

Instalación fotovoltaica (PV)



Este capítulo cubre los sistemas de producción de electricidad fotovoltaica (solar) y, en particular:

- las tendencias y beneficios, la tecnología
- las reglas específicas de diseño de instalación a respetar, según lo definido por la norma IEC 60364 Parte 7-712
- Algunas arquitecturas típicas de instalaciones fotovoltaicas.
- y cómo la integración de la producción de energía solar en los Edificios, para autoconsumo, impacta en el dimensionamiento de las instalaciones eléctricas

...

Capítulo P - Contenidos

[Tendencias y beneficios de la energía fotovoltaica](#)

[Fondo fotovoltaico, tecnología.](#)

Sistema fotovoltaico y reglas de instalación

- [Sistema fotovoltaico: cómo garantizar la seguridad durante el funcionamiento normal](#)
- [Sistema fotovoltaico: protección contra sobretensiones](#)
- [Sistema fotovoltaico: cómo garantizar la seguridad durante el mantenimiento o la emergencia](#)
- [Sistema Fotovoltaico: cómo garantizar la seguridad durante todo el ciclo de vida de la instalación](#)

Arquitecturas de instalaciones fotovoltaicas

- [Arquitecturas fotovoltaicas: características comunes](#)
- [Arquitecturas de sistemas fotovoltaicos](#)
- [Dimensionamiento del sistema fotovoltaico](#)
- [Tipo de instalación fotovoltaica](#)
- [Sistema fotovoltaico: selección de equipos eléctricos.](#)
- [Conexión del sistema fotovoltaico a la red o a la instalación privada de baja tensión.](#)

Diseño de instalaciones eléctricas integrando producción solar.

Esta página se editó por última vez el 22 de diciembre de 2019 a las 22:12.



Tendencias y beneficios de la energía fotovoltaica

Crecimiento mundial de la energía solar fotovoltaica

Esta tecnología permite producir electricidad directamente a partir de la luz solar, que es una fuente de energía renovable.

La energía fotovoltaica (PV) es una de las tecnologías más prometedoras para abordar el desafío global de la degradación climática y satisfacer la necesidad apremiante de energía renovable verde y desarrollo sostenible. La producción de energía fotovoltaica tiene varios beneficios: la energía solar es ilimitada, está disponible en todo el mundo, no emite gases de efecto invernadero (GEI) ni otros contaminantes durante su funcionamiento y consume poca o ninguna agua. Los paneles fotovoltaicos son productores silenciosos y requieren poco mantenimiento.

Además, producir energía a partir del sol reduce la dependencia de las importaciones de energía y, a largo plazo, debería mejorar la seguridad del suministro energético y estabilizar el coste de la generación de electricidad.

Impulsada por políticas energéticas sostenibles, una amplia participación de los países, el desarrollo tecnológico y la reducción de costos, la capacidad fotovoltaica instalada actualmente está creciendo rápidamente. Para 2022, la capacidad fotovoltaica acumulada alcanzó los 1.185 GW, en comparación con sólo 100 GW en 2012.

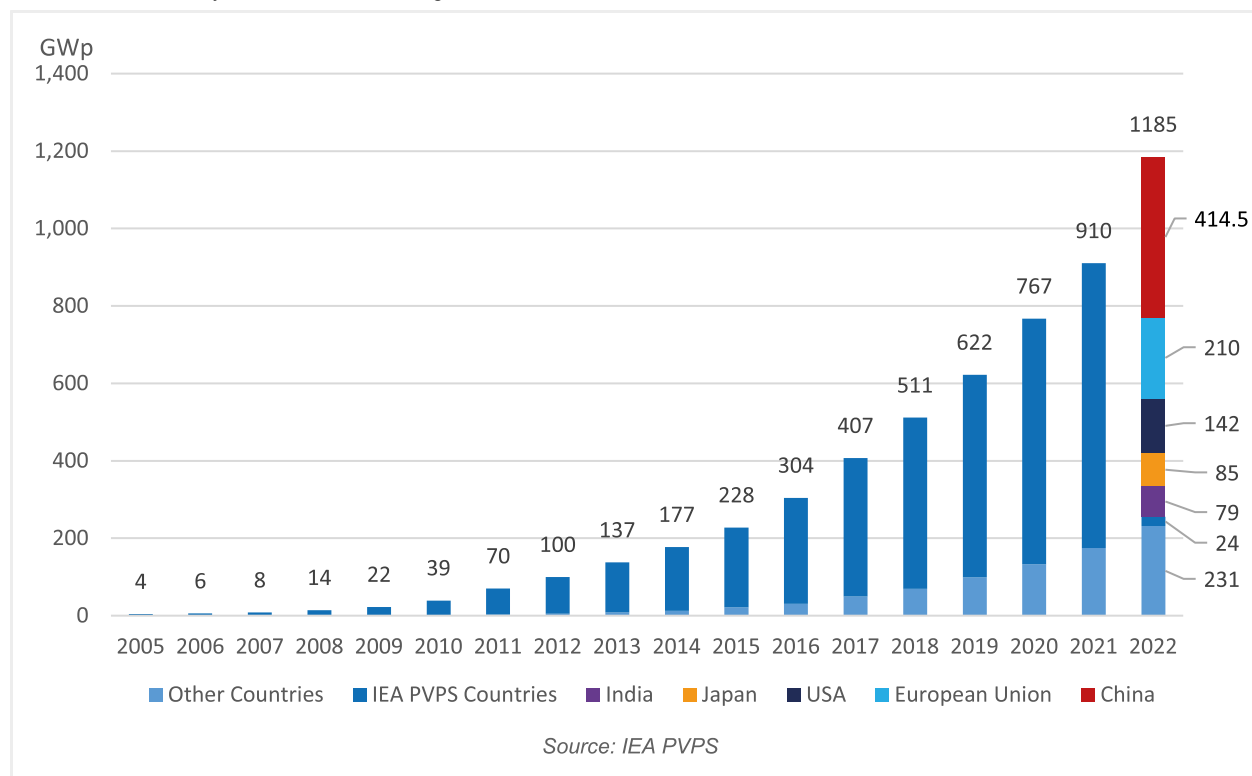


Fig. P1 : Capacidad fotovoltaica instalada hasta 2022. Fuente: IEA PVPS 2023 Instantánea de los mercados fotovoltaicos globales

Descentralización de la producción de electricidad.

Las instalaciones fotovoltaicas suelen dividirse en dos categorías principales:

- **Grandes instalaciones fotovoltaicas a gran escala** , que normalmente inyectan toda la producción eléctrica a la red. Las instalaciones fotovoltaicas a gran escala son más rentables debido a su escala. A medida que crece el número de instalaciones fotovoltaicas a gran escala, los nuevos códigos de red exigen que respalden la red y aseguren su estabilidad.
- **Instalaciones comerciales y residenciales** (en azoteas, aparcamientos o integradas en edificios) donde la energía producida puede consumirse localmente o revenderse a la red.

Estas instalaciones representan la mitad de la capacidad fotovoltaica instalada en la actualidad.

El autoconsumo va en aumento

Existen dos opciones principales para el aprovechamiento de la energía fotovoltaica:

- Exportarlo a la grilla
- Autoconsumo

La opción de exportación a la red ofrece un contrato a largo plazo con tarifas garantizadas para la energía fotovoltaica exportada (política de tarifas de alimentación).

This model was popular in the past because it was supported by a massive subsidized campaign to expand solar energy deployment. With the decrease of PV system costs and the increase of PV installed capacity, feed-in-tariff rates have progressively decreased in many countries, becoming even lower than end-user electricity rates. When that is the case, self-consumption becomes more profitable, and thus progressively replaces exporting to the grid for residential, commercial, and industrial buildings.

The trends for feed-in-tariff, price, and cost of electricity in Germany are shown in **Fig. P2**. In 2006, an industrial customer in Germany was paid roughly 40 cents per kWh for selling its PV energy production, buying its electricity at the much lower tariff of around 10 cents per kWh. Exporting the PV production was financially advantageous and this option was preferred. Ten years later, in 2016, the tariff for selling the PV energy is lower than the electricity rate, so self-consumption is more profitable.

Self-consumption is the economic model where the residential, commercial, or industrial entity uses the generated PV electricity to cover its own electricity needs, thus acting as both producer and consumer, or prosumer. The solar energy being produced is consumed instantaneously.

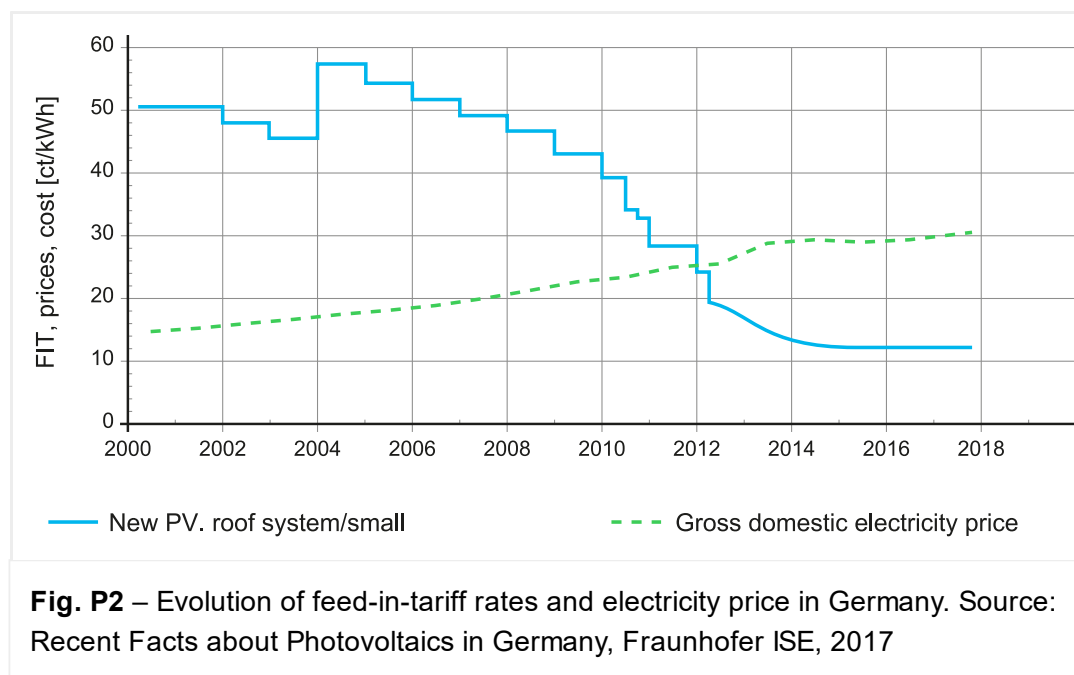
If and when the generated PV electricity exceeds the prosumer's consumption, several options exist to give value to the PV production excess: it can be injected into the grid; it can be stored and used in deferred time; or prosumer consumption can be shifted to fit the PV production.

Self-consumption is the model promoted and supported today by a growing number of countries because it makes energy consumers active players in the energy transition and contributes to meeting the objective of increasing the share of renewable in the energy mix.

Prosumers also prefer the self-consumption model for several reasons:

- It offers, or will offer in the near future, the greatest economic benefits

- It allows prosumers to consume their own solar energy
- It provides better control of energy bills
- It promises greater future independence from the grid and electricity rate variations



Access to energy

Photovoltaic energy production remains one of the only means of supplying electricity to 2 billion people who currently do not have access to it.

This is a massive way of supplying electricity, independent of any network.

In order to size these off-grid installations correctly, it is first necessary to identify the required load curve and the number of days where the installation will not be exposed to sunlight in order to identify how much energy needs to be stored in batteries. This information is used to determine the size and type of batteries required.

A continuación, se debe calcular la superficie de los sensores fotovoltaicos para garantizar que las baterías se puedan recargar en el peor de los casos (el día más corto del año).

Esta página se editó por última vez el 9 de diciembre de 2023 a las 10:51.

Fondo fotovoltaico, tecnología.

El efecto fotovoltaico

Esta es la capacidad de transformar la energía solar en electricidad y se logra mediante el uso de células fotovoltaicas (PV).

Una celda fotovoltaica (ver **Figura P3**) es capaz de generar un voltaje de entre 0,5 V y 2 V dependiendo de los materiales utilizados y una corriente que depende directamente del área de superficie (celdas de 5 o 6 pulgadas).

