los subsistemas está integrado por 224 cadenas de 33 módulos fotovoltaicos. Las 224 strings están conectadas en 4 grupos de 56 strings.

En todo caso, las 56 strings podrían conectarse a 4 cajas de conexión equipadas con una entrada de 16 strings (se utilizarán entradas de 14 strings). En la selección de la caja de conexión se debe considerar:

- El voltaje máximo del sistema de todos los componentes debe ser compatible con el voltaje de entrada máximo del campo fotovoltaico. En este caso, el voltaje máximo del sistema será de 1500 V.
- La corriente térmica convencional al aire libre ( $I_{th}$ ) del interruptor de desconexión será compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso, 14 cadenas están conectadas, y:

—  
Ecuación 102

$$I_{th} > 14 \cdot I_{SC\ MAX\ string} = 14 \cdot 9.88\ A = 138.32.$$

- La caja de conexión será equipada con dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD) de tipo 1.
- Los fusibles instalados en los portafusibles<sup>41</sup> serán fusibles gPV con una corriente máxima  $I_n$ .

—  
Ecuación 103

$$1.5 \cdot I_{sc} \leq I_n < 2.4 \cdot I_{sc}$$

—  
Ecuación 104

$$1.5 \cdot 9.72\ A \leq I_n < 2.4 \cdot 9.72\ A$$

—  
Ecuación 105

$$14.58\ A \leq I_n < 23.32\ A$$

Además, la ficha técnica del módulo fotovoltaico informa que la intensidad nominal máxima de fusibles en serie de los módulos es de 15 A.

—  
Ecuación 106

$$I_n < I_{rev\ module} = 15\ A$$

La corriente máxima de los fusibles gPV será entonces de 15 A.

El diagrama de la caja de conexión se muestra en la Figura 94.

El diagrama de interconexión de las cajas de conexión de cada subsistema se indica en la Figura 94 (próxima página).

—  
41

La capacidad de carga de corriente de los cables de la cadena es mayor que la corriente máxima que puede pasar a través de ellos en condiciones de funcionamiento estándar; por lo tanto, no es necesario protegerlos contra sobrecargas. Generalmente, no es necesario proteger los cables de la cadena fotovoltaica contra sobrecargas si se eligen con una capacidad de carga de corriente igual o mayor a 1,25 veces el  $I_{sc}$ . A propósito, en el caso de muchas cadenas conectadas en paralelo, los cables y los conectores en cadena deben protegerse contra cortocircuitos cuando su capacidad de carga actual es inferior a  $I_{sc2}$ .  $1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{z\ string} < I_{sc2} = 1,25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$ . Donde  $S_A$  es el número de la cadena en el subconjunto. En todo caso, se recomienda el uso de portafusibles con fusibles para desconectar (no con carga) las cadenas para operaciones de mantenimiento.

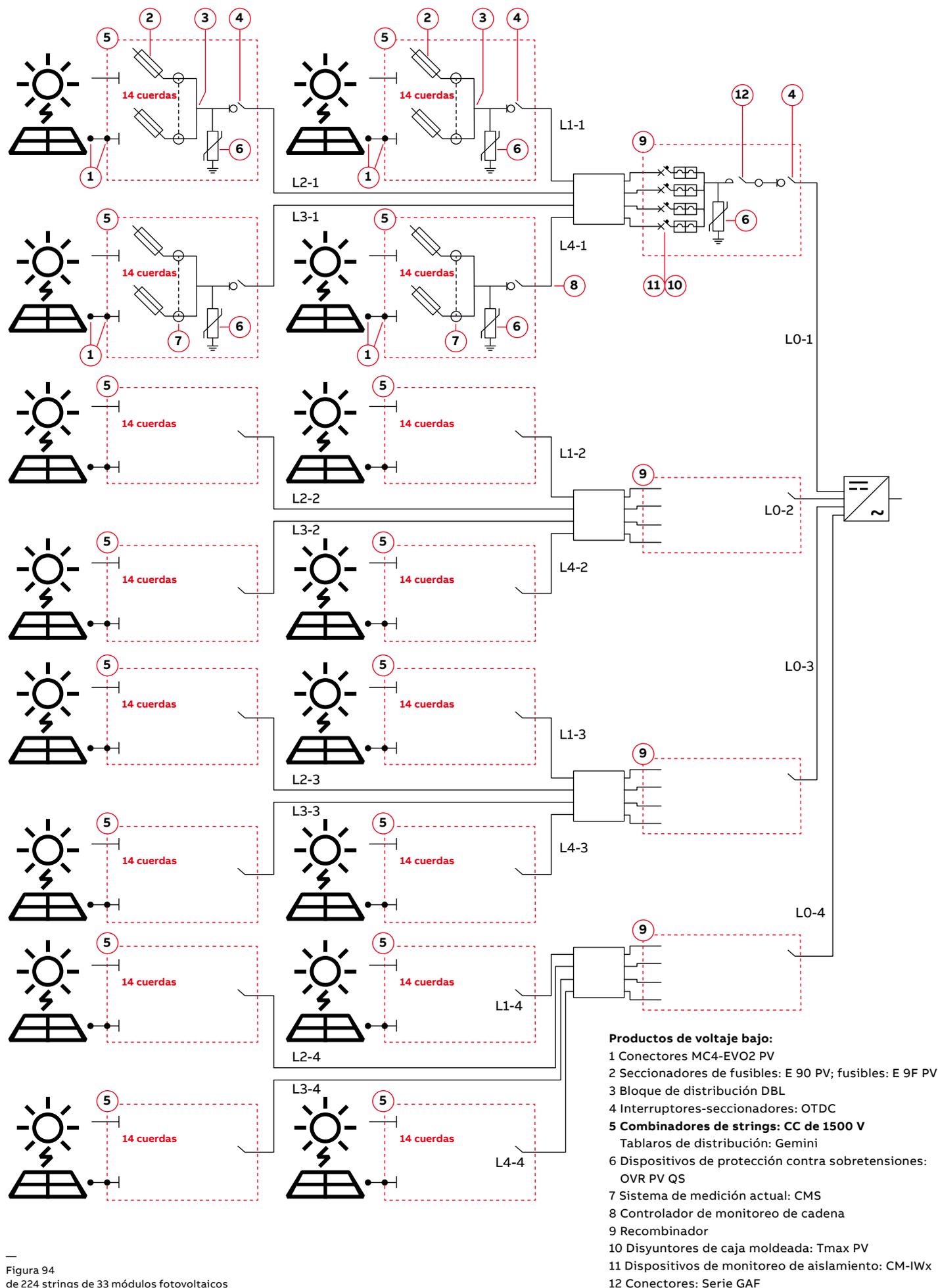


Figura 94 de 224 strings de 33 módulos fotovoltaicos

### B.1.11 Elección del cableado en cadena

La instalación es en Europa y, por lo tanto, el cableado debe respetar la codificación europea para cableados solares: los cables serán H1Z2Z2-K.

#### Opción 1

Teniendo en cuenta que:

- el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{OC\ MAX}$ ) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en STC) es de 40,10 V en STC;
- el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{OC\ MAX}$ ) a temperatura más baja es 43,45 V;
- las cadenas están formadas por 34 módulos;

el voltaje máximo de circuito abierto de la cadena ( $V_{OC\ MAX\ string}$ ) a una temperatura más baja es 1477,3 V;

El voltaje nominal del cableado será elegido según el voltaje máximo de circuito abierto

( $V_{OC\ MAX\ string}$ ) y entonces  $> 1477,3$  V.

Los cables en cadena se seleccionarán para mantener la caída de voltaje  $< 2\%$ .

Teniendo en cuenta que:

- los cables en cadena se colocarán en una placa de metal perforada para cables en la parte posterior de las estructuras;
- en el mismo conducto se pondrán alrededor de 6 pares de cables en cadena;
- el largo promedio del circuito en cadena es de 150 m;

se selecciona el siguiente cable solar para las cadenas:

tipo de cable: H1Z2Z2 K

sección transversal 4 mm<sup>2</sup>

Voltaje nominal de CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento: -40 °C hasta +90 °C

I0 Capacidad de carga actual para un solo cable al aire: 55 A

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250 °C (5 segundos)

La capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  se verificará y será:

—  
Ecuación 107

$$I_z \geq I_{sc\ MAX\ string} = I_{sc\ STC\ string} \cdot 1.25$$

La corriente máxima de la cadena fotovoltaica, para saber la extensión el cable, es la cadena  $I_{sc\ MAX\ string} = 12,15$  A.

De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  de los cables de la cadena fotovoltaica, para la extensión del cable, será:

—  
Ecuación 108

$$I_z \geq 12.15\ A$$

La capacidad de carga actual  $I_z$  de los cables solares dispuestos en una placa de metal perforada a la temperatura de funcionamiento de 70° C corresponde a la norma IEC 60364-5-52 es  $I_z = 36,53$  A.

La capacidad de carga es mayor que 1,25 veces el  $I_{sc}$  de la cadena; entonces la medida de los cables es correcto<sup>42</sup> y no es necesario proteger los cables de la cadena fotovoltaica contra sobrecargas.

—  
42  
Consulte párrafo 6.1.1

A propósito, teniendo en cuenta el número de cadenas conectadas en paralelo en los subconjuntos ( $S_A$ ), el cable de cadena no corroboró la condición

—  
Ecuación 109

$$I_z\ string < 1.25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$$

Por lo tanto, los cables y los conectores en cadena deben protegerse contra cortocircuitos utilizando fusibles en la entrada única de la cadena de la caja de conexión.

De acuerdo con las características de la curva tiempo/corriente de los fusibles, se verificará que ( $I^2t$ ) de los fusibles, la energía específica máxima de los fusibles, sea menor igual que  $\leq (K^2S^2)$  de los cables, el valor máximo de energía específica que el cable puede soportar.

Además, la contribución al cortocircuito en el lado de CC del inversor puede provenir de la red y de la descarga de los condensadores dentro del inversor (consulte 6.1.3). Gracias a la tipología constructiva del inversor, se incluye al menos un diodo de bloqueo que evita que la corriente de la red contribuya al cortocircuito..

