



FORMATION SUR LES ÉTUDES DE FAISABILITÉ TECHNICO- ÉCONOMIQUE DES PROJETS PHOTOVOLTAÏQUES RACCORDÉES AU RÉSEAU

MODULE 2: ASPECTS TECHNIQUES DES PROJETS SOLAIRES PV RACCORDÉS AU RÉSEAU

Abdelkarim GHEZAL

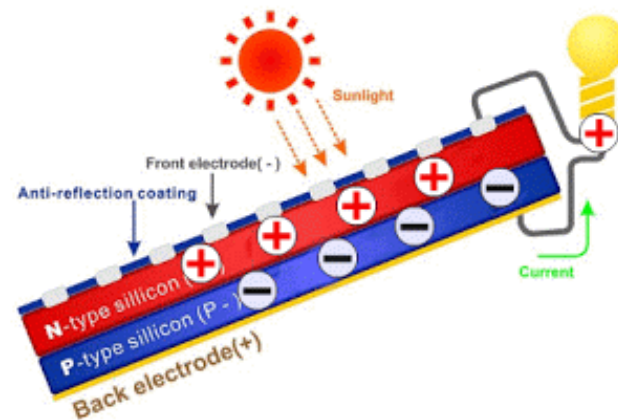
OBJECTIFS

- Identifier les étapes de création d'un projet solaire photovoltaïque
- Etudier la faisabilité technique des projets solaires photovoltaïques
- Concevoir des projets solaires photovoltaïques
- Dimensionner des projets solaires photovoltaïques
- Elaborer les schémas et les plans des projets solaires photovoltaïques
- Exploiter des logiciels de conception et de gestion des différents types de projets solaires photovoltaïques
- Simuler un projet solaire photovoltaïque



LE PHOTOVOLTAÏQUE?

- Photos , mot grec qui désigne la lumière,
- Voltaïque, mot dérivé du physicien Alessandro VOLTA (Connu par ses recherches sur l'électricité, VOLT pour la tension)
- Principe
- Repose sur la technologie des semi-conducteurs.
- Consiste à utiliser les photons pour libérer les électrons et créer une différence de potentiel entre les bornes de la cellule qui génère un courant électrique continu.
- Conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique: Ce n'est pas la chaleur qui fait fonctionner une cellule PV, mais uniquement la lumière.



LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

- **1839** : Le physicien français Edmond Becquerel découvre de l'effet photovoltaïque par
- **1875** : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.
- **1954** : 3 chercheurs américains mettent au point une cellule photovoltaïque
- **1958** : Une cellule PV avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.



LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

- **1973** : La première maison alimentée par des cellules PV - Université de Delaware (USA)
- **Années 80**: Exploitation des systèmes PV pour l'électrification isolée et le pompage d'eau.
- **Fin des années 90**: Exploitation du PV pour la production de l'électricité **injectée au réseau** (Japon, Allemagne)
- **Années 2000**: Mise en place des politiques favorables pour le PV
- **Fin 2016**: Puissance Solaire PV installée: 303 000 MWc