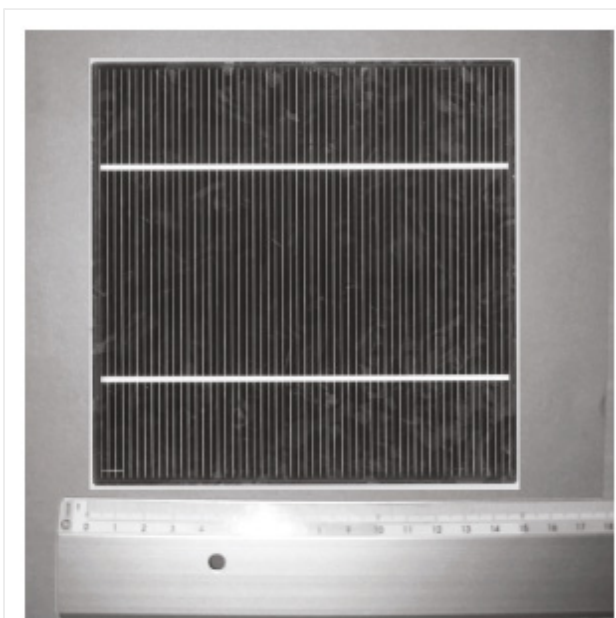
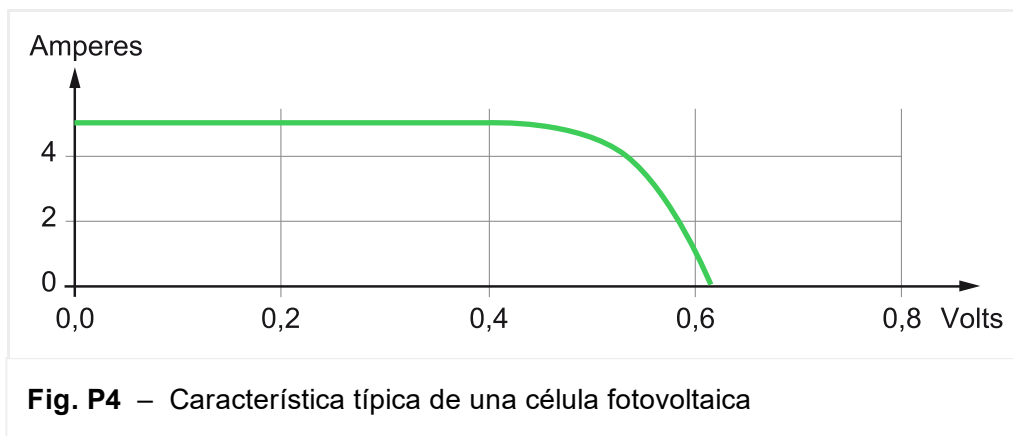


Fig. P3 – Célula fotovoltaica fabricada en una placa de silicio (fuente: Photowatt)

Sus características se muestran en un gráfico de corriente/voltaje como se muestra en **la Figura P4**.

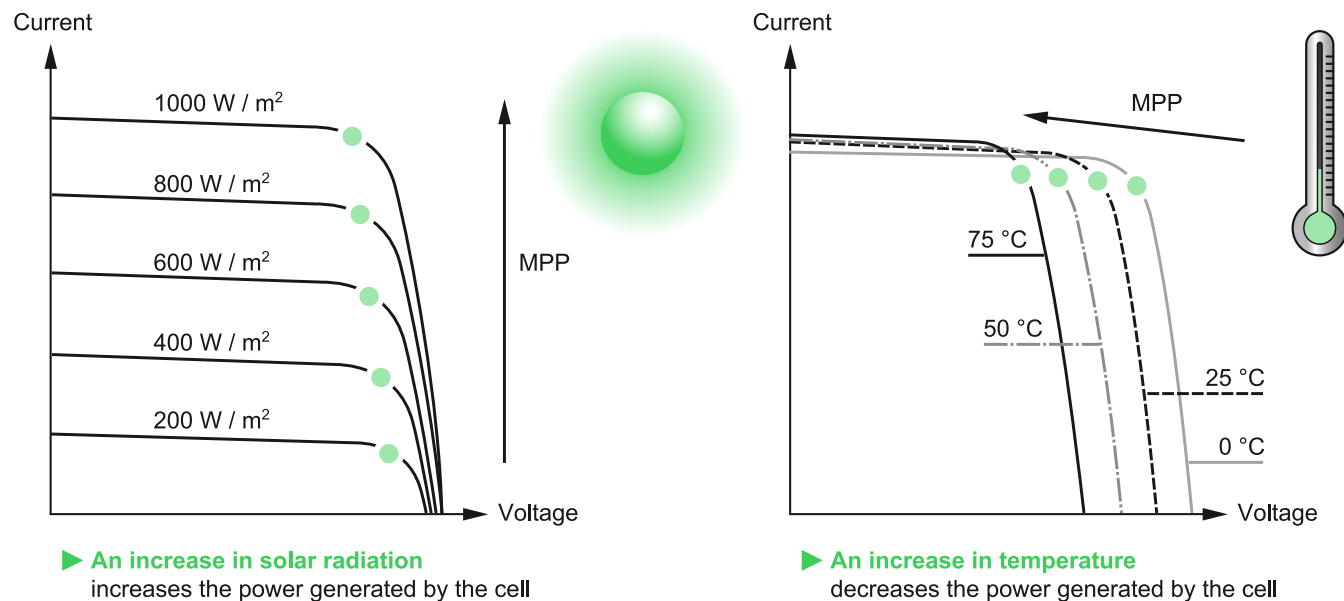


El efecto fotovoltaico depende de dos valores físicos (ver **Fig. P5**): irradiancia y temperatura:

- A medida que aumenta la irradiancia E (W/m^2), también aumentan la corriente y la potencia producidas por la celda.
- A medida que aumenta la temperatura (T°) de la celda, el voltaje de salida disminuye significativamente, la corriente aumenta solo ligeramente, por lo que en general la potencia de salida disminuye.

Para comparar el rendimiento de diferentes células, la norma ha establecido condiciones de prueba estándar (STC) para una irradiancia de 1.000 W/m^2 a 25°C .

Para facilitar el uso de la energía generada por las células fotovoltaicas, los fabricantes ofrecen combinaciones en serie y/o en paralelo agrupadas en paneles o módulos.



MPP : Maximum Power Point

Fig. P5 – La irradiancia y la temperatura influyen en el efecto fotovoltaico

Módulos fotovoltaicos

Estas combinaciones de celdas (ver **Fig. P6**) permiten aumentar el voltaje y la corriente. Para optimizar las características de los módulos, estos están formados por celdas de características eléctricas similares.

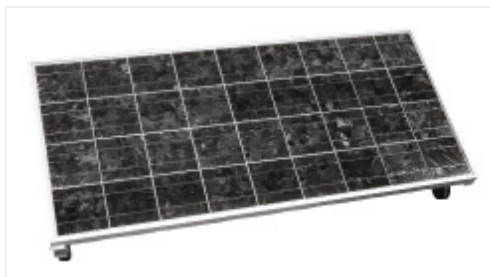


Fig. P6 – Dimensiones del módulo fotovoltaico PW2300: 1638 x 982 x 40 mm (fuente: Photowatt)

Cada módulo que proporciona una tensión de varias decenas de voltios se clasifica según su nivel de potencia medido en vatios pico (Wp). Se trata de la potencia producida por una superficie de un m² expuesta a una irradiación de 1000 W/m² a 25° C. Sin embargo, módulos idénticos pueden producir diferentes niveles de potencia. Actualmente, la norma IEC especifica una variación de potencia de ±3%. Los módulos con una potencia típica de 160 Wp incluyen todos los módulos con una potencia comprendida entre 155 Wp (160 -3%) y 165 Wp (160 +3%).

It is therefore necessary to compare their efficiency which is calculated by dividing their power (W/m²) by 1000 W/m².

For example, for a module of 160 Wp with a surface area of 1.338m²^[1] the peak power is 160/1.338 which gives 120 Wp/m².

Therefore the efficiency of this module is: 120/1000 = 12%.

Note: Manufacturers may have different production tolerance limits according to local standards or habits (example: JISC8918 specifies ±10%), so it is recommended to always check product catalogues for actual tolerance values.

(see table in **Figure P7** as an example)

Fig. P7 – Electrical characteristics of a PW2300 module (source: Photowatt)

Cell size	156 x 156 mm		
Number of cells	60		
Voltage	24 V		
Typical power	250	255	260
Power tolerance	0/+5	0/+5	0/+5
Voltage at typical power	30.1 V	30.2 V	30.4 V

Current at typical power	8.3 A	8.4 A	8.6 A
Short circuit current	8.9 A	9.0 A	9.1 A
Open circuit voltage	37.2	37.4	37.5
Maximum system voltage	1 000 V CC		
Temperature coefficient	$I_{sc} = +0,065\%/^{\circ}\text{C}$ $V_{oc} = -0,34\%/^{\circ}\text{C}$ $P_{max} = -0,43\ \%/^{\circ}\text{C}$		
Power specifications	Under Standard Test Conditions (STC) : irradiance of 1000 W/m^2 , spectrum AM 1,5 and cells temperature of 25°C		

However when photovoltaic cells are connected in series, a destructive phenomenon known as the “hot spot” may occur if one of the cells is partially shaded. This cell will operate as a receiver and the current passing through it may destroy it. To avoid this risk, manufacturers include bypass diodes which bypass damaged cells. Bypass diodes are usually fitted in the junction box behind the module and enable 18 to 22 cells to be shunted depending on the manufacturer.

These modules are then connected in series to achieve the level of voltage required, forming chains of modules or “strings”. Then the strings are arranged in parallel to achieve the required level of power, thus forming a PV array.

A faulty module within a string must be replaced by an identical module and therefore it is important to choose a supplier which is likely to be in business in the long-term.

Since there are increasing numbers of PV module manufacturers throughout the world, it is important to consider the various options carefully when choosing equipment. Installers should also:

- Ensure the compatibility of the electrical characteristics with the rest of the installation (inverter input voltage).

- Ensure that they are compliant with the standards.
- Select suppliers likely to be in business in the long-term to ensure that faulty modules can be replaced as these must be identical to those already installed.

This final point is important as installers are responsible for the warranty granted to their clients.

Different technologies are currently being used to manufacture photovoltaic generators. These are divided into two categories - crystalline modules and thin film modules.

Crystalline silicon modules

There are two main categories of crystalline silicon modules – mono-crystalline modules and multi-crystalline modules.

Mono-crystalline modules are currently best in terms of performance, with efficiency of 16 – 18%. They are also more expensive.

The efficiency of multi-crystalline modules is between 12 and 14%. They are more commonly used, especially in the residential and service sectors.

These modules have a service life of more than 20 years. They lose some of their power over time (< 1% per year) but continue to produce electricity. Depending on the look required, bi-glass modules are available with two plates of glass which make the module semi-transparent, or Tedlar or Teflon glass modules which are less expensive but completely opaque.

Thin film modules

Extensive research is currently being carried out on thin film modules and current efficiency levels of 6 to 8% should increase in coming years. They are cheap and suitable for large areas provided that the surface is not a valuable part of the facility.

This category of thin film modules includes a number of technologies of which there are 3 main types:

- a-Si – thin film or amorphous silicon
- CdTe (cadmium telluride)
- CIS (copper indium selenide)

It should be noted that at present we do not yet have 20 years' experience of this type of technology and thus still do not know how these modules will age.

In their technical specifications, reputable manufacturers indicate initial and stabilised values.

The table in **Figure P8** provides a comparative overview of all these technologies.

Fig. P8 – Comparison of technologies used in photovoltaic generators

Technologies	sc-Si mono-crystalline	mc-Si multi-crystalline	a-Si Thin film	CdTe Thin film	CIS Thin film
STC module efficiency					
Maximum	19%	15%	8.5%	11%	11%
Maximum	14%	13%	6%	8%	8%
Relative cost (\$/Wp)	3	3	2	1	1
Temperature coefficient at the power peak (%/°C)	-0.3 / -0.5	0.3 / -0.5	-0.2	-0.2	-0.3

Inverters

These devices which convert direct current into alternating current are special inverters for photovoltaic power supply (see **Fig. P9**). Different types of photovoltaic inverters or “PV inverters” are available. They fulfil three main functions:

- Inverter function: Converts direct current into alternating current in the form required (sinusoidal, square, etc.)
- MPPT function: Calculates the operating point on the photovoltaic surface or array which produces the most power in terms of voltage and current - also known as the Maximum Power Point Tracker (see **Fig. P10**).
- Automatic disconnection from the network function: Automatically commands the inverter to switch off and the system to disconnect from the network in the absence of voltage on the electrical network. This protects the inverter and any maintenance staff who may be working on the network.