**Opción 2**

Teniendo en cuenta que:

- el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{OC,MAX}$ ) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 300 W en STC) es de 40,10 V en STC;
- el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{OC,MAX}$ ) a temperatura más baja es 43,45 V; las cadenas están formadas por 33 módulos;

el voltaje máximo de circuito abierto de la cadena ( $V_{OC,MAX string}$ ) a una temperatura más baja es 1433,85 V. El voltaje nominal del cableado será elegido según el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{OC,MAX string}$ ) y entonces  $> 1433,85$  V.

Los cables en cadena se seleccionarán para mantener la caída de voltaje  $< 2\%$ .

Teniendo en cuenta que:

- los cables en cadena se colocarán en una placa de metal perforada para cables en la parte posterior de las estructuras;
- en el mismo conducto se pondrán alrededor de 6 pares de cables en cadena;
- el largo promedio del circuito en cadena es de 150 m;

se selecciona el siguiente cable solar para las cadenas:

tipo de cable: H1Z2Z2 K

sección transversal 4 mm<sup>2</sup>

Voltaje nominal de CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento: -40 °C hasta +90 °C

I0 Capacidad de carga actual para un solo cable al aire: 55 A

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250 °C (5 segundos)

La capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  se verificará y será:

—  
Ecuación 110

$$I_z \geq I_{sc MAX string} = I_{sc STC string} \cdot 1.25$$

La corriente máxima de la cadena fotovoltaica, para saber la extensión el cable, es la cadena  $I_{sc MAX string} = 12,15$  A.

De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  de los cables de la cadena fotovoltaica, para la extensión del cable, será:

—  
Ecuación 111

$$I_z \geq 12.15 A$$

La capacidad de carga actual  $I_z$  de los cables solares dispuestos en una placa de metal perforada a la temperatura de funcionamiento de 70° C corresponde a la norma IEC 60364-5-52 es  $I_z = 36,53$  A.

La capacidad de carga es mayor que 1,25 veces el  $I_{sc}$  de la cadena; entonces la medida de los cables es correcto<sup>43</sup> y no es necesario proteger los cables de la cadena fotovoltaica contra sobrecargas.

A propósito, teniendo en cuenta el número de cadenas conectadas en paralelo en los subconjuntos ( $S_A$ ), el cable de cadena no corroboró la condición

—  
43  
Consulte párrafo 6.1.1

—  
Ecuación 112

$$I_z string < 1.25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$$

Por lo tanto, los cables y los conectores en cadena deben protegerse contra cortocircuitos utilizando fusibles en la entrada única de la cadena de la caja de conexión.

De acuerdo con las características de la curva tiempo/corriente de los fusibles, se verificará que ( $I^2t$ ) de los fusibles, la energía específica máxima de los fusibles, sea menor o igual que  $\leq (K^2S^2)$  de los cables, el valor máximo de energía específica que el cable puede soportar.

Además, la contribución al cortocircuito en el lado de CC del inversor puede provenir de la red y de la descarga de los condensadores dentro del inversor (consulte 6.1.3). Gracias a la tipología constructiva del inversor, se incluye al menos un diodo de bloqueo que evita que la corriente de la red contribuya al cortocircuito.

## B.1.12 Recombinadores de CC

La conexión paralela de los cables que provienen de las cajas de conexión se realiza dentro de los recombinaidores que contienen, además de los sistemas de interconexión, también los dispositivos de protección contra sobrecargas, interruptores de desconexión y dispositivos de protección contra sobretensiones.

### Opción 1

Como se muestra en la Figura 93, el recombinaidor contiene:

- Disyuntor de caja moldeada para obtener protección contra sobrecorrientes; la corriente nominal de servicio ( $I_n$ ) del interruptor seccionador será compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso, 13 o 14 cadenas están conectadas a cada uno de los subsistemas; entonces en caso de 14 cadenas::

—  
Ecuación 113

$$1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{SC} \leq I_n < 2.4 \cdot S_A \cdot I_{SC}$$

—  
Ecuación 114

$$1.25 \cdot 14 \cdot 9.72 \text{ A} \leq I_n < 2.4 \cdot 14 \cdot 9.72 \text{ A}$$

—  
Ecuación 115

$$170.1 \text{ A} \leq I_n < 326.6 \text{ A}$$

- SPD de tipo 1;
- contactor para desconexión remota (es opcional; podría ser necesario para un sistema de seguridad avanzado);
- Interruptor seccionador: la corriente térmica convencional al aire libre ( $I_{th}$ ) del interruptor de desconexión será compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso, 54 cadenas están conectadas al subsistema, y entonces:

—  
Ecuación 116

$$I_{th} > 54 \cdot I_{SC \text{ MAX string}} = 54 \cdot 9.88 \text{ A} = 533.52 \text{ A}$$

En la selección de recombinaidor se debe considerar que el voltaje máximo del sistema de todos los componentes debe ser compatible con el voltaje de entrada máximo del campo fotovoltaico. En este caso, el voltaje máximo del sistema será de 1500 V.

### Opción 2

Como se muestra en la Figura 94, el recombinaidor contiene:

- Disyuntor de caja moldeada para obtener protección contra sobrecorrientes; la corriente nominal de servicio ( $I_n$ ) del interruptor seccionador será compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso, 14 cadenas están conectadas a cada uno de los subsistemas y entonces:

—  
Ecuación 117

$$1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{SC} \leq I_n < 2.4 \cdot S_A \cdot I_{SC}$$

—  
Ecuación 118

$$1.25 \cdot 14 \cdot 9.72 \text{ A} \leq I_n < 2.4 \cdot 14 \cdot 9.72 \text{ A}$$

—  
Ecuación 119

$$170.1 \text{ A} \leq I_n < 326.6 \text{ A}$$

- SPD de tipo 1;
- contactor para desconexión remota (es opcional; podría ser necesario para un sistema de seguridad avanzado);
- Interruptor seccionador: la corriente térmica convencional al aire libre ( $I_{th}$ ) del interruptor de desconexión será compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso, 56 cadenas están conectadas al subsistema, y entonces:

—  
Ecuación 120

$$I_{th} > 56 \cdot I_{SC \text{ MAX string}} = 56 \cdot 9.88 \text{ A} = 553.28 \text{ A}$$

En la selección de recombinaidor se debe considerar que el voltaje máximo del sistema de todos los componentes debe ser compatible con el voltaje de entrada máximo del campo fotovoltaico. En este caso, el voltaje máximo del sistema será de 1500 V.

### B.1.13 Elección de cables entre cajas de conexión y recombinadores

La conexión de la caja de conexión del conjunto fotovoltaico al recombinador se lleva a cabo utilizando dos cables de un núcleo H1Z2Z2-K.

El largo de los cables entre las cajas de conexión y los recombinadores se indica en la Tabla 7.

Tabla 7  
Largo del cable para la opción 1 y 2

Línea	Largo del circuito [m]	Línea	Largo del circuito [m]
L1-1	100	L1-3	100
L2-1	140	L2-3	140
L3-1	140	L3-3	140
L4-1	100	L4-3	100
L1-2	60	L1-4	60
L2-2	60	L2-4	60
L3-2	60	L3-4	60
L4-2	60	L4-4	60

#### Option 1

Considering that the maximum string open circuit voltage ( $V_{OC\ MAX\ string}$ ) at lower temperature is 1477.3 V, the cables voltage rating shall be chosen according to the maximum open circuit voltage ( $V_{OC\ MAX\ string}$ ) and then  $> 1477.3$  V. The cables shall be selected in order to maintain the voltage drop  $< 2\%$  and in order to verify the current carrying capacity.

Considering that:

- cables will be disposed in cable ducting in the ground;
- in the same duct will put only a circuit (2 cables);

the following solar cable is selected for the strings:

cable type: H1Z2Z2-K

Rated voltage DC: 1.5 kV

Ambient temperature in operation:  $-40\ ^\circ\text{C}$  up to  $+90\ ^\circ\text{C}$

Max. short-circuit temperature of the conductor:  $250\ ^\circ\text{C}$  (5 s.)

Tabla 8  
Largo del cable y sección transversal para la opción 1 y 2

Línea	Largo del circuito [m]	Sección transversal [ $\text{mm}^2$ ]	Línea	Largo del circuito [m]	Sección transversal [ $\text{mm}^2$ ]
L1-1	100	35	L1-3	100	35
L2-1	140	50	L2-3	140	50
L3-1	140	50	L3-3	140	50
L4-1	100	35	L4-3	100	35
L1-2	60	25	L1-4	60	25
L2-2	60	25	L2-4	60	25
L3-2	60	25	L3-4	60	25
L4-2	60	25	L4-4	60	25

La capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  se verificará y será:

Ecuación 121

$$I_z \geq I_{SC\ MAX\ string} = I_{SC\ STC\ string} \cdot 1.25$$

La corriente máxima de la cadena fotovoltaica, para saber la extensión el cable, es la cadena  $I_{SC\ MAX\ string} = 12,15$  A. De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  de los cables de la cadena fotovoltaica, para la extensión del cable, será:

Ecuación 122

$$I_z \geq 12.15\ \text{A}$$

Cada caja de conexión se conecta con al menos 14 cadenas.

De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  de los cables, para la extensión

del cable, será:

Ecuación 123

$$I_z \geq 12.15 \cdot 14 = 170.1\ \text{A}$$

Se verifica la capacidad de carga actual  $I_z$  de los cables solares calculados según la norma IEC 60364-5-52.

No es necesario proteger los cables del conjunto fotovoltaico contra sobrecargas ya que se eligen con una capacidad de carga de corriente igual o superior a 1,25 veces la suma del  $I_{sc}$  de las cadenas de subconjuntos. A propósito, teniendo en cuenta el número de cadenas conectadas en paralelo en los subconjuntos ( $S_A$ ), el cable de cadena no corroboró la condición

Ecuación 124

$$I_z \text{ sub-array} < 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{sc}$$

Donde  $S_{SA}$  es la cantidad de cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo en el subconjunto fotovoltaico.