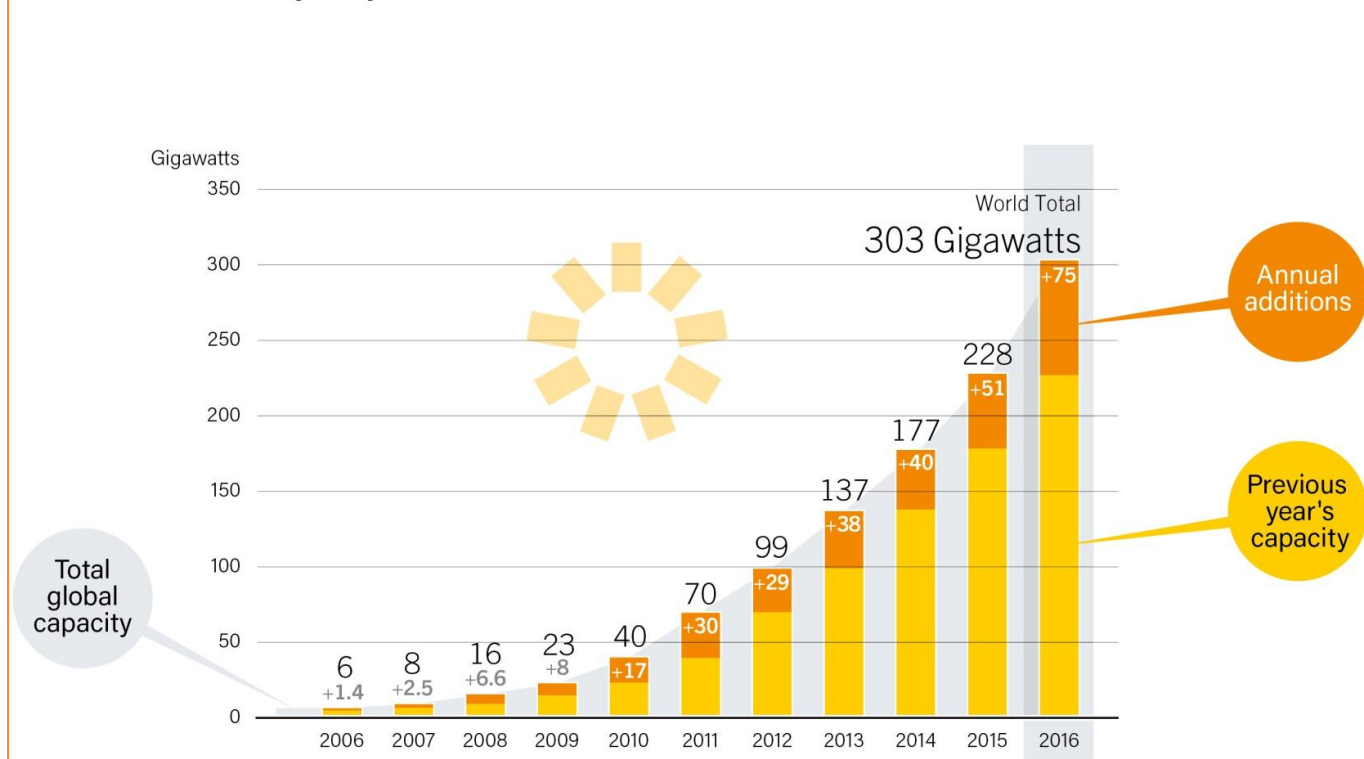


MARCHÉ DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

En 2016 : 75 GWc - 31 000 modules PV / heure - + 48% par rapport à 2015

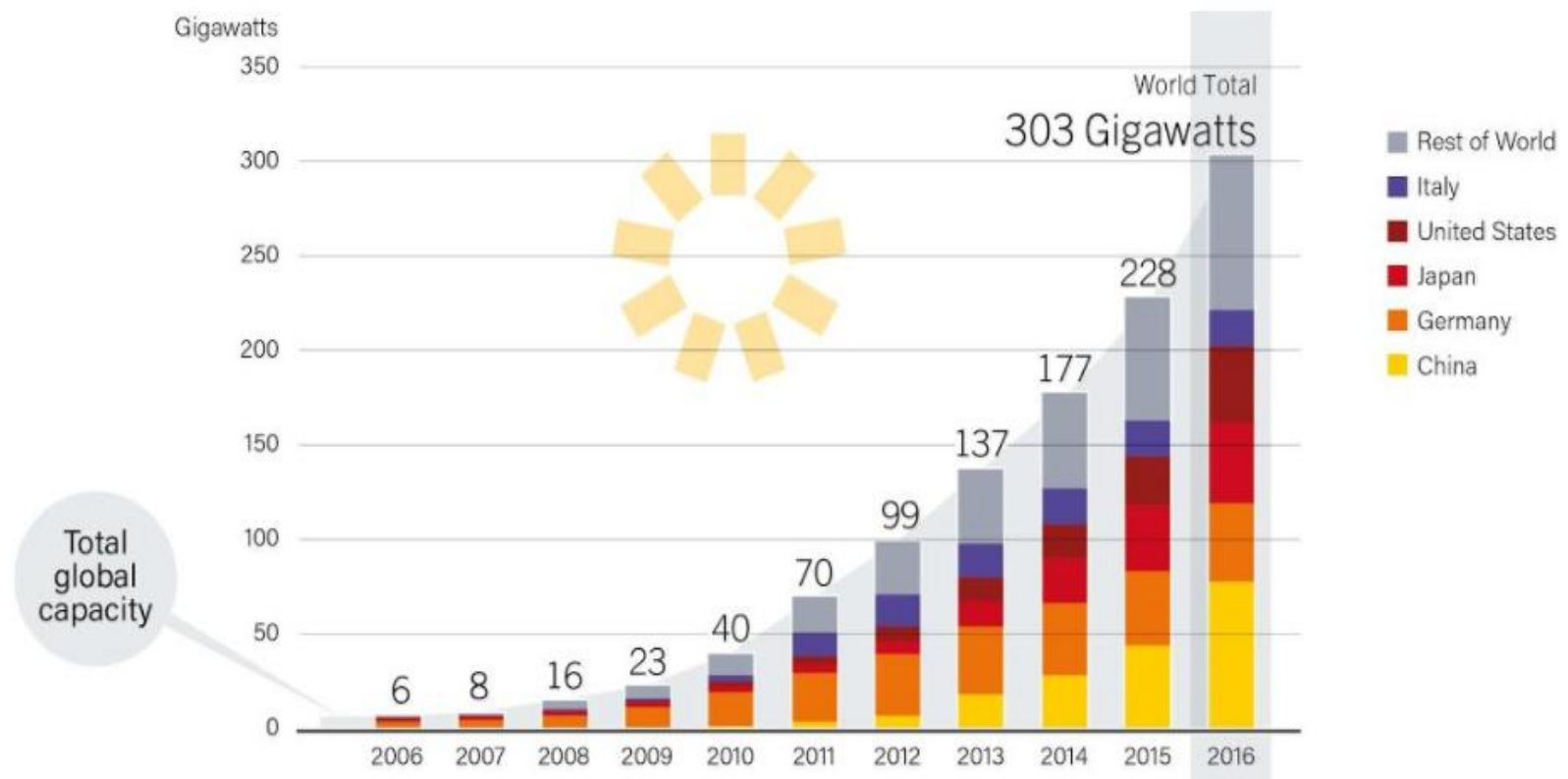
Capacité cumulée : **303 GWc**

Solar PV Global Capacity and Annual Additions, 2006-2016



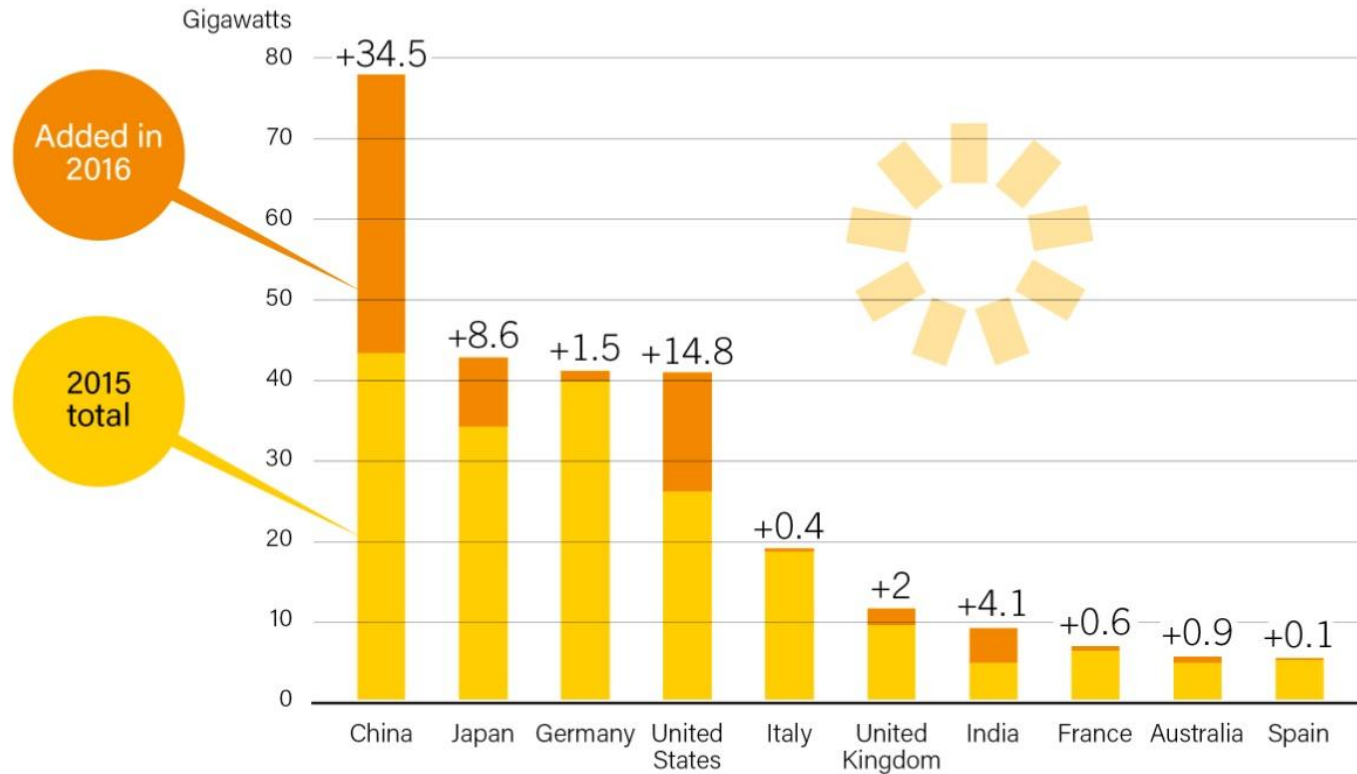
MARCHÉ DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Solar PV Global Capacity, by Country and Region, 2006-2016



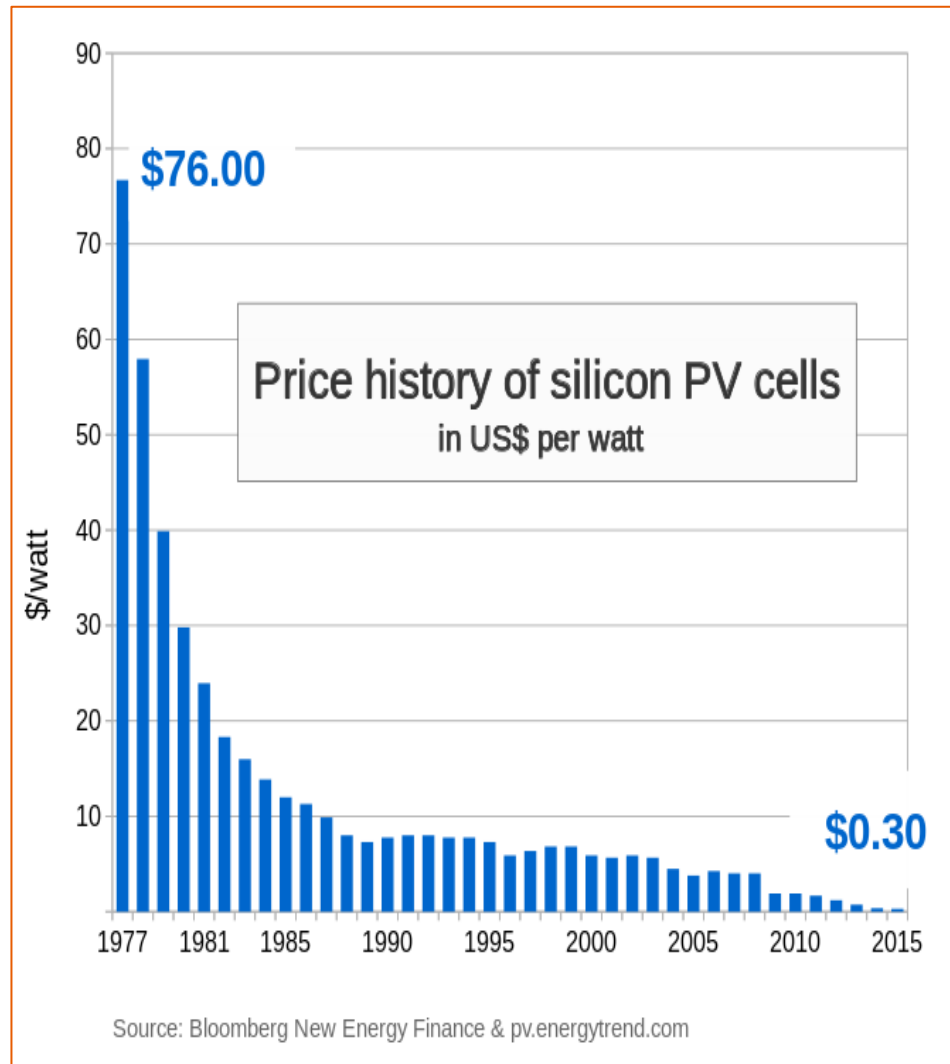
MARCHÉ DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Solar PV Capacity and Additions, Top 10 Countries, 2016

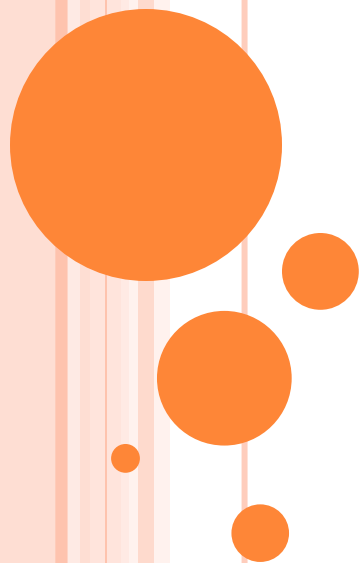


MARCHÉ DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Un marché qui se développe ... des prix qui diminuent



LES CELLULES ET LES MODULES PV

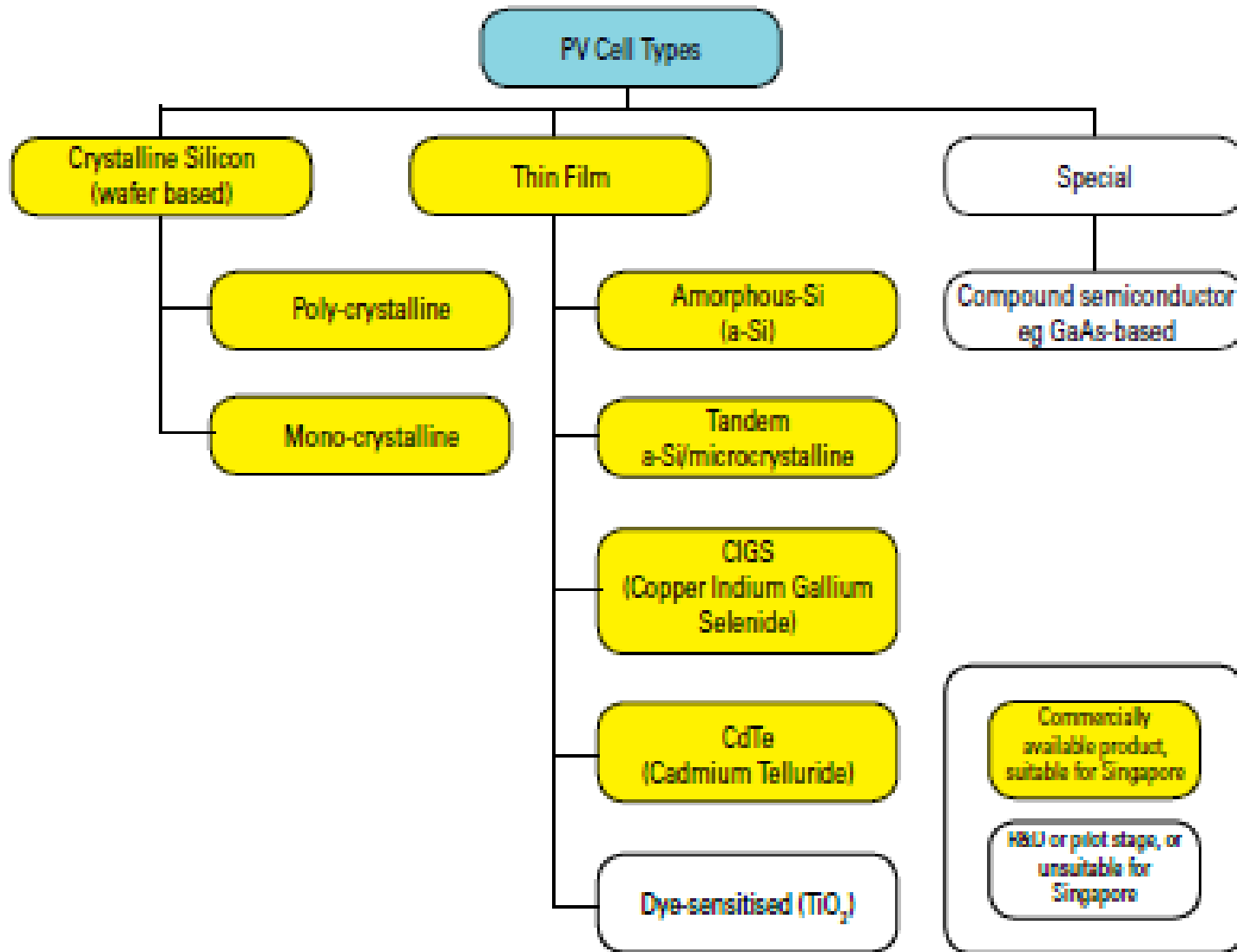


PROPRIÉTÉS ÉLECTRIQUES DES SYSTÈMES PV

Pour dimensionner une installation photovoltaïque, il est indispensable de comprendre le comportement électrique des cellules photovoltaïques, et par similitude celui des modules photovoltaïques qui constitueront le générateur solaire PV.



