
DOCUMENTO DE APLICACIÓN TÉCNICA

Plantas fotovoltaicas

Tecnología de vanguardia.
Del sol al enchufe



Introducción

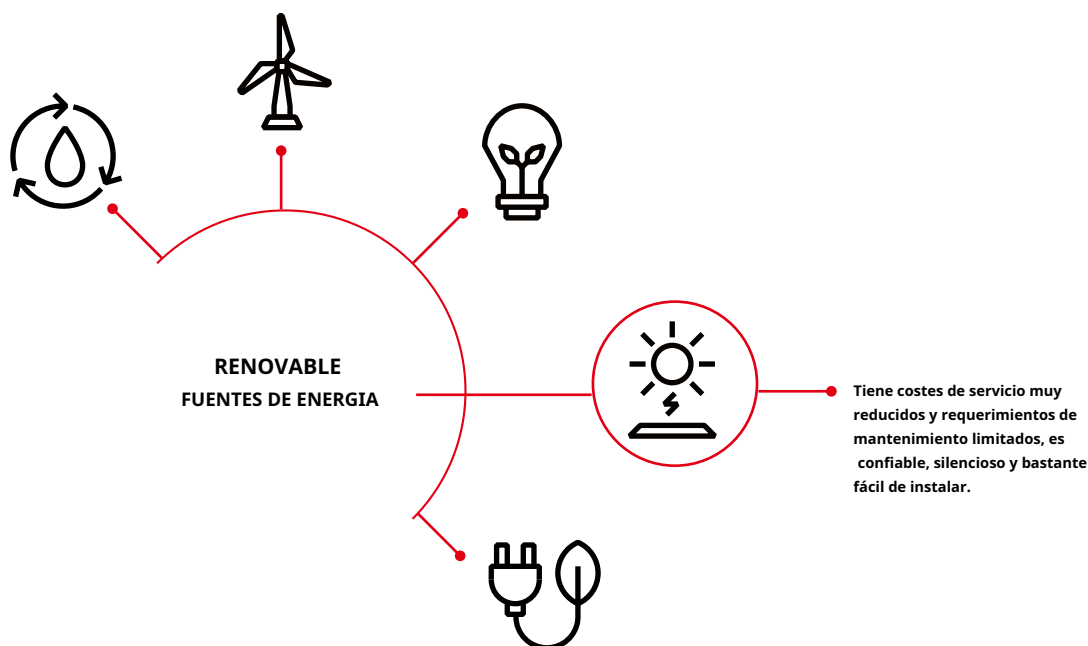
En el actual contexto energético y medioambiental global, el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y de sustancias contaminantes (también siguiendo el protocolo de Kyoto) se ha convertido en un objetivo de primera importancia. Este objetivo se puede alcanzar también aprovechando fuentes de energía alternativas y renovables para compensar y reducir el uso de combustibles fósiles, que además están condenados a agotarse debido al gran consumo en muchos países.

El sol es sin duda una fuente de gran potencial de energía renovable y es posible recurrir a él respetando plenamente el medio ambiente. Basta pensar que instante a instante la superficie del hemisferio terrestre expuesta al Sol recibe una potencia superior a 50 mil TW; la cantidad de energía solar que llega al suelo terrestre es enorme, alrededor de 10 mil veces la energía utilizada en todo el mundo.

Entre los diferentes sistemas que utilizan fuentes de energía renovables, la fotovoltaica es prometedora debido a las cualidades intrínsecas del propio sistema: tiene costes de servicio muy reducidos (el combustible es gratuito) y requisitos de mantenimiento limitados, es confiable, silencioso y bastante 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 las fuentes tradicionales.

electrificación.



01 Planta fotovoltaica residencial

02 Sistema fotovoltaico para tejados industriales y comerciales

03 Sistema fotovoltaico en cochera

04 Sistema fotovoltaico a gran escala

Este Documento Técnico tiene como objetivo introducir los conceptos básicos a los que hay que enfrentarse a la hora de realizar una planta fotovoltaica.

Partiendo de una descripción general de los principales componentes de una planta fotovoltaica, se describieron los principales conceptos de diseño del campo fotovoltaico y los criterios de selección de inversores. También se introdujeron los métodos de protección contra contactos indirectos, sobrecorrientes y sobretensiones con el fin de orientar 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 del arte.

01

02

03

04

Documento de aplicación técnica

Plantas fotovoltaicas

Índice

Generalidades sobre plantas fotovoltaicas (PV)

1.1 Tipos de plantas fotovoltaicas

1.2 Componentes principales de una planta fotovoltaica

1.2.1 Generador fotovoltaico

1.2.2 Inversor

1.2.2.1 Inversores centralizados

1.2.2.2 Inversores de cadena

1.2.2.3 Microinversores

1.2.2.4 Elección de la arquitectura del inversor

1.3 Tipos de módulos fotovoltaicos

1.3.1 Módulos de silicio cristalino

1.3.2 Módulos de película delgada

Generalidades sobre plantas fotovoltaicas (PV)

1.1 Tipos de plantas fotovoltaicas

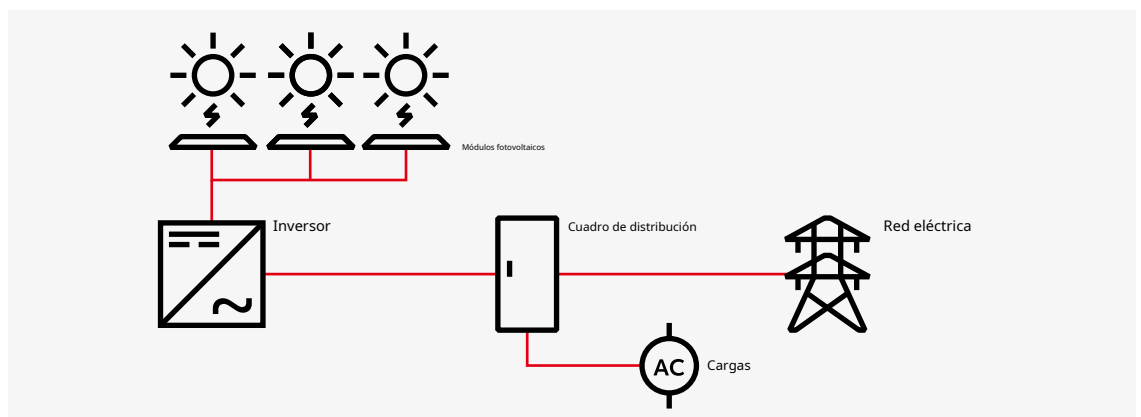
Los sistemas fotovoltaicos pueden ser muy simples y estar compuestos únicamente por un módulo fotovoltaico y una carga. Sin embargo, dependiendo de la configuración del sistema, podemos distinguir tres tipos principales de sistemas fotovoltaicos:

• Conectado a la red

(también llamado Sistema Interactivo de Servicios Públicos o On Grid):

Este tipo de sistemas fotovoltaicos siempre están conectados a la red. La energía que produce el generador fotovoltaico es convertida por el inversor de CC a CA y luego la energía se envía a la red. Durante los momentos en que no hay luz solar, las cargas consumen la electricidad de la red.

Figura 1

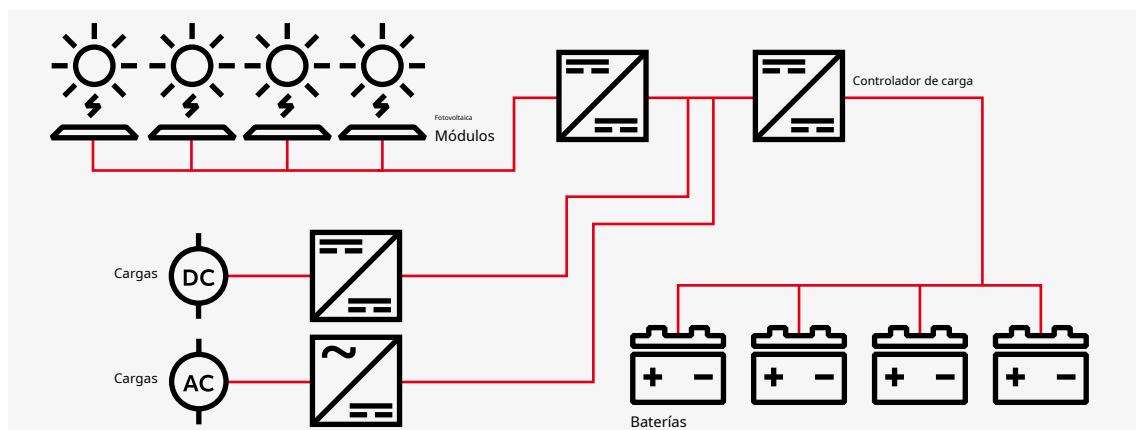


• Sistema fuera de la red

(también llamado sistema aislado o off-grid):

Los sistemas fotovoltaicos no están conectados a la red. El sistema fotovoltaico produce electricidad, que es almacenada en bancos de energía. Durante la noche, esta electricidad almacenada se utiliza para proporcionar energía. Los sistemas autónomos son comunes en áreas remotas donde no hay electricidad ni acceso a la red.

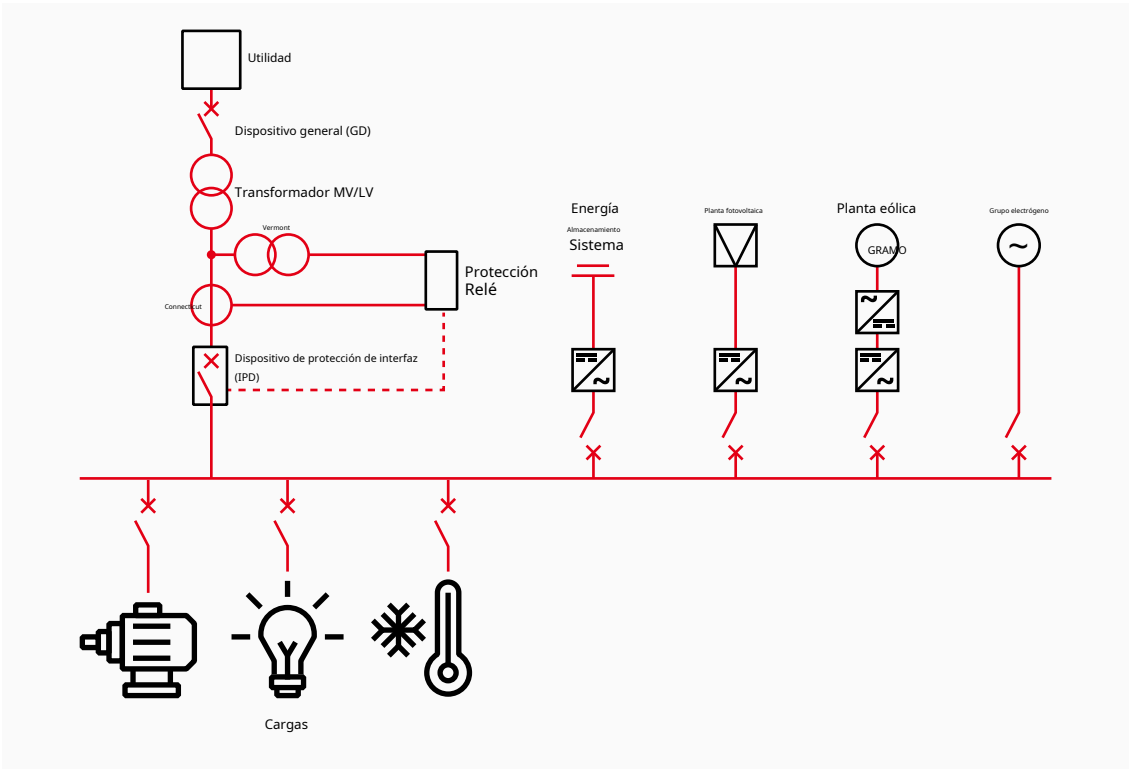
Figura 2



• Sistema Solar Híbrido:

Los sistemas solares híbridos están configurados para tener un interruptor de desconexión automático que puede activarse o desactivarse dependiendo de los requisitos de electricidad de la microrred donde están conectados los sistemas fotovoltaicos.

Figura 3

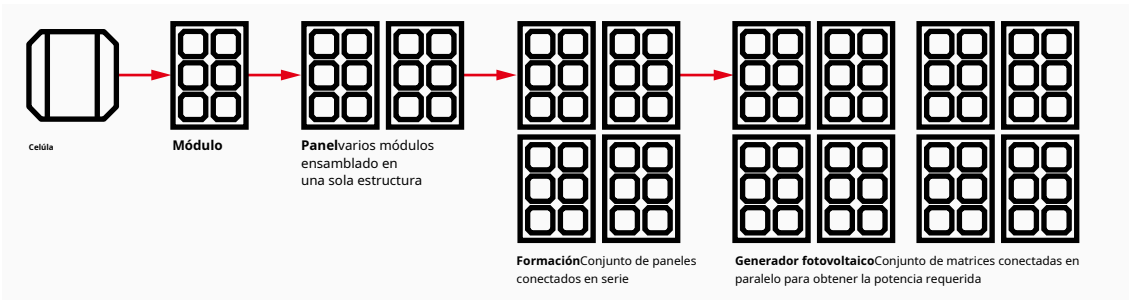


1.2 Componentes principales de una planta fotovoltaica

1.2.1 Generador fotovoltaico

La célula fotovoltaica es el dispositivo fotovoltaico más elemental. Un módulo fotovoltaico es un grupo de células fotovoltaicas interconectadas y protegidas del medio ambiente. Los paneles fotovoltaicos son conjuntos mecánicos y eléctricos de módulos fotovoltaicos (un panel fotovoltaico incluye todos los componentes hasta los terminales de entrada de CC del inversor u otro equipo de conversión de energía 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 panel fotovoltaico en un sistema fotovoltaico.

Figura 4



Para comprender mejor el comportamiento y la composición del generador fotovoltaico 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 suman;
- La corriente no se suma: está determinada por la fotocorriente en cada célula solar. La corriente total en una cadena de células/módulos solares es igual a la corriente generada por una sola célula solar.

La cadena de módulos fotovoltaicos es un circuito de módulos fotovoltaicos conectados en serie. La caja de conexión de cadenas fotovoltaicas es un recinto donde se conectan eléctricamente las cadenas fotovoltaicas en paralelo y donde se pueden ubicar dispositivos de protección en caso de ser necesario.

Ejemplo 1

- El voltaje de circuito abierto (V_{jefe}) de una celda es igual a 0,6 V;
una cadena de 3 celdas entregará un voltaje de circuito abierto (V_{jefe}) de 1,8 V.
- La corriente de cortocircuito (I) de una celda monocristalina de 6" es igual a 9,97 A; una
cadena de 3 celdas entregará una corriente de cortocircuito (I) de 9,97 A.
- El voltaje de circuito abierto (V) de un módulo (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" con una potencia nominal de 300 W en condiciones STC) es 39,4 V; una cadena de 20 módulos proporcionará un voltaje de circuito abierto (V) de 788 V.
- La corriente de cortocircuito (I) de un módulo (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" con una potencia nominal de 300 W en condiciones STC) es igual a 9,97 A; una cadena de 20 módulos proporcionará una corriente de cortocircuito (I) de 9,97 A.

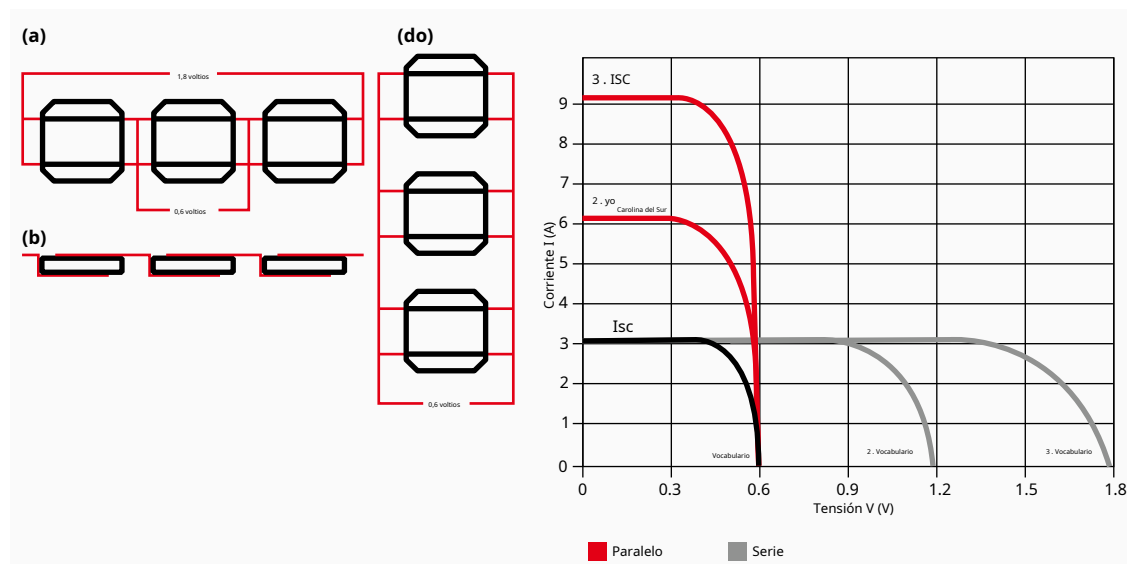
En una conexión en paralelo de celdas/módulos:

- el voltaje es el mismo en todas las células/módulos solares;
- Las corrientes de las células/módulos solares se suman.

Ejemplo 2

- El voltaje de circuito abierto (V_{jefe}) de una celda es igual a 0,6 V;
El paralelo de 3 celdas entregará un voltaje de circuito abierto (V_{jefe}) de 0,6 V.
- La corriente de cortocircuito (I) de una celda monocristalina de 6" es igual a 9,97 A; el
paralelo de 3 celdas entregará una corriente de cortocircuito (I) de 29,91 A.
- El voltaje de circuito abierto (V) de un módulo (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" con una potencia nominal de 300 W en condiciones STC) es 39,4 V; el paralelo de 3 módulos proporcionará un voltaje de circuito abierto (V de 39,4 V. V_{jefe})
- La corriente de cortocircuito (I) de un módulo (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" de 300 W en condiciones STC) es igual a 9,97 A; el paralelo de 3 módulos entregará una corriente de cortocircuito (I de 29,91 A.
- El voltaje de circuito abierto (V) de una cadena de 20 módulos (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" con una potencia nominal de 300 W en condiciones STC) es 788 V; el paralelo de 3 cadenas proporcionará un voltaje de circuito abierto (V_{jefe}) de 788 V.
- La corriente de cortocircuito (I) de una cadena de 20 módulos (por ejemplo, 60 celdas monocristalinas de 6" con una potencia nominal de 300 W en condiciones STC) es igual a 9,97 A; el paralelo de 3 cadenas proporcionará una corriente de cortocircuito (I) de 29,91 A.

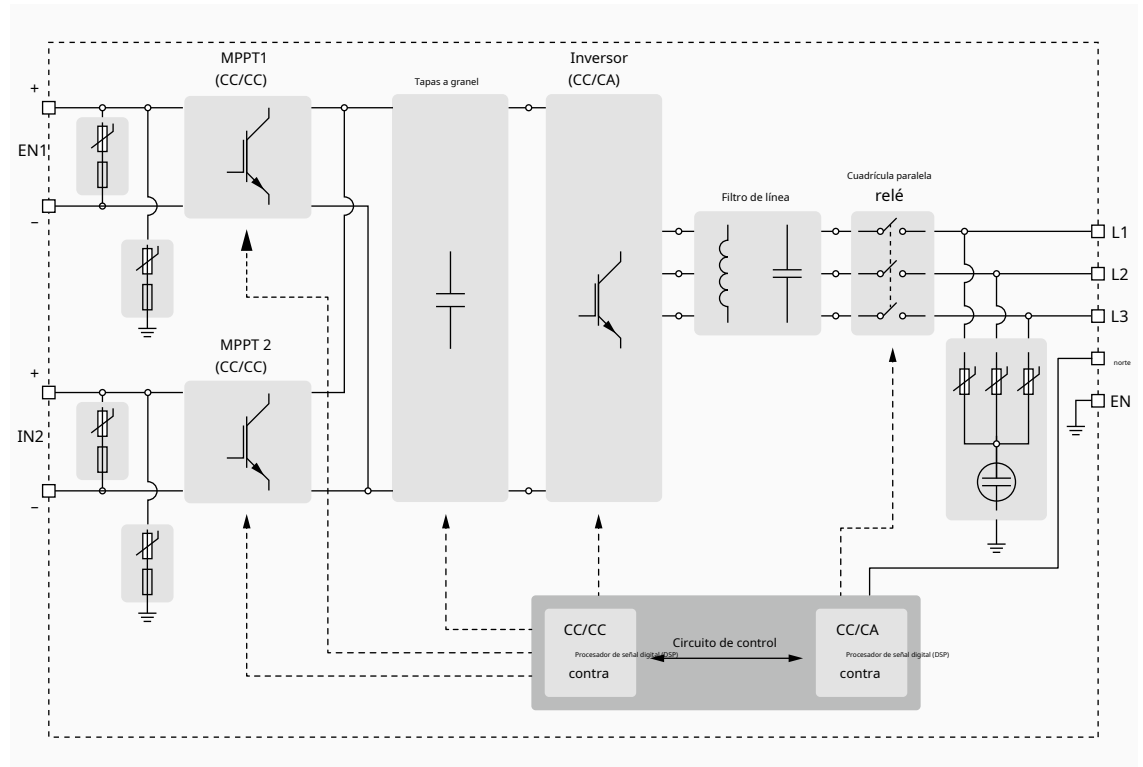
Figura 5



1.2.2 Inversor

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

Figura 6



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

- **Potencia de salida máxima (MPPT)**(Seguidor del punto de máxima potencia): 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 durante su funcionamiento. La potencia suministrada por un generador fotovoltaico depende del punto en el que funciona. Los controladores pueden seguir varias estrategias para optimizar la potencia de salida del generador fotovoltaico. El MPPT puede implementar diferentes algoritmos (por ejemplo, perturbación y observación, barrido de corriente, conductancia incremental, voltaje constante, etc.) y cambiar entre ellos en función de las condiciones de funcionamiento del generador fotovoltaico.
- **Condensadores a granel**: Los condensadores a granel se utilizan para evitar que las corrientes de ondulación lleguen a la fuente de alimentación de CC y para suavizar las variaciones de voltaje del bus de CC. También se utilizan para proteger los IGBT.
- **Inversor CC/CA**: el inversor es un circuito que convierte una corriente continua en corriente alterna con la tensión y frecuencia de salida deseadas. Esta conversión se puede lograr mediante dispositivos de encendido y apagado controlados (por ejemplo, IGBT). La forma de onda de la tensión de salida de un inversor ideal debería ser sinusoidal. Sin embargo, las formas de onda de la tensión 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 dispositivos semiconductores se encienden y apagan mediante el circuito de control del inversor. Para obtener una forma de onda lo más sinusoidal posible, se utiliza una técnica más sofisticada: la modulación por ancho de pulso (PWM); la técnica PWM permite lograr una regulación tanto de la frecuencia como del valor eficaz de la forma de onda de salida.
- **Filtro de línea**: generalmente es un filtro LC utilizado para controlar la calidad de la potencia de salida que se entrega a la red; el uso del filtro LC permite la generación de voltajes sinusoidales con baja distorsión armónica.

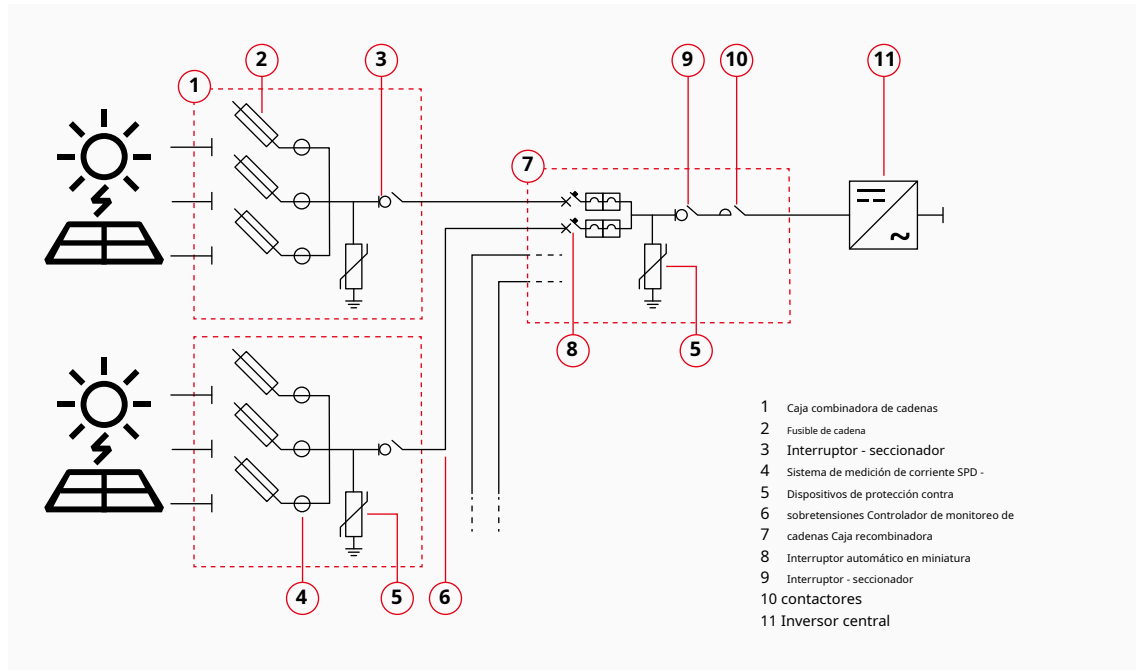
Además, debido a las características de los rendimientos requeridos, los inversores para plantas fuera de la red y para plantas conectadas a la red deberán tener características diferentes:

- en plantas fuera de la red, los inversores deberán ser capaces de suministrar una tensión en el lado de CA lo más constante posible en la variación de la producción del generador y de la demanda de carga;
- En las instalaciones conectadas a la red eléctrica, los inversores deben reproducir, con la mayor exactitud posible, la tensión de la red y, al mismo tiempo, intentar optimizar y maximizar la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos. Los inversores están equipados con protecciones que controlan 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 aumenta 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 montadas en el suelo. La arquitectura de la planta fotovoltaica con inversor centralizado se describe en la Figura 7; esta arquitectura requiere el uso de cajas de conexión de CC para la conexión en paralelo de las cadenas fotovoltaicas.

Figura 7

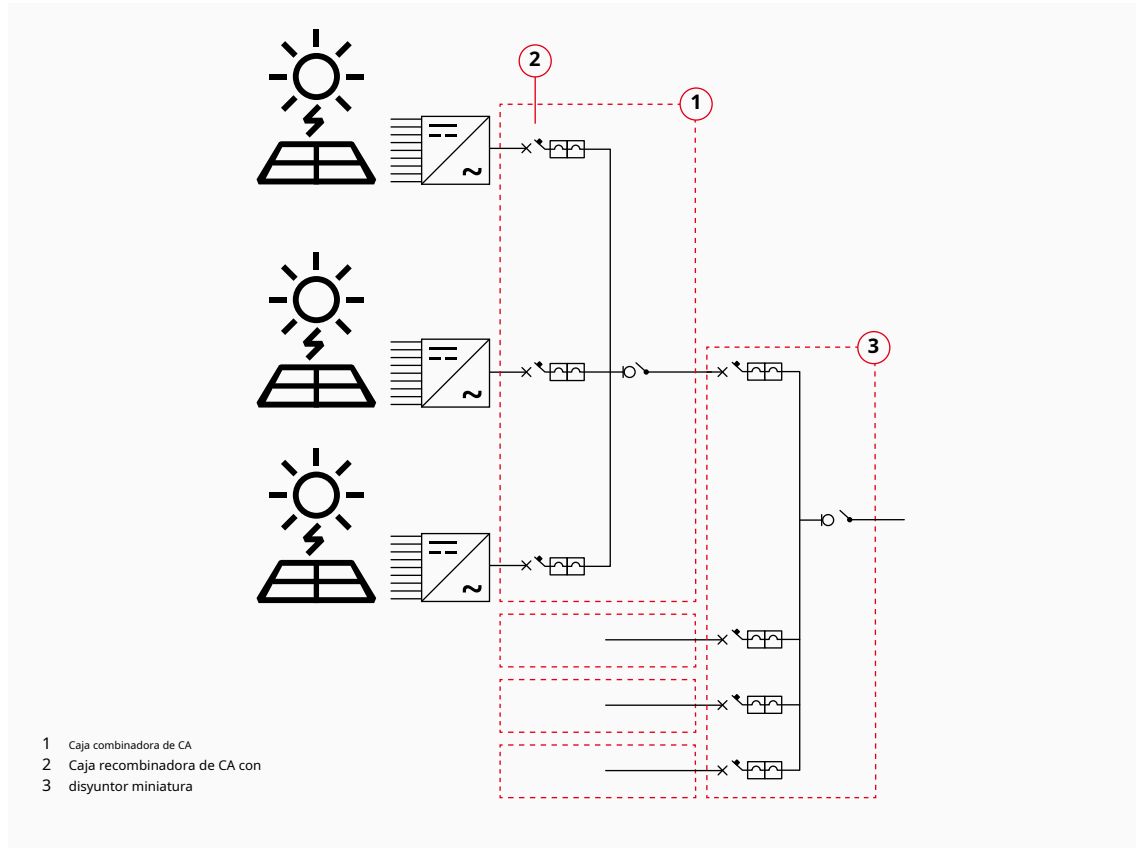


Las características y beneficios de los inversores centrales son:

- menor CAPEX;
- número reducido de inversores;
- más experiencia con aplicaciones en campo.

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

Figura 8



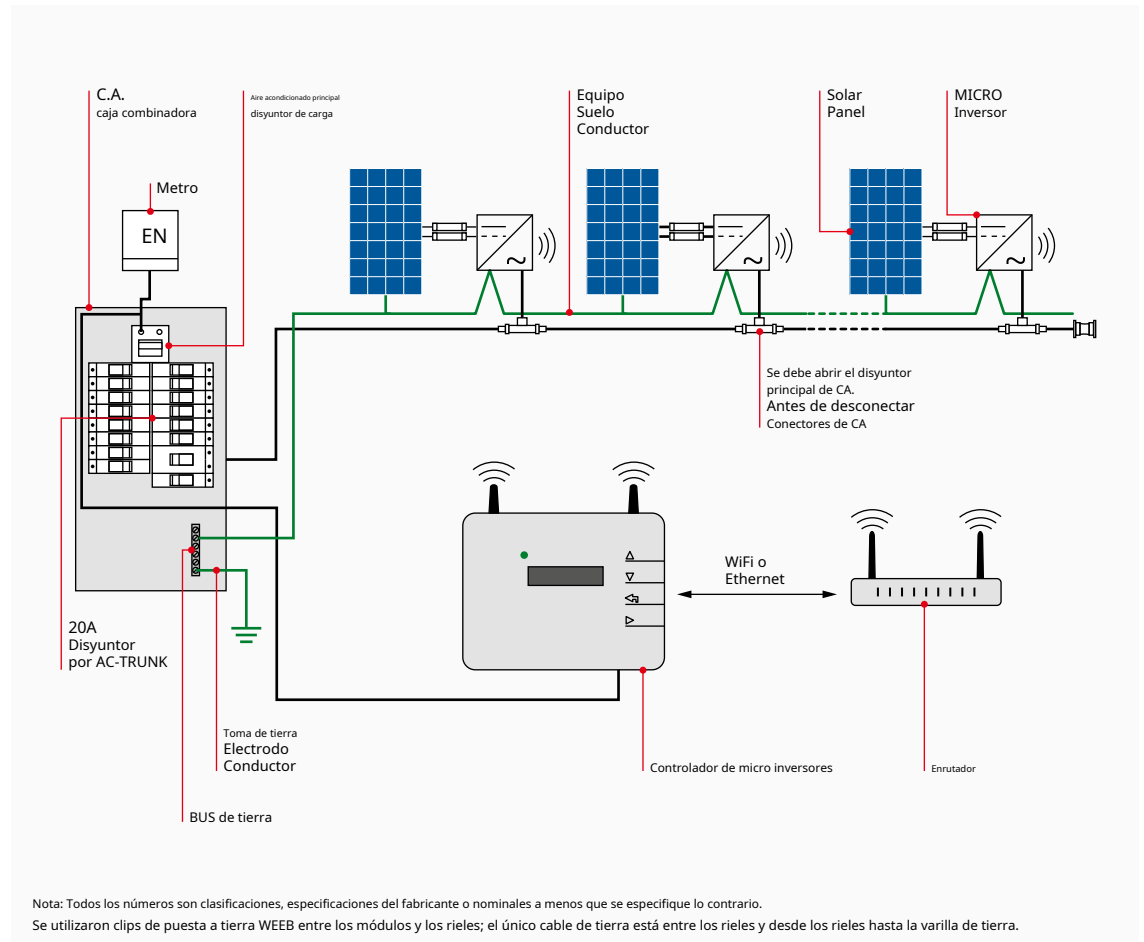
Las características y beneficios de los inversores de cadenas son:

- diseño todo en uno configurable con dispositivos de protección de entrada de CC integrados y monitoreados;
- amplio rango de voltaje de entrada;
- múltiples entradas MPPT;
- alta eficiencia total;
- funciones avanzadas de soporte de red;
- Interfaz de usuario y servicio segura e intuitiva;
- adecuado para instalación en exteriores e interiores;
- mínima pérdida de mantenimiento (máximo tiempo de funcionamiento);
- detección sencilla de fallos;
- mejor OPEX;
- logística más sencilla;
- Conexión directa de las cadenas dentro del inversor.

1.2.2.3 Microinversores

Los microinversores se instalan detrás de uno o varios módulos fotovoltaicos y convierten la corriente continua de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna 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 fotovoltaica con microinversor se describe en la Figura 9.

Figura 9



Las ventajas de los microinversores son:

- reducir la pérdida de potencia en caso de sombra;
- pérdida mínima de mantenimiento;
- monitorización del rendimiento de cada módulo fotovoltaico;
- Tamaño de cable más pequeño (dado 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 fotovoltaica de alta modularidad;
- Apagado automático de un solo módulo en caso de emergencia.

Sin embargo, las plantas fotovoltaicas con arquitectura de microinversores tienen un coste inicial más elevado.

1.2.2.4 Elección de la arquitectura del inversor

La elección de la arquitectura del inversor influye en los costes de la planta fotovoltaica. En los últimos años, los costes de los inversores centrales y de cadena se han reducido drásticamente. El coste de los inversores de cadena sigue siendo superior al de los inversores centrales (análisis de materiales de CAPEX).

El coste 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 marcha del inversor string son más caras que las de los inversores centrales.

El 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 string. A nivel mundial, el coste de instalación de los inversores string es superior al de los inversores centralizados.

La principal diferencia entre los inversores centrales y los de cadena se origina en los costes operativos:

- La gran capacidad de potencia de los inversores centrales hace necesario un enfriamiento activo. La menor capacidad de los inversores string elimina la necesidad de enfriamiento activo.
- Los armarios de inversores centrales están contruidos con ventiladores, filtros y rejillas de ventilación para permitir la refrigeración: estos componentes requieren mantenimiento. Además, la unidad de conversión de potencia y las placas de control pueden necesitar ser reemplazadas durante la vida útil esperada del inversor. El inversor central está diseñado para recibir servicio en el campo y, en ese caso, los costos de mantenimiento son considerables. Los inversores de cadena por lo general no están diseñados para recibir servicio en el campo y, en ese caso, los costos de mantenimiento son bajos.

Desde el punto de vista del rendimiento de la planta:

- La arquitectura de los inversores de cadena se caracteriza por múltiples MPPT: si el rendimiento de los paneles varía debido a sombreado no uniforme, paneles con diferentes ángulos de inclinación u orientaciones o módulos dañados, el rendimiento de cada generador fotovoltaico se puede optimizar a nivel del panel de modo que se maximice la salida del sistema. Por lo general, la arquitectura del inversor centralizado se caracteriza por un solo MPPT.
- La disponibilidad de la planta o el "tiempo de actividad" de la arquitectura de inversor central es menor que la de la arquitectura de inversor de cadena: si un inversor central se desconecta, se pierde una parte significativa del generador fotovoltaico hasta que se restablece la funcionalidad. Mientras tanto, la naturaleza distribuida de la arquitectura de inversor de cadena da como resultado que solo una pequeña cantidad de conjuntos se desconecten si un inversor se desconecta.

1.3 Tipos de módulos fotovoltaicos

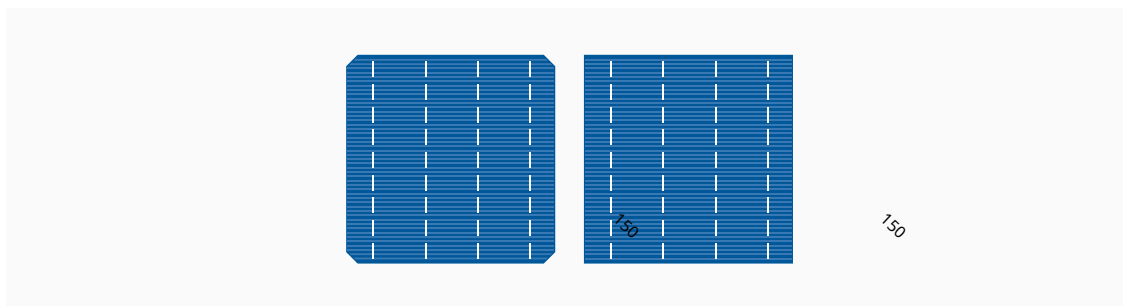
1.3.1 Módulos de silicio cristalino

Los módulos de silicio cristalino (c-Si) siguen siendo hoy en día los más utilizados en las plantas fotovoltaicas instaladas. La diferenciación entre los distintos tipos de módulos fotovoltaicos de c-Si se puede realizar según distintos criterios, centrados principalmente en las características de las células:

- **Cristalización de silicio:** según la tecnología de producción de los lingotes, las células solares de c-Si podrían ser **monocristalino** o **policristalino**; Las células solares monocristalinas están hechas de una forma pura de silicio. Las células solares policristalinas se obtienen a partir de lingotes fundidos donde los cristales no tienen exactamente 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 **cuadrado** o **semi-cuadrado**; normalmente las células solares monocristalinas pueden ser semicuadradas o cuadradas y las células solares policristalinas pueden ser cuadradas.

Figura 10

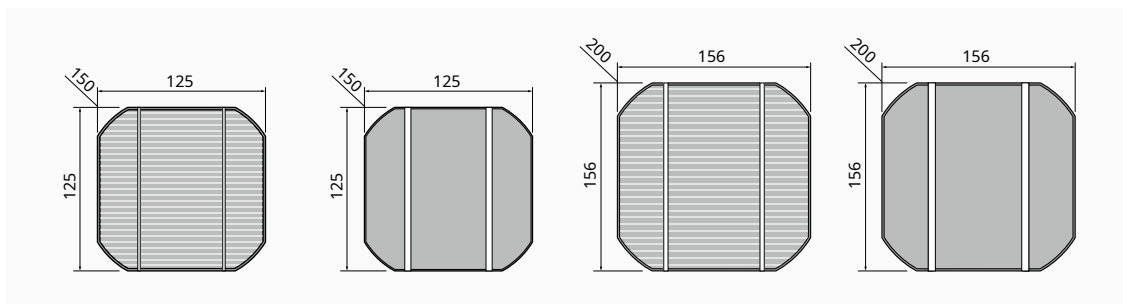
En el lado izquierdo un semicuadrado monocristalino Célula solar; en el lado derecho una célula solar policristalina cuadrada



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

Figura 11

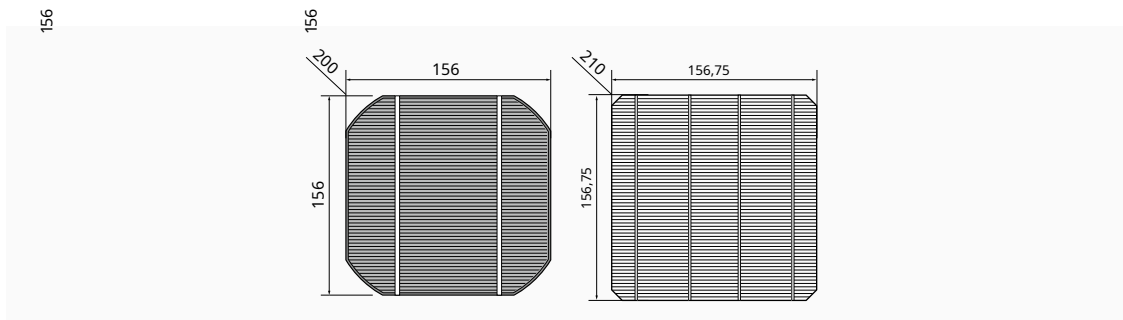
En el lado izquierdo un semicuadrado de 5" energía solar monocristalina Celda; en el lado derecho un semicuadrado de 6" monocristalino célula solar



- **Hoy en día lo más común** Las celdas son de 6"; la h Ocho y el ancho de una celda solar de 6" **156 milímetroso 156,75 milímetros**. Las celdas semicuadradas son char caracterizado también desde la diagonal de las células que podrían ser **200 mmo 210 milímetros**.

Figura 12

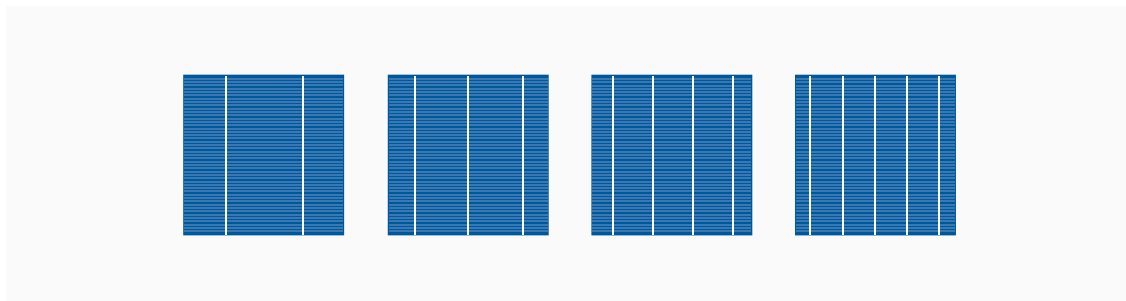
En el lado izquierdo un semicuadrado de 6" energía solar monocristalina Celda 156 x 156 con diagonal 200 mm; a la derecha panel solar monocristalino semicuadrado de 6" celda 156,75 x 156,75 con diagonal 210 mm.



- **Número de barras colectoras:** las células solares de silicio cristalino tienen unos contactos serigrafiados en la parte frontal y posterior de las células con pastas serigráficas metálicas. Estos contactos en la parte frontal y posterior de las células se utilizan para realizar las interconexiones de las células en serie. Las barras colectoras son el número de contactos principales serigrafiados. Con el tiempo, el número de barras colectoras ha aumentado para reducir la resistencia en serie y el tamaño de las cintas de interconexión; hasta hace unos 3 años, las configuraciones de serigrafía de células más comunes eran con **2 o 3 barras colectoras**. Hoy en día las configuraciones de serigrafía de celdas más comunes son con **4 o 5 barras colectoras**.

Figura 13

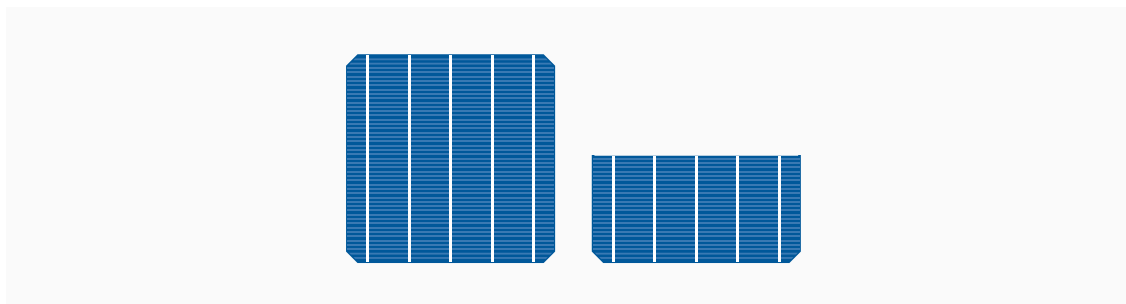
De izquierda a derecha:
2BB 6" policristalino
célula solar;
3BB 6" policristalino
célula solar;
4BB 6" policristalino
célula solar;
5BB 6" policristalino
célula solar



- **Celda completa o media celda:** en un módulo fotovoltaico de silicio cristalino tradicional, las cintas de lengüetas que interconectan las celdas vecinas pueden causar una pérdida significativa de potencia. La pérdida de potencia está vinculada 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 a la mitad es una forma eficaz de reducir la pérdida de potencia resistiva. **células cortadas a la mitad** generar la mitad de la corriente de **uncelda estándar**, reduciendo las pérdidas resistivas en la interconexión de los módulos solares. Una menor resistencia entre las células aumenta la potencia de salida de un módulo, dependiendo del diseño, en un 2%.

Figura 14

Sitio izquierdo: células estándar; sitio
derecho: células cortadas a la mitad

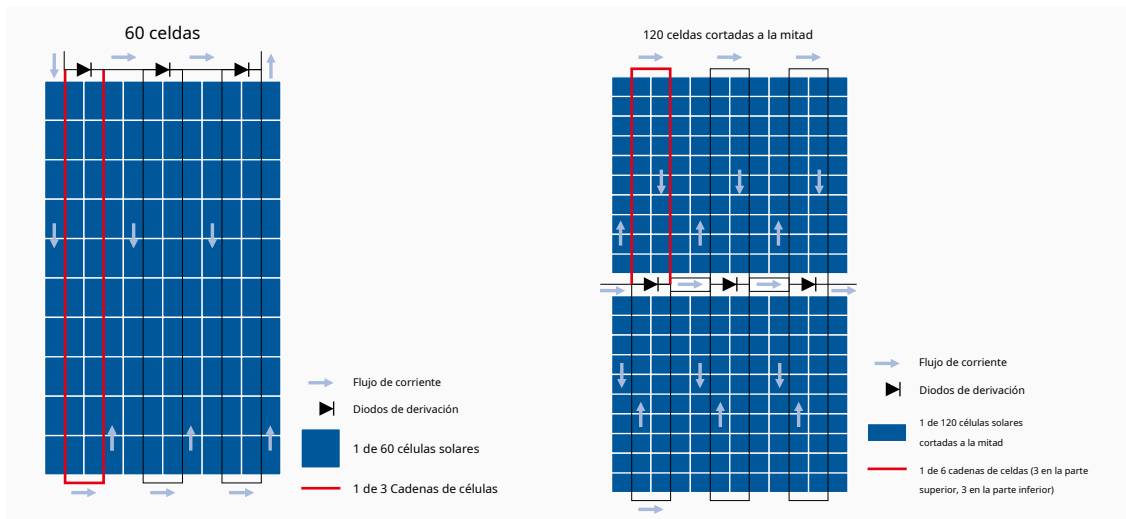


Otros beneficios que aportan las células de medio corte son:

- mejor comportamiento del módulo en caso de sombra;
- activación reducida del diodo de derivación;
- mejor protección contra microfisuras;
- puntos calientes más fríos;
- ganancias ópticas gracias a un mayor espaciamento entre celdas.

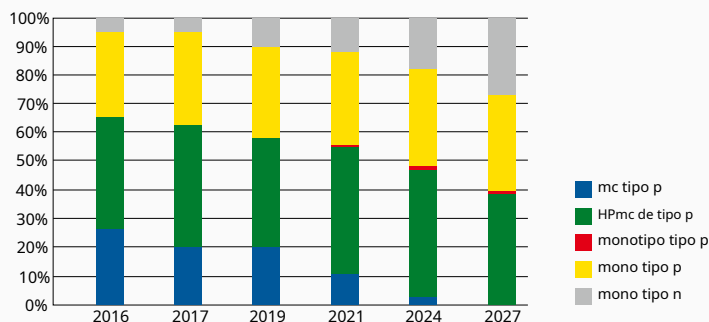
Figura 15

sitio izquierdo: células
interconexión en
un módulo construido con
celdas estándar;
sitio derecho: células
interconexión en
Un módulo construido con celdas
cortadas a la mitad



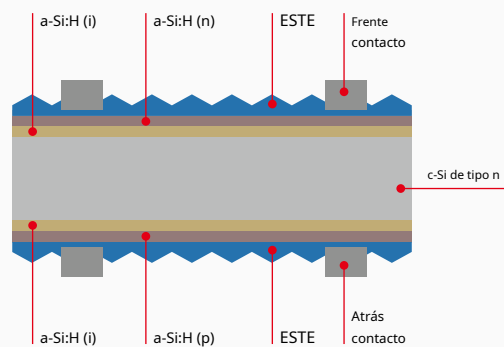
- Tipo de unión: el término **tipo p** se refiere al hecho de que la célula está construida sobre una base de silicio con carga positiva (de ahí el nombre de tipo p). De hecho, la oblea está dopada con boro, que tiene un electrón menos que el silicio. La parte superior de la oblea se dopa negativamente (tipo n) con fósforo, que tiene un electrón más que el silicio. Esto ayuda a formar la unión pn que permitirá el flujo de electricidad en la célula. Las células solares de tipo n se construyen al revés, con el lado dopado de tipo n sirviendo como base de la célula solar. En la actualidad, las células solares de tipo p son más comunes porque el proceso de fabricación de células solares de tipo n incluye más pasos y, por lo tanto, más costos. Por cierto, las células solares más potentes disponibles actualmente en el mercado son **tipo n**; las células solares de tipo n son inmunes a algunos efectos de degradación (por ejemplo, LID, degradación inducida por luz). Según este escenario, la hoja de ruta tecnológica avanza hacia el tipo n.

Figura 16
Fuente internacional
Hoja de ruta tecnológica
Para fotovoltaica
Resultados 2017



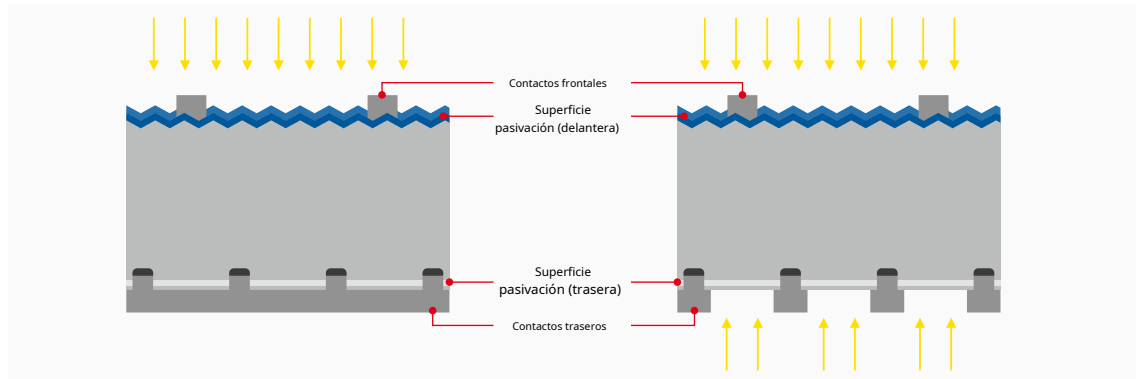
- N° de unión: las celdas tradicionales de c-Si son **unión simple** células solares (unión pn simple). **Multiunión**
Las células solares MJ son células solares con múltiples uniones p-n hechas de diferentes materiales semiconductores. **Heterojunción** La tecnología HJT es un tipo de multiunión y combina obleas de silicio cristalino de tipo n con una capa de silicio amorfo. Los beneficios que aporta la multiunión al módulo fotovoltaico son:
 - Alto rendimiento lumínico (el espectro de luz que absorben las células HJT es más amplio que el espectro de luz absorbido por una célula c-Si estándar);
 - Coeficiente de temperatura bajo;
 - Mayor eficiencia.

Figura 17
Estratigrafía de células HJT;
Fuente: meyerburger.com



- Célula monofacial o bifacial: hasta hace unos años las células fotovoltaicas solo estaban diseñadas como **monofacial** luego pudieron recoger la radiación solar solo en la parte frontal de la célula. El desarrollo de la tecnología introdujo la **bifacial** Células solares. Las células solares bifaciales pueden captar la radiación solar también desde la parte posterior y, a su vez, los módulos bifaciales pueden captar la radiación solar reflejada.

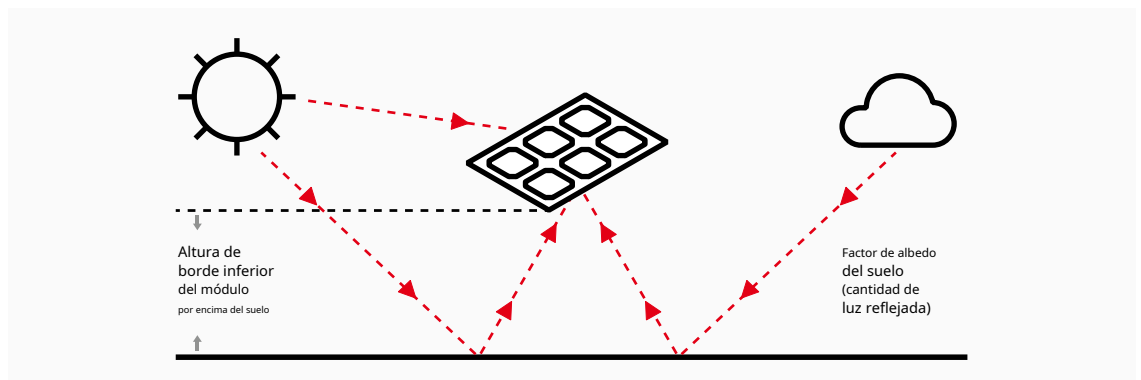
Figura 18
lado izquierdo una célula
monofacial estándar;
Lado derecho de una célula
solar bifacial.



Los módulos bifaciales pueden aumentar el rendimiento energético de la instalación fotovoltaica.

El albedo de la superficie bajo el sistema, uno de los factores decisivos que influyen en la cantidad de energía adicional que se obtiene, cambia en el campo a lo largo del tiempo. El albedo describe el grado en que la luz se refleja desde una superficie. Por lo tanto, el albedo en sí depende de las propiedades de la superficie bajo el módulo, como el color, el grosor, el acabado de la superficie o el tipo de vegetación.

Figura 19
módulos bifaciales
comportamiento

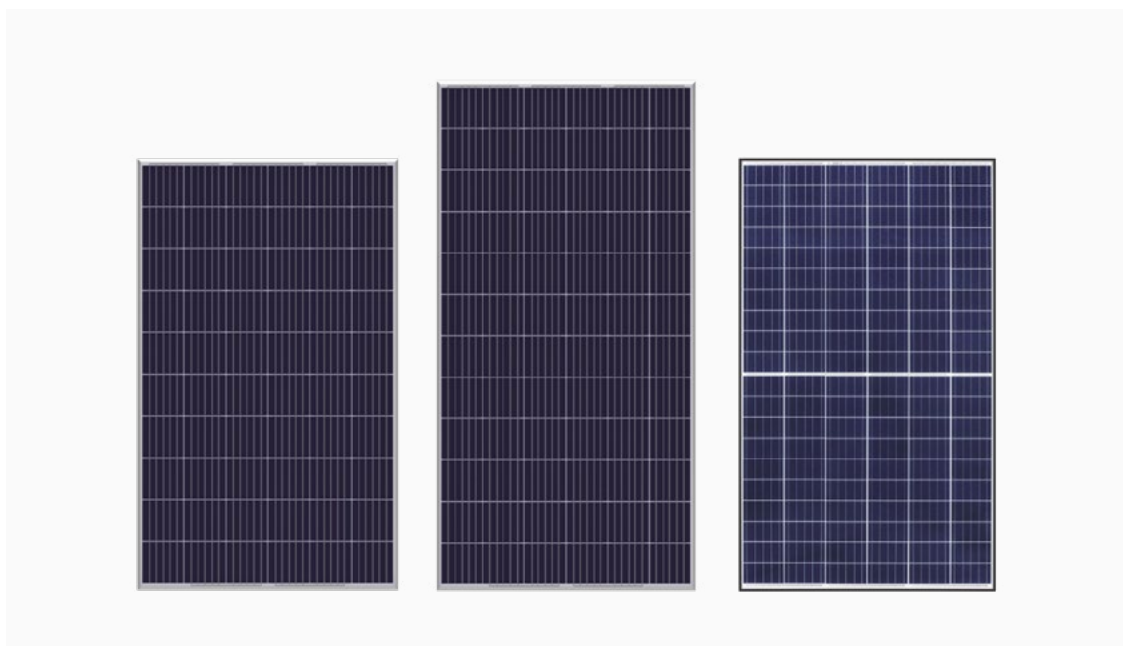


La ganancia energética que generan los módulos bifaciales en comparación con los módulos monofaciales se estima en alrededor de + 5% con módulos instalados sobre césped, + 10% con módulos instalados sobre arena y + 20% con módulos instalados sobre superficie pintada de blanco.