Fig. P9 – Conext CL60-A
String inverter for
Photovoltaic energy supply

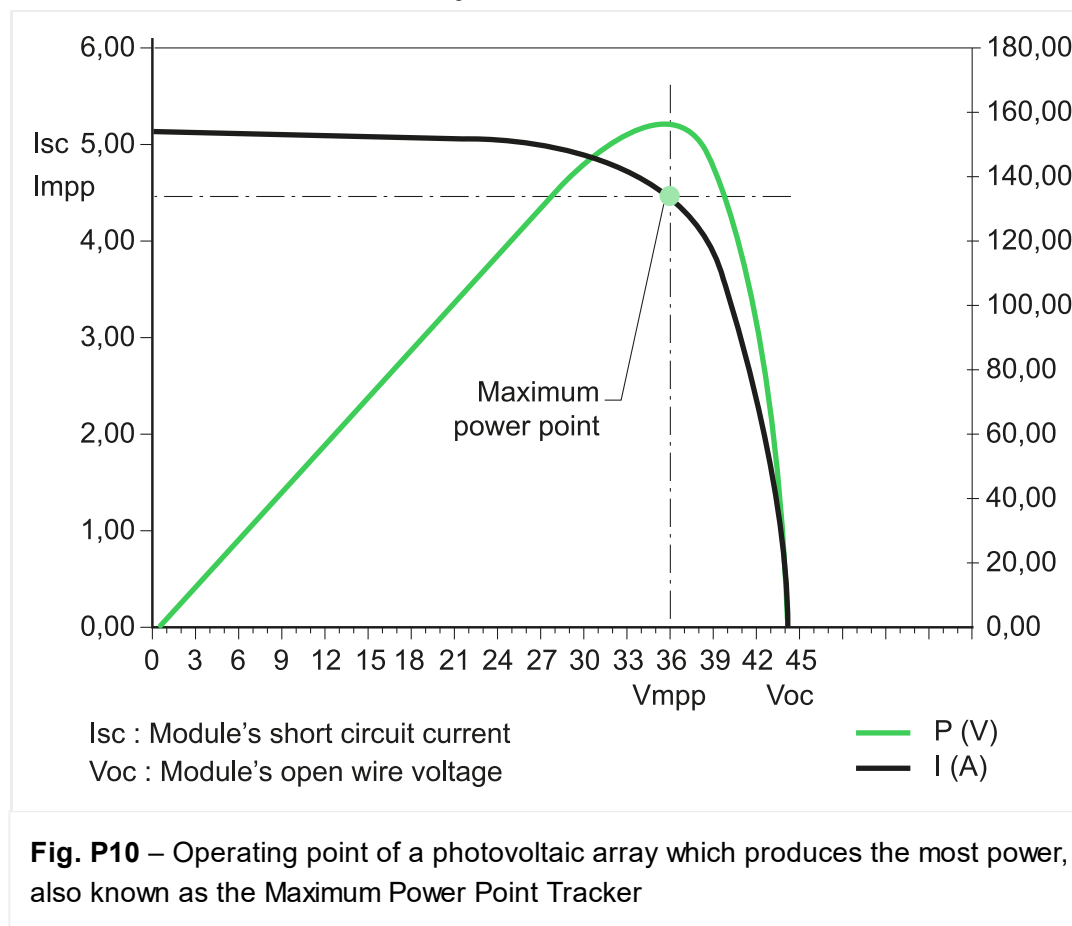
Therefore, in the event of a network failure, the inverter no longer supplies energy to the network and energy produced by the photovoltaic modules is wasted. “Grid interactive” systems are nevertheless available which function in back-up mode. Batteries need to be installed for these systems as well as an additional control panel to ensure that the network is disconnected before supplying their own energy.

- **Different models**

Some “multi-MPPT” inverters have a double (or triple, quadruple, etc.) MPPT function. This function enables PV supply to be optimised when the array includes strings facing in different directions. There is however a risk of total loss of supply if one inverter is faulty.

Nevertheless, it is possible to install one less powerful inverter per string, which is a more expensive solution but increases the overall reliability of the system.

“Multi-string inverters” are also available. These inverters are not necessarily multi-MPPT as described above. The name simply indicates that several strings can be connected to the inverter and that they are paralleled inside the inverter.



European efficiency

In order to compare the various appliances, a level of efficiency has been determined based on different operating points, simulating the average daily performance of an inverter. This "European efficiency" is calculated using the following formula:

$$0.03 \times (\eta \text{ 5\%}) + 0.06 \times (\eta \text{ 10\%}) + 0.13 \times (\eta \text{ 20\%}) + 0.1 \times (\eta \text{ 30\%}) + 0.48 \times (\eta \text{ 50\%}) + 0.2 \times (\eta \text{ 100\%})$$

where:

- $(\eta \text{ 5\%})$ $(\eta \text{ 10\%})$... represent the MPPT static efficiency at 5%, 10% ... partial MPP power.
- 0.03, 0.06 ... are the weighting factors used to calculate this overall "European efficiency", and have been calculated according to yearly climate data (north-western Germany climate data)

Note: another similar efficiency calculation has been defined by California Energy Commission, eg similar formula but using different weighting factors and operating points.

IP and operating temperature

We strongly advise against installing an inverter in a place exposed to the sun as this will considerably reduce its service life.

Ingress protection and temperature parameters are important when choosing an inverter.

Almost all manufacturers of inverters offer IP65 inverters which can be installed outdoors. However, this does not mean that they should be installed in full sunlight as most inverters operate in degraded mode in temperatures over 40°C (50°C for Xantrex inverters manufactured by Schneider Electric) and thus output power is reduced.

Installing inverters outdoors in full sunlight also incurs the risk of premature aging of some of the inverter's components such as the chemical condensers. This considerably reduces the inverter's service life from 10 years to as few as 5 years!

Connections

Photovoltaic installations require special cables and connectors. Since modules are installed outdoors they are subjected to climatic constraints associated with high voltages caused by the installation of modules in series.

Besides being ingress protected, the equipment used must also be resistant to UV rays and ozone. It must furthermore display a high level of mechanical resistance and a high level of resistance to extreme variations in temperature.

Cables

The voltage drop between the PV array and the inverter must be calculated and this must not exceed 3% for nominal current.

The DC cables used should be double-insulated single wire cables and since these are not standardised, cables indicated by the manufacturer as being specifically for PV should be used.

Connectors

In general, photovoltaic modules are supplied with two cables equipped with one male and one female connector. Using these cables, it is possible to connect two modules installed side by side, thus creating a series without any difficulties. The male connector connects to the female connector of the following module and so on until the required level of direct current is reached.

These special connectors with locking systems (for example the Multi-Contact MC3 or MC4 connectors) offer protection if touched while they are disconnected.

This protection is necessary since as soon as a photovoltaic module is exposed to irradiation, it supplies voltage. If the cables connecting the modules are handled (to alter or extend them) they must either first be disconnected or the DC isolator for the DC circuit must be activated at the input to the connection box.

It is also possible to use different connectors available on the market. These should be chosen carefully for their quality, contact and male-female mating to avoid any poor contact which may lead to overheating and destruction

Notes

1. The dimensions of these modules (L x W x D) in mm are: 1237 x 1082 x 38.

This page was last edited on 20 December 2019, at 17:52.



Sistema fotovoltaico y reglas de instalación

La norma IEC 60364 Parte 7-712 establece reglas para garantizar que los sistemas de energía solar fotovoltaica sean seguros y proporciona varias de las definiciones utilizadas en estas páginas.

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:52.



Sistema fotovoltaico: cómo garantizar la seguridad durante el funcionamiento normal

Dos características particulares de los generadores fotovoltaicos son sus niveles de voltaje de CC y el hecho de que no se pueden apagar mientras los módulos fotovoltaicos estén expuestos al sol. La corriente de cortocircuito producida por el módulo fotovoltaico es demasiado baja para provocar la desconexión automática de la fuente de alimentación. Por tanto, las medidas de protección más utilizadas no se aplican a las instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, como los módulos fotovoltaicos se instalan al aire libre, quedan expuestos a los elementos. Y como se pueden instalar en tejados, se debe prestar especial atención al riesgo de incendio y a la protección de los bomberos y del personal de los servicios de emergencia.

Proteger a las personas contra descargas eléctricas

El párrafo 412.1.1 de IEC 60364-4-41 establece:

El aislamiento doble o reforzado es una medida de protección en la que

- la protección básica se proporciona mediante aislamiento básico, y la protección contra fallas se proporciona mediante aislamiento suplementario, o
- La protección básica y contra fallas se proporciona mediante un aislamiento reforzado entre las partes vivas y las partes accesibles.

NB: Esta medida de protección tiene como objetivo evitar la aparición de tensiones peligrosas en las partes accesibles de los equipos eléctricos debido a un fallo en el aislamiento básico.

La norma IEC 60364-7-712 estipula que los sistemas fotovoltaicos cuyo máximo $U_{OC\ MAX}$ (U_{OC} = voltaje de circuito abierto) sea superior a 120 V CC deben utilizar «aislamiento doble o reforzado» como protección contra descargas eléctricas.

Los dispositivos de conmutación, como fusibles o disyuntores en el lado de CC, no ofrecen protección contra descargas eléctricas ya que no hay desconexión automática del suministro de energía.

La protección contra sobrecorriente, cuando se utiliza, protege las células fotovoltaicas contra la corriente inversa y los cables contra sobrecargas.

Riesgo de incendio: protección contra los efectos térmicos.

En general, existen tres situaciones que pueden provocar temperaturas anormalmente altas y riesgo de incendio en un sistema fotovoltaico: fallo de aislamiento, corriente inversa en un módulo fotovoltaico y sobrecarga de cables o equipos.

Detección de fallos de aislamiento

Double or reinforced insulation is a protective measure against electric shock but it does not exclude all risk of insulation fault. (The assumption here is that the likelihood of an insulation fault and of someone touching an energised part of the installation at the same is very low. Insulation faults in themselves do happen more frequently, however.) DC insulation fault could be more dangerous as arc has less chance to extinguish by itself as it does in AC.

When an insulation fault is detected whatever the solution is, inverter is stopped and disconnected from AC side, but the fault is still present on DC side and voltage between poles is open circuit voltage of PV generator as long as sun is shining.

This situation cannot be tolerated over a long period and the fault has to be found and cleared. If not, a second fault may develop on the other pole, causing the current to circulate in the earthing conductors and metal parts of the PV installation with no guarantee that protective devices will operate properly. See "Overcurrent protection".

The PV generator should be checked to ensure it is insulated from earth.

- **When there is no galvanic insulation between the AC side and the DC side:**
 - It is impossible to earth one pole.
 - AC protection can be used to detect insulation faults.
- **When the AC side and DC side are galvanically separated:**
 - An overcurrent protective device (which also detects insulation faults) should be used to trip the grounded conductor in the event of a fault, if the PV cell technology (e.g. thin films of amorphous silicon) requires one of the conductors to be directly grounded.
 - An insulation monitoring device should be used if the PV cell technology requires one of the conductors to be resistance-grounded.
 - An insulation monitoring device should also be used when PV cell technology does not require either conductor to be earthed.

Insulation monitoring device shall be selected taking into consideration both $U_{OC\ MAX}$ and the capacitance between poles and earth causes leakage current. In addition cables and inverter capacitance should be also considered. An Insulation monitoring device able to handle capacitance up to 500 μ F is suitable for PV system.

The literature provided by manufacturers of photovoltaic modules yield the following figures:

Type of PV module	Maximum power usually developed with a single inverter	Surface necessary to develop such a Power	Usual capacitance by m ²	Usual capacitance between lines and earth for a single IT system
Frameless glass-glass module with aluminium frame on an assembly stand (open air)	1 MW	8000 m ²	1 nF / m ²	8 μ F

In-roof glass-glass module with aluminium frame	100 kW	800 m ²	5 nF / m ²	4 µF
Thin-film PV module on flexible substrate	100 kW	800 m ²	50 nF / m ²	40 µF

Some measurements made in European plants are giving the following figures:

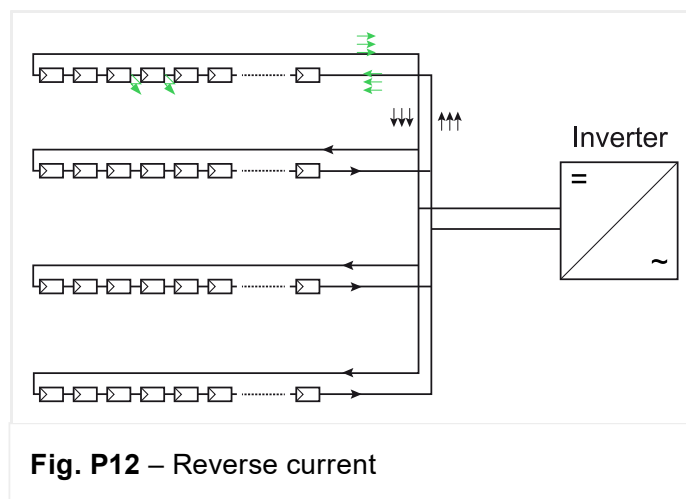
Fig. P11 – Example of leakage capacitance in various PV systems