TECHNOLOGIES DES CELLULES DES MODULES PV



CELLULES PV

Technologies à base de silicium cristallin

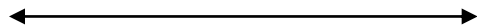
Cellule monocristalline 5" / 6"



125,5 mm

ou

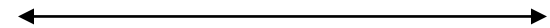
155,5 mm



125,5 mm jusqu'à 2,8 W

155,5 mm jusqu'à 5 W

Cellule multicristalline 5" / 6"



125,5 mm jusqu'à 2,6 W

155,5 mm jusqu'à 4,5 W



CARACTÉRISTIQUE COURANT-TENSION D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE

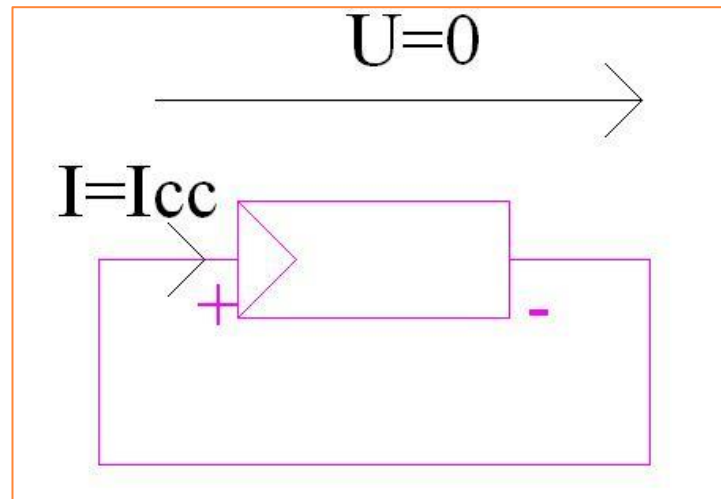
- La puissance électrique délivrée par une cellule photovoltaïque est le produit de la tension par le courant qu'elle génère.
- Ces deux grandeurs, courant et tension, dépendent à la fois des propriétés électriques de la cellule mais aussi de la charge électrique à ses bornes.
- Les propriétés électriques de la cellule sont synthétisées dans un graphe qu'on appelle caractéristique courant-tension.



CARACTÉRISTIQUE COURANT-TENSION

COURANT DE COURT-CIRCUIT (I_{CC})

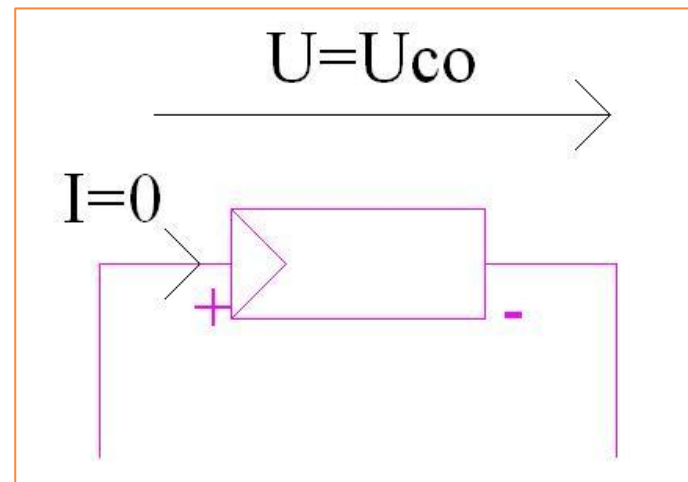
- Il s'agit du courant qui traverse la cellule photovoltaïque lorsque celle-ci est court-circuit, c'est-à-dire lorsque le pôle + est relié au pôle - (la tension à ses bornes est alors nulle).
- La puissance fournie par la cellule $P = U \times I$ est nulle.



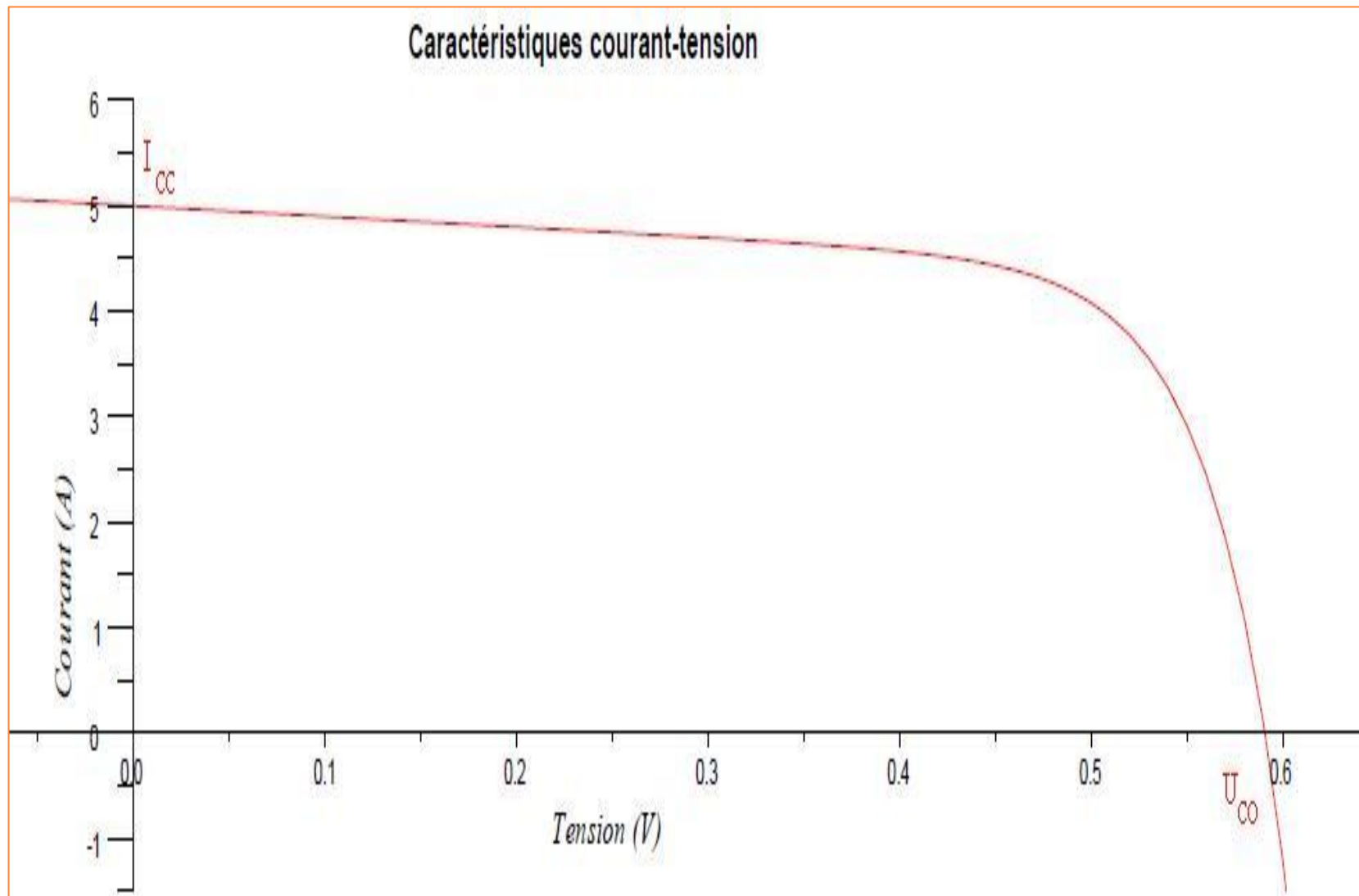
CARACTÉRISTIQUE COURANT-TENSION

TENSION EN CIRCUIT OUVERT (U_{co})

- C'est la tension aux bornes de la cellule lorsque celle-ci est en circuit ouvert, c'est-à-dire lorsque le pôle + et le pôle - sont isolés électriquement de tout autre circuit électrique (le courant la traversant est alors nul).
- Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule $P = U \times I$ est nulle.