Los diseños más comunes de módulos fotovoltaicos c-Si son:

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

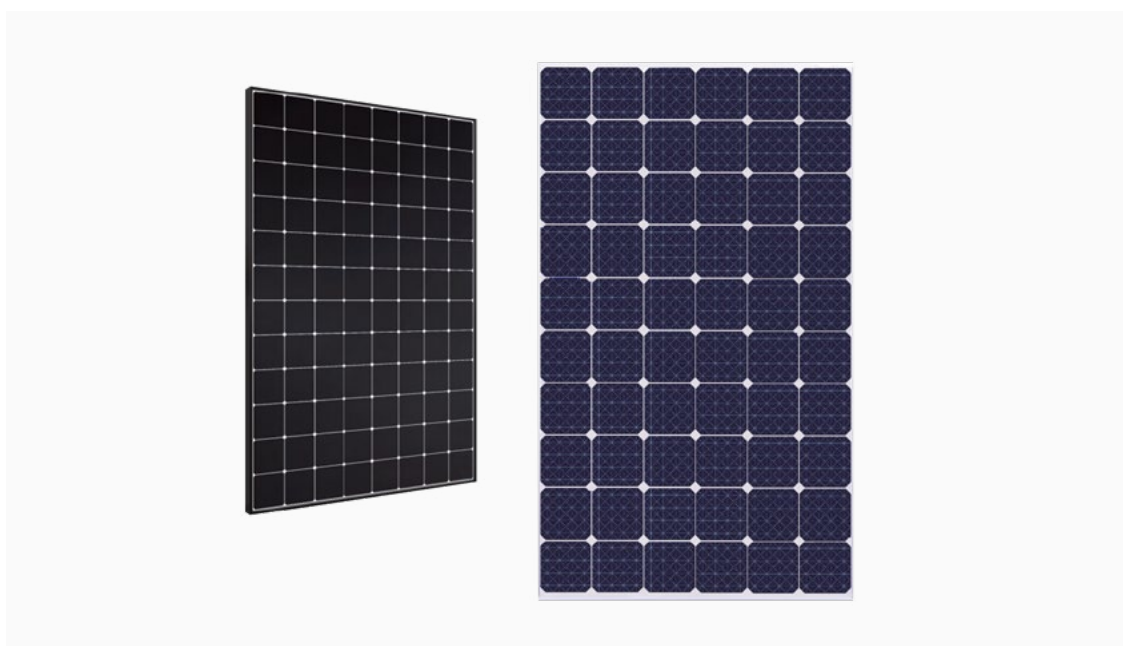
Figura 20
de izquierda a derecha: 60
celdas de 6" en conexión
en serie;
72 celdas de 6" en
conexión en serie;
120 celdas cortadas a la mitad.



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

- Células solares de contacto posterior interdigitadas (IBC);
- Envoltura del emisor (EWT);
- Envoltura de metalización (MWT).

Figura 21
De izquierda a derecha:
módulo fotovoltaico con
Tecnología IBC;
Módulo fotovoltaico con
Tecnología MWT.



1.3.2 Módulos de película delgada

Las celdas de película delgada están compuestas por material semiconductor depositado, generalmente como mezclas de gases, sobre soportes como vidrio, polímeros, aluminio, que dan consistencia física a la mezcla.

La capa de película semiconductor tiene un espesor de unos pocos μm con respecto a las células de silicio cristalino, que tienen unos cientos de μm .

Los materiales principalmente utilizados son:

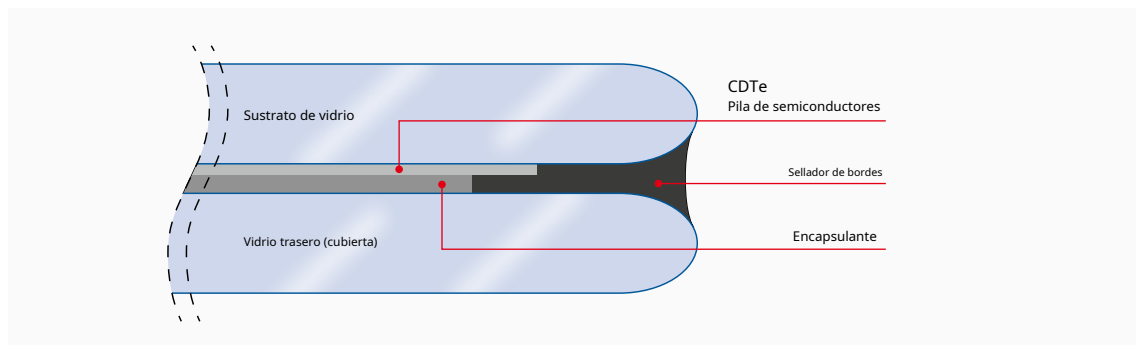
- silicio amorfo (a-Si);
- telururo de cadmio (CdTe);
- diseleniuro de indio y aleaciones de cobre (CIS, CIGS, CIGSS);
- arseniuro de galio (GaAs);
- célula solar sensibilizada por colorante (DSC).

En el pasado, la cadena de producción fotovoltaica invirtió mucho en las tecnologías de película delgada porque ofrecían excelentes perspectivas de reducción de costos. Por cierto, la impresionante reducción de costos en las tecnologías de silicio cristalino redujo la inversión.

Hoy en día, el delgado

La liebre es la tecnología CdTe.

Figura 22
Sección transversal de
Módulo fotovoltaico de CdTe



A menudo
marco

- hoja y luego estan

Figura 23
Módulo fotovoltaico de CdTe



Algunas tecnologías de capa fina son realmente interesantes porque se depositan sobre un soporte flexible, normalmente películas de polímero. En comparación con los módulos de silicio cristalino, los módulos de capa fina muestran una menor dependencia de la eficiencia con respecto a la temperatura de funcionamiento y una buena respuesta incluso cuando la luz difusa es más marcada y los niveles de radiación son bajos, sobre todo en días nublados. La instalación de módulos de capa fina es recomendable en zonas con temperaturas muy altas (zonas de clima árido).

Producción de energía

2.1 Circuito equivalente a la celda

2.2 Característica de voltaje-corriente del módulo

2.3 Esquema de conexión a la red

2.4 Potencia pico nominal

2.5 Inclinación y orientación de los módulos

2.6 Irradiación horizontal global (GHI) e irradiación inclinada global (GTI)

2.7 Energía prevista de un sistema fotovoltaico

2.8 Tensiones y corrientes en una planta fotovoltaica

2.9 Variación de la energía producida

2.9.1 Irradiancia

2.9.2 Temperatura de los módulos

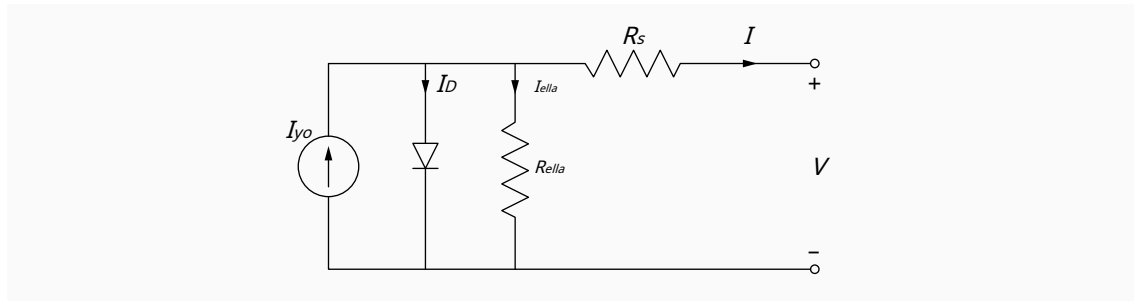
2.9.3 Sombreado

Producción de energía

2.1 Circuito equivalente a la celda

Una célula fotovoltaica puede considerarse como un generador de corriente y puede representarse 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 fotovoltaico I por el generador de corriente ideal. Disminuye por la corriente del diodo I y por la corriente de fuga perdida debido a las resistencias de derivación I : 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 células solares (R representa la resistencia de derivación).

La serie de resistencias R_s representa la resistencia interna al paso de la corriente generada y depende del espesor de la unión PN, de las impurezas presentes y de las resistencias de contacto. En una celda ideal, tendríamos $R = 0$ y $R_{s\text{ella}} = \infty$. Por el contrario, en una célula de silicio de alta calidad tenemos $R_s = 0,05 \div 0,10 \, \Omega$ y $R_{s\text{ella}} = 300 \div 400 \, \text{k}\Omega$. La eficiencia de conversión de la célula fotovoltaica también se ve muy afectada por una pequeña variación de R_s mientras que se ve mucho menos afectado por una variación de $R_{s\text{ella}}$.

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

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

Dónde:

I_{yo} es la corriente generada por la luz en la celda;

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

I_{ella} corriente que se pierde debido a las resistencias de derivación.

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

Ecuación 2

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

Dónde:

n es el factor de idealidad del diodo (sin unidades, generalmente entre 1 y 2 para una celda de unión simple); I_0 es la corriente de saturación;

V_T es el voltaje térmico dado por:

Ecuación 3

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

Dónde:

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 viene dada por:

Ecuación 4

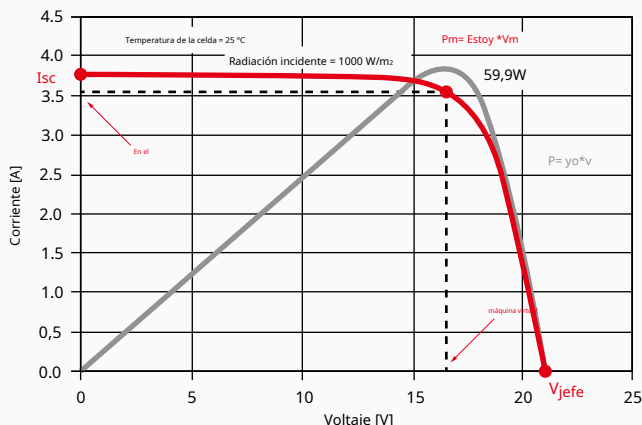
$$I = I_L - I_0 \cdot \left[e^{\left(\frac{V + I \cdot R_S}{n \cdot V_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_S}{R_{sh}}$$

En las celdas habituales, el último término de esta fórmula, es decir, la corriente de fuga a tierra I , es despreciable con respecto a las otras corrientes. Por lo tanto, la corriente de saturación del diodo se puede determinar experimentalmente aplicando el circuito abierto V_{oc} a una celda no iluminada y midiendo la corriente que fluye dentro de la celda.

2.2 Característica de voltaje-corriente del módulo

La curva característica de tensión-corriente de un módulo fotovoltaico se muestra en la Figura 25. En condiciones de cortocircuito, la corriente generada es máxima (I_{sc}), mientras que, con el circuito abierto, la tensión ($V =$ tensión de circuito abierto) es máxima. En las dos condiciones mencionadas anteriormente, la potencia eléctrica producida en la célula es nula, mientras que en todas las demás condiciones, cuando la tensión aumenta, la potencia producida también aumenta: primero, alcanza el punto de máxima potencia (P_m) y luego cae repentinamente cerca del valor de la tensión de circuito abierto.

Figura 25

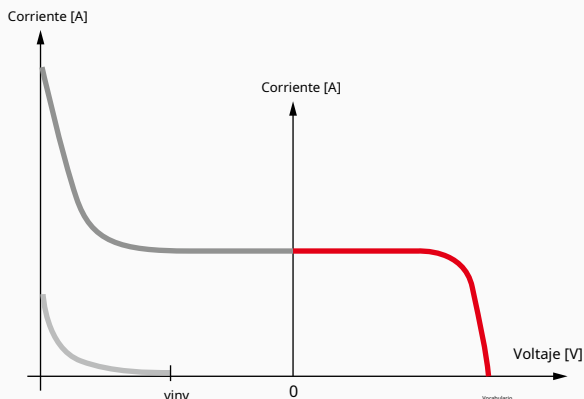


Los datos característicos de un módulo fotovoltaico se pueden resumir de la siguiente manera:

- I_{sc} corriente de cortocircuito;
- V_{jefe} voltaje de circuito abierto;
- P_m o P_{max} máxima potencia producida en condiciones estándar (STC);
- I_o o y_o corriente producida en el punto de máxima potencia;
- V_o o V_m voltaje en el punto de máxima potencia;
- El factor de llenado FF es un parámetro que determina la forma de la curva característica IV y es la relación entre la potencia máxima y el producto ($V \cdot I$) del voltaje de circuito abierto multiplicado por la corriente de cortocircuito.

Si se aplica una tensión desde el exterior a la célula fotovoltaica en sentido inverso respecto al funcionamiento normal, la corriente generada permanece constante y la potencia es absorbida por la célula. Cuando se supera un determinado valor de tensión inversa (tensión de "ruptura"), la unión PN se perfora, como ocurre en un diodo, y la corriente alcanza un valor elevado que daña la célula. En ausencia de luz, la corriente generada es nula para valores de tensión inversa hasta la tensión de "ruptura", produciéndose entonces una corriente de descarga análoga a las condiciones de iluminación (Figura 26 – cuadrante izquierdo).

Figura 26



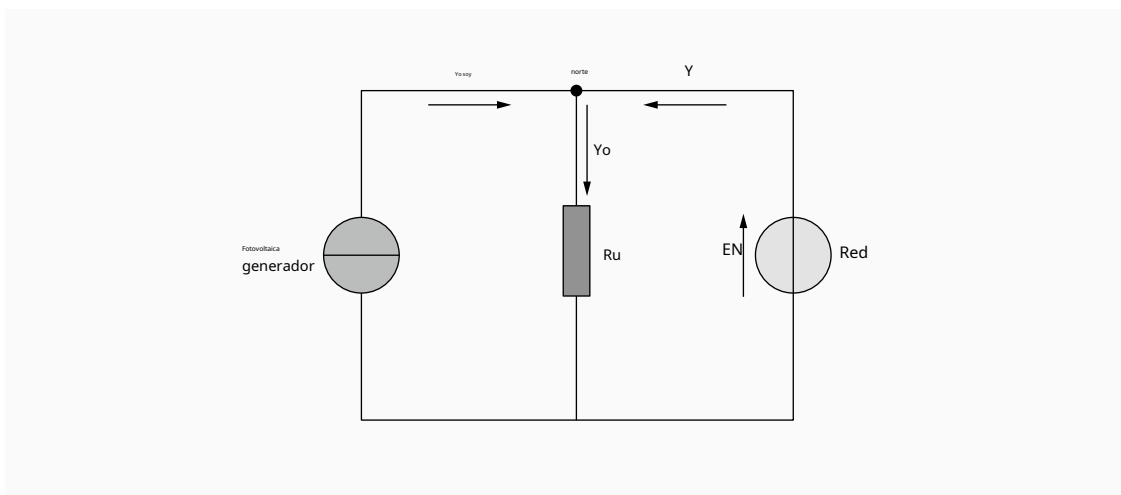
2.3 Esquema de conexión a la red

Una planta fotovoltaica conectada a la red y que abastece a una planta consumidora se puede representar de forma simplificada mediante el esquema de la Figura 27.

La red de alimentación (supuestamente de potencia de cortocircuito infinita) se esquematiza mediante un generador de tensión ideal cuyo valor es independiente de las condiciones de carga de la planta consumidora.

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

Figura 27



Las corrientes I_g y I_r , que provienen del generador fotovoltaico (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 consumidora fluye hacia afuera desde del nodo:

Ecuación 5

$$I_u = I_g + I_r$$

Dado que la corriente en la carga es también la relación entre la tensión 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:

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 resulta:

Ecuación 8

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

Por el contrario, si toda la corriente generada por la planta fotovoltaica es absorbida por la planta consumidora, la corriente suministrada por la red será nula y en consecuencia se convierte en:

Ecuación 9

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

Cuando la insolación aumenta, si la corriente generada I_g se vuelve mayor que la requerida por la carga I_u , 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 la radiación solar absorbida por el vapor de agua presente en la atmósfera.

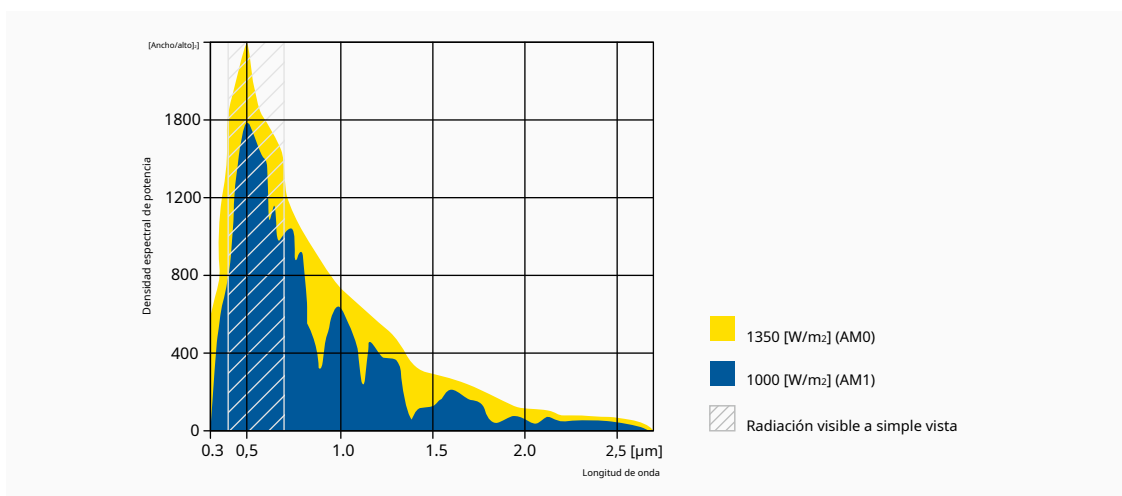
2.4 Potencia pico nominal

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

- 1kW/m² insolación perpendicular a los paneles;
- 25 °C de temperatura en las celdas;
- masa de aire (AM) igual a 1,5.

La masa de aire influye en la producción de energía fotovoltaica, 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 un W/m característico. La longitud de onda 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 llega a la superficie de la Tierra; la diferencia entre la pendiente de las dos curvas da una indicación de la variación del espectro debido a la masa de aire.

Figura 28



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

Ecuación 10

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

dónde:

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

presión atmosférica de referencia al nivel del mar [1.013·10⁵ Pa];

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

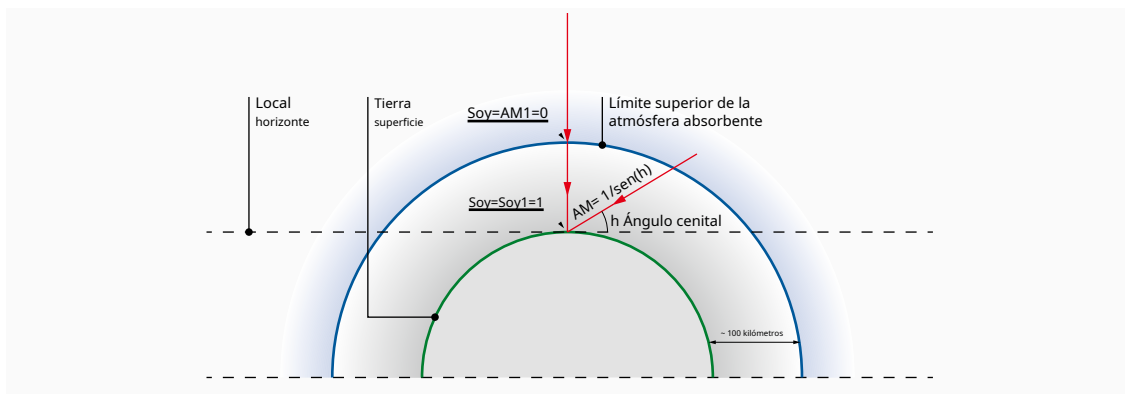
Valores destacables de AM son (Figura 29): AM =

0 fuera de la atmósfera donde P = 0;

AM = 1 a nivel del mar en un día con cielo despejado y el sol en el cenit ($P = P_0 \cdot \sin(h) = 1$);

AM = 2 a nivel del mar en un hermoso día con el sol en un ángulo de 30° sobre el horizonte ($P = P_0 \cdot \sin(h) = 1/2$).

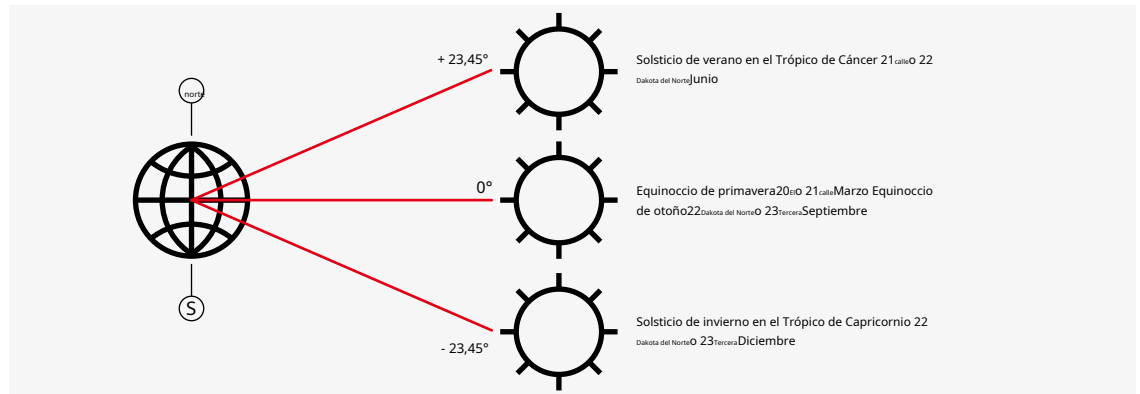
Figura 29



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. En efecto, como el eje de rotación de la Tierra está inclinado unos 23,45° con respecto al plano de la órbita terrestre alrededor del Sol, en una latitud determinada la altura del Sol sobre el horizonte varía diariamente. El Sol se sitúa en 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 sobre la superficie terrestre, pero sí estará en su punto más alto (dependiendo de la latitud) con respecto al día del solsticio de verano en el hemisferio norte y al día del solsticio de invierno en el hemisferio sur. Por tanto, si queremos inclinar los módulos para que puedan recibir perpendicularmente los rayos solares al mediodía del día más largo del año, es necesario conocer la altura máxima (en grados) que alcanza el Sol sobre el horizonte en ese instante, que se puede obtener mediante la siguiente fórmula:

Ecuación 11

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

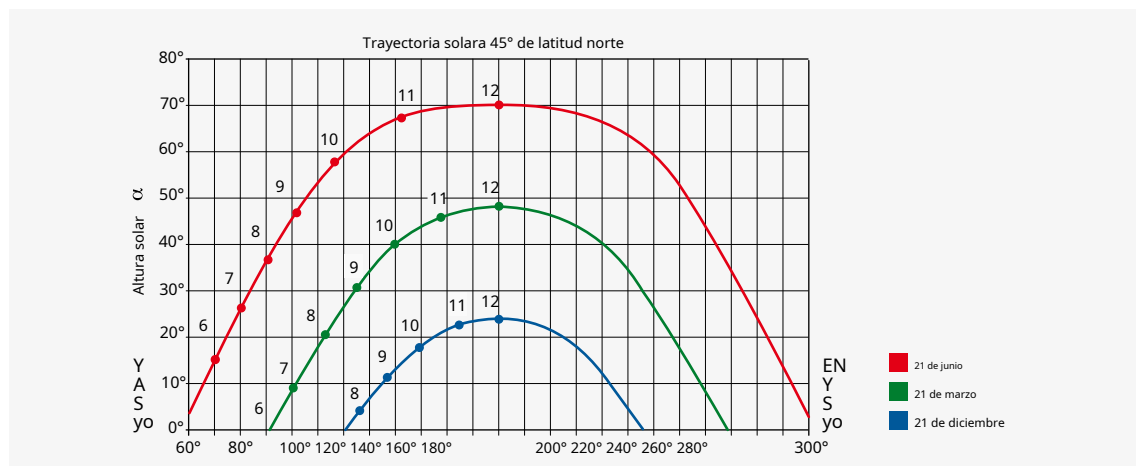
dónde: α es el valor (en grados) de latitud del lugar de instalación de los paneles; es el ángulo de declinación solar [23,45°]

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

5 Por ejemplo, en Italia, la inclinación óptima
El ángulo es de aproximadamente 30°.

Encontrando el ángulo complementario de α ($90^\circ - \alpha$), es posible obtener el ángulo de inclinación β de los módulos con respecto al plano horizontal (IEC TS 61836 Sistemas de energía solar fotovoltaica - Términos, definiciones y símbolos) de manera que los paneles sean alcanzados perpendicularmente por los rayos solares en el momento mencionado anteriormente. Sin embargo, no basta con conocer el ángulo α para determinar la orientación óptima de los módulos. Es necesario tener en cuenta también la trayectoria del Sol en el cielo durante los diferentes períodos del año y, por lo tanto, el ángulo de inclinación debe calcularse teniendo en cuenta todos los días del año. (Figura 31). Esto permite obtener una radiación total anual captada por los paneles (y por tanto la producción energética anual) superior a la obtenida bajo la anterior condición de irradiancia perpendicular a los paneles durante el solsticio.

Figura 31



6 Dado que la irradiancia solar es máxima Al mediodía, la superficie del colector debe estar orientada al sur tanto como sea 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, medido desde el norte (0°) al este, del punto de intersección del círculo vertical que pasa por el objeto.

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

Figura 32

Los módulos fijos se orientarán lo más posible hacia el sur en el hemisferio norte. para conseguir una mejor insolación de la superficie del panel a mediodía local y una mejor insolación diaria global de los módulos. La orientación de los módulos se puede indicar con el Azimut, ángulo (γ) de desviación respecto de la dirección óptima hacia el sur (para las localidades del hemisferio norte) o hacia el norte (para las localidades del hemisferio sur).

Los valores positivos de los ángulos de acimut indican una orientación hacia el oeste, mientras que los valores negativos indican una orientación hacia el este (IEC TS 61836 Sistemas de energía solar fotovoltaica: términos, definiciones y símbolos). En el caso de los módulos montados sobre el suelo, la combinación de inclinación y orientación determina la exposición de los propios módulos (Figura 32). Por el contrario, cuando los módulos se instalan en los tejados de los edificios, la exposición viene determinada por la inclinación y la orientación de las pendientes del tejado. Se obtienen buenos resultados con módulos orientados al sureste o al suroeste con una desviación respecto al sur de hasta 45° (Figura 33) (para las ubicaciones en el hemisferio norte) y al noreste o al noroeste con una desviación respecto al sur de hasta 45° (para las ubicaciones en el hemisferio sur). Desviaciones mayores se pueden compensar mediante una ligera ampliación de la superficie de los módulos.

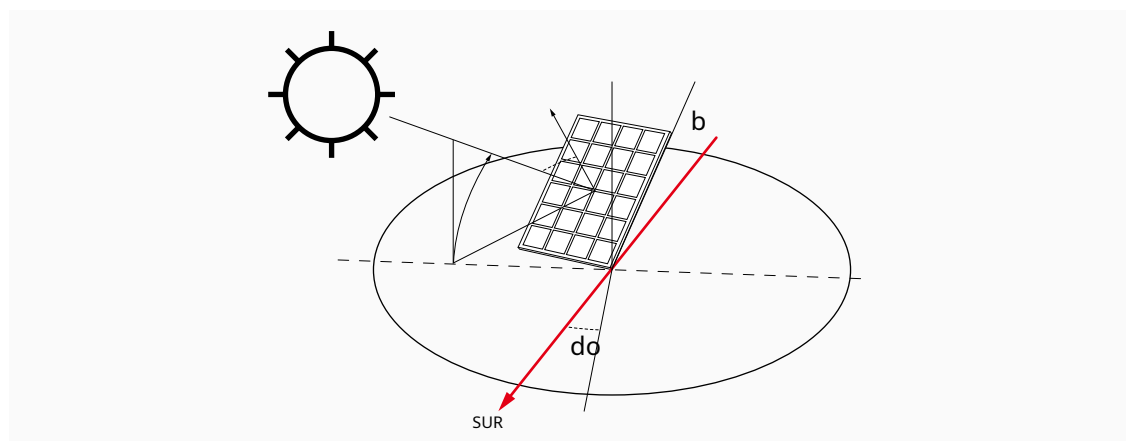
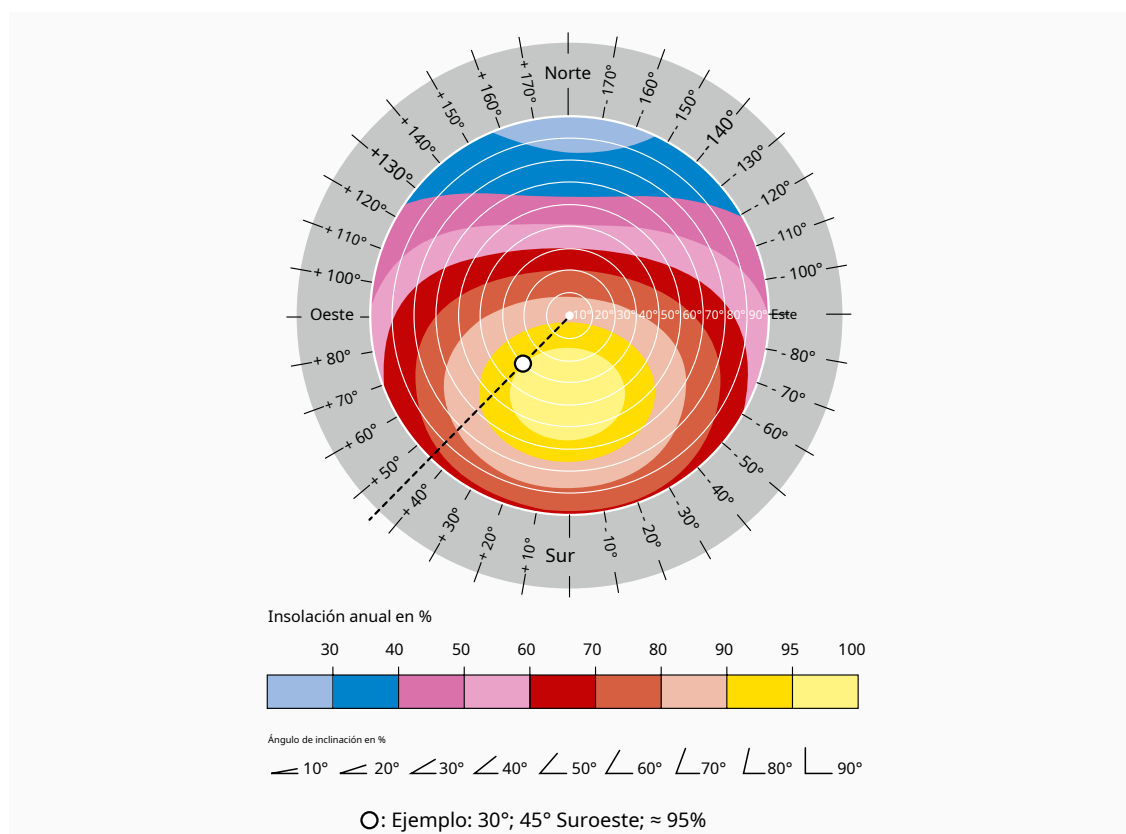


Figura 33



2.6 Irradiación horizontal global (GHI) e irradiación inclinada global (GTI)

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

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

La radiación solar global anual en el plano horizontal para un sitio determinado puede variar de una fuente a otra incluso en un 10%, ya que 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. Por lo tanto, los valores de insolación tienen un significado probabilístico, ya que representan un valor esperado y no definitivo.

Los datos de radiación solar global disponibles en las bases de datos son valores promedio en el plano horizontal en un período de tiempo definido. Sin embargo, los módulos y sistemas fotovoltaicos generalmente se instalan en un ángulo inclinado con respecto al plano horizontal o en sistemas de seguimiento, con el fin de maximizar la irradiancia recibida en el plano. Por lo tanto, los valores de irradiancia solar global en el plano horizontal no son representativos de la irradiancia solar global disponible en la superficie del módulo, y se hace necesario estimar la irradiancia en el plano.

Para estimar los valores de las componentes de haz y difusa sobre superficies inclinadas existen en la bibliografía científica diversos modelos que utilizan como datos de entrada los valores de irradiación en el plano horizontal de las componentes de irradiación global y difusa y/o de haz. Por ejemplo, el modelo de estimación implementado en PVGIS es el desarrollado por Muneer T. (1990) que puede clasificarse como anisotrópico de dos componentes; su comportamiento es similar al de otros modelos más complejos como los modelos anisotrópicos de tres componentes como los desarrollados por Pérez o Reindl.

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

Considerando la complejidad de los modelos, es recomendable el uso de herramientas de cálculo para obtener el valor de Irradiación Inclinada Global [kWh/m²].

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.

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

Para América del Norte y la India, una herramienta de referencia es PVwatts <https://pvwatts.nrel.gov>

Utilizando las herramientas anteriores es posible obtener directamente la Irradiación Inclinada Global (GTI) medida en kWh/m² por año a partir de la Irradiación Horizontal Global (GHI) medida en kWh/m² por año.

2.7 Energía prevista de un sistema fotovoltaico

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 fotovoltaico que se calcula con un modelo de rendimiento específico, utilizando datos meteorológicos históricos que se consideran representativos del sitio.

Para la energía prevista E_p de un sistema fotovoltaico se podría aplicar la siguiente fórmula:

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

dónde:

TOMA NOTA

Δ_{GPOA}

$\eta_{módulo}$

$A_{módulos}$

Relaciones públicas

Irradiación horizontal global [kWh/m²por año];

ganancia o pérdida anual de transposición de irradiancia al plano del conjunto definido por el modelo de estimación;

Eficiencia de conversión del módulo inicial en condiciones STC; área

de los módulos fotovoltaicos del sistema [m²];

Relación de rendimiento, coeficiente de pérdidas (rango entre 0,7 y 0,9, valor por defecto = 0,75).

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

Si la Irradiación Inclinada Global (GTI) ya está disponible mediante herramientas de cálculo, la fórmula se simplifica:

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

dónde:

GTI Irradiación inclinada global [kWh/m²por año].

Partiendo de la fórmula anterior, para obtener la energía prevista por año E_p , para cada kW, se aplica la siguiente fórmula:

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

Ejemplo 3

Queremos determinar la potencia media anual producida por una planta de 3 kW, inclinada 30°, instalada en Bérgamo (Italia). Se supone que el coeficiente de pérdidas es igual a 0,75. A partir del conjunto de datos de irradiación PVGIS-ESRA, se obtiene un GHI de 1360 kWh/m²y un GTI de 1590 kWh/m². Se obtienen los siguientes valores: La producción media anual de energía prevista es igual a:

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

2.8 Tensiones y corrientes en una planta fotovoltaica

Los módulos fotovoltaicos suelen generar una corriente de entre 2 y 10 A, dependiendo de la tecnología y de las dimensiones de las células, y una tensión de entre 30 y 100 V, dependiendo del número de células conectadas en serie en el interior del módulo. Para obtener la potencia pico prevista, los módulos se conectan eléctricamente en serie para formar la cadena fotovoltaica, que a su vez se conecta en paralelo para formar el conjunto fotovoltaico. La tendencia es desarrollar cadenas formadas por el mayor número posible de módulos, debido a la complejidad y el coste del cableado, en particular de los cuadros de distribución en paralelo entre las cadenas (caja de conexión de cadenas fotovoltaicas). El número máximo de módulos que se pueden conectar en serie (y, por tanto, la tensión más alta alcanzable) para formar una cadena está determinado por:

- el voltaje máximo del sistema de los componentes (por ejemplo, módulos fotovoltaicos, conectores de CC, cables de CC, etc.);
- el rango de funcionamiento del inversor;
- la disponibilidad de los dispositivos de desconexión y protección adecuados a la tensión alcanzada en el cuadro combinador fotovoltaico.

Por razones de eficiencia, el voltaje del inversor está ligado a su potencia: generalmente, cuando se utilizan inversores con 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.¹⁰

Ecuación 12

Ecuación 13

Ecuación 14

Ecuación 15

⁹ Para conocer los términos, definiciones y símbolos, consulte la norma IEC 61836 TS - Energía solar fotovoltaica. sistemas - Términos, definiciones y símbolos

¹⁰ Planta de alto voltaje (lado de CC) > 1000 V se introduce en párrafo 3.2.2.2

2.9 Variación de la energía producida

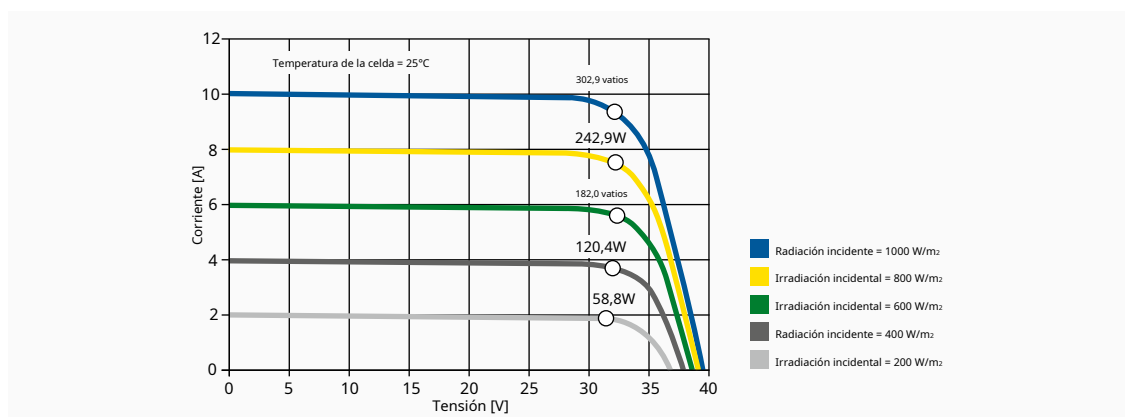
Los principales factores que influyen en la energía eléctrica producida por una instalación fotovoltaica son:

- irradiancia;
- temperatura de los módulos;
- sombreado.

2.9.1 Irradiancia

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

Figura 34

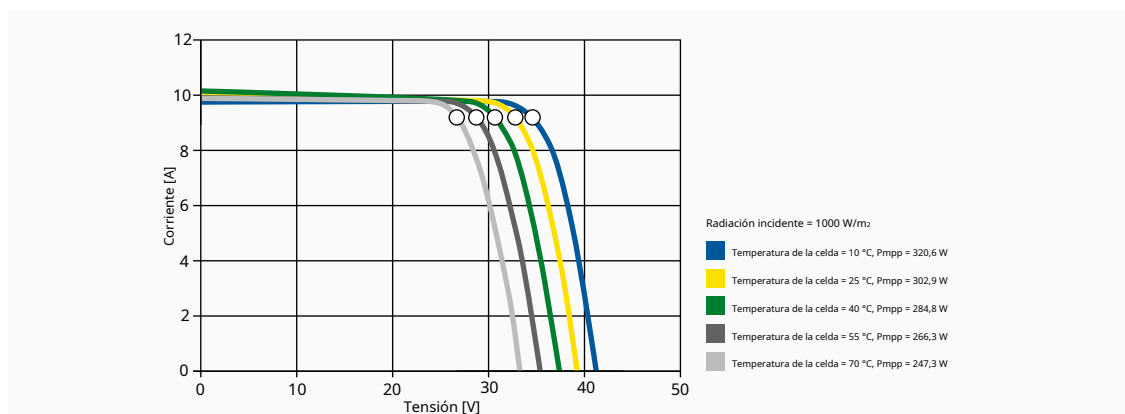


Cuando la irradiancia disminuye, la corriente fotovoltaica generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de la tensión de circuito abierto es muy pequeña. De hecho, la eficiencia de conversión no se ve afectada por la variación de la irradiancia dentro del rango de funcionamiento estándar de las células, lo que significa que la eficiencia de conversión es la misma tanto en un día despejado como en un día nublado. Por lo tanto, la menor potencia generada con un cielo nublado puede atribuirse no a una caída de la eficiencia, sino a una menor producción de corriente debido a una menor irradiancia solar.

2.9.2 Temperatura de los módulos

Al contrario que en el caso anterior, cuando la temperatura de los módulos fotovoltaicos aumenta, la corriente producida permanece prácticamente invariable, mientras que la tensión disminuye y con ella se produce una reducción de las prestaciones del módulo fotovoltaico en términos de potencia eléctrica producida como se muestra en la Figura 35 (curva IV característica de 60 celdas monocristalinas de 6 pulgadas con una potencia nominal de 300 W en condiciones STC).

Figura 35



La variación de la tensión de circuito abierto V_{jefe} de un módulo fotovoltaico, con respecto al circuito abierto del módulo fotovoltaico en condiciones de prueba estándar V se expresa, en función de la temperatura de funcionamiento de las celdas T_{cell} , mediante la siguiente fórmula:

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

dónde:

β' es el coeficiente de variación del voltaje en función de la temperatura y depende de la tipología del módulo fotovoltaico medido en mV/K (normalmente -2,2 mV/K/celda para una celda de silicio cristalino) y aproximadamente -1,5 ÷ -1,8 mV/K/celda para celdas de película delgada;

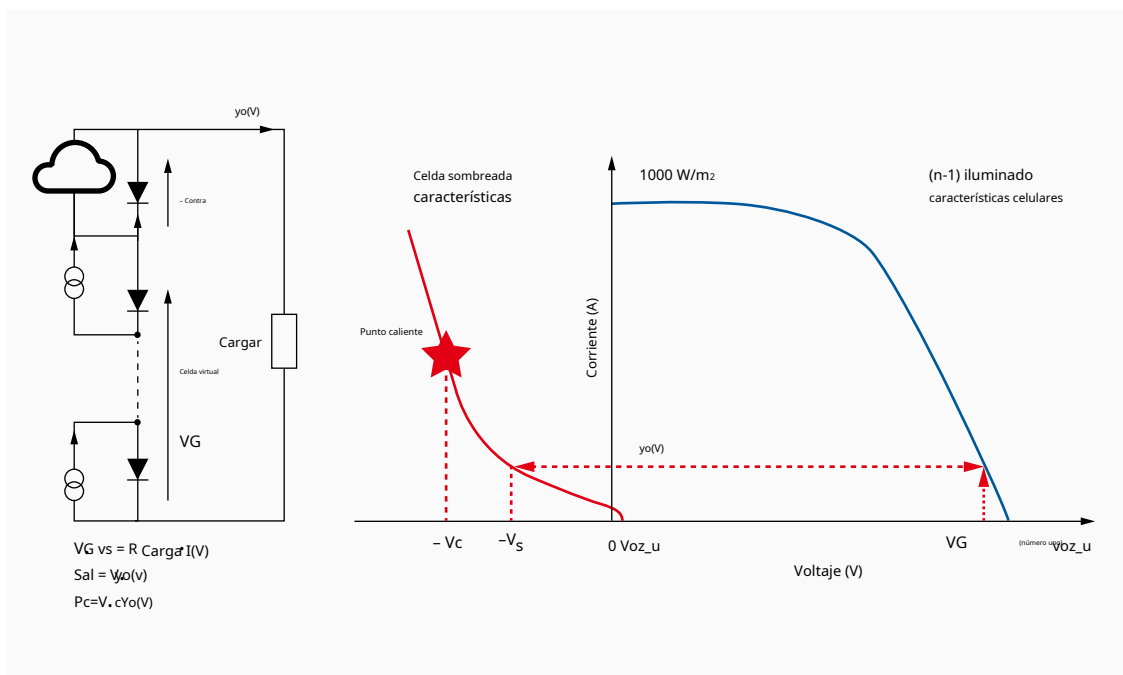
Por lo tanto, para evitar una reducción excesiva de las prestaciones, es oportuno mantener bajo control la temperatura de servicio tratando de dar a los módulos una buena ventilación para limitar la variación de temperatura en los mismos.

2.9.3 Sombreado

Teniendo en cuenta la superficie ocupada por los módulos de una planta fotovoltaica, parte de ellos (una o más células) pueden quedar sombreados por árboles, hojas caídas, chimeneas, vertederos, nubes o por módulos fotovoltaicos instalados en las proximidades. En caso de sombreado, una célula fotovoltaica formada por una unión PN deja de producir energía y se convierte en una carga pasiva. Esta célula se comporta como un diodo que bloquea la corriente producida por las otras células conectadas en serie y, por tanto, pone en peligro toda la producción del módulo.

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

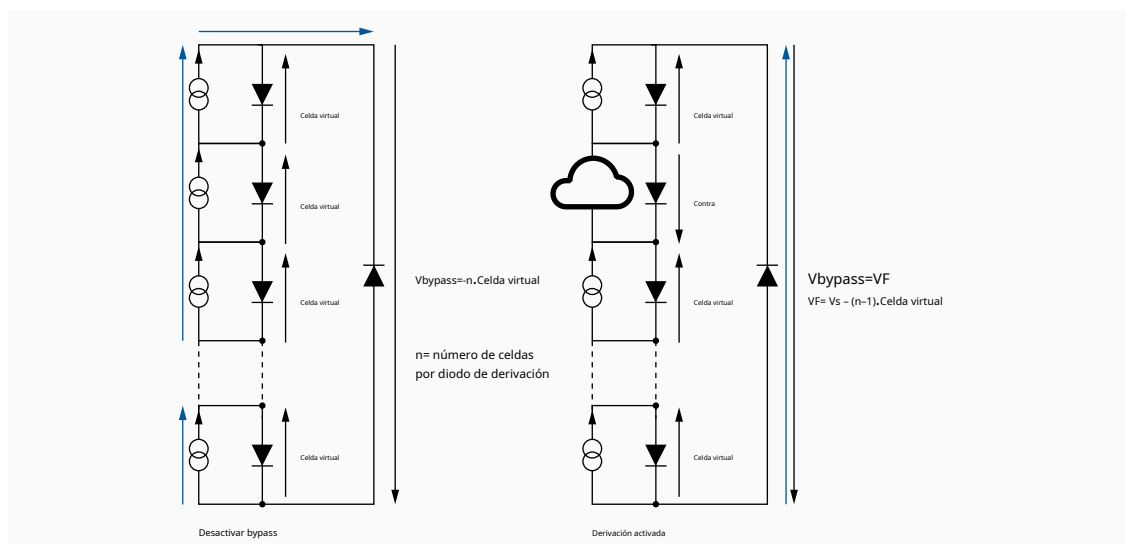
Figura 36
ID del documento de origen
019041 Rev 1 ST
microelectrónica



Para evitar que una o más celdas sombreadas impidan la producción de una cadena completa, se insertan algunos diodos que pasan por alto la parte sombreada o dañada del módulo a nivel del módulo dentro de la caja de conexiones (JB) que generalmente se coloca en la parte posterior del módulo fotovoltaico. El principio del diodo de derivación es utilizar un diodo en paralelo inverso con varias celdas solares (Figura 37, consulte la página siguiente). El diodo de derivación se bloquea cuando todas las celdas están iluminadas y conduce cuando una o varias celdas están en sombra.

Figura 37

ID del documento de origen
019041 Rev 1 ST
microelectrónica



De esta forma, el funcionamiento del módulo está garantizado, pero con una eficiencia reducida. En teoría, sería necesario insertar un diodo by-pass en paralelo a cada celda individual, pero esto resultaría demasiado oneroso para la relación costo/beneficio.

El número máximo de celdas a puentear se define por la tensión de ruptura V . La literatura proporciona un rango de tensión de ruptura V para las celdas de polisilicio de 12 V a 20 V. Para las celdas de monosilicio, la tensión de ruptura se extiende hasta 30 V.

Para un funcionamiento eficiente se deben cumplir dos condiciones:

- El diodo de derivación debe conducir cuando una celda está a la sombra (Figura 38);

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

- El voltaje de la celda sombreada V_s debe permanecer por debajo de su voltaje de ruptura V . Lo define el fabricante de la celda y es el valor mínimo de la distribución de fabricación.

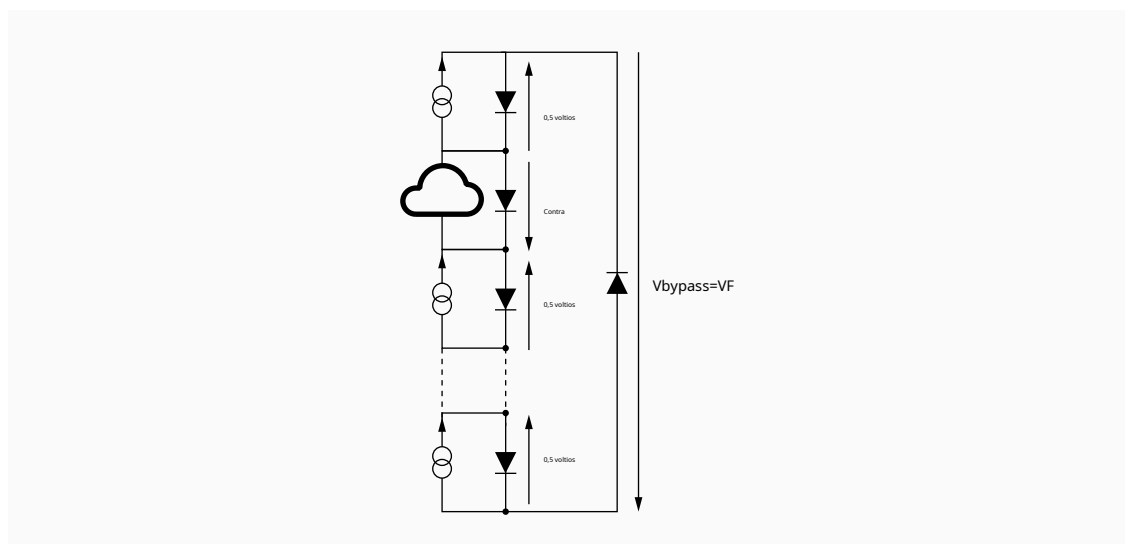
$$V_s < V_c$$

Ecuación 17

Ecuación 18

Figura 38

ID del documento de origen
019041 Rev 1 ST
microelectrónica



Considerando que:

- $V_{\text{Celda OC}} (V_{\text{de una sola celda}})$ es alrededor de 0,5 V;
- La tensión de ruptura V de las células solares de polisilicio es de alrededor de 12 V;
- el voltaje directo del diodo de derivación V es de alrededor de 0,5 V,

El número máximo de células solares (n máx.) que puede puentear el diodo de derivación es 24. Esta es la configuración habitual que utilizan los fabricantes de módulos. Por lo tanto, normalmente se instalan de 2 a 6 diodos de derivación para cada módulo, según la cantidad de células del módulo fotovoltaico y el diseño de interconexión.

Métodos de instalación y configuraciones

3.1 Clasificación de sistemas fotovoltaicos

- 3.1.1 Escala del sistema
- 3.1.2 Tipo de sistema de montaje
- 3.1.3 Sistema de montaje
 - 3.1.3.1 Montaje en tierra
 - 3.1.3.2 Montaje en el techo
 - 3.1.3.3 Cochera
 - 3.1.3.4 Otra integración arquitectónica

3.2 Disposición de la planta fotovoltaica

- 3.2.1 Tipo de instalación
 - 3.2.1.1 Distribución descentralizada
 - 3.2.1.2 Distribución centralizada
- 3.2.2 Diseño del sistema fotovoltaico
 - 3.2.2.1 Configuraciones de inversores de cadena y centrales
 - 3.2.2.2 Plantas fotovoltaicas de mayor tensión

3.3 Conexión a la red

- 3.3.1 Sistema de protección de interfaz LV
- 3.3.2 Sistema de protección de interfaz MV

3.4 Elección de cables

- 3.4.1 Tipos de cables y condiciones de instalación
- 3.4.2 Sección transversal de los cables y capacidad de conducción de corriente

Métodos de instalación y configuraciones

3.1 Clasificación de sistemas fotovoltaicos

3.1.1 Escala del sistema

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican generalmente en cuatro segmentos de mercado distintos: sistemas residenciales sobre tejados, sistemas comerciales sobre tejados, sistemas industriales y sistemas de gran escala montados sobre el suelo. Su potencia nominal varía de unos pocos kilovatios a cientos de megavatios. Un sistema residencial típico tiene alrededor de 1 a 10 kW y se monta sobre un tejado inclinado; los sistemas comerciales tienen alrededor de 10 a 100 kW y se instalan generalmente sobre tejados de poca pendiente o incluso planos; los sistemas industriales tienen alrededor de 100 a 1000 kW y se instalan generalmente sobre tejados de edificios industriales o en el terreno industrial adyacente; los sistemas a gran escala suelen ser mayores de 500 kW y se montan sobre el suelo y generalmente están diseñados para alimentar la energía generada a la red de transmisión y garantizar el mayor rendimiento energético para una inversión determinada.

3.1.2 Tipo de sistema de montaje

El panel solar puede estar montado de forma fija o sobre un sistema de seguimiento solar que sigue al sol. Hay dos tipos principales de sistemas de seguimiento disponibles:

- un eje de rotación: el acimut de los módulos cambia durante el día según 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 seguimiento es aumentar la irradiación en el plano del módulo fotovoltaico y luego la generación de energía del sistema fotovoltaico.

3.1.3 Sistema de montaje

3.1.3.1 Montaje en tierra

Los sistemas fotovoltaicos montados sobre el suelo suelen ser plantas fotovoltaicas a gran escala. El conjunto fotovoltaico consta de módulos fotovoltaicos fijados en su lugar mediante bastidores o marcos fijados al suelo con diferentes tipos de cimentaciones:

- Cimentación con tornillos de tierra: este tipo de cimentación se puede utilizar en suelos blandos o vertederos sin piedras con una profundidad de anclaje baja de 0,8 m;
- Bloques prefabricados de hormigón: este tipo de cimentación puede emplearse en zonas de roca madre, terrenos con poca capacidad portante, vertederos con muy poca profundidad de anclaje, vertederos con cubierta de piedra y solares industriales con superficies reforzadas;
- Hormigón colado en obra: este tipo de cimentación puede emplearse en zonas de roca madre, terrenos con poca capacidad portante, vertederos con muy poca profundidad de anclaje, vertederos con cubierta de piedras y terrenos baldíos industriales con superficies reforzadas;
- Hincado de pilotes con perforación previa: este tipo de cimentación podría utilizarse en zonas de lecho rocoso cercano a la superficie;
- Hincado de pilotes con collarín de hormigón: este tipo de cimentación puede utilizarse en suelos con poca capacidad portante;
- Hincado de pilotes (poste clavado en el suelo): este tipo de cimentación podría utilizarse en suelos que sean adecuados para el hincado de pilotes.
- Anclajes de hormigón sobre superficies de hormigón: este tipo de cimentación podría utilizarse en áreas revestidas y/o reconvertidas de hormigón.

En cualquier caso, 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 debe basarse en valores de carga regionales con hipótesis de carga y debe cumplir con las normas nacionales vigentes (por ejemplo, en Europa de acuerdo 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 el techo

En los últimos años, la instalación de sistemas fotovoltaicos en tejados de edificios ha experimentado un gran avance. Básicamente, se pueden definir principalmente tres macrotipologías de sistemas fotovoltaicos en tejados:

- Sistema fotovoltaico integrado: los módulos fotovoltaicos sustituyen, total o parcialmente, la función de los elementos arquitectónicos de los edificios, elementos como revestimientos y superficies transparentes o semitransparentes sobre revestimientos. Los módulos fotovoltaicos están diseñados y realizados no sólo para llevar a cabo la función de producir energía eléctrica, sino que también tienen funciones arquitectónicas, como: rigidez mecánica o integridad estructural; protección primaria contra impactos climáticos: lluvia, nieve, viento, granizo; ahorro de energía, como sombreado, iluminación natural, aislamiento térmico; protección contra incendios; protección contra el ruido; separación entre ambientes interiores y exteriores; seguridad, refugio o protección. Esta macrotipología puede definirse como BIPV (Building Integrated PV)¹¹.
- Sistema fotovoltaico parcialmente integrado: los módulos fotovoltaicos 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 que sean coplanares al plano tangencial o a los planos tangenciales de la cubierta hasta una altura limitada. Esta macrotipología se puede definir como BAPV (Building Applied PV)¹².
- Sistema fotovoltaico no integrado: los módulos se colocan en las superficies externas de las envolventes de los edificios, en edificios y estructuras para cualquier función y propósito. Los módulos no son coplanares al plano tangencial ni a los planos tangenciales del techo.

En cualquier caso, el sistema de montaje en cubierta se instalará aplicando buenas prácticas de ingeniería y respetando la información sobre el uso previsto de sus componentes. Dichas buenas prácticas de ingeniería se documentarán y la(s) persona(s) responsable(s) mantendrán la documentación a disposición de las autoridades nacionales pertinentes para fines de inspección durante el tiempo que la instalación fija esté en funcionamiento. 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 debe basarse en valores de carga regionales con hipótesis de carga y debe cumplir con las normas nacionales vigentes (por ejemplo, en Europa de acuerdo 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 tejados - Requisitos para las conexiones estructurales a paneles solares proporciona orientación sobre los principios y requisitos del diseño estructural para la seguridad y facilidad de servicio de la conexión estructural entre paneles de energía solar montados en tejados planos o inclinados.