Type of PV module	Maximum power developed with a single inverter	Surface required to develop such a Power	Lowest capacitance measurement (sunny afternoon)	Highest capacitance measurement (rainy morning)	Maximum measured capacitance by m ²
Frameless glass-glass module with aluminium frame on an assembly stand (open air)	Plant 1: 1 MW	8000 m ²	5 µF	10 µF	1.25 nF / m ²
	Plant 2: 750 kW	5000 m ²	2 µF	4 µF	0.8 nF / m ²
In-roof glass-glass module with aluminium frame	Plant 1: 100 kW	800 m ²	2 µF	4 µF	5 nF / m ²
	Plant 2: 50 kW	400 m ²	0.5 µF	1 µF	2.5 nF / m ²
Thin-film PV module on flexible substrate	Plant 1: 100 kW	800 m ²	30 µF	50 µF	62.5 nF / m ²
	Plant 2: 50 kW	400 m ²	15 µF	25 µF	62.5 nF / m ²

Protection of PV modules against reverse current

A short circuit in a PV module, faulty wiring, or a related fault may cause reverse current in PV strings. This occurs if the open-circuit voltage of one string is significantly different from the open voltage of parallel strings connected to the same inverter. The current flows from the healthy strings to the faulty one instead of flowing to the inverter and supplying power to the AC network. Reverse current can lead to dangerous

temperature rises and fires in the PV module. PV module withstand capability should therefore be tested in accordance with IEC 61730-2 standard and the PV module manufacturer shall provide the maximum reverse current value (I_{RM})



Reverse current into the faulty string = total current of the remaining strings

String overcurrent protection is to be used if the total number of strings that could feed one faulty string is high enough to supply a dangerous reverse current:

$$1.35 I_{RM} < (N_s - 1) I_{SC\ MAX}$$

where:

- I_{RM} is the maximum reverse current characteristic of PV cells defined in IEC 61730
- N_s is the total number of strings

There is no risk of reverse current when there is only one string. When there are two strings with same number of PV modules connected in parallel, the reverse current will be always lower than the maximum reverse current. So, when the PV generator is made of one or two strings only there is no

need for reverse current protection.

Protection against overcurrent

As in any installation, there should be protection against thermal effect of overcurrent causing any danger.

Short-circuit current depends on solar irradiance, but it may be lower than the trip value of overcurrent protection. Although this is not an issue for cables as the current is within current-carrying capacity, the inverter will detect a voltage drop and stop producing power. It is therefore recommended to disconnect faulty circuits in case of short-circuit.

String protection (IEC 60364-7-712 2017 712.433.1.101.2)

Where string overcurrent protection is required, each PV string shall be protected with an overcurrent protection device.

The nominal overcurrent protection (Fuse or Circuit breaker) rating of the string overcurrent protection device shall be greater than 1.5 times the string short circuit current I_{SC_MOD} and below 2.4 I_{SC_MOD} .

Sub-array protection (IEC 60364-7-712 2017 712.433.1.101.3)

The nominal rated trip current (ITRIP) of overcurrent protection devices for PV sub-arrays (Fuses or Circuit breaker) shall be greater than 1.25 times the sub-array short-circuit current $I_{SC_STC_SUB-ARRAY}$ and below 2.4 $I_{SC_STC_SUB-ARRAY}$.

The selection of overcurrent protection rating shall be done in order to avoid unexpected trip in normal operation taking into account temperature.

Circuit breakers or Fuses

Circuit breakers or fuses can be used to provide overcurrent protection. Fuses, usually on the fuse holder or directly connected to bars or cables, do not provide a load-break switch function. So when fuses are used, load-break switches should also be used to disconnect fuses from the inverter in order to allow cartridge replacement. So an array box with fuses on fuse holders as string protection, for example, should also incorporate a main switch.

Circuit breakers offer fine-tuned adjustment and greater accuracy than fuses in order to allow the use of cables, especially for sub-array cables, that are smaller than fuses

Double earth faults

PV systems are either insulated from the earth or one pole is earthed through an overcurrent protection. In both set-ups, therefore, there can be a ground fault in which current leaks to the ground. If this fault is not cleared, it may spread to the healthy pole and give rise to a hazardous situation where fire could break out. Even though double insulation makes such an eventuality unlikely, it deserves full attention.

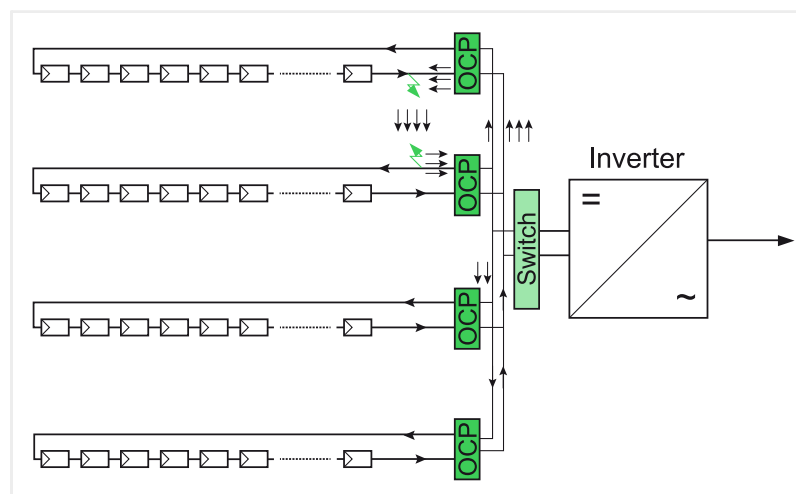


Fig. P13 – String overcurrent protection "OCP"

For the two following reasons the double fault situation shall be absolutely avoided: Insulation monitoring devices or overcurrent protection in earthed system shall detect first fault and staff shall look after the first fault and clear it with no delay:

- The fault level could be low (e.g. two insulation faults or a low short-circuit capability of the generator in weak sunlight) and below the tripping value of overcurrent protection (circuit breaker or fuses). However, a DC arc fault does not spend itself, even when the current is low. It could be a serious hazard, particularly for PV modules on buildings.
- Circuit breakers and switches used in PV systems are designed to break the rated current or fault current with all poles at open-circuit maximum voltage ($U_{OC\ MAX}$). To break the current when $U_{OC\ MAX}$ is equal to 1000V, for instance, four poles in series (two poles in series for each polarity) are required. In double ground fault situations, the circuit breaker or switches must break the current at full voltage with only two poles in series. Such switchgear is not designed for that purpose and could sustain irremediable damage if used to break the current in a double ground fault situation.

The ideal solution is prevent double ground faults arising. Insulation monitoring devices or overcurrent protection in grounded systems detect the first fault. However, although the insulation fault monitoring system usually stops the inverter, the fault is still present. Staff must locate and clear it without delay. In large generators with subarrays protected by circuit breakers, it is highly advisable to disconnect each array when that first fault has been detected but not cleared within the next few hours.

Switchgears and enclosure selection

Double insulation

Enclosures on the DC side shall provide double insulation.

Thermal issues

The thermal behaviour of switchgear and enclosures warrants careful monitoring. PV generator boxes and array boxes are usually installed outdoors and exposed to the elements. In the event of high ambient temperatures, high IP levels could reduce air flow and thermal power dissipation. In addition, the way switchgear devices achieve high voltage operation – i.e. through the use of poles in series – increases their temperature. Special attention should therefore be paid to the temperature of switchgear inside outdoor enclosures on the DC side.

Cable protection should comply with requirements of IEC 60364. Part 7-712 of the standard stipulates that all enclosures on the DC side should meet the requirements of IEC 61439. This standard covers low voltage switchgear and control gear assemblies and sets out requirements that guarantee the risk of temperature rises has been factored into the safe design of DC boxes (generator and array boxes).

Pollution degree of switchgear and enclosure selection

In addition to the standard criteria for selecting enclosures in PV systems with $U_{OC\ MAX}$ of 1000V, some equipment may show IEC 60947-1 Pollution Degree 2 rather than Pollution Degree 3.

If the switchgear is Pollution Degree 2, the IP level of the enclosure according to IEC 60529 shall be at least IP5x.

Esta página se editó por última vez el 31 de julio de 2020 a las 07:03.



Sistema fotovoltaico: protección contra sobretensiones

Ver [SPD para aplicaciones fotovoltaicas](#).

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:52.



SPD para aplicaciones fotovoltaicas

Las sobretensiones pueden producirse en las instalaciones eléctricas por diversos motivos. Puede ser causado por:

- La red de distribución como consecuencia de un rayo o cualquier obra realizada.
- Caída de rayos (ceranos o sobre edificios e instalaciones fotovoltaicas o sobre pararrayos).
- Variaciones en el campo eléctrico debido a los rayos.

Como todas las estructuras exteriores, las instalaciones fotovoltaicas están expuestas al riesgo de rayos, que varía de una región a otra. Deben existir sistemas y dispositivos preventivos y de detención.

Protección por conexión equipotencial

La primera protección que se debe implementar es un medio (conductor) que garantice la conexión equipotencial entre todas las partes conductoras de una instalación fotovoltaica.

El objetivo es unir todos los conductores y piezas metálicas puestos a tierra y así crear el mismo potencial en todos los puntos del sistema instalado.

Protección mediante dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD)

Los SPD son particularmente importantes para proteger equipos eléctricos sensibles como inversores de CA/CC, dispositivos de monitoreo y módulos fotovoltaicos, pero también otros equipos sensibles alimentados por la red de distribución eléctrica de 230 VCA. El siguiente método de evaluación de riesgos se basa en la evaluación de la longitud crítica L_{crit} y su comparación con L la longitud acumulada de las líneas de CC.

Se requiere protección SPD si $L \geq L_{crit}$.

L_{crit} depende del tipo de instalación fotovoltaica y se calcula como establece la siguiente tabla (**Fig. J47**):

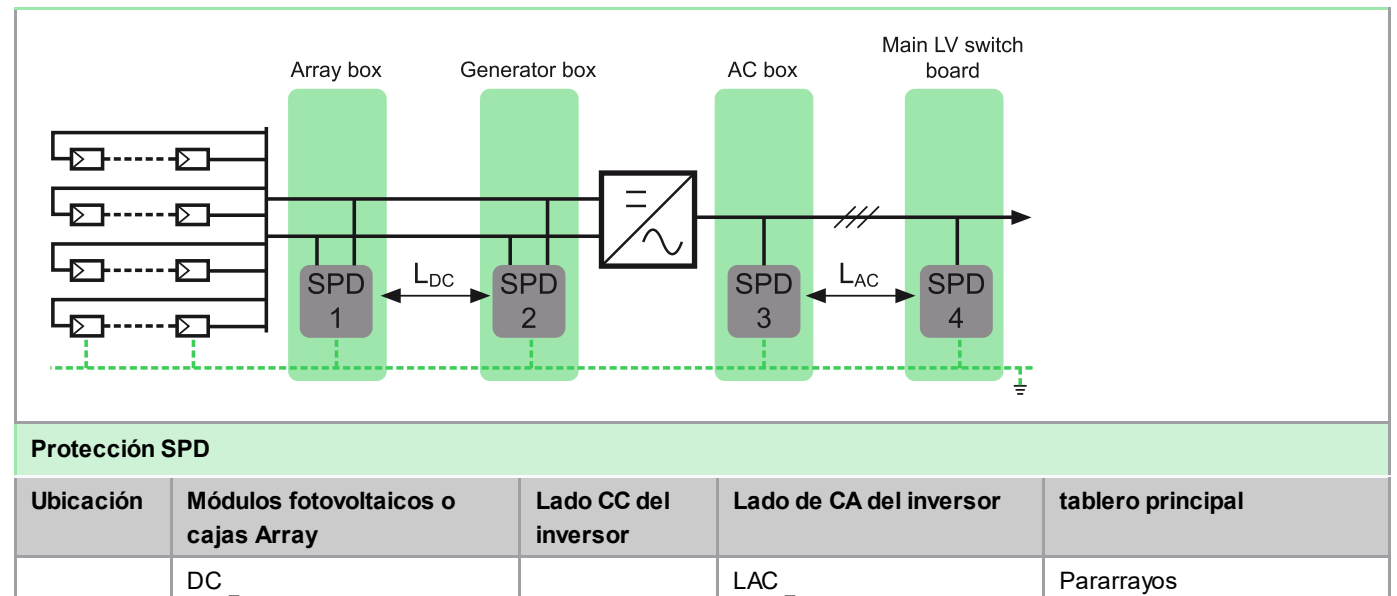
Fig. J47 – Elección de SPD CC

Tipo de instalación	Locales residenciales individuales.	Planta de producción terrestre	Servicio/Industrial/Agrícola/Edificios
$L_{\text{crítico}}$ (en m)	115/ng	200/ng	450/ng
$L \geq L_{\text{crítico}}$	Dispositivo(s) de protección contra sobretensiones obligatorio(s) en el lado CC		
$L < L_{\text{crítico}}$	Dispositivo(s) de protección contra sobretensiones no obligatorio(s) en el lado CC		

L es la suma de:

- la suma de las distancias entre el(los) inversor(es) y la(s) caja(s) de conexiones, teniendo en cuenta que los tramos de cable ubicados en el mismo conducto se cuentan una sola vez, y
- la suma de las distancias entre la caja de conexiones y los puntos de conexión de los módulos fotovoltaicos que forman la cadena, teniendo en cuenta que los tramos de cable ubicados en un mismo conducto se cuentan una sola vez.