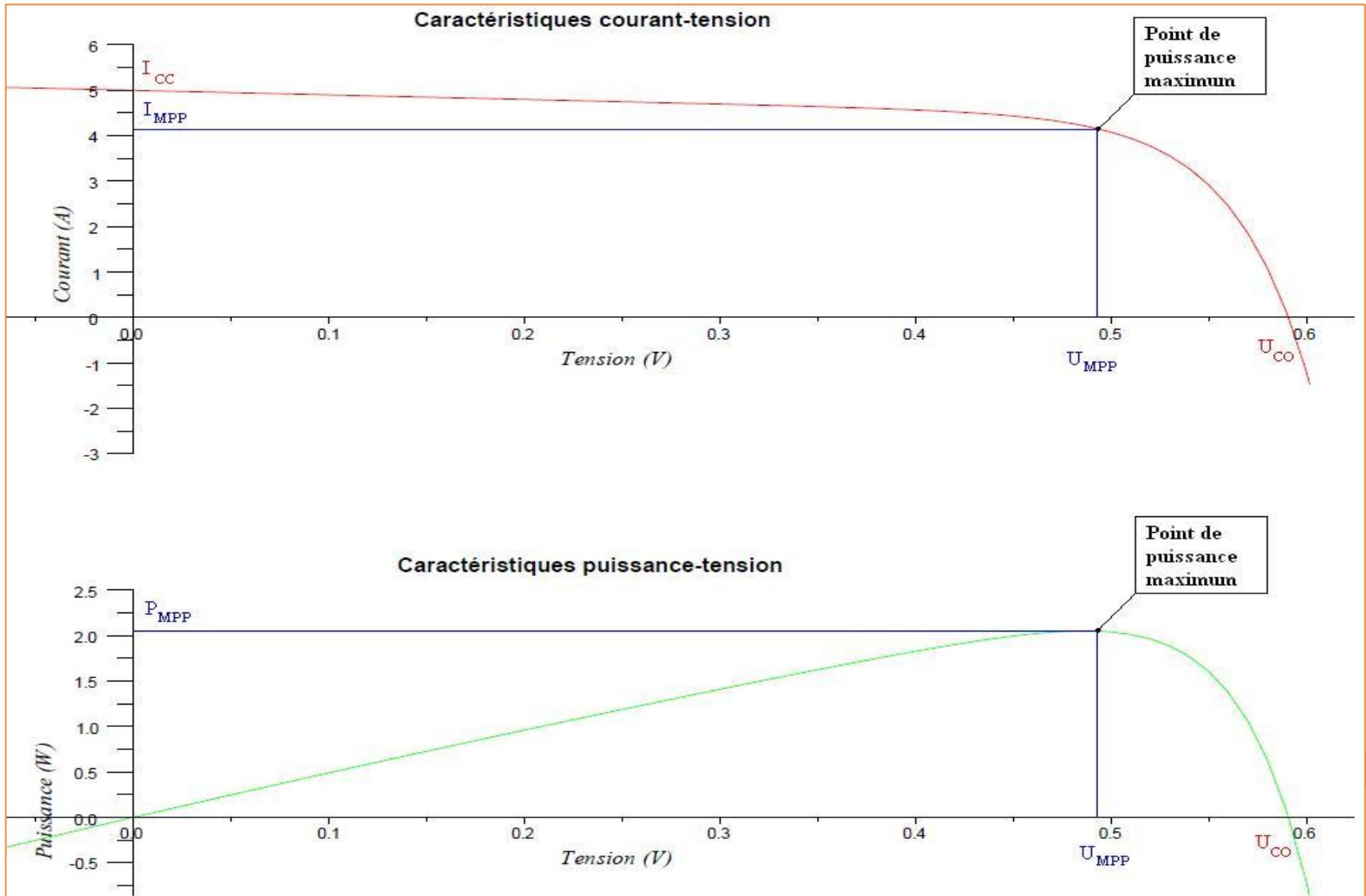


CARACTÉRISTIQUE COURANT-TENSION D'UNE CELLULE PV



PUISSANCE FOURNIE PAR UNE CELLULE PV

La puissance fournie par la cellule est le produit du courant et de la tension.



CARACTÉRISTIQUES D'UNE CELLULE PV

4 paramètres majeurs permettent de caractériser une cellule photovoltaïque

- Le courant de court-circuit noté I_{cc}
- La tension à vide notée U_{co}
- Le courant de puissance maximale noté I_{MPP}
- La tension de puissance maximale notée U_{MPP}

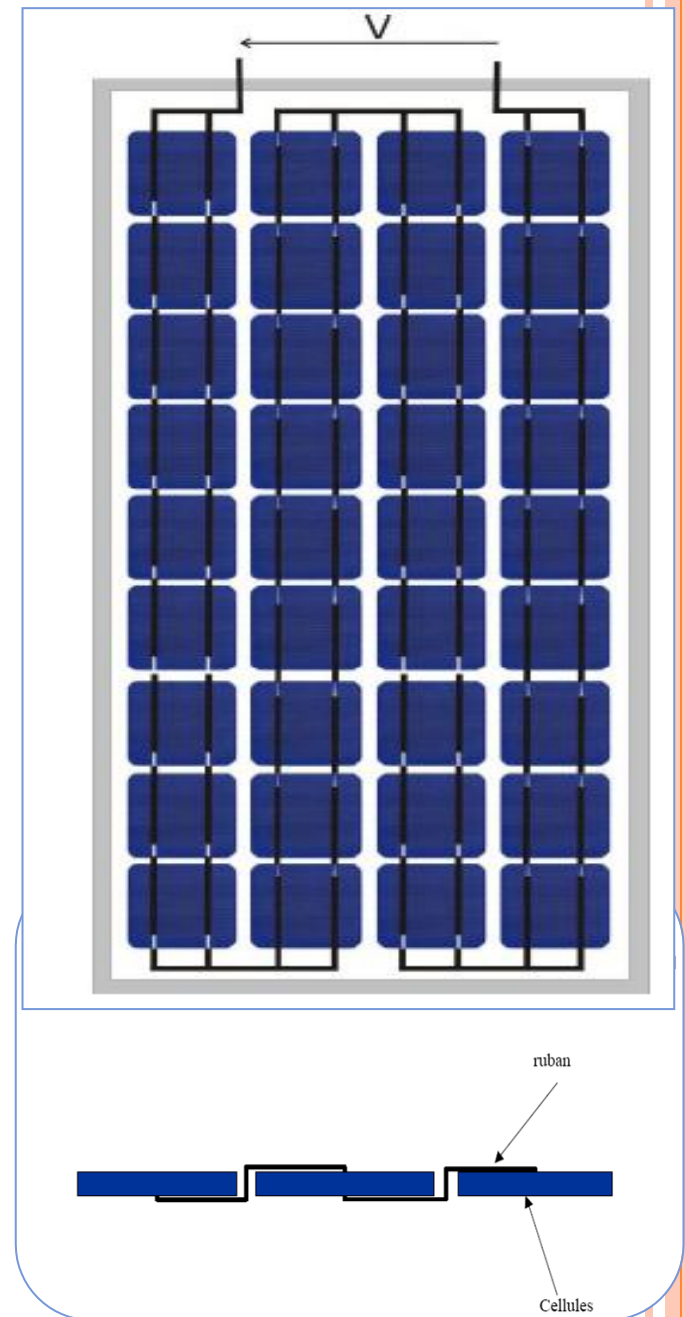
Ces paramètres dépendent de:

- Niveau d'éclairement
- La température de la cellule



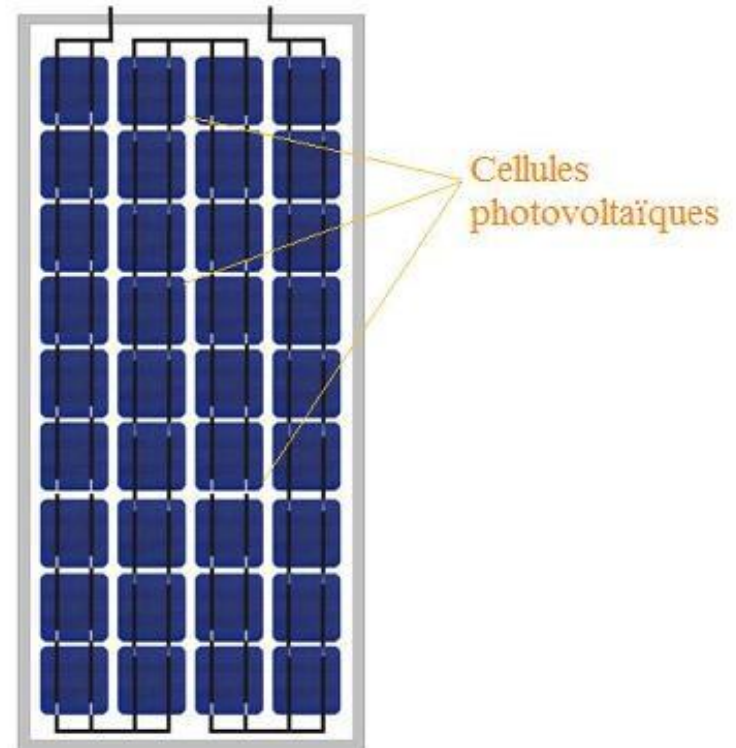
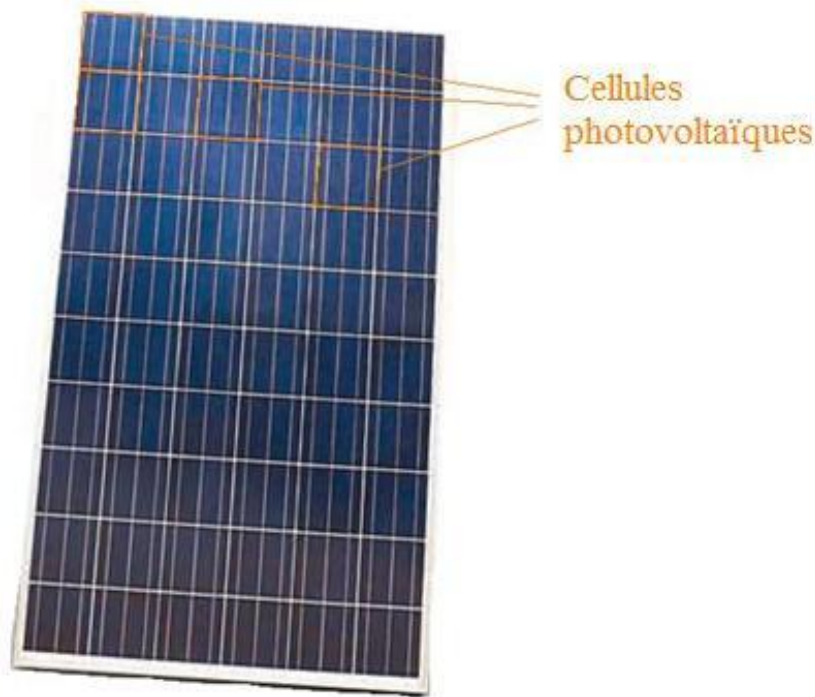
LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

- ❑ La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt (0,6 V).
- ❑ Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module ou panneau.
- ❑ Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant.
- ❑ La mise en parallèle des cellules accroît le courant en conservant la tension.
- ❑ Les cellules sont connectées entre elles par des fins rubans métalliques, des contacts en face avant (-) au contact en face arrière (+)