Por lo tanto, las cajas de conexión y los recombinadores deben protegerse contra cortocircuitos utilizando disyuntores de caja moldeada en cada entrada del recombinador.

De acuerdo con las características de la curva tiempo/corriente de los fusibles, se verificará que ( $I^2t$ ) de los fusibles, la energía específica máxima de los fusibles, sea menor o igual que  $\leq (K_2 S_2)$  de los cables, el valor máximo de energía específica que el cable puede soportar.

### Opción 2

Teniendo en cuenta que el voltaje máximo de circuito abierto de la cadena ( $V_{OC \text{ MAX string}}$ ) a una temperatura más baja es de 1433.85 V, el voltaje nominal del cableado será elegido según el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{OC \text{ MAX string}}$ ) y entonces  $> 1433,85 \text{ V}$ .

Los cables se seleccionarán para mantener la caída de voltaje  $< 2 \%$  y para verificar la capacidad de carga actual..

Teniendo en cuenta que:

- los cables estarán dispuestos en conductos de cables en el suelo;
- en el mismo conducto se pondrá solo un circuito (2 cables);

se selecciona el siguiente cable solar para las cadenas:

tipo de cable: H1Z2Z2 K

Voltaje nominal de CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento: -40 °C hasta +90 °C

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250 °C (5 segundos)

Tabla 9  
Largo del cable y  
sección transversal  
para la opción 1  
y la opción 2

Línea	Largo del circuito [m]	Sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Línea	Largo del circuito [m]	Sección transversal [mm <sup>2</sup> ]
L1-1	100	35	L1-3	100	35
L2-1	140	50	L2-3	140	50
L3-1	140	50	L3-3	140	50
L4-1	100	35	L4-3	100	35
L1-2	60	25	L1-4	60	25
L2-2	60	25	L2-4	60	25
L3-2	60	25	L3-4	60	25
L4-2	60	25	L4-4	60	25

Ecuación 125

$$I_z \geq I_{sc \text{ MAX string}} = I_{sc \text{ STC string}} \cdot 1.25$$

La corriente máxima de la cadena fotovoltaica, para medir el cable, es  $I_{sc \text{ MAX string}} = 12,15 \text{ A}$ . De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  de los cables de la cadena fotovoltaica, para medir del cable, será:

Ecuación 126

$$I_z \geq 12.15 \text{ A}$$

Cada caja de conexión se conecta con al menos 14 cadenas.

De acuerdo con esto, la capacidad máxima de transporte de corriente continua  $I_z$  de los cables, para la extensión del cable, será:

Ecuación 127

$$I_z \geq 12.15 \cdot 14 = 170.1 \text{ A}$$

Se verifica la capacidad de carga actual  $I_z$  de los cables solares calculados según la norma IEC 60364-5-52. No es necesario proteger los cables del conjunto fotovoltaico contra sobrecargas ya que se eligen con una capacidad de carga de corriente igual o superior a 1,25 veces la suma del  $I_{sc}$  de las cadenas de subconjuntos. A propósito, teniendo en cuenta el número de cadenas conectadas en paralelo en los subconjuntos ( $S_A$ ), el cable de cadena no corroboró la condición

Ecuación 128

$$I_z \text{ sub-array} < 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{sc}$$

Donde  $S_{SA}$  es la cantidad de cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo en el subconjunto fotovoltaico.

Por lo tanto, las cajas de conexión y los recombinadores deben protegerse contra cortocircuitos utilizando disyuntores de caja moldeada en cada entrada del recombinador.

De acuerdo con las características de la curva tiempo/corriente de los fusibles, se verificará que  $(I^2t)$  de los fusibles, la energía específica máxima de los fusibles, sea menor o igual que  $\leq (K^2S^2)$  de los cables, el valor máximo de energía específica que el cable puede soportar.

### B.1.14 Elección de cables entre recombinadores y el inversor

La conexión de la caja de conexión del conjunto fotovoltaico al recombinador se lleva a cabo utilizando dos cables de un núcleo H1Z2Z2-K.

El largo de los cables entre las cajas de conexión y los recombinadores se indica en la Tabla 10.

Tabla 10  
Largo del cable para la opción 1 y 2

Línea	Línea Largo del circuito [m]
L0-1	100
L0-2	20
L0-3	100
L0-4	20

#### Opción 1

Teniendo en cuenta que el voltaje máximo de circuito abierto de la cadena ( $V_{OC\ MAX\ string}$ ) a una temperatura más baja es de 1477.3 V, el voltaje nominal del cableado será elegido según el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{OC\ MAX\ string}$ ) y entonces  $> 1477,3\ V$ .

Los cables se seleccionarán para mantener la caída de voltaje  $< 2\ \%$  y para verificar la capacidad de carga actual..

Teniendo en cuenta que:

- os cables estarán dispuestos en conductos de cables en el suelo;
- en el mismo conducto se pondrá solo un circuito (2 cables);

se selecciona el siguiente cable solar para las cadenas:

tipo de cable: H1Z2Z2 K

Voltaje nominal de CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento: -40 °C hasta +90 °C

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250 °C (5 segundos))

Tabla 11  
Largo del cable y sección transversal para la opción 1 y la opción 2

Línea	Línea Largo del circuito [m]	Sección transversal [mm²]
L0-1	100	240
L0-2	20	240
L0-3	100	240
L0-4	20	240

Ecuación 129

$$I_z \geq I_{SC\ MAX\ string} = I_{SC\ STC\ string} \cdot 1.25$$

La corriente máxima de la cadena fotovoltaica, para medir el cable, es  $I_{SC\ MAX\ string} = 12,15\ A$ . De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  de los cables de la cadena fotovoltaica, para medir del cable, será:

Ecuación 130

$$I_z \geq 12.15\ A$$

Cada caja de conexión se conecta con 15 cadenas.

Cada recombinador se conecta con 4 cajas de conexión.

De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  de los cables, para la extensión del cable, será:

Ecuación 131

$$I_z \geq 12.15 \cdot (14 + 14 + 13 + 13) = 656.1\ A$$

Se verifica la capacidad de carga actual  $I_z$  de los cables solares calculados según la norma IEC 60364-5-52. No es necesario proteger los cables del conjunto fotovoltaico contra sobrecargas ya que se eligen con una capacidad de carga de corriente igual o superior a 1,25 veces la suma del  $I_{sc}$  de las cadenas de conjuntos.

**Opción 2**

Teniendo en cuenta que el voltaje máximo de circuito abierto de la cadena ( $V_{OC\ MAX\ string}$ ) a una temperatura más baja es de 1433,85 V, el voltaje nominal del cableado será elegido según el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{OC\ MAX\ string}$ ) y entonces  $> 1433,85\ V$ .

Los cables se seleccionarán para mantener la caída de voltaje  $< 2\ \%$  y para verificar la capacidad de carga actual.

Teniendo en cuenta que:

Teniendo en cuenta que:

- los cables estarán dispuestos en conductos de cables en el suelo;
- en el mismo conducto se pondrá solo un circuito (2 cables);

se selecciona el siguiente cable solar para las cadenas:

tipo de cable: H1Z2Z2 K

Voltaje nominal de CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento:  $-40\ ^\circ\text{C}$  hasta  $+90\ ^\circ\text{C}$

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor:  $250\ ^\circ\text{C}$  (5 segundos)

—  
Tabla 12  
Largo del cable y  
sección transversal  
para la opción 1 y 2

Línea	Línea Largo del circuito [m]	Sección transversal [mm <sup>2</sup> ]
L0-1	100	240
L0-2	20	240
L0-3	100	240
L0-4	20	240

—  
Ecuación 132

$$I_z \geq I_{SC\ MAX\ string} = I_{SC\ STC\ string} \cdot 1.25$$

La corriente máxima de la cadena fotovoltaica, para saber la extensión el cable, es la cadena  $I_{SC\ MAX\ string} = 12,15\ A$ .

De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  de los cables de la cadena fotovoltaica, para la extensión del cable, será:

—  
Ecuación 133

$$I_z \geq 12.15\ A$$

un total de 3 cajas de conexión conectadas con 16 cadenas y 1 recombinaoer conectado con 15 cadenas. De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  de los cables, para la extensión del cable, será:

—  
Ecuación 134

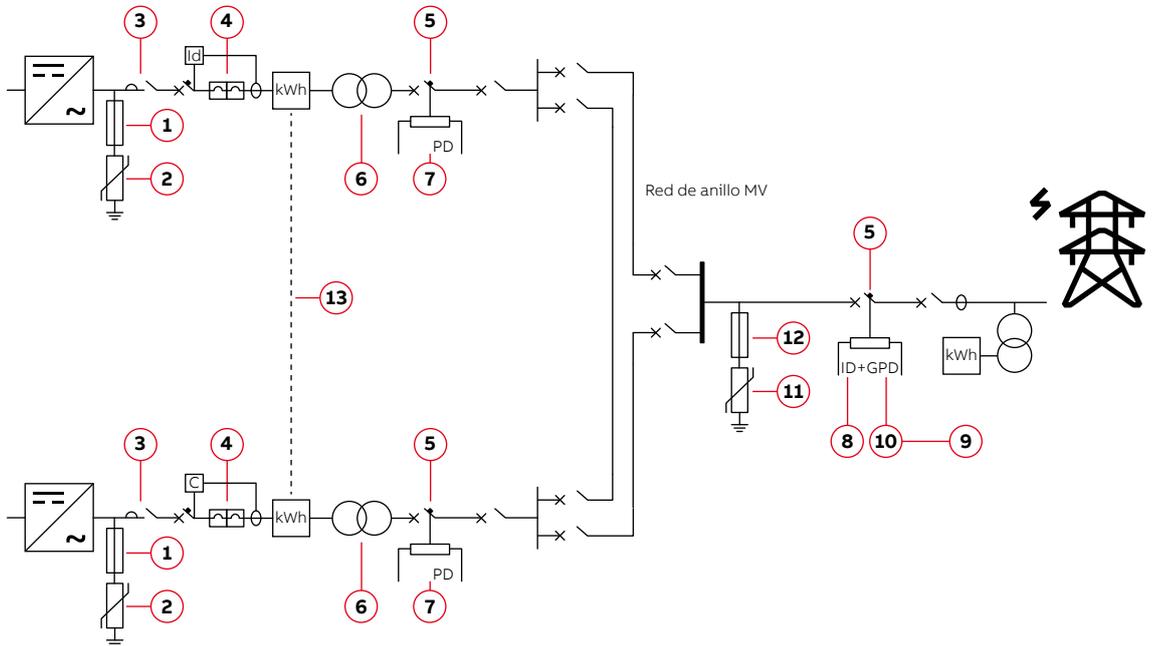
$$I_z \geq 12.15 \cdot (14 + 14 + 14 + 14) = 680.4\ A$$

Se verifica la capacidad de carga actual  $I_z$  de los cables solares calculados según la norma IEC 60364-5-52. No es necesario proteger los cables del conjunto fotovoltaico contra sobrecargas ya que se eligen con una capacidad de carga de corriente igual o superior a 1,25 veces la suma del  $I_{sc}$  de las cadenas de conjuntos.