3.1.3.3 Cochera

Para utilizar las superficies existentes para la instalación de módulos fotovoltaicos, las cocheras son una buena manera de utilizar áreas para la energía solar y, al mismo tiempo, proporcionar sombra para aparcamientos o zonas peatonales. Los cimientos de las cocheras están disponibles en lastres de hormigón moldeados in situ, pilares de hormigón e integraciones de micropilotes. También para este tipo de instalación, las mediciones y el diseño del sistema dependen del análisis exacto y detallado de cada área específica para determinar el comportamiento de carga con respecto a las cargas específicas de viento y nieve: el análisis estructural debe basarse en valores de carga regionales con hipótesis de carga y debe cumplir con las normas nacionales vigentes (por ejemplo, en Europa de acuerdo 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 fotovoltaico deben considerarse los requisitos locales especiales para la restricción del área de estacionamiento y las condiciones de seguridad.

3.1.3.4 Otra integración arquitectónica

Gracias al desarrollo técnico de la industria fotovoltaica, los sistemas fotovoltaicos pueden integrarse arquitectónicamente con facilidad en elementos de construcción de edificios, como elementos de fachada verticales, tanto con superficies opacas como transparentes. Además, los elementos de fachadas de construcción fotovoltaica también pueden estar provistos de aberturas, como puertas o ventanas.

11 Referencia sobre Los BIPV son:

- Norma europea EN 50583-1 Fotovoltaica en Edificios - Parte 1: Módulos BIPV;
- Norma europea EN 50583-2 Fotovoltaica en Edificios - Parte 2: Sistemas BIPV;
- Internacional Norma ISO/TS 18178 Vidrio en la construcción - Solar laminado vidrio fotovoltaico para uso en edificios;
- Proyecto de norma internacional IEC 63092-1 ED1 Fotovoltaica en Edificios - Parte 1: Edificios integrados módulos fotovoltaicos;
- Proyecto de norma internacional IEC 63092-2 ED1 Fotovoltaica en Edificios - Parte 2: Edificios integrados sistemas fotovoltaicos;
- Norma coreana (KS) C 8577 Edificio integrado fotovoltaica Módulos (BIPV);
- Técnico Español Código de construcción

12 BAPV (Edificio PV aplicado): Módulos fotovoltaicos se consideran adosados al edificio, si los módulos fotovoltaicos están montados en la envolvente de un edificio y no cumplen los criterios de integración en el edificio. La integridad de la funcionalidad del edificio, es independiente de la existencia de un edificio anexo módulo fotovoltaico.

3.2 Disposición de la planta fotovoltaica

3.2.1 Tipo de instalación

Como ya se introdujo en el apartado 1.2.1, las cadenas de módulos fotovoltaicos que componen el generador fotovoltaico se pueden conectar a uno o más inversores dependiendo del tipo de instalación y así se obtiene un tipo de distribución diferente.

3.2.1.1 Distribución descentralizada

La distribución descentralizada generalmente se adopta en las plantas fotovoltaicas donde el generador fotovoltaico está sujeto a diferentes condiciones de irradiación (por ejemplo, diferente orientación de inclinación de los módulos fotovoltaicos; diferente orientación de acimut de los módulos fotovoltaicos; parte del generador fotovoltaico en sombra; etc.). Al usar múltiples inversores, están disponibles múltiples entradas MPPT y luego las diferentes partes de los archivos fotovoltaicos sujetas a diferentes condiciones de irradiación podrían conectarse a diferentes MPPT.

Además, generalmente la eficiencia de conversión de los inversores string es mayor que la de los inversores centralizados. Hoy en día, varios inversores string tienen los fusibles y el interruptor de CC incluidos, por lo que no se requieren cajas de conexión de CC en la instalación fotovoltaica. El uso de inversores string implica que las salidas de CA de los inversores se combinan en las cajas de conexión de CA, como se muestra en la Figura 8. Las cajas de conexión de CA generalmente contienen portafusibles, SPD y MCCB. La distribución descentralizada ofrece una ventaja muy interesante: en caso de falla del inversor, solo una parte del generador fotovoltaico queda fuera de servicio y, en ese caso, la producción de energía no se ve completamente comprometida y se maximiza el tiempo de actividad. Por último, la distribución descentralizada ofrece una detección de fallas sencilla.

3.2.1.2 Distribución centralizada

La distribución centralizada se adopta generalmente en plantas fotovoltaicas de gran tamaño, donde el generador fotovoltaico está orientado de manera uniforme. En la distribución centralizada, las cadenas de módulos fotovoltaicos que componen el generador fotovoltaico se conectan en paralelo en las cajas de conexión. El paralelo de varias cajas de conexión se conecta a la caja de recombinación 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 porque:

- En la transmisión de CC se utilizan dos conductores, mientras que en la transmisión de CA se requieren tres conductores;
- considerando el nivel de voltaje generado por PV, los cables de CC tienen una sección transversal más pequeña que los cables de CA (considerando el mismo nivel de potencia);
- no hay inductancia ni sobretensiones (ondas de alto voltaje durante un tiempo muy breve) 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 las de CA;
- En el sistema de suministro de CC, las pérdidas de cubierta en los cables subterráneos son bajas.

Según este escenario, los bajos costos de instalación y la baja pérdida de energía son las principales ventajas de la distribución centralizada.

3.2.2 Diseño del sistema fotovoltaico

A continuación se enumeran las normas internacionales disponibles que indican los requisitos para el diseño de paneles fotovoltaicos, cableado de CC y dispositivos de protección eléctrica:

- IEC 62548:2016 Conjuntos fotovoltaicos (PV): requisitos de diseño
- IEC TS 62738:2018 Plantas de energía fotovoltaica montadas en tierra: pautas y recomendaciones de diseño
- IEC 62817:2014 Sistemas fotovoltaicos. Calificación del diseño de seguidores solares.
- NFPA 70: Código Eléctrico Nacional, Artículo 690, "Sistemas solares fotovoltaicos (PV) cuando el NEC adoptó por primera vez el Artículo 690.
- IEC 62446-1:2016 Sistemas fotovoltaicos (PV). Requisitos para pruebas, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, pruebas de puesta en servicio e inspección. El diseño, el montaje y la verificación del sistema fotovoltaico deberán cumplir con los requisitos de IEC 60364 en todas sus partes (Instalaciones eléctricas de baja tensión).

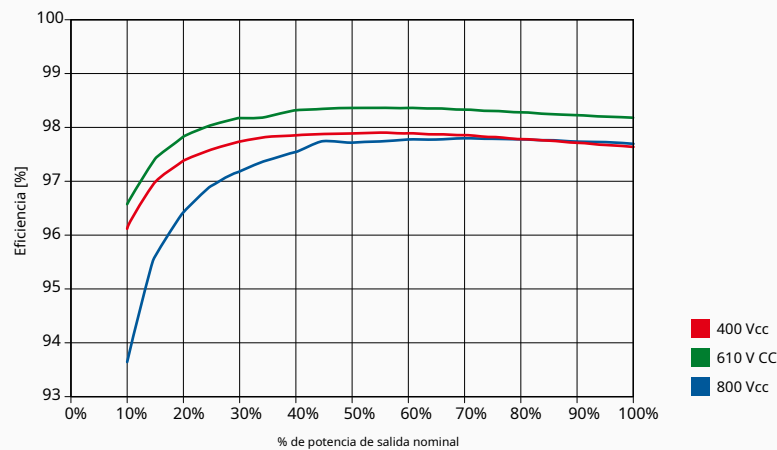
3.2.2.1 Configuraciones de inversores de cadena y centrales

Selección del tamaño del inversor

La selección del inversor y su dimensionamiento se realiza en función de la potencia nominal del generador fotovoltaico. Partiendo de la potencia nominal del generador fotovoltaico ($P_{\text{G}} = P_{\text{G,CC}}$), según la distribución de la energía solar anual en función de la irradiación en el lugar de instalación y de las condiciones de instalación, el diseñador deberá decidir si el inversor debe ser sobredimensionado ($P_{\text{I}} > P_{\text{G}}$) o de tamaño insuficiente ($P_{\text{I}} < P_{\text{G}}$). En caso de inversor de tamaño insuficiente, cuando la potencia generada será mayor que que normalmente se estima, el inversor limitará automáticamente la potencia de salida. La potencia máxima de CC del inversor ($P_{\text{I,CC}}$), según la eficiencia del inversor, definir potencia máxima de CA del inversor.

La eficiencia del inversor está influenciada por el % de potencia de salida nominal y por el voltaje del conjunto fotovoltaico.

Figura 39
Curvas de eficiencia
del TRIO 50



Determinación de la tensión máxima del módulo fotovoltaico (según IEC 60364-7-712).

Como ya se introdujo en el párrafo 2.9.2 la variación de la tensión de circuito abierto V_{OC} de un módulo fotovoltaico es una función de la temperatura de funcionamiento de las celdas. La tensión de circuito abierto V_{OC} es inversamente proporcional a la temperatura de la celda y, por lo tanto, es máxima a menor temperatura de la celda. La tensión máxima de circuito abierto $V_{OC,MAX}$ se puede calcular utilizando los siguientes datos:

- la temperatura más baja que se puede esperar en el lugar de instalación fotovoltaica;
- Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico en condición STC $V_{OC,STC}$;
- Coeficiente de temperatura del módulo

fotovoltaico. Las fórmulas para calcular $V_{OC,MAX}$ son:

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

o

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

dónde:

- T_{min} se supone que es igual a la temperatura más baja que se puede esperar en el lugar de instalación fotovoltaica; es el voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico en condiciones de prueba estándar;
- β es el coeficiente de variación de la tensión en función de la temperatura y depende de la tipología del módulo fotovoltaico; se mide en [%/K];
- β' es el coeficiente de variación de la tensión en función de la temperatura y depende de la tipología del módulo fotovoltaico; se mide en [mV/K].

Para algunos tipos de módulos fotovoltaicos, las características eléctricas, durante las primeras semanas de funcionamiento, son superiores a las características indicadas en la placa de identificación del módulo fotovoltaico: este fenómeno se debe tener en cuenta en el cálculo de V_{OC} . Además, las características eléctricas de otros tipos de módulos fotovoltaicos disminuyen durante la vida útil de los módulos fotovoltaicos debido al mecanismo de degradación (LID, LETID, PID): este fenómeno se debe tener en cuenta en el cálculo de V_{OC} .

Ejemplo 4

Nos gustaría estimar el voltaje máximo de circuito abierto ($V_{OC\text{ MÁXIMO}}$) de 60 células monocristalinas de 6" Potencia nominal de 300 W en condiciones STC en Berlín (Alemania). La temperatura ambiente mínima en Berlín (Alemania) es de -8 °C. El coeficiente de temperatura de tensión (β) del módulo fotovoltaico anterior es de -0,29 [%/K]. La tensión de circuito abierto del módulo anterior (V) es de 39,4 V.

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

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

Determinación de la tensión mínima del módulo fotovoltaico

En base a lo anterior, la tensión mínima MPP ($V_{MPP\text{ mín.}}$) se puede calcular utilizando los siguientes datos:

- temperatura máxima que se puede esperar en el lugar de instalación fotovoltaica;
- Tensión MPP del módulo fotovoltaico en condición STC $V_{MPP\text{ STC}}$;
- Coeficiente de temperatura del módulo fotovoltaico.

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

Para la instalación en el suelo con un ángulo de inclinación, la ΔT entre la temperatura ambiente y la de la célula es + 30°C; para la instalación de seguidores solares, la ΔT entre la temperatura ambiente de la celda es de +25°C; para la instalación en el tejado (módulos fotovoltaicos coplanares a la superficie del tejado), la ΔT entre la temperatura ambiente de la celda es de +35°C. Las fórmulas para calcular $V_{MPP\text{ mín.}}$ SON:

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

O

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

dónde:

- T_{celda} es la temperatura máxima de la celda que se puede esperar en la ubicación de instalación fotovoltaica es el
- $V_{MPP\text{ STC}}$ voltaje MPP del módulo fotovoltaico en condiciones de prueba estándar;
- β es el coeficiente de variación de la tensión en función de la temperatura y depende de la tipología del módulo fotovoltaico; se mide en [%/K];
- β' es el coeficiente de variación de la tensión en función de la temperatura y depende de la tipología del módulo fotovoltaico; se mide en [mV/K].

Ejemplo 5

Nos gustaría estimar el voltaje mínimo MPP ($V_{MPP\text{ mín.}}$) de 60 células monocristalinas de 6" nominales 300 W en condiciones STC en Berlín (Alemania). La temperatura ambiente máxima en Berlín (Alemania) es de 23 °C. El coeficiente de temperatura de voltaje (β) del módulo fotovoltaico anterior es de -0,29 [%/K]. El voltaje MPP en condiciones STC del módulo anterior (V) es de 31,2 V.

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

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

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

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

Determinación del número máximo de módulos fotovoltaicos por cadena

El número máximo de módulos fotovoltaicos conectados en serie que se pueden conectar al inversor se define en base a la suposición de que la tensión de la cadena siempre es inferior a la tensión de entrada máxima del inversor. En caso de que la tensión de la cadena supere la tensión de entrada del inversor, el inversor podría sufrir daños por sobretensión.

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

dónde:

- $N_{MAX\text{ Module}}$ es el número máximo de módulos fotovoltaicos conectados en serie por cadena;
- $V_{Inversor\text{ MAX}}$ es el voltaje de entrada máximo del inversor;
- $V_{Módulo\text{ OC MAX}}$ ¿Es el V máximo del módulo fotovoltaico? jefe

La tensión máxima del sistema de todos los componentes del sistema fotovoltaico (cajas combinadoras, interruptores, conectores, cables, módulos fotovoltaicos, etc.) debe superar la tensión máxima de la cadena.

Ecuación 27

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

dónde:

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

Ejemplo 6

Nos gustaría estimar el número máximo de módulos (60 células monocristalinas de 6" de 300 W en STC) conectados en serie por cadena en la instalación mencionada anteriormente en Berlín (Alemania).

En el ejemplo 4, el módulo fotovoltaico tiene una tensión máxima de 100 V. jefe se calculó y es V Módulo OC MAX = 43,17V.

La tensión de entrada máxima del inversor es 1000 V.

Ecuación 28

$$N_{MAX\ Module} \leq \frac{1000}{47.17} = 21.19$$

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

Determinación del voltaje máximo de la cadena fotovoltaica jefe

El voltaje máximo de circuito abierto de la cadena ($V_{Cadena\ OC\ MAX}$) a la temperatura más baja que se pueda

La expectativa de vida en el lugar de instalación fotovoltaica podría calcularse de la siguiente manera:

Ecuación 29

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

dónde:

$N_{Módulo\ MAX}$ es el número máximo de módulos fotovoltaicos conectados en serie por cadena; es el V

$V_{Módulo\ OC\ MAX}$ máximo del módulo fotovoltaico. jefe

Determinación del número mínimo de módulos fotovoltaicos por cadena

En caso de que la tensión de la cadena caiga por debajo de la tensión mínima del MPP del inversor, no es posible realizar el seguimiento del MPP o pueden producirse pérdidas de rendimiento. La cantidad mínima de módulos fotovoltaicos conectados en serie al inversor se define en función del supuesto de que la tensión de la cadena en la condición de MPP siempre esté por encima de la tensión mínima del MPP del inversor.

Ecuación 30

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

dónde:

$N_{Módulo\ min}$ es el número mínimo de módulos fotovoltaicos conectados en serie por

$V_{Inversor\ MPPT\ mínimo}$ cadena; es el voltaje MPP mínimo del inversor;

$V_{Módulo\ MPP\ min}$ ¿Es el módulo fotovoltaico mínimo V? Miembro del Parlamento

Ejemplo 7

Nos gustaría estimar el número mínimo de módulos (60 células monocristalinas de 6" de 300 W en STC) conectados en serie por cadena en la instalación anterior en Berlín (Alemania). En el Ejemplo 5 se calculó el V Módulo MPP min = 28,21 V. El voltaje MPP mínimo de la

El 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 garantizar que el voltaje de la cadena en la condición MPP siempre esté por encima del voltaje MPP mínimo del inversor) es 16.

Número de módulos fotovoltaicos por cadena

El número de módulos fotovoltaicos por cadena debe:

- no exceder el número máximo de módulos fotovoltaicos por cadena;
- no ser inferior al número mínimo de módulos fotovoltaicos por cadena.

Determinación de la corriente máxima del módulo fotovoltaico

Como ya se introdujo en el párrafo 2.9.2 la variación de la corriente de cortocircuito I_{SC} de un módulo fotovoltaico es una función de la temperatura de funcionamiento de las células. La corriente de cortocircuito I_{SC} es proporcional a la temperatura de la célula y, por lo tanto, alcanza su valor máximo cuando la temperatura de la célula es máxima. En función de lo anterior, la corriente de cortocircuito máxima del módulo fotovoltaico $I_{SC\ MAX}$ se puede calcular utilizando los siguientes datos:

- temperatura máxima que se puede esperar en el lugar de instalación fotovoltaica;
- Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico en la condición STC ; $I_{SC\ STC}$
- Coeficiente de temperatura del módulo fotovoltaico.

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

Para la instalación en el suelo con ángulo de inclinación, la ΔT entre la temperatura ambiente de las celdas eléctricas es de $+30\ ^\circ C$; para la instalación con seguidor solar, la ΔT entre la temperatura ambiente de las celdas eléctricas es de $+25\ ^\circ C$; para la instalación en el tejado (módulos fotovoltaicos coplanares a la superficie del tejado), la ΔT entre la temperatura ambiente de las celdas eléctricas es de $+35\ ^\circ C$.

Las fórmulas para calcular $I_{SC\ MAX}$ son:

Ecuación 32

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

o

Ecuación 33

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

dónde:

T_{cell} es la temperatura más baja que se puede esperar en el lugar de instalación fotovoltaica es la corriente

$I_{SC\ STC}$ de cortocircuito del módulo fotovoltaico en condiciones de prueba estándar;

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

α' es el coeficiente de variación de la corriente en función de la temperatura y depende de la tipología del módulo fotovoltaico; se mide en $[mA/K]$.

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

Ecuación 34

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

dónde:

K es un factor de corrección y su valor mínimo es 1,25; deberá incrementarse para tener en cuenta situaciones ambientales.

Ejemplo 8

Nos gustaría estimar la corriente máxima de cortocircuito ($I_{SC\ MAX}$) de un monocristalino de 60 6" Células de 300 W en condiciones STC en Berlín (Alemania). La temperatura ambiente máxima en Berlín (Alemania) es de $23\ ^\circ C$. El coeficiente de temperatura actual (α) del módulo fotovoltaico anterior es de $+0,05\ [\%/K]$. La corriente de cortocircuito en condiciones STC del módulo anterior ($I_{SC\ STC}$) es de 9,87 A.

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

Ecuación 35

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

Ecuación 36

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

Determinación de la corriente máxima de la cadena fotovoltaica

Como ya se ha explicado en el apartado 1.2.1, en una conexión en serie de módulos, la corriente no se suma; la corriente total en una cadena de módulos fotovoltaicos conectados en serie es igual a la corriente generada por el módulo individual. En base a lo anterior, la corriente máxima de cortocircuito de la cadena I Cadena sc MAX es igual a la corriente máxima de cortocircuito del módulo fotovoltaico I Módulo SC MAX.

Ecuación 37

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

Determinación del número de cadena

Suponiendo que se haya realizado un correcto dimensionamiento del inversor según la potencia nominal del generador fotovoltaico, una vez definido el número de módulos por string, se deberá verificar el número de strings por inversor.

En caso de **Inversores de cadena con MPPT independiente**, el número máximo de cadenas conectadas en paralelo que se pueden conectar al único canal de entrada de CC del inversor se define basándose en el supuesto de que la corriente máxima de cortocircuito de la cadena I Cadena sc MAX siempre está por debajo del máximo corriente de entrada del único canal de entrada de CC del inversor.

Ecuación 38

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

En caso de **inversores de cadena o un inversor central con un solo MPPT**, el número máximo de cadenas conectadas en paralelo que se pueden conectar al inversor se define basándose en el supuesto de que la corriente máxima de cortocircuito de la cadena I Cadena sc MAX 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 caso de **inversor central**, la determinación del número de cadena debe realizarse también para el cuadro combinador.

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

Ejemplo 9

Nos gustaría estimar el número máximo de cadenas que se podrían conectar al único canal de entrada de CC de un inversor de cadena de 20 kW con 2 MPPT independientes en Berlín (Alemania). Cada cadena está compuesta por 18 módulos (60 celdas monocristalinas de 6" con una potencia nominal 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 en total de 50 A. En el Ejemplo 8, la corriente de cortocircuito máxima (I Módulo SC MAX) de un 60

Se calculó el rendimiento de las células monocristalinas de 6" de 300 W en condiciones STC en Berlín (Alemania) y es Módulo SC MAX = 10,03 A. La corriente máxima de cortocircuito de la cadena I string es igual a la corriente máxima de cortocircuito del módulo fotovoltaico I Módulo SC MAX. Y luego yo Cadena sc MAX = 10,03 A.

Ecuación 40

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

Ecuación 41

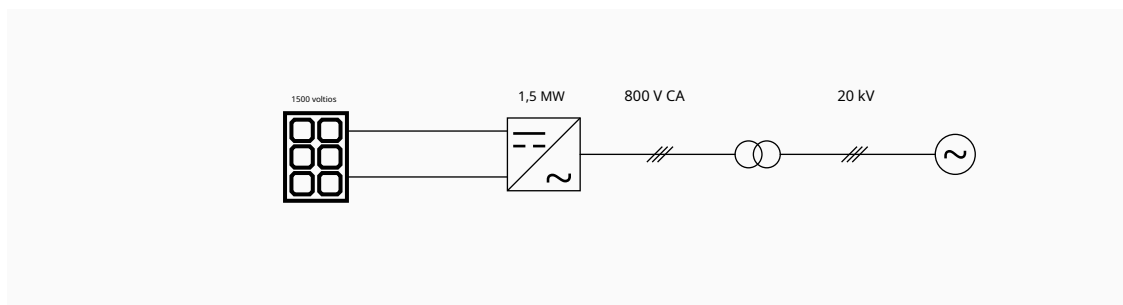
$$N_{MAX\ string\ per\ inverter} \leq \frac{50}{10.03}$$

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

3.2.2.2 Plantas fotovoltaicas de mayor tensión

Debido a la caída de los precios de los módulos fotovoltaicos, hoy en día los costes BOS tienen una mayor importancia. Para que la producción de electricidad fotovoltaica sea más barata, el objetivo es reducir los costes del equilibrio del sistema (BOS). Este objetivo se podría lograr utilizando estaciones de inversores más grandes y un mayor voltaje del sistema. Debido a los voltajes más altos, es posible transferir más energía con las mismas secciones transversales de cable. Además, una planta eléctrica con mayor voltaje también requiere una reducción del número de cajas de conexión. El límite superior para un mayor voltaje del sistema serán los estándares de bajo voltaje, que llegan hasta 1500 V CC y 1000 V CA.

Figura 40
alto voltaje
Esquema de planta fotovoltaica



El estado del arte de la tensión máxima del sistema de módulos fotovoltaicos disponible en el mercado es de 1500 V. Este valor de tensión nominal podría introducir algunos problemas relacionados con la degradación del rendimiento de los módulos fotovoltaicos (por ejemplo, PID): para evitar estos problemas, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante de módulos fotovoltaicos, se deben considerar algunas soluciones (por ejemplo, tierra funcional, etc.).

Actualmente se utilizan inversores con salidas de 800 V CA; también se utilizan inversores de cadena con salidas de 800 V CA y entonces se requiere una mayor combinación de potencia de CA antes del transformador de 800 V CA.

3.3 Conexión a la red

Las plantas fotovoltaicas podrían conectarse a la red de BT, MT o AT dependiendo de su potencia nominal. (por ejemplo, residencial [1-10 kW] – BT; comercial e industrial [10-1000 kW] – BT o MT; escala de servicios públicos [> 500 kW] – MT o AT).

La conexión del sistema fotovoltaico (usuarios activos) a la red eléctrica está sujeta a los requisitos del código de red.

El sistema fotovoltaico se desconectará de la red siempre que los valores de tensión y frecuencia de la propia red estén fuera de los rangos prescritos por el código de red.

Esta desconexión normalmente se realiza 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 red establece si la planta fotovoltaica se conectará a la red de BT o de MT según la potencia nominal de la planta fotovoltaica; según el tipo de conexión de la planta fotovoltaica, el sistema de protección de interfaz puede monitorear los valores de voltaje y frecuencia en la red relacionada.

3.3.1 Sistema de protección de interfaz LV

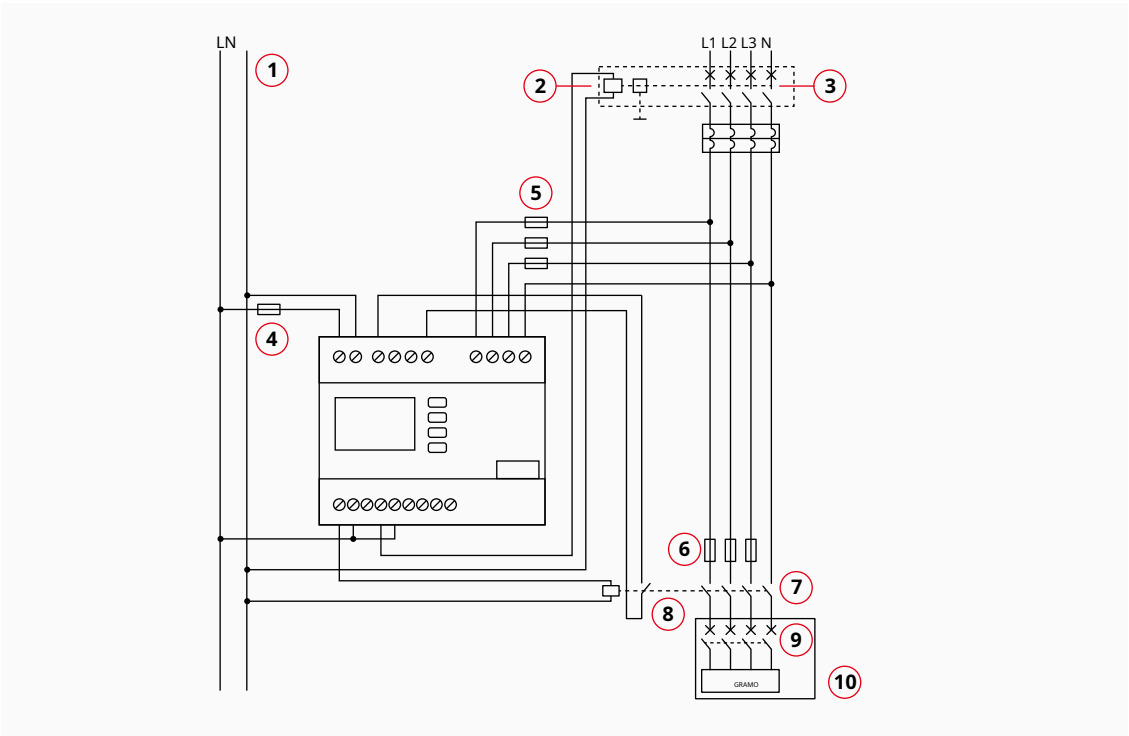
Las pequeñas plantas fotovoltaicas residenciales y comerciales generalmente están conectados a la red BT.

Si todas las fases están presentes con valores de tensión y frecuencia dentro de su rango permitido, el relé de salida IPS se activa después del arranque ajustable y, en consecuencia, el sistema fotovoltaico se conecta a la red. Si una o más fases no están presentes o si los valores de tensión y frecuencia no están dentro de su rango permitido, el relé de salida IPS se desactiva y, en consecuencia, el sistema fotovoltaico se desconecta de la red.

13 Las características de la interfaz de servicios públicos para energía fotovoltaica (PV) Los sistemas están incluidos en el estándar Norma IEC 61727:2004. Esta norma describe específico Recomendaciones para sistemas con una potencia nominal de 10 kVA o menos, como los que se pueden utilizar en residencias individuales monofásica o trifásica. Esta norma se aplica a la interconexión con el sistema de distribución eléctrica de baja tensión. En cualquier caso, los códigos de red publicados por cada país prevalecen. Esta norma.

14 La conexión A la red está regulado por la Código de red nacional.

Figura 41 por ejemplo de conexión de Interfaz Sistema de protección (IPS) al dispositivo de protección de interfaz (ID) en sistemas fotovoltaicos de baja tensión.



Legenda

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

3.3.2 Sistema de protección de interfaz MV

Cuando un sistema fotovoltaico está conectado a la red de media tensión, el sistema de protección de interfaz (IPS) es un poco más complejo porque el sistema de protección es el conjunto de:

- los transformadores de tensión (VT)
- los relés con ajustes adecuados.

El Sistema de Protección de Interfaz (IPS) generalmente es configurado con las siguientes protecciones:

- protecciones de subtensión;
- sub/sobre y tasa de cambio de frecuencia
- sobrecorriente (direccional y no direccional)¹⁶.

En el sistema fotovoltaico conectado a la red de MT, según la configuración eléctrica, el relé IPS puede controlar un Dispositivo de Protección de Interfaz – ID (por ejemplo, un disyuntor) que opera en BT o en MT.

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

16
Esta protección es
Generalmente se implementa en
La protección general.

Figura 42
p.ej. Entradas de
voltaje - conexiones "V"
VT y residual
voltaje adquirido
con VT delta abierta

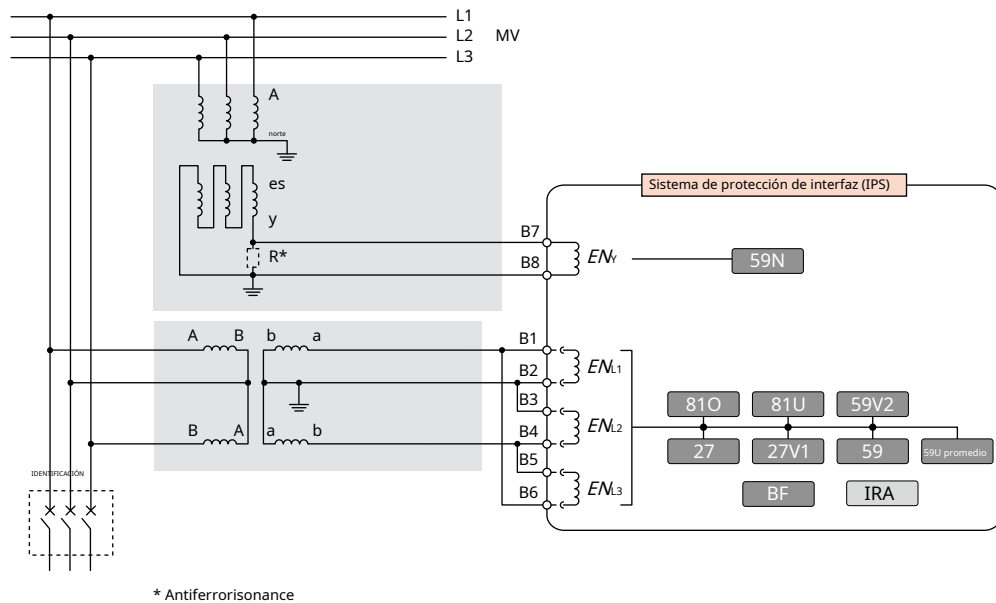
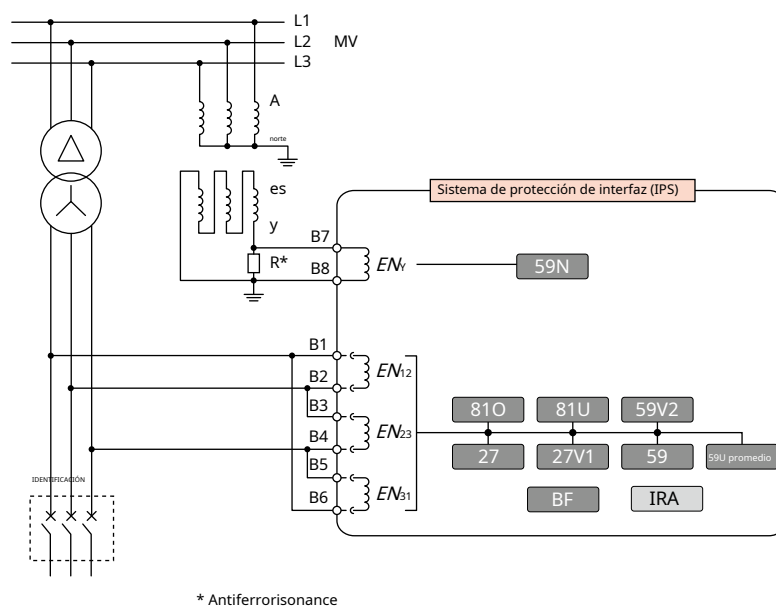


Figura 43
p.ej. Medida directa
de fase a fase de LV
voltajes y residuales
voltaje adquirido con
VT delta abierta en MV



A menudo, los códigos de red establecen que los DSO (operadores de sistemas de distribución) deben poder desconectar el sistema fotovoltaico de la red para garantizar el funcionamiento seguro de la red. Por este motivo, se conecta un módem GSM, capaz de recibir comandos del DSO, al sistema de protección de interfaz; de acuerdo con los comandos del DSO, el módem puede activar o desactivar el relé de salida del sistema de protección de interfaz y, a continuación, conectar o desconectar el sistema fotovoltaico de la red.

3.4 Elección de cables

3.4.1 Tipos de cables y condiciones de instalación

Los cables utilizados para cablear la sección de CC de un sistema fotovoltaico conectado a la red deben seleccionarse para soportar las difíciles condiciones de luz solar (luz ultravioleta), calor extremo, condiciones de congelación (los cables tendidos detrás de un conjunto fotovoltaico deben estar clasificados para un rango de temperatura de al menos -15 °C a 90 °C), contacto regular con agua de lluvia, corriente y voltaje (voltaje de CC hasta 1,5 kV entre conductores y entre conductor y tierra) condiciones de operación.

La IEC ha desarrollado una norma para probar los cables solares: IEC 62930 "Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos con una tensión nominal de 1,5 kV CC". Esta norma incluye cables libres de halógenos y cables que pueden contener halógenos.

En Europa se publicó una norma similar, EN 50618 "Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos", que restringía el uso de cables a materiales libres de halógenos. La codificación de los cables solares en Europa es H1Z2Z2-K. Además, se desarrolló una norma UL para los cables fotovoltaicos: UL 4703 "Norma para cables fotovoltaicos". Según la región de instalación, los cables solares deben estar homologados de acuerdo con las normas adecuadas mencionadas anteriormente.

La norma IEC 60364-7-712 "Instalaciones eléctricas de baja tensión - Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o ubicaciones especiales - Sistemas de suministro de energía solar fotovoltaica (PV)" requiere que los cables del lado de CC se seleccionen y erijan de manera que se minimice el riesgo de fallas a tierra y cortocircuitos.

Por lo general, los cables de las cadenas fotovoltaicas tienen un aislamiento doble o reforzado como medio de protección contra descargas eléctricas;

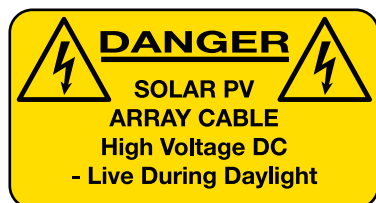
para mantener esta característica, no deben:

- enterrarse en las paredes o en los marcos metálicos de los sistemas de fijación;
- doblados a un radio menor a 8 veces el diámetro total del cable (requisitos de radio de la Sección 300.34 del NEC). A menudo, los cables de las cadenas fotovoltaicas se montan inmediatamente detrás del conjunto y están sujetos al movimiento térmico y eólico de los conjuntos/módulos. El daño mecánico de los cables puede provocar un aumento de los casos de riesgo de incendio y descarga eléctrica.

Los cables fotovoltaicos suelen ser de color negro para ayudar a la resistencia a los rayos UV y no se requiere codificación de color del cable exterior para los sistemas fotovoltaicos: por cierto, se recomienda utilizar cables negros para el lado negativo de los cables de las cadenas fotovoltaicas y rojos para el lado positivo de los cables de las cadenas fotovoltaicas.

En los casos en que sea necesario tender cables fotovoltaicos de gran longitud, se recomienda colocar etiquetas a lo largo de los cables de CC. Se considera suficiente colocar etiquetas de peligro cada 5 a 10 m para identificar los cables en tramos rectos donde sea posible una visión clara entre las etiquetas.

Figura 44
Etiqueta de peligro para
Cables de matriz fotovoltaica



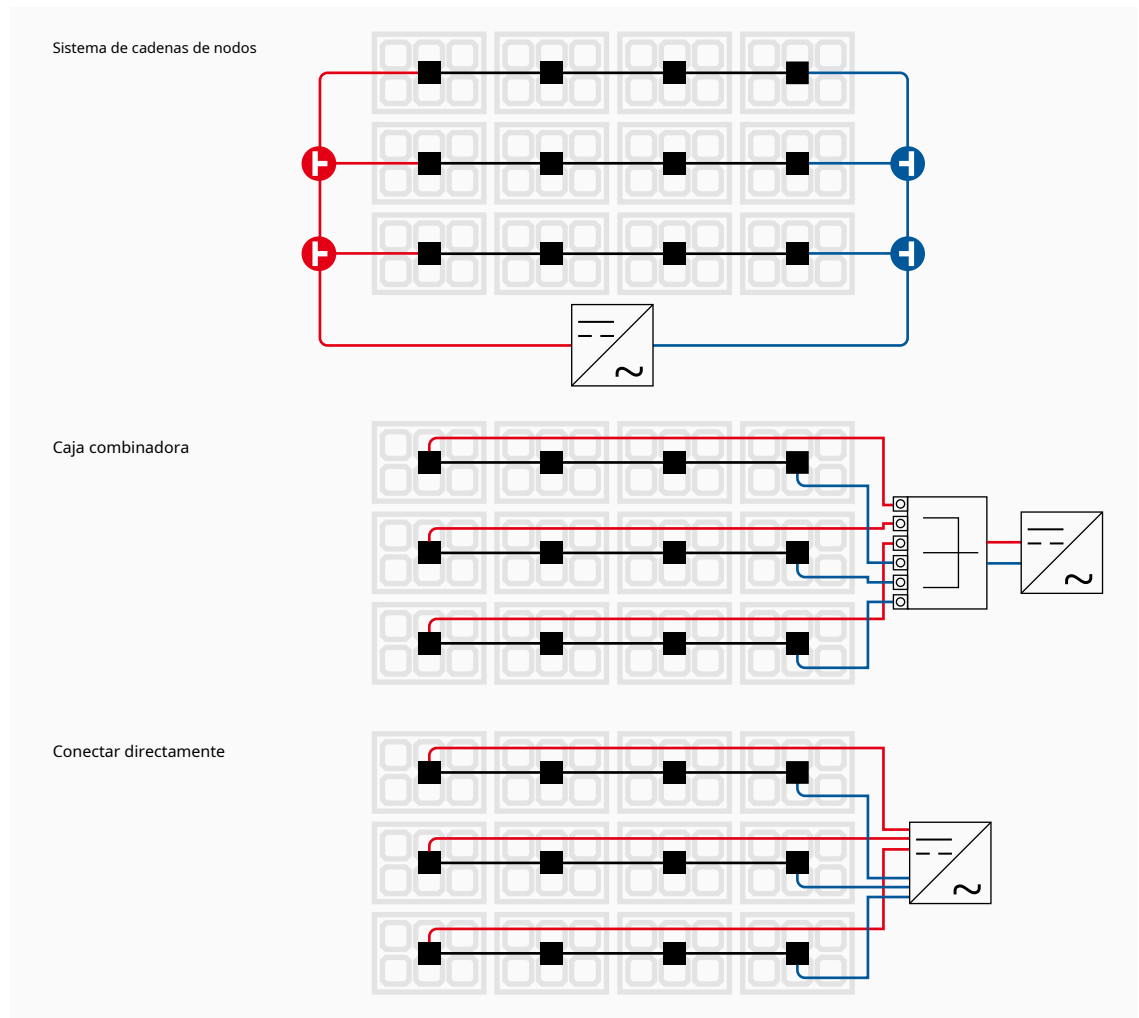
Además de los requisitos detallados en IEC 60364, se deberá proporcionar segregación entre circuitos de CC y CA con los mismos requisitos que para la segregación de diferentes niveles de voltaje.

Interconexión de cadenas fotovoltaicas

Hay tres tipos de diseños para conectar las cadenas fotovoltaicas al inversor de energía solar:

- Sistema de cadena de nodos: es común en el generador fotovoltaico compuesto por módulos fotovoltaicos de película delgada;
- Sistema fotovoltaico con caja combinadora 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 cadena de tamaño pequeño;

Figura 45
diferentes tipos de
diseños para interconectar las
cadenas fotovoltaicas



En el caso de un sistema de cadena de nodos, la interconexión de la cadena se realiza con un tipo especial de ramales o conectores y clavijas en "Y".

Figura 46
Toma y enchufe
Conectores "Y":
Toma de corriente de rama
en el lado izquierdo;
Enchufe de rama
En el lado derecho



En el caso de un sistema fotovoltaico con caja combinadora de CC, los cables de las cadenas fotovoltaicas que entran en las cajas combinadoras se deben agrupar e identificar en pares de manera que los conductores positivos y negativos del mismo circuito se puedan distinguir fácilmente de otros pares.

Conectores de enchufe y toma de CC

Los fabricantes de módulos fotovoltaicos suelen instalar conectores de enchufe y toma específicos para sistemas fotovoltaicos en los cables de los módulos. Dichos conectores proporcionan un contacto eléctrico duradero, seguro y eficaz.

De acuerdo con la norma IEC 60364-7-712, estos conectores macho y hembra de CC se deben seleccionar de acuerdo con la norma IEC 62852 "Conectores para aplicaciones de CC en sistemas fotovoltaicos - Requisitos de seguridad y pruebas".



Figura 47
enchufe y toma
Conectores

Los conectores deben ser manipulados por personas capacitadas o instruidas y nunca deben desconectarse bajo carga; en caso de desconexión bajo carga, se podría generar un arco de CC y este puede causar daños permanentes a los conectores. Los conectores deben ser de un tipo que solo se pueda desconectar mediante una llave o una herramienta o estar instalados dentro de un gabinete que solo se pueda abrir mediante una llave o una herramienta.

Los conectores de enchufe y toma que se acoplan entre sí en un sistema fotovoltaico deben ser del mismo tipo y del mismo fabricante, y deben cumplir con los requisitos de la norma IEC 62852. En caso de utilizar diferentes marcas de conectores de enchufe y toma "compatibles", solo se podrán interconectar si se ha 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 utilizados en un circuito de cadena fotovoltaica (interconexión de módulos fotovoltaicos, uniones de cables en línea, conectores de derivación o en "Y" y enchufes y conectores de receptáculo de panel) deben cumplir con los valores mínimos de voltaje y corriente detallados anteriormente en la selección de cables de cadena.

Interconexión de módulos fotovoltaicos y cableado de cadenas

La norma IEC 60364-7-712 exige 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 cadenas fotovoltaicas.

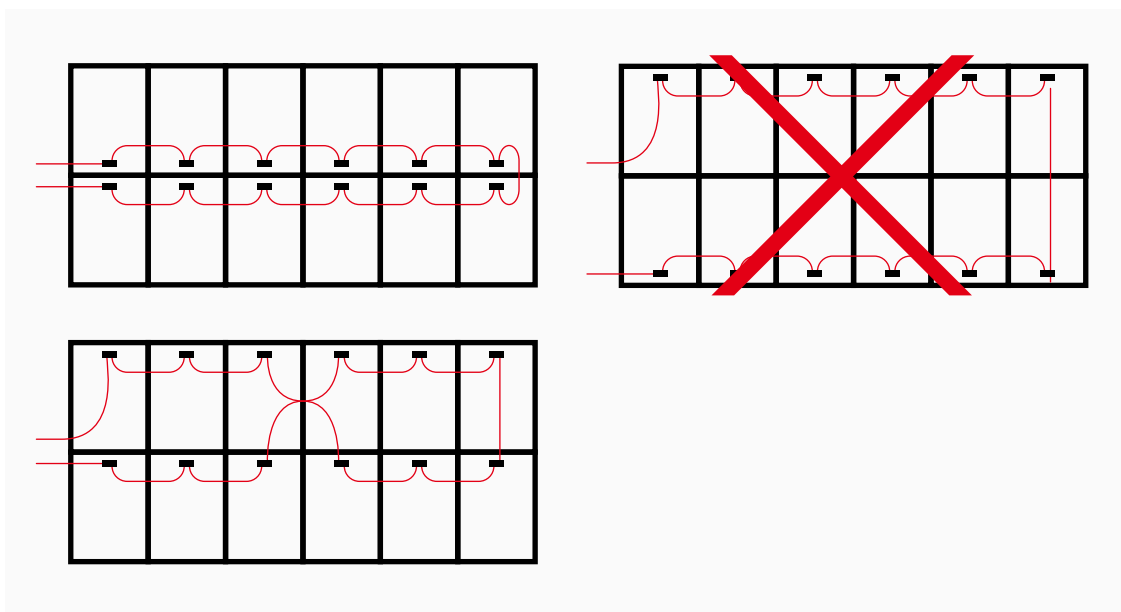


Figura 48
p. ej. del cableado de la cadena
fotovoltaica para minimizar los
voltajes inducidos
Debido a un rayo

Figura 49
p. ej., cableado de cadena
fotovoltaica en cadena con
cables enrollados

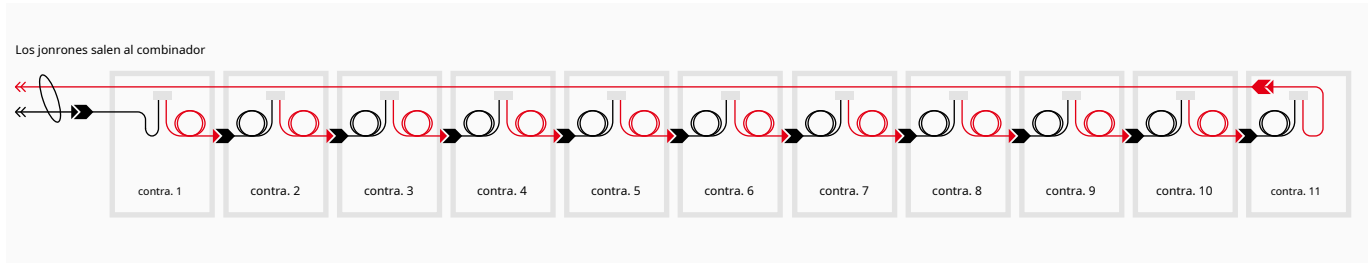
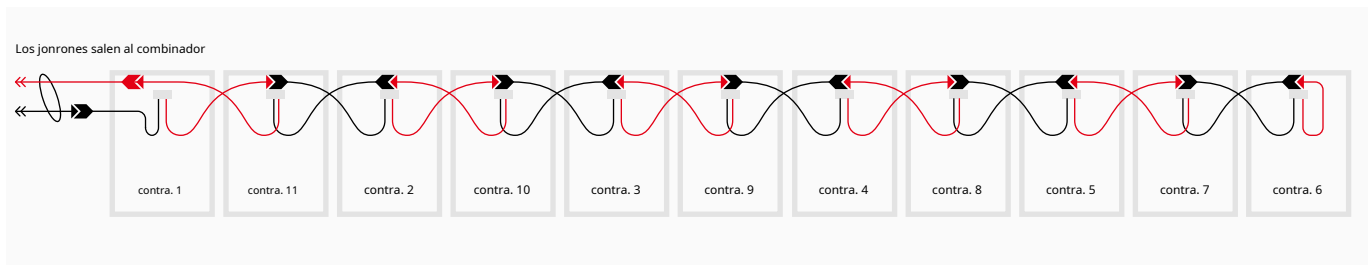


Figura 50
p. ej., cableado de cadena
fotovoltaica en cableado de salto

Si los cables del módulo tienen la longitud adecuada, se puede utilizar el cableado leapfrog para conectar módulos fotovoltaicos con orientación vertical en serie y evitar cables enrollados.



De todas formas, es altamente desaconsejable amontonar y fijar los cables dentro de los marcos metálicos del sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos.

3.4.2 Sección transversal de los cables y capacidad de conducción de corriente

Los cables se dimensionarán de acuerdo con la norma IEC 60364-5-52 "Instalaciones eléctricas de baja tensión - Parte 5-52: Selección y montaje 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 tensión y corriente.

Cables de cadena para módulos fotovoltaicos

La tensión nominal de un cable se refiere al voltaje máximo al que puede conectarse.

Si se excede la tensión nominal, el aislamiento entre los núcleos de los cables, o entre un núcleo de cable y la tierra, puede romperse y provocar un cortocircuito o un incendio. La tensión nominal de los cables se debe elegir de acuerdo con la tensión máxima en circuito abierto ($V_{Cadena\ OC\ MAX}$) de las cadenas. Según el número de módulos fotovoltaicos por cadena la tensión máxima en circuito abierto ($V_{Cadena\ OC\ MAX}$) de la cadena se puede calcular utilizando el siguientes datos:

- la temperatura más baja que se puede esperar en el lugar de instalación fotovoltaica;
- Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico en condición STC $V_{Codigo\ STC}$;
- Coeficiente de temperatura del módulo fotovoltaico.

De lo contrario, para dimensionar el cable, se podría utilizar un factor de multiplicación de voltaje:

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

La capacidad de transporte de corriente continua I de los cables de la cadena fotovoltaica deberá ser mayor o igual que la corriente máxima de cortocircuito de la cadena para la protección contra la corriente de sobrecarga de los cables de la cadena fotovoltaica.

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

Como ya se ha explicado en el apartado 1.2.1, en una conexión en serie de módulos, la corriente no se suma; la corriente total en una cadena de módulos fotovoltaicos conectados en serie es igual a la corriente generada por el módulo individual. La corriente máxima de cortocircuito de la cadena $I_{Cadena\ SC\ MAX}$ es igual al PV máximo corriente de cortocircuito del módulo $I_{Módulo\ SC\ MAX}$ y, como ya se introdujo en el párrafo 2.9.2, puede ser calculado utilizando los siguientes datos:

- temperatura máxima que se puede esperar en el lugar de instalación fotovoltaica;
- Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico en la condición STC ; $I_{SC\ STC}$
- Coeficiente de temperatura del módulo fotovoltaico.

De lo contrario, para dimensionar el cable, se podría utilizar un factor de multiplicación de corriente:

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

En la norma IEC 60364-5-52 se proporciona una guía sobre un método de dimensionamiento de cables, incluido cualquier factor de reducción que se deba aplicar, y las capacidades típicas de transporte de corriente para los tipos de cables más comunes. En cualquier caso, los cables se deben dimensionar de manera que la caída de tensión total, a la potencia máxima de funcionamiento (STC) del conjunto, entre el conjunto y la caja combinadora o el inversor sea <3 %.

Cables de matriz

Como ya se introdujo en el apartado 1.2.1, en una conexión de cadenas en paralelo:

- el voltaje es el mismo en todas las cadenas de módulos fotovoltaicos;
- Las corrientes de las cadenas de módulos fotovoltaicos se suman.

Luego, la tensión nominal de los cables del conjunto y del subconjunto se elegirá de acuerdo con la tensión máxima de circuito abierto ($V_{Cadena\ OC\ MAX}$) de las cadenas como ya se introdujo anteriormente para los cables de cadena de los módulos fotovoltaicos.

La capacidad de transporte de corriente continua I_{con} del cable del conjunto fotovoltaico debe ser mayor o igual que la corriente continua máxima del conjunto fotovoltaico para la protección contra la corriente de sobrecarga de los cables del conjunto fotovoltaico. En un conjunto fotovoltaico compuesto por N cadenas, la corriente continua máxima del conjunto fotovoltaico es igual a la suma de las corrientes continuas máximas de las cadenas fotovoltaicas.

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

En la norma IEC 60364-5-52 se proporciona una guía sobre un método de dimensionamiento de cables, incluido cualquier factor de reducción que se deba aplicar, y las capacidades típicas de transporte de corriente para los tipos de cables más comunes. En cualquier caso, los cables se deben dimensionar de manera que la caída de tensión total, a la potencia máxima de funcionamiento (STC) del conjunto, entre el conjunto y el inversor sea <3 %.

4.1 Esquemas de red

4.1.1 Red radial

4.1.2 Red en anillo

4.2 Selección de dispositivos de conmutación

4.3 Transformadores de medida (IT):

Transformadores de corriente (TC)

y transformadores de tensión (VT)

4.3.1 Transformadores inductivos

4.3.2 Transformadores de corriente inductivos (TC)

4.3.3 Transformadores de tensión inductivos (TT)

4.3.4 Sensores de corriente y tensión no inductivos

4.4 Cortocircuito

4.5 Estado del neutro

4.5.1 Neutro aislado

4.5.2 Neutro sólidamente puesto a tierra

4.5.3 Neutro puesto a tierra mediante resistencia

4.5.4 Neutro puesto a tierra mediante impedancia (bobina de Petersen)

4.6 Medición de la corriente de falla a tierra e identificación de la fase fallada

4.7 Códigos de relés de protección

4.8 Filosofía de la configuración de protección

Lado de media tensión de la planta fotovoltaica

4.1 Esquemas de red

En el caso de una planta fotovoltaica a gran escala conectada directamente a la red de media tensión de la DSO, el diseñador también deberá dimensionar correctamente la red eléctrica de media tensión de la planta fotovoltaica; es necesario realizar los siguientes cálculos de red, ya sea en su totalidad o en parte:

- cálculos de dimensionamiento (transformadores, etc.);
- cálculo de las corrientes de cortocircuito;
- definición del estatuto del neutral;
- Estudio de la coordinación de protección.

Antes de todas estas actividades, se definirá el diagrama unifilar de la red eléctrica de MT de la planta fotovoltaica en base a:

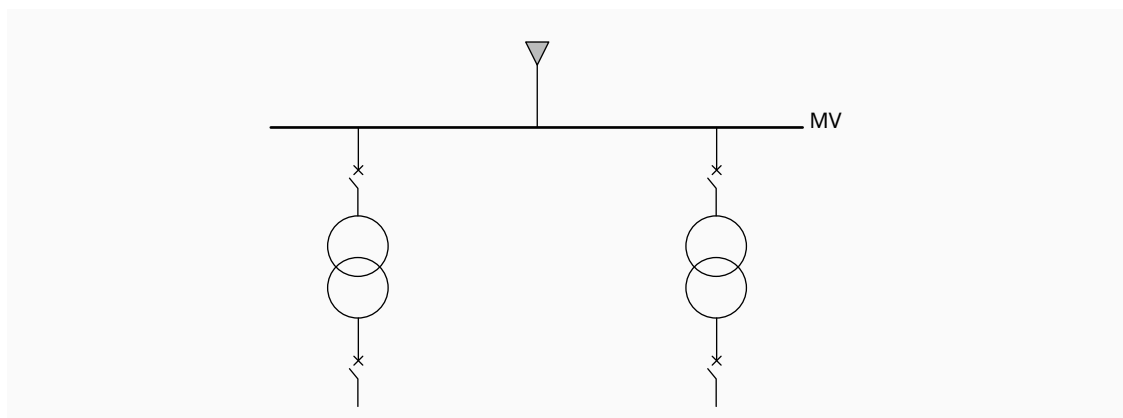
- posición del inversor y del transformador;
- Estructura de la red eléctrica.

Se deben considerar las ventajas y desventajas de las diferentes soluciones de red de media tensión y, después de eso, según la red eléctrica de media tensión de la planta fotovoltaica diseñada, también se deben seleccionar las protecciones. Para obtener información más detallada sobre la conexión de media tensión, se recomienda consultar la Guía técnica de ABB sobre aplicaciones de media tensión

4.1.1 Red radial

Este es el esquema de red más simple, menos costoso y el que presenta menor confiabilidad general.

Figura 51
Red radial MV

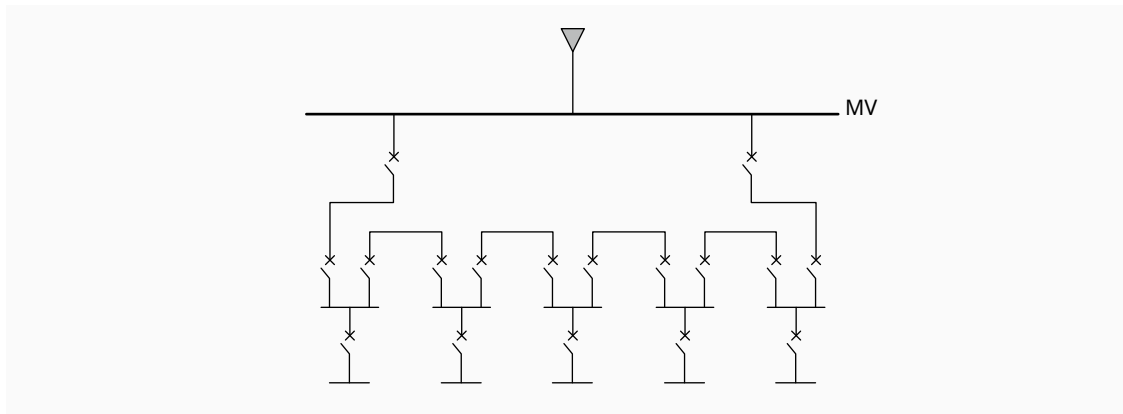


En un sistema fotovoltaico con varias plantas fotovoltaicas (>2), la subestación es la solución más sencilla y económica.