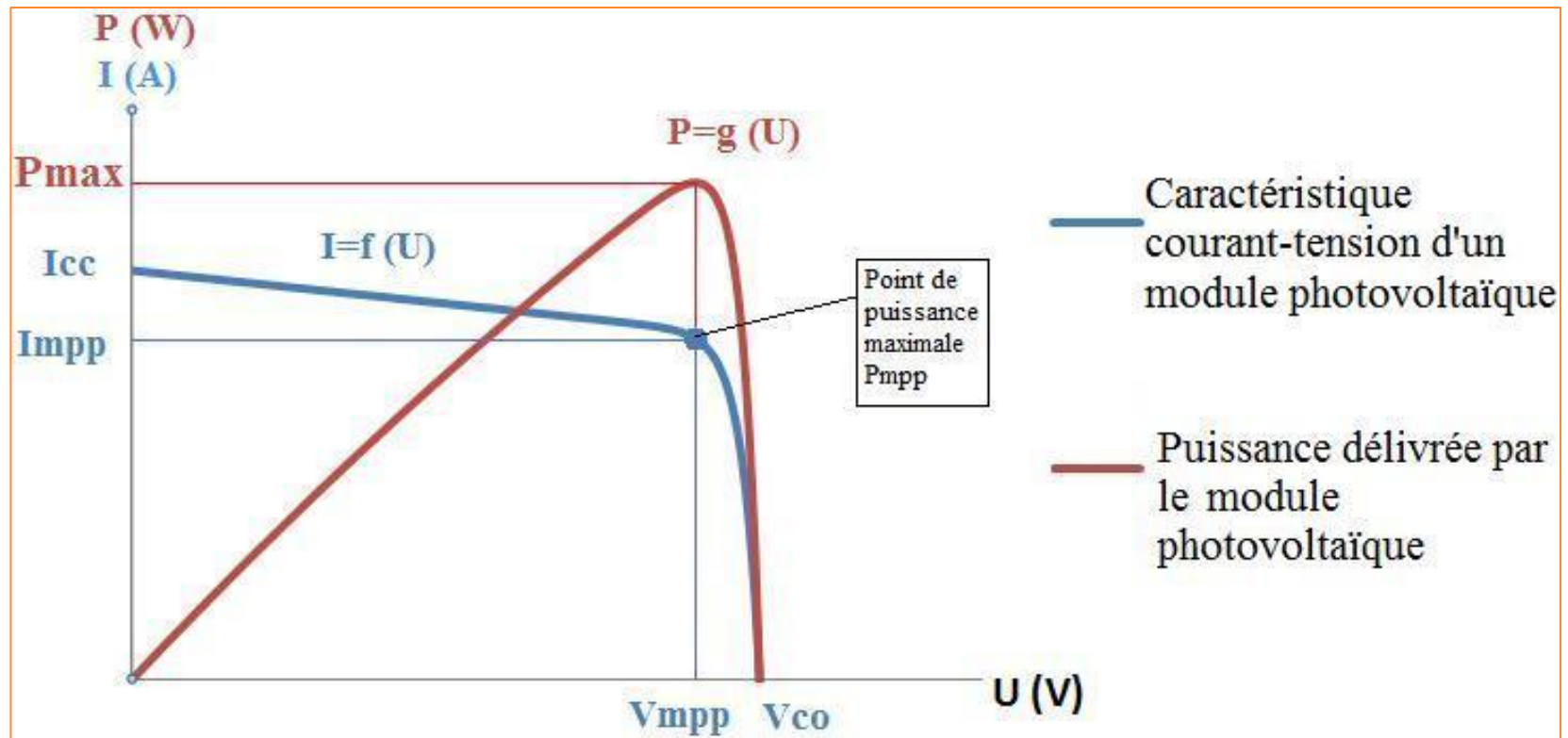
MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

- En général: de 36 à 72 cellules en série dans un module, mais ce nombre varie d'un fabricant à l'autre.
- Le fait de connecter des cellules en série permet leur utilisation à des tensions suffisamment élevées compatibles avec les charges électriques usuelles.



CARACTÉRISTIQUE COURANT-TENSION D'UN MODULE

Le profil de la caractéristique courant-tension d'un module est le même que celui d'une cellule photovoltaïque.



cc (court-circuit) = sc (short circuit)

co (circuit ouvert) = oc (open circuit)

mpp → maximum power point (point de puissance maximale)

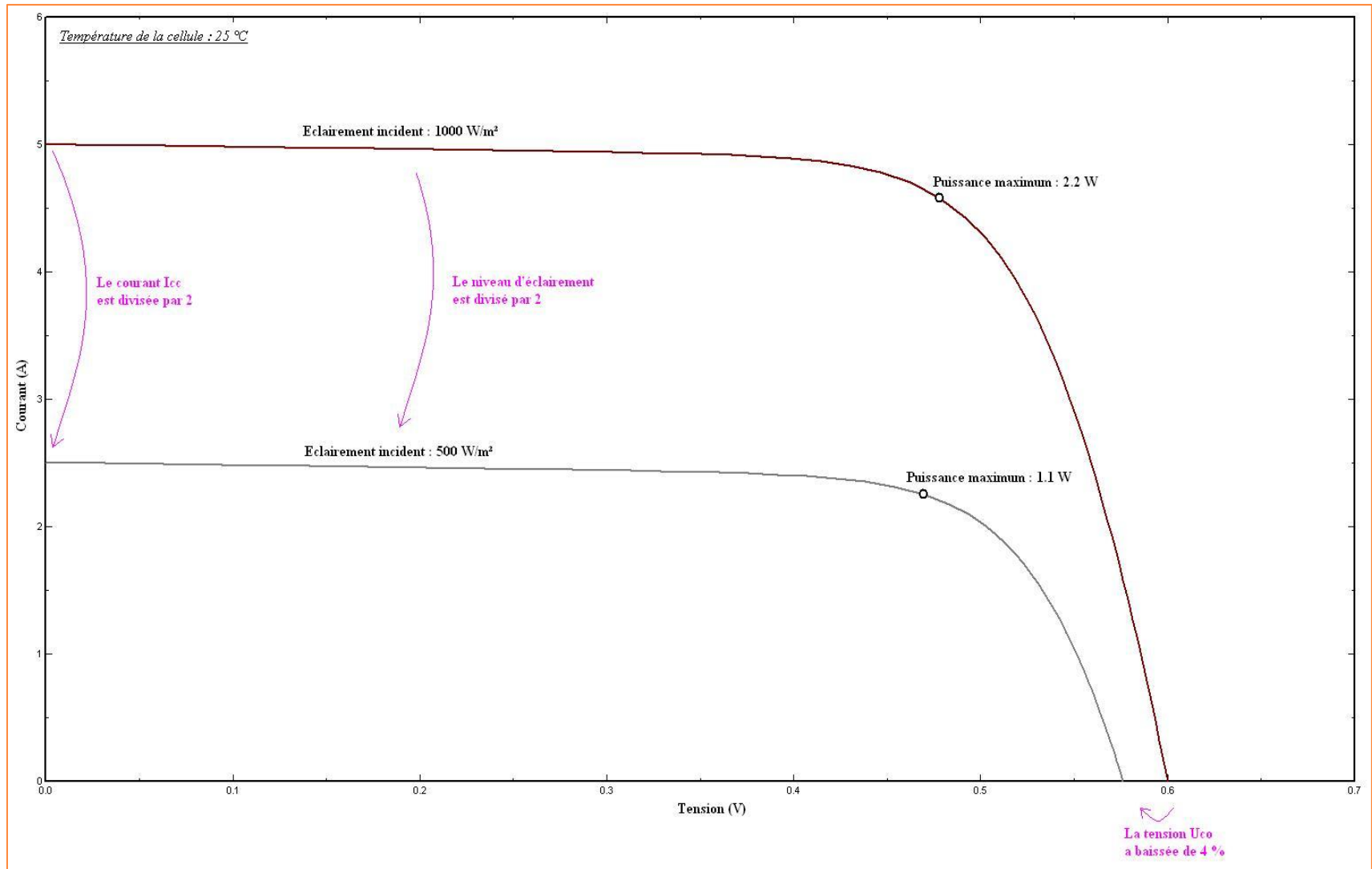


EFFET DU NIVEAU D'ÉCLAIREMENT

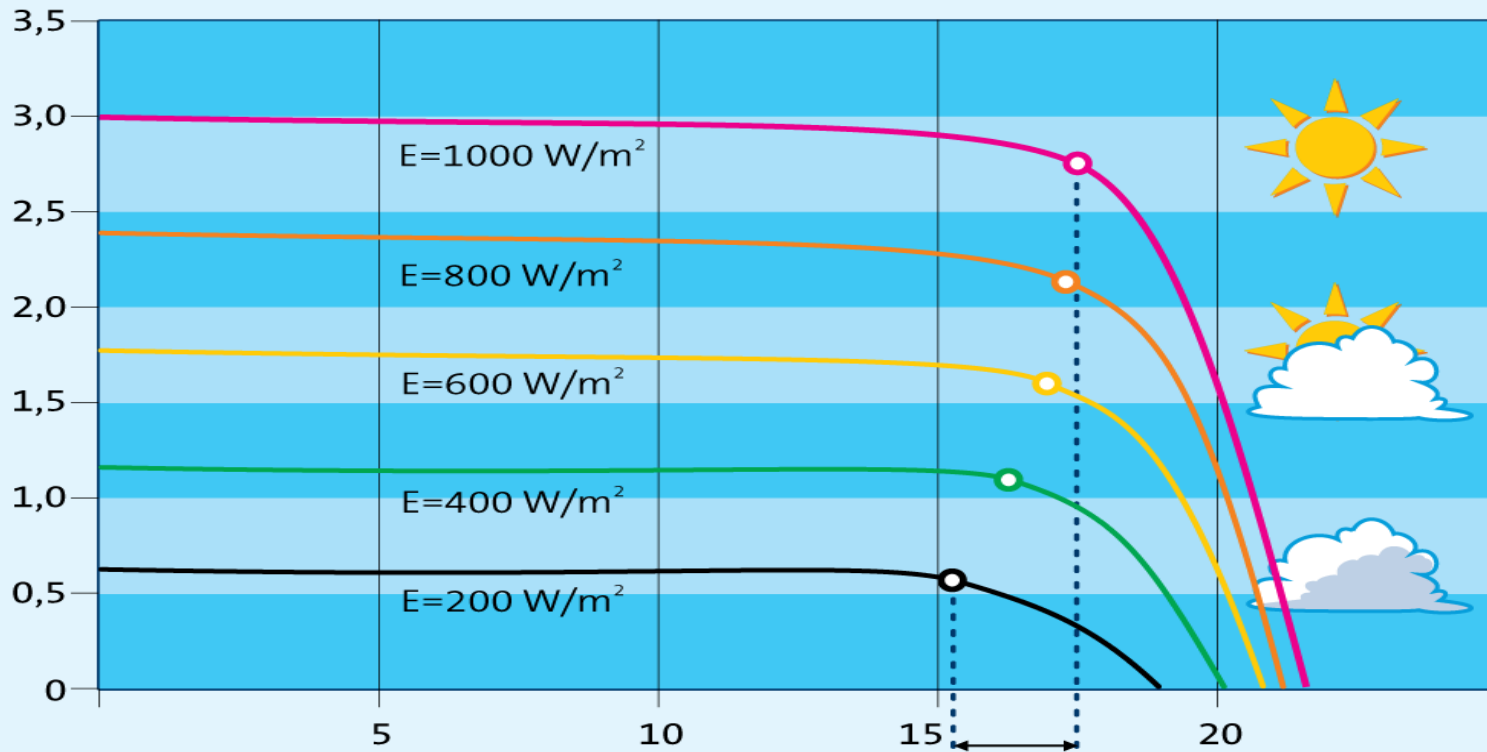
- Le courant débité par la cellule dépend fortement du niveau d'éclairement.
- On constate expérimentalement que le courant de court-circuit est directement proportionnel à l'éclairement : lorsque l'éclairement est multiplié par 2, le courant de court-circuit est également multiplié par 2.
- La tension, est peu sensible aux variations du niveau d'éclairement.