## B.1.15 Lado de CA

El diagrama del lado de CA se muestra en la Figura 95.

Figura 95  
Diagrama del lado de CA



- 1 Seccionadores de fusibles: E90
- 2 Dispositivos de protección contra sobretensiones: OVR T1/T1-T2/T2 QS
- 3 Conectores: Serie AF
- 4 Disyuntores de caja moldeada: Tmax XT, Tmax T  
Disyuntores de aire: Emax 2

#### Productos de voltaje medio:

- 5 Aparellaje secundario aislado del gas: SafeRing/Safeplus  
Aparellaje secundario aislado del aire: UniSec  
Interruptores seccionadores aislados del aire: NALF  
Reconectador: Gridshield  
Disyuntor: VD4
- 6 Transformadores: Transformadores de tipo seco, transformadores sumergidos en aceite
- 7 Línea de MV: relé de protección del transformador
- 8 Relé de protección general
- 9 Actuador telefónico GSM
- 10 Sistema de protección de interfaz: Familia ABB Relion®, REG615
- 11 Dispositivos de protección contra sobretensiones
- 12 Interruptor seccionador de fusibles
- 13 Medidor de energía: medidor EQ

El dispositivo de protección contra sobretensiones instalado en el lado de CA de los inversores debe ser un SPD de clase I.

También se recomiendan los SPD en las líneas de entrada de MV.

La línea LV de CA estará protegida con un disyuntor de caja moldeada. La corriente máxima de salida ( $I_{AC\ MAX}$ ) de cada uno de los inversores es 1925 A.

Para proteger la conexión de CA de cada inversor, se deberá instalar un dispositivo de protección contra sobrecargas con las siguientes características:

- Tipo: Disyuntor automático;
- Voltaje nominal: = inversor  $V_{AC}$ ;
- Corriente nominal: > inversor  $I_{AC\ MAX}$ ; para el inversor seleccionado  $I_{AC\ MAX} = 1925$  A; entonces la corriente nominal del interruptor de protección de cargas = 2000 A;
- Característica de protección magnética: B/C

Para el dimensionamiento de transformadores de potencia de LV/MV, consulte la guía técnica de ABB "Las subestaciones de transformadores de MV/LV".

Para el dimensionamiento de la línea MV, consulte la guía técnica de ABB "Principios de instalación y funcionamiento para aparellaje de media tensión"

Para la selección de la protección, consulte la guía técnica de ABB "Criterios de protección para redes de media tensión".

## B.2 Planta fotovoltaica con inversores en cadena (2 MW)

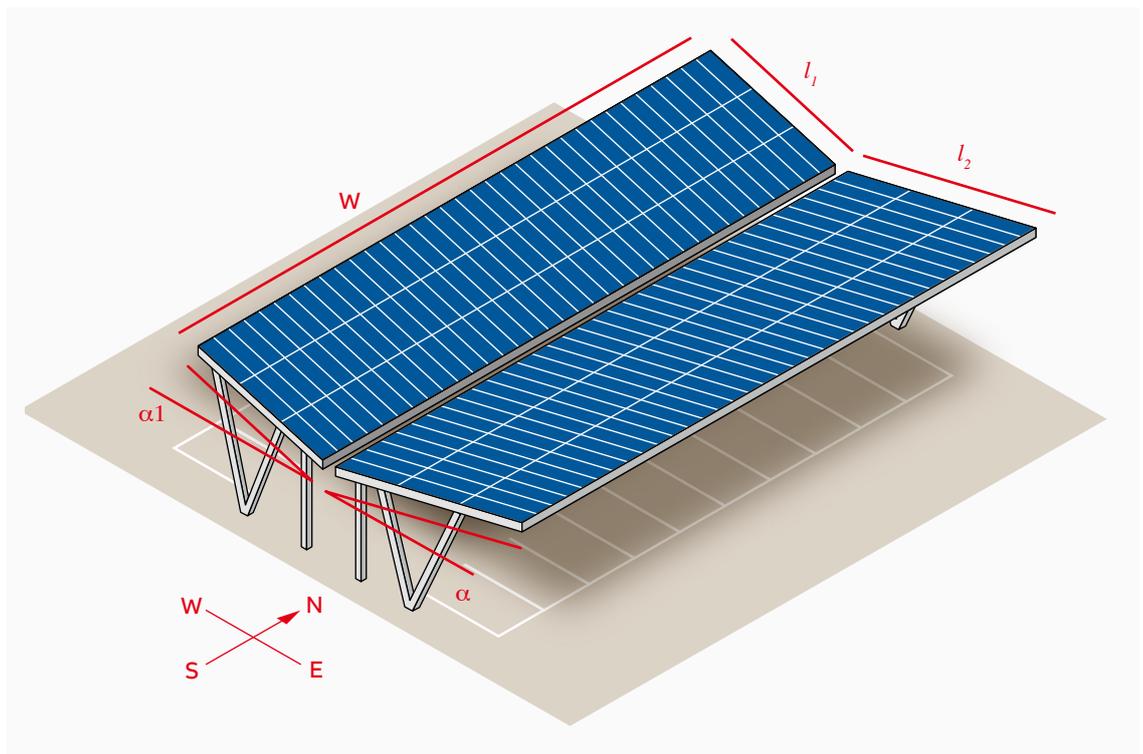
Se realizará el dimensionamiento de una planta de producción fotovoltaica a nivel de servicios públicos conectada a la red; estará conectada a la red de MV de servicios públicos (20 kV/50 Hz).

La planta fotovoltaica se instalará en los techos de un grupo de cocheras en el área de estacionamiento de un centro comercial en España cerca de Sevilla.

### B.2.1 Inclinación y orientación de los paneles

Cada cochera se orienta como se muestra en la Figura 96.

Figura 96  
Cochera con techo  
de doble ángulo



### B.2.2 Temperatura de referencia del sitio

Las temperaturas máximas y mínimas que se pueden esperar en el sitio de instalación fotovoltaica son necesarias para el diseño con cadenas (de acuerdo con la norma IEC 60364-7-712). Las temperaturas de las celdas solares dependen del sistema de montaje seleccionado y de la temperatura ambiente. Para la instalación montada en el suelo con ángulo de inclinación, la  $\Delta T$  entre la temperatura ambiente de la celda e es +30 °C.

La temperatura ambiente máxima en el sitio de la instalación fotovoltaica cerca de Sevilla se estima en 31 °C (según las bases de datos meteorológicos); entonces la temperatura máxima de la celda que se utilizará para el dimensionamiento de la cadena en la instalación fotovoltaica montada en el suelo será de 61 °C.

La temperatura ambiente mínima en el sitio de la instalación fotovoltaica cerca de Sevilla se estima en 2 °C (según las bases de datos meteorológicos); entonces la temperatura mínima de la celda que se utilizará para el dimensionamiento de la cadena en la instalación fotovoltaica montada en el suelo será de 2 °C.

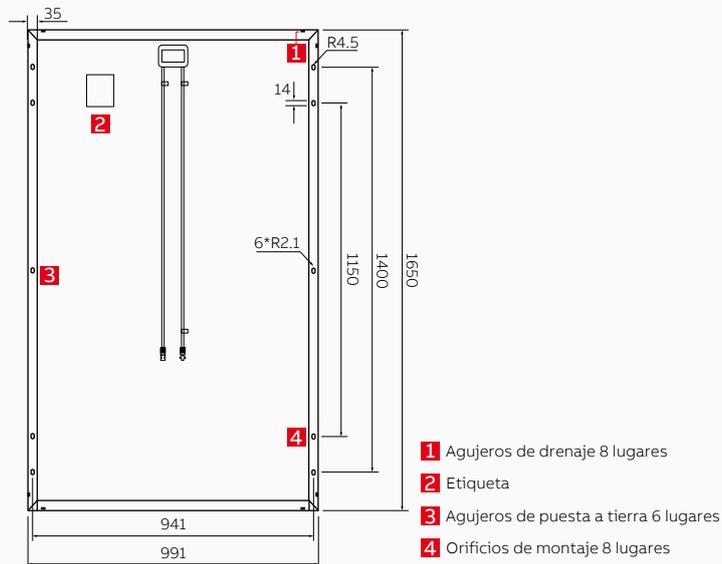
### B.2.3 Selección del tipo de módulo fotovoltaico

Para dimensionar el campo fotovoltaico de acuerdo con la disponibilidad de terreno, se seleccionará el tipo de módulo fotovoltaico.

Figura 97  
Datos del módulo  
fotovoltaico

Datos Modulo FV	
Fabricante: Fabricante B de módulos FV	
Modelo: Módulo Fv 280W - 60 celdas policristalinas	
Potencia nominal [W]: 280	Puesta a tierra: N/D
Voltaje de circuito abierto - Voc [V]: 38,65	Corriente de corto circuito - Isc [A]: 9,37
Voltaje de potencia máxima - Vmp [V]: 31,61	Corriente de potencia máxima - Imp [A]: 8,86
Coefficiente de Temperatura Voc [V/°C]: -0,128	Coefficiente de Temperatura Isc [mA/°C]: 5,43
[%/°C]: -0,331	[%/°C]: 0,058
Voltaje máximos del sistema (IEC) [V]: 1500	Coefficiente de temperatura a Pmax [%/°K]: -0,4

Figura 98  
Dimensiones del tipo de  
módulo seleccionado



#### Determinación del $V_{oc}$ máximo del módulo fotovoltaico (según la norma IEC 60364-7-712)

El voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{oc MAX}$ ) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 celdas policristalinas de 6" con capacidad de 280 W en STC) es de 38,65 V en STC.