4.1.2 Red en anillo

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

Figura 52
Red de anillo MV



Las principales ventajas de las redes en anillo dotadas de protecciones e interruptores automáticos en la entrada-salida de cada subestación son:

- continuidad del servicio, es decir, la posibilidad de eliminar del servicio sólo la parte de la red donde está la falla, manteniendo en funcionamiento la parte restante del anillo;
- la posibilidad de realizar mantenimientos en partes de la planta sin provocar fuera de servicio o paradas de la misma.

Por otro lado, las desventajas son:

- costes de realización vinculados a la ampliación de la red;
- complejidad del sistema de protección.

4.2 Selección de dispositivos de conmutación

Hay tres tipos principales de dispositivos de apertura y cierre de circuitos eléctricos que se utilizan en redes de media tensión.

- **Disyuntores:** aparatos capaces de cerrar e interrumpir la corriente de cortocircuito.
- **Contactores:** aparatos capaces de realizar un elevado número de maniobras e interrumpir corrientes de cortocircuito limitadas.
- **Interruptores-seccionadores:** interruptores-seccionadores o seccionadores capaces de abrir la corriente nominal o no (obviamente con un factor de potencia elevado) garantizando el aislamiento galvánico.

Junto con los dispositivos mencionados anteriormente, también deben considerarse los fusibles, que están asociados tanto a los contactores como, a menudo, también a los interruptores-seccionadores. En las plantas fotovoltaicas, el uso de interruptores automáticos de media tensión es obligatorio cuando se deben utilizar protecciones diferenciales y otras protecciones que tienen disparo instantáneo para la eliminación rápida del defecto.

4.3 Transformadores de medida (TI): Transformadores de corriente (TC) y Transformadores de tensión (TT)

Transformadores de medida (TI):¹⁷ Están diseñados para transformar el voltaje o la corriente desde los valores altos en los sistemas de media tensión a los valores bajos que pueden ser utilizados por los dispositivos de medición de baja tensión.

Las principales aplicaciones de las TI en la planta fotovoltaica son:

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

Dependiendo de los requisitos de esas aplicaciones, el diseño y la construcción de los IT pueden ser muy diferentes. En general, los IT de medición requieren una gran precisión en el rango de voltaje y corriente de funcionamiento normal. Los IT de protección requieren linealidad en un amplio rango de voltajes y corrientes.

Las TI de protección se seleccionarán de acuerdo con los requisitos de los códigos de red.¹⁸

17
Instrumento ABB
Transformadores técnicos
Información y
Guía de aplicación
contiene información detallada
Información sobre TI.

18
En todo caso se deberá verificar
el código de red nacional.

4.3.1 Transformadores inductivos

Las características constructivas y la definición de las clases de precisión se encuentran en Normas internacionales. Debe tenerse en cuenta que la clase de precisión para los TC y TT de instrumentación y TT de protección, es función de la carga conectada al secundario: la precisión sólo se garantiza cuando la carga del secundario es superior al 25% de la prestación nominal del transformador.

Considerando los bajos consumos actuales de los aparatos conectados al secundario, es por tanto esencial que el rendimiento de los TV (tanto de medida como de protección) así como de los TC del instrumento sea limitado para garantizar que el transductor funcione en la clase de precisión para la que ha sido previsto.

4.3.2 Transformadores de corriente inductivos (TC)

Es necesario hacer una aclaración importante en relación con los transformadores de corriente en lo que respecta a su forma constructiva y al método de medición. Esto se refiere en particular a los transformadores de corriente de anillo, que son transformadores de corriente a todos los efectos y deben clasificarse como tales.

La TC puede ser de:

- de tipo bobinado (como suelen ser los TC que se encuentran dentro de los cuadros de media tensión), con los dos bornes del circuito primario y los dos del circuito secundario llevados al exterior. El circuito primario puede, en este caso, tener también un número de espiras distinto de 1;
- Tipo pasamuros en el que hay un trozo de barra colectora (normalmente de cobre) ya embutido en resina. En este caso, los terminales del bobinado primario son los extremos de la barra colectora, mientras que los extremos del bobinado secundario se llevan a terminales externos. En cualquier caso, el número de espiras del primario en este caso es siempre 1;
- Tipo anillo, en el que no se prevé el primario y estará formado por el conductor que pasa por el orificio central del TC. Los extremos del devanado secundario se llevan a dos terminales externos. En este caso, el número de espiras del primario es normalmente 1, a menos que se haga pasar el conductor varias veces por el TC. Estos TC también se pueden construir del tipo abrible para facilitar su instalación en plantas ya 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 inserte el TC en la red, puede realizar medidas muy diferentes. En particular:

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

Lo que se ha subrayado anteriormente es indicar que independientemente de la forma constructiva, la medida que se obtiene en el secundario del TC es función de la forma en que éste se inserta en la red.

Los TC sirven para trasladar las corrientes del circuito de potencia al circuito de medida. La

Norma los clasifica en dos tipos:

- Los TC de instrumentos son instrumentos de medición, como amperímetros, vatímetros, convertidores, etc., que están conectados a;
- TC de protección a cuyo secundario se conectan los relés de protección.

Esta clasificación se refiere a sistemas de medida y protección independientes. Actualmente, con los aparatos digitales, la protección y la medida se realizan mediante el mismo aparato y entradas separadas.¹⁹(medida y protección) de TC con características diferentes, por lo que para obtener un uso correcto de los relés digitales, se deben elegir TC con clase de precisión doble.

—
19
En cualquier caso, el
Medición de energía
requisitos para el
Las TI deberán ser verificadas.

4.3.3 Transformadores de tensión inductivos (TT)

Para los transformadores de tensión, tanto para instrumentos de medida como para relés de protección, se aplica la misma regla que para los TC de instrumento en lo referente al rango dentro del cual se garantiza la clase de precisión: la clase de precisión sólo se garantiza si la carga secundaria es un 25% superior a la prestación nominal.

No es fácil conseguir que un VT funcione en la clase de precisión cuando se conecta al secundario un instrumento (relé o instrumento de medida) que tiene un autoconsumo de fracciones de VA.

El uso de cargas de lastre (resistencias) a insertar en el secundario del TT cuando éstas han sido elegidas con prestaciones demasiado elevadas para poder garantizar la clase de precisión, presenta dos problemas:

- se añade un elemento al circuito (que también puede ser de protección) que puede averiarse y, por tanto, reducir la fiabilidad general del sistema;
- se introduce un elemento calefactor en los compartimentos de instrumentos del cuadro de distribución con evidentes problemas para extraer el calor.

Al seleccionar el TT, se debe tener en cuenta la posible ferresonancia. El fenómeno de la ferresonancia es un aspecto típico de los TT insertados en redes de cables con neutro aislado o no eficientemente puesto a tierra. La capacidad del cable, junto con la inductancia del TT, constituye un circuito oscilante (RLC). Por lo tanto, pueden producirse en el circuito las condiciones para que el propio circuito entre en resonancia (reactancia capacitiva = reactancia inductiva satura el TT) y, aunque cese la causa de la saturación (por ejemplo, un defecto 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 permanente y elevada de corriente solo en el devanado primario. Como esta corriente solo es magnetizante, el devanado secundario está poco involucrado, por lo que hay mucho calentamiento en el primario y un calentamiento despreciable en el secundario. El calentamiento anormal de los devanados siempre produce una fuerte presión interna, con la consiguiente rotura de la carcasa externa. Las medidas adoptadas para evitar los fenómenos de ferresonancia son principalmente:

- aumentar la impedancia de magnetización del TV;
- utilizar TV que funcionen con una inducción menor que la prevista;
- utilizar VT con hierro de alta permeabilidad;
- insertar resistencias de amortiguación (o en todo caso dispositivos con resistencia no lineal) en serie con los devanados secundarios conectados en delta abierto (el relé de tensión debe estar conectado en paralelo con la resistencia antiferresonancia).

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

4.3.4 Sensores de corriente y tensión no inductivos

Como la potencia absorbida por los dispositivos conectados al circuito secundario es extremadamente limitada, ya no es necesario disponer de circuitos magnéticos para el acoplamiento entre el circuito primario y el secundario. Por ello, se han desarrollado sensores de corriente o TC de aire (bobinas de Rogowsky) y sensores de tensión (divisores de tensión), que eliminan los aspectos negativos de los transformadores de tipo inductivo (ciclo de histéresis).

Se hace especial referencia a:

- saturación: el fenómeno de saturación no existe con los sensores actuales (no hay hierro) y por lo tanto la definición del factor de precisión último ya no es un problema;
- Rendimiento: los ejemplos anteriores han demostrado lo difícil que es conciliar el rendimiento de los transformadores de medida 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 tensiones primarias nominales: la linealidad de respuesta permite cubrir el 95% de las aplicaciones con sólo dos o tres tipos de transductores, con considerables ventajas para la estandarización de los compartimentos de la aparamenta y la posibilidad de su rápida reconversión;
- ya no es necesario disponer de TC o TT de instrumentación y/o TC o TT de protección ya que la precisión es constante y ya no existe el problema de saturación.

En el caso de los sensores de corriente o TC de aire, la característica principal es que se trata de transformadores cuyo circuito magnético se sustituye por aire. Una particularidad de este tipo de TC es que la señal del secundario no es proporcional al tamaño del primario, sino a su derivada (que, adecuadamente integrada en los dispositivos conectados al secundario, permite obtener la medida de la corriente). Como ya se ha señalado,

No existen 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 los TC de instrumentación de tipo inductivo.

La característica principal de los sensores de tensión es la ausencia del fenómeno de ferresonancia (obviamente porque ya no hay hierro). Esta es una ventaja nada despreciable allí donde todavía se utilizan redes con neutro aislado. En cuanto a los transformadores de corriente de aire, en el estado actual de la tecnología, la clase de precisión de los divisores de tensión (TT) tampoco alcanza todavía a la de los TT de tipo inductivo.

4.4 Cortocircuito

La conexión de la instalación fotovoltaica a la red debe diseñarse de forma que resista de forma segura los efectos mecánicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito. Los valores característicos para el dimensionamiento del sistema de conexión suelen ser facilitados por el operador de la red en el punto de conexión a la red (por ejemplo, tensiones nominales y corrientes de corta duración nominales).

El cortocircuito es un contacto accidental o intencionado, con una resistencia o impedancia relativamente baja, entre dos o más puntos de un circuito a diferente tensión. La corriente de cortocircuito es una sobrecorriente resultante de un cortocircuito debido a una avería o a una conexión incorrecta de un circuito eléctrico.

Desde el punto de vista teórico, el cálculo de las corrientes de cortocircuito debe realizarse a partir de los datos obtenidos a partir del estudio de los perfiles de tensión. Por cierto, las normas prevén que el cálculo se realice a partir de los valores nominales de la instalación y se introducen coeficientes de corrección adecuados para su compensación (factor de tensión 'c').

El cálculo de corrientes de cortocircuito es necesario para:

- establecer el dimensionamiento adecuado de las partes operativas y de interrupción;
- definir las tensiones térmicas y mecánicas de los elementos de la planta;
- Calcular y seleccionar los ajustes del sistema de protección;
- realizar una protección adecuada a las personas y a las plantas.

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

- las corrientes máximas de cortocircuito son importantes para el dimensionamiento del sistema;
- Las corrientes mínimas de cortocircuito son importantes para la coordinación de la protección (la corriente de disparo de la protección siempre debe ser inferior a la corriente mínima de cortocircuito en el punto de conexión). Cuatro tipos diferentes de fallas de red en líneas de transmisión de energía de media tensión:
 - falla monofásica a tierra;
 - falla de cortocircuito bifásica;
 - falla a tierra bifásica;
 - Falla de cortocircuito trifásica.

La más común es la falla monofásica a tierra, que representa más del 90% del número total de fallas.

El cortocircuito provoca el paso de corrientes a través de la conexión accidental o intencionada que constituye el propio cortocircuito y a través de los distintos componentes hasta la fuente: es por tanto una causa potencial de daños e incendios.

La integración de las plantas fotovoltaicas en la red eléctrica influye en la capacidad de cortocircuito (SCC) de los sistemas eléctricos.

El comportamiento de las plantas fotovoltaicas es diferente al de los generadores síncronos clásicos durante cortocircuitos simétricos o asimétricos. La respuesta de las plantas fotovoltaicas a los cortocircuitos suele estar controlada por la electrónica de potencia utilizada en los inversores.

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

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

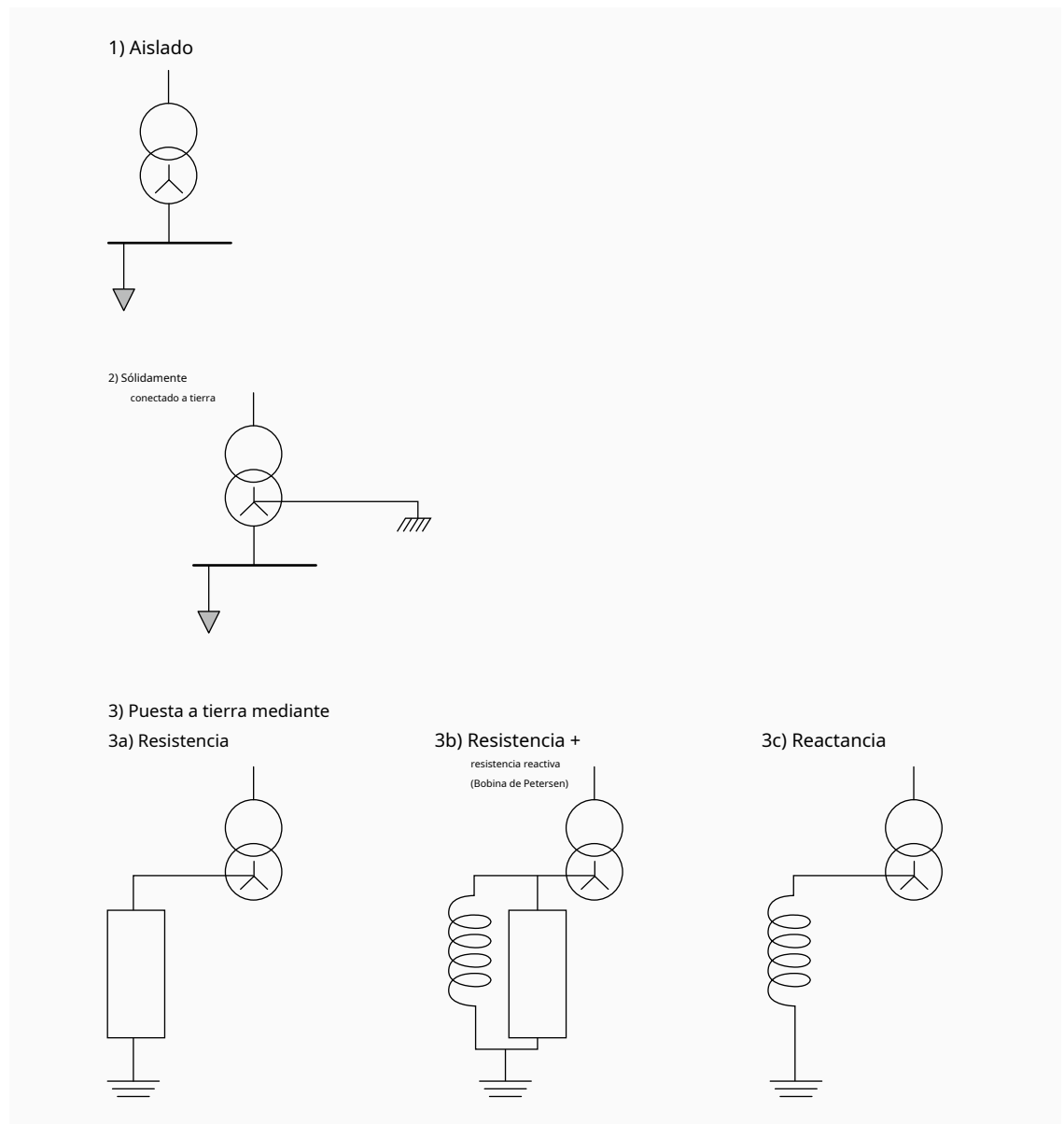
4.5 Estado del neutro

Para identificar fallas a tierra en una red y por lo tanto realizar una protección efectiva, es necesario conocer en detalle cómo se encuentra el neutro. La identificación de fallas a tierra se realiza mediante mediciones de tensión y/o corriente homopolar, por lo que conocer la existencia y orden de estos parámetros es fundamental para poder seleccionar y configurar el sistema de protección.

A diferencia de las protecciones contra sobrecarga o cortocircuito polifásico, normalmente no llega ninguna señal (tensión o corriente) a las protecciones que tienen que identificar fallas a tierra, sino que, por otro lado, sólo llega cuando hay una falla a tierra en la red. Esta condición hace que el sistema de protección a proporcionar sea muy simple, requiriendo generalmente sólo un umbral (tensión y/o corriente) con tiempos de actuación relativamente cortos.

Analizando los diferentes tipos de estado del neutro se pueden definir los tipos de protecciones que se pueden asociar.

Figura 53
Estado del neutro



4.5.1 Neutro aislado

En las redes con neutro aislado, no se genera deliberadamente una circulación de corriente homopolar (mediante sistemas de puesta a tierra) en caso de defecto entre una fase y tierra. Sin embargo, sí se produce una circulación de corriente homopolar en la instalación vinculada a las capacidades fase-tierra de los inversores y cables (en lo que respecta a los transformadores, las capacidades fase-tierra son muy pequeñas y pueden pasarse por alto).

De aquí se deduce la dificultad (cualquiera que sea la configuración en la que funcione la red) de poder identificar fallas a tierra mediante protecciones selectivas que midan la corriente de falla.

La única manera de poder asegurar la identificación de la falla es la medición de la tensión de secuencia cero (tensión normalmente igual a cero en ausencia de falla y diferente de cero solo en presencia de una falla de fase a tierra).

Desafortunadamente, la protección de secuencia cero de tensión (como todas las protecciones de tensión) no es del tipo selectivo y, por lo tanto, no es capaz de 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 (funcionamiento de la red interconectada metálicamente) de valor variable en cualquier caso y, en general, no garantizada para todas las condiciones en las que puede funcionar la red. La identificación de los fallos no siempre es segura mediante mediciones de corriente de secuencia cero;
- La tensión homopolar está siempre presente en caso de defecto a tierra. Se trata, por tanto, de una identificación segura, pero con incertidumbre relacionada con la posición del defecto, ya que la señal voltimétrica es prácticamente la misma para toda la red y no permite una identificación selectiva.
- ángulo entre tensión y corriente de secuencia cero: la corriente se adelanta 90° respecto a la tensión (tipo de red capacitiva).

4.5.2 Neutro sólidamente puesto a tierra

Con neutro sólidamente puesto a tierra, la corriente de falla monofásica a tierra es del mismo orden de magnitud que la corriente de cortocircuito para fallas polifásicas. Por lo tanto, es posible una identificación simple y selectiva de las fallas mediante protecciones que miden la corriente de secuencia cero.

(o incluso se podría omitir la protección de secuencia cero y utilizar solo la protección de fase). La corriente de secuencia cero, la tensión de secuencia cero y el ángulo entre la tensión y la corriente de secuencia cero en la red son:

- corriente de secuencia cero de valor elevado, por lo que la identificación de los fallos mediante la medición de la corriente es siempre segura y de tipo selectivo (se puede identificar correctamente la parte de la red donde se encuentra el fallo);
- tensión de secuencia cero: si esta tensión se mide entre el punto estrella y tierra, la tensión es nula, mientras que, si se mide la suma vectorial de las tres tensiones de fase, ésta es distinta de cero y da indicación de una falla en la red (pero no de tipo selectivo);
- ángulo entre la tensión y la corriente de secuencia cero: la corriente está retrasada (valores típicos $75-85^\circ$) en comparación con la tensión (fuente de red de tipo inductivo).

4.5.3 Neutro puesto a tierra mediante resistencia

La puesta a tierra del neutro mediante resistencia permite obtener una corriente definida en caso de fallo y en consecuencia poder realizar 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 homopolar de valor conocido. La identificación de los fallos es posible midiendo la corriente homopolar. La protección es, por tanto, de tipo selectivo;
- tensión homopolar: si esta tensión se mide entre el punto neutro y tierra, la tensión varía en función del valor de la resistencia de puesta a tierra (para resistencias de puesta a tierra de valor elevado se vuelve a la situación de neutro aislado, para resistencias de puesta a tierra de valor muy pequeño se vuelve a la situación de neutro sólidamente puesto a tierra). Si la suma vectorial de las tres fases

Se mide voltaje, es distinto de cero y da indicación de un fallo en la red (pero no del tipo selectivo);

- ángulo entre tensión y corriente de secuencia cero: teóricamente igual a cero (en fase).

Existen diversos métodos para crear la conexión a tierra de la red en función de la disponibilidad o no del punto estrella como se muestra en la figura 53.

4.5.4 Neutro puesto a tierra mediante impedancia (bobina de Petersen)

La puesta a tierra del neutro mediante impedancia permite compensar las corrientes capacitivas de la red y por tanto reducir la corriente a valores relativamente pequeños en caso de fallo y con un ángulo de fallo 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 homopolar de valor conocido. La identificación de los fallos mediante la medición de la corriente homopolar es posible. La protección es, por tanto, de tipo selectivo;
- tensión de secuencia cero: la medida de la suma vectorial de las tres tensiones de fase es distinta de cero y da indicación de una falla en la red (pero no del tipo selectivo).
- ángulo entre la tensión y la corriente homopolares: teóricamente igual a cero (adaptado a la red). En realidad, el ángulo puede variar ligeramente tanto con antelación como con retraso en función del ajuste de la reactancia de compensación y de los cambios en la configuración de la red.

4.6 Medición de la corriente de falla a tierra e identificación de la fase fallada

Desde la aparición, primero de las protecciones electrónicas y luego de las digitales, que tienen una absorción reducida en el circuito de corriente, ha sido posible el uso de TC de tipo anillo (capaces de ofrecer generalmente prestaciones muy reducidas), 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 TC de fase (conexión Holmgreen), se realiza una suma vectorial de las corrientes y, por lo tanto, la resultante se ve afectada por los componentes aperiódicos relacionados con la magnetización de los transformadores. En este caso, se requieren ajustes muy conservadores de las protecciones y, normalmente, no se garantiza la estabilidad de estas (riesgo de disparos indeseados). Por lo tanto, se sugiere utilizar sistemáticamente (obviamente, cuando sea posible) TC de tipo anillo asociados a la protección de sobrecorriente de secuencia cero.

En el caso en que sea necesario identificar cual de las fases es la sede de la falla a tierra, la identificación es posible utilizando protecciones de mínima tensión con medida para cada fase independiente conectada entre fase y tierra (obviamente al secundario del TT).

4.7 Códigos de relés de protección

La protección del punto de conexión de las instalaciones fotovoltaicas es de gran importancia para el funcionamiento seguro y fiable de toda la red. A menudo es obligatorio disponer de dispositivos automáticos para desconectar los cortocircuitos. El operador de la instalación suele ser responsable de la protección fiable de sus instalaciones contra, por ejemplo, cortocircuitos, fallos a tierra, sobrecargas, protección contra sobretensiones, etc.

Los números de dispositivo estándar ANSI (ANSI/IEEE Standard C37.2 Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations) 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. El estándar también proporciona descripciones de funciones.

1 Elemento Maestro	41 Disyuntor de campo	79 Relé de reconexión de CA
2 Relé de arranque o cierre con retardo de tiempo	Disyuntor de funcionamiento	Interruptor de flujo
3 Relé de verificación o enclavamiento	43 Dispositivo de transferencia o selector manual	Relé de frecuencia
Contactador maestro	44 Relé de arranque de secuencia de unidad	Relé de reconexión CC
5 Parada	Monitor de condición atmosférica anormal	83 Relé de transferencia o control selectivo automático
6 Disyuntor de arranque		84 Mecanismo de funcionamiento
7 Relé de velocidad de cambio	46 Relé de corriente de equilibrio de fase o fase inversa	85 Comunicaciones, Relé de cable portador o piloto
8 Dispositivo de desconexión de la alimentación de control	47 Relé de tensión de equilibrio de fase o secuencia de fase	86 Relé de bloqueo
Dispositivo de inversión	48 Relé de secuencia incompleta	87 Relé de protección diferencial
10 Interruptor de secuencia de unidad	49 Relé térmico de máquina o transformador	88 Motor auxiliar o motogenerador
11 Dispositivo multifunción		89 Interruptor de línea
Dispositivo de exceso de velocidad		90 Dispositivo regulador
13 Dispositivo de velocidad sincrónica	50 Relé de sobrecorriente instantáneo	Relé direccional de voltaje
Dispositivo de baja velocidad	51 Relé de sobrecorriente de tiempo inverso de CA	92 Relé direccional de voltaje y potencia
15 Dispositivo de adaptación de velocidad o frecuencia	52 Disyuntor de CA	Contactador de cambio de campo
16 Dispositivo de comunicación de datos	53 Relé del excitador o generador de CC	94 Relé de disparo o de disparo libre
Interruptor de derivación o descarga	Dispositivo de acoplamiento del engranaje giratorio	95 Para aplicaciones específicas donde otros números no son adecuados
Dispositivo de aceleración o desaceleración	55 Relé del factor de potencia	96 Relé de bloqueo de disparo de barra colectora
Contactador de transición de arranque a funcionamiento	56 Relé de aplicación de campo	97 Para aplicaciones específicas donde otros números no son adecuados
20 Válvula operada eléctricamente	Dispositivo de cortocircuito o puesta a tierra	98 Para aplicaciones específicas donde otros números no son adecuados
21 Relé de distancia	58 Relé de fallo de rectificación	99 Para aplicaciones específicas donde otros números no son adecuados
22 Disyuntor equalizador	59 Relé de sobretensión	150 Indicador de falla a tierra
23 Dispositivo de control de temperatura	60 Relé de equilibrio de voltaje o corriente	Detector de arco eléctrico AFD Fuente de reloj o temporización CLK Registrador de perturbaciones dinámicas DDR Registrador de fallas digitales DFR
Relé de 24 voltios por hercio	Interruptor o sensor de densidad	
25 Sincronización	62 Relé de apertura o parada con retardo de tiempo	
o Dispositivo de verificación de sincronismo	63 Interruptor de presión	
26 Dispositivo térmico del aparato	64 Relé detector de tierra	
27 Relé de subtenión	65 Gobernador	
28 Detector de llama	66 Dispositivo de entallado o de empuje	
29 Contactador o interruptor de aislamiento	Relé de sobrecorriente direccional de CA	
30 Relé anunciador	Relé de bloqueo	
31 Excitación separada	69 Dispositivo de control permisivo	
32 Relé de potencia direccional o relé de potencia inversa	70 Reóstato	
33 Interruptor de posición	71 Interruptor de nivel de líquido	
34 Dispositivo de secuencia maestra	72 Disyuntor de CC	
35 Dispositivo de cortocircuito de anillo colector o de funcionamiento con escobillas	73 Contactador de resistencia de carga	
36 Dispositivos de polarización o voltaje polarizador	74 Relé de alarma	
37 Relé de subcorriente o subpotencia	75 Mecanismo de cambio de posición	
38 Dispositivo de protección de cojinetes	76 Relé de sobrecorriente de CC	
39 Monitor de condición mecánica	77 Dispositivo de telemetría	
40 Relé de campo (sobrexcitación/subexcitación)	Relé de medición de ángulo de fase	
	78 o relé "fuera de sincronismo"	
		Monitor de circuito de disparo TCM

Se pueden utilizar letras o números 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 indicar una “conexión a tierra” o un “generador”.

Además de los sufijos N y G, a veces se añaden otros sufijos para indicar con detalle la aplicación de la protección. 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);
- Estator S (por ejemplo, estator de sobrecorriente 51S);
- Protección del motor LR contra rotor bloqueado en funcionamiento (51LR);
- BF falló al abrir el disyuntor 50 BF (BF = fallo del disyuntor);
- 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 asociado a la protección de sobrecorriente (51) indica que hay control de tensión o restricción de tensión (51V);
- t indica que la protección está temporizada (por ejemplo, 50t, protección contra cortocircuito por sobrecorriente con retardo añadido).

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

- protecciones de zona (por ejemplo diferenciales o con impedancia);
- protecciones de la máquina (por ejemplo, potencia inversa);
- protecciones selectivas (por ejemplo, sobrecorriente);
- protecciones selectivas (por ejemplo, subtensión, frecuencia);
- protecciones de apoyo (por ejemplo fusibles, sobrecorriente, subtensión);
- protecciones de interfaz (por ejemplo, protecciones contra subtensión; sub/sobretensión y tasa de cambio de frecuencia; sobrecorriente para desconexión entre la red de la planta y la red de servicios públicos);
- protecciones para realizar automatismos (por ejemplo comprobación de sincronismo).

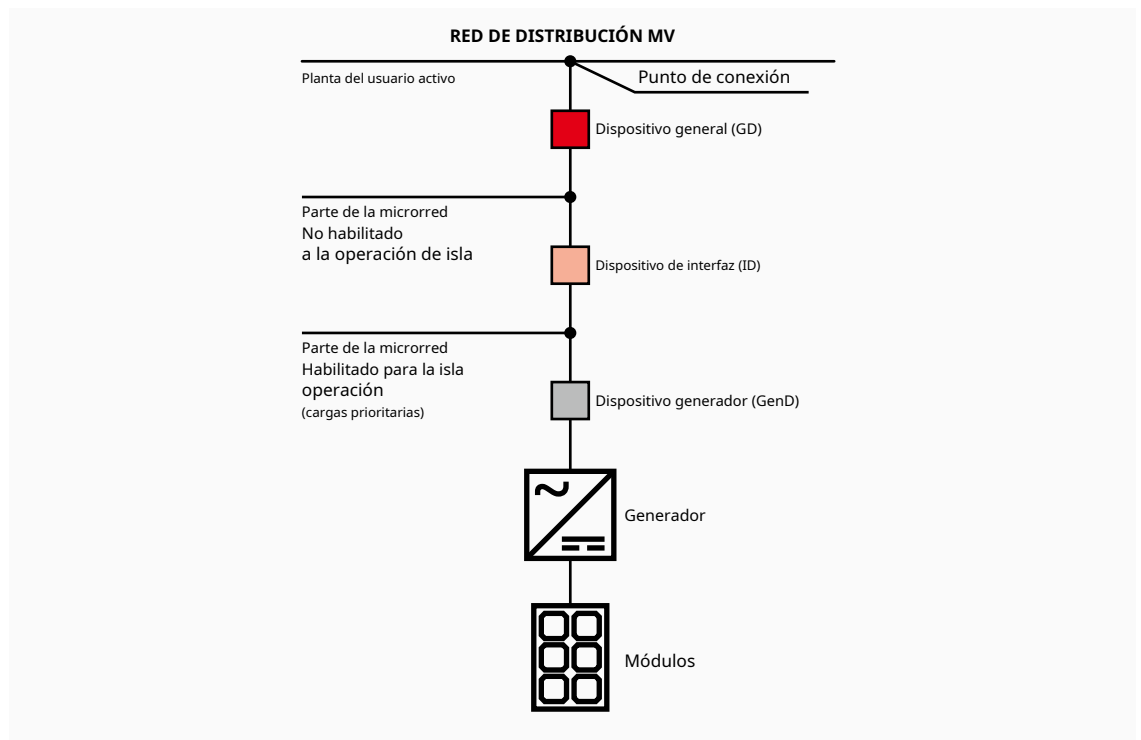
Una planta de producción fotovoltaica conectada a la red de media tensión debe estar provista de: Los dispositivos Los requisitos que se deben cumplir cuando un sistema de producción fotovoltaica está conectado a la red son:

- Dispositivo General (GD), colocado inmediatamente aguas abajo del punto de conexión y capaz de desconectar toda la instalación del Usuario de la red de distribución. El GD puede realizarse utilizando un interruptor automático de MT tripolar, versión extraíble, equipado con relé de apertura de derivación o un interruptor automático de MT tripolar, equipado con relé de apertura de derivación e interruptor seccionador de MT tripolar instalado en el lado de alimentación del mismo interruptor automático;
- Dispositivo de Interfaz (ID), capaz de asegurar tanto la desconexión de parte de la planta del Usuario (generadores y eventualmente cargas prioritarias), permitiendo así que las cargas trabajen en modo isla, como también el funcionamiento conectado a la red;
- Dispositivo Generador (GenD), capaz de excluir de la red únicamente las unidades generadoras, por separado. En el caso de unidades generadoras de BT, el GenD puede consistir en un disyuntor automático.

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

Figura 54

por ejemplo de protección
implementado en el
protección general

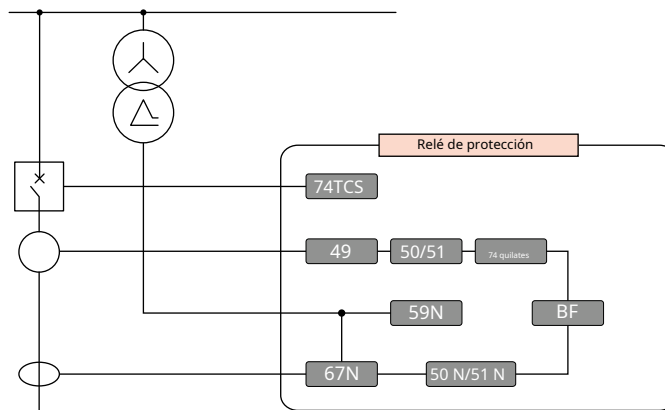


De acuerdo con los requisitos anteriores, los siguientes relés se configurarán con las funciones de protección relacionadas.

- sistema de protección general: proteger la red de MT y sus clientes conectados en caso de fallas en la planta fotovoltaica es una tarea del sistema de protección general;

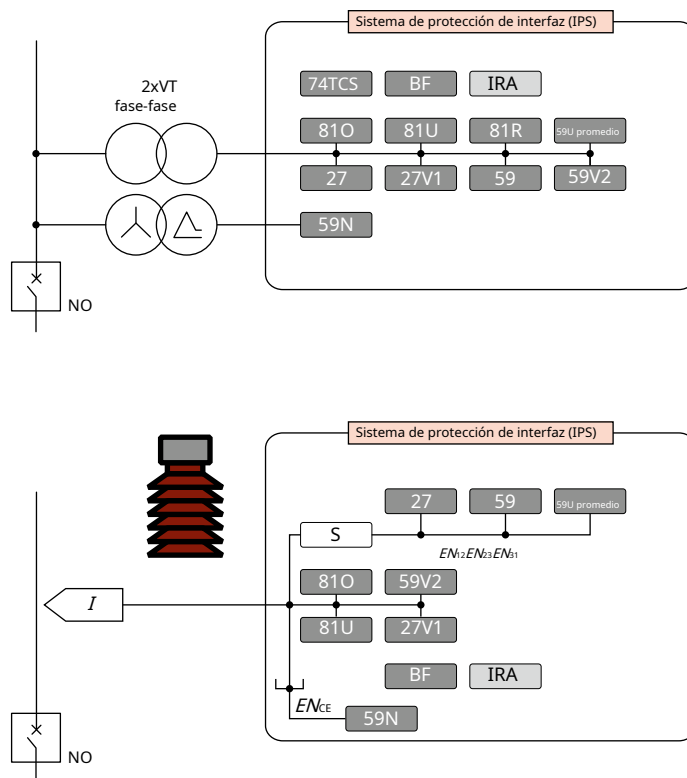
Figura 55

por ejemplo de protección
implementado en el
protección general



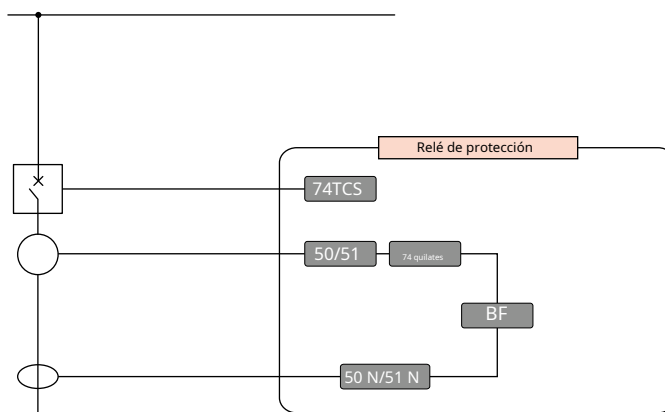
- Sistema de Protección de Interfaz (IPS) (por ejemplo, protección contra subtensión; sub/sobrefrecuencia y tasa de cambio de frecuencia; sobrecorriente para desconexión entre la red de la planta y la red de servicios públicos): proteger la planta fotovoltaica en caso de fallas en la red de media tensión y desconectar la planta fotovoltaica de la red en caso de solicitud de DSO son funciones del Sistema de Protección de Interfaz;

Figura 56
por ejemplo de protección
implementado
En la interfaz
Sistema de protección



En caso de que el sistema fotovoltaico esté diseñado con más de un transformador MT/BT, los relés de protección del transformador/línea se deberán configurar con las funciones de protección relacionadas.

Figura 57
por ejemplo de protección
implementado en el
transformador/línea



4.8 Filosofía de la configuración de protección

Los objetivos del sistema de protección son:

- limitar los daños a las personas y a la planta;
- garantizar la máxima continuidad del servicio de la planta no afectada por averías;
- activar los automatismos previstos.

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

- Dependencia: puede ser requerido para funcionar después de un período corto o largo desde su instalación. En cualquier caso, debe funcionar cuando se le requiere;
- seguridad: no debe funcionar cuando no es necesario (no debe funcionar durante transitorios), debe admitir las distintas condiciones de servicio y activar los automatismos previstos;
- selectividad: deberá operar sólo y cuando sea necesario, garantizando la máxima continuidad del servicio con la mínima desconexión de la red; la selectividad podrá ser:
 - Selectividad temporal: el tipo de selectividad temporal se obtiene graduando los tiempos de actuación de las protecciones (discriminación temporal o selectividad temporal) de forma que el relé más cercano a la falta dispare en un tiempo menor respecto a los más alejados.
 - Selectividad de corriente: el tipo de selectividad de corriente se obtiene graduando el umbral de disparo de las protecciones a valores de corriente superiores a los que pueden involucrar las protecciones del lado de la carga (discriminación de corriente o selectividad de corriente).
 - Selectividad de protección diferencial y 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 zona, es un criterio de selectividad que se ha introducido recientemente con la aparición de las protecciones digitales. Este criterio de selectividad se puede aplicar tanto a las protecciones de sobrecorriente que identifican faltas de fase como a las protecciones de sobrecorriente que identifican faltas a tierra.
- velocidad: representada por el tiempo mínimo de falla;
- simplicidad: medida por el número de equipos necesarios para proteger la red;
- economía: se evalúa como el coste del sistema de protección en relación con el coste del mal funcionamiento.

Un sistema de protección es siempre el conjunto de:

- los transformadores de medida (TT y/o TC)
- los relés con ajustes adecuados.

La selección del tipo de carcasa de protección se realizará en base a:

- Código y estándares de red;
- riesgo aceptable (consecuencias de la falla);
- corrientes de cortocircuito (máxima y mínima);
- condición de neutral;
- presencia de autoproducción en planta;
- coordinación con el sistema existente;
- coordinación con la protección de la red establecida por los DSO (Operadores del Sistema de Distribución);
- configuraciones y criterios de funcionamiento de la red;
- prácticas.

El objetivo es conseguir el mejor compromiso técnico y económico que permita una protección adecuada contra "averías" con probabilidad "significativa" y verificar que la inversión sea proporcional a la importancia de la planta.

En todo caso, para la selección de la protección se deberá verificar el código de red nacional y se deberá implementar la recomendación del código de red.

Protección contra descargas eléctricas, puesta a tierra y protección contra contactos indirectos.

5.1 Protección contra descargas eléctricas - contacto directo

5.2 Protección contra el contacto indirecto

5.2.1 Puesta a tierra

5.2.2 Configuraciones de puesta a tierra de una arquitectura de conjunto fotovoltaico

5.2.2.1 Circuitos de CC no conectados a tierra

5.2.2.2 Circuitos de CC de dos cables con puesta a tierra de alta resistencia óhmica

5.2.2.3 Circuitos de CC de dos cables conectados a tierra funcionalmente

5.2.2.4 Circuitos de CC bipolares puestos a tierra

5.2.3 Protección contra los efectos de fallas de aislamiento

5.2.4 Plantas con Aislamiento Galvánico - Plantas con transformador

5.2.4.1 Partes conductoras expuestas aguas arriba (generador fotovoltaico) lado) el punto de aislamiento galvánico de la instalación

5.2.4.2 Partes conductoras expuestas aguas abajo (lado de carga) el punto de aislamiento galvánico de la instalación

5.2.5 Plantas sin Aislamiento Galvánico -

Plantas sin transformador

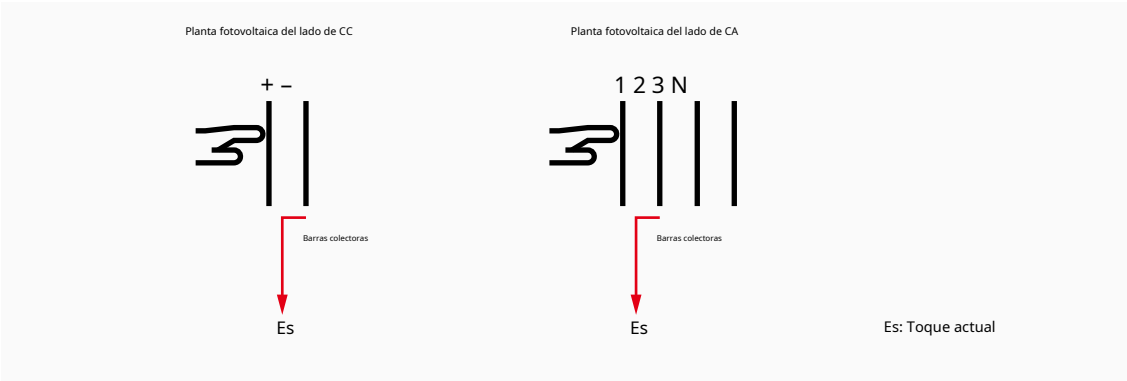
5.2.6 Corriente de fuga capacitiva

Protección contra descargas eléctricas, puesta a tierra y protección contra contactos indirectos.

5.1 Protección contra descargas eléctricas - contacto directo

El contacto directo se define como un evento provocado cuando una persona entra en contacto con un conductor activo de la instalación eléctrica.

Figura 58
Contacto directo
representación



Para la protección contra descargas eléctricas, de acuerdo con la norma IEC 60364-7-712, en el lado de CC de la planta fotovoltaica, se deberá utilizar una de las siguientes medidas de protección:

- aislamiento doble o reforzado;
- tensión extra baja.

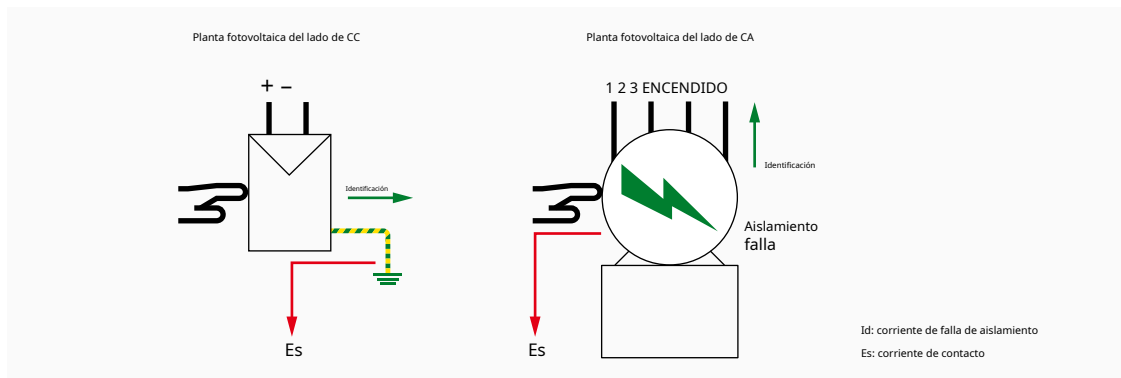
En la instalación fotovoltaica conectada a la red, teniendo en cuenta la tensión nominal del generador fotovoltaico, normalmente la medida de protección utilizada contra descargas eléctricas es el aislamiento doble o reforzado.²¹ entonces, todos los equipos utilizados en el lado de CC hasta los terminales del inversor (por ejemplo, módulos fotovoltaicos, cajas de conexión, cables, etc.) deben ser de clase II o aislamiento equivalente de acuerdo con IEC 61140 "Protección contra descargas eléctricas – Aspectos comunes para instalaciones y equipos". La protección de contacto directo es independiente de la conexión a tierra del sistema.

21
De acuerdo a
IEC 60364-7-712 Fotovoltaica
módulos, sistema de cableado
utilizado en el lado de CC
deberá ser de clase II o
aislamiento equivalente;
La norma IEC 60364-7-712 no excluye
el uso de módulos fotovoltaicos de
clase de seguridad I.

5.2 Protección contra el contacto indirecto

El contacto indirecto se define como un evento provocado por una persona que entra en contacto con una pieza conductora expuesta. Es el resultado de una falla de aislamiento que crea un flujo de corriente de falla.

Figura 59
Contacto indirecto
representación



El mundo de las instalaciones eléctricas no siempre es sencillo: se puede dividir en dos áreas en lo que respecta a las normas eléctricas: los países IEC y los países NEC.

IEC 60364 es una colección de documentos que definen principios fundamentales, prácticas y requisitos de rendimiento que reflejan el concepto europeo de sistemas de cableado y distribución.

El NEC (Código Eléctrico Nacional) es un conjunto de reglas específicas destinadas a ser utilizadas para el diseño, la instalación y la aplicación uniforme de instalaciones de sistemas eléctricos basadas en principios y prácticas de América del Norte.

Para garantizar la seguridad de las personas, el ganado y los bienes frente a los peligros y daños que puedan surgir del uso razonable de las instalaciones eléctricas, la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) ha elaborado la norma IEC 60364. La norma identifica tres características diferentes del sistema de distribución:

- tipos de puesta a tierra del sistema;
 - tipos de sistemas de puesta a tierra de las partes conductoras expuestas de los equipos eléctricos;
 - características de los dispositivos de protección (dispositivos de disparo y alarma).
- Como resultado se identifican las siguientes características para el tipo de sistema de distribución:
- tipo y número de conductores activos del sistema²²;
 - tipo de puesta a tierra del sistema.

La medida de protección exige siempre la coordinación entre los tipos de puesta a tierra del sistema y los tipos de dispositivos de protección.

La norma IEC 60364 especifica un "código de dos letras" para identificar el tipo de conexión a tierra. El "código de dos letras" se basa en la conexión a tierra del lado de la fuente y del lado del dispositivo. La primera letra indica cómo se realiza la conexión a tierra en el lado de la fuente (generador/transformador); la segunda letra indica cómo se realiza la conexión a tierra en el lado del dispositivo. Las letras utilizadas son las siguientes:

- "T": significa conexión directa de un punto a tierra;
- "I": significa que ningún punto está conectado a Tierra o está conectado mediante alta impedancia;
- "N": significa que hay conexión directa al neutro en la fuente de la instalación que a su vez está conectado a tierra.

Una letra posterior a los "Códigos de dos letras" identifica la disposición de los conductores neutros y protectores.

Las letras utilizadas son las siguientes:

- "S": función protectora proporcionada por un conductor separado del neutro o del conductor de línea puesta a tierra (o en sistemas de corriente alterna, fase puesta a tierra);
- "C": funciones de neutro y protección combinadas en un único conductor (conductor PEN). La norma IEC 60364-5-54 define tres esquemas principales de sistemas de puesta a tierra normalizados:
- Sistema TT (neutro puesto a tierra - la fuente y la carga están conectadas a tierra por separado): en la instalación, todas las partes expuestas y conductoras extrañas están conectadas a un electrodo de tierra separado;

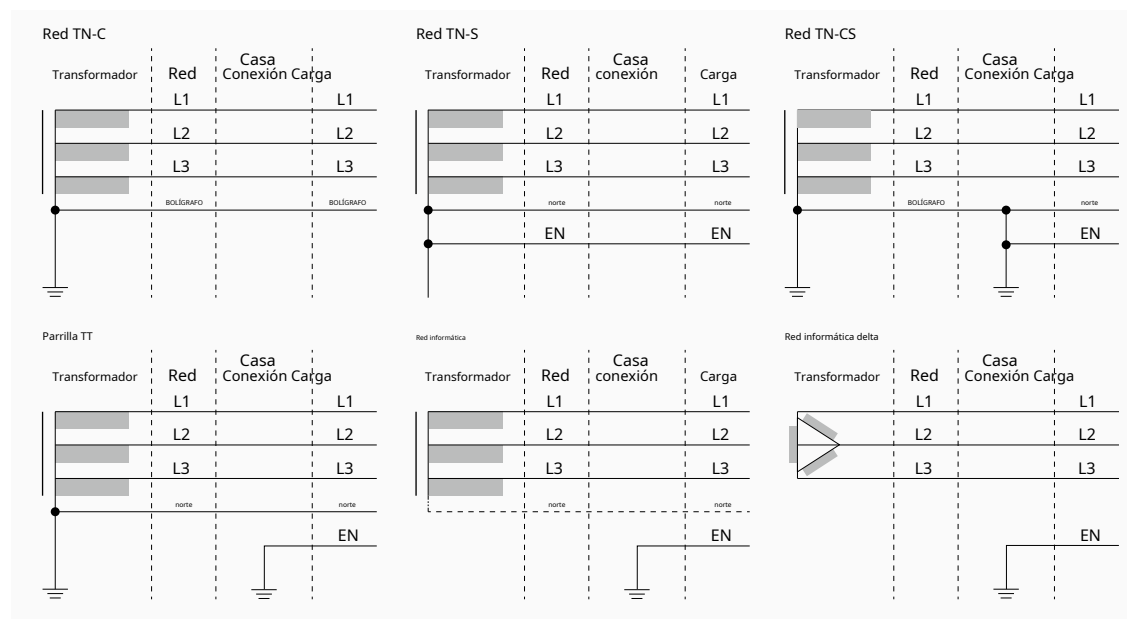
22
IEC 60364 indica el siguiente conductor acuerdo:
monofásico de 2 hilos;
monofásico de 3 hilos;
bifásico, 3 hilos;
trifásico 3 hilos;
trifásico de 4 hilos.
NEC indica la siguiente conductor arreglo y
Sistema de instalación:
monofásico de 2 hilos;
monofásico de 3 hilos
(fase dividida),
trifásico de 4 hilos
Sistema delta;
trifásico de 4 hilos
Sistema Y;
trifásico de 4 hilos
Sistema Delta Hi-Leg.

- Sistemas TN (el neutro se conecta a tierra únicamente en el lado del transformador); partes conductoras expuestas conectadas al neutro); en la instalación, todas las partes conductoras expuestas y ajenas se conectan al conductor neutro. A continuación se indican las distintas versiones de los sistemas TN:
 - Sistema TN-C: el conductor neutro se utiliza también como conductor de protección y se denomina conductor PEN (Protective Earth and Neutral); este tipo de sistema no está permitido en caso de conductores de menos de 10 mm² para equipos portátiles²³.
 - Sistema TN-S: el conductor de protección y el conductor neutro están separados. El sistema TN-S es obligatorio en el caso de circuitos con secciones transversales inferiores a 10 mm² para equipos portátiles²⁴.
 - Sistema TN-CS: Los sistemas TN-C y TN-S pueden utilizarse en una misma instalación. En el sistema TN-CS, el sistema TN-C (4 hilos) nunca debe utilizarse aguas abajo del sistema TN-S (5 hilos).
- Sistema IT (neutro aislado o puesto a tierra por impedancia)
 - Sistema informático (neutral aislado)
 - Sistema IT (impedancia-neutro puesto a tierra)

—
23
En el sistema TN-C la interrupción/ruptura de El conductor neutro Está prohibido.

—
24
En el sistema TN-S el conductor neutro Podría ser interrumpido; El conductor de protección no pudo ser interrumpido.

Figura 60
Configuración de la red



5.2.1 Puesta a tierra

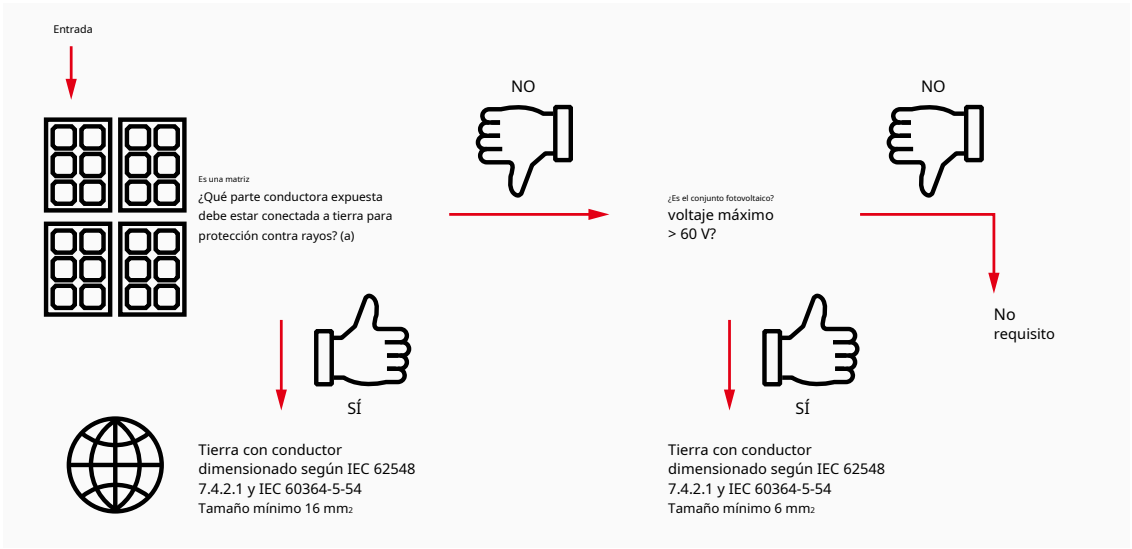
El concepto de puesta a tierra aplicado a un sistema fotovoltaico (FV) puede involucrar tanto las partes conductoras expuestas (por ejemplo, el marco metálico de los módulos FV) como las partes activas del sistema FV (por ejemplo, las celdas).

De acuerdo con la norma IEC 62548, podrían darse las siguientes opciones de conexión a tierra o unión de partes de conjuntos fotovoltaicos:

- Puesta a tierra para protección contra rayos: este tipo de puesta a tierra se analizará en el apartado 7;
- Conexión equipotencial para evitar potenciales desiguales en una instalación;
- Puesta a tierra funcional de partes conductoras que no transportan corriente: en este caso, la puesta a tierra o unión de las partes conductoras expuestas del conjunto fotovoltaico (por ejemplo, el marco metálico de los paneles) se debe realizar de acuerdo con los requisitos del diagrama de flujo (Figura 61); para realizar la puesta a tierra en el campo, consulte la norma IEC 62305-3.
- Puesta a tierra funcional de un poste de un conjunto fotovoltaico: las arquitecturas de conjuntos fotovoltaicos con puesta a tierra funcional se describen en el párrafo 5.2.2.

Figura 61

Puesta a tierra funcional de partes conductoras que son diagramas de flujo de decisiones que no llevan corriente.



Un sistema fotovoltaico puede conectarse a tierra solo si está separado galvánicamente (por ejemplo, mediante un transformador) de la red eléctrica mediante un transformador. Un sistema fotovoltaico aislado puede parecer aparentemente más seguro para las personas que tocan una parte activa; de hecho, la resistencia de aislamiento a tierra de las partes activas no es infinita y, en ese caso, una persona puede ser atravesada por una corriente que regresa a través de dicha resistencia. Dicha corriente aumenta a medida que aumenta la tensión a tierra de la planta y el tamaño de la misma, porque la resistencia de aislamiento a tierra disminuye. Además, la descomposición fisiológica de los aisladores, debido al paso del tiempo y la presencia de humedad, reduce la propia resistencia de aislamiento. En consecuencia, en plantas muy grandes, la corriente que fluye a través de una persona que toca la parte activa puede causar electrocución y, por lo tanto, la ventaja de los sistemas aislados sobre los sistemas conectados a tierra existe solo en el caso de plantas pequeñas.

5.2.2 Configuraciones de puesta a tierra de una arquitectura de conjunto fotovoltaico

Para determinar la arquitectura del sistema de puesta a tierra del lado de CC, se deben tener en cuenta los requisitos de los fabricantes de módulos fotovoltaicos e inversores. Como se mencionó anteriormente, un sistema fotovoltaico solo se puede poner a tierra si está separado galvánicamente de la red eléctrica.

5.2.2.1 Circuitos de CC no conectados a tierra

Si el inversor y el transformador no proporcionan un aislamiento o una separación simple del sistema de CA conectado a tierra, se requieren circuitos de CC sin conexión a tierra.²⁵ Los sistemas fotovoltaicos con generadores de CC no conectados a tierra ofrecen una protección robusta contra fallas a tierra cuando están provistos de un sistema de detección de resistencia de aislamiento y/o de un sistema de monitoreo de corriente residual. En caso de falla en cualquier cable de CC del generador, se genera la conexión a tierra del generador en el punto de falla y los generadores de CC pasan del estado flotante al estado con referencia a tierra. Por lo general, el generador fotovoltaico se encuentra en la clase de seguridad II,²⁶ y luego la primera falla no crea un circuito cerrado para la corriente de falla.