EFFET DU NIVEAU D'ÉCLAIREMENT



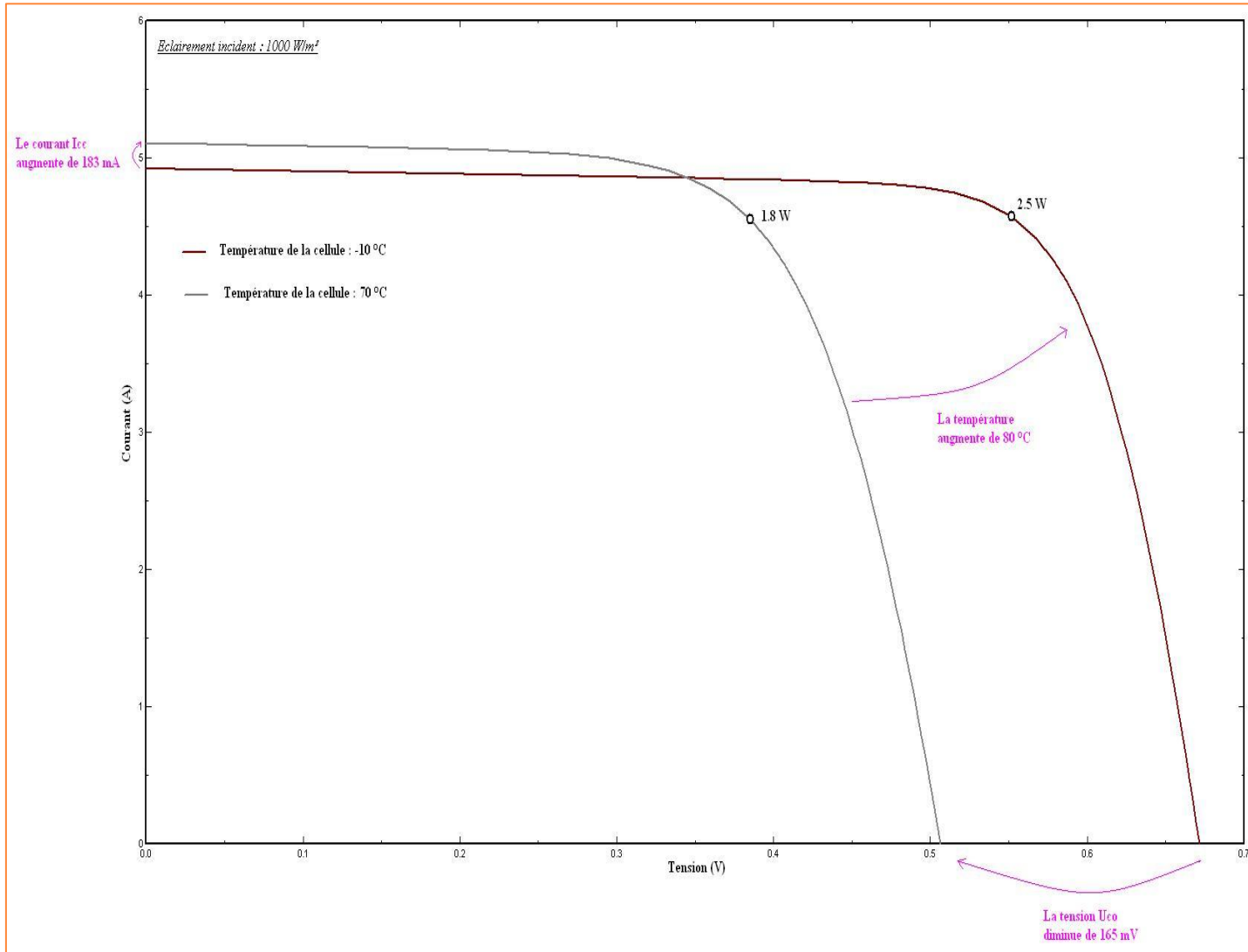
EFFET DU NIVEAU D'ÉCLAIREMENT



EFFET DE LA TEMPÉRATURE

- Une cellule PV convertit une énergie radiative (rayonnement) en énergie électrique avec un rendement compris en 5 % et 16 % selon la technologie.
 - Le reste du rayonnement non-transformé en électricité est convertit en grande partie sous forme de chaleur.
 - La fraction résiduelle étant réfléchi. Ainsi, une cellule photovoltaïque mal ventilée voit sa température monter très rapidement.
 - La température de la cellule photovoltaïque induit un effet notable sur la tension. Par contre, l'effet de la température sur le courant de la cellule photovoltaïque est négligeable.
 - Plus la température de la cellule augmente, plus la tension à vide de celle-ci diminue.
 - Plus la température de la cellule augmente, plus la puissance de celle-ci diminue.
- 

EFFET DE LA TEMPÉRATURE



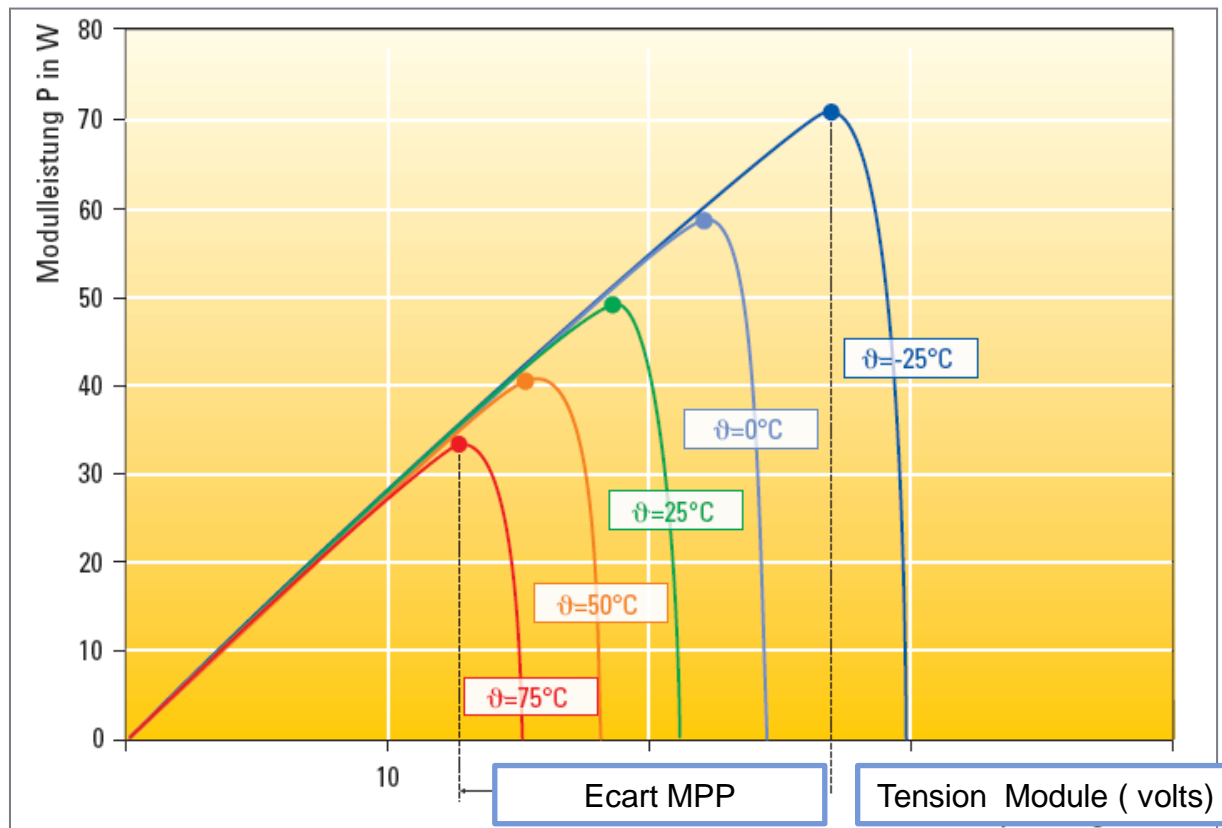
En moyenne la tension diminue de 0.3%/°C, le courant augmente de 0.04 %/°C et la puissance diminue de 0.4%/°C.



EFFET DE LA TEMPÉRATURE SUR LE MODULE

Une augmentation de la température entraîne :

- Une chute de la tension
- Une légère augmentation du courant
- Une perte non négligeable de puissance



- MPP: Point de la puissance maximale

COEFFICIENTS DE TEMPÉRATURE

- ❑ **$K_T(\mathbf{U})$** : Coefficient de température de la tension d'une cellule photovoltaïque, indique comment varie la tension d'une cellule lorsque sa température augmente de 1°C .
- ❑ **$K_T(\mathbf{I})$** : Coefficient de température du courant d'une cellule photovoltaïque, indique comment varie le courant d'une cellule lorsque sa température augmente de 1°C .
- ❑ **$K_T(\mathbf{P})$** : Coefficient de température de la puissance d'une cellule photovoltaïque, indique comment varie le courant d'une cellule lorsque sa température augmente de 1°C .



RENDEMENT D'UN MODULE PV

- Le rendement η d'un module est la part d'énergie radiative (rayonnement) qu'il est capable de transformer en énergie électrique.

$$\eta = (\text{Puissance électrique})/(\text{Puissance radiative})$$

Ce rendement dépend des conditions d'exploitation du module.

- Le rendement indiqué sur les fiches techniques des modules est le rendement dans les conditions STC (niveau d'éclairement $P_i=1000 \text{ W/m}^2$, Température de cellule 25°C , $AM=1.5$).
- Dans les conditions STC, la puissance électrique fournie par le module est tout simplement la puissance crête. Quant à la puissance radiative, elle est égale à 1000 W/m^2 multipliée par la surface du module.



FICHE TECHNIQUE D'UN MODULE

- ❑ Les modules photovoltaïques sont testés en laboratoire dans les conditions STC.
- ❑ Ces tests permettent de déterminer les propriétés électriques telles que la tension à vide U_{co} , le courant de court-circuit I_{cc} , la tension de puissance maximale U_{MPP} et le courant de puissance maximale I_{MPP} .
- ❑ Les fabricants de modules indiquent toujours sur leur fiche technique de produit des propriétés d'ordre générale telles que les dimensions du module ou le poids.