N_g es la densidad del rayo de arco (número de impactos/ km^2 /año).

Fig. J48 – Selección de SPD

Criterios	< 10 metros	> 10 metros		< 10 metros	> 10 metros	Sí	No
Tipo de SPD	No hay necesidad	"SPD 1" Tipo 2 [a]	"SPD 2" Tipo 2 [a]	No hay necesidad	"SPD 3" Tipo 2 [a]	"SPD 4" Tipo 1 [a]	"SPD 4" Tipo 2 si $N_g > 2,5$ y línea aérea

a. No se respeta la distancia de separación tipo 1 según EN 62305.

Instalación de un SPD

El número y la ubicación de los SPD en el lado de CC dependen de la longitud de los cables entre los paneles solares y el inversor. El SPD debe instalarse cerca del inversor si la longitud es inferior a 10 metros. Si es mayor a 10 metros es necesario un segundo SPD que debe ubicarse en la caja cercana al panel solar, el primero se ubica en la zona del inversor.

Para ser eficientes, los cables de conexión del SPD a la red L+ / L- y entre el bloque de terminales de tierra del SPD y la barra colectora de tierra deben ser lo más cortos posible: menos de 2,5 metros ($d_1 + d_2 < 50$ cm).

Generación de energía fotovoltaica segura y fiable

Dependiendo de la distancia entre la parte "generadora" y la parte "conversión", puede ser necesario instalar dos descargadores de sobretensiones o más, para garantizar la protección de cada una de las dos partes.

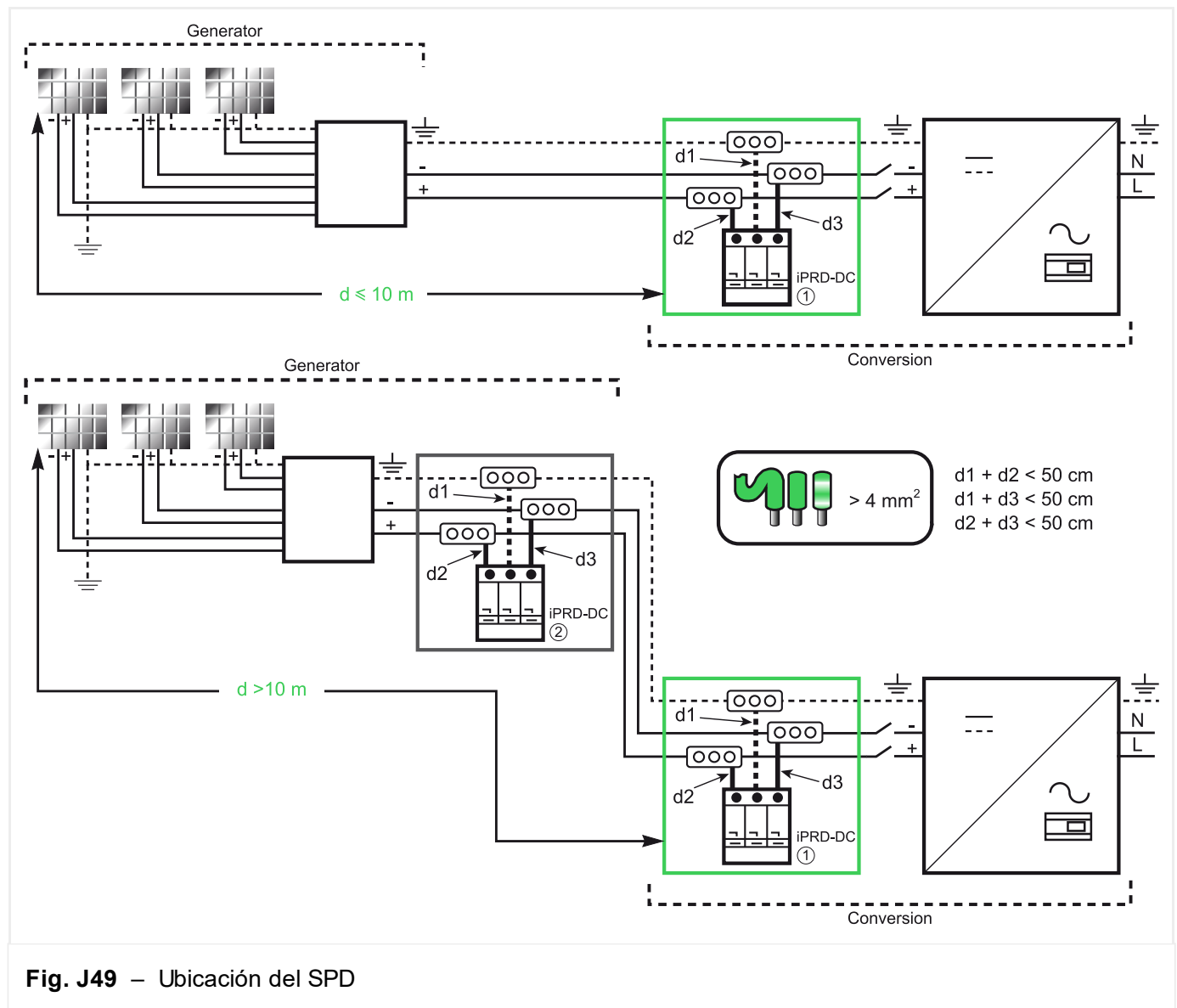


Fig. J49 – Ubicación del SPD

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:50.



Sistema fotovoltaico: cómo garantizar la seguridad durante el mantenimiento o la emergencia

Para garantizar la seguridad del personal durante el mantenimiento y las emergencias, los dispositivos de desconexión deben ubicarse adecuadamente y la instalación de los gabinetes debe ser a prueba de fallas.

Conmutación y control de aislamiento

- Los interruptores seccionadores en el lado de CA y en el lado de CC del inversor se instalarán para el servicio y mantenimiento del inversor.
- Se deben instalar tantos interruptores-seccionadores como sean necesarios para permitir el funcionamiento del generador fotovoltaico, en particular para sustituir los fusibles en las cajas de combinación de String y en las cajas de conexiones del generador.
- Para sistemas fotovoltaicos dentro de edificios, se debe montar un interruptor-seccionador controlado remotamente lo más cerca posible de los módulos fotovoltaicos o del punto de entrada de los cables de CC en caso de una emergencia.



Fig. P14 – Interruptor-secionador Compact NSX 200A con disipador y barrera de interfase

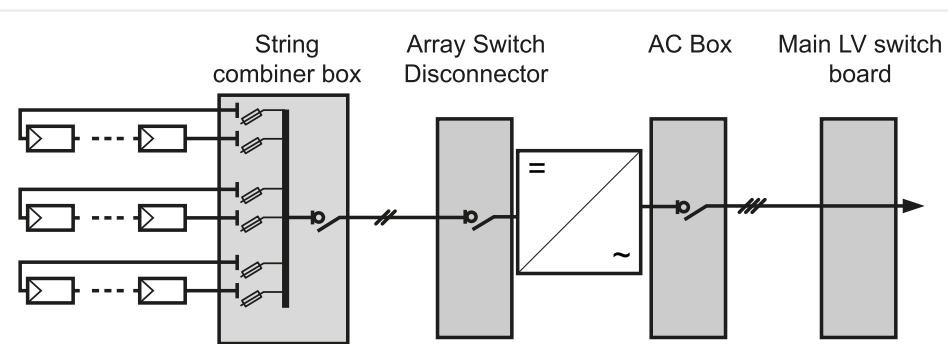


Fig. P15 – Ubicación del interruptor seccionador

Nota : Los interruptores utilizados en los sistemas fotovoltaicos están diseñados para interrumpir la corriente nominal de todos los polos en U_{ocmax} . Para cortar la corriente cuando U_{ocmax} es igual a 1000V, por ejemplo, se necesitan cuatro polos en serie (dos polos en serie para cada polaridad). En situaciones de doble falla a tierra, el disyuntor o los interruptores deben cortar la corriente a pleno voltaje con solo dos polos en serie. Este tipo de apartamento no está diseñada para ese fin y podría sufrir daños irreparables si se utiliza para cortar la corriente en una situación de doble falla a tierra. Por este motivo se deben evitar a toda costa las dobles conexiones a tierra. Los dispositivos de monitoreo de aislamiento o protección contra sobrecorriente en el sistema puesto a tierra detectan la primera falla. El personal deberá localizarlo y limpiarlo sin demora.

Selección e instalación de armarios.

Los gabinetes para diferentes cajas de generadores fotovoltaicos y tableros de interruptores en el lado de CC deben garantizar un doble aislamiento y protección del equipo contra peligros exteriores como temperaturas, lluvia, vandalismo y golpes.

Los gabinetes y sus equipos auxiliares deben garantizar el control de temperatura y humedad para permitir que el equipo funcione sin problemas. Sin embargo, es difícil proponer una solución genérica. Cada instalación necesita ser analizada para optimizar el dimensionamiento de sus cerramientos y equipos auxiliares.

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:52.



Sistema Fotovoltaico: cómo garantizar la seguridad durante todo el ciclo de vida de la instalación

IEC60364-6 requiere verificaciones iniciales y periódicas de las instalaciones eléctricas.

Las especificidades de la instalación fotovoltaica (exterior, alta tensión continua, instalación no supervisada) hacen que los controles periódicos sean muy importantes.

Si habitualmente se comprueba la eficiencia de todo el sistema para asegurar la máxima producción, recomendamos realizar un mantenimiento periódico del equipo.

Las condiciones de funcionamiento del sistema fotovoltaico implican diversas tensiones ambientales: grandes variaciones de temperatura, humedad y tensiones eléctricas. Para garantizar el rendimiento del equipo durante todo el ciclo de vida de la instalación, se prestará especial atención a lo siguiente:

- Integridad del gabinete (nivel IP de doble aislamiento)
- Estado de funcionamiento e integridad de las celdas.
 - para evaluar si se ha producido algún sobrecalentamiento
 - para examinar los cuadros en busca de presencia de polvo, humedad...
- Comprobación visual de conexiones eléctricas.
- Prueba funcional de equipos y auxiliares.
- Prueba del dispositivo de control de aislamiento
- Prueba de resistencia de aislamiento

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:52.



Arquitecturas de instalaciones fotovoltaicas

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:52.



Arquitecturas fotovoltaicas: características comunes

Un campo fotovoltaico se compone de varios módulos en serie o en paralelo, correspondientes a las características de entrada del inversor. Sin embargo, dado que estos módulos están interconectados, la matriz es muy sensible a la sombra o a las diferencias en términos de la dirección orientada.

Siguiendo unas sencillas reglas de cableado, se puede optimizar el suministro y evitar cualquier problema de funcionamiento.

Posición de los paneles

Si, al instalar un conjunto fotovoltaico en un tejado, los paneles deben orientarse en diferentes direcciones, es esencial montar al menos una cadena por dirección y asegurarse de que cada cadena mire en una sola dirección para garantizar un suministro optimizado. Cada cadena debe estar conectada a un inversor específico (o a las entradas de un inversor multi-MPPT; consulte [Inversores](#)).

Si no se siguen estas instrucciones, el conjunto no se dañará pero se reducirá el suministro, aumentando así el tiempo necesario para recuperar la inversión.

Sombra

Además del riesgo de destrucción de los módulos sombreados dentro de un conjunto fotovoltaico debido al "fenómeno de los puntos calientes", como se describe en [Módulos fotovoltaicos](#) para los cuales los fabricantes han ideado soluciones, una investigación realizada por el Institut National des Energies Solaires (INES - Instituto nacional de energía solar de Francia) sugiere que sombrear el 10% de la superficie de una cuerda puede provocar una reducción de más del 30% en la producción.

Por tanto, es importante eliminar las sombras directas. Sin embargo, en muchos casos esto resulta difícil (árboles, chimenea, pared vecina, torre de alta tensión, etc.).