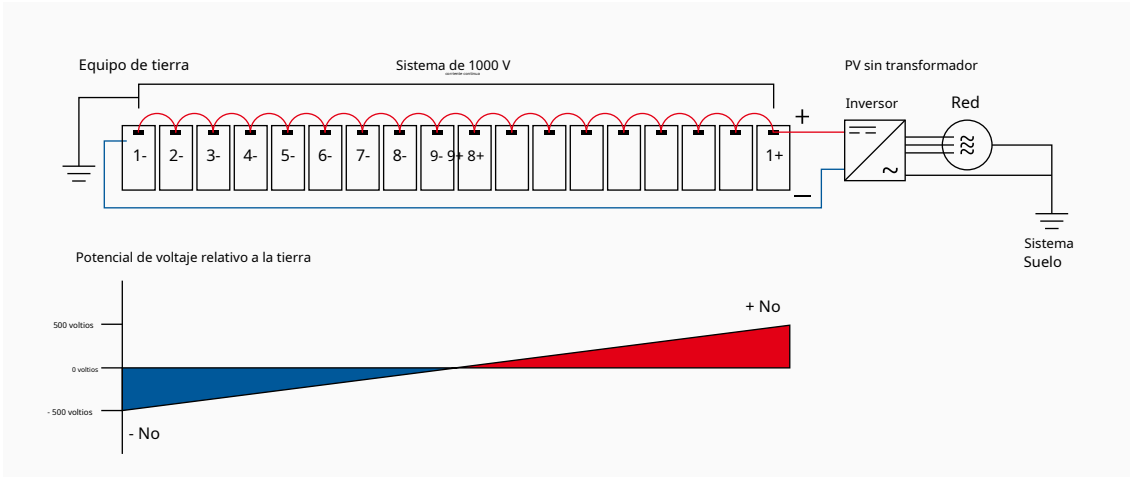


Figura 62

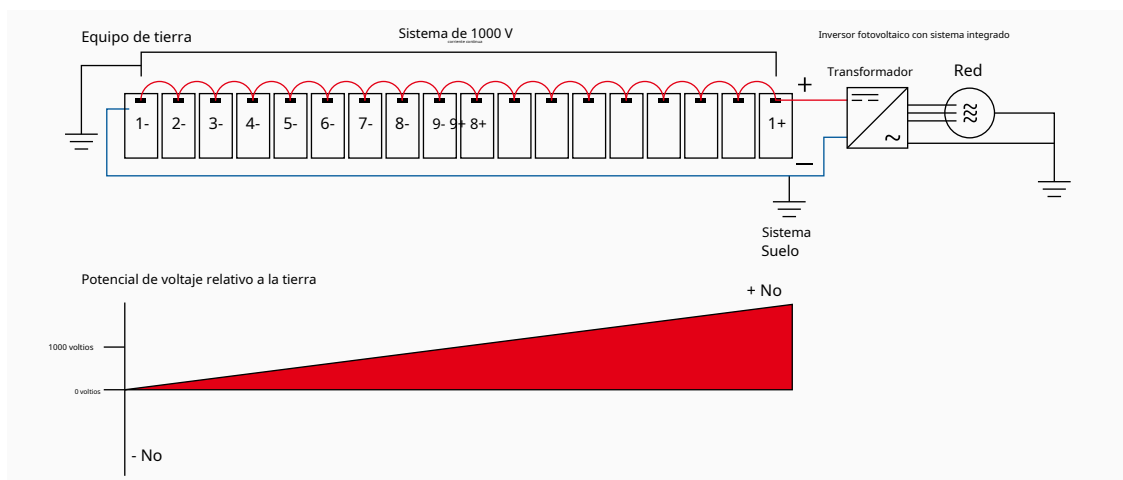
Desenterrado /
Circuito de CC sin conexión a tierra

5.2.2.2 Circuitos de CC de dos cables con puesta a tierra de alta resistencia óhmica

Este tipo de La arquitectura del sistema de puesta a tierra se utiliza en el sistema fotovoltaico donde se requiere una tensión de referencia a tierra para evitar el mecanismo de degradación de los módulos fotovoltaicos (por ejemplo, se requiere la puesta a tierra del polo negativo de los conjuntos fotovoltaicos para evitar la degradación inducida por potencial (PID) en módulos cristalinos de tipo p). La puesta a tierra del polo del conjunto se logra utilizando una impedancia. El valor de la impedancia se establece para limitar la corriente de falla (por ejemplo, 300 mA); en caso de una falla grave, la impedancia se apaga, el polo conectado a tierra se desconecta y la puesta a tierra del conjunto se conmuta en el punto de falla: el sistema de protección da una señal de alarma después de que explota la resistencia. Este tipo de comportamiento de trabajo reduce las corrientes que provocan arcos eléctricos e incendios que pueden ocurrir con los sistemas conectados a tierra. Este tipo de configuración solo se permite con inversores con transformador integrado: IEC 60364-7-712 requiere una separación o aislamiento simple en el inversor o en el lado de CA.

En cualquier caso, la compatibilidad de esta configuración con el inversor deberá verificarse con el fabricante del inversor.

Figura 63
Conectado a tierra
circuitos de corriente continua de dos cables
(polo negativo)



5.2.2.3 Circuitos de CC de dos cables conectados a tierra funcionalmente

La conexión a tierra de uno de los conductores del conjunto fotovoltaico por razones funcionales se permite a través de conexiones internas inherentes al inversor u otro dispositivo de protección contra fallas a tierra si está diseñado y calificado para esta configuración. El conjunto de CC conectado a tierra funcionalmente se utiliza en el sistema fotovoltaico cuando se requiere una tensión de referencia a tierra para evitar el mecanismo de degradación de los módulos fotovoltaicos (por ejemplo, se requiere la conexión a tierra del polo negativo de los conjuntos fotovoltaicos para evitar la degradación inducida por potencial (PID) en módulos cristalinos de tipo p). Este tipo de configuración solo está permitida con inversores con transformador integrado: la norma IEC 60364-7-712 exige una separación o aislamiento sencillo en el inversor o en el lado de CA. En cualquier caso, la compatibilidad de esta configuración con el inversor debe verificarse con el fabricante del inversor.

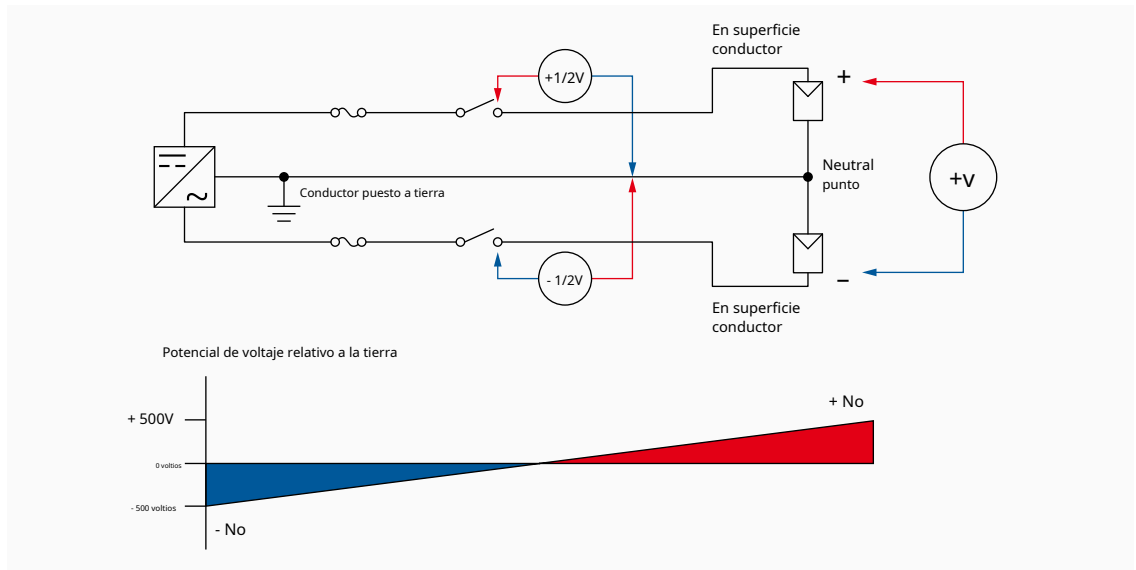
5.2.2.4 Circuitos de CC bipolares puestos a tierra

Este tipo de arquitectura del sistema de puesta a tierra está indicada en la norma NEC 690.41 y no en la especificación técnica IEC TS 62738; se utiliza cuando:

- el inversor requiere que la tensión de referencia a tierra se fije en el centro de la cadena (toma central);
- el voltaje operativo del inversor es mayor que el voltaje máximo del sistema de los módulos fotovoltaicos; con la toma central, el voltaje de referencia a tierra se fija en el centro de la cadena y, entonces, el voltaje operativo del sistema fotovoltaico podría ser al menos 2 veces el voltaje máximo del sistema del módulo.

La puesta a tierra de la toma central se consigue mediante una impedancia o con puesta a tierra directa.

Figura 64
Conectado a tierra
circuitos bipolares de corriente continua



5.2.3 Protección contra los efectos de fallas de aislamiento

La norma IEC 61215-2 exige que, para un módulo fotovoltaico, la resistencia mínima de aislamiento sea $40 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$; el área de un módulo fotovoltaico de 60 células monocristalinas de 6" es de aproximadamente $1,62 \text{ m}^2$ y luego la resistencia de aislamiento mínima de este módulo es de alrededor de $25 \text{ M}\Omega$.

En una planta fotovoltaica, las resistencias de aislamiento de n módulos fotovoltaicos conectados al mismo inversor forman una conexión en paralelo con respecto a tierra y, por lo tanto, pueden sumarse 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 fotovoltaicos que componen el campo fotovoltaico son del mismo tipo, la resistencia global de la planta fotovoltaica frente a tierra se podría calcular de la siguiente manera:

Ecuación 47

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

Dónde:

n es el número de módulos que componen el campo fotovoltaico.

Según este estudio, los campos fotovoltaicos con un gran número de módulos fotovoltaicos conectados tienen valores de resistencia de aislamiento medidos más bajos que los campos fotovoltaicos más pequeños (por ejemplo, sistemas residenciales). Las corrientes de fuga más altas, relacionadas con los valores bajos de resistencia de aislamiento, aumentan el riesgo de descarga eléctrica para el personal.

Durante el diseño del campo fotovoltaico, el ingeniero de diseño debe considerar los valores de resistencia de aislamiento para definir el tamaño máximo de los conjuntos conectados a una sola barra colectora de CC del inversor.

La norma IEC 62548 exige medidas de protección para fallas de aislamiento de CC que se aplican a plantas de energía fotovoltaica. Según las configuraciones de conexión a tierra de una arquitectura de matriz fotovoltaica, las medidas de protección (detección/medición, acción en caso de falla e indicación en caso de falla) se deben seleccionar adecuadamente de acuerdo con la norma IEC 62548.

5.2.4 Plantas con Aislamiento Galvánico - Plantas con transformador

Las plantas fotovoltaicas con aislamiento galvánico del lado de CC de la red eléctrica se pueden conectar a tierra funcionalmente; el generador fotovoltaico (lado de CC) se puede aislar o conectar a tierra, como se describe anteriormente en el párrafo 5.2.2, como protección contra contactos indirectos.

Es importante diferenciar entre:

- partes conductoras expuestas aguas arriba del punto de aislamiento galvánico de la instalación;
- partes conductoras expuestas 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 producida por la planta fotovoltaica.

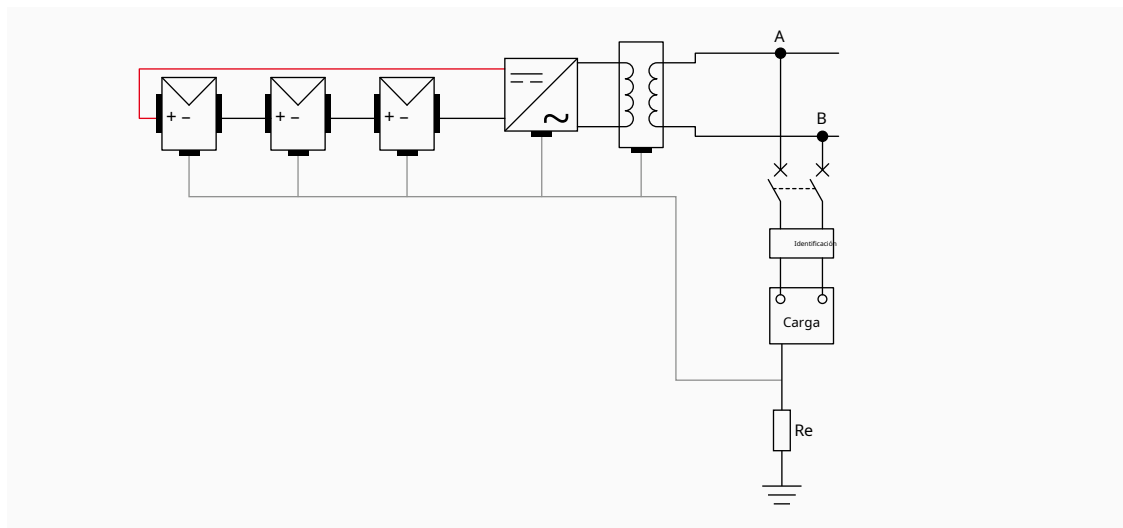
5.2.4.1 Partes conductoras expuestas aguas arriba (lado del generador fotovoltaico) del aislamiento galvánico punto de la instalación

Plantas con generador fotovoltaico aislado

En el caso de plantas con generador fotovoltaico aislado, las partes activas del sistema fotovoltaico están aisladas y las partes conductoras expuestas (por ejemplo, la estructura metálica de los módulos fotovoltaicos) están conectadas a tierra. El esquema del sistema de conexión a tierra en el lado de CC es IT.

Figura 65

En las plantas con un generador fotovoltaico aislado, las partes activas del sistema fotovoltaico están aisladas y expuestas. partes conductoras (por ejemplo, el marco metálico de los módulos fotovoltaicos) están conectados a tierra



Por razones de seguridad, el sistema de puesta a tierra de la instalación fotovoltaica resulta ser común al del consumidor. Sin embargo, para que el controlador de aislamiento (resistencia de aislamiento a tierra de un campo fotovoltaico) del inversor funcione correctamente y controle el generador fotovoltaico, es necesario que los bastidores y/o las estructuras de soporte de los módulos (incluso si son de clase II) estén conectados a tierra.

De acuerdo con la norma IEC 60364-6, la resistencia de puesta a tierra (R_y) de las partes conductoras expuestas debe cumplir la siguiente condición:

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

Dónde:

- I_d es la corriente de primera falla a tierra, que no se conoce de antemano, pero que generalmente es muy baja en plantas de pequeño tamaño;
- R_y es la resistencia de puesta a tierra de la planta consumidora, que se define para una falla en la red.

En caso de doble falla, de acuerdo con la norma IEC 60364-6, la tensión de las partes conductoras expuestas interconectadas será inferior a:

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

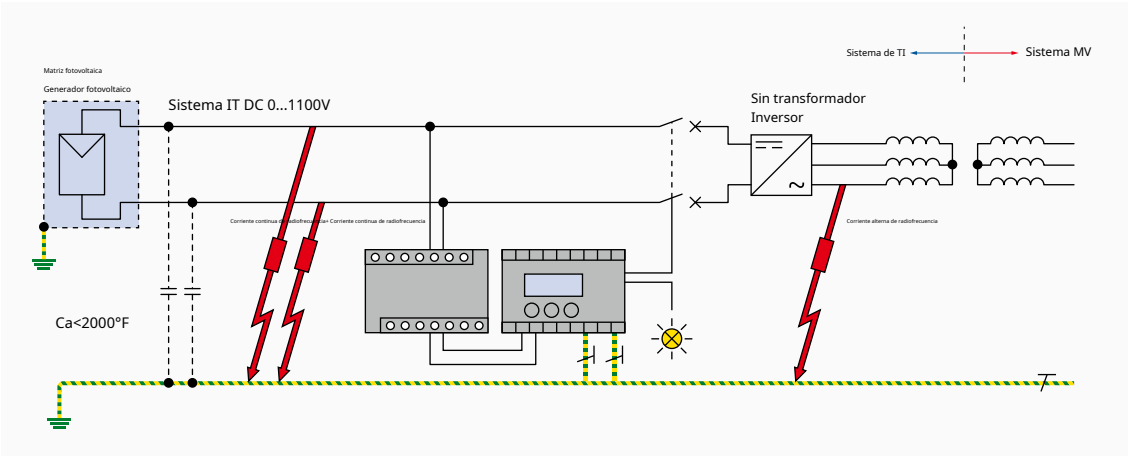
Dónde:

- I_{sc} es la corriente de los módulos involucrados en cortocircuito;
- R_{eqp} La resistencia del conductor que interconecta las partes conductoras expuestas se ve afectada por la falla.

Por ejemplo, si $R_{eqp} = 1\Omega$ (valor aproximado por exceso) entonces I_{sc} no debe exceder 120 A lo que es habitual en plantas de pequeño tamaño, por lo que la tensión de contacto efectiva en caso de un segundo fallo a tierra no resulta peligrosa.

Por el contrario, en plantas de gran tamaño es necesario reducir a límites aceptables la posibilidad de que se produzca un segundo fallo a tierra, eliminando el primer fallo a tierra detectado por un controlador de vigilancia de la resistencia de aislamiento (ya sea interno al inversor según IEC 62109-2 o externo).

Figura 66
controlador de vigilancia de
aislamiento



De acuerdo con la norma IEC 62548, se deberá proporcionar un medio para medir la resistencia de aislamiento del conjunto fotovoltaico a tierra:

- inmediatamente antes de que comience la operación;
- y al menos una vez cada 24 h.

La resistencia de aislamiento del conjunto fotovoltaico a tierra se puede medir de la siguiente manera:

- un dispositivo de medición de aislamiento de acuerdo con la norma IEC 61557-2;
- o un dispositivo de monitorización de aislamiento (IMD) de acuerdo con IEC 61557-8.

Los valores umbral mínimos para la detección dependen de la dimensión del campo fotovoltaico (consulte la Tabla 1 – IEC 62548)

Tabla 1

Dimensión del campo fotovoltaico [kW]	R _{límite} [kΩ]
Dimensión del campo fotovoltaico <20 kW	30
20 kW< dimensión del campo fotovoltaico<30 kW	20
30 kW< Dimensión del campo fotovoltaico<50 kW	15
50 kW< Dimensión del campo fotovoltaico<100 kW	10
100 kW< dimensión del campo fotovoltaico<200 kW	7
200 kW< dimensión del campo fotovoltaico<400 kW	4
400 kW< Dimensión del campo fotovoltaico<500 kW	2
Dimensiones del campo fotovoltaico >500 kW	1

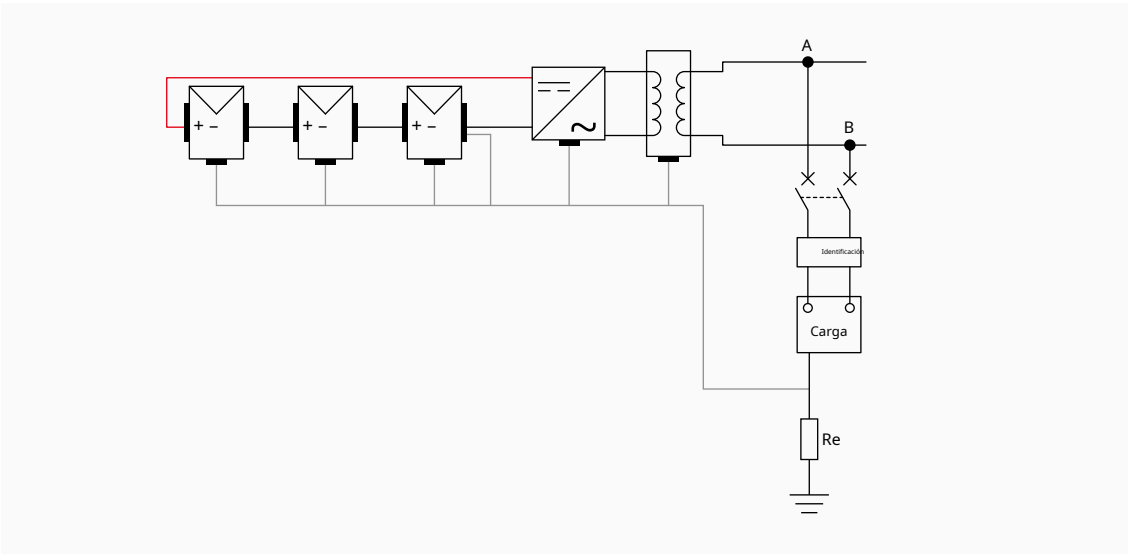
En todos los casos de falla de aislamiento, las mediciones de R pueden continuar, la indicación de falla puede detenerse y el sistema puede reanudar el funcionamiento normal solo en caso de que R se haya recuperado a un valor superior al límite indicado en la Tabla 1.

—
27
En caso de sistema de alto voltaje (>1000 V) En el lado de CC, es recomendable utilizar circuitos de CC sin conexión a tierra.

—
Figura 67
plantas con una funcionalmente conectado a tierra
Generador fotovoltaico, en vivo
Partes del PV sistema y expuesto partes conductoras
(por ejemplo, el marco metálico de los módulos fotovoltaicos) están conectados a tierra

Planta con generador fotovoltaico conectado a tierra funcionalmente

En el caso de plantas con un generador fotovoltaico conectado a tierra funcionalmente, las partes activas del sistema fotovoltaico y las partes conductoras expuestas (por ejemplo, el marco metálico de los módulos fotovoltaicos) están conectadas a tierra.
El esquema del sistema de puesta a tierra en el lado de CC es TN₂₇.



En caso de producirse un defecto a tierra, se produce un cortocircuito como en los sistemas TN habituales, pero dicha corriente no puede ser detectada por los dispositivos de máxima corriente, ya que la característica de las plantas fotovoltaicas es la generación de corrientes de defecto con valores no muy superiores a la corriente nominal. Debido a esta diferencia entre las corrientes de defecto de las plantas fotovoltaicas y la corriente nominal, las grandes plantas fotovoltaicas que funcionan a tensiones en torno a los 1000 V se convertirán en plantas de alto riesgo.

De acuerdo con la norma IEC 62548, se deberá proporcionar un medio para monitorear la corriente de falla a tierra fotovoltaica mediante:

- sistema de monitoreo de corriente residual;
- medios de interrupción de falla a tierra.

La monitorización de la corriente residual se realizará siempre que el conjunto fotovoltaico esté conectado a una referencia de tierra con los medios de desconexión automática cerrados. Medirá la corriente residual RMS total (componentes de CA y CC). La monitorización de la corriente residual, en caso de avería, provocará una acción en caso de avería en un plazo de 0,3 s e indicará la avería cuando la corriente residual continua supere el valor límite.

El valor límite, de acuerdo con la norma IEC 62548, es:

- 300 mA para inversores con potencia de salida ≤ 30 kVA;
- 10 mA por kVA de potencia de salida nominal (en cualquier caso, al menos 5 A) para inversores con potencia de salida nominal > 30kVA.

La acción en caso de avería podría ser la desconexión de:

- el circuito de salida de cualquier circuito de salida conectado a tierra; o
- el conjunto fotovoltaico; o
- todos los polos de la parte defectuosa del conjunto fotovoltaico del inversor.

Esta funcionalidad de corriente residual puede ser proporcionada por un inversor (de acuerdo con IEC 62109-2).

El medio de interrupción de falla a tierra podría lograrse mediante un dispositivo que interrumpa automáticamente la corriente en el conductor de puesta a tierra funcional en caso de falla a tierra en el lado de CC. El dispositivo deberá estar diseñado para la tensión máxima del conjunto fotovoltaico y deberá tener una capacidad de corte nominal igual a la corriente de cortocircuito máxima del conjunto fotovoltaico. El dispositivo que permite interrumpir la falla a tierra deberá tener una corriente nominal que no exceda los valores indicados en la Tabla 2 (IEC 62548)

—
Tabla 2

Dimensión del campo fotovoltaico [kW]	R _{límite} [kΩ]
Dimensión del campo fotovoltaico <25 kW	1
25 kW< dimensión del campo fotovoltaico<50 kW	2
50 kW< Dimensión del campo fotovoltaico<100 kW	3
100 kW< dimensión del campo fotovoltaico<250 kW	4
Dimensiones del campo fotovoltaico >250 kW	5

5.2.4.2 Partes conductoras expuestas aguas abajo (lado de carga) del punto de aislamiento galvánico

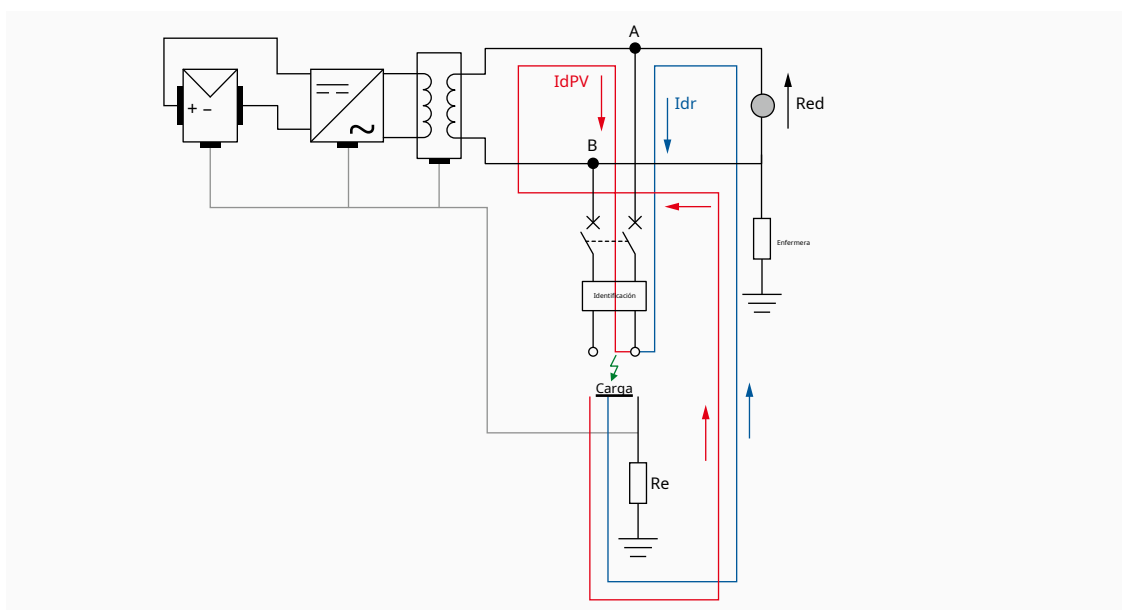
La instalación

La instalación de una planta fotovoltaica en el lado de CA generalmente está protegida a través de la desconexión automática del suministro que puede establecerse mediante una conexión eléctrica de protección combinada con un disyuntor en miniatura o un dispositivo de corriente residual de acuerdo con IEC 60364-4-41.

Red-consumidor con sistema de puesta a tierra TT y partes conductoras expuestas pertenecientes a la planta del consumidor

En un consumidor de red con sistema de puesta a tierra TT se requiere un interruptor diferencial como protección primaria contra fallas. El interruptor diferencial colocado al comienzo de la instalación del consumidor protege las partes conductoras expuestas pertenecientes a la instalación del consumidor contra las fallas suministradas tanto por la red como por el generador fotovoltaico.

Figura 68
consumidor de red
Sistema de tipo TT
protegido por un
interruptor diferencial
situado en el
comienzo de la
planta del consumidor;
El conductor expuesto
partes pertenecientes a la
planta del consumidor.

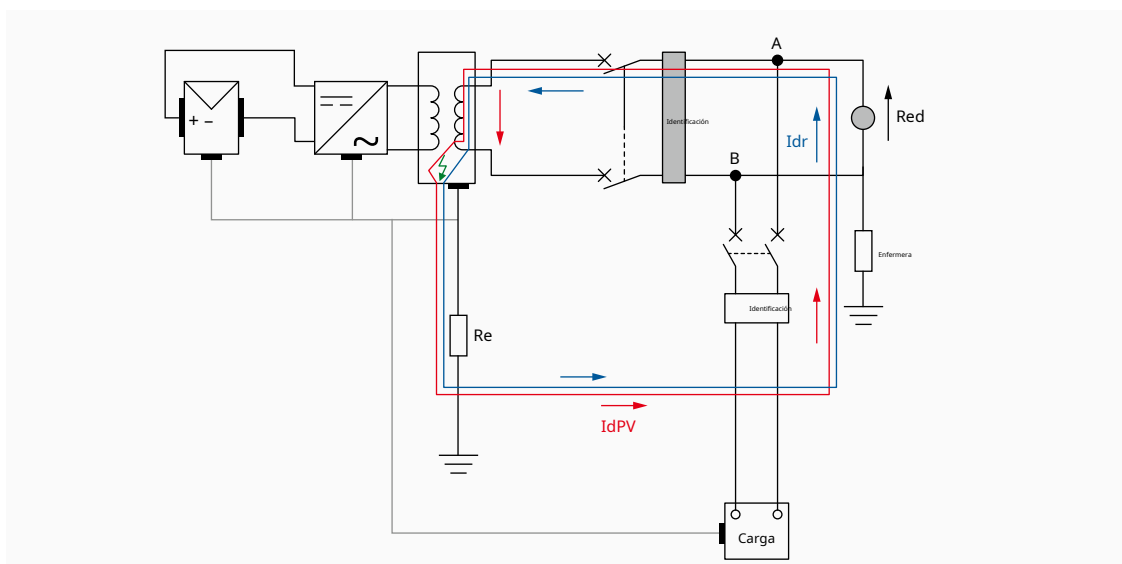


Red-consumidor con sistema de puesta a tierra TT y partes conductoras expuestas entre el punto paralelo AB y la red

En un consumidor de red con sistema de puesta a tierra TT se requiere un interruptor diferencial como protección primaria contra fallas. El interruptor diferencial ubicado al comienzo de la instalación del consumidor falla en caso de que haya partes conductoras expuestas entre el punto paralelo AB y la red.

Se deberá instalar un dispositivo de protección de corriente residual específicamente para proteger las partes conductoras expuestas entre el secundario del transformador y los disyuntores.

Figura 69
consumidor de red
Sistema de tipo TT
protegido por un
interruptor diferencial
situado en el
comienzo de la
planta del consumidor
y mediante un disyuntor
diferencial situado entre el
El secundario del transformador y
los disyuntores; los conductores
expuestos
partes entre el
punto paralelo AB
y la red.



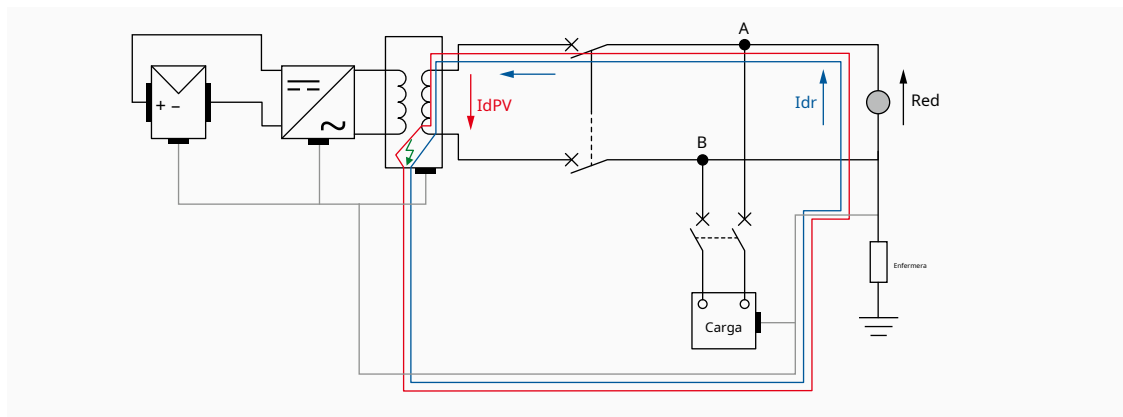
Red-consumidor con sistema de puesta a tierra TN y partes conductoras expuestas entre el punto paralelo AB y la red

En un consumidor de red con sistema de puesta a tierra TN, las corrientes residuales son mucho mayores que la corriente residual nominal del dispositivo diferencial. La corriente de defecto en el lado de CA provoca la actuación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente (disyuntores miniatura) en los tiempos prescritos en la Norma. En caso de partes conductoras expuestas entre el punto paralelo AB y la red, no se necesitan disyuntores diferenciales; los dispositivos de protección contra sobrecorriente (disyuntores miniatura) pueden garantizar la protección mediante desconexión automática si la corriente residual nominal está coordinada con la resistencia de tierra R_e , de conformidad con la relación habitual de los sistemas TT:

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

Ecuación 50

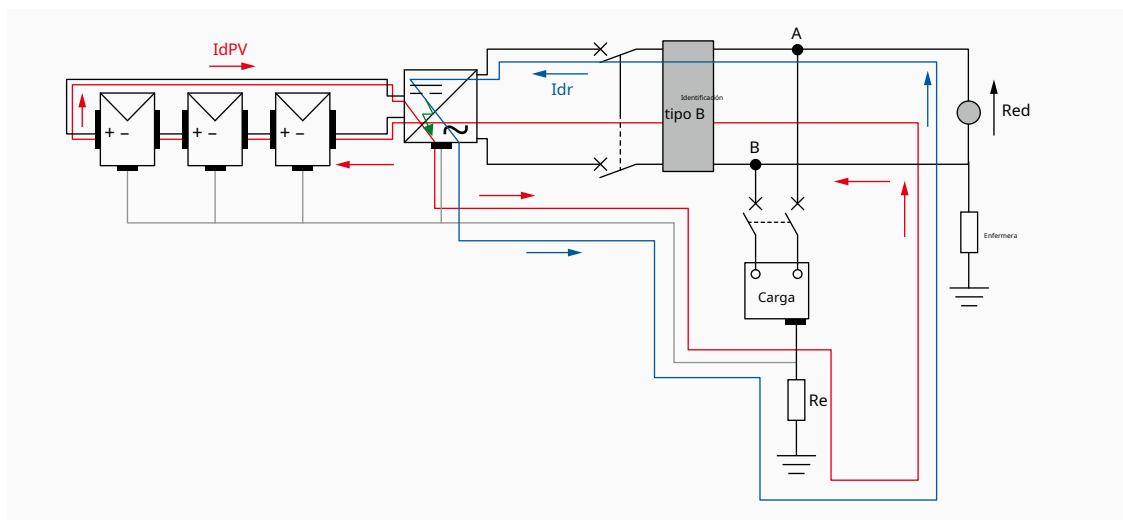
Figura 70
consumidor de red
sistema de tipo TN; el
conductor expuesto
partes entre el
punto paralelo AB
y la red.



5.2.5 Plantas sin Aislamiento Galvánico - Plantas sin transformador

En caso de ausencia del transformador de separación entre la instalación fotovoltaica y la red, la propia instalación fotovoltaica debe estar aislada de tierra en sus partes activas y convertirse en una extensión de la red de suministro, generalmente con un punto conectado a tierra (sistema TT o TN). En lo que respecta a las partes conductoras expuestas de la planta del consumidor y aguas arriba del punto paralelo AB, desde un punto de vista conceptual, sigue siendo válido lo descrito en el apartado 5.2.4.2. En el lado de CC, un defecto a tierra en las partes conductoras expuestas determina el disparo del interruptor diferencial ubicado aguas abajo del inversor. Después del disparo del dispositivo diferencial, el inversor pasa a modo de espera debido a la falta de tensión de red, pero el defecto es alimentado por el generador fotovoltaico.

Figura 71
plantas con una
generador fotovoltaico aislado,
y un inversor
Sin transformador



Dado que el sistema fotovoltaico es de tipo IT en el lado de CC, las consideraciones realizadas en el párrafo 5.2.4.1, para plantas con un generador fotovoltaico aislado, siguen siendo válidas. Para fallas a tierra en el lado de CC y en las partes conductoras expuestas aguas arriba del punto paralelo AB, el disyuntor diferencial en el lado de carga del inversor es atravesado por una corriente residual que no es alterna. Cuando se utiliza un dispositivo diferencial (RCD) para proteger el circuito de alimentación de CA fotovoltaica, de acuerdo con los requisitos de IEC 60364-7-712, el RCD deberá ser de tipo B de acuerdo con IEC 62423 o IEC 60947-2.

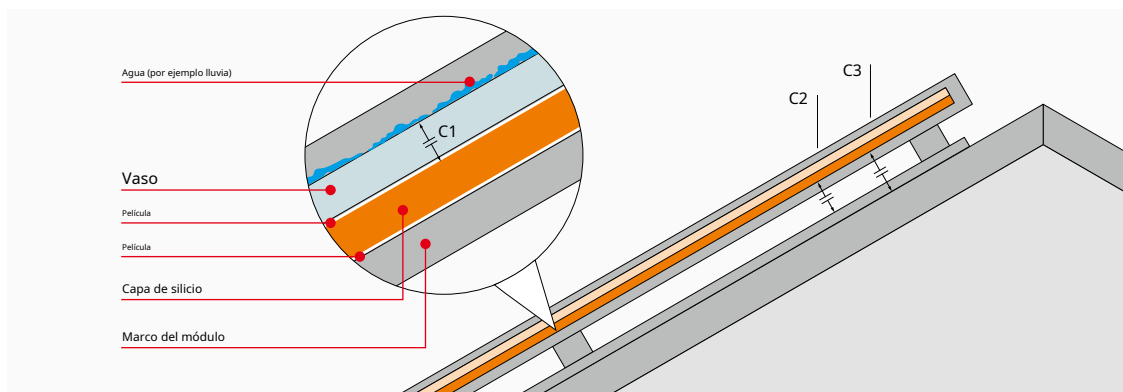
5.2.6 Corriente de fuga capacitiva

La estructura mecánica de los módulos y su instalación generan una capacidad "parásita". La capacidad parásita es proporcional a las superficies conductoras presentes en el campo fotovoltaico. La capacidad parásita aumentará aún más si las superficies están húmedas (por ejemplo, debido a la lluvia o la condensación). La capacidad parásita no afecta al aislamiento de los módulos fotovoltaicos, por lo que la seguridad personal sigue estando garantizada, pero el comportamiento de funcionamiento del inversor fotovoltaico podría verse afectado.

Los módulos fotovoltaicos instalados en un tejado provocan tres tipos diferentes de capacitancia parásita:

- C1 Capacitancia parásita debida a la película de agua sobre el vidrio;
- Capacitancia parásita C2 debido al marco de soporte conectado a tierra;
- C3 Capacitancia parásita debido al área de la superficie del techo.

Figura 72
capacitancias parásitas



La capacitancia parásita total es:

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

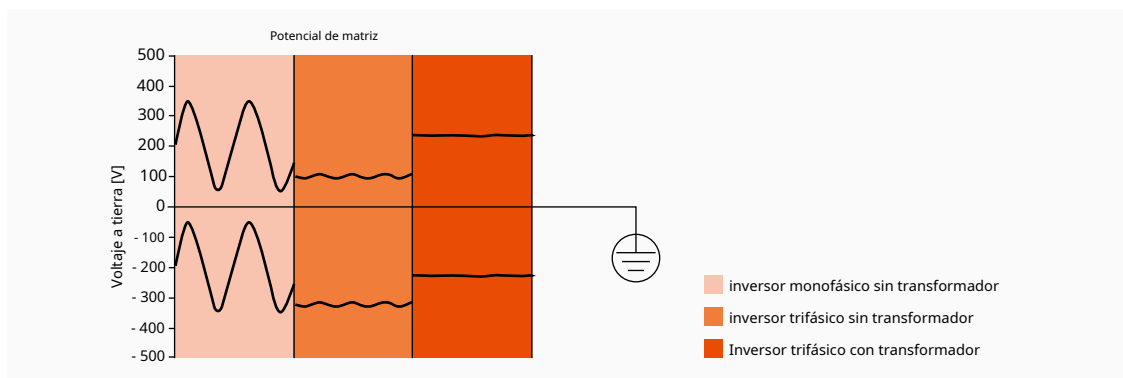
Generalmente se puede despreciar la NENE capacitancia total C. Está dominado por C1 en condiciones lluviosas y húmedas y luego C2 y C3.

$$C3 \ll C2 \ll C1$$

Durante el funcionamiento, el inversor conecta los módulos fotovoltaicos a la corriente alterna. Según el tipo de inversor, una parte de la amplitud de la tensión alterna llega al módulo fotovoltaico y, a continuación, todo el conjunto fotovoltaico oscila con una tensión alterna en relación con su entorno.

En el caso de los inversores monofásicos sin transformador, normalmente la mitad de la amplitud de la red se transmite al módulo fotovoltaico. En el caso de los inversores trifásicos sin transformador, la amplitud de las oscilaciones es menor que en el caso de los inversores monofásicos sin transformador. En el caso de los inversores con transformador, se puede detectar una pequeña "ondulación" de tan solo unos pocos voltios.

Figura 73
potencial de matriz



Esta tensión fluctuante modifica constantemente el estado de carga del condensador parásito y se genera una corriente de fuga capacitiva proporcional a la capacidad y a la amplitud de la tensión aplicada. Si un fallo (por ejemplo, un aislamiento defectuoso) hace que una línea bajo tensión entre en contacto con una persona conectada a tierra, fluye una corriente adicional a tierra. La suma de las corrientes (corriente de fuga y corriente residual) es la corriente diferencial. Para garantizar la seguridad de las personas, en caso de que se produzca una corriente residual de 30 mA, los inversores sin transformador deben desconectarse de la red eléctrica y, para ello, durante el funcionamiento de alimentación, se mide la corriente diferencial (corriente de fuga + corriente residual) utilizando una unidad de control de corriente residual sensible a todos los polos.

Protección contra sobrecorriente

6.1 Protección contra sobrecorriente en el lado de CC

- 6.1.1 Protecciones de cables
- 6.1.2 Protección de cadenas contra corriente inversa
- 6.1.3 Contribución del inversor
- 6.1.4 Elección de dispositivos de protección
- 6.1.5 Posicionamiento de los dispositivos de protección contra sobrecorriente

6.2 Protección contra sobrecorriente en el lado de CA

6.3 Elección de dispositivos de conmutación y desconexión

Protección contra sobrecorriente

6.1 Protección contra sobrecorriente en el lado de CC

6.1.1 Protecciones de cables

No es necesario proteger los cables de la cadena fotovoltaica contra sobrecargas si se eligen con una capacidad de transporte de corriente igual o mayor que 1,25 veces la I .

Ecuación 53

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

No es necesario proteger los cables del subconjunto fotovoltaico contra sobrecargas si se eligen con una capacidad de transporte de corriente igual o mayor que 1,25 veces la suma de las I de las cadenas del subconjunto.

Ecuación 54

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

dónde:

S es el número de cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo en el subconjunto fotovoltaico.

No es necesario proteger los cables del conjunto fotovoltaico contra sobrecargas si se eligen con una capacidad de transporte de corriente igual o mayor que 1,25 veces la suma de las I de las cadenas del conjunto.

Ecuación 55

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

dónde:

S es el número de cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo en el conjunto fotovoltaico.

(ver dibujo en la página siguiente)

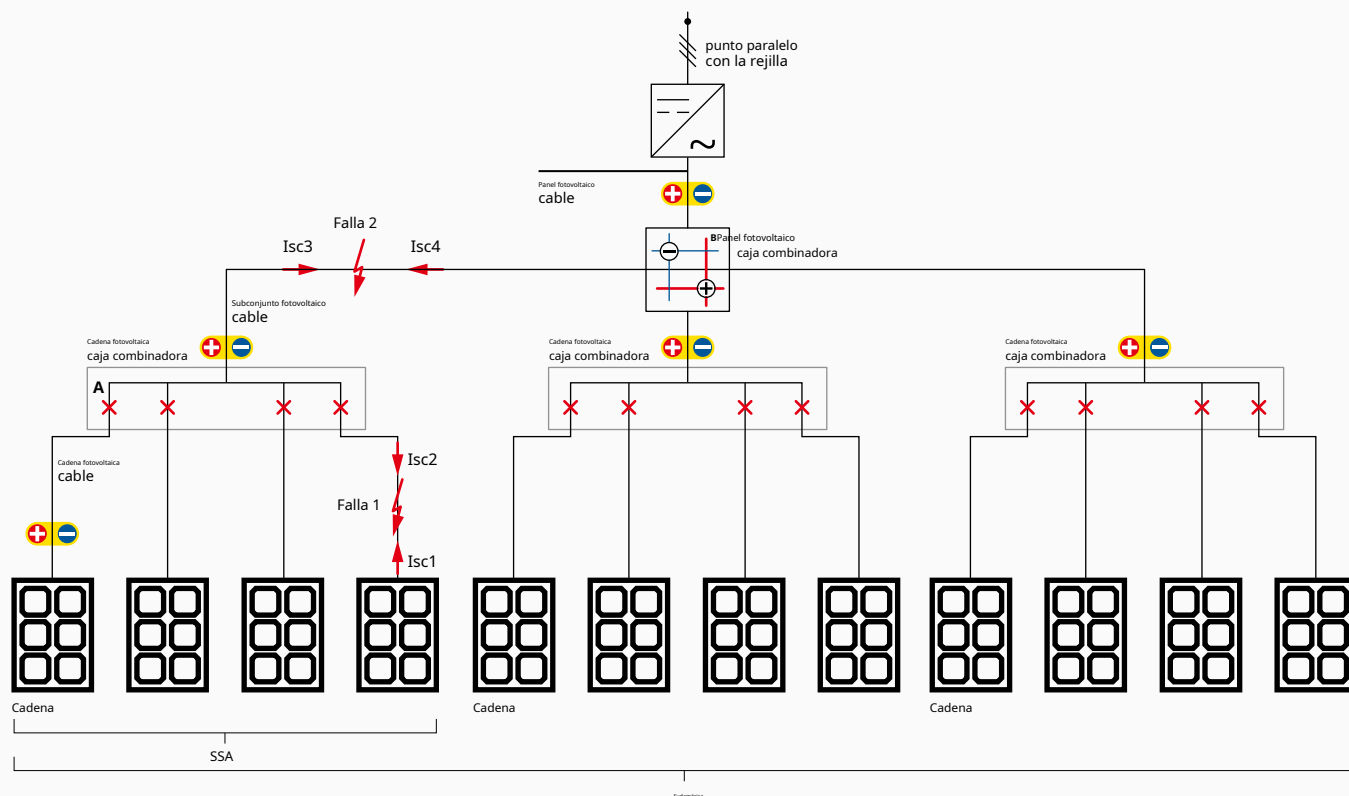


Figura 74
matriz, submatriz y
Fallas en cables y cuerdas

- **A** representa el dispositivo de protección instalado en la caja combinadora de la cadena fotovoltaica.
- **B** representa el dispositivo de protección instalado en la caja combinadora del conjunto fotovoltaico.
- S es el número de cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo en el subconjunto fotovoltaico.
- S_A es el número total de cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo en el subconjunto fotovoltaico.

En relación con el cortocircuito, podría producirse una sobrecorriente dentro de un conjunto fotovoltaico en los cables de CC del generador fotovoltaico en caso de:

- fallo entre la polaridad del sistema fotovoltaico (cortocircuitos en los componentes del generador fotovoltaico);
- falla a tierra en los sistemas puestos a tierra;
- doble falla a tierra en los sistemas aislados a tierra.

Los módulos fotovoltaicos son fuentes de corriente limitada y su valor de corriente de cortocircuito (I_{sc}) es apenas superior a la corriente operativa (I).

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

- aguas arriba de la cadena en consideración ($I = 1,25 \cdot I_{sc1}$);
- aguas abajo por las otras cadenas ($S - 1$) conectadas ($I_{sc2} = 1,25 \cdot (S - 1) \cdot I_{sc}$).

En el caso de una planta fotovoltaica de pequeño tamaño con solo 2 cadenas ($S = 2$), resulta que:

$$I_{sc2} = 1,25 \cdot (2 - 1) \cdot I_{sc} = I_{sc1}$$

Por lo tanto, no es necesario proteger los cables y conectores de las cadenas fotovoltaicas contra cortocircuitos. En caso de que las cadenas conectadas en paralelo sean más de 3 ($S \geq 3$), se obtiene que:

$$I_{sc2} > I_{sc1}$$

Por lo tanto, los cables y los conectores de cadena deben protegerse contra cortocircuitos cuando su capacidad de transporte de corriente sea inferior a I_{sc2} .

$$1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{z\ string} < I_{sc2} = 1,25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$$

En caso de que un cortocircuito afecte a los cables entre una caja combinadora de cadena fotovoltaica y la caja combinadora del conjunto fotovoltaico (Fallo 2 en la Figura 74), el cable de cadena se suministra:

- aguas arriba por la cadena de subconjuntos fotovoltaicos ($I = 1,25 \cdot S \cdot I$);
- aguas abajo por el otro ($S - S_A$) cuerdas conectadas ($I_{SC4} = 1,25 \cdot (S - S_A) \cdot I$).

En el caso de una planta fotovoltaica donde $S_A = 2S$, 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 subconjunto fotovoltaico contra cortocircuitos. En caso de que $S > 2S_A$, resulta que:

Ecuación 60

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

Por lo tanto, los cables deben estar protegidos contra cortocircuitos cuando su capacidad de transporte de corriente sea inferior a 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 cadenas contra corriente inversa

Debido al sombreado o a fallas, una cadena podría volverse pasiva y luego absorber y disipar la energía eléctrica generada por las otras cadenas conectadas en paralelo; una corriente que fluye a través de la cadena en consideración en dirección inversa con respecto a la de las condiciones de operación estándar; la corriente inversa podría dañar los módulos ($I_{módulo \text{ rev}}$ es la corriente inversa máxima que tiene el PV). Los módulos lo permiten (se indica en la hoja de datos de los módulos fotovoltaicos).

En el caso de S cadenas conectadas en paralelo, la corriente inversa más alta ($I_{rev \text{ máxima}}$) es igual a:

Ecuación 62

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

Si $I_{rev \text{ máxima}} < I_{módulo \text{ rev}}$, No es necesaria la protección de las cadenas contra corriente inversa.

De lo contrario, si $I_{rev \text{ máxima}} > I_{módulo \text{ rev}}$, La protección de las cadenas contra corriente inversa es estrictamente necesaria en de acuerdo con la cláusula 6.5.3 de la norma IEC 62548.

6.1.3 Contribución del inversor

La contribución al cortocircuito en el lado de CC del inversor puede provenir de la red y de la descarga de los condensadores en el interior del inversor. La corriente de cortocircuito en la red se debe a los diodos de rueda libre del inversor que, en este caso, actúa como un rectificador de puente. Dicha corriente está limitada por las impedancias del transformador y de las bobinas que pertenecen al circuito de salida.

En el caso de inversor con aislamiento galvánico a 50 Hz, esta corriente existe.

En el caso de inversores sin aislamiento galvánico (inversores sin transformador), normalmente se dispone de un convertidor DC/DC en la entrada; de forma que se garantiza el funcionamiento del generador fotovoltaico en un amplio rango de tensiones; si el convertidor DC/DC es boost, por su tipología constructiva, incluye al menos un diodo de bloqueo que evita que la corriente de red contribuya al cortocircuito; si el convertidor DC/DC es buck, por su tipología constructiva, no es capaz de evitar que la corriente de red contribuya al cortocircuito.

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

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

En caso de una corriente de descarga muy elevada de los condensadores, asociada a constantes de tiempo largas, podría ser necesario un aumento de la capacidad de corte de los disyuntores.

6.1.4 Elección de dispositivos de protección

En lo que se refiere a la protección contra cortocircuitos en el lado de CC, de acuerdo con la cláusula 7.3 de la norma IEC 62548, los dispositivos deberán:

- ser claramente adecuado para el uso en CC;
- tener una tensión de servicio nominal igual o mayor que la tensión máxima de la cadena/conjunto fotovoltaico (cf. párrafo 3.2.2);
- tener una clasificación IP adecuada para el lugar de instalación y el entorno;
- tener una clasificación de temperatura apropiada para la ubicación de instalación y la aplicación. Cuando se requiere protección contra sobrecorriente de la cadena, se puede elegir una de las siguientes opciones: a) cada cadena fotovoltaica debe estar protegida con un dispositivo de protección contra sobrecorriente, donde la clasificación de protección contra sobrecorriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente de la cadena debe ser I_n , donde:

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

Ecuación 63

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

Ecuación 64

dónde:

$I_{\text{módulo rev}}$ es la corriente inversa máxima que permiten los módulos fotovoltaicos; se indica en la hoja de datos de los módulos fotovoltaicos.

b) Las cadenas pueden agruparse en paralelo bajo la protección de un dispositivo de sobrecorriente siempre que:

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

Ecuación 65

dónde:

S_{grupo} es el número de cadenas en un grupo bajo la protección de un dispositivo de sobrecorriente; es la clasificación I_{en} nominal de protección contra sobrecorriente del dispositivo de protección contra sobrecorriente del grupo.

Por lo general, las cadenas se pueden agrupar solo bajo un dispositivo de protección contra sobrecorriente si la corriente inversa máxima que permiten los módulos fotovoltaicos ($I_{\text{módulo rev}}$) es mayor que 4 veces $I_{\text{módulo rev}}$.

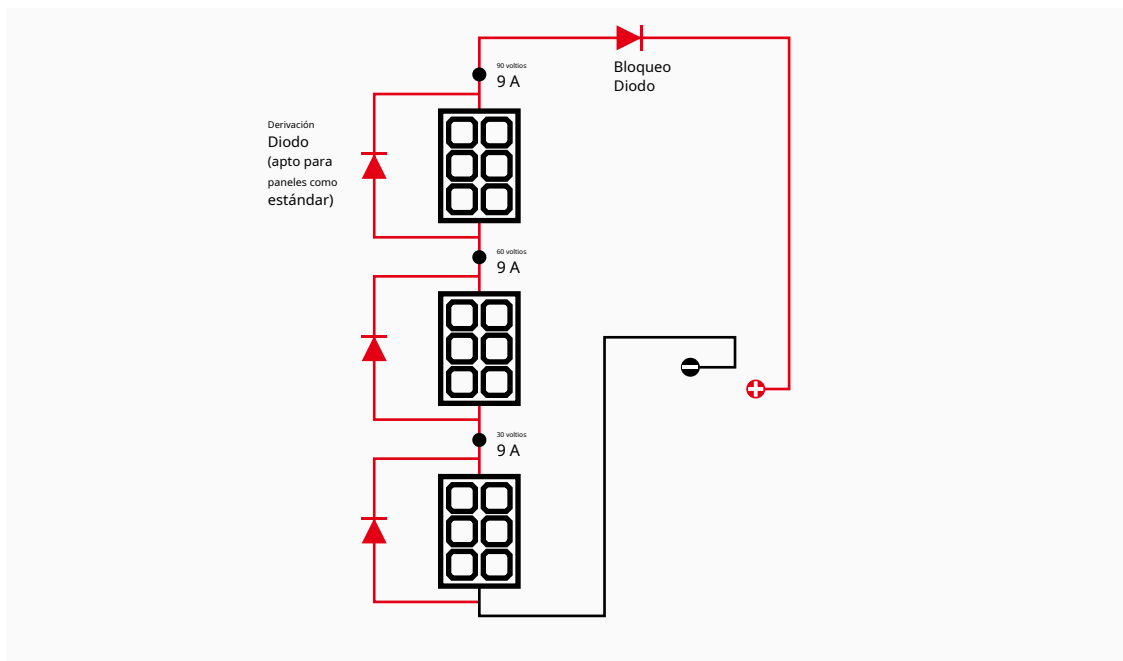
Para proteger los cables de cadena, los conectores y los módulos fotovoltaicos contra sobrecorriente y/o corriente inversa, se pueden aplicar los siguientes métodos estándar a las cadenas:

- Fusibles gPV, de acuerdo con la norma IEC 60269-6, conectados en serie a la cadena individual; a pesar de la facilidad de uso de los fusibles, se debe prestar atención al dimensionamiento y la elección de dichos dispositivos, que no solo deben tener la corriente nominal dada por las fórmulas anteriores, sino también la característica de disparo tipo gPV (IEC 60269-6), deben insertarse en portafusibles adecuados y ser capaces de disipar la potencia generada en las peores condiciones de funcionamiento. IEC 60364-7-712 ambas polaridades deben estar protegidas²⁸.
- Diodo de cadena conectado en serie con la cadena individual: puede evitar cualquier corriente inversa en la cadena protegida. En caso de falla del diodo, puede causar la pérdida de la función de seguridad y/o provocar la falla de la cadena. Además, la corriente de la cadena fluye siempre a través del diodo conectado en serie y el diodo de cadena genera pérdidas continuas. Los diodos de bloqueo no son comunes en un sistema conectado a la red porque su función se cumple mejor con la instalación de un fusible de cadena. Por cierto, para conjuntos de múltiples cadenas con módulos fotovoltaicos de película delgada, proporcionar una protección adecuada contra sobrecorriente / corriente inversa con fusibles de cadena o MCB (disyuntor en miniatura) podría no ser posible (puede que no sea posible especificar un fusible / MCB que sea mayor que 1,25 veces la I_x 1,25 y al mismo tiempo menor que la clasificación de corriente inversa del módulo). En esta situación, los diodos de bloqueo²⁹ debe utilizarse además de fusibles de cadena.