FICHE TECHNIQUE D'UN MODULE

PROPRIÉTÉS GÉNÉRALES

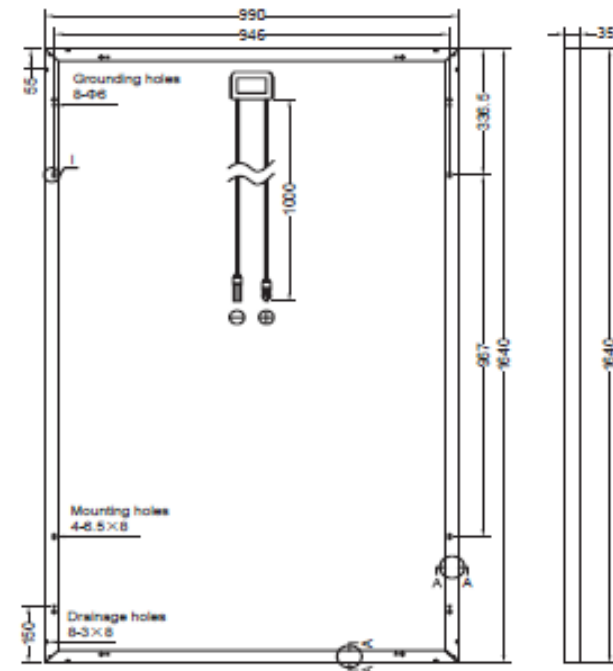
GENERAL CHARACTERISTICS

| | |
|------------------------|-----------------------|
| Dimensions (L / W / H) | 1640mm / 990mm / 35mm |
| Weight | 18.5kg |

PACKAGING SPECIFICATIONS

| | |
|--------------------------------------|--------------------------|
| Number of modules per pallet | 30 |
| Number of pallets per 40' container | 28 |
| Packaging box dimensions (L / W / H) | 1700mm / 1135mm / 1165mm |
| Box weight | 588kg |

Unit: mm



CONSTRUCTION MATERIALS

| | |
|---|---|
| Front cover (material / thickness) | low-iron tempered glass / 3.2mm |
| Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars) | 60 / multicrystalline silicon / 156mm x 156mm / 3 or 4 |
| Frame (material) | anodized aluminum alloy |
| Junction box (protection degree) | ≥ IP65 |
| Cable (length / cross-sectional area) | 1000mm / 4mm² |
| Plug connector (type / protection degree) | MC4 / IP68 or YTO8-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68 or Phoenix Contact SUNCLIX/IP67 |



FICHE TECHNIQUE D'UN MODULE

PROPRIÉTÉS ÉLECTRIQUES

- Ce intéresse lors du dimensionnement des installations photovoltaïques, ce sont surtout les propriétés électriques des modules :

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

| Module type | | | YLxxxP-29b (xxx=P _{max}) | | | | | |
|-----------------------------|-------------------|---|------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Power output | P _{max} | W | 275 | 270 | 265 | 260 | 255 | 250 |
| Power output tolerances | ΔP _{max} | W | 0 / + 5 | | | | | |
| Module efficiency | η _m | % | 16.9 | 16.6 | 16.3 | 16.0 | 15.7 | 15.4 |
| Voltage at P _{max} | V _{mpp} | V | 31.0 | 30.7 | 30.5 | 30.3 | 30.0 | 29.8 |
| Current at P _{max} | I _{mp} | A | 8.90 | 8.80 | 8.70 | 8.59 | 8.49 | 8.39 |
| Open-circuit voltage | V _{oc} | V | 37.9 | 37.9 | 37.8 | 37.7 | 37.7 | 37.6 |
| Short-circuit current | I _{sc} | A | 9.35 | 9.27 | 9.18 | 9.09 | 9.01 | 8.92 |

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.

Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m² according to EN 60904-1.

FICHE TECHNIQUE D'UN MODULE

CARACTÉRISTIQUES THERMIQUES / CONDITIONS DE FONCTIONNEMENT

THERMAL CHARACTERISTICS

| | | | |
|--------------------------------------|----------------|------|----------|
| Nominal operating cell temperature | NOCT | °C | 46 +/- 2 |
| Temperature coefficient of P_{max} | γ | %/°C | -0.42 |
| Temperature coefficient of V_{oc} | β_{Voc} | %/°C | -0.32 |
| Temperature coefficient of I_{sc} | α_{Isc} | %/°C | 0.05 |

OPERATING CONDITIONS

| | |
|---|---------------------|
| Max. system voltage | 1000V _{DC} |
| Max. series fuse rating | 15A |
| Limiting reverse current | 15A |
| Operating temperature range | -40°C to 85°C |
| Max. static load, front (e.g., snow) | 5400Pa |
| Max. static load, back (e.g., wind) | 2400Pa |
| Max. hailstone impact (diameter / velocity) | 25mm / 23m/s |

FICHE TECHNIQUE D'UN MODULE

SAVOIR LIRE ET INTERPRÉTER LA FICHE

La fiche technique nous apporte des informations sur les points suivants :

- Puissance crête du module $P_c = 260 \text{ W}_c$.
- Rendement sous condition STC (Standard Test Conditions) : $\eta=16\%$.
- Surface du module est $1.64 \times 0.99 = 1.6236 \text{ m}^2$.
- Rendement du module dans les conditions STC :
$$\eta_{\text{STC}} = 260 / (1000 \times 1.6236) \quad \eta_{\text{STC}} = 16.01 \% \sim 16\%$$
- Tension de puissance maximale $U_{\text{MPP}} = 30.3 \text{ V}$
- Courant de puissance maximale $I_{\text{MPP}} = 8.59 \text{ A}$
- Tension à vide $U_{\text{co}} = 37.7 \text{ V}$
- Courant de court-circuit $I_{\text{cc}} = 9.09 \text{ A}$.



FICHE TECHNIQUE D'UN MODULE

SAVOIR LIRE ET INTERPRÉTER LA FICHE

- **Coefficient de température de la puissance maximale :**
 $K_T(P) = -0.42 \text{ \%/}^\circ\text{C}$. Cela signifie que la puissance **diminue** de $(0.42\% \times 260) = 1.092\text{W}$ lorsque la température des cellules augmente de 1°C .
- **Coefficient de température de la tension en circuit ouvert :**
 $K_T(U_{co}) = -0.32 \text{ \%/}^\circ\text{C}$. Cela signifie que la tension à vide U_{co} **diminue** de $(0.32\% \times 37.7 = 0.12 \text{ V})$ lorsque la température augmente de 1°C .
- **Coefficient de température du courant de court-circuit :**
 $K_T(I_{cc}) = 0.05 \text{ \%/}^\circ\text{C}$. Cela signifie que le courant de court-circuit I_{cc} **augmente** $(0.05\% \times 9.09 = 0.0045 \text{ A})$ lorsque la température des cellules augmente de 1°C .
- Température nominale de fonctionnement de la cellule : NOCT = $46^\circ\text{C} (\pm 2^\circ\text{C})$.



CONDITIONS NOCT

- NOCT (Normal Operating Cell)
- Les conditions STC imposent un niveau d'éclairement de 1000 W/m^2 et une température de cellule de 25°C . Dans la réalité, les cellules des modules ne fonctionnent pas dans ces conditions.
- La profession a introduit des conditions de test des cellules plus proches de la réalité. Il s'agit des conditions NOCT :
 - Niveau d'éclairement : 800 W/m^2
 - Température extérieure : 20°C
 - Vitesse du vent : 1 m/s
 - Air Masse : $AM=1.5$
- Dans ces conditions NOCT, qui sont proches des conditions de fonctionnement des installations PV, les cellules constituant les modules PV vont chauffer et atteindre une température stationnaire qu'on appelle température nominale d'utilisation des cellules (Normal Operating Cell Température, NOCT).



EXERCICE : CALCULER LA TENSION À VIDE DU MODULE DANS LES CONDITIONS NOCT

- D'après la fiche technique, la tension à vide U_{co} du module dans les conditions STC est de 37.7 V. Cette tension est donc la tension à vide lorsque la température des cellules est de 25°C (conditions STC).
- Le coefficient de température $K_T(U)$ permet de connaître la variation de la tension en fonction de la température: la tension diminue de 0.12 V lorsque la température augmente de 1°C.
- Donc, lorsque la température augmente de 24 °C (différence entre 49°C et 25°C), la tension diminue de $24 \times 0.12 = 2.88$ V.
- Par conséquent, la tension à vide du module dans les conditions NOCT vaut : $U_{co}(NOCT) = 37.7 - 2.88 \approx 34.82$ V

RENDEMENT RÉEL DES MODULES

- En pratique, les modules ne se trouvent pas dans les conditions STC, notamment au niveau de la température des cellules.
- En condition normale d'utilisation, la température des cellules n'est pas de 25°C, mais plutôt de l'ordre de 50 °C. Cela dépend du niveau de ventilation des modules:

| | Modules peu ventilés | Modules ventilés | Modules bien ventilés |
|--------------------------|----------------------|------------------|-----------------------|
| Température des cellules | 55°C | 50°C | 45°C |



RENDEMENT RÉEL DES MODULES

- La puissance d'une cellule (et par extension, d'un module) diminue lorsque sa température augmente.
- Cette diminution de la puissance en fonction de la température se quantifie grâce au coefficient de température de la puissance $K_T(P)$.
- D'après la fiche technique, $K_T(P) = -0.42 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$. Cela signifie que la puissance diminue de 1.092 W lorsque la température des cellules augmente de 1°C .
- Lorsque la température des cellules est 50°C , la puissance du module chute de $1.092 \times 25 = 27.3 \text{ W}$
- La puissance maximale du module dans les conditions de fonctionnement est $P_{50^{\circ}\text{C}} = 232.7 \text{ W}$ (260 W dans les conditions STC).
- Le rendement du module à une température de cellules de 50°C sera donc: $232.7 / (1000 \times 1.64 \times 0.99)$, soit un rendement de 14.29% (contre 16% dans les conditions STC)

RENDEMENT RÉEL DES MODULES

La température des cellules joue donc un rôle important dans la performance de l'installation photovoltaïque. Une bonne ventilation de la toiture photovoltaïque est donc essentielle afin de garantir une bonne qualité de l'installation.