La temperatura ambiente mínima en Sevilla (España) es de 2 °C.

El coeficiente de temperatura de voltaje ( $\beta$ ) del módulo fotovoltaico anterior es de -0,331 [%/K].

$$V_{OC MAX} = 38.65 \cdot [1 + (-0.331\%) \cdot ((2) - 25)] = 38.65 \cdot [1 - 0.00331 \cdot (2 - 25)]$$

$$V_{OC MAX} = 38.65 \cdot [1 + 0.00331 \cdot 23] = 41.59 V$$

#### Determinación de $V_{MPP min}$ del módulo FV

El voltaje mínimo del punto máximo de potencia, o MPP, ( $V_{MPP min}$ ) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 celdas policristalinas de 6" con capacidad de 280 W en STC) es de 31,61 V en STC.

La temperatura ambiente máxima en Sevilla (España) se estima en 31 °C, entonces la temperatura máxima de la celda que se utilizará para el dimensionamiento de la cadena en la instalación fotovoltaica montada en el suelo será de 61 °C.

El coeficiente de temperatura de voltaje ( $\beta$ ) del módulo fotovoltaico anterior es de -0,331 [%/K].

$$V_{MPP min} = 31.61 \cdot [1 + (-0.331\%) \cdot (61 - 25)] = 31.61 \cdot [1 - 0.00331 \cdot (36)]$$

$$V_{MPP min} = 31.61 \cdot [1 - 0.00331 \cdot 36] = 27.84 V$$

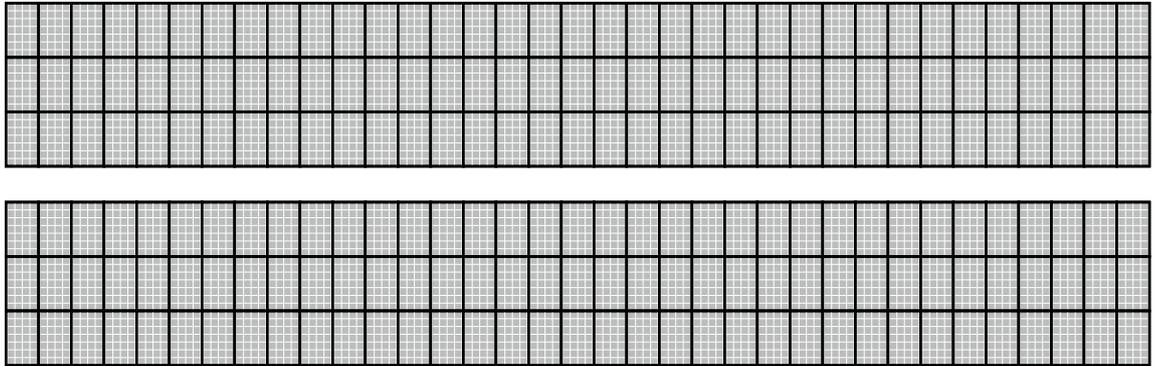
Ecuación 136

## B.2.4 Configuraciones físicas del conjunto

De acuerdo con la longitud de los techos oeste y este de cada cochera, se podrían instalar 3 filas de los módulos seleccionados en condición vertical.

De acuerdo con el ancho de los techos oeste y este de cada cochera, se podrían instalar 35 columnas de los módulos seleccionados en condición vertical.

Figura 99  
Posicionamiento de los  
módulos en una cochera



Las cocheras se agruparán en conjuntos de 3.

El grupo de cocheras se ubica en el área de estacionamiento de acuerdo con los caminos internos del área de estacionamiento.

Figura 100  
Posicionamiento de  
los módulos en un  
grupo de cocheras



## B.2.5 Selección del tamaño del inversor

La selección del inversor y de su tamaño se realiza de acuerdo con la potencia nominal del generador FV. Las cocheras disponibles son 36 (12 grupos de 3 cocheras). De acuerdo con la tasa de potencia de los módulos fotovoltaicos seleccionados, la potencia nominal del generador fotovoltaico ( $P_{DC PV GEN}$ ) es 2,1168 MW.

Teniendo en cuenta la distribución de las cocheras y dado que cada cochera está estructurada con techos de 2 ángulos, se recomienda el uso de inversores en cadena.

Figura 101  
Datos del inversor

DATOS INVERSOR			
ENTRADA		SALIDA	
Potencia entrada nominal	177000	Potencia activa nominal	175000
Entrada de potencia máxima	188000	Potencia activa máxima	185000
MPPT potencia máxima	15600	Potencia aparente máxima	185000
Voltaje de entrada máximo	1500	Voltaje nominal	800
Voltaje de entrada min. para el MPPT de funcionamiento	70% Vstart	Frecuencia nominal	50
Voltaje de entrada max. para el MPPT de funcionamiento	1500	Número de fases	3
Voltaje de arranque (por defecto)	750	Corriente Máxima	134
Voltaje de arranque (rango)	850-1350	Factor de potencia nominal	1.00
Número de MPPT	12	Factor de potencia (rango)	-0.10÷ 0.10
Corriente máxima por MPPT	22		
Corriente de cortocircuito máxima por MPPT	30		

## B.2.6 Determinación de la cantidad máxima de módulos fotovoltaicos por cadena

De acuerdo con el voltaje de circuito abierto máximo del módulo anterior a la temperatura ambiente mínima en Sevilla ( $V_{OC máx.} = 41,59 V$ ), la cantidad máxima de módulos fotovoltaicos conectados en serie que podrían conectarse al inversor es:

$$N_{MAX Module} \leq \frac{V_{MAX Inverter}}{V_{OC MAX Module}} = \frac{1500}{41.59} = 36.06$$

La potencia máxima del sistema de todos los componentes del sistema fotovoltaico (cajas de conexión, interruptor, conectores, cables, módulos fotovoltaicos, etc.) debe ser compatible con la potencia máxima de entrada del inversor (1500 V).

El voltaje máximo del sistema de los módulos fotovoltaicos seleccionados es de 1500 V y luego los módulos son compatibles con el voltaje de entrada máximo del inversor.

## B.2.7 Determinación de la cantidad mínima de módulos fotovoltaicos por cadena

En caso de que el voltaje de la cadena disminuya por debajo del voltaje mínimo del MPP del inversor (850 V), no es posible el seguimiento del MPP o pueden producirse pérdidas de rendimiento. La cantidad mínima de módulos fotovoltaicos conectados en serie necesaria para garantizar que el voltaje de la cadena en condición de MPP siempre esté por encima del voltaje mínimo del MPP del inversor es:

$$N_{min mod} \geq \frac{V_{min MPPT Inverter}}{V_{MPP min Module}} = \frac{850}{27.84} = 30.53$$

Ecuación 138

## B.2.8 Cantidad de módulos fotovoltaicos por cadena

El inversor fotovoltaico seleccionado está equipado con 12 MPPT.

El número de módulos FV por cadena debe:

- no superar la cantidad máxima de módulos fotovoltaicos por cadena (36);
- no ser inferior a la cantidad mínima de módulos fotovoltaicos por cadena (31).

### Determinación de la corriente máxima del módulo FV

Ecuación 139

$$I_{SC\ OPC\ MAX\ Module} = I_{SC\ STC} \cdot [1 - \alpha \cdot (25 - T_{cell})] = 9.37 \cdot [1 - 0.00058 \cdot (25 - 61)] = 9.56\ A$$

### Determinación de la corriente máxima de la cadena FV

Ecuación 140

$$I_{SC\ OPC\ MAX\ Module} = I_{SC\ OPC\ MAX\ string} = 9.56\ A$$

### Determinación del número de cadenas

La cantidad máxima de cadenas que se pueden conectar a cada MPPT es:

Ecuación 141

$$N_{MAX\ string} \leq \frac{I_{Max\ input}}{I_{SC\ OPC\ MAX\ string}} = \frac{22}{9.56} = 2.30$$

## B.2.9 Disposición definitiva del inversor

Para optimizar el cableado de los módulos, es una buena práctica considerar las configuraciones físicas del conjunto (la configuración del panel) en la selección de las extensiones de la cadena.

La mejor opción de cadenas es:

- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 1 en techo este) conectadas en MPPT1 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 1 en techo oeste) conectadas en MPPT2 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 2 en techo este) conectadas en MPPT3 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 2 en techo oeste) conectadas en MPPT4 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 1 en techo este y cochera 2 en techo este) conectadas en MPPT5 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 1 en techo oeste y cochera 2 en techo oeste) conectadas en MPPT6 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 3 en techo este) conectadas en MPPT7 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 3 en techo oeste) conectadas en MPPT8 (19,6 kW) del inversor;
- 1 cadena de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 3 en techo este) conectada en MPPT9 (9,8 kW) del inversor;
- 1 cadena de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 3 en techo oeste) conectada en MPPT10 (9,8 kW) del inversor;

Según esta configuración, se conectará 1 inversor a 3 cocheras.

Los conjuntos fotovoltaicos estarán conectados entonces a 12 inversores.

Según esta configuración, la potencia total del campo fotovoltaico es de 2,1168 MW".

## B.2.10 Cajas de conexión de CC

La conexión de los módulos en serie se realiza en los mismos módulos, mientras que la conexión en paralelo de las cadenas se realiza directamente al inversor; el inversor en cadena en sí mismo suele contener:

- fusibles gPV para proteger las incrustaciones en cadena únicas;
- interruptor de CC;
- SPD..

No se necesitan cajas de conexión de CC.

### B.2.11 Elección del cableado en cadena

La instalación es en Europa y, por lo tanto, el cableado debe respetar la codificación europea para cableados solares: los cables serán H1Z2Z2-K.