(ver página siguiente)

—
28
Cláusula IEC 62548
6.5.7 considera una
excepción en caso de no estar
funcionalmente conectado a tierra
sistemas proporcionados
con sólo dos conductores
activos: en caso de
segregación entre
cables de cuerda y
Los cables de submatriz son
disponible o en caso de que no
haya submatrices, una protección
contra sobrecorriente
El dispositivo podría colocarse en
un conductor activo no conectado
a tierra del cable de cadena o del
cable del subconjunto.
—
29
País local
Requisitos
Se deberá tener en
cuenta para el uso de
diodos de bloqueo.
En algunos países,
diodos de bloqueo
No se consideran
lo suficientemente confiable para
reemplazar sobrecorriente
protección (ref. IEC
62548 cláusula 7.3.12).

Figura 75
diodo de bloqueo
instalación



El diodo de bloqueo debe tener:

- Una tensión inversa nominal > 2 veces la tensión máxima del sistema;
- Una corriente nominal > 1,4 veces la I (donde I es la corriente de cortocircuito relevante para la cadena/subconjunto/conjunto);
- Una refrigeración adecuada.
- MCB - disyuntor miniatura (disyuntor termomagnético) con elementos de protección contra sobrecorriente (de acuerdo con IEC 60898-2): debe cumplir con los criterios de fusibles de cadena y debe estar clasificado para su uso en un circuito inductivo y permitir que fluyan corrientes de CC en cualquier dirección a través del dispositivo. Cuando se utiliza un disyuntor miniatura con elementos de protección contra sobrecorriente, también puede proporcionar los medios de desconexión para aislar ambas polaridades.³⁰ del sistema fotovoltaico del equipo de conversión de energía y viceversa, y para permitir que las tareas de mantenimiento e inspección se realicen de manera segura. El disyuntor miniatura con elementos de protección contra sobrecorriente está diseñado para usarse a una temperatura ambiente definida: en caso de sobretensión en la caja de conexiones, el disyuntor miniatura con elementos de protección contra sobrecorriente se reduce; la temperatura máxima de operación debe verificarse de antemano durante el diseño del disyuntor miniatura para evitar disparos inesperados.

Para proteger los cables del subconjunto contra sobrecorriente y/o corriente inversa, se pueden utilizar normalmente fusibles gPV, de acuerdo con la norma IEC 60269-6, conectados en serie a los cables del subconjunto. También se pueden utilizar MCB (disyuntores en miniatura) o MCCB (disyuntores en caja moldeada) conectados en serie a los cables del subconjunto.

La corriente nominal nominal (I_n) de los dispositivos de protección contra sobrecorriente para subconjuntos fotovoltaicos se determinará con la siguiente fórmula:

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

El multiplicador 1,25 utilizado aquí en lugar del multiplicador 1,5 utilizado para cadenas sirve para permitir flexibilidad al diseñador.

Para proteger todos los cables de conexión, el dispositivo de protección debe elegirse de manera que se cumpla la siguiente relación para cada valor de cortocircuito (IEC 60364) hasta una corriente de cortocircuito máxima prevista:

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

30
Cláusula IEC 62548
6.5.7 considera una
excepción en caso de no estar
funcionalmente conectado a tierra
sistemas proporcionados
con sólo dos conductores
activos: en caso de
segregación entre
cables de cuerda y
Los cables de submatriz son
disponible o en caso de que no
haya submatrices, una protección
contra sobrecorriente
El dispositivo podría colocarse en
un conductor activo no conectado
a tierra del cable de cadena o del
cable del subconjunto.

Ecuación 66

Ecuación 67

Dónde:

$I_2 \cdot t$ es la integral de Joule para la duración del cortocircuito (en A²s); K

es una constante característica del cable, que depende del tipo de conductor y material aislante; es el área S de la sección transversal del cable (en mm²).

En caso de que cada cadena fotovoltaica esté protegida con un dispositivo de protección contra sobrecorriente, la capacidad nominal de corte de cortocircuito último de los dispositivos en la caja combinadora de la cadena fotovoltaica no debe ser inferior a la corriente de cortocircuito de las otras cadenas (S -1):

Ecuación 68

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

En el caso de cadenas agrupadas en paralelo bajo un dispositivo de protección contra sobrecorriente, la capacidad nominal de corte de cortocircuito último de los dispositivos en la caja combinadora de cadenas fotovoltaicas no debe ser inferior a la corriente de cortocircuito de las otras cadenas (S - S):

Ecuación 69

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

Los dispositivos en la caja combinadora del conjunto fotovoltaico deben proteger contra cortocircuitos los cables del subconjunto cuando estos cables tienen una capacidad de transporte de corriente inferior a (véase la Figura 74):

Ecuación 70

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

En tal caso, estos dispositivos deberán satisfacer la siguiente relación:

Ecuación 71

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

mientras que su capacidad nominal de interrupción última en cortocircuito no debe ser inferior a la corriente de cortocircuito del otro (S - S_{subconjunto}) cadenas, es decir:

Ecuación 72

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

6.1.5 Posicionamiento de los dispositivos de protección contra sobrecorriente

Se deberán colocar dispositivos de protección contra sobrecorriente (IEC 62548):

- para los dispositivos de protección contra sobrecorriente de cadena, deberán estar donde los cables de la cadena se unen a los cables del subconjunto o conjunto en la caja combinadora de cadena;
- para los dispositivos de protección contra sobrecorriente de subconjuntos, deberán estar donde los cables del subconjunto se unen a los cables del conjunto en la caja combinadora del conjunto;
- para los dispositivos de protección contra sobrecorriente del conjunto, deberán estar donde los cables del conjunto se unen al equipo de conversión de energía.

La ubicación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en los extremos de aquellos cables que están más alejados del subconjunto o cadena fotovoltaica es para proteger el sistema y el cableado de corrientes de falla que fluyen desde otras secciones del conjunto fotovoltaico o desde otras fuentes como las baterías.

6.2 Protección contra sobrecorriente en el lado de CA

Dado que el cable que conecta el inversor al punto de paralelo con la red debe dimensionarse para obtener una capacidad de transporte de corriente superior a la corriente máxima que el inversor puede suministrar, no es necesaria una protección contra sobrecarga. Sin embargo, el cable debe protegerse contra un cortocircuito suministrado por la red mediante un dispositivo de protección ubicado cerca del punto de paralelo con la red. Para proteger dicho cable, se puede utilizar el disyuntor principal de la planta de consumo si el cable soporta la energía específica que pasa. Sin embargo, la actuación del disyuntor principal pone fuera de servicio toda la planta de consumo. De acuerdo con esto, incluso si no se necesita una protección dedicada contra sobrecarga, y también si el disyuntor principal de la planta de consumo no está cerca del inversor, es aconsejable colocar el dispositivo de protección para evitar también que se active el disyuntor principal de la planta de consumo; estos disyuntores deben ser selectivos con el disyuntor principal de la planta de consumo. En el caso de una planta de energía fotovoltaica a gran escala, no hay una planta de consumo. De acuerdo con este escenario, solo debe estar disponible un disyuntor principal de la planta fotovoltaica completa. En plantas con múltiples inversores, la presencia de una protección para cada línea de inversores garantiza, en caso de falla en un inversor, el funcionamiento de los otros, siempre que los disyuntores en cada línea sean selectivos con el disyuntor principal de la planta de consumo.

6.3 Elección de dispositivos de conmutación y desconexión

Se recomienda instalar un dispositivo de desconexión en cada cadena para permitir intervenciones de verificación o mantenimiento en la cadena sin poner fuera de servicio otras partes de la planta fotovoltaica. La desconexión del inversor debe ser posible tanto en el lado de CC como en el lado de CA para permitir el mantenimiento excluyendo ambas fuentes de alimentación (red y generador fotovoltaico) (IEC 60364-7).

En el lado de CC del inversor se debe instalar un dispositivo de desconexión que pueda conmutarse bajo carga, como por ejemplo un interruptor-seccionador.

En el lado de CA, un dispositivo de desconexión general³¹. Se debe disponer de un dispositivo de protección instalado en el punto de conexión con la red, que se puede utilizar; si este dispositivo no se encuentra cerca del inversor, es recomendable instalar un dispositivo de desconexión inmediatamente en el lado de carga del inversor.

³¹
Si se utiliza un disyuntor de baja tensión, normalmente también tiene la capacidad de insulación.

Protección contra sobretensiones

7.1 Selección de dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD) para la protección de plantas fotovoltaicas contra rayos

7.1.1 Plantas fotovoltaicas sobre tejados

- 7.1.1.1 Instalaciones fotovoltaicas en edificios con sistemas fotovoltaicos sin sistema de protección contra rayos externo (SPR)
- 7.1.1.2 Instalaciones fotovoltaicas en edificios con sistemas fotovoltaicos con LPS externo y distancia de separación suficiente
- 7.1.1.3 Instalaciones fotovoltaicas en edificios con sistemas fotovoltaicos con LPS externo, sin suficiente distancia de separación

7.1.2 Sistemas fotovoltaicos de campo libre

- 7.1.2.1 Sistemas fotovoltaicos de campo libre con inversor central
- 7.1.2.2 Sistemas fotovoltaicos de campo libre con inversores de cadena
- 7.1.2.3 Líneas de datos

7.1.3 Selección de SPD

- 7.1.3.1 Selección de SPD en el lado de CA
- 7.1.3.2 Selección de SPD en el lado de CC

Protección contra sobretensiones

7.1 Selección de dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD) para la protección de plantas fotovoltaicas contra rayos

Los rayos son una de las amenazas de las instalaciones eléctricas. Las descargas atmosféricas durante una tormenta eléctrica pueden alcanzar hasta cientos de kiloamperios. Hoy en día, a pesar de los avances tecnológicos, no existen dispositivos diseñados para evitar la formación de rayos. Sin embargo, los sistemas de protección contra rayos (SPR) están diseñados para minimizar los daños al entorno circundante.

Los daños a las instalaciones eléctricas podrían provenir de:

- impacto directo – sobretensión directa;
- golpe indirecto - sobretensión inducida.

Según el estado actual de los conocimientos científicos, los módulos fotovoltaicos no aumentan el riesgo de caída de rayos y, por tanto, su instalación no podría ser un motivo para instalar medidas de protección contra rayos.

Cuando la cláusula 443 de la norma IEC 60364-4-44 exija protección contra sobretensiones transitorias, dicha protección también se aplicará al lado de CC de la instalación fotovoltaica. Puede que se requiera protección adicional contra sobretensiones transitorias en el lado de CA según la distancia entre el inversor y el origen de la instalación.

En caso de que la cláusula 443 de la norma IEC 60364 4-44 no requiera protección contra sobretensión transitoria de origen atmosférico, se deberá realizar una evaluación de riesgos.

La evaluación de riesgos normalmente, para sistemas fotovoltaicos a gran escala, podría realizarse de acuerdo con la norma IEC 62305-2 "Protección contra rayos - Parte 2: Gestión de riesgos"; esta norma muestra que el riesgo de pérdidas humanas es siempre menor que el riesgo tolerable, sobre todo debido a la presencia limitada de seres humanos, mientras que, en tal estructura, siempre existe el riesgo de pérdidas económicas relacionadas no solo con el valor de los componentes de la planta que podrían dañarse, sino también, sobre todo, con una posible parada de la producción.

Cuando el coste de las pérdidas supera al de las medidas de protección, es muy probable que se necesite un sistema de protección, lo que es muy probable si se tiene en cuenta el alto impacto económico de las paradas de producción. Sin embargo, hay que tener en cuenta que sólo el propietario o el responsable de la planta puede definir la frecuencia de daños tolerable F . Esta definición no puede dejar de lado las evaluaciones económicas mencionadas anteriormente. A modo de ejemplo, un rango típico de valores es: desde un daño en un periodo de 20 años ($F = 0,05$) hasta un daño en 10 años ($F = 0,1$). Una vez que se ha definido y determinado el valor de la frecuencia de daños, es posible, de conformidad con la norma IEC 62305-2, seleccionar y definir el tamaño de las medidas de protección.

En el caso de un sistema fotovoltaico pequeño, la evaluación de riesgos podría realizarse:

- para el lado de CA de acuerdo con la cláusula 443 de IEC 60364-4-44;
- para el lado de CC de acuerdo con la cláusula 712.443.5.101 de la norma IEC 60364-7-712, que establece que la evaluación de riesgos puede llevarse a cabo para evaluar si se requiere protección contra sobretensiones transitorias en caso de que se disponga de los datos pertinentes. Los SPD se instalarán en el lado de CC de la instalación cuando la longitud máxima de ruta (L) entre el inversor y los puntos de conexión de los módulos fotovoltaicos de las diferentes cadenas sea igual o mayor que la longitud crítica (L_{crit}).

crítica

$$L \geq L_{crit}$$

L depende del tipo de instalación fotovoltaica y se calcula según la siguiente tabla.

Tabla 3

Tipo de instalación	La instalación fotovoltaica está adosada al edificio.	La instalación fotovoltaica no está conectada al edificio
$L_{\text{efecto}} \text{ [m]}$	$115 / N_{\text{grano}}$	$200 / N_{\text{grano}}$
$L \geq L_{\text{efecto}} \text{ [m]}$	Se requiere protección contra sobretensiones en el lado de CC	

Dónde:

N es la densidad de descargas eléctricas en el suelo (destellos/km²/año) correspondiente a la ubicación de la línea eléctrica y estructuras conectadas. Este valor puede determinarse a partir de redes de localización de descargas eléctricas en tierra en muchas áreas del mundo.

Las normas IEC 61643-32 ("Dispositivos de protección contra sobretensiones de baja tensión – Parte 32: Dispositivos de protección contra sobretensiones conectados al lado de CC de instalaciones fotovoltaicas – Principios de selección y aplicación") e IEC 60364-7-712 proporcionan información sobre la selección e implementación de dispositivos de protección contra sobretensiones en sistemas de suministro de energía fotovoltaica.

En la selección y definición de las medidas de protección se debe distinguir entre las plantas fotovoltaicas instaladas en tejados y las instaladas en suelo; la norma IEC 61643-32 describe tres aplicaciones diferentes para instalaciones fotovoltaicas en edificios con sistemas fotovoltaicos:

- sin sistema externo de protección contra rayos (LPS);
- con LPS externo y distancia de separación suficiente;
- con LPS externo, sin distancia de separación suficiente.

7.1.1 Plantas fotovoltaicas sobre tejados

En el caso de instalaciones fotovoltaicas sobre cubiertas, lo primero que hay que hacer es calcular la superficie de captación del edificio para determinar, de acuerdo con la norma IEC 62305-2, si es necesario instalar un Sistema de Protección contra el Rayo (SPRR). El SPRR está formado por los sistemas de protección, tanto externos (detectores, pararrayos y electrodos de tierra) como internos (medidas de protección para reducir los efectos electromagnéticos de las corrientes del rayo que penetran en la estructura a proteger).

7.1.1.1 Instalaciones fotovoltaicas en edificios con sistemas fotovoltaicos sin iluminación externa

Sistema de protección (LPS)

Incluso si no se requiere la instalación de un LPS y no se instala ningún sistema externo de protección contra rayos, se deben instalar dispositivos de protección contra sobretensiones de acuerdo con la norma IEC 61643-32. **Conexión equipotencial**

Área mínima de la sección transversal de los conductores de unión equipotencial^{32 33}La distancia entre las distintas barras de conexión y los conductores que conectan las barras al sistema de puesta a tierra deberá ser de 6 mm.² (conexión capaz de soportar la corriente inducida por el rayo) excepto la del conductor de tierra del DPS ensayado clase I según IEC 61643-11 que podría instalarse en el punto 4 (Figura 76); será de 16 mm².

Es necesaria la protección del cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión de unión entre la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos y la barra de unión 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 bucle.

Lado de CC

Generalmente se instalarán 2 SPD en el lado de CC; de acuerdo con IEC 61643-32, se colocarán en el punto 1 y en el punto 2 (Figura 76).

El SPD del punto 2 (Figura 76) deberá ser un SPD probado de Clase II según IEC 61643-31.

El SPD del punto 1 (Figura 76) deberá ser un SPD probado de Clase II según IEC 61643-31; no es necesario en los siguientes casos:

- la distancia entre el inversor y el campo fotovoltaico es $l < 10$ m (ref. Figura 76) y el SPD en el punto 2 (Figura 76) el nivel de protección (U_{pg}) respeta lo siguiente

$$U_p \leq 0.8 \cdot U_w$$

Dónde:

- U_w es la tensión soportada del conjunto fotovoltaico.
- El conductor PE se enruta cerca de los conductores de CC y el SPD en el punto 2 (Figura 76) el nivel de protección (U_{pg}) respeta lo siguiente

$$U_p \leq 0.5 \cdot U_w$$

Dónde:

U_w es la tensión soportada del conjunto fotovoltaico.

32
Conexión equipotencial
Los conductores deben cumplir con la Requisitos de IEC 60364-5-54, IEC 61643-12 y IEC 62305-3.

33
País local
Los requisitos deberán ser tomado en cuenta.

Ecuación 74

Ecuación 75

Figura 76
Edificio sin rayo externo sistema de protección

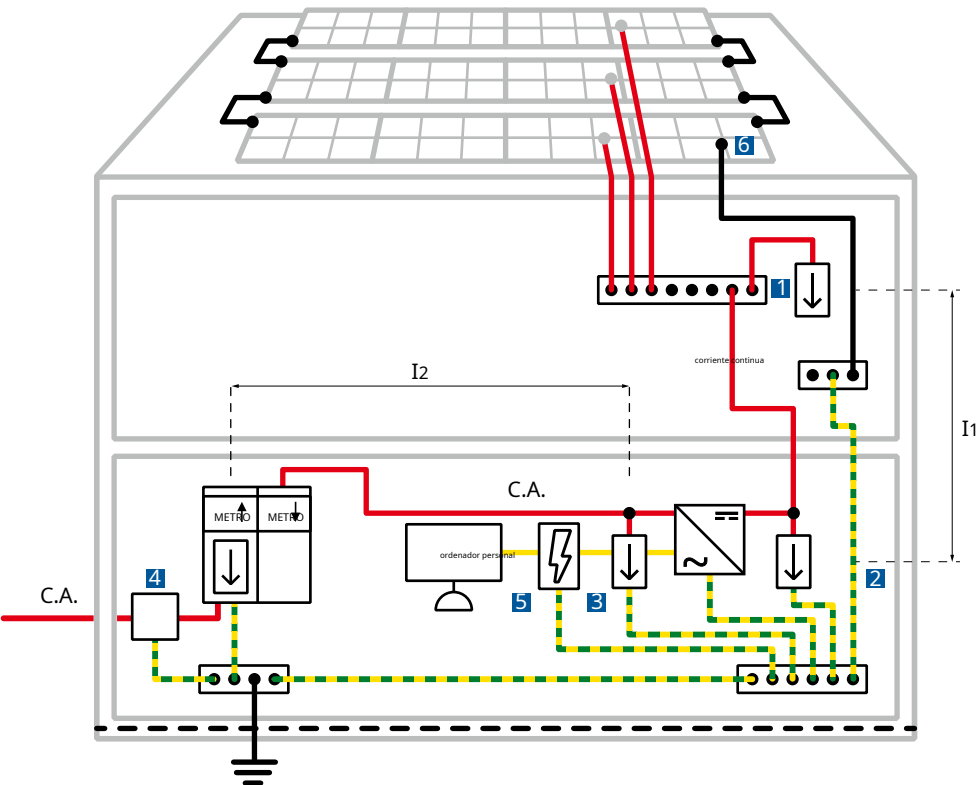
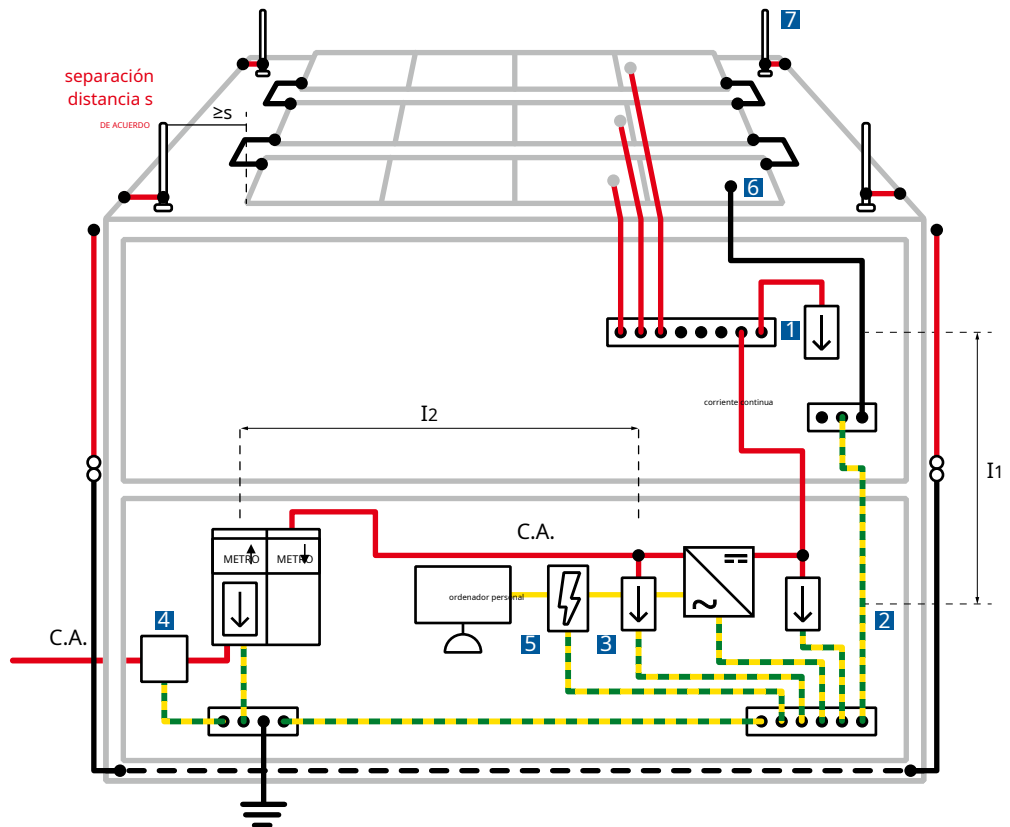


Figura 77
Edificio con exterior
protección contra rayos
sistema y suficiente
distancia de separación



36
Referencia a
IEC 62305-4.

Lado de CA

Es necesaria la protección de la línea eléctrica de CA entrante. Normalmente se instalarán 2 SPD en el lado de CA; de acuerdo con IEC 61643-32, se colocarán en el punto 3 y en el punto 4 (Figura 77).

El SPD del punto 4 (Figura 77) deberá ser un SPD probado de Clase I según IEC 61643-11.

El SPD del punto 3 (Figura 77) deberá ser un SPD probado de Clase II según IEC 61643-11; no es necesario en los siguientes casos:

- la distancia entre el inversor y el cuadro de distribución principal es $l < 10 \text{ m}$ (ref. Figura 77) y la tensión inducida a la corriente del rayo que fluye en el conductor de bajada puede ignorarse³⁶;
- El inversor y el cuadro de distribución principal están conectados a la misma barra de tierra con una longitud de cable $\leq 0,5 \text{ m}$.

Líneas de datos

Si las unidades de conversión de energía están conectadas a líneas de datos y sensores, también se deberá instalar un SPD de categoría C para línea de señal según IEC 61643-21 en el punto 5 (Figura 77).

7.1.1.3 Instalaciones fotovoltaicas en edificios con sistemas fotovoltaicos con LPS externo,
Sin suficiente distancia de separación

Si no se pueden mantener las distancias de separación, por ejemplo en el caso de un techo de metal, se debe implementar una conexión equipotencial contra rayos y se deben instalar dispositivos de protección contra sobretensiones de acuerdo con IEC 61643-32.

Conexión equipotencial

Área mínima de la sección transversal de los conductores de unión equipotencial^{37 38}La distancia entre las distintas barras de conexión y los conductores que conectan las barras al sistema de puesta a tierra deberá ser de 16 mm.² (conexión capaz de soportar corrientes parciales de rayo). Es necesaria la protección del cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión de unión entre la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos y la barra de unión 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 bucle.

Lado de CC

Generalmente se instalarán 2 SPD en el lado de CC; de acuerdo con IEC 61643-32, se colocarán en el punto 1 y en el punto 2 (Figura 78). El SPD del punto 2 (Figura 78) deberá ser un SPD de clase I probado según IEC 61643-31 y deberá instalarse lo más cerca posible del inversor. El SPD del punto 1 (Figura 78) deberá ser un SPD de clase I probado según IEC 61643-31 y deberá instalarse lo más cerca posible del campo fotovoltaico.

Lado de CA

Es necesaria la protección de la línea eléctrica de CA entrante. Normalmente se instalarán 2 SPD en el lado de CA; de acuerdo con IEC 61643-32, se colocarán en el punto 3 y en el punto 4 (Figura 78). El SPD del punto 4 (Figura 78) deberá ser un SPD probado de Clase I según IEC 61643-11. El protector contra sobretensiones del punto 3 (figura 78) debe ser un protector contra sobretensiones de clase I probado según la norma IEC 61643-11 y debe instalarse 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 una longitud de cable $\leq 0,5$ m.

Líneas de datos

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

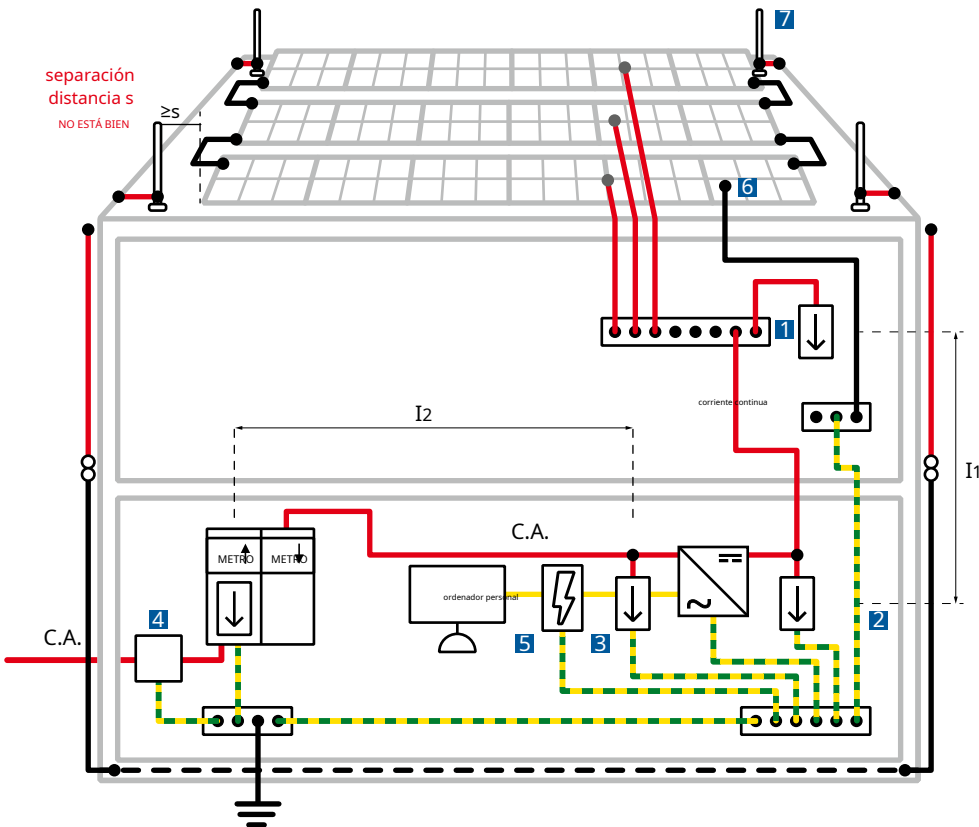


Figura 78
Edificio con exterior
protección contra rayos
sistema pero distancia de
separación insuficiente

—
37
Conexión equipotencial
Los conductores deben
cumplir con la
Requisitos de
IEC 60364-5-54,
IEC 61643-12 y
IEC 62305-3.
—
38
País local
Requisitos
se tomará
en cuenta.

7.1.2 Sistemas fotovoltaicos de campo libre

La norma IEC 61643-32 describe las medidas de protección para sistemas fotovoltaicos en campo libre. El sistema de puesta a tierra en malla es la base de un sistema eficaz de protección contra rayos y sobretensiones: genera una gran superficie equipotencial y, en caso de interferencias por rayos, reduce significativamente las interferencias de tensión de los cables de conexión eléctrica. En la selección de los DPS, se deben considerar 2 configuraciones diferentes:

- sistemas fotovoltaicos de campo libre con inversor central;
- Sistemas fotovoltaicos de campo libre con inversores de cadena.

7.1.2.1 Sistemas fotovoltaicos de campo libre con inversor central

En primer lugar, se debe analizar la zona de captación para determinar si la estructura está expuesta. Cuando la estructura no está expuesta, es necesario proteger el cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión de unión entre la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos y el sistema de puesta a tierra en el punto 1 (Figura 79).

Si la estructura está expuesta, se debe instalar un sistema de protección contra rayos (SPR). También es necesaria la protección del cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión de unión entre la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos y el SPR en los puntos 1 y 2 (Figura 79) a través de un conductor con una sección transversal de al menos 16 mm².

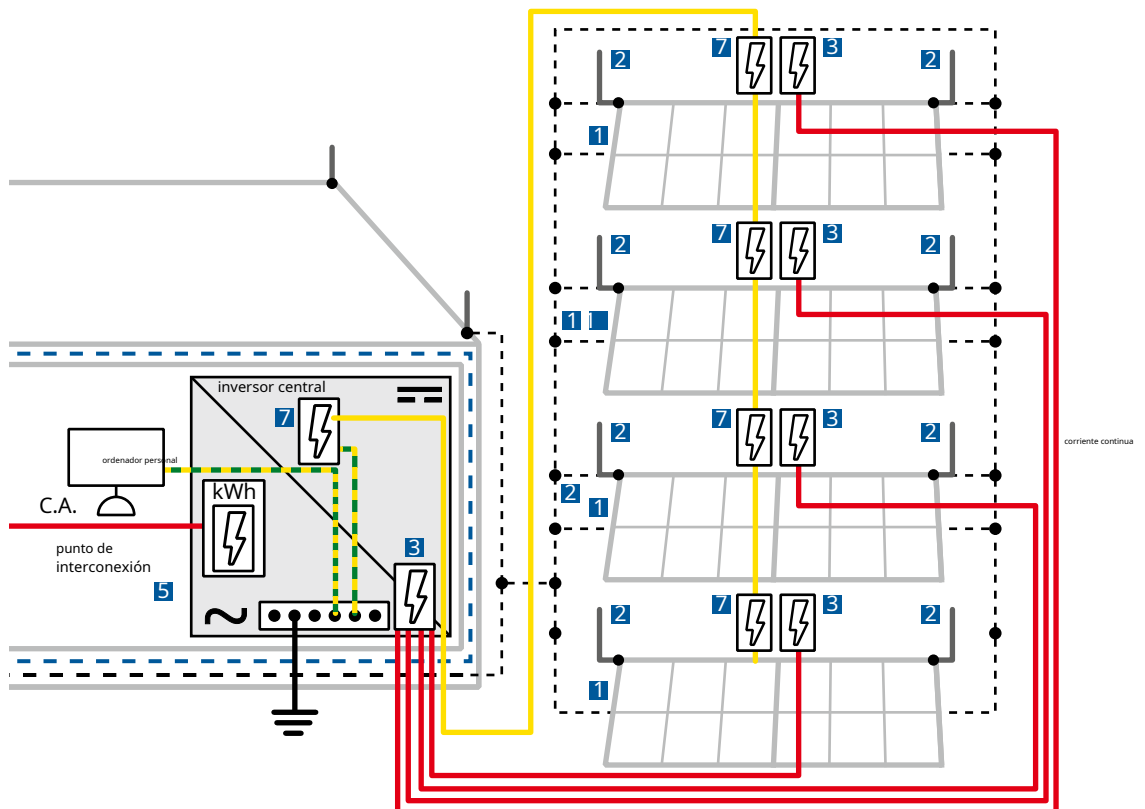
Si cae un rayo en la zona de la instalación fotovoltaica, las corrientes parciales del rayo se acoplan al sistema de conexión equipotencial. Por lo tanto, las instalaciones fotovoltaicas en campo libre con inversor central se protegerán en el lado de CC mediante DPS de tipo 1 en el punto 3 (figura 79).

Los sistemas fotovoltaicos en campo abierto con inversor central suelen ser bastante grandes y se ubican en zonas rurales y remotas. Normalmente se alimentan mediante una línea trifásica de media tensión, que no está protegida y puede tener muchos kilómetros de longitud. Dicha línea llega a un transformador de media tensión/baja tensión, en cuyo lado de carga se encuentra el inversor.

El SPD podría instalarse en la línea de MT.

Es necesaria la protección de la línea eléctrica de CA entrante al inversor: la protección se puede obtener con un SPD de Clase I en el punto 5 (Figura 79).

Figura 79
Sistemas fotovoltaicos en campo
libre con inversor central



7.1.2.2 Sistemas fotovoltaicos de campo libre con inversores de cadena

En primer lugar, se debe analizar la zona de captación para determinar si la estructura está expuesta. Cuando la estructura no está expuesta, es necesario proteger el cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión de unión entre la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos y el sistema de puesta a tierra en el punto 1 (Figura 80).

Si la estructura está expuesta, se debe instalar un sistema de protección contra rayos (SPR). También es necesaria la protección del cable de CC que llega a los módulos: se debe realizar una conexión de unión entre la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos y el SPR en los puntos 1 y 2 (Figura 80) a través de un conductor con una sección transversal de al menos 16 mm².

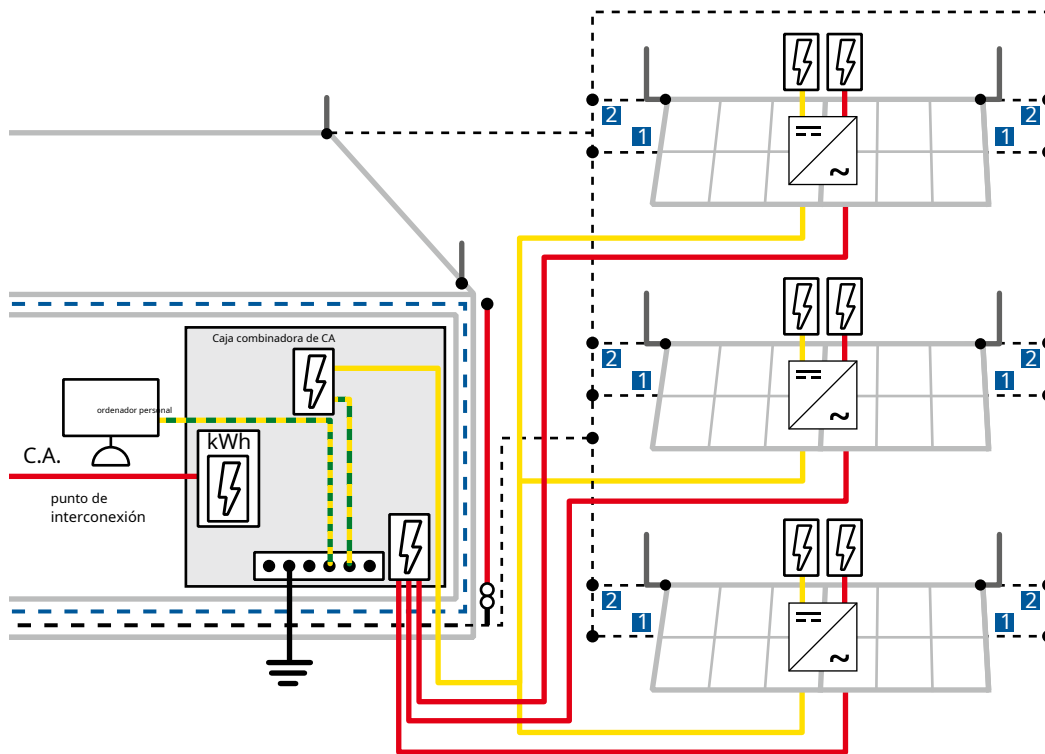
En los sistemas fotovoltaicos de campo libre con inversores de cadena, estos se instalan cerca de los paneles fotovoltaicos para proteger el lado de CC, es suficiente utilizar DPS tipo 2 con una capacidad de descarga de al menos 5 kA (8/20 μ s) por modo de protección.

Es necesaria la protección de la línea eléctrica de CA entrante al inversor: la protección se puede obtener con un SPD de Clase I.

Los sistemas fotovoltaicos de campo libre, con inversores de cadena, suelen ser bastante grandes y se encuentran en zonas rurales y remotas. Normalmente se alimentan mediante una línea trifásica de media tensión, que no está protegida y puede tener muchos kilómetros de longitud. Dicha línea llega a un transformador de media tensión/baja tensión, en cuyo lado de carga se encuentra el inversor. Se puede instalar un protector contra sobretensiones en la línea de media tensión.

Figura 80

Sistemas fotovoltaicos en campo libre con inversores string



7.1.2.3 Líneas de datos

Se debe prestar atención, ya que a menudo una línea de telecomunicaciones ingresa a la planta fotovoltaica para el control y monitoreo de la planta misma. Si las unidades de conversión de energía están conectadas a líneas de datos y sensores, también se debe instalar un protector de sobretensiones de categoría C para líneas de señal según IEC 61643-21 en el punto 7 (Figura 79).

7.1.3 Selección de SPD

7.1.3.1 Selección de SPD en el lado de CA

Los requisitos generales para los SPD del lado de CA se proporcionan en IEC 60364-5-53:2015, Cláusula 534, IEC 61643-12 e IEC 62305-4.

Corriente de descarga nominal I y corriente de impulso I

Para los SPD de CA de clase de prueba II, la corriente de descarga nominal mínima I para cada modo de protección La corriente de impulso mínima I debe ser de 5 kA (8/20 μs). El uso de DPS de clase II con una I más alta permite obtener una vida útil más larga. Para los DPS de CA de clase I de prueba, los DPS deben proporcionar una corriente de impulso mínima I según lo requerido por IEC 60364-5-53:2015, Cláusula 534 e IEC 61634-12.

I depende del riesgo según el nivel de protección contra rayos (LPL). La norma IEC 61643-12 ofrece un enfoque simplificado para definir I.

Nivel de protección de voltaje U

Para definir correctamente el SPD de CA con el nivel de protección de voltaje adecuado (U), se debe conocer la tensión de impulso nominal U del equipo. U debe ser aproximadamente un 20% más bajo que el de EE. UU. el

U_p ≤ 0.8 · U_w

7.1.3.2 Selección de SPD en el lado de CC

Los requisitos generales para los SPD del lado de CC se proporcionan en la norma IEC 60364-7-712. Los requisitos detallados para los SPD del lado de CC se proporcionan en la norma IEC 61643-32.

Corriente de descarga nominal I y corriente de impulso I

Para los SPD de CC de clase de prueba II, la corriente de descarga nominal mínima I para cada modo de protección será de 5 kA (8/20 μs). El uso de DPS de clase II con un In más alto permite obtener una vida útil más larga. Para los DPS de CC de clase I de prueba, los DPS deben proporcionar una corriente de impulso mínima I. Depende del nivel de protección contra rayos (LPL) y de la tecnología SPD utilizada (la tecnología SPD influye en la distribución de la corriente del rayo en el sistema; el SPD debe descargar corrientes de sobretensión de diferentes magnitudes según la tecnología): según el LPL y la tecnología SPD utilizada (SPD limitadores de tensión o SPD de conmutación de tensión), IEC 61643-32 define la capacidad de descarga necesaria para los SPD que se utilizarán.

Tabla 4
Valores IEC 61643-32 para limitar el voltaje SPD MOV (Metal Varistores de óxido) o MOV conectados en serie a GDT (tubos de descarga de gas) en La aplicación fotovoltaica en un edificio donde la distancia de separación No se mantiene.

Iluminación protección Clase LPL	Rayo máximo corriente de sobretensión (10/350 μs)	Número 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}
Yo 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 o IV	100 kA	8,5 kA	5 kA	17 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA	10 kA	5 kA

Tabla 5
Valores IEC 61643-32 para conmutación de voltaje SPD GDT (gas) Tubos de descarga) o GDT conectados en paralelo a los MOV (varistores de óxido metálico) en La aplicación fotovoltaica en un edificio donde la distancia de separación No se mantiene.

Iluminación protección Clase LPL	Rayo máximo corriente de sobretensión (10/350 μs)	Número de dispositivos de protección externos			
		<4		≥4	
		Por modo de protección		Por modo de protección	
		I _{10/350}		I _{total}	I _{total}
Yo o desconocido	200 kA	25 kA		50 kA	25 kA
II	150 kA	18,5 kA		37,5 kA	18 kA
III o IV	100 kA	12,5 kA		25 kA	12,5 kA

Anexo A – Nuevas tecnologías

A.1 Células: desarrollo y tecnologías emergentes

A.2 Fotovoltaica de concentración (CPV)

A.3 Sistemas fotovoltaicos flotantes

Anexo A – Nuevas tecnologías

A.1 Células: desarrollo y tecnologías emergentes

En el apartado 1.3 ya se ha descrito la tecnología actual de los módulos de silicio cristalino y de los módulos de película fina. La reducción de costes en los procesos de producción fotovoltaica es el motor del desarrollo tecnológico en el campo de la energía fotovoltaica. A continuación se indican los principales avances tecnológicos que resultan interesantes para las células y los módulos de silicio cristalino (c-Si) basados en obleas:

- Reducción del uso de polisilicio por oblea: este objetivo podría alcanzarse produciendo obleas más delgadas, reduciendo la pérdida de corte y aumentando las tasas de reciclaje;
- Reducción del material consumible utilizado en la producción de células cristalinas: este objetivo podría alcanzarse reduciendo las pastas/tintas de metalización que contienen plata (Ag) y aluminio (Al);
- Reducción del consumo de materia prima en la producción de módulos fotovoltaicos: la industria está reduciendo el consumo de material de interconexión de celdas y también está reduciendo el espesor del vidrio frontal utilizado como lámina frontal de los módulos fotovoltaicos.
- Mejora de la conversión de energía de las células: para aumentar el rendimiento de los módulos, la industria está trabajando en tecnologías de texturizado de células, tecnologías de pasivación de la parte trasera de las células, mejora de las tecnologías de emisores de fósforo para células de tipo p, mejora de las tecnologías de dopaje de boro para células de tipo n, tecnologías de metalización de la parte frontal de las células, reducción de la pérdida resistiva relacionada con la interconexión de las células (aumento del número de barras colectoras), mejoras en la tecnología de células bifaciales, mejora en la utilización del espectro solar (células solares de unión múltiple);
- Mejora en la disposición y dimensiones de los módulos fotovoltaicos:
Las dimensiones de las celdas crecieron de 156 mm x 156 mm a 156,75 mm x 156,75 mm;
Las hojas de ruta parten de la base de que el formato más grande de 161,75 mm x 161,75 mm ganará una cuota de mercado significativa en los próximos años.

Los principales desarrollos tecnológicos que resultan interesantes para el **Tecnologías de película delgada (CIS, CIGS, CdTe, CZTS, a-Si)** son:

- Mejora tecnológica: 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 los materiales utilizados en una película delgada;
- Mejora de la eficiencia del módulo: para ser competitiva en términos de costos en comparación con otras tecnologías, la industria de películas delgadas reducirá las zonas de interconexión no activas y también reducirá el mecanismo de degradación;
- Mejora de la conversión de energía: se encuentran en fase de desarrollo nuevos tipos de recubrimientos antirreflejos, antisuciedad y antiabrasivos.

La CIGS es una tecnología madura, que está creciendo para aplicaciones BIPV; los laboratorios lograron una eficiencia del 21 %. El silicio amorfo es una tecnología madura, pero está en declive; podría usarse para aplicaciones fotovoltaicas flexibles y semitransparentes; los laboratorios lograron una eficiencia del 10 %.

El CdTe es una tecnología madura y en crecimiento; podría utilizarse para aplicaciones a gran escala en áreas cálidas; los laboratorios lograron una eficiencia del 21%.

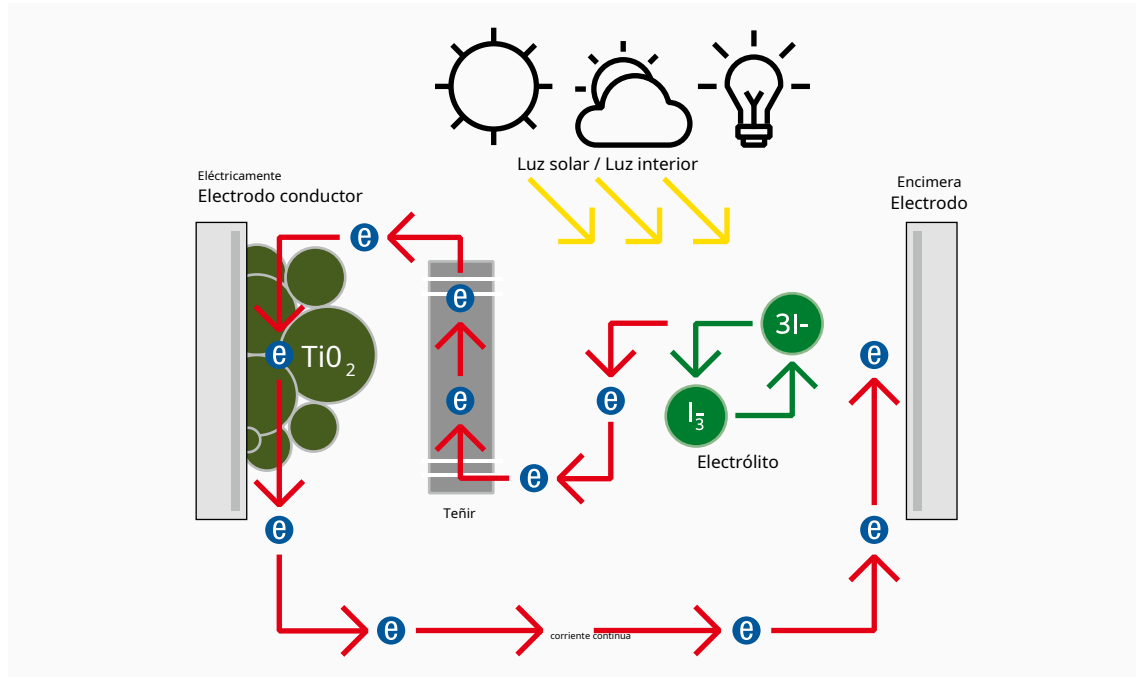
Nuevas y diferentes tecnologías están siendo objeto de actividades de investigación y desarrollo.

Células solares sensibilizadas con colorante DSSC También se conocen como células de Grätzel por el nombre de su inventor: las DSSC se basan en material orgánico y consisten en una lámina frontal de vidrio o plástico con algunos elementos depositados uno sobre otro:

- un electrodo transparente conductor de película delgada;
- una capa de nanocristales porosos de dióxido de titanio semiconductor (TiO_2);
- moléculas de colorante (complejos metalorgánicos de rutenio) distribuidas en la superficie de TiO_2 ;
- un electrolito formado por un disolvente orgánico y un par redox como yoduro/trióxido;
- un contraelectrodo catalizado con platino.

El tinte es el material fotoactivo del DSSC; puede producir electricidad una vez que se sensibiliza con la luz. El tinte atrapa los fotones de la luz entrante (luz solar y luz artificial ambiental) y utiliza su energía para excitar electrones (su comportamiento es como la clorofila en la fotosíntesis). Los electrones excitados se inyectan en el dióxido de titanio (TiO_2). Los electrones son expulsados por el dióxido de titanio nanocrystalino. El electrolito químico cierra el circuito para que los electrones regresen al tinte. El movimiento de los electrones crea energía.

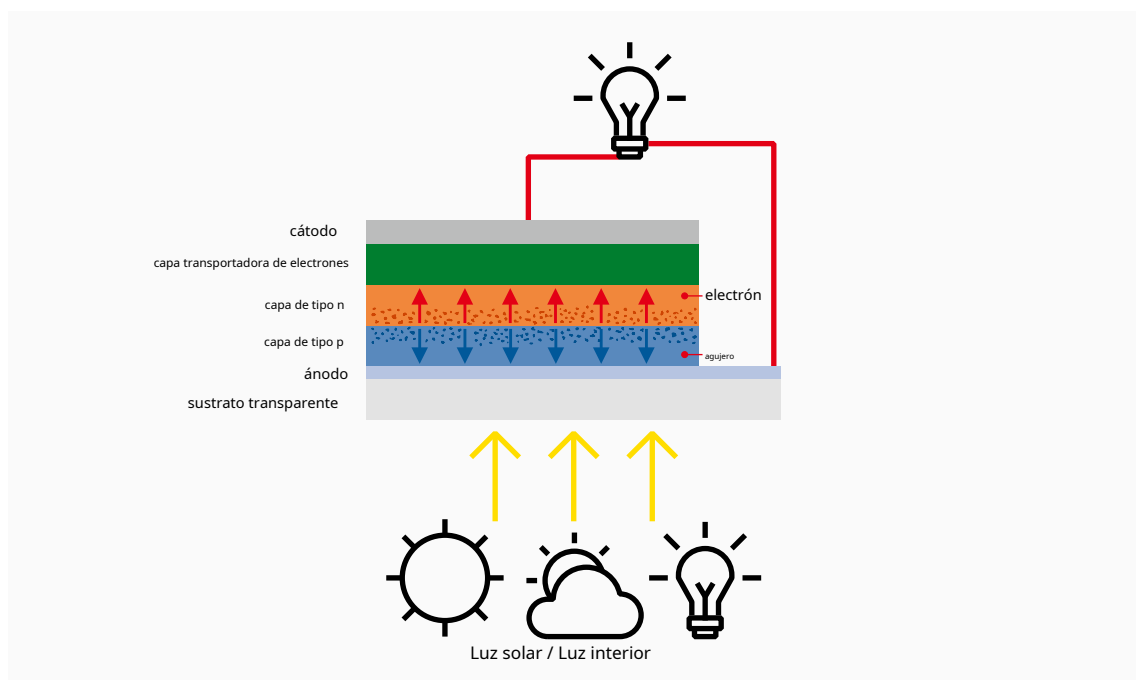
Figura 81
Esquema de celdas DSSC



El límite teórico de eficiencia de conversión fotoeléctrica del DSSC, utilizando una configuración de unión simple, en condiciones de prueba estándar (STC) es del 32 %. Un DSSC en tándem de dos niveles podría alcanzar una eficiencia del 46 %. En los laboratorios, ya se ha alcanzado una eficiencia del 12 % con una célula DSSC. La DSSC es una tecnología de nicho: es atractivo cromático.

Células solares orgánicas (OSC) o fotovoltaica orgánica (OPV): La deposición al vacío se utiliza para producir células solares orgánicas utilizando materiales de bajo peso molecular. Los materiales orgánicos con conductividades de tipo p y tipo n se depositan sobre un electrodo transparente y, a continuación, se deposita sobre ellos un electrodo metálico.

Figura 82
Esquema de celdas OSC



La luz solar es absorbida por las capas orgánicas en OSC, y las excitaciones generadas por la absorción de luz se disocian en electrones y huecos en la interfaz entre las capas orgánicas de tipo p y tipo n.

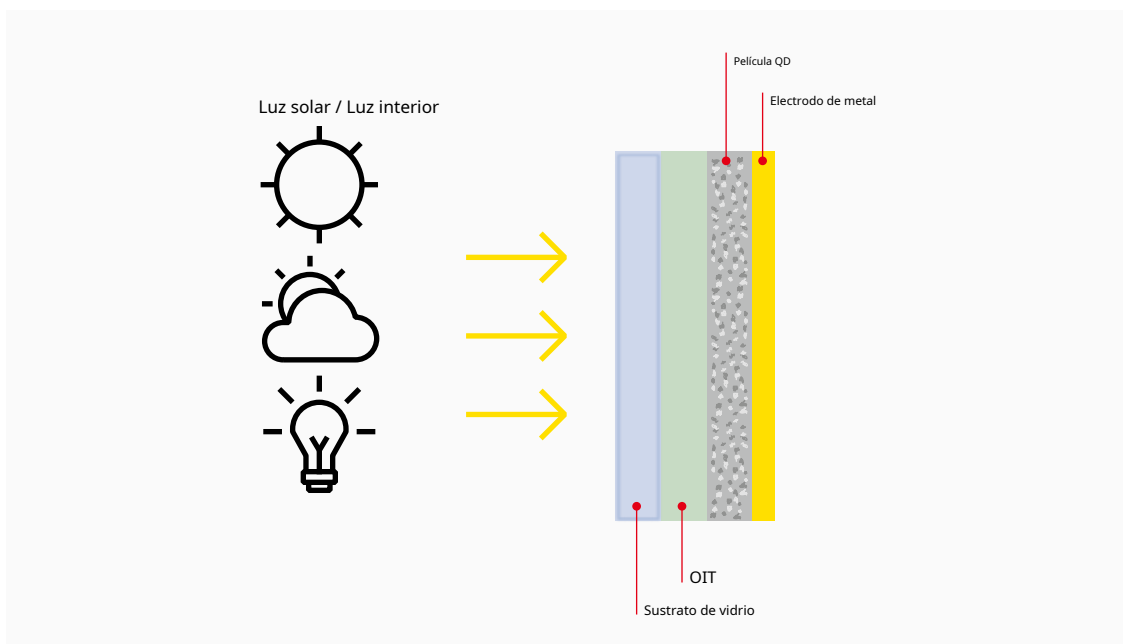
Los electrones y huecos se recogen en los electrodos superior e inferior, respectivamente, y se genera electricidad. Ejemplos de materiales orgánicos que se pueden utilizar para aplicaciones fotovoltaicas: P3HT, ftalocianina, PCBM y colorante de rutenio N3. En las células híbridas, el material activo puede ser una mezcla de moléculas orgánicas y de nanopartículas de compuestos inorgánicos (p. ej., nanotubos de carbono). Los semiconductores orgánicos tienen las capacidades necesarias para alcanzar a medio-largo plazo el objetivo de producir paneles fotovoltaicos a bajo coste, ya que se pueden sintetizar y luego depositar, a baja temperatura y con un bajo coste industrial, sobre una gran superficie también sobre subcapas flexibles. Por el momento, el principal límite de esta tipología es su eficiencia de conversión (<10 % para un minimódulo).

La OSC es una tecnología piloto de nicho: es atractivo cromático.

Las células solares de perovskita (PSC) La película delgada de perovskita fotovoltaica aún no se encuentra en producción, pero esta tecnología ha logrado un progreso notable en los últimos años. Debido a su potencial de producción a muy bajo costo y a que es una banda prohibida adecuada para la formación en tándem con silicio cristalino, podría revolucionar la generación de energía fotovoltaica. Las células solares de perovskita pueden tener o no contenido de plomo. Los laboratorios lograron una eficiencia del 16 % para el mini módulo solar de perovskita.

La célula solar de puntos cuánticos (QDSC) Es un tipo de célula solar que utiliza puntos cuánticos como material fotovoltaico absorbente. Tiene el potencial de aumentar la máxima eficiencia de conversión termodinámica alcanzable de la conversión fotovoltaica hasta aproximadamente el 66 %. Intenta reemplazar materiales a granel como el silicio, el 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 células solares de múltiples uniones, donde se utilizan una variedad de materiales para mejorar la eficiencia al aprovechar múltiples porciones del espectro solar.

Los laboratorios lograron una conversión del 14 % para QDSC.

El III-V (hablar tres cinco) La tecnología fotovoltaica es una tecnología de película delgada (los materiales semiconductores se depositan sobre un sustrato) con las más altas eficiencias de conversión tanto en condiciones de prueba estándar de un sol como en condiciones de sol concentrado. La tecnología fotovoltaica III-V es muy cara. Estas células se utilizan normalmente para aplicaciones espaciales y en tecnología de concentración, donde el alto rendimiento es más importante que el coste. Los materiales III-V se basan en elementos con tres electrones de valencia como el aluminio (Al), el galio (Ga) o el indio (In) y elementos con cinco electrones de valencia como el fósforo (P) o el arsénico (As). Se han explorado varios materiales semiconductores diferentes: arseniuro de galio (GaAs), fosfuro de galio (GaP), fosfuro de indio (InP), arseniuro de indio (InAs), GaInAs, GaInP, AlGaInAs y 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 Energía fotovoltaica de concentración (CPV)

La energía fotovoltaica de concentración (CPV) es una tecnología fotovoltaica que concentra la luz solar en células solares pequeñas y de alta eficiencia. La clasificación de los sistemas de concentración se puede realizar según diferentes criterios:

- El nivel de concentración;
- El sistema de refrigeración: pasivo o activo;
- El componente óptico: lentes o espejo;
- La forma de la óptica: puntual, lineal, etc;
- El material de la celda o la estructura de la celda: silicio, semiconductores III-V, unión simple, multiunión;
- La estrategia de seguimiento: dos ejes, un solo eje, estacionario, cuasi-estacionario, etc.