RENDEMENT DES MODULES

$$\eta = P / (S \times E)$$

ηP : Puissance électrique au point de puissance maximale (W)

E : Eclairement solaire (W/m^2)

S : Surface hors-tout du module solaire (m^2)

| Matériau | Rendement de module * | Surface de modules nécessaire pour 1 kWc |
|---|-----------------------|--|
| Si Monocristallin | 14 à 18 -> 22 % | 5 à 8 m^2 |
| Si Polycristallin | 13 à 19 % | 6 à 8 m^2 |
| Couche mince CdTe ou CIGS | 12 à 15 % | 7 à 10 m^2 |
| Si amorphe | 7% | 14 m^2 |

* Eclairement de 1 000 W/m^2 avec température de cellules de 25°C et AM = 1,5

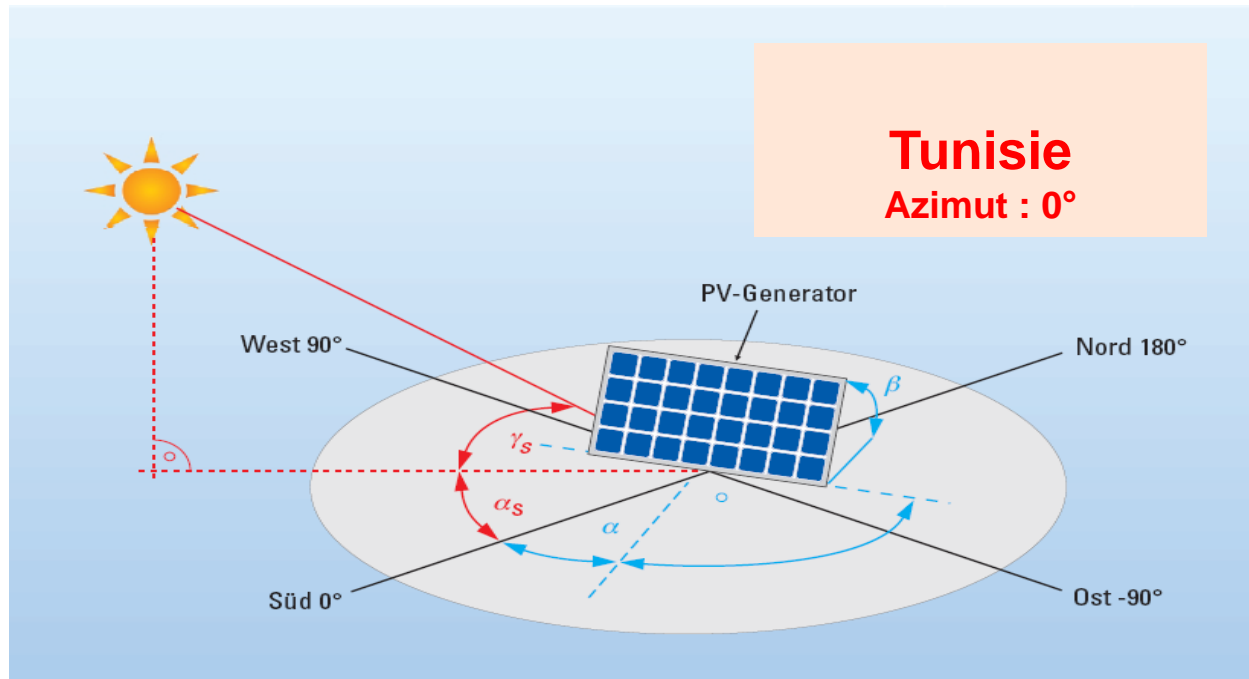
POSITIONNEMENT DU MODULE

- Pour produire un maximum d'électricité, un module PV doit être positionné de façon perpendiculaire aux rayons du soleil.
- Généralement, Ceci est impossible car la position du soleil varie constamment en fonction de l'heure de la journée et de la période de l'année.
- Il est possible de concevoir des systèmes capables de suivre la trajectoire du soleil: Les modules sont installés en haut d'un mât rotatif et suivent la trajectoire du soleil afin d'emmagasiner le maximum d'énergie.



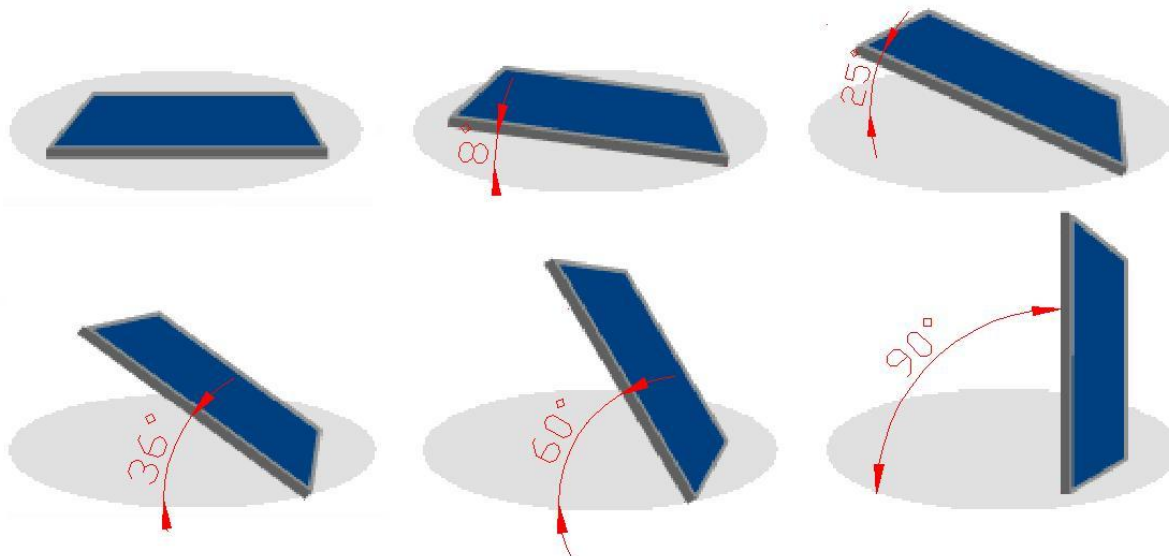
EFFET DE L'ORIENTATION DES MODULES PV

- Dans tout l'hémisphère nord, l'orientation plein sud est la meilleure orientation possible pour un module PV.
- C'est avec cette orientation que le module produira le maximum d'électricité.



EFFET DE L'INCLINAISON DES MODULES

- L'inclinaison correspond à la pente du module par rapport à l'horizontale.
- Elle se mesure en $^{\circ}$: Une inclinaison de 0° signifie que le module est à plat.
- Une inclinaison de 90° signifie que le module est à la verticale.



ANGLE D'INCLINAISON OPTIMALE DES MODULES

- Les installations PV raccordées au réseau doivent produire un maximum d'électricité.
- Il existe une inclinaison optimale permettant de capter un maximum d'irradiation solaire tout-au-long de l'année.
- L'inclinaison optimale est théoriquement fonction de la latitude du lieu.



IRRADIATION SOLAIRE POUR DIFFÉRENTES ORIENTATIONS ET INCLINAISONS

Exemple: Données d'irradiation à Tunis

Irradiation globale pour différentes inclinaisons vers sud (kWh/m²/jour)

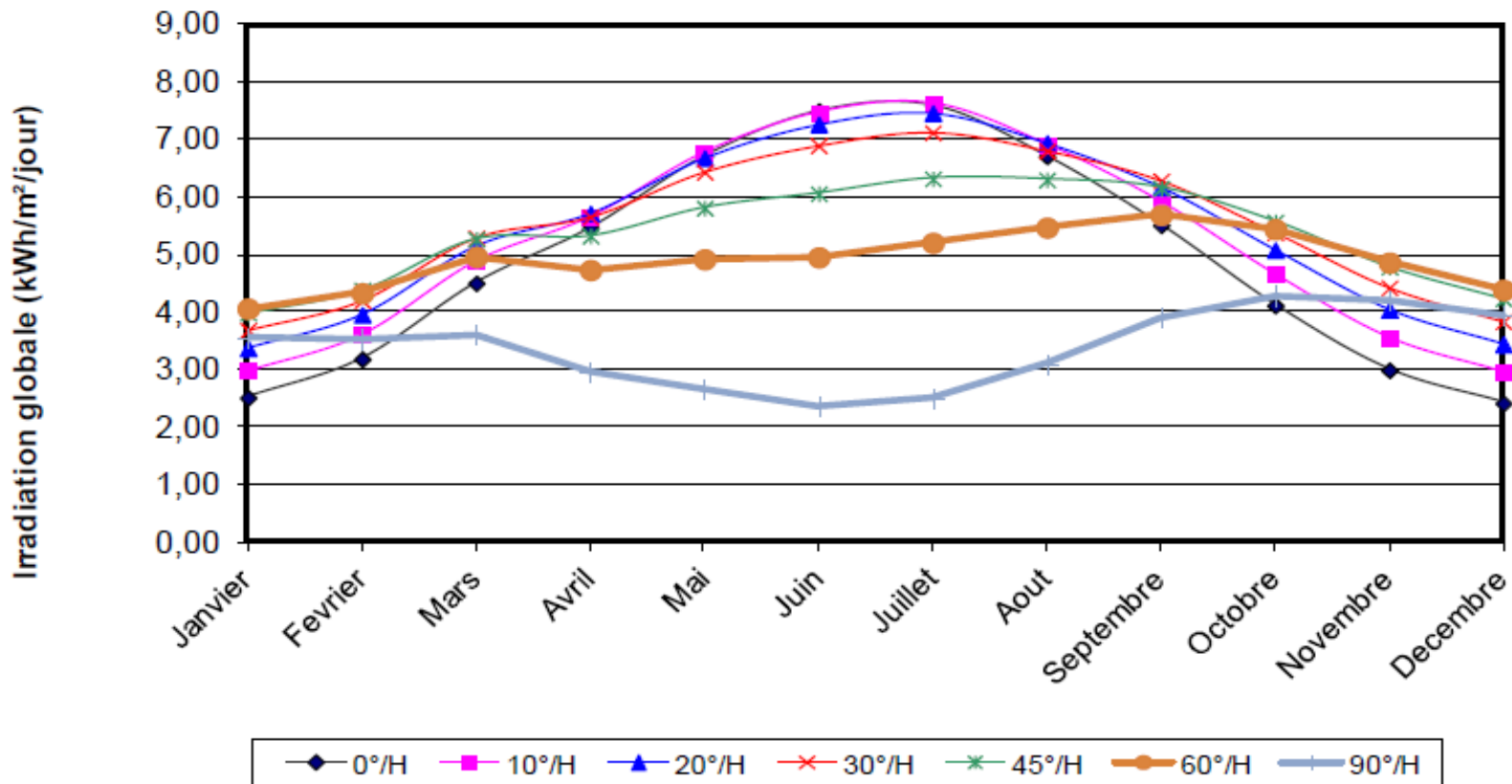
| Mois | 0°/H | 10°/H | 20°/H | 30°/H | 45°/H | 60°/H | 90°/H |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Janvier | 2,51 | 2,97 | 3,37 | 3,68 | 3,98 | 4,06 | 3,55 |
| Fevrier | 3,