Teniendo en cuenta que:

- el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{ocMAX}$ ) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 celdas monocristalinas de 6" con capacidad de 280 W en STC) es de 38,65 V en STC;
- el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{ocMAX}$ ) a temperatura más baja es 41,59 V;
- las cadenas están formadas por 35 módulos;

el voltaje máximo de circuito abierto de la cadena ( $V_{ocMAXstring}$ ) a una temperatura más baja es 1455,65 V.

El voltaje nominal del cableado será elegido según el voltaje máximo de circuito abierto ( $V_{ocMAXstring}$ ) y entonces  $> 1455,65$  V.

Los cables en cadena se seleccionarán para mantener la caída de voltaje  $< 2\%$ .

Teniendo en cuenta que:

- los cables en cadena se colocarán en una placa de metal perforada para cables en la parte posterior de las estructuras;
- en el mismo conducto se pondrán alrededor de 6 pares de cables en cadena;
- el largo promedio del circuito en cadena es de 200 m;

se selecciona el siguiente cable solar para las cadenas:

tipo de cable: H1Z2Z2 K

sección transversal 6 mm<sup>2</sup>

Voltaje nominal de CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento: -40 °C hasta +90 °C

I0 Capacidad de carga actual para un solo cable al aire: 55 A

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250 °C (5 segundos)

La capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  se verificará y será:

—  
Ecuación 142

$$I_z \geq I_{scMAXstring} = I_{scSTCstring} \cdot 1.25$$

La corriente máxima de la cadena fotovoltaica, para saber la extensión del cable, es la cadena  $I_{scMAXstring} = 11,71$  A.

De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua  $I_z$  de los cables de la cadena fotovoltaica, para la extensión del cable, será:

—  
Ecuación 143

$$I_z \geq 11.71 A$$

La capacidad de carga actual  $I_z$  de los cables solares dispuestos en una placa de metal perforada a la temperatura de funcionamiento de 70° C corresponde a la norma IEC 60364-5-52 es  $I_z = 36,53$  A.

La capacidad de carga es mayor que 1,25 veces el  $I_{sc}$  de la cadena; entonces la medida de los cables es correcto<sup>44</sup> y no es necesario proteger los cables de la cadena fotovoltaica contra sobrecargas.

—  
44  
Consulte párrafo 6.1.1

### B.2.12. Salida de CA del inversor

El inversor en cadena en sí mismo contiene:

- SPD;
- interruptor de CA;

### B.2.13. Elección de un cable de CA

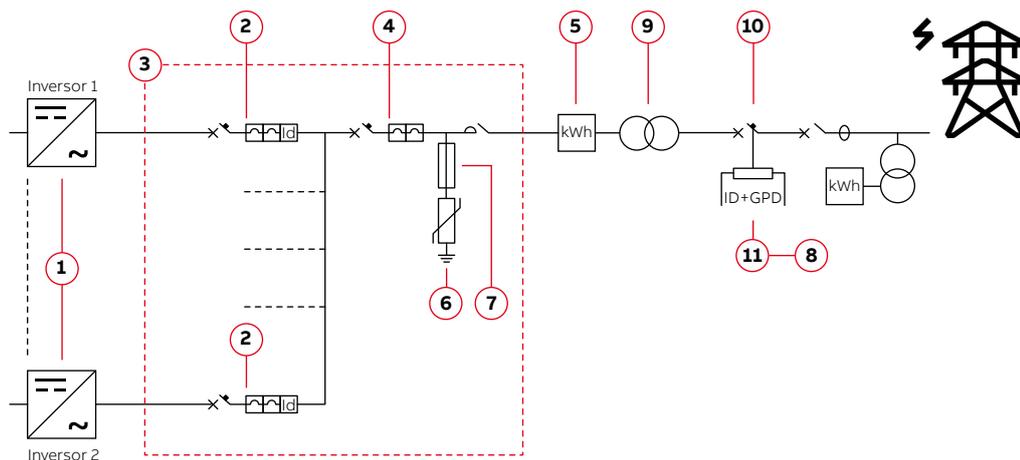
En primer lugar, la sección transversal máxima del cable que podría conectarse al inversor debe verificarse en el manual del inversor.

La sección transversal de los cables conductores de línea de CA debe dimensionarse para evitar desconexiones no deseadas del inversor en la red por la alta impedancia de la línea que conecta el inversor a la fuente de alimentación. Si la impedancia es demasiado alta, origina un aumento en el voltaje de CA que, al alcanzar el límite establecido por las normas en el país de instalación, hace que se apague el inversor. Los cables deben dimensionarse:

- para mantener la caída de voltaje  $<2\%$ ;
- según la norma IEC 60364-5-52.

### B.2.14 Caja de conexión de CA

Figura 102  
Diagrama de línea  
única de CA



- 1 Inversor en cadena
- 2 Disyuntor en cadena/disyuntor de caja moldeada con dispositivos de corriente residual
- 3 Caja de combinadores de CA
- 4 Disyuntores de aire
- 5 Medidores de energía: Medidores de EQ y transformadores de corriente
- 6 Dispositivos de protección contra sobretensiones: OVR T1/T1-T2/T2 QS
- 7 Interruptores seccionadores de fusibles: E 90
- 8 Actuador telefónico GSM: ATT

#### Productos de voltaje medio:

- 9 Transformadores: Transformadores de tipo seco, transformadores sumergidos en aceite
- 10 Aparellaje secundario aislado del gas: SafeRing/Safeplus  
Aparellaje secundario aislado del aire: UniSec  
Seccionadores-interruptores aislados del aire: NALF  
Reconectador: Gridshield®  
Disyuntor: VD4
- 11 Sistema de protección de interfaz: Familia ABB Relion®

### B.2.14.1 Interruptor automático del lado de CA del inversor

Para proteger la línea de conexión de CA de cada inversor, se instalará un dispositivo de protección contra sobrecorrientes con las siguientes características (estas son las características de un interruptor de protección de cargas que se refieren a una instalación de inversor único):

- Tipo: Interruptor automático con protección diferencial termo-magnética;
- Voltaje nominal: = inversor  $V_{AC}$ ; para el inversor seleccionado  $V_{AC} = 800 \text{ V}$
- Corriente nominal: > inversor  $I_{AC\text{MAX}}$ ; para el inversor seleccionado  $I_{AC\text{MAX}} = 134 \text{ A}$ ; entonces la corriente nominal del interruptor de protección de cargas = 150 A;
- Característica de protección magnética: característica B/C o umbral de protección magnética regulable
- Cantidad de polos: 3 o 4 dependiendo del tipo de sistema.

El dispositivo de protección de corriente residual debe poseer las siguientes características:

- Tipo de protección diferencial<sup>45</sup>: A o CA;
- Respuesta diferencial: para el inversor seleccionado 1 A.

### B.2.14.2 SPD

El dispositivo de protección contra sobretensiones instalado en el lado de CA de los inversores debe ser un SPD de clase I.

### B.2.14.3 Disyuntor principal del lado de CA de LV

Para proteger la conexión de CA de todos los inversores, se deberá instalar un dispositivo de protección contra sobrecargas con las siguientes características:

- Tipo: Disyuntores de aire;
- Voltaje nominal: = inversor  $V_{AC}$ ; para el inversor seleccionado  $V_{AC} = 800 \text{ V}$
- Corriente nominal: > inversor  $I_{AC\text{MAX}}$ ; para el inversor seleccionado  $I_{AC\text{MAX}} = 134 \text{ A}$ ; 12 inversores interconectados; entonces la corriente nominal del interruptor de protección de cargas = 2000 A;
- Característica de protección magnética: umbral de protección magnética regulable
- Cantidad de polos: 3 o 4 dependiendo del tipo de sistema.

## B.2.15 Línea y protecciones de línea MV

Para el dimensionamiento de transformadores de potencia de LV/MV, consulte la guía técnica de ABB "Las subestaciones de transformadores de MV/LV".

Para el dimensionamiento de la línea MV, consulte la guía técnica de ABB "Principios de instalación y funcionamiento para aparellaje de media tensión".

Para la selección de la protección, consulte la guía técnica de ABB "Criterios de protección para redes de media tensión".

—  
45  
El productor del inversor declara que los inversores sin transformador, en cuanto a su construcción, no inyectan corrientes de falla a tierra continuas y, por lo tanto, no existe un requisito de que la protección diferencial instalada con la corriente del inversor sea de tipo B de acuerdo con la norma IEC 60755/A 2.





# Anexo C: Mantenimiento

<b>Introducción</b>	150
<b>C.1 Protocolos de mantenimiento</b>	151
<b>C.2 Investigación de fallas</b>	152
<b>C.3 Renovación y repotenciación</b>	152
<b>C.4 Sistema de monitoreo y supervisión</b>	153
C.4.1 Normas	153
C.4.2 Componente y sensor del sistema de monitoreo	153
C.4.3 Indicadores clave de rendimiento (KPI)	153
<b>C.5 Mantenimiento de los inversores</b>	154
C.5.1 Inversor de string	154
C.5.2 Inversor centralizado	154

# Anexo C: Mantenimiento

## Introducción

Cada conjunto FV es una planta de producción de energía eléctrica y, luego, una instalación eléctrica. Como con cualquier sistema eléctrico, la operación y el mantenimiento (O&M) de los sistemas fotovoltaicos son necesarios y obligatorios.

Por lo general, múltiples partes interesadas, con diferentes roles y responsabilidades, interactúan en la fase de O&M:

- Propietario del activo: el propietario del activo es el inversor que contribuye a la financiación de la construcción y el funcionamiento de la central FV.
- Gestor de activos: la gestión de activos asegura la rentabilidad óptima de la central FV y supervisa las actividades de O&M y la producción de energía. El objetivo del gestor de activos es también gestionar, desde el punto de vista financiero y técnico, el cumplimiento de todas las obligaciones administrativas, fiscales, financieras y de seguros de los Vehículos de Propósito Especial (SPV).
- Asesor técnico: el asesor técnico es un ingeniero experto que brinda servicios especializados para salvaguardar la producción de energía de la planta FV (por ejemplo, análisis de diagnóstico, estado de la verificación de la planta FV, etc.).
- Contratista de O&M: el contratista de O&M está a cargo de las actividades y operaciones en la planta FV (por ejemplo, actividades eléctricas, gestión de piezas de repuesto, verificación periódica, etc.). Debido a los riesgos de descargas y relámpagos eléctricos presentes en los sistemas FV, es esencial que los miembros del personal del proveedor de O&M que interactúan con el sistema tengan una capacitación adecuada, usen el equipo de protección personal adecuado y sigan procedimientos seguros.