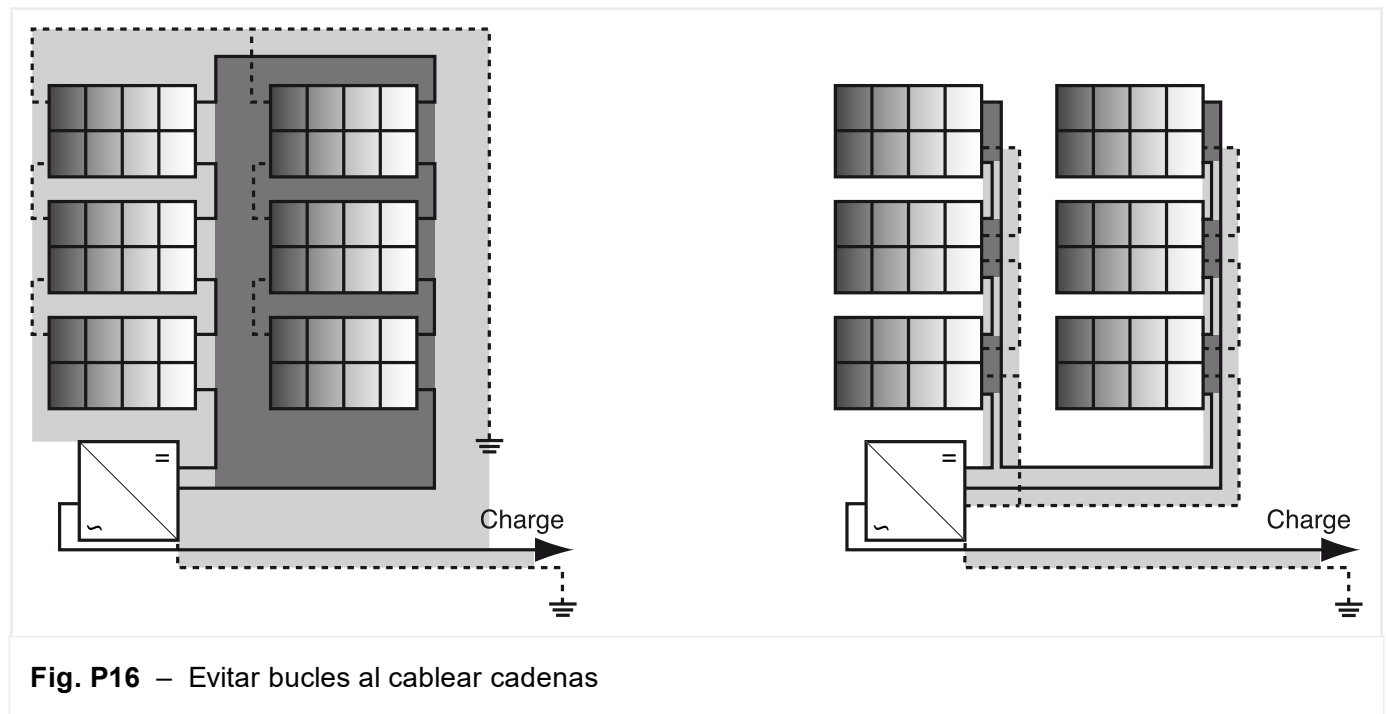
Si un conjunto fotovoltaico incluye varias cadenas:

- Si es posible, los módulos sombreados deben incluirse en una sola cadena.
- En caso contrario, conviene elegir una tecnología que responda mejor a la luz difusa que a la luz directa.

Eliminando bucles

Al conectar componentes, la primera precaución a tomar es evitar bucles en el cableado dentro de las cadenas.

Aunque los rayos directos sobre conjuntos son relativamente raros, las corrientes inducidas por rayos son mucho más comunes y estas corrientes son particularmente destructivas donde hay grandes áreas de bucles. **La Figura P16** muestra cómo mejorar una matriz que incluye un bucle grande.



Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:52.



Arquitecturas de sistemas fotovoltaicos

Conjunto fotovoltaico con una sola cadena de módulos

Esta es la configuración más simple (ver **Fig. P17**). Se utiliza para pequeños conjuntos fotovoltaicos con una potencia máxima de hasta 3 kWp, dependiendo de los módulos implementados. En la mayoría de los casos, se utiliza para operaciones fotovoltaicas residenciales.

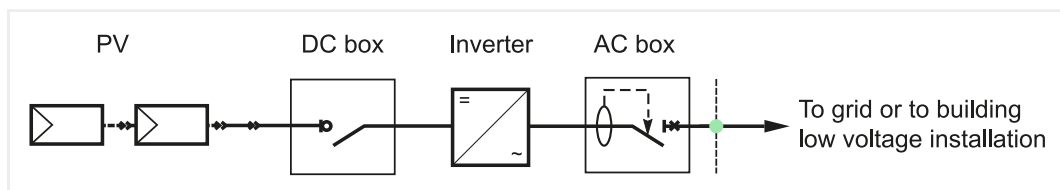


Fig. P17 – Diagrama que muestra un conjunto fotovoltaico de cadena única

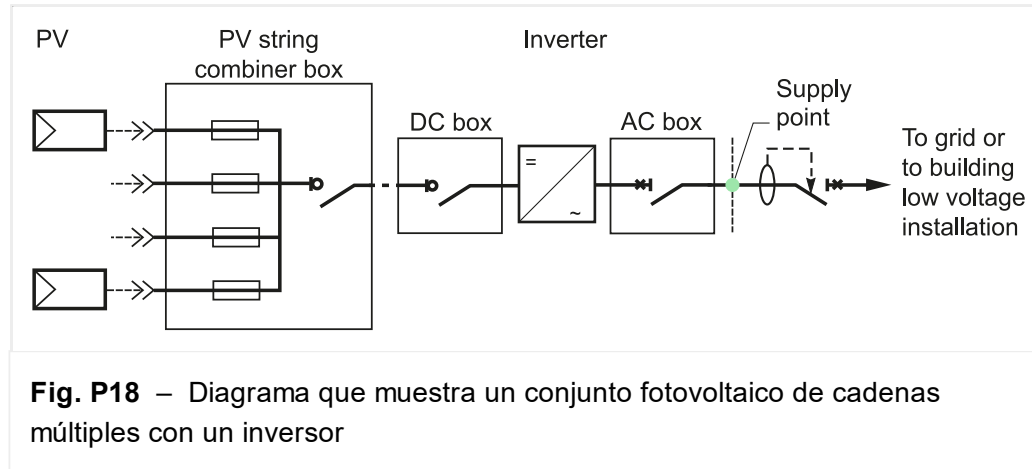
Los módulos se conectan en serie, suministrando en este caso corriente continua de entre 200 y 500 VCC. La eficiencia óptima se obtiene del inversor dentro de este rango de voltaje.

Una única línea de CC llega al inversor. El generador fotovoltaico se puede aislar del inversor mediante un interruptor de carga cerca del inversor.

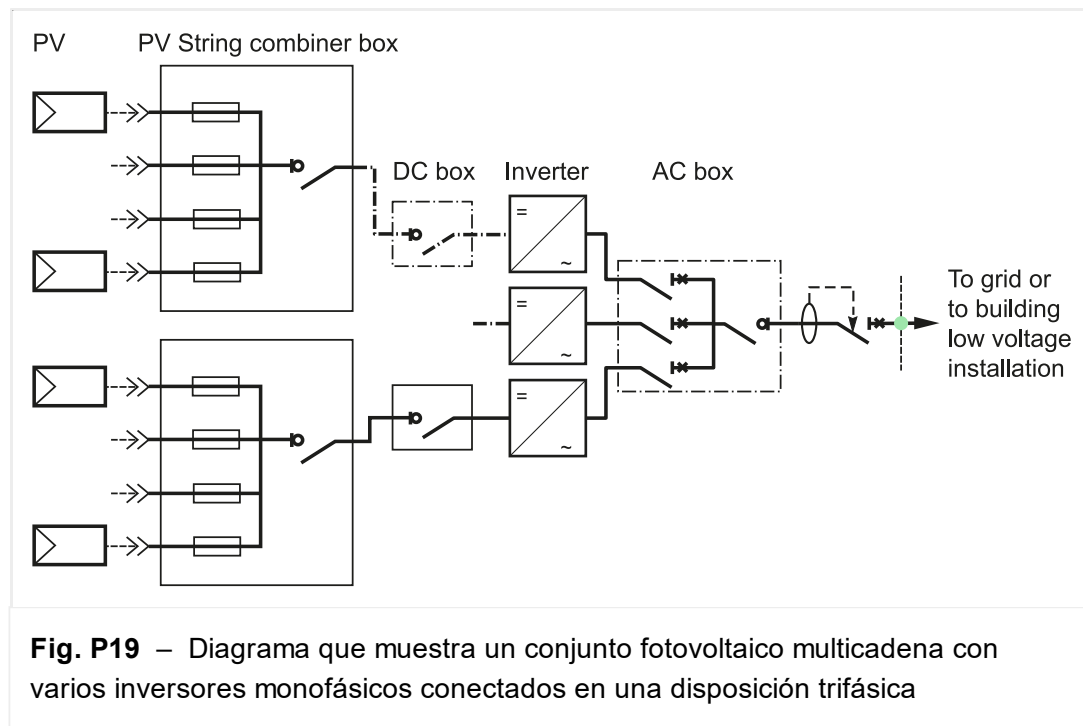
Conjunto fotovoltaico con varias cadenas de módulos en paralelo

Esta configuración (ver **Fig. P18**), implementada principalmente en edificios o en pequeñas plantas de energía fotovoltaica en el suelo, se utiliza para instalaciones fotovoltaicas de hasta treinta cadenas en paralelo con una potencia de salida de unos 100 kWp.

Los strings están conectados en paralelo en una caja combinadora de strings fotovoltaicos. Esta caja incluye los dispositivos de seguridad necesarios para el paralelismo de las cuerdas y los aparatos utilizados para medir la corriente de las cuerdas. Un único cable de CC conecta estas cajas al inversor. El conjunto fotovoltaico se puede aislar del inversor mediante un interruptor de carga cerca del inversor.



Como variación de este diagrama, se pueden instalar varios inversores monofásicos en una disposición trifásica (ver **Fig. P19**).



Conjunto fotovoltaico con varias cadenas divididas en varios grupos

Cuando los niveles de potencia superan los 50 o 100 kW, los conjuntos fotovoltaicos se dividen en subgrupos (ver **Fig. P20**) para facilitar la conexión de los distintos componentes. Las cuerdas están paralelas en dos niveles.

- Las cadenas de cada subgrupo están en paralelo en cajas combinadoras de cadenas fotovoltaicas de subgrupo. Estas cajas están equipadas con dispositivos de seguridad, los equipos de medición y monitorización necesarios.
- Las salidas de estas cajas están conectadas en paralelo en una caja combinadora de generador fotovoltaico cerca del inversor. Esta caja también está dotada de los dispositivos de seguridad necesarios así como de los equipos de medida y monitorización necesarios para el paralelismo de los subgrupos.

El conjunto se puede aislar del inversor mediante un interruptor de bloque de carga que puede o no estar instalado en la caja del conjunto fotovoltaico. La corriente continua del conjunto es de aproximadamente 1000 VCC.