El principio clave de la CPV es reducir la ocupación de terreno por parte de las instalaciones fotovoltaicas y reducir el coste normalizado de la electricidad (LCOE). La energía fotovoltaica de concentración implica un diseño e ingeniería de plantas más complejos debido a:

- La necesidad de instalar las plantas en zonas con elevada radiación solar directa, lo que dificulta bastante el análisis de las características del lugar en la fase de diseño y reduce el número de áreas aptas para dichas plantas;
- La necesidad de un sistema de seguimiento preciso para mantener el módulo lo más perpendicular posible a la radiación solar directa;
- La necesidad de un sistema de refrigeración de las celdas debido a la alta temperatura que pueden alcanzar debido al aumento de la irradiancia; la temperatura de operación debe mantenerse inferior a 200-250°C mediante sistemas de refrigeración por aire (intercambiadores de calor de placas y aletas) o sistemas de refrigeración por líquido (con microtubos y posibilidad de utilizar el calor captado para cogeneración).

Los sistemas CPV se clasifican según la concentración solar, medida en "soles":

- Fotovoltaica de baja concentración (LCPV): la concentración solar de la LCPV es de entre 2 y 100 soles. Normalmente, la LCPV utiliza células solares de silicio convencionales o modificadas. La refrigeración de las células se obtiene con un sistema de refrigeración pasivo.
- PV de concentración media: la concentración solar de PV de concentración media es de entre 100 y 300 soles. La refrigeración de las células puede ser pasiva o activa; este tipo de PV debe instalarse en un seguidor solar de 2 ejes para optimizar el enfoque del PV en las células solares.
- PV de alta concentración (HCPV): la concentración solar de HCPV es de 300 soles a 1000 soles (o más). La refrigeración de las células suele ser activa; este tipo de CPV debe instalarse en un seguidor solar de 2 ejes para optimizar el enfoque de CPV en las células solares. A menudo se utilizan células solares multiunión porque son más eficientes y tienen coeficientes de temperatura más bajos.

Los CPV son sistemas complejos que se utilizan únicamente para instalaciones a gran escala; se desarrollaron muchos estándares para garantizar la seguridad, confiabilidad y rendimiento de los sistemas CPV:

- IEC 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 seguridad;
- IEC 62925 - Módulos fotovoltaicos de concentración (CPV) - Prueba de ciclado térmico para diferenciar el aumento de la durabilidad por fatiga térmica;
- IEC 62817 - Sistemas fotovoltaicos - Calificación del diseño de seguidores solares;
- UL 3703 - Norma para seguidores solares;
- UL 8703 - Esquema de investigación para módulos y conjuntos fotovoltaicos de concentración. Los puntos fuertes de los CPV son:
 - Altas eficiencias bajo irradiación normal directa;
 - Coeficientes de temperatura bajos;
 - Producción de energía mayor y estable durante todo el día gracias al seguimiento (de dos ejes);
- Bajo tiempo de recuperación de energía;
- Potencial doble uso de la tierra, por ejemplo para agricultura, bajo impacto ambiental;
- Un mayor potencial de aumento de la eficiencia en el futuro en comparación con los sistemas de placa plana de unión única podría conducir a mayores mejoras en el uso del área de tierra, los costos BOS y los costos BOP.

Las debilidades del CPV son:

- El HCPV no puede utilizar la radiación difusa. El LCPV solo puede utilizar una fracción de la radiación difusa;
- Se requiere un seguimiento con suficiente precisión y fiabilidad;
- Pérdidas ópticas;
- Puede requerir una limpieza frecuente para mitigar las pérdidas de suciedad, dependiendo del sitio.

A.3 Sistemas fotovoltaicos flotantes

En la energía solar flotante o FPV (Floating photovoltaic) los conjuntos de paneles solares están ubicados sobre una estructura que flota sobre un cuerpo de agua, típicamente una cuenca artificial o un lago.

Las razones para el desarrollo de estos sistemas son:

- No ocupación de terrenos;
- 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 cimentaciones, la instalación puede ser totalmente reversible.
- Refrigeración: una fina capa de agua que circula por la superficie del panel mantiene la temperatura del módulo a valores que garantizan la máxima eficiencia, lo que aumenta la producción anual de energía en un 10 %, aproximadamente, lo que supera el consumo de la bomba que garantiza la refrigeración;
- Seguimiento solar: ya que la plataforma flotante puede operar como un seguidor solar con un grado de libertad, es decir, moviéndose en dirección Este-Oeste a lo largo del día, garantizando así un incremento de la productividad anual de hasta un 25%.

Sin embargo, existen algunas desventajas que todavía dificultan el uso de sistemas flotantes:

- Aún se desconocen los efectos, durante largos períodos, del flujo constante del agua sobre los módulos y de su interacción con la vegetación acuática y la fauna silvestre;
- Costes adicionales (aprox. 0,8 €/W) debidos a la estructura flotante y a los sistemas de seguimiento y refrigeración: aproximadamente un 50 % de incremento del coste total en comparación con una instalación del mismo tamaño sobre un tejado o sobre el suelo.

Anexo B – Ejemplos de diseño de plantas fotovoltaicas

Introducción

B.1 Planta fotovoltaica con inversores centrales (3-4 MW)

- B.1.1 Inclinación y orientación de los módulos
- B.1.2 Temperatura de referencia del sitio
- B.1.3 Selección del tipo de módulo fotovoltaico
- B.1.4 Configuraciones físicas del conjunto Selección
- B.1.5 del tamaño del inversor
- B.1.6 Cómo determinar el número máximo de módulos fotovoltaicos por cadena
- B.1.7 Cómo determinar el número mínimo de módulos fotovoltaicos por cadena
- B.1.8 Número de módulos fotovoltaicos por cadena
- B.1.9 Disposición definitiva del inversor
- B.1.10 Cajas combinadoras de CC
- B.1.11 Elección de cables de cadena
- B.1.12 Cajas recombinadoras de CC
- B.1.13 Cables de elección entre cajas combinadoras y cajas recombinadoras
- B.1.14 Cables de elección entre cajas recombinadoras e inversor
- B.1.15 Lado de CA

B.2 Planta fotovoltaica con inversores string (2MW)

- B.2.1 Inclinación y orientación de los módulos
- B.2.2 Temperatura de referencia del sitio
- B.2.3 Selección del tipo de módulo fotovoltaico
- B.2.4 Configuraciones físicas del conjunto Selección
- B.2.5 del tamaño del inversor
- B.2.6 Cómo determinar el número máximo de módulos fotovoltaicos por cadena
- B.2.7 determinar el número mínimo de módulos fotovoltaicos por cadena
- B.2.8 módulos fotovoltaicos por cadena
- B.2.9 Disposición definitiva del inversor
- B.2.10 Cajas combinadoras de CC
- B.2.11 Elección de cables de cadena
- B.2.12 Salida de CA del inversor
- B.2.13 Elección del cable de CA del inversor
- B.2.14 Caja combinadora de CA
 - B.2.14.1 Disyuntor en el lado de CA del inversor
 - B.2.14.2 DPS
 - B.2.14.3 Disyuntor principal del lado de CA de baja tensión
- B.2.15 Línea MT y protecciones

Anexo B – Ejemplos de diseño de plantas fotovoltaicas

Introducción

A continuación se muestran dos ejemplos de diseño de una planta de energía fotovoltaica a gran escala conectada a la red eléctrica.

El primer ejemplo se refiere a una planta de energía fotovoltaica a gran escala conectada a la red eléctrica mediante inversores centrales.

El segundo ejemplo se refiere a una planta de energía fotovoltaica a gran escala conectada a la red eléctrica mediante inversores de cadena. En ambos casos, las plantas fotovoltaicas están conectadas a la red eléctrica pública de media tensión. En ambos casos se utiliza un sistema de puesta a tierra de TI en el lado de CC.

De acuerdo con la norma IEC 62548, se debe proporcionar un medio para medir la resistencia de aislamiento del sistema fotovoltaico a tierra: podría estar incluido en el inversor; en cualquier caso, se debe verificar la presencia de un dispositivo de medición de aislamiento. Finalmente, en ambos casos, se supone que la corriente de cortocircuito prevista suministrada 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 a gran escala conectada a la red pública de media tensión (20 kV / 50 Hz).

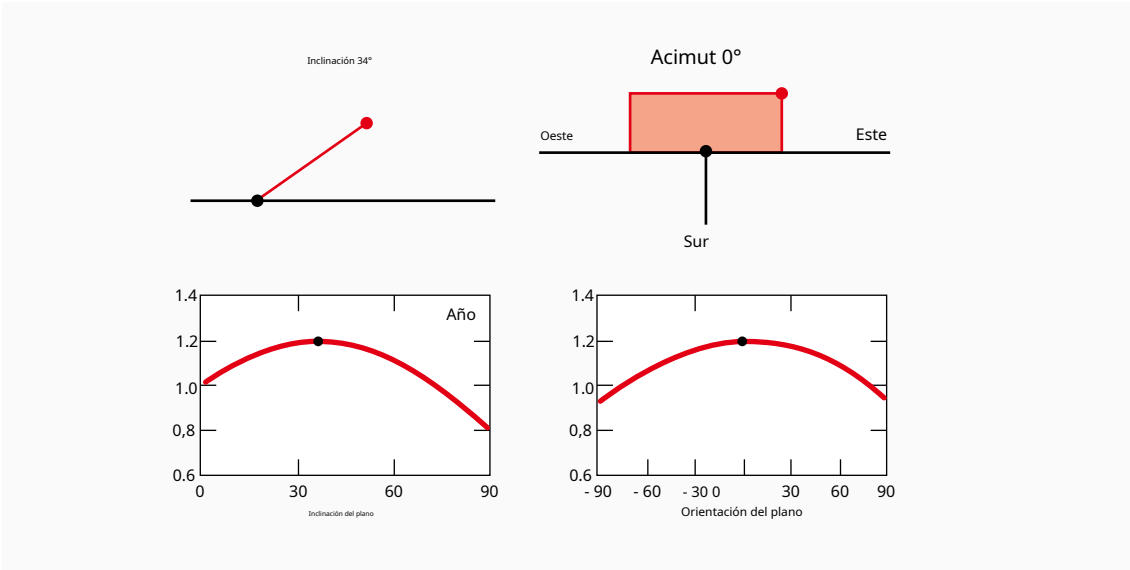
La planta fotovoltaica se instalará sobre el suelo con un sistema fotovoltaico fijo y autónomo; estará situada en un terreno en el centro de Italia, cerca de la ciudad de Roma. El terreno es completamente plano y ocupa 6,6 hectáreas.

B.1.1 Inclinação y orientación de los módulos

Los módulos fijos estarán orientados al sur y entonces el ángulo Azimut (γ) será 0.

El ángulo de inclinación óptimo (pendiente de los módulos fotovoltaicos) en Roma (41°53'N 12°12'E) que proporciona la mayor producción de energía para todo el año, asumiendo que el ángulo de pendiente permanece fijo durante todo el año, es de 34° (el ángulo de pendiente óptimo se puede calcular con una herramienta gratuita de cálculo solar fotovoltaico en línea: p. ej. PVGIS http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP)

Figura 84
ángulo de inclinación óptimo
y orientación



B.1.2 Temperatura de referencia del sitio

La temperatura máxima y mínima que se puede esperar en el lugar de instalación fotovoltaica son necesarias para el diseño de las cadenas (según IEC 60364-7-712).

Las temperaturas de las células solares dependen del sistema de montaje seleccionado y de la temperatura ambiente. Para instalaciones con ángulo de inclinación en el suelo, la ΔT entre la temperatura ambiente y la temperatura de la célula es de +30 °C. La temperatura ambiente máxima en el sitio de instalación fotovoltaica cerca de Roma se estima (según las bases de datos meteorológicas) en 31 °C; por lo tanto, la temperatura máxima de la célula que se utilizará para el dimensionamiento de la cadena en la instalación fotovoltaica montada en el suelo es de 61 °C.

La temperatura ambiente mínima en el sitio de instalación fotovoltaica cerca de Roma se estima (según las bases de datos meteorológicas) en -3 °C; entonces, la temperatura mínima de la celda que se utilizará para el dimensionamiento de la cadena en la instalación fotovoltaica montada en el suelo es de -3 °C.

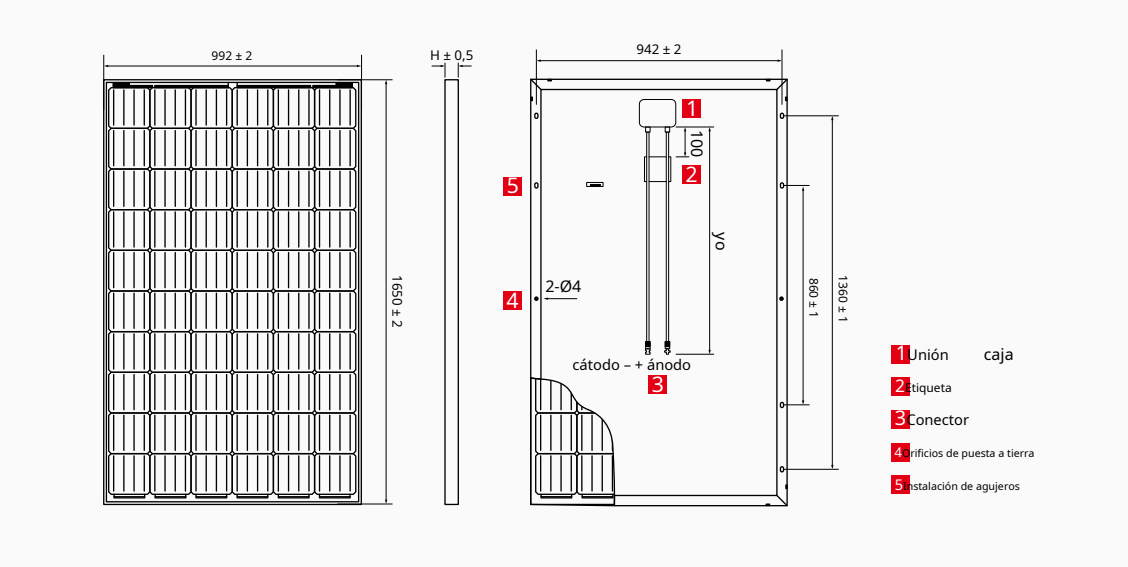
B.1.3 Selección del tipo de módulo fotovoltaico

Para dimensionar el campo fotovoltaico según la disponibilidad de terreno, se deberá seleccionar el tipo de módulo fotovoltaico.

Figura 85
Datos del módulo fotovoltaico

PV MODULE DATA			
Verify the specifications of the panel in the database and compare them with the correct data sheet If your panel is not present, you can manually edit the specifications ("Edit" button) to complete the configuration and the amendment of the panel is not saved in the database, but it is valid only for the session in progress.			
Manufacturer: PV Module manufacturer A			☒ Edit
Model: 300W PV module – 60 monocrystalline cells			
Nominal Power [W]: 300		Grounding: N/D	
Open Circuit Voltage - Voc [V]: 40.10		Short Circuit Current - Isc [A]: 9.72	
Max Power Voltage - Vmp [V]: 32.60		Max Power Current - Imp [A]: 9.21	
Temperature coeff. Voc	[V/°C]: -0.12	Temperature coeff. Isc	[mA/°C]: 4.61
	[%/°C]: -0.299		[%/°C]: 0.047
Max.Sys.Volt (IEC) [V]: 1500		Temperature coeff. Pmax [%/°K]: -0.39	

Figura 86
dimensiones de la
tipo de módulo seleccionado



Determinación de la tensión máxima del módulo fotovoltaico (según IEC 60364-7-712)

El voltaje máximo de circuito abierto (V) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 celdas monocristalinas de 6" con una potencia nominal de 300 W en STC) es 40,10 V en STC.

La temperatura ambiente mínima en Roma (Italia) es de -3 °C.

El coeficiente de temperatura de voltaje (β) del módulo fotovoltaico anterior es -0,299 [%/K].

$$V_{OC\ MAX} = 40.10 \cdot [1 + (-0.299\%) \cdot ((-3) - 25)] = 40.10 \cdot [1 - 0.00299 \cdot (-3 - 25)]$$

$$V_{OC\ MAX} = 40.10 \cdot [1 + 0.00299 \cdot 28] = 43.45\ V$$

Determinación de la tensión mínima del

módulo fotovoltaico El voltaje mínimo MPP (V en) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 células monocristalinas de 6" de 300 W STC) es 32,60 V.

La temperatura ambiente máxima en Roma (Italia) es de 31 °C y la temperatura máxima de la celda que se utilizará para el dimensionamiento de la cadena en la instalación fotovoltaica montada en el suelo es de 61 °C.

El coeficiente de temperatura de voltaje (β) del módulo fotovoltaico anterior es -0,299 [%/K].

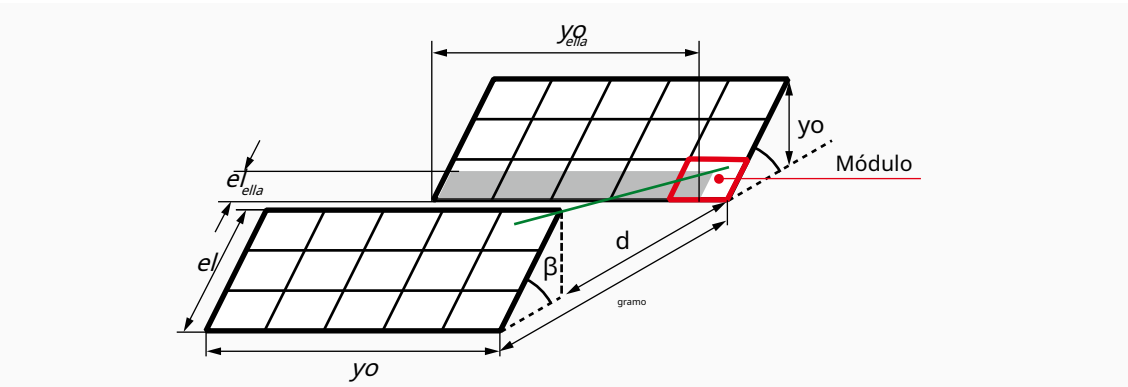
$$V_{MPP\ min} = 32.6 \cdot [1 + (-0.299\%) \cdot (61 - 25)] = 32.6 \cdot [1 - 0.00299 \cdot (36)]$$

$$V_{MPP\ min} = 32.6 \cdot [1 - 0.00299 \cdot 36] = 29.09\ V$$

B.1.4 Configuraciones físicas de la matriz

Durante la fase de diseño, se deben tener en cuenta los efectos de auto-sombreado en el sistema fotovoltaico montado en el suelo con paneles fotovoltaicos independientes fijos. Las pérdidas por auto-sombreado son causadas por una fila precedente de módulos fotovoltaicos y se aplican a todos los módulos fotovoltaicos excepto a la primera fila. Con una planificación cuidadosa, las pérdidas por auto-sombreado se pueden reducir al mínimo. El diseñador fotovoltaico utiliza diferentes supuestos para definir la distancia mínima d entre filas vecinas.

Figura 87
distancia entre
filas vecinas
- espaciado entre filas



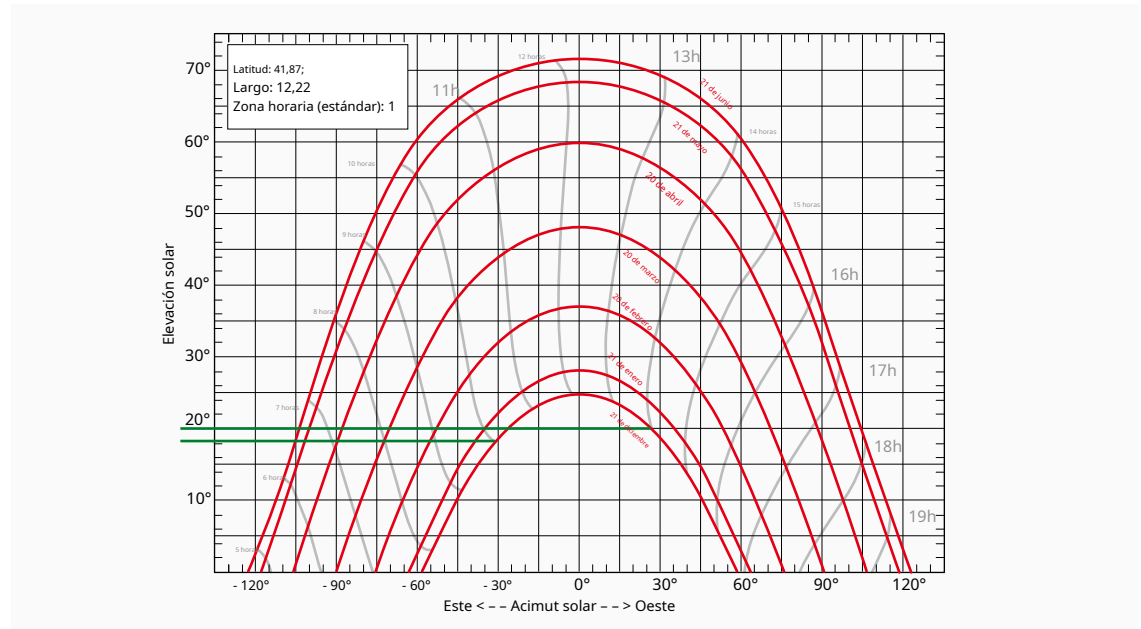
Para calcular el espaciado entre filas (d) de su panel, es necesario calcular la diferencia de altura (h) desde la parte posterior del módulo hasta la superficie. Para ello, siga el siguiente cálculo:

Ecuación 82

$$h = w \cdot \sin \beta$$

La diferencia de altura depende estrictamente de la posición del módulo fotovoltaico en el panel. Otro parámetro necesario para calcular el espaciado entre filas es la elevación del sol. Para evitar el sombreado entre las 10:00 a. m. y las 2:00 p. m. del 21 de diciembre (solsticio de invierno) en un ángulo de inclinación del módulo, la elevación del sol podría identificarse mediante los gráficos de la trayectoria solar en coordenadas cartesianas (Figura 88).

Figura 88
trayectoria del sol en
latitud 41.871730 y
latitud 12.217600



A las 10:00 horas, en el lugar de la instalación fotovoltaica, la elevación del sol (θ) es de unos 18°. A las 14:00 horas, en el lugar de la instalación fotovoltaica, la elevación del sol (θ) es de unos 20°. La elevación mínima es de 18°.

Entonces el espaciado entre filas de paneles es:

Ecuación 83

$$d = h / \tan \theta$$

En caso de que el panel inclinado 34° esté compuesto por 2 módulos en posición vertical

Figura 89
Panel de módulo fotovoltaico
en condiciones verticales



El ancho del panel es:

Ecuación 84

$$w = 2 \cdot h_{\text{module}} = 2 \cdot 1.65 \text{ m} = 3.30 \text{ m}$$

La diferencia de altura es:

Ecuación 85

$$h = w \cdot \sin \beta = 3.30 \text{ m} \cdot \sin 34 = 1.84 \text{ m}$$

Entonces el espaciado entre filas de paneles es:

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:

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 34° esté compuesto por 3 módulos en posición horizontal

Figura 90
Panel de módulo fotovoltaico
en condiciones de paisaje



El ancho del panel es:

Ecuación 88

$$w = 3 \cdot w_{module} = 3 \cdot 0.992 \text{ m} = 2.976 \text{ m}$$

La diferencia de altura es:

Ecuación 89

$$h = w \cdot \sin \beta = 2.976 \text{ m} \cdot \sin 34 = 1.66 \text{ m}$$

Entonces el espaciado entre filas de paneles es:

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:

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 unos 15 m²/ kW.

Esto significa que, considerando 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 su dimensionamiento se realiza en función de la potencia nominal del generador fotovoltaico. En función del terreno disponible (6,6 hectáreas) y de la ocupación del terreno antes mencionada, se determina la potencia nominal del generador fotovoltaico (P_{gen}) es de 4,4 MW. Para utilizar inversores centrales, la mejor opción es utilizar inversores centralizados con un P_{inv} = 3,200 MW y P_{inv} = 2,2 MVA

Figura 91
Datos del inversor

Entrada (CC)	
Potencia fotovoltaica máxima recomendada (P _{PV, máx.}) ¹⁾	3200 kWp
Corriente continua máxima (I _{máx. (CC)})	2400 A
Rango de voltaje de CC, mpp (U _{máx. (CC)}) a 35 °C	935 a 1500 V
Rango de voltaje de CC, mpp (U _{máx. (CC)}) a 50 °C	935 a 1100 V
Voltaje máximo de CC (U _{máx. (CC)})	1500 voltios
Número de seguidores MPPT	1
Número de entradas de CC protegidas	8 ₂ hasta 24 (+/-)
Salida (CA)	
Potencia máxima (S _{máx. (CA)}) ³⁾	2200 kVA
Potencia nominal (S _{N(CA)}) ⁴⁾	2000 kVA
Corriente CA máxima (I _{máx. (CA)})	1925 A
Corriente alterna nominal (I _{N(CA)})	1750 A
Tensión nominal de salida (U _{N(CA)}) ⁵⁾	660 voltios
Frecuencia de salida ₅₎	50/60 Hz
Distorsión armónica, corriente ₆₎	< 3%
Tipo de red de distribución ₇₎	TN y TI

Eficiencia	
Máximo ₈₎	98,8%
Euroeta ₈₎	98,6%
Eficiencia de la CEC ₉₎	98,5%
Consumo de energía	
Autoconsumo en funcionamiento normal	≤ 2500 W
Consumo en modo de espera	235 W
Fuente de voltaje auxiliar ₁₀₎	Externo, monofásico

1) Una relación CC/CA superior a 1,6 podría reducir los intervalos de mantenimiento
2) Como estándar
3) A 35 °C
4) A 50 °C
5) ±10%
6) A potencia nominal
7) El lado del inversor debe ser de tipo IT
8) Sin consumo de energía auxiliar a min U
9) Con alimentación auxiliar incluida
10) Interno como opción

B.1.6 Determinación del número máximo de módulos fotovoltaicos por cadena

De acuerdo con el voltaje máximo de circuito abierto del módulo anterior a la temperatura ambiente mínima en Roma ($V = 43,45 \text{ V}$), el número máximo de módulos fotovoltaicos conectados en serie que se pueden conectar al inversor es:

Ecuación 92

$$N_{MAX \text{ Module}} \leq \frac{V_{MAX \text{ Inverter}}}{V_{OC \text{ MAX Module}}} = \frac{1500}{43.45} = 34.52$$

La tensión máxima del sistema de todos los componentes del sistema fotovoltaico (cajas combinadoras, interruptores, conectores, cables, módulos fotovoltaicos, etc.) deberá ser compatible con la tensión 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.1.7 Determinación del número mínimo de módulos fotovoltaicos por cadena

En caso de que la tensión de la cadena caiga por debajo de la tensión mínima del MPP del inversor (935 V), no es posible realizar el seguimiento del MPP o pueden producirse pérdidas de rendimiento. La cantidad mínima de módulos fotovoltaicos conectados en serie para garantizar que la tensión de la cadena en condiciones de MPP siempre esté por encima de la tensión mínima del MPP del inversor es:

Ecuación 93

$$N_{min \text{ mod}} \geq \frac{V_{min \text{ MPPT Inverter}}}{V_{MPP \text{ min Module}}} = \frac{935}{29.09} = 32.14$$

B.1.8 Número de módulos fotovoltaicos por cadena

El inversor fotovoltaico seleccionado está equipado con un solo MPPT. La cantidad de módulos fotovoltaicos por cadena debe:

- no exceder el número máximo de módulos fotovoltaicos por cadena (34);
- no ser inferior al número mínimo de módulos fotovoltaicos por cadena (33).

Determinación de la corriente máxima del módulo fotovoltaico

Ecuación 94

$$I_{SC \text{ OPC MAX Module}} = I_{SC \text{ STC}} \cdot [1 - \alpha \cdot (25 - T_{cell})] = 9.72 \cdot [1 - 0.00047 \cdot (25 - 61)] = 9.88 \text{ A}$$

Determinación de la corriente máxima de la cadena fotovoltaica

Ecuación 95

$$I_{SC \text{ OPC MAX Module}} = I_{SC \text{ OPC MAX string}} = 9.88 \text{ A}$$

Determinación del número de cadena

El número máximo de cadenas que se pueden conectar a un único MPPT es:

Ecuación 96

$$N_{MAX \text{ string}} \leq \frac{I_{Max \text{ input}}}{I_{SC \text{ OPC MAX string}}} = \frac{2400}{9.88} = 242.91$$

B.1.9 Disposición definitiva del inversor

Para optimizar el cableado de los módulos, una buena práctica es considerar las configuraciones físicas de la matriz (configuración del panel) en la selección de las dimensiones de las cadenas.

Opción 1

El campo fotovoltaico se divide en dos subsistemas iguales, cada uno de los cuales está equipado con un inversor. En caso de que el panel esté compuesto por dos módulos en posición vertical, para maximizar la potencia conectada, la mejor opción de encadenamiento es:

- 216 cadenas de 34 módulos fotovoltaicos conectados al inversor 1 (2203,2 kW);
- 216 cadenas 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 dos subsistemas iguales, cada uno de los cuales está equipado con un inversor. En caso de que el panel esté compuesto por tres módulos en condiciones de paisaje, para maximizar la potencia conectada, la mejor opción de cableado es:

- 224 cadenas de 33 módulos fotovoltaicos conectados al inversor 1 (2217,6 kW);
- 224 cadenas 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 combinadoras de CC

La conexión de los módulos en serie se realiza sobre los propios módulos, mientras que la conexión en paralelo de las cadenas se realiza en el interior de cajas combinadoras que albergan, junto a los sistemas de interconexión, también los dispositivos de protección contra sobrecorriente, seccionadores y protectores contra sobretensiones.

Las cajas combinadoras forman subsistemas que se pueden estandarizar según el número de cadenas, voltaje y corriente nominal.

Opción 1

Cada uno de los subsistemas está compuesto por 216 cadenas de 34 módulos fotovoltaicos. Las 216 cadenas están conectadas en 4 grupos de 54 cadenas.

En cualquier caso, las 54 cadenas se pueden conectar a 4 cajas de combinación equipadas con una entrada de 16 cadenas (se utilizarán entradas de 13 o 14 cadenas). En la selección de la caja de combinación se debe tener en cuenta:

- La tensión máxima del sistema de todos los componentes debe ser compatible con la tensión máxima de entrada del campo fotovoltaico. En este caso, la tensión máxima del sistema debe ser de 1500 V;
- La corriente térmica convencional al aire libre (I_{th}) del seccionador debe ser compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso se conectan 14 cadenas y luego:

$$I_{th} > 14 \cdot I_{SC\ MAX\ string} = 14 \cdot 9.88\ A = 138.32\ A$$

- La caja combinadora deberá estar equipada con SPD tipo 1;
- Los fusibles instalados en los portafusibles⁴⁰ serán fusibles gPV con una corriente máxima I_n ;

$$1.5 \cdot I_{SC} \leq I_n < 2.4 \cdot I_{SC}$$

$$1.5 \cdot 9.72\ A \leq I_n < 2.4 \cdot 9.72\ A$$

$$14.58\ A \leq I_n < 23.32\ A$$

Además, la hoja de datos del módulo fotovoltaico informa que la clasificación máxima de los fusibles en serie de los módulos es de 15 A.

$$I_n < I_{rev\ module} = 15\ A$$

Ecuación 97

Ecuación 98

Ecuación 99

Ecuación 100

Ecuación 101

40

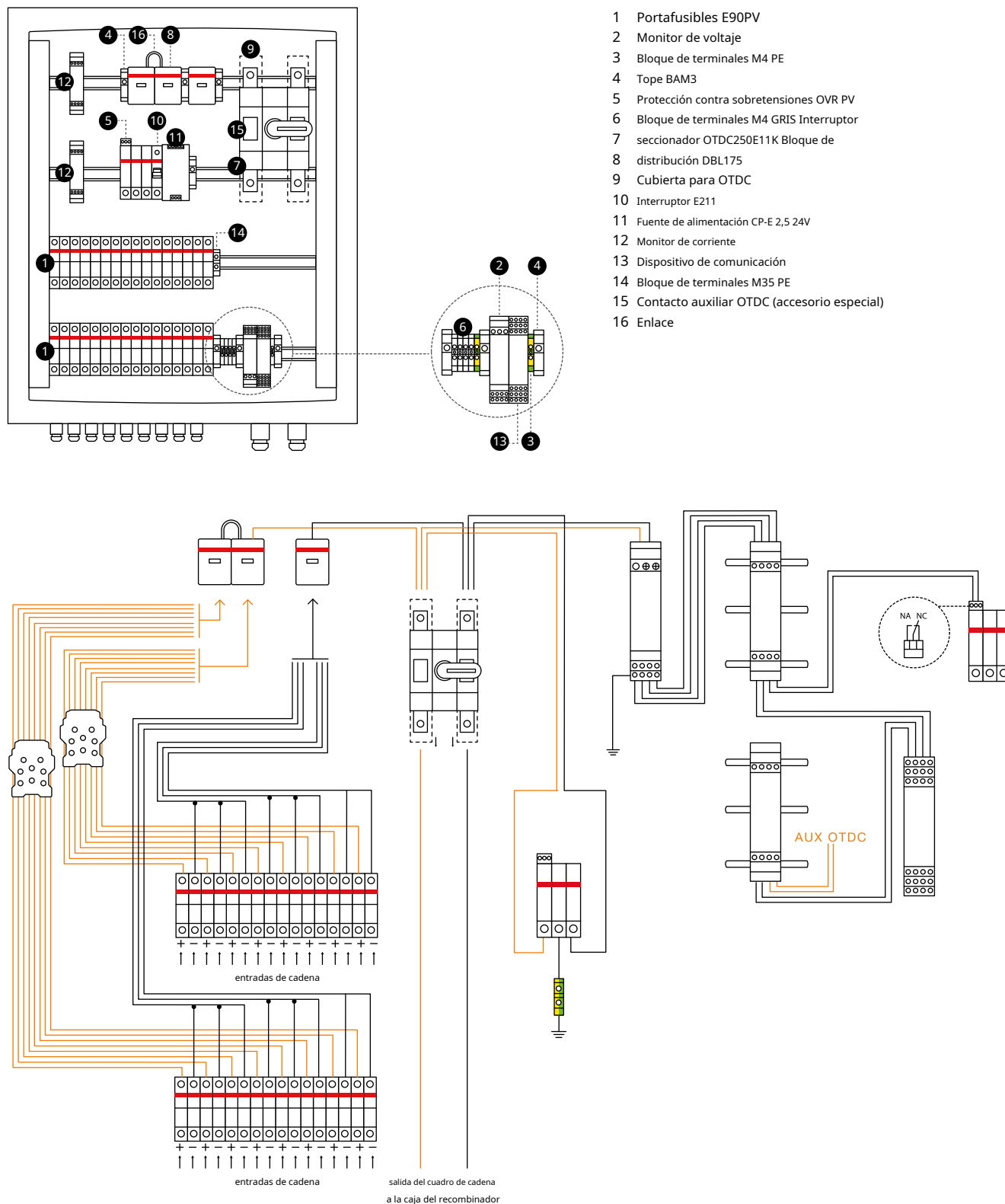
La capacidad de transporte de corriente de los cables de cadena es superior a la corriente máxima que puede pasar a través de ellos en condiciones de funcionamiento estándar; por lo tanto, no es necesario protegerlos contra sobrecargas. Por lo general, no es necesario proteger los cables de cadena fotovoltaica contra sobrecargas si se eligen con una capacidad de transporte de corriente igual o superior a 1,25 veces la I . Por cierto, en caso de muchas cadenas conectadas en paralelo, los cables y los conectores de cadena deben protegerse contra el cortocircuito cuando su capacidad de transporte de corriente sea inferior a $I \cdot 1,25 \cdot I \leq I < 1 = 1,25 \cdot (S - 1) \cdot I$ donde S es el número de la cadena del subconjunto. En cualquier caso, es recomendable el uso de portafusibles con fusibles para desconectar (no bajo carga) las cadenas en caso de operaciones de mantenimiento.

Figura 92
16 cadenas 1500 V DC con
sistema de monitorización

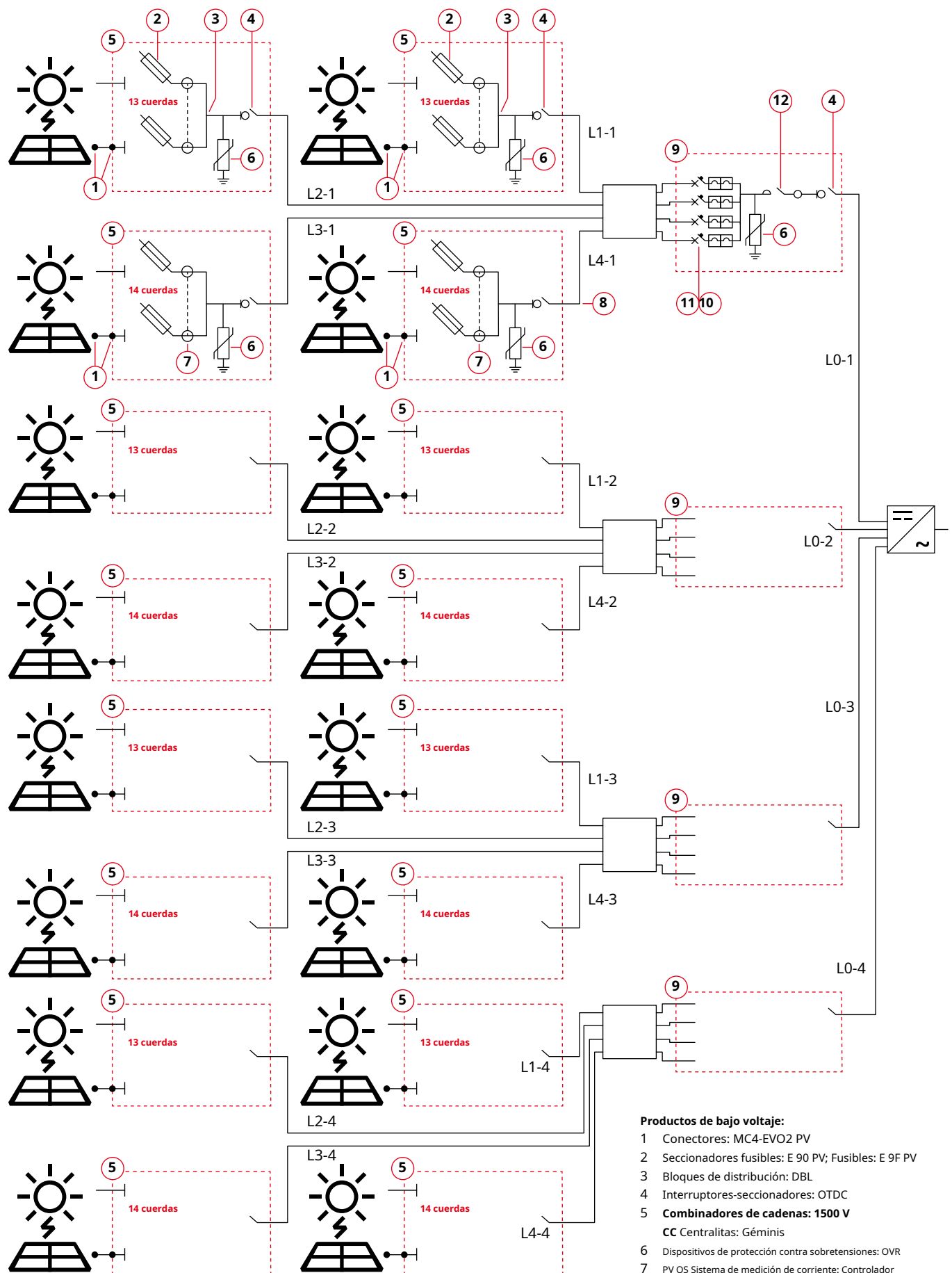
La corriente máxima de los fusibles gPV será entonces de 15 A.

El diagrama de la caja combinadora se indica en la Figura 92.

16 cadenas, 1500 V DC con monitorización



El diagrama de conexión de las cajas combinadoras de cada subsistema se indica en la Figura 93 (página siguiente).

**Productos de bajo voltaje:**

- 1 Conectores: MC4-EVO2 PV
- 2 Seccionadores fusibles: E 90 PV; Fusibles: E 9F PV
- 3 Bloques de distribución: DBL
- 4 Interruptores-seccionadores: OTDC
- 5 **Combinadores de cadenas: 1500 V**
- 6 CC Centralitas: Géminis
- 7 Dispositivos de protección contra sobretensiones: OVR
- 8 PV QS Sistema de medición de corriente: Controlador de monitoreo de cadenas CMS
- 9 Recombinador
- 10 Interruptores automáticos de caja moldeada: Tmax PV
- 11 Dispositivos de control de aislamiento: CM-IWx
- 12 Contactores: Serie GAF

Figura 93

Diagrama del lado de CC de cada subsistema: cadena de 216 módulos fotovoltaicos de 34

Opción 2

Cada uno de los subsistemas está compuesto por 224 cadenas de 33 módulos fotovoltaicos. Las 224 cadenas están conectadas en 4 grupos de 56 cadenas.

En cualquier caso, las 56 cadenas se pueden conectar a 4 cajas de combinación equipadas con una entrada de 16 cadenas (se utilizará una entrada de 14 cadenas). En la selección de la caja de combinación se debe tener en cuenta:

- La tensión máxima del sistema de todos los componentes debe ser compatible con la tensión máxima de entrada del campo fotovoltaico. En este caso, la tensión máxima del sistema debe ser de 1500 V;
- La corriente térmica convencional al aire libre (I_{th}) del seccionador debe ser compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso se conectan 14 cadenas y luego:

Ecuación 102

$$I_{th} > 14 \cdot I_{SC\ MAX\ string} = 14 \cdot 9.88\ A = 138.32$$

- La caja combinadora deberá estar equipada con SPD tipo 1;
- Los fusibles instalados en los portafusibles⁴¹ 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 hoja de datos del módulo fotovoltaico informa que la clasificación máxima de los fusibles en serie de los módulos es de 15 A.

Ecuación 106

$$I_n < I_{rev\ module} = 15\ A$$

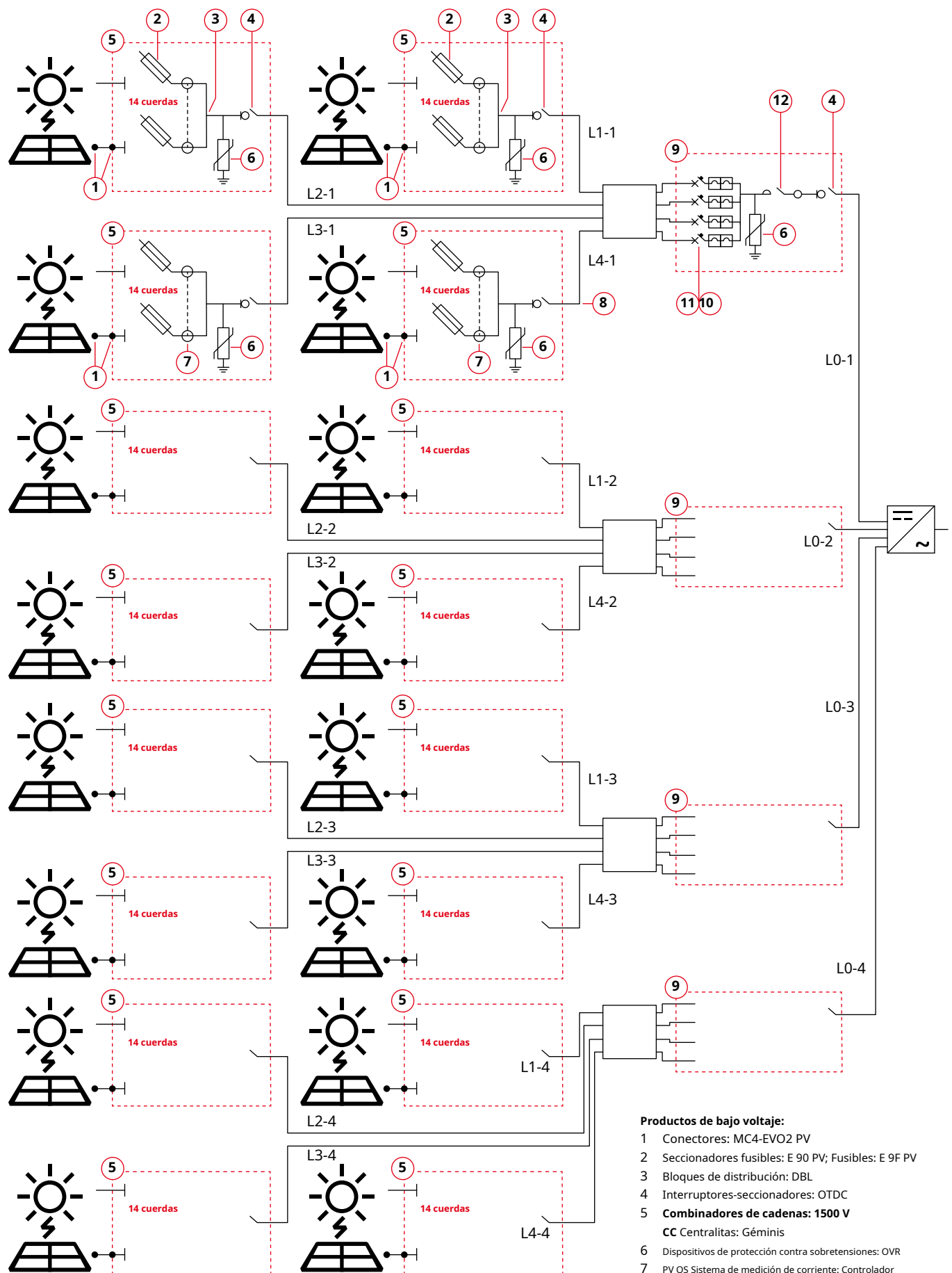
La corriente máxima de los fusibles gPV será entonces de 15 A.

El diagrama de la caja combinadora se indica en la Figura 94.

El diagrama de interconexión de las cajas combinadoras de cada subsistema se indica en la Figura 94 (página siguiente)

⁴¹

La capacidad de transporte de corriente de los cables de cadena es superior a la corriente máxima que puede pasar a través de ellos en condiciones de funcionamiento estándar; por lo tanto, no es necesario protegerlos contra sobrecargas. Por lo general, no es necesario proteger los cables de cadena fotovoltaica contra sobrecargas si se eligen con una capacidad de transporte de corriente igual o superior a 1,25 veces la I . Por cierto, en caso de muchas cadenas conectadas en paralelo, los cables y los conectores de cadena deben protegerse contra el cortocircuito cuando su capacidad de transporte de corriente sea inferior a $I \cdot 1,25 \cdot I \leq I < 1,25 \cdot (S - 1) \cdot I$ donde S es el número de la cadena del subconjunto. En cualquier caso, es recomendable el uso de portafusibles con fusibles para desconectar (no bajo carga) las cadenas en caso de operaciones de mantenimiento.



Productos de bajo voltaje:

- 1 Conectores: MC4-EVO2 PV
- 2 Seccionadores fusibles: E 90 PV; Fusibles: E 9F PV
- 3 Bloques de distribución: DBL
- 4 Interruptores-seccionadores: OTDC
- 5 **Combinadores de cadenas: 1500 V**
- 6 CC Centralitas: Géminis
- 7 Dispositivos de protección contra sobretensiones: OVR
- 8 PV QS Sistema de medición de corriente: Controlador de monitoreo de cadenas CMS
- 9 Recombinador
- 10 Interruptores automáticos de caja moldeada: Tmax
- 11 PV Dispositivos de monitoreo de aislamiento: CM-IWx
- 12 Contactores: Serie GAF

Figura 94

Diagrama del lado de CC de cada subsistema: cadena de 224 módulos fotovoltaicos de 33

B.1.11 Elección de cables de cadena

La instalación se realiza en Europa y, por tanto, el cable deberá respetar la codificación europea para cables solares: los cables deberán ser H1Z2Z2-K.

Opción 1

Considerando que:

- la tensión máxima de circuito abierto ($V_{OC\text{ MÁXIMO}}$) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 células monocristalinas de 6") nominal 300 W en STC) es 40,10 V en STC;
 - la tensión máxima de circuito abierto ($V_{OC\text{ MÁXIMO}}$) a menor temperatura es de 43,45 V;
 - las cadenas están compuestas por 34 módulos; la tensión máxima en circuito abierto de la cadena ($V_{Cadena\text{ OC MAX}}$) a menor temperatura es 1477,3 V.
- La tensión nominal de los cables se elegirá de acuerdo con la tensión máxima de circuito abierto ($V_{Cadena\text{ OC MAX}}$) y luego $> 1477,3\text{ V}$.

Los cables de cadena se seleccionarán de manera que la caída de tensión sea $< 2\%$.

Considerando que:

- Los cables de cadena se dispondrán en bandejas metálicas perforadas en la parte posterior de las estructuras;
- en el mismo conducto colocaremos alrededor de 6 pares de cables de cuerda;
- la longitud media del circuito de cadenas es de 150 m; se

ha seleccionado el siguiente cable solar para las cadenas:

tipo de cable: H1Z2Z2-K

Sección transversal: 4 mm²

Tensión nominal CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento: -40 °C hasta +90 °C Capacidad

de conducción de corriente para un solo cable libre en el aire: 55 A

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250 °C (5 s.)

Se verificará la capacidad de conducción de corriente continua I_z y será:

Ecuación 107

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

La corriente máxima de la cadena fotovoltaica, para dimensionar el cable, es $I_{Cadena\text{ SC MAX}} = 12,15\text{ A}$.

De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua I_z de los cables de la cadena fotovoltaica, para el dimensionamiento de los cables, será:

Ecuación 108

$$I_z \geq 12.15\text{ A}$$

La capacidad de conducción de corriente I_z de los cables solares dispuestos en bandejas de cables de metal perforadas a la temperatura de funcionamiento de 70 °C resulta según IEC 60364-5-52 es $I_z = 36,53\text{ A}$.

La capacidad de carga es mayor que 1,25 veces la I de la cadena; entonces el dimensionamiento de los cables es correcto⁴² y no es necesario proteger los cables de la cadena fotovoltaica contra sobrecargas.

Por cierto, considerando la cantidad de cadenas conectadas en paralelo en los subconjuntos (S_A) el cable de cadena no verificó la condición.

42
Ref. al párrafo 6.1.1

Ecuación 109

$$I_z\text{ string} < 1.25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$$

Por lo tanto, los cables y los conectores de cadena deben protegerse contra cortocircuitos mediante fusibles en la entrada de cadena individual de la caja combinadora.

De acuerdo a las características de tiempo-corriente de los fusibles, se deberá verificar que (I_{zt}) de los fusibles, la energía específica máxima de los fusibles, es menor que $\leq (K_2 S_z^2)$ de los cables, valor máximo de energía específica que el cable es capaz de 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 en el interior del inversor (véase 6.1.3). Debido a la tipología constructiva del inversor, éste incluye al menos un diodo de bloqueo que evita que la corriente de la red contribuya al cortocircuito.

Opción 2

Considerando que:

- la tensión máxima de circuito abierto ($V_{jefeOCMAX}$) del seleccionado **PWC** módulo (60 células monocristalinas de 6") nominal 300 W en STC) es 40,10 V en STC;
 - la tensión máxima de circuito abierto ($V_{jefeOCMAX}$) a temperatura más baja **rata** tensión es de 43,45 V;
 - las cadenas están compuestas por 33 módulos; la tensión máxima de circuito abierto de la cadena ($V_{op de toda Cadena AX}$) en te inferior La temperatura es 1433,85 V.
- La tensión nominal de los cables se debe elegir de acuerdo con la tensión máxima de circuito abierto ($V_{Cadena OC MAX}$) luego > 1433,85 V.
- Los cables de cadena se seleccionarán de manera que la caída de tensión sea < 2 %.

Considerando que:

- Los cables de cadena se dispondrán en bandejas metálicas perforadas en la parte posterior de las estructuras;
 - en el mismo conducto colocaremos alrededor de 6 pares de cables de cuerda;
 - la longitud media del circuito de cadenas es de 150 m; se ha seleccionado el siguiente cable solar para las cadenas: tipo de cable: H1Z2Z2-K
- Sección transversal: 4 mm²
Tensión nominal CC: 1,5 kV
Temperatura ambiente en funcionamiento: -40 °C hasta +90 °C Capacidad de conducción de corriente para un solo cable libre en el aire: 55 A
Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250 °C (5 s.)

Se verificará la capacidad de conducción de corriente continua I_z 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 dimensionar el cable, es $I_{Cadena SC MAX} = 12,15 A$.

De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua I de los cables de la cadena fotovoltaica, para el dimensionamiento de los cables, será:

Ecuación 111

$$I_z \geq 12.15 A$$

La capacidad de conducción de corriente I_z de los cables solares dispuestos en bandejas de cables de metal perforadas a la temperatura de funcionamiento de 70 °C resulta según IEC 60364-5-52 es $I_z = 36,53 A$.

La capacidad de carga es mayor que 1,25 veces la I de la cadena; entonces el dimensionamiento de los cables es correcto⁴³ y no es necesario proteger los cables de la cadena fotovoltaica contra sobrecargas.

Por cierto, considerando la cantidad de cadenas conectadas en paralelo en los subconjuntos (S_A) el cable de cadena no verificó la condición.

43
Ref. al 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 de cadena deben protegerse contra cortocircuitos mediante fusibles en la entrada de cadena individual de la caja combinadora.

De acuerdo a las características de tiempo-corriente de los fusibles, se deberá verificar que (I_{zt}) de los fusibles, la energía específica máxima de los fusibles, es menor o igual que $\leq (K_2 S_2)$ de los cables, valor máximo de energía específica que el cable es capaz de 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 en el interior del inversor (véase 6.1.3). Debido a la tipología constructiva del inversor, éste incluye al menos un diodo de bloqueo que evita que la corriente de la red contribuya al cortocircuito.

B.1.12 Cajas recombinedoras de CC

La conexión en paralelo de los cables que provienen de las cajas combinadoras se realiza en el interior de cajas recombinedoras que albergan, junto a los sistemas de interconexión, también los dispositivos de protección contra sobrecorriente, seccionadores y protectores contra sobretensiones.

Opción 1

Como se muestra en la Figura 93, la caja del recombinedor contiene:

- Interruptor automático en caja moldeada para obtener protección contra sobrecorriente; la corriente de servicio nominal del seccionador (I_n) deberá ser compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso se conectan 13 o 14 cadenas a cada uno de los subsistemas; entonces en el caso de 14 cadenas:

$$\begin{aligned} 1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{SC} &\leq I_n < 2.4 \cdot S_A \cdot I_{SC} \\ 1.25 \cdot 14 \cdot 9.72 \text{ A} &\leq I_n < 2.4 \cdot 14 \cdot 9.72 \text{ A} \\ 170.1 \text{ A} &\leq I_n < 326.6 \text{ A} \end{aligned}$$

- SPD tipo 1;
- contactor para desconexión remota (es opcional, podría ser necesario para un sistema de seguridad avanzado);
- Seccionador: el seccionador convencional de corriente térmica al aire libre (I) debe ser compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso se conectan 54 cadenas al subsistema y luego:

$$I_{th} > 54 \cdot I_{SC \text{ MAX string}} = 54 \cdot 9.88 \text{ A} = 533.52 \text{ A}$$

En la selección de la caja recombinedora se debe tener en cuenta que la tensión máxima del sistema de todos los componentes debe ser compatible con la tensión máxima de entrada del campo fotovoltaico. En este caso, la tensión máxima del sistema debe ser de 1500 V.

Opción 2

Como se muestra en la Figura 94, la caja del recombinedor contiene:

- Interruptor automático en caja moldeada para obtener protección contra sobrecorriente; la corriente de servicio nominal del seccionador (I_n) deberá ser compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso se conectan 14 cadenas a cada uno de los subsistemas y luego:

$$\begin{aligned} 1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{SC} &\leq I_n < 2.4 \cdot S_A \cdot I_{SC} \\ 1.25 \cdot 14 \cdot 9.72 \text{ A} &\leq I_n < 2.4 \cdot 14 \cdot 9.72 \text{ A} \\ 170.1 \text{ A} &\leq I_n < 326.6 \text{ A} \end{aligned}$$

- SPD tipo 1;
- contactor para desconexión remota (es opcional, podría ser necesario para un sistema de seguridad avanzado);
- Seccionador: el seccionador convencional de corriente térmica al aire libre (I) deberá ser compatible con la corriente máxima de las cadenas conectadas. En este caso se conectan 56 cadenas al subsistema y luego:

$$I_{th} > 56 \cdot I_{SC \text{ MAX string}} = 56 \cdot 9.88 \text{ A} = 553.28 \text{ A}$$

En la selección de la caja recombinedora se debe tener en cuenta que la tensión máxima del sistema de todos los componentes debe ser compatible con la tensión máxima de entrada del campo fotovoltaico. En este caso, la tensión máxima del sistema debe ser de 1500 V.