Las actividades de mantenimiento se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Mantenimiento preventivo: Elettropedia<sup>46</sup> define el mantenimiento predictivo en la IEV ref. 192-06-05 de la siguiente manera: “mantenimiento realizado para mitigar la degradación y reducir la probabilidad de fallas”. Es el servicio principal del mantenimiento de la planta FV que comprende inspecciones visuales y físicas regulares programadas<sup>47</sup> de todos los componentes clave de acuerdo con las recomendaciones emitidas por los fabricantes de equipos originales (OEM) y el manual de O&M de la planta FV. Todas estas actividades están incluidas en un Plan de mantenimiento anual detallado: proporciona un cronograma establecido con un número específico de iteraciones para llevar a cabo el mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo: Elettropedia define el mantenimiento correctivo en la IEV ref. 192-06-06 de la siguiente manera: “mantenimiento realizado después de la detección de fallas para efectuar una restauración”. El mantenimiento correctivo generalmente incluye tres fases de actividades:
  1. Solución de problemas o diagnóstico de fallas para identificar y localizar la causa de la falla;
  2. Reparación temporal para restablecer el funcionamiento requerido de un artículo defectuoso durante un tiempo limitado a la espera de la reparación definitiva;
  3. Reparación para restablecer definitivamente la función requerida de un artículo defectuoso.
 El mantenimiento correctivo es generalmente un mantenimiento extraordinario, ya que es necesario después de que un evento impredecible de gran magnitud se produzca en la planta FV; generalmente, no está incluido en el contrato de O&M.
- Mantenimiento predictivo: el mantenimiento predictivo es un mantenimiento basado en las condiciones que se realiza siguiendo un pronóstico derivado del análisis y la evaluación de los parámetros significativos de la degradación del artículo (según EN 13306) o derivado de las experiencias. El mantenimiento predictivo reduce el trabajo de emergencia y no planificado relacionado con la falla de un artículo, aumenta la disponibilidad de la planta FV, y reduce el tiempo de reparación y optimización de los costos de mantenimiento y de gestión de piezas de repuesto.

—  
46  
Electropedia (también conocida como “IEV Online”) contiene todos los términos y definiciones del Vocabulario Electrotécnico Internacional o IEV (International Electrotechnical Vocabulary), que también se publica como un conjunto de publicaciones en la serie IEC 60050 que se pueden pedir por separado a través de la tienda web de la IEC.

—  
47  
El mantenimiento programado o mantenimiento planificado de IEV ref. 192-06-12 es el mantenimiento realizado de acuerdo con un cronograma específico.

## C.1 Protocolos de mantenimiento

Muchos documentos sobre las prácticas recomendadas para el mantenimiento de sistemas FV están disponibles en la literatura

(por ejemplo: Solar Power Europe, Pautas de prácticas recomendadas de operación y mantenimiento; NREL, Prácticas recomendadas en operaciones y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos; etc.). Por cierto, la IEC está desarrollando una nueva norma sobre el mantenimiento de los sistemas FV: IEC 62446-2, Sistemas fotovoltaicos (FV): Requisitos para pruebas, documentación y mantenimiento; Parte 2: Sistemas conectados a la red, Mantenimiento de sistemas FV.

Esta norma incluirá los protocolos de mantenimiento, pero no especifica los intervalos de verificación o mantenimiento, ya que deben ser establecidos por el proveedor de O&M de acuerdo a las condiciones del sitio.

En la Tabla 13 se indican ejemplos de tareas y elementos sujetos a un mantenimiento preventivo.

Tabla 13

Componente	Tarea
Módulos FV	Inspección de: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Grietas</li> <li>- Microgrietas</li> <li>- Rotura</li> <li>- Quemaduras</li> <li>- Huellas de caracol</li> <li>- Estado del suelo o excrementos</li> </ul> <hr/> Imágenes infrarrojas de: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cajas de conexión</li> <li>- Celdas</li> <li>- Conexiones internas de módulos FV</li> <li>- Conectores</li> </ul> <hr/> Verificación de conectores
Conjunto	Actividad de animales o plagas debajo del conjunto <hr/> Pruebas periódicas de resistencia de aislamiento <hr/> Verificación de sombras no consideradas <hr/> Manejo de la vegetación: corte, eliminación, control
Inversor	Verificación de la advertencia de la señal <hr/> Revisiones internas del inversor <hr/> Mantenimiento periódico: especificado por el fabricante <hr/> Revisión de los ventiladores <hr/> Limpieza de filtros de aire <hr/> Prueba de paradas de emergencia e interbloqueos
Cajas de combinadores	Compruebe las marcas de torque en las terminaciones de campo y vuelva a ajustar los terminales de campo o de fábrica, según sea necesario. <hr/> Busque: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Desperdicios</li> <li>- Signos de agua</li> <li>- Decoloración por quemaduras/arco en terminales, tarjetas, portafusibles</li> <li>- Depósitos de polvo en las superficies de contacto</li> </ul> <hr/> Imágenes infrarrojas de las conexiones <hr/> Sustitución de fusibles (en caso de activación) <hr/> Verificación de dispositivos de protección contra sobretensiones (surge protection device, SPD)
Cableado	Verificación del cableado del módulo/cadena <hr/> Realización de pruebas periódicas de resistencia de aislamiento
Puesta a tierra	Realización de la prueba de continuidad del sistema de puesta a tierra
Sistema de montaje	Verificación de la estructura de soporte: óxido, corrosión, hundimiento, deformación, rotura, ajuste de los pernos
Rastreador	Verificación de la orientación <hr/> Mantenimiento periódico según las especificaciones del fabricante <hr/> Verificación de sensores de seguridad
Componentes de datos/meteorológicos	Alineación del sensor, limpieza, flujo de aire <hr/> Realización de calibraciones periódicas

## C.2 Investigación de fallas

Para mantener el sistema FV, el proveedor de O&M debe tener la documentación de la instalación FV (por ejemplo: diagrama de cableado, diseño de cadena, hojas de datos, etc.) a su disposición de acuerdo con la IEC 62446-1: Sistemas FV conectados a la red, Parte 1: Requisitos para la documentación del sistema, pruebas de puesta en funcionamiento e inspección.

Con el fin de buscar fallas en el campo FV, se pueden realizar algunas pruebas de diagnóstico.

La prueba principal que podría realizarse en el campo FV se describe en EC 62446-1:

- Continuidad de los conductores de protección de puesta a tierra y de continuidad eléctrica equipotencial;
- prueba de voltaje de circuito abierto de la cadena;
- medición de corriente de la cadena FV;
- prueba de cortocircuito de la cadena FV;
- prueba de la caja de combinadores de la cadena FV;
- resistencia de aislamiento de los circuitos de CC;
- prueba de curva I-V de la cadena;
- prueba de diodo de bloqueo;
- inspección por infrarrojos.

Encontrará más detalles sobre la inspección por infrarrojos de los módulos FV en la IEC TS 62446-3, Sistemas fotovoltaicos (FV): Requisitos para pruebas, documentación y mantenimiento; Parte 3: Módulos y plantas fotovoltaicas: termografía infrarroja exterior.

## C.3 Renovación y repotenciación

La renovación y la repotenciación se consideran generalmente como parte del mantenimiento extraordinario.

La renovación consiste en la sustitución de los componentes defectuosos por otros nuevos que sean más eficientes (manteniendo la potencia de la planta fija) o la instalación de artículos que puedan optimizar el rendimiento de la instalación FV, o el rediseño de la instalación FV.

La intervención de repotenciación consiste en la sustitución de componentes por otros nuevos que sean más eficientes, con el fin de obtener una mayor potencia de la planta mientras se mantienen inalteradas sus características de contorno (por ejemplo, la ocupación del campo).

Existen varias razones por las que puede ser necesario renovar/repotenciar las plantas FV:

- Deterioro de activos FV;
- no disponibilidad de piezas de repuesto y soporte para artículos clave (por ejemplo, módulos FV, inversores, etc.);
- mejoras tecnológicas;
- disminución del precio del componente clave;
- sustancialmente: los CAPEX relacionados con la instalación de nuevos componentes es menor que los gastos operativos (operative expenditure, OPEX) relacionados con el mantenimiento de componentes antiguos.

Entre los ejemplos de actividades de renovación se encuentran los siguientes:

- Reemplazo de módulos FV;
- reemplazo del inversor;
- reemplazo de transformadores de MV/LV;
- instalación de un optimizador de energía;
- retirada del transformador de LV/LV (cuando lo permita la normativa);
- recableado de cadenas para reducir los efectos de las sombras inesperadas;
- cambio del ángulo de inclinación de la estructura de fijación para reducir el efecto de las sombras.

## C.4 Sistema de monitoreo y supervisión

En general, el sistema de monitoreo de una planta FV debe permitir monitorear los parámetros de funcionamiento de los componentes implicados en la conversión de energía. El sistema de monitoreo es necesario para monitorear el rendimiento energético del sistema FV e identificar problemas y fallas. La precisión y complejidad requeridas del sistema de monitoreo depende del tamaño del sistema FV y de los objetivos del usuario. El sistema de monitoreo, según IEC 61724-1, puede clasificarse de la siguiente manera:

- Clase A: alta precisión;
- clase B: precisión media;
- clase C: precisión básica.

### C.4.1 Normas

Las normas de referencia relacionadas con el sistema de monitoreo son las siguientes:

- IEC 61724-1, Rendimiento del sistema fotovoltaico, parte 1: monitoreo
- IEC 61724-2, Rendimiento del sistema fotovoltaico, parte 2: método de evaluación de la capacidad
- IEC 61724-3, Rendimiento del sistema fotovoltaico, parte 3: método de evaluación energética

### C.4.2 Componente y sensor del sistema de monitoreo

IEC 61724-1 define el sensor requerido para el sistema de monitoreo y su número en función de la clase del sistema de monitoreo.

Los parámetros que se pueden medir y adquirir son los siguientes:

- Irradiación directa (POA);
- irradiación global en plano horizontal (GHI);
- temperatura del módulo FV;
- temperatura ambiente;
- velocidad del viento;
- dirección del viento;
- lluvia;
- voltaje del conjunto;
- corriente del conjunto;
- potencia del conjunto;
- voltaje de salida de CA;
- corriente de salida de CA;
- potencia de salida de CA;
- energía de salida de CA.

Todos los datos son recopilados en el sitio por los registradores de datos. El intervalo de muestreo y registro está definido por la IEC 61724-1 de acuerdo con la clase del sistema de monitoreo.

### C.4.3 Indicadores clave de rendimiento (KPI)

Los principales KPI utilizados para el monitoreo del sistema FV se indican a continuación.

**Productividad de referencia:** representa la energía que se puede obtener en condiciones ideales, sin pérdidas, durante un período de tiempo determinado.

$$Y_r(i) = \frac{H(i)}{G_{STC}}$$

Donde:

$Y_r(i)$  productividad de referencia para el período de tiempo  $i$  expresado en horas solares pico (h) o (kWh/kW);

$H(i)$  es la irradiación medida en el plano de los módulos para el período de tiempo  $i$  (kWh/m<sup>2</sup>);

$G_{STC}$  la irradiancia de referencia en condiciones estándar de prueba (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>).

**Productividad final del sistema - Productividad específica:** es la medida de la energía total generada por kWp instalada durante un determinado período de tiempo.

—  
Ecuación 145

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_0}$$

Donde:

- $Y_f$  Productividad específica de la planta para el período de tiempo  $i$ , expresada en (kWh/kWp) o en horas solares pico (h);
- $E_{out}$  Producción de energía de la planta o energía de la planta medida para el período de tiempo  $i$  (kWh);
- $P_0$  Potencia máxima de CC de la planta (potencia nominal) (kWp).

**Coefficiente de rendimiento (performance ratio, PR):** es un indicador de calidad de la planta FV.

—  
Ecuación 146

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

Otros KPI están definidos por la serie IEC 61724.

## C.5 Mantenimiento de los inversores

### C.5.1 Inversor de string

En el mantenimiento de los inversores de string se debe hacer una distinción según el tipo de ventilación (enfriamiento): podría ser por convección natural o por ventilación forzada.

En caso de convección natural, la disipación se confía al flujo natural de aire a través de las aletas del disipador térmico. Este tipo de inversor puede considerarse "libre de mantenimiento", a excepción de la limpieza del disipador térmico para garantizar el flujo de aire correcto.

En caso de ventilación forzada, los ventiladores "empujan" aire fresco hacia las aletas del disipador térmico: la ventilación forzada es más eficaz que la convección natural y requiere menos superficie de intercambio de temperatura (menos disipadores térmicos y, por lo tanto, es menos engorroso); sin embargo, la ventilación forzada requiere la presencia de ventiladores, los cuales son componentes sujetos a desgaste a largo plazo (por lo general, se requiere su sustitución después de 10 años de funcionamiento). Además, se requiere una limpieza periódica del filtro/rejilla de entrada de aire. La frecuencia depende muy a menudo de las características del lugar de instalación (presencia de polvo, sal, suciedad, etc.).

En cualquier caso, el cliente deberá remitirse a las indicaciones que figuran en el manual del producto, tanto en lo que se refiere al mantenimiento periódico como al ciclo de vida o a la sustitución previa de los componentes sujetos a desgaste.

### C.5.2 Inversor centralizado

Los inversores centralizados generalmente requieren mantenimiento. El plan de mantenimiento generalmente incluye lo siguiente:

- Limpieza de los filtros de entrada de aire;
- verificación termográfica (imágenes infrarrojas) de las conexiones.

En general, el mantenimiento (además de la intervención en sí y, por lo tanto, los beneficios que aporta) es una operación que permite comprobar el estado de la máquina y, finalmente, evaluar las actividades de actualización específicas.





# Abreviaturas y acrónimos

<b>CA</b>	Corriente alterna	<b>IT</b>	Transformador de instrumento (Instrument transformer)
<b>ACB</b>	Disyuntor de aire (Air Circuit-Breaker)	<b>ITO</b>	Óxido de indio y estaño (Indium Tin Oxide)
<b>AM</b>	Masa de aire (Air Mass)	<b>LETID</b>	Degradación inducida por la luz y la temperatura elevada (Light and Elevated Temperature Induced Degradation)
<b>a-Si</b>	Silicio amorfo (amorphous Silicon)	<b>LID</b>	Degradación inducida por la luz (Light Induced Degradation)
<b>BAPV</b>	Energía fotovoltaica aplicada en edificios (Building Applied PV)	<b>LPL</b>	Nivel de protección contra rayos (Lightning Protection Level)
<b>BIPV</b>	Energía fotovoltaica integrada en edificios (Building Integrated PV)	<b>LPS</b>	Sistema de protección contra rayos (Lightning Protection System)
<b>BOS</b>	Balance del sistema (Balance Of System)	<b>LV</b>	Bajo voltaje (Low Voltage)
<b>CAPEX</b>	Gastos de capital (Capital Expenditure)	<b>MCB</b>	Disyuntor en miniatura (Miniature Circuit-Breaker)
<b>CdTe</b>	Telururo de cadmio (Cadmium Telluride)	<b>MCCB</b>	Disyuntor de caja moldeada (Molded Case Circuit-Breaker)
<b>CIGS</b>	Seleniuro de cobre, indio y galio (Copper Indium Gallium Selenide)	<b>MJ</b>	Multiunión (Multi-Junction)
<b>CIS</b>	Seleniuro de cobre e indio (Copper Indium Selenide)	<b>MOV</b>	Varistores de óxido metálico (Metal Oxide Varistors)
<b>CPV</b>	Energía fotovoltaica de concentración (Concentrator Photovoltaics)	<b>MPP</b>	Punto de máxima potencia (Maximum Power Point)
<b>c-Si</b>	Silicio cristalino (crystalline Silicon)	<b>MPPT</b>	Seguidor de punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker)
<b>CT</b>	Transformador de corriente (Current Transformer)	<b>MV</b>	Voltaje medio (Medium Voltage)
<b>CZTS</b>	Sulfuro-estaño de cobre y cinc (Copper Zinc Tin Sulfide)	<b>MWT</b>	Envoltura metálica (Metalization Wrap Through)
<b>CC</b>	Corriente continua	<b>OPC</b>	Condiciones operativas (Operative Conditions)
<b>DSC</b>	Celda solar sensibilizada por colorante (Dyesensitized Solar Cell)	<b>OPV</b>	Energía fotovoltaica orgánica (Organic Photovoltaics)
<b>DSO</b>	Operador del sistema de distribución (Distribution System Operator)	<b>OSC</b>	Celdas solares orgánicas (Organic Solar Cells)
<b>DSSC</b>	Celdas solares sensibilizadas por colorante (Dye Sensitized Solar Cells)	<b>PID</b>	Degradación inducida por potencial (Potential Induced Degradation)
<b>EWT</b>	Envoltura del emisor (Emitter Wrap Through)	<b>PR</b>	Coficiente de rendimiento (Performance Ratio)
<b>FF</b>	Factor de llenado (Fill Factor)	<b>PSC</b>	Celdas solares de perovskita (Perovskite Solar Cells)
<b>GaAs</b>	Arseniuro de galio (Gallium Arsenide)	<b>FV</b>	Fotovoltaico
<b>GD</b>	Dispositivo general (General Device)	<b>PWM</b>	Modulación por ancho de pulso (Pulse Width Modulation)
<b>GDT</b>	Tubos de descarga de gas (Gas Discharge Tubes)	<b>QDSC</b>	Celda solar de puntos cuánticos (Quantum Dot Solar Cell)
<b>GenD</b>	Dispositivo generador (Generator Device)	<b>RCD</b>	Dispositivo de corriente residual (Residual Current Device)
<b>GHI</b>	Irradiación global en plano horizontal (Global Horizontal Irradiation)	<b>SCC</b>	Capacidad de cortocircuito (Short Circuit Capacity)
<b>GSM</b>	Sistema global para las comunicaciones móviles (Global System for Mobile Communications)	<b>SPD</b>	Dispositivo de protección contra sobretensiones (Surge Protection Device)
<b>GTI</b>	Irradiación global en plano inclinado (Global Tilted Irradiation)	<b>STC</b>	Condiciones estándar de prueba (Standard Test Conditions)
<b>HJT</b>	Heterounión (Heterojunction)	<b>VT</b>	Transformador de voltaje (Voltage Transformer)
<b>HV</b>	Alto voltaje (High Voltage)		
<b>IBC</b>	Celdas solares de contacto posterior interdigitado (Interdigitated Back Contact solar cells)		
<b>ID</b>	Dispositivo de interfaz (Interface Device)		
<b>IGBT</b>	Transistor bipolar de puerta aislada (Insulated Gate Bipolar Transistor)		
<b>IPS</b>	Sistema de protección de interfaz (Interface Protection System)		







---

**Asea Brown Boveri, S.A.**

Electrification  
San Romualdo, 13  
28037 Madrid  
España

<https://new.abb.com/low-voltage/industries/solar>

La información contenida en este documento es solo para propósitos de información general.

Si bien ABB se esfuerza por mantener la información actualizada y correcta, no realiza representaciones ni garantías de ningún tipo, expresas o implícitas, sobre la integridad, precisión, confiabilidad, idoneidad o disponibilidad con respecto a la información, productos, servicios o gráficos relacionados contenidos en el documento para cualquier propósito. Por lo tanto, cualquier confianza depositada en dicha información es estrictamente bajo su propio riesgo. ABB se reserva el derecho de discontinuar cualquier producto o servicio en cualquier momento.

© Copyright 2019 ABB. Reservados todos los derechos.