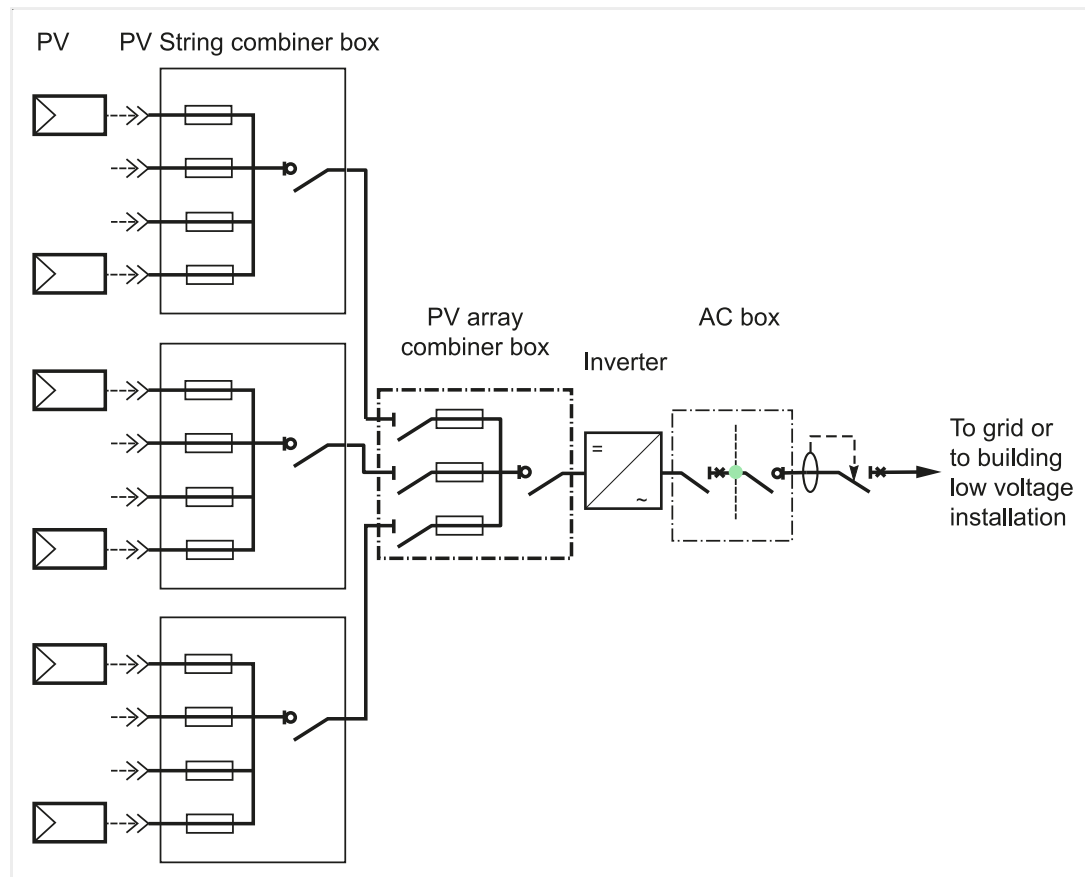
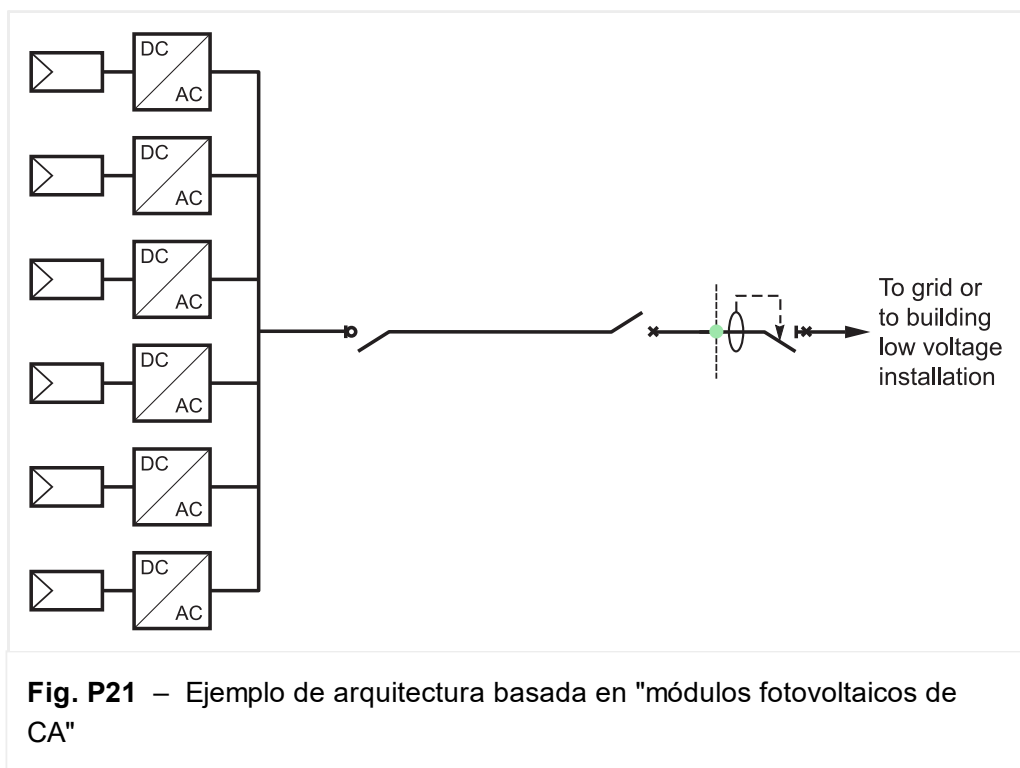


Fig. P20 – Diagrama que muestra un conjunto fotovoltaico formado por varios grupos

Módulo FV AC o "Inversor de cadena"

Una solución alternativa al sistema de CC es vincular estrechamente el inversor al módulo fotovoltaico, en ese caso el módulo fotovoltaico se convierte en una fuente de energía de CA. Esta solución, llamada módulo fotovoltaico de CA o "inversor de cadena", es común para instalaciones pequeñas pero también se puede utilizar para sistemas más grandes. En ese caso todo el paralelismo y cableado se realiza en CA. Se aplican reglas generales para el sistema de aire acondicionado.



Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:52.



Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Calcular un conjunto fotovoltaico

Es absolutamente imprescindible tener en cuenta la ubicación (ubicación geográfica, latitud, altitud, sombra, etc.) y los factores de instalación (dirección, ángulo, etc.).

En primer lugar, se puede calcular la potencia aproximada en función de la superficie disponible:

$$10 \text{ m}^2 = 1 \text{ kWp}$$

$$7140 \text{ m}^2 (= \text{campo de fútbol}) = 700 \text{ kWp}$$

El generador fotovoltaico siempre debe disponerse alrededor del inversor. Los cálculos involucrados deben comparar las características de los módulos y las del inversor con el fin de identificar la configuración óptima.

- Composición de cuerdas:

NB: Número de módulos x Voc (a t° min) < inversor Vmax

La tensión sin carga del string (Voc x número de módulos en serie) a la temperatura mínima del lugar de instalación debe ser inferior a la tensión máxima de entrada del inversor.

Esto debe observarse estrictamente. De lo contrario, el inversor podría resultar destruido.

Aparte de la norma antes mencionada para evitar la destrucción del inversor

Número de módulos x Voc (a t° min) < inversor Vmax – se deben respetar otros dos límites:

- Número de módulos x Vmpp (a t° máx) > inversor Vmin

La tensión de funcionamiento (Vm x número de módulos en serie a todas las temperaturas en el lugar de instalación) debe estar dentro del rango de tensión MPPT del inversor. De lo contrario, el inversor se detendrá y se interrumpirá el suministro de energía.

- Isc cadenas < inversor I max

La corriente I_{sc} total para cadenas en paralelo debe ser menor que la corriente de entrada máxima para el inversor. De lo contrario, el inversor limita el suministro de energía entregada a la red.

Especificaciones del inversor

- **En Europa, el nivel de potencia del inversor debe estar entre 0,8 y 1 veces la potencia del conjunto:**

$$0.8 < P_{inverter} / P_{array} < 1$$

- Por debajo de este valor (por debajo de 0,8 P_{array}), el inversor limita significativamente la potencia. La energía vendida a la red será así inferior a la que los paneles son capaces de suministrar y, por tanto, se necesitará más tiempo para recuperar la inversión.
- Por encima de esto (sobre P_{array}), el inversor es demasiado grande para el nivel de potencia del conjunto. Una vez más, llevará más tiempo asegurar el retorno de la inversión.

- **Monofásico o trifásico**

Se debe tomar una decisión sobre estas dos opciones consultando con el distribuidor de energía local en función de los dispositivos disponibles en las gamas de productos de los fabricantes, a menudo dentro de los siguientes límites:

- $P_n < 10 \text{ kW} \Rightarrow$ inversor monofásico
- $10 \text{ kW} < P_n < 100 \text{ kW} \Rightarrow$ inversor(es) trifásico(s) o inversor(es) monofásico(s) dividido(s) entre las tres fases y el neutro. En este caso es necesario comprobar la gestión de los desequilibrios entre fases.
- $P_n > 100 \text{ kW} \Rightarrow$ inversor(es) trifásico(s)

- **Software de configuración**

Los fabricantes de inversores ayudan a las oficinas de diseño y a los instaladores a dimensionar strings para instalaciones residenciales y del sector servicios en función del equipo disponible suministrando software de dimensionamiento.

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:52.



Tipo de instalación fotovoltaica

El tipo de instalación es un factor que no debe descuidarse ya que, en países como Francia, el precio de compra de la energía suministrada depende de él. Junto con el sombreado, hay que tenerlo en cuenta a la hora de elegir un módulo.

Hay tres tipos de instalación: integrada en edificio, parcialmente integrada y en tierra:

- **Fotovoltaica integrada en edificios (BIPV)**

Este tipo de instalación cumple una doble función (suministro de energía e impermeabilización de tejados, sombreado, etc.).

- **Parcialmente integrado**

Este es el conjunto más sencillo de instalar y, lo más importante, no altera la resistencia al agua de un techo. Sin embargo, su principal inconveniente es que, en Francia, los operadores no pueden cobrar la tarifa más alta por ello. Este tipo de instalación se utiliza más comúnmente en Alemania y Suiza.

- **Basado en tierra**

Este tipo de instalación se utiliza para plantas de suministro eléctrico de grandes superficies (parques fotovoltaicos). Una vez más, en Francia no se puede optar al precio de compra más alto.

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:52.

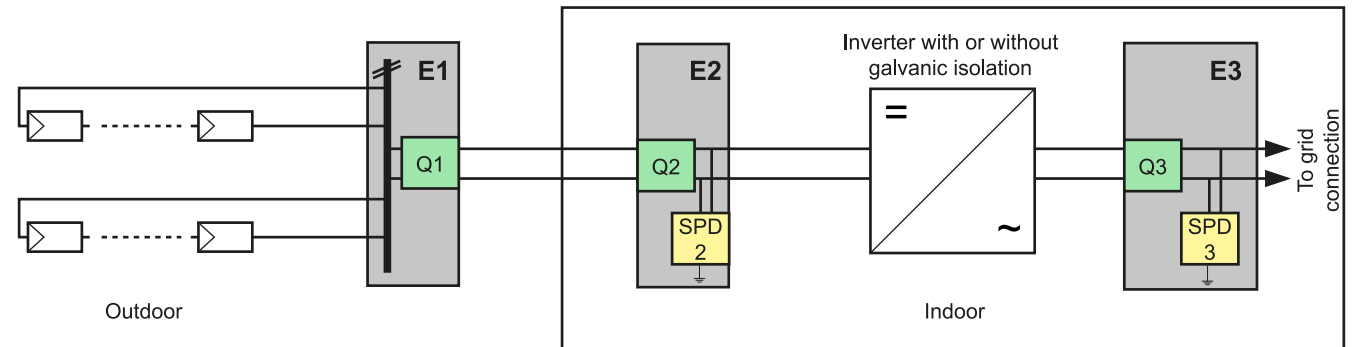


Sistema fotovoltaico: selección de equipos eléctricos.

Sistema fotovoltaico conectado a la red $\leq 10\text{kW}$ (residencial)

Un inversor monofásico

- Normalmente, un inversor monofásico de 5kW conectado a la red. con UOC MÁX $\leq 600\text{V}$. Una o dos cadenas: $I_{sc} < 25\text{ A}$, $I_{AC} < 32\text{ A}$. En este diseño no hay protección para las cuerdas.
- Es necesario un interruptor principal fotovoltaico. Cuando el inversor está en interiores, se recomienda un interruptor adicional controlado a distancia en el punto de entrada del cable de CC para servicios de emergencia.



Needs	String combiner box	PV main switch	Inverter	AC box (230V P/N)
Switchgears and control				
Isolation	☒	☒ [d]	[a]	☒ [d]
Switching (Making & breaking rated current)	☒ DC21B	☒ [d] DC21B	[a]	☒ [d]
Control	☒ [b]	☒ [d]	[e]	☒ [d]
Over-current protection	[c]			☒ [f]
Protection against Insulation fault			[g]	[g] RCD type B or A SI
Surge protection		☒ type 2		☒ type 1 or 2
Enclosure	Outdoor Double insulation	Indoor Double insulation		Standard AC requirement + grid code requirement
Metering			Inverter relevant parameters	Energy

[a] PV array main switch could be included in the inverter. This solution makes inverter service or replacement more difficult.

[b] Remote switching for emergency services located as closely as possible to the PV modules or to the point of entry of DC cables in the building.

[c] No protection is required when the number of string does not exceed 2.

[d] Service and emergency switching.

[e] Inverter shall include a protection for anti-islanding (in accordance with VDE 0126 for example).

[f] Overload and short-circuit protection B curve recommended.

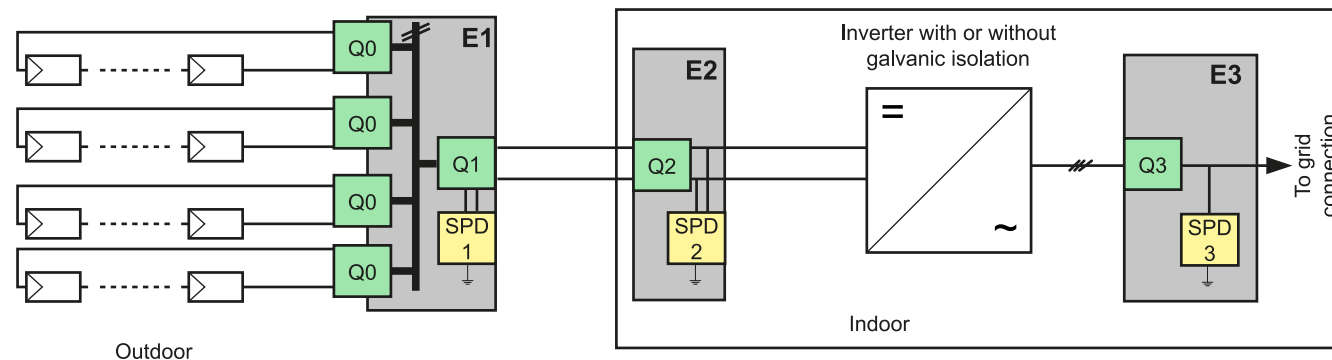
[g] If the inverter provides no galvanic separation a RCD protection is necessary on AC side. IEC 60364-712 specifies RCD type B. Some local regulations require RCD type A SI.