B.1.13 Cables de elección entre cajas combinadoras y cajas recombinadoras

La conexión de la caja combinadora del conjunto fotovoltaico a la caja recombinadora se realiza mediante dos cables unipolares H1Z2Z2-K.

La longitud de los cables entre las cajas combinadoras y las cajas recombinadoras se indica en la Tabla 7.

Tabla 7
Longitud del cable para la
opción 1 y la opción 2

Línea	Longitud del circuito [m]	Línea	Longitud 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

Opción 1

Teniendo en cuenta que el voltaje máximo de circuito abierto de la cadena ($V_{Cadena OC MAX}$) a menor temperatura es 1477,3 V, La tensión nominal de los cables se elegirá de acuerdo con la tensión máxima de circuito abierto ($V_{Cadena OC MAX}$) y luego > 1477,3 V. Los cables se deben seleccionar para mantener la caída de tensión < 2 % y para verificar la capacidad de transporte de corriente.

Considerando que:

- Los cables se dispondrán en canaletas en el suelo;
 - en el mismo conducto se colocará solo un circuito (2 cables);
- para las cadenas se selecciona el siguiente cable solar: tipo de cable: H1Z2Z2-K

Tensión nominal CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento: -40 °C hasta +90 °C

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250 °C (5 s.)

Tabla 8
Longitud del cable y sección
transversal para la opción 1 y la
opción 2

Línea	Longitud del circuito [m]	Sección transversal [mm ²]	Línea	Longitud del circuito [m]	Sección transversal [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

Se verificará la capacidad de conducción de corriente continua I_z y será:

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

La corriente máxima de la cadena fotovoltaica, para dimensionar el cable, es $I_{Cadena SC MAX} = 12,15 A$.

De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua I_z de los cables de la cadena fotovoltaica, para el dimensionamiento de los cables, será:

$$I_z \geq 12.15 A$$

Cada caja combinadora está conectada con al menos 14 cadenas.

De acuerdo a esto, la capacidad de conducción de corriente continua I_z de los cables, para el dimensionamiento de los conductores, será:

$$I_z \geq 12.15 \cdot 14 = 170.1 A$$

Se verifica la capacidad de conducción de corriente I_z de los cables solares calculada según IEC 60364-5-52.

No es necesario proteger los cables del conjunto fotovoltaico contra sobrecargas, se eligen con una capacidad de transporte de corriente igual o mayor a 1,25 veces la suma de las I de las cadenas del subconjunto.

Por cierto, considerando la cantidad de cadenas conectadas en paralelo en los subconjuntos (S_k) el cable de cadena no verificó la condición.

Ecuación 124

$$I_{z \text{ sub-array}} < 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{sc}$$

Donde S es el número de cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo en el subconjunto fotovoltaico.

Por lo tanto, las conexiones entre las cajas combinadoras y las cajas recombinadoras deben protegerse contra cortocircuitos mediante disyuntores de caja moldeada en cada entrada de la caja recombinadora.

De acuerdo a las características de tiempo-corriente de los fusibles, se deberá verificar que (I_{zt}) de los fusibles, la energía específica máxima de los fusibles, es menor o igual que $\leq (K \cdot S_c)$ de los cables, valor máximo de energía específica que el cable es capaz de soportar.

Opción 2

Teniendo en cuenta que el voltaje máximo de circuito abierto de la cadena ($V_{\text{Cadena OC MAX}}$) a menor temperatura es 1433,85 V, La tensión nominal de los cables se debe elegir de acuerdo con la tensión máxima de circuito abierto ($V_{\text{Cadena OC MAX}}$) luego $> 1433,85$ V.

Los cables se deben seleccionar de manera que la caída de tensión sea $< 2\%$ y para verificar la capacidad de transporte de corriente.

Considerando que:

- Los cables se dispondrán en canaletas en el suelo;
 - en el mismo conducto se colocará solo un circuito (2 cables);
- para las cadenas se selecciona el siguiente cable solar: tipo de cable: H1Z2Z2-K

Tensión nominal CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento: -40°C hasta $+90^\circ\text{C}$

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250°C (5 s.)

Tabla 9
Longitud del cable y sección transversal para la opción 1 y la opción 2

Línea	Longitud del circuito [m]	Sección transversal [mm ²]	Línea	Longitud del circuito [m]	Sección transversal [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

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 dimensionar el cable, es $I_{\text{Cadena SC MAX}} = 12,15$ A. Según esto,

La capacidad de transporte de corriente continua I de los cables de la cadena fotovoltaica, para el dimensionamiento de los cables, deberá ser:

Ecuación 126

$$I_z \geq 12.15 \text{ A}$$

Cada caja combinadora está conectada con al menos 14 cadenas.

De acuerdo a esto, la capacidad máxima de conducción de corriente continua I de los cables, para el dimensionamiento de los conductores, será:

Ecuación 127

$$I_z \geq 12.15 \cdot 14 = 170.1 \text{ A}$$

Se verifica la capacidad de conducción de corriente I de los cables solares calculados según IEC 60364-5-52. No es necesario proteger los cables del campo fotovoltaico contra sobrecargas, se eligen con una capacidad de conducción de corriente igual o superior a 1,25 veces la suma de la I de las cadenas del subcampo.

Por cierto, considerando la cantidad de cadenas conectadas en paralelo en los subconjuntos (S_k) el cable de cadena no verificó la condición.

Ecuación 128

$$I_{z \text{ sub-array}} < 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{sc}$$

Donde S es el número de cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo en el subconjunto fotovoltaico.

Por lo tanto, las conexiones entre las cajas combinadoras y las cajas recombinadoras deben protegerse contra cortocircuitos mediante disyuntores de caja moldeada en cada entrada de la caja recombinadora.

De acuerdo a las características de tiempo-corriente de los fusibles, se deberá verificar que $(I_{\Delta t})$ de los fusibles, la energía específica máxima de los fusibles, es menor o igual que $\leq (K_{\Delta S_2})$ de los cables, valor máximo de energía específica que el cable es capaz de soportar.

B.1.14 Cables de elección entre cajas recombinadoras e inversor

La conexión de la caja combinadora del conjunto fotovoltaico a la caja recombinadora se realiza mediante dos cables unipolares H1Z2Z2-K.

La longitud de los cables entre cajas combinadoras y cajas recombinadoras se indica en la Tabla 10.

Tabla 10
longitud del cable para la
opción 1 y la opción 2

Línea	Longitud 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 ($V_{Cadena\ OC\ MAX}$) a menor temperatura es 1477,3 V, La tensión nominal de los cables se debe elegir de acuerdo con la tensión máxima de circuito abierto ($V_{Cadena\ OC\ MAX}$) luego > 1477,3 V.

Los cables se deben seleccionar de manera que la caída de tensión sea < 2 % y para verificar la capacidad de transporte de corriente.

Considerando que:

- Los cables se dispondrán en canaletas en el suelo;
- en el mismo conducto se colocará solo un circuito (2 cables);

para las cadenas se selecciona el siguiente cable solar: tipo de cable: H1Z2Z2-K

Tensión nominal CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento: -40 °C hasta +90 °C

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250 °C (5 s.)

Tabla 11
Longitud del cable y sección
transversal para la opción 1 y la
opción 2

Línea	Longitud 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 dimensionar el cable, es $I_{Cadena\ SC\ MAX} = 12,15\ A$. Según esto, la La capacidad de transporte de corriente continua I de los cables de la cadena fotovoltaica, para el dimensionamiento de los cables, deberá ser:

Ecuación 130

$$I_z \geq 12.15\ A$$

Cada caja combinadora está conectada con 15 cadenas.

Cada caja recombinadora conecta 4 cajas combinadoras.

De acuerdo a esto, la capacidad de conducción de corriente continua I_z de los cables, para el dimensionado de los conductores, será:

Ecuación 131

$$I_z \geq 12.15 \cdot (14 + 14 + 13 + 13) = 656.1\ A$$

Se verifica la capacidad de conducción de corriente I_z de los cables solares calculados según IEC 60364-5-52. No es necesario proteger los cables del campo fotovoltaico contra sobrecargas, se eligen con una capacidad de conducción de corriente igual o superior a 1,25 veces la suma de las I de las cadenas del campo.

Opción 2

Teniendo en cuenta que el voltaje máximo de circuito abierto de la cadena ($V_{\text{Cadena OC MAX}}$) a menor temperatura es 1433,85 V. La tensión nominal de los cables se debe elegir de acuerdo con la tensión máxima de circuito abierto ($V_{\text{Cadena OC MAX}}$) luego > 1433,85 V.

Los cables se deben seleccionar de manera que la caída de tensión sea < 2 % y para verificar la capacidad de transporte de corriente.

Considerando que:

- Los cables se dispondrán en canaletas en el suelo;
- en el mismo conducto se colocará solo un circuito (2 cables); para las cadenas se selecciona el siguiente cable solar: tipo de cable: H1Z2Z2-K

Tensión nominal CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento: -40 °C hasta +90 °C

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250 °C (5 s.)

Tabla 12
Longitud del cable y sección transversal para la opción 1 y la opción 2

Línea	Longitud del circuito [m]	Sección transversal [mm ²]
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 dimensionar el cable, es $I_{\text{Cadena SC MAX}} = 12,15\text{ A}$.

De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua I de los cables de la cadena fotovoltaica, para el dimensionamiento de los cables, será:

Ecuación 133

$$I_z \geq 12.15\text{ A}$$

3 cajas de conexión están conectadas con 16 cadenas y 1 caja de conexión está conectada con 15 cadenas. De acuerdo con esto, la capacidad de conducción de corriente continua I de los cables, para el dimensionamiento de los cables, será:

Ecuación 134

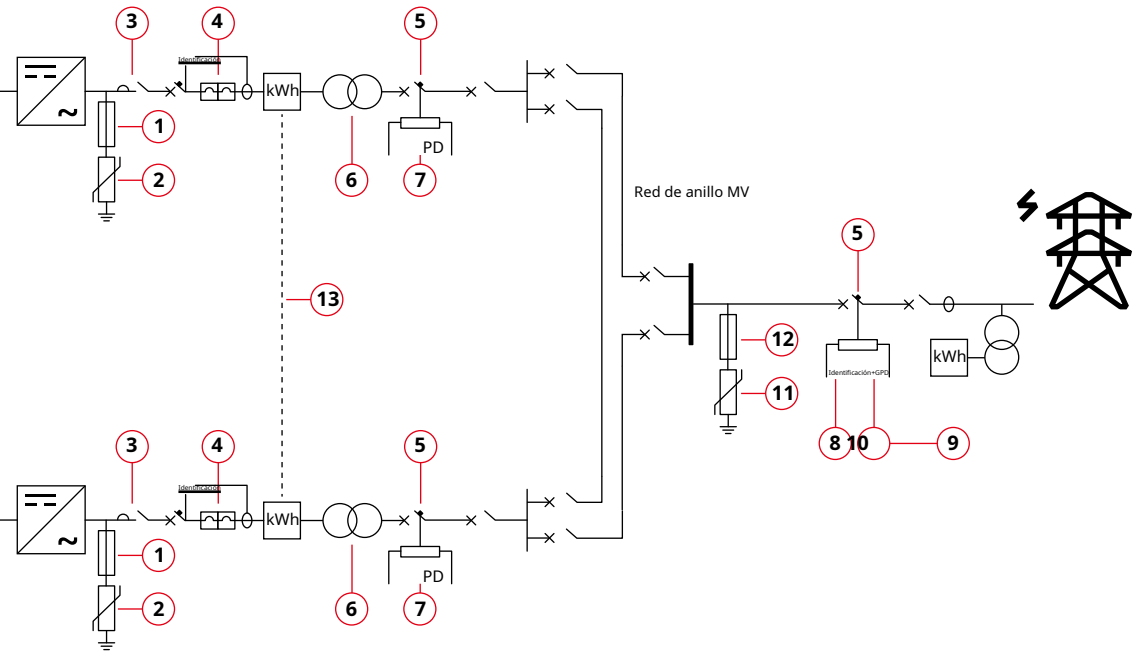
$$I_z \geq 12.15 \cdot (14 + 14 + 14 + 14) = 680.4\text{ A}$$

Se verifica la capacidad de conducción de corriente I de los cables solares calculados según IEC 60364-5-52. No es necesario proteger los cables del campo fotovoltaico contra sobrecargas, se eligen con una capacidad de conducción de corriente igual o superior a 1,25 veces la suma de las I de las cadenas del campo.

B.1.15 Lado de CA

El diagrama del lado de CA se indica en la Figura 95.

Figura 95
Diagrama del lado de CA



- 1 Seccionadores fusibles: E90
- 2 Dispositivos de protección contra sobretensiones: Contactores OVR T1 /
- 3 T1-T2 / T2 QS: Serie AF
- 4 Interruptores automáticos de caja moldeada: Tmax XT, Tmax T
- Disyuntores de aire: Emax 2

- Productos de media tensión: 5**
- Cuadros de distribución secundarios con aislamiento de gas: SafeRing / Safeplus
 - Aparato de distribución secundario aislado en aire: UniSec
 - Interruptor-seccionador aislado en aire: NALF
 - Reconector: Gridshield
 - Disyuntor: VD4
 - 6 Transformadores: Transformadores secos, transformadores sumergidos en aceite
 - 7 Relé de protección de transformador de línea MT
 - 8 Relé de protección general
 - 9 Actuador de telefonía GSM
 - 10 Sistema de protección de interfaz: Familia ABB Relion®, dispositivo de protección
 - 11 contra sobretensiones REG615
 - 12 Seccionadores de fusibles
 - 13 Medidor de energía - EQ Meters

El dispositivo de protección contra sobretensiones instalado en el lado de CA de los inversores deberá ser un SPD de clase I.

También se recomiendan SPD en la línea de entrada de media tensión.

La línea de baja tensión alterna se protegerá mediante un disyuntor en caja moldeada. La corriente máxima de salida (I) de cada uno de los inversores es de 1925 A.

Para proteger la conexión de CA de cada inversor, se deberá instalar un dispositivo de protección contra sobrecorriente con las siguientes características:

- Tipo: Disyuntor automático;
- Tensión nominal: = inversor V_{C.A.}
- Corriente nominal: > inversor I_{C.A. MÁXIMA}; para el inversor seleccionado I_{C.A. MÁXIMA} = 1925 A;
entonces la corriente nominal del disyuntor de protección de carga = 2000 A;
- Característica de protección magnética: B/C

Para el dimensionamiento de transformadores de potencia BT/MT, consulte la guía técnica de ABB “Las subestaciones transformadoras MT/BT”.

Para el dimensionamiento de líneas de media tensión, consulte la guía técnica de ABB “Principios de instalación y funcionamiento para aparos de media tensión”

Para seleccionar la protección, consulte la guía técnica de ABB “Criterios de protección para redes de media tensión”.

B.2 Planta fotovoltaica con inversores string (2MW)

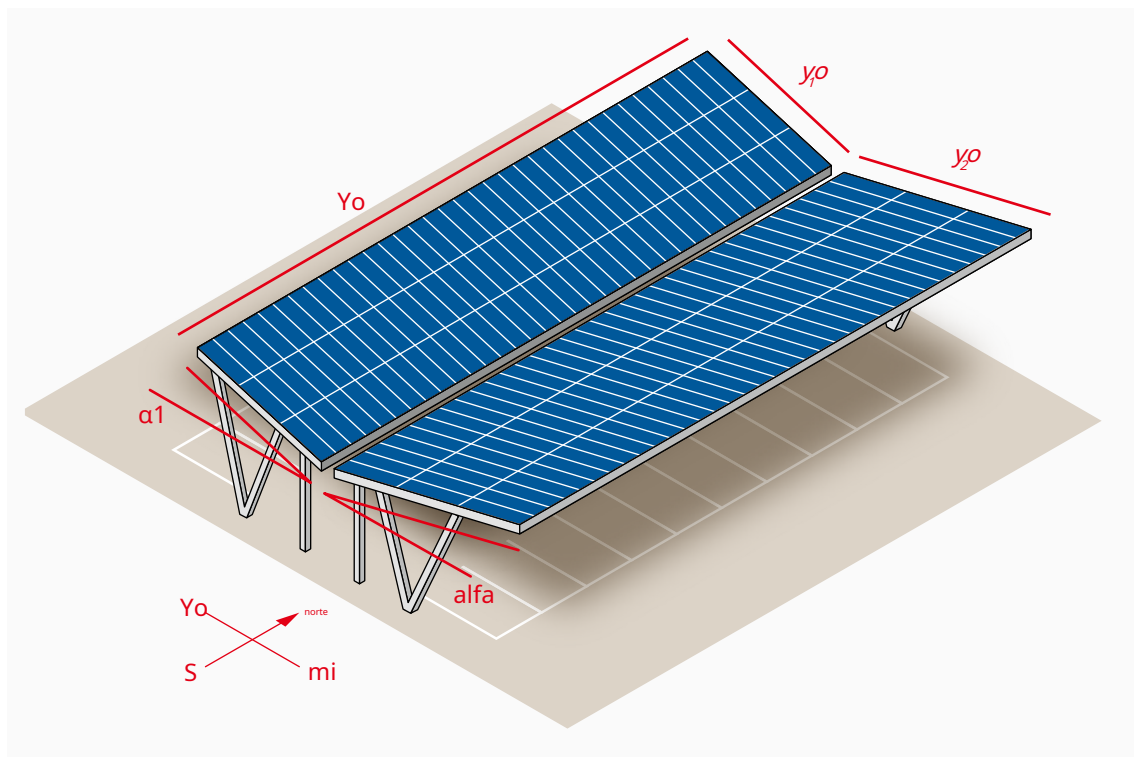
Deseamos realizar el dimensionamiento de una planta de producción fotovoltaica a gran escala conectada a la red pública de media tensión (20 kV / 50 Hz).

La planta fotovoltaica se instalará en los tejados de un conjunto de cocheras en la zona de aparcamiento de un centro comercial en España cerca de Sevilla.

B.2.1 Inclinação y orientación de los módulos

Cada cochera está orientada como se muestra en la Figura 96.

Figura 96
Cochera doble
ángulo de inclinación



B.2.2 Temperatura de referencia del sitio

La temperatura máxima y mínima que se puede esperar en el lugar de instalación fotovoltaica son necesarias para el diseño de los strings (según IEC 60364-7-712). Las temperaturas de las células solares dependen del sistema de montaje seleccionado y de la temperatura ambiente. Para la instalación en el suelo con un ángulo de inclinación, ΔT entre la temperatura ambiente y la temperatura de la célula es de +30 °C.

La temperatura ambiente máxima en el sitio de instalación fotovoltaica cerca de Sevilla se estima (según bases de datos meteorológicas) 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 es de 61 °C.

La temperatura ambiente mínima en el sitio de instalación fotovoltaica cerca de Sevilla se estima (según bases de datos meteorológicas) en 2 °C; entonces, la temperatura mínima de la celda que se utilizará para el dimensionamiento de la cadena en la instalación fotovoltaica montada en el suelo es de 2 °C.

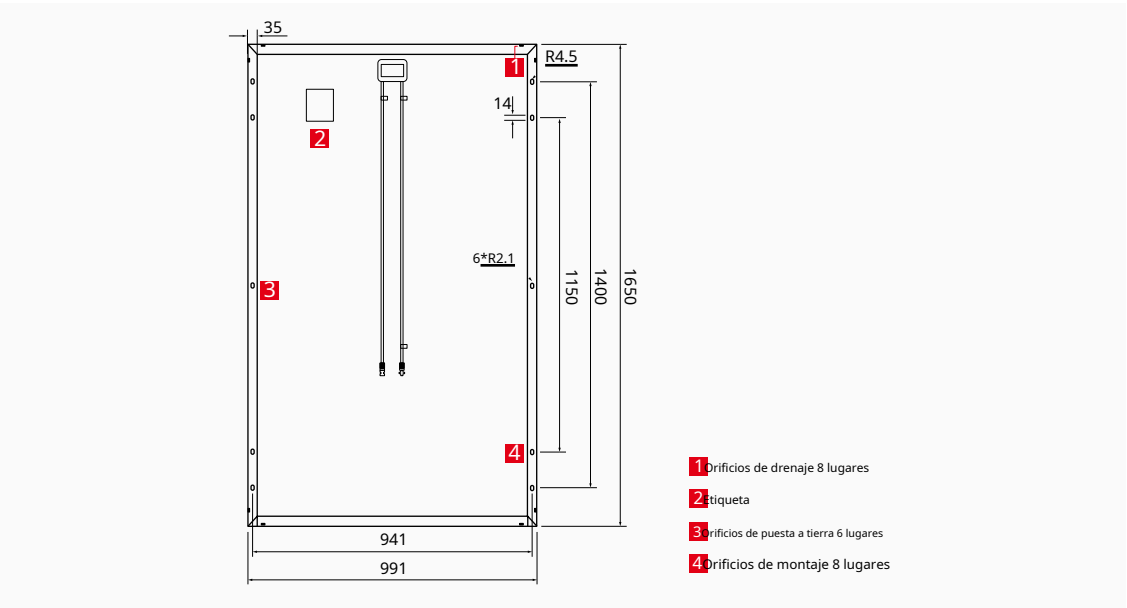
B.2.3 Selección del tipo de módulo fotovoltaico

Para dimensionar el campo fotovoltaico según la disponibilidad de terreno, se deberá seleccionar el tipo de módulo fotovoltaico.

Figura 97
Datos del módulo fotovoltaico

PV MODULE DATA			
Manufacturer: PV Module manufacturer B			
Model: 280W PV module – 60 polycrystalline cells			
Nominal Power [W]: 280		Grounding: N/D	
Open Circuit Voltage - Voc [V]: 38.65		Short Circuit Current - Isc [A]: 9.37	
Max Power Voltage - Vmp [V]: 31.61		Max Power Current - Imp [A]: 8.86	
Temperature coeff. Voc	[V/°C]: -0.128	Temperature coeff. Isc	[mA/°C]: 5.43
	[%/°C]: -0.331		[%/°C]: 0.058
Max.Sys.Volt (IEC) [V]: 1500		Temperature coeff. Pmax [%/°K]: -0.4	

Figura 98
Dimensiones de la
tipo de módulo seleccionado



Determinación de la tensión máxima del módulo fotovoltaico (según IEC 60364-7-712)

El voltaje máximo de circuito abierto (V) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 celdas policristalinas de 6" con una potencia nominal de 280 W en STC) es 38,65 V en STC.

La temperatura ambiente mínima en Sevilla (España) es de 2 °C.

El coeficiente de temperatura de voltaje (β) del módulo fotovoltaico anterior es -0,331 [%/K].

Ecuación 135

$$V_{OC\ MAX} = 38.65 \cdot [1 + (-0.331\%) \cdot ((2) - 25)] = 38.65 \cdot [1 - 0.00331 \cdot (2 - 25)]$$
$$V_{OC\ MAX} = 38.65 \cdot [1 + 0.00331 \cdot 23] = 41.59\ V$$

Determinación de la tensión mínima del

módulo fotovoltaico El voltaje mínimo MPP (V en) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 células policristalinas de 6" de 280 W STC) es 31,61 V en STC.

La temperatura ambiente máxima en Sevilla (España) es de 31 °C y la temperatura máxima de la celda que se utilizará para el dimensionamiento de la cadena en la instalación fotovoltaica montada en el suelo es de 61 °C.

El coeficiente de temperatura de voltaje (β) del módulo fotovoltaico anterior es -0,331 [%/K].

Ecuación 136

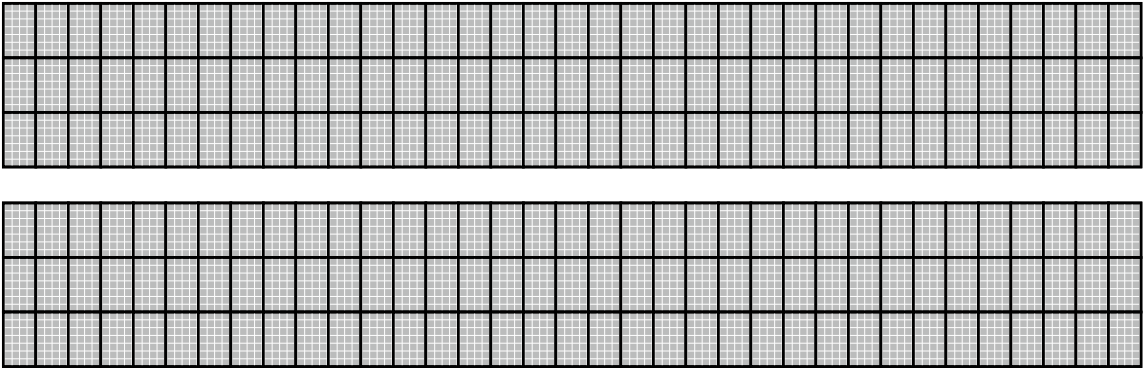
$$V_{MPP\ min} = 31.61 \cdot [1 + (-0.331\%) \cdot (61 - 25)] = 31.61 \cdot [1 - 0.00331 \cdot (36)]$$
$$V_{MPP\ min} = 31.61 \cdot [1 - 0.00331 \cdot 36] = 27.84\ V$$

B.2.4 Configuraciones físicas de la matriz

De acuerdo a la longitud de la pendiente oeste y la pendiente este de cada cochera, se pueden instalar 3 filas de módulos seleccionados en posición vertical.

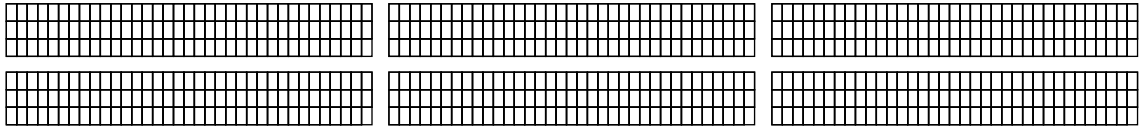
De acuerdo al ancho de la vertiente oeste y la vertiente este de cada cochera, se podrán instalar 35 columnas de módulos seleccionados en posición vertical.

Figura 99
cochera individual
posicionamiento de módulos



Las cocheras se agruparán en grupos de 3.
El conjunto de cocheras se posicionan en la zona de aparcamiento de acuerdo a los viales internos de la zona de aparcamiento.

Figura 100
grupo de cocheras
posicionamiento de módulos



B.2.5 Selección del tamaño del inversor

La selección del inversor y de su dimensionamiento se realiza en función de la potencia nominal del generador fotovoltaico. Las cocheras disponibles son 36 (12 grupos de 3 cocheras). En función de la potencia de los módulos fotovoltaicos seleccionados, se calcula la potencia nominal del generador fotovoltaico ($P_{\text{Generador fotovoltaico de cocheras conectadas}}$) es de 2,1168 MW.

Teniendo en cuenta la distribución de las cocheras y considerando que cada cochera está estructurada con 2 ángulos de inclinación, es recomendable el uso de inversores string.

Figura 101
Datos del inversor

INVERTER DATA	
INPUT	OUTPUT
Nominal Input Power ($P_{DC,i}$) [W]: 177000	Rated active power ($P_{AC,i}$) [W]: 175000
Maximum power input ($P_{DC,max}$) [W]: 188000	Maximum active power ($P_{AC,max@COS\phi=1}$) [W]: 185000
Maximum power MPPT ($P_{MPPT,max}$) [W]: 15600	Maximum apparent power (S_{max}) [VA]: 185000
Maximum input voltage ($V_{IN,max(abc)}$) [V]: 1500	Rated voltage ($V_{AC,i}$) [V]: 800
Min input voltage for MPPT operation ($V_{in,min(mppt)}$) [V]: 70% V_{start}	Nominal frequency (f_i) [Hz]: 50
Max input voltage for MPPT operation ($V_{in,max(mppt)}$) [V]: 1500	Number of phases (n_p): 3
Start voltage (default) ($V_{start,del}$) [V]: 750	Maximum current ($I_{AC,max}$) [A]: 134
Start voltage (range) ($V_{start,range}$) [V]: 850-1350	Rated Power Factor ($\cos\phi$): 1.00
Number MPPT (N_{MPPT}): 12	Power Factor (range) ($\cos\phi_{(range)}$): - 0,10÷0,10
Maximum current MPPT ($I_{MPPT,max}$) [A]: 22	
Short circuit current MPPT ($I_{SC,max}$) [A]: 30	

B.2.6 Determinación del número máximo de módulos fotovoltaicos por cadena

De acuerdo con la tensión máxima en circuito abierto del módulo anterior a la temperatura ambiente mínima en Sevilla ($V = 41,59$ V), el número máximo de módulos fotovoltaicos conectados en serie que se pueden conectar al inversor es:

$$N_{MAX\ Module} \leq \frac{V_{MAX\ Inverter}}{V_{OC\ MAX\ Module}} = \frac{1500}{41.59} = 36.06$$

La tensión máxima del sistema de todos los componentes del sistema fotovoltaico (cajas combinadoras, interruptores, conectores, cables, módulos fotovoltaicos, etc.) deberá ser compatible con la tensión 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 del número mínimo de módulos fotovoltaicos por cadena

En caso de que la tensión de la cadena caiga por debajo de la tensión mínima del MPP del inversor (850 V), no es posible realizar el seguimiento del MPP o pueden producirse pérdidas de rendimiento. La cantidad mínima de módulos fotovoltaicos conectados en serie para garantizar que la tensión de la cadena en condiciones de MPP siempre esté por encima de la tensión mínima del MPP del inversor es:

$$N_{min\ mod} \geq \frac{V_{min\ MPPT\ Inverter}}{V_{MPP\ min\ Module}} = \frac{850}{27.84} = 30.53$$

B.2.8 Número de módulos fotovoltaicos por cadena

El inversor fotovoltaico seleccionado está equipado con 12 MPPT. La cantidad de módulos fotovoltaicos por cadena debe:

- no exceder el número máximo de módulos fotovoltaicos por cadena (36);
- no ser inferior al número mínimo de módulos fotovoltaicos por cadena (31).

Determinación de la corriente máxima del módulo fotovoltaico

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 fotovoltaica

Ecuación 140

$$I_{SC\,OPC\,MAX\,Module} = I_{SC\,OPC\,MAX\,string} = 9.56\,A$$

Determinación del número de cadena

El número máximo de cadenas para 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, una buena práctica es considerar las configuraciones físicas de la matriz (configuración del panel) en la selección de las dimensiones de las cadenas.

La mejor opción de encordado es:

- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 1 en parcela este) conectados en MPPT1 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 1 en parcela oeste) conectados en MPPT2 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 2 en parcela este) conectados en MPPT3 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 2 en parcela oeste) conectados en MPPT4 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 1 en parcela este y cobertizo 2 en parcela este) conectados en MPPT5 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 1 en zona oeste y cobertizo 2 en zona oeste) conectados en MPPT6 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 3 en pendiente este) conectados en MPPT7 (19,6 kW) del inversor;
- 2 cadenas de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 3 en parcela oeste) conectados en MPPT8 (19,6 kW) del inversor;
- 1 cadena de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 3 en parcela este) conectados en MPPT9 (9,8 kW) del inversor;
- 1 cadena de 35 módulos fotovoltaicos (cochera 3 en zona oeste) conectados en MPPT10 (9,8 kW) del inversor. Según esta configuración, se conectará 1 inversor a 3 cobertizos.

Los paneles fotovoltaicos se conectarán entonces a 12 inversores.

Según esta configuración la potencia total del campo fotovoltaico es de 2,1168 MW".

B.2.10 Cajas combinadoras de CC

La conexión de los módulos en serie se realiza sobre los propios módulos, mientras que la conexión en paralelo de los strings se realiza directamente al inversor; el propio inversor de string suele contener:

- Fusibles gPV para proteger las incrustaciones de cadenas individuales;
- Interruptor de CC;
- DPS.

No se requieren cajas combinadoras de CC.

B.2.11 Elección de cables de cadena

La instalación se realiza en Europa y, por tanto, el cable deberá respetar la codificación europea para cables solares: los cables deberán ser H1Z2Z2-K.

Considerando que:

- la tensión máxima de circuito abierto ($V_{OC\text{ MÁXIMO}}$) del módulo fotovoltaico seleccionado (60 células policristalinas de 6") nominal 280 W en STC) es 38,65 V en STC;
 - la tensión máxima de circuito abierto ($V_{OC\text{ MÁXIMO}}$) a menor temperatura es de 41,59 V;
 - las cadenas están compuestas por 35 módulos; la tensión máxima en circuito abierto de la cadena ($V_{Cadena\ OC\text{ MÁXIMO}}$) a menor temperatura es 1455,65 V.
- La tensión nominal de los cables se debe elegir de acuerdo con la tensión máxima de circuito abierto ($V_{Cadena\ OC\text{ MÁXIMO}}$) luego $> 1455,65\text{ V}$.
- Los cables de cadena se deben seleccionar de manera que la caída de tensión sea $< 2\%$.

Considerando que:

- Los cables de cadena se dispondrán en bandejas metálicas perforadas en la parte posterior de las estructuras;
- en el mismo conducto colocaremos alrededor de 6 pares de cables de cuerda;
- la longitud media del circuito de cadenas es de 200 m; se ha seleccionado el siguiente cable solar para las cadenas:

tipo de cable: H1Z2Z2-K

Sección transversal: 6 mm²

Tensión nominal CC: 1,5 kV

Temperatura ambiente en funcionamiento: -40 °C hasta +90 °C Capacidad

de conducción de corriente para un solo cable libre en el aire: 55 A

Temperatura máxima de cortocircuito del conductor: 250 °C (5 s.)

Se verificará la capacidad de conducción de corriente continua I_z y será:

—
Ecuación 142

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

La corriente máxima de la cadena fotovoltaica, para dimensionar el cable, es $I_{Cadena\ SC\text{ MAX}} = 11,71\text{ A}$.

De acuerdo con esto, la capacidad de transporte de corriente continua I_z de los cables de la cadena fotovoltaica, para el dimensionamiento de los cables, será:

—
Ecuación 143

$$I_z \geq 11.71\text{ A}$$

La capacidad de conducción de corriente I_z de los cables solares dispuestos en bandejas de cables de metal perforadas a la temperatura de funcionamiento de 70 °C resulta según IEC 60364-5-52 es $I_z = 36,53\text{ A}$.

La capacidad de carga es mayor que 1,25 veces la I_z de la cadena; entonces el dimensionamiento de los cables es correcto y no es necesario proteger los cables de la cadena fotovoltaica contra sobrecargas.

—
44
Ref. al párrafo 6.1.1

B.2.12 Salida de CA del inversor

El inversor de cadena en sí contiene:

- DPS;
- Interruptor de CA.

B.2.13. Elección del cable de CA del inversor

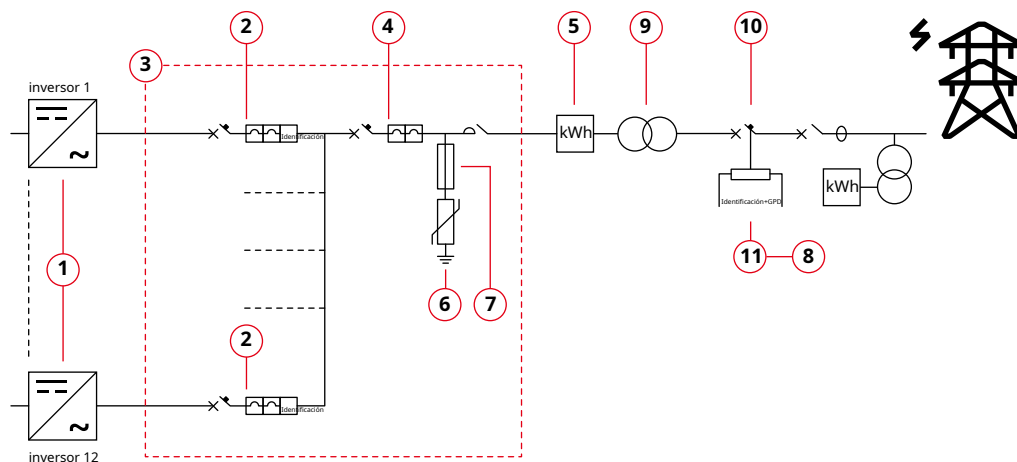
En primer lugar, se debe verificar en el manual del inversor la sección máxima del cable que se puede conectar al inversor.

La sección de los cables conductores de la línea de corriente alterna debe dimensionarse de forma que se eviten desconexiones indeseadas del inversor de la red debido a la alta impedancia de la línea que conecta el inversor a la red eléctrica; si la impedancia es demasiado elevada provoca un aumento de la tensión alterna que, al alcanzar el límite establecido por las normas del país de instalación, provoca el apagado del inversor. Los cables deben dimensionarse:

- para mantener la caída de tensión $<2\%$;
- según IEC 60364-5-52.

B.2.14 Caja combinadora de CA

Figura 102
Diagrama unifilar de CA



- 1 Inversor de cadena
- 2 Interruptor automático en miniatura/Interruptor automático en caja moldeada con dispositivos de corriente residual
- 3 Caja combinadora de CA
- 4 Disyuntor de aire
- 5 Contadores de energía: Medidores EQ y transformadores de corriente
- 6 Dispositivos de protección contra sobretensiones: OVR T1 / T1-T2 / T2 QS
- 7 Seccionador de fusibles: E 90
- 8 Actuador de telefonía GSM: ATT

Productos de media tensión: 9

- Transformadores: Transformadores secos,
transformadores sumergidos en aceite
- 10 Cuadros secundarios aislados en gas: SafeRing / Safeplus
Cuadros secundarios aislados en aire: UniSec
Interruptor seccionador con aislamiento de aire: NALF
Reconectador: Gridshield®
Disyuntor: VD4
- 11 Sistema de protección de interfaz: Familia ABB Relion®

B.2.14.1 Disyuntor en el lado de CA del inversor

Para proteger la línea de conexión de CA de cada inversor, se deberá instalar un dispositivo de protección contra sobrecorriente con las siguientes características (estas son las características de un interruptor de protección de carga referido a una instalación de un solo inversor):

- Tipo: Interruptor automático con protección termomagnética diferencial;
- Tensión nominal: = inversor $V_{C.A.}$; para el inversor seleccionado $V_{C.A.} = 800 \text{ V}$
- Corriente nominal: > inversor $I_{C.A. \text{ MÁXIMA}}$; para el inversor seleccionado $I_{C.A. \text{ MÁXIMA}} = 134 \text{ A}$;
entonces la corriente nominal del disyuntor de protección de carga = 150 A;
- Característica de protección magnética: característica B/C o umbral de protección magnética ajustable
- Número de polos: 3 o 4 dependiendo del tipo de sistema.

El dispositivo de protección de corriente residual debe cumplir las siguientes características:

- Tipo de protección diferencial: 45 mA o CA;
- Sensibilidad diferencial: para el inversor seleccionado 1 A.

B.2.14.2 DPS

El dispositivo de protección contra sobretensiones instalado en el lado de CA de los inversores deberá ser un SPD de clase I.

B.2.14.3 Disyuntor principal del lado de CA de baja tensión

Para proteger la conexión de CA de todos los inversores, se deberá instalar un dispositivo de protección contra sobrecorriente con las siguientes características:

- Tipo: Disyuntor de aire;
- Tensión nominal: = inversor $V_{C.A.}$; para el inversor seleccionado $V_{C.A.} = 800 \text{ V}$
- Corriente nominal: > inversor $I_{C.A. \text{ MÁXIMA}}$; para el inversor seleccionado $I_{C.A. \text{ MÁXIMA}} = 134 \text{ A}$;
Se interconectan 12 inversores; entonces, la corriente nominal del disyuntor de protección de carga = 2000 A;
- Característica de protección magnética: umbral de protección magnética ajustable
- Número de polos: 3 o 4 dependiendo del tipo de sistema.

B.2.15 Línea MT y protecciones

Para el dimensionamiento de transformadores de potencia BT/MT, consulte la guía técnica de ABB “Las subestaciones transformadoras MT/BT”.

Para el dimensionamiento de líneas de media tensión, consulte la guía técnica de ABB “Principios de instalación y funcionamiento para cuadros de distribución de media tensión”.

Para seleccionar la protección, consulte la guía técnica de ABB “Criterios de protección para redes de media tensión”.

—
45
El fabricante de inversores
declara que el
Sin transformador
Los inversores, en cuanto
a su construcción,
No inyecte corrientes de
falla a tierra continuas
y por lo tanto no existe
ningún requisito de que la
protección diferencial
instalada aguas abajo
del inversor sea del tipo
B según IEC 60755 / A 2.

Anexo C - Mantenimiento

Introducción

C.1 Protocolos de mantenimiento

C.2 Investigación de fallas

C.3 Renovación y repotenciación

C.4 Sistema de seguimiento y supervisión

C.4.1 Normas

C.4.2 Componente y sensor del sistema de monitoreo

C.4.3 Indicadores clave de desempeño (KPI)

C.5 Mantenimiento de inversores

C.5.1 Inversor de cadena

C.5.2 Inversor centralizado

Anexo C - Mantenimiento

Introducción

Cada sistema fotovoltaico es una planta de producción de energía eléctrica y, por tanto, una instalación eléctrica. Como en cualquier sistema eléctrico, la operación y el mantenimiento (O&M) de los sistemas fotovoltaicos son necesarios y obligatorios.

Generalmente, en la fase de O&M interactúan múltiples partes interesadas, con diferentes roles y responsabilidades:

- **Propietario del activo:** el propietario del activo es el inversor que contribuye a financiar la construcción y operación de la planta de energía fotovoltaica.
- **Gestor de activos:** el gestor de activos garantiza la rentabilidad óptima de la planta fotovoltaica y supervisa las actividades de operación y mantenimiento 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 las SPV.
- **Asesor técnico:** el asesor técnico es un ingeniero experto que proporciona servicios especializados para salvaguardar la producción energética de la planta fotovoltaica (por ejemplo, análisis de diagnóstico, verificación del estado de la planta fotovoltaica, etc.)
- **Contratista de O&M:** el contratista de O&M está a cargo de las actividades y operaciones en la planta fotovoltaica (por ejemplo, actividades eléctricas, gestión de repuestos, verificación periódica, etc.). Debido a los peligros de descargas eléctricas y relámpagos presentes en los sistemas fotovoltaicos, es esencial que el personal del proveedor de O&M que interactúa con el sistema tenga la capacitación adecuada, use el equipo de protección personal adecuado y siga procedimientos seguros.

Las actividades de mantenimiento podrían clasificarse de la siguiente manera:

- **Mantenimiento Preventivo:** Electropedia⁴⁶ define el mantenimiento predictivo en la referencia IEV 192-06-05 de la siguiente manera: “mantenimiento realizado para mitigar la degradación y reducir la probabilidad de falla”. El servicio principal del mantenimiento de la planta fotovoltaica comprende el mantenimiento programado regular.⁴⁷ Inspecciones visuales y físicas de todos los componentes clave de acuerdo con las recomendaciones emitidas por los fabricantes de equipos originales (OEM) y el manual de operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica. Todas estas actividades se incluyen 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:** Electropedia define el mantenimiento correctivo en la referencia IEV 192-06-06 de la siguiente manera: “mantenimiento realizado después de la detección de una falla para efectuar la 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 con el fin de restablecer la función requerida de un elemento defectuoso por un tiempo limitado en espera de que se realice la reparación definitiva;
 3. Reparación para restablecer definitivamente la función requerida de un artículo defectuoso.
 El mantenimiento correctivo es generalmente un mantenimiento extraordinario porque es necesario después de que ocurre un evento mayor impredecible en la planta fotovoltaica; generalmente, no está incluido en el Contrato de O&M.
- **Mantenimiento predictivo:** el mantenimiento predictivo es un mantenimiento basado en la condición que se lleva a cabo siguiendo una previsión derivada del análisis y evaluación de los parámetros significativos de la degradación del elemento (según EN 13306) o derivada de la experiencia. El mantenimiento predictivo reduce los trabajos de emergencia y no planificados relacionados con el fallo de un elemento, aumenta la disponibilidad de la planta fotovoltaica y reduce el tiempo de reparación y optimiza los costes de mantenimiento y gestión de repuestos.

—
46
Electropedia (también conocido como "IEV Online") contiene todos los términos y definiciones En el Internacional Electrotécnico Vocabulario o IEV que también se publica como un conjunto de publicaciones en la serie IEC 60050 que se puede pedir por separado del Tienda web IEC

—
47
Referencia IEV 192-06-12 mantenimiento programado o mantenimiento planificado es el mantenimiento llevado a cabo en de acuerdo con una horario especificado

C.1 Protocolos de mantenimiento

Hay muchos documentos disponibles en la literatura sobre las mejores prácticas para el mantenimiento de sistemas fotovoltaicos (por ejemplo: Solar Power Europe - Directrices de mejores prácticas de operación y mantenimiento; NREL - Mejores prácticas en operaciones y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos; etc.), por cierto, IEC está desarrollando una nueva norma sobre el mantenimiento de sistemas fotovoltaicos: IEC 62446-2 - Sistemas fotovoltaicos (PV) - Requisitos para pruebas, documentación y mantenimiento - Parte 2: Sistemas conectados a la red - Mantenimiento de sistemas fotovoltaicos.

Esta norma incluirá los protocolos de mantenimiento pero no especifica intervalos de verificación o mantenimiento porque estos deben ser establecidos por el proveedor de O&M de acuerdo a las condiciones del sitio.

Ejemplos de tareas y elementos sujetos a mantenimiento preventivo se indican en la Tabla 13.

Tabla 13

Componente	Tarea
Módulos fotovoltaicos	Inspección para: - Grietas - Microfisuras - Rotura - Marcas de quemaduras - Senderos de caracoles - Estado del suelo o droppings Imágenes IR de: - Cajas de conexiones - Células - Conexiones internas de módulos fotovoltaicos - conectores Comprobación de conectores
Formación	Actividad animal o de plagas bajo vigilancia Pruebas periódicas de resistencia de aislamiento Comprobación de sombras no consideradas Manejo de la vegetación: corte, eliminación, control
Inversor	Verificación de advertencia de señal Comprobaciones internas del inversor Mantenimiento periódico (especificado por el fabricante) Comprobación de ventiladores Limpieza de filtros de aire Prueba de paradas de emergencia y enclavamientos
Cajas combinadoras	Verifique las marcas de torsión en las terminaciones de campo y vuelva a apretar los terminales de campo o de fábrica según sea necesario Buscar - escombros - señales de agua - Decoloración por quemaduras o arco en terminales, placas y portafusibles. - Depósitos de polvo en las superficies de contacto. Imágenes infrarrojas de conexiones Sustitución de fusibles (en caso de disparo) Verificación de los SPD Verificación del funcionamiento del interruptor seccionador
Alambrado	Verificación del cableado del módulo/cadena Realización de pruebas periódicas de resistencia de aislamiento
Toma de tierra	Prueba de continuidad del sistema de tierra en ejecución
Sistema de montaje	Verificación de la estructura de soporte en cuanto a oxidación, corrosión, flacidez, deformación, rotura y apriete de los pernos.
Rastreador	Verificación de orientación Mantenimiento periódico según especificaciones del fabricante. Verificación de sensores de seguridad
Componentes meteorológicos/de datos	Alineación de sensores, limpieza, flujo de aire. Realización de calibración periódica

C.2 Investigación de fallas

Para mantener el sistema fotovoltaico, el proveedor de O&M deberá tener a disposición la documentación de instalación fotovoltaica (por ejemplo: diagrama de cableado, diseño de cadenas, hojas de datos, etc.) de acuerdo con la norma IEC 62446-1 - Sistemas fotovoltaicos conectados a la red - Parte 1: Requisitos para la documentación del sistema, pruebas de puesta en servicio e inspección.

Para detectar fallas en el campo fotovoltaico, se pueden realizar algunas pruebas de diagnóstico. Las principales pruebas que se pueden realizar en el campo fotovoltaico se describen en la norma EC 62446-1:

- Continuidad de los conductores de puesta a tierra de protección y de conexión equipotencial;
- Prueba de tensión de circuito abierto de cadena;
- Medición de corriente de cadena fotovoltaica;
- Prueba de cortocircuito de la cadena fotovoltaica;
- Prueba de caja combinadora de cadena fotovoltaica;
- Resistencia de aislamiento de los circuitos de CC;
- Prueba de curva de cuerda IV;
- Prueba de diodo de bloqueo;
- Inspección IR.

Hay más detalles sobre la inspección IR de módulos fotovoltaicos disponibles en IEC TS 62446-3 - Sistemas fotovoltaicos (PV) - 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 suelen considerarse parte del mantenimiento extraordinario. La renovación consiste en sustituir los componentes defectuosos por otros nuevos que sean más eficientes (manteniendo fija la potencia de la planta) y/o instalar elementos que puedan optimizar el rendimiento de la instalación fotovoltaica y/o rediseñar la instalación fotovoltaica.

La intervención de repotenciación consiste en sustituir componentes por otros nuevos más eficientes con el objetivo de obtener mayor potencia de la planta manteniendo inalteradas sus características de contorno (por ejemplo la ocupación del campo).

Existen varias razones por las que puede ser necesaria la renovación o repotenciación de plantas fotovoltaicas:

- Activos fotovoltaicos envejecidos;
- Falta de disponibilidad de piezas de repuesto y soporte para artículos clave (por ejemplo, módulos fotovoltaicos, inversores, etc.);
- Mejoras tecnológicas;
- El precio de los componentes clave está disminuyendo;
- Sustancialmente: el CAPEX relacionado con la instalación de nuevos componentes es menor que el OPEX relacionado con el mantenimiento de componentes antiguos.

Ejemplos de actividades de modernización son:

- Sustitución de módulos fotovoltaicos;
- Reemplazo del inversor;
- Reemplazo de transformadores MV/LV;
- Instalación de optimizador de energía;
- Desmontaje del transformador BT/BT (cuando esté permitido por la normativa);
- Recableado de cuerdas para reducir los efectos de sombras inesperadas;
- Cambio del ángulo de inclinación de la estructura de fijación para reducir el efecto de sombras.

C.4 Sistema de seguimiento y supervisión

En general, el sistema de monitorización de una planta fotovoltaica debe permitir controlar los parámetros de funcionamiento de los componentes que intervienen en la conversión de energía. El sistema de monitorización es necesario para controlar el rendimiento energético del sistema fotovoltaico e identificar problemas y fallos.

La precisión y la complejidad requeridas del sistema de monitorización dependen del tamaño del sistema fotovoltaico y de los objetivos del usuario. El sistema de monitorización, según la norma IEC 61724-1, podría 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:

- 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 los sensores necesarios para el sistema de monitoreo y su número dependiendo de la clase del sistema de monitoreo.

Los parámetros que se podrían medir y adquirir son:

- Irradiancia en el plano (POA);
- Irradiancia horizontal global (GHI);
- Temperatura del módulo fotovoltaico;
- Temperatura ambiente;
- Velocidad del viento;
- Dirección del viento;
- Precipitaciones de lluvia;
- Voltaje de la matriz;
- Corriente de matriz;
- Potencia de matriz;
- Voltaje de salida CA;
- Corriente de salida CA;
- Potencia de salida CA;
- Energía de salida CA.

Todos los datos se recogen in situ mediante registradores de datos. El intervalo de muestreo y registro se define en la norma IEC 61724-1 según la clase de sistema de monitorización.

C.4.3 Indicadores clave de desempeño (KPI)

A continuación se indican los principales KPI utilizados para la monitorización del sistema fotovoltaico.

Rendimiento de referencia: representa la energía obtenible en condiciones ideales, sin pérdidas, durante un período de tiempo determinado.

$$Y_r(i) = \frac{H_{(i)}}{G_{STC}}$$

Dónde:

Y_{yo} rendimiento de referencia para el período de tiempo i expresado en horas pico de sol (h) o (kWh/kW);

$YQ_{(i)}$ es la irradiación medida en el plano de los módulos para el período de tiempo i (kWh/m²); la

irradiancia de referencia en condiciones de prueba estándar (STC - 1000 W/m²).

Rendimiento final del sistema - Rendimiento específico: es la medida de la energía total generada por kWp instalado durante un período de tiempo determinado.

Ecuación 145

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_0}$$

Dónde:

Y_f Rendimiento específico de la planta para el período de tiempo i , expresado en (kWh/kWp) u horas pico de sol (h);

m_i 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).

Índice de rendimiento (PR): Es un indicador de calidad de la planta fotovoltaica.

Ecuación 146

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

Otros KPI están definidos por la serie IEC 61724.

C.5 Mantenimiento de inversores

C.5.1 Inversor de cadena

En el mantenimiento de los inversores string se debe hacer una distinción según el tipo de ventilación (refrigeración): puede ser convección natural o ventilación forzada.

En el caso de la convección natural, la disipación se confía al flujo natural de aire a través de las aletas del disipador de calor. Este tipo de inversor puede considerarse como "libre de mantenimiento", con la excepción de la limpieza del disipador de calor para garantizar el flujo de aire correcto.

En el caso de la ventilación forzada, los ventiladores "empujan" el aire fresco hacia las aletas del disipador de calor: la ventilación forzada es más eficaz que la convección natural y requiere una menor superficie de intercambio de temperatura (disipadores de calor más bajos y, por lo tanto, menos voluminosos); sin embargo, la ventilación forzada requiere la presencia de ventiladores que son componentes sujetos a desgaste a largo plazo (la sustitución suele ser necesaria después de 10 años de funcionamiento). Además, es necesaria 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 todo caso, el cliente deberá remitirse a las indicaciones que se dan en el manual del producto, tanto en materia de mantenimiento periódico como en materia de ciclo de vida o sustitución previa de componentes sujetos a desgaste.

C.5.2 Inversor centralizado

Los inversores centralizados generalmente requieren mantenimiento. El plan de mantenimiento suele incluir:

- Limpieza de los filtros de entrada de aire;
- Verificación termográfica (imágenes IR) de conexiones.

En general, el mantenimiento (además de la intervención en sí y por tanto de los beneficios que aporta) es una operación que permite comprobar el estado de la máquina y eventualmente evaluar actividades de actualización específicas.



Abreviaturas y acrónimos

C.A.	Corriente alterna	IDENTIFICACIÓN	Dispositivo de interfaz
ACB	Disyuntor de aire	Transistor bipolar	Sistema de protección de interfaz de
SOY	Masa de aire	IPS	transistor bipolar de puerta aislada
a-Si	Silicio amorfo	ÉL	Transformador de instrumentos
vacuna anti-bacteriana	vacuna anti-bacteriana	OIT	Óxido de indio y estaño
energía fotovoltaica aplicada a la construcción	energía fotovoltaica aplicada a la construcción	LETID	Degradación inducida por luz y temperatura elevada
Vigilancia bidireccional	Vigilancia bidireccional	TAPA	Degradación inducida por la luz
PM	PM integrado en edificios	LPL	Nivel de protección contra rayos
BOS	Equilibrio del sistema	LPS	Sistema de protección contra rayos
Gastos de capital	Gasto de capital	Vuelta al cole	Bajo voltaje
CDTe	Telururo de cadmio	Conmutador de bajo voltaje	Disyuntor en miniatura
Cigarros	Seleniuro de cobre, indio y galio	MCCB	Disyuntor en caja moldeada
CEI	Seleniuro de cobre, indio y galio	M.J.	Multiunión
CPV	Concentrador Fotovoltaico de	Movimiento	Varistores de óxido metálico
c-Si	Silicio Cristalino	Miembro del Partido	Punto de máxima potencia
Connecticut	Transformador de corriente	Potencial de potencia	Seguimiento del punto de máxima potencia
CZTS	Corriente continua de sulfuro de	MV	en media tensión
corriente continua	Cobre, zinc y estaño	MWT	Envoltura de metalización a través
DSC	Operador del sistema de distribución de células	Código Postal	de condiciones operativas
DSO	solares sensibilizadas con colorante	vacuna oral contra la gripe	Fotovoltaica orgánica
Código DSSC	del emisor de células solares sensibilizadas con	CSC	Células solares orgánicas
EWt	colorante	Identificador PID	Relación de rendimiento de degradación
FF	Factor de llenado	Relaciones públicas	inducida por potencial
GaAs	Arseniuro de galio	CPS	Células solares de perovskita
Dios bendiga	Dispositivo general	Fotovoltaica	Fotovoltaica
GDT	Tubos de descarga de gas	Modulación por ancho de pulso	Modulación por ancho de pulso
GenD	Dispositivo generador	CSDQ	Capacidad de cortocircuito del
GHI	Sistema global de irradiación	RCD	dispositivo de corriente residual de la
GSM	horizontal para comunicaciones móviles	Consejo de Estado	Célula solar de punto cuántico
GTI	Heterojunción de irradiación	Partido Democrático	Condiciones de prueba estándar del
HJT	inclinada global	Código de conductores	dispositivo de protección contra
Alto voltaje	Alto voltaje	Vermont	sobretensiones Transformador de tensión
IBC	Células solares de contacto posterior interdigitadas		



—
Compañía: ABB Ltd.

Calle Affoltern 44
CH-8050 Zúrich
Suiza

<https://new.abb.com/low-voltage/industries/solar>

La información contenida en este documento es sólo para fines de información general.

Si bien ABB se esfuerza por mantener la información actualizada y correcta, no realiza declaraciones ni garantías de ningún tipo, expresas o implícitas, sobre la integridad, precisión, confiabilidad, idoneidad o disponibilidad con respecto a la información, los productos, los servicios o los gráficos relacionados contenidos en el documento para cualquier propósito.

Por lo tanto, cualquier confianza depositada en dicha información se realiza 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.