Fig. P22 – Red conectada $\leq 10\text{kW}$

Sistema fotovoltaico conectado a la red de 10 a 100 kW (edificio pequeño)

Un inversor trifásico con una caja combinadora de cadenas.

- Normalmente, inversores conectados a la red de 30 kW a 60 kW. $U_{OC\ max}$ es generalmente superior a 600 V (hasta 1000 V), $I_{sc\ tc}$ no supera los 200 A, I_{ac} no supera los 100 A.
- Este diseño tiene más de 2 cuerdas.
- Por tanto, es necesaria una protección contra corriente inversa.
- Se requiere un interruptor fotovoltaico principal. Cuando hay un inversor en el interior, se recomienda un interruptor adicional controlado a distancia en el punto de entrada del cable de CC para emergencias.



Needs	String combiner box	PV main switch	Inverter	AC box (230V P/N)
Switchgears and control				
Isolation	☒	☒ [d]	[a]	☒ [d]
Switching (Making & breaking rated current)	☒ DC21B	☒ [d] DC21B	[a]	☒ [d]
Control	☒ [b]	☒ [d]	[e]	☒ [d]
Over-current protection	☒	[c]		☒ [f]
Protection against Insulation fault			[h]	[h] RCD type B or A SI
Surge protection	[g]	☒ type 2		☒ type 1 or 2
Enclosure	Outdoor IP5x Double insulation	Indoor IP5x Double insulation		Standard AC requirement + grid code requirement
Metering				P,Q, PF, Energy

[a] PV array main switch could be included in the inverter. This solution makes inverter service or replacement difficult.

[b] Remote switching for emergency services located as closely as possible to the PV modules or to the point of entry of DC cables in the building. The main switch in array box can be equipped with tripping coil and motor mechanism for remote reclosing for that purpose.

[c] No protection is required. The array cable shall be selected to withstand maximum current of the array.

[d] Service and emergency switching.

[e] Inverter shall include a protection for anti-islanding (in accordance with VDE 0126 for example).

[f] Overload and short-circuit protection (B curve recommended).

[g] If there is no SPD in the inverter or if the distance between String / Array junction box and inverter exceeds 10m a SPD is necessary in this box.

[h] ☐ If the inverter provides no galvanic separation a RCD protection is necessary on AC side. IEC 60364-712 specifies RCD type B.

Some local regulations require RCD type A SI

☐ If the inverter provides at least simple separation:

- Without functional earthing: insulation monitoring is necessary

- With functional earthing: the earthing shall be done with a DC circuit breaker or a fuse.

Fig. P23 – Inversor MPPT único de 10-100 kW

Diseño de inversores monofásicos múltiples.

- Normalmente, inversores conectados a red de 6x5 a 20x5kW.

- El diseño utilizado para la construcción de viviendas se puede duplicar tantas veces como sea necesario.
- En ese caso, el sistema DC es muy simple y el sistema AC es muy similar a los sistemas AC habituales.

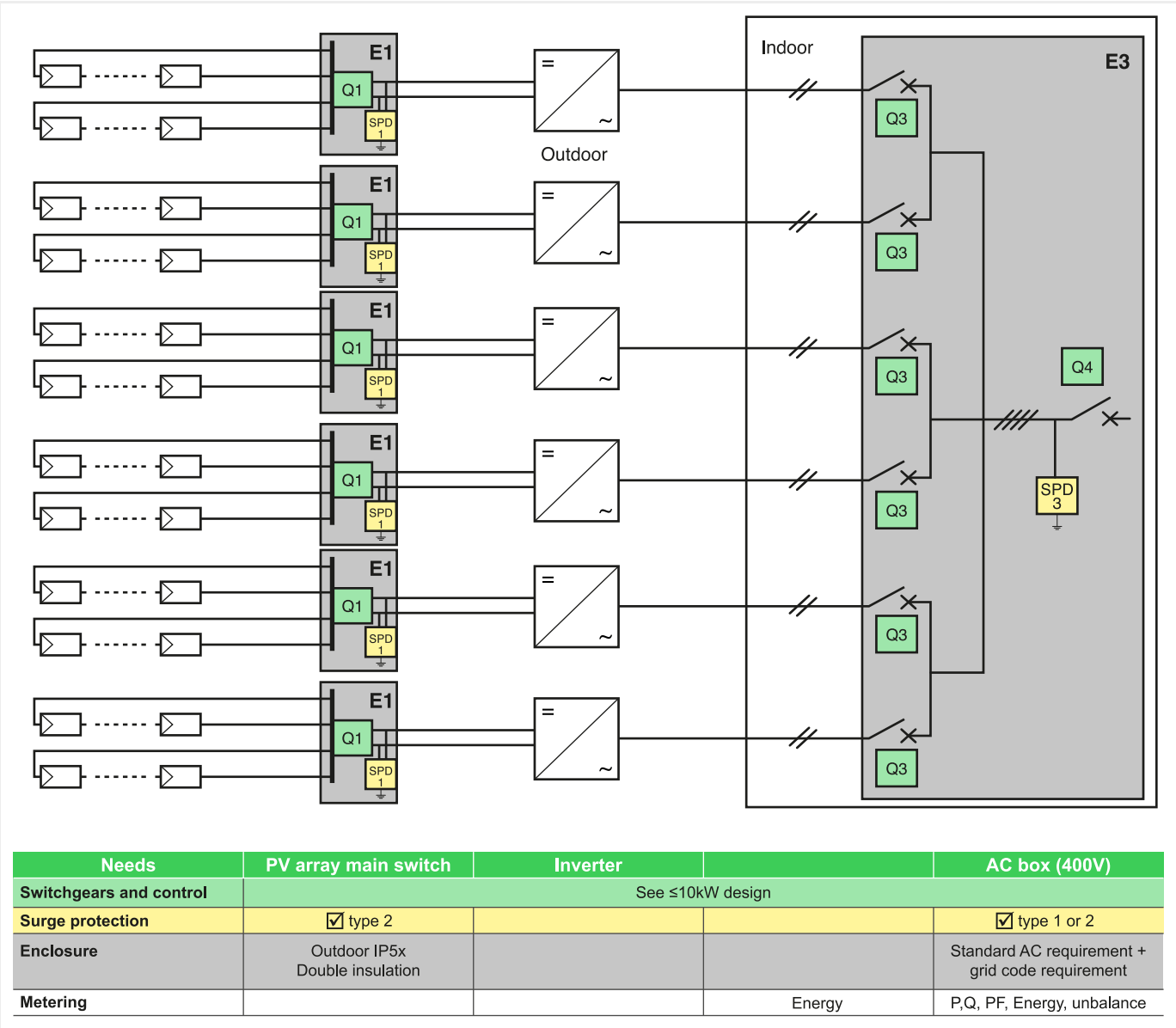
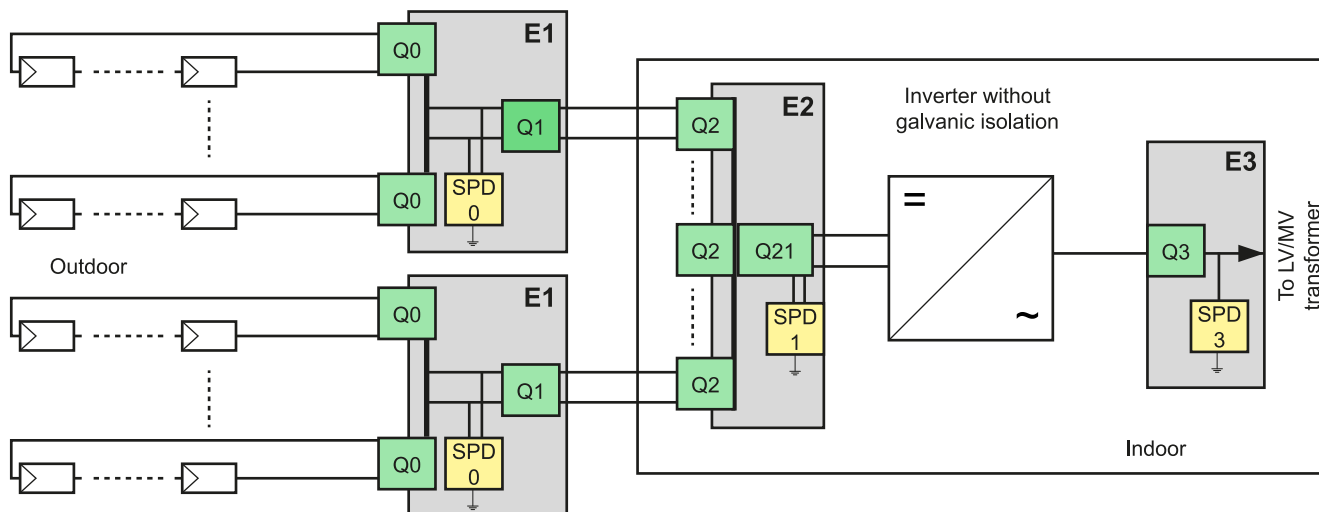


Fig. P24 – Inversor MPPT múltiple simple de 10-100 kW

Sistema fotovoltaico conectado a la red de 150 kW a 500 kW (edificios grandes y granjas)

Inversor trifásico con más de dos cajas combinadoras de strings

- Normalmente, un inversor único de 150 kW a 500 kW.
- Este diseño es muy similar al inversor trifásico con una caja combinadora de cadenas, excepto que tiene más conjuntos, lo que requiere protección del cable del conjunto.
- $I_{stc} \leq 400A$, $I_{AC} \leq 600A$.



Needs	String	String combiner box	Array combiner box	Inverter	AC box 400V or other voltage (Transfoless inverter)
Switchgears and control					
Isolation	☒	☒	☒	☒ [a]	☒ [d]
Switching (Making & breaking rated current)		☒ DC22A	☒ DC22A	☒ [a]	☒ [d]
Control		☒ [b]		☒ [a] [e]	☒ [d]
Over-current protection	☒		☒ [c]		☒ [f]
Protection against Insulation fault				☒ [h]	☒ [h]
Surge protection		[g]	☒ type 2		☒ type 1 or 2
Enclosure		Outdoor IP5x Double insulation	Indoor Double insulation		Standard AC requirement + grid code requirement
Metering		Energy			P,Q, PF, Energy, Alarm, THD, individual harmonics

[a] PV array main switch could be included in the inverter. This solution makes inverter service or replacement more difficult.

[b] If switching for emergency services is required, the main switch in array box can be equipped with tripping coil and motor mechanism for remote reclosing.

[c] Sub array cable protection is required as there are more than two sub arrays. To ensure fast trip of protections 6 to 8 arrays are recommended.

[d] Service and emergency switching.

[e] Inverter shall include a protection for anti-islanding (in accordance with VDE 0126 for example).

[f] Overload and short-circuit protection.

[g] If there is no SPD in the inverter or if the distance between DC box and inverter exceeds 10m a SPD is necessary in this box.

[h] Galvanic insulation is provided by LV/MV transformer:

- PV system without functional earthing: insulation monitoring is necessary.
- PV system with functional earthing: the earthing shall be done with a DC circuit-breaker or a fuse.

Fig. P25 – Inversor MPPT único de 150-500 kW con N matrices > 2

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:52.



Conexión del sistema fotovoltaico a la red o a la instalación privada de baja tensión.

Conexión directa del sistema fotovoltaico a la red.

Cuando se instala un sistema fotovoltaico para "alimentar la red", la empresa de servicios públicos que opera la red proporcionará requisitos de protección, desconexión y función de medición.

Cada empresa de servicios públicos puede tener requisitos específicos según los hábitos locales y la especificidad de la red.

Como reglas generales se requieren las siguientes funciones:

- Medidor de energía (ambas direcciones)
- Dispositivo de desconexión (algunos países requieren corte visual)
- Protección contra sobrecorriente y falla a tierra según sistema de puesta a tierra.
- Protección anti-isla como VDE0126.

Conexión del sistema fotovoltaico a la instalación privada de baja tensión.

Ver [Diseño de instalaciones eléctricas integrando producción solar](#) .

Esta página se editó por última vez el 20 de diciembre de 2019 a las 17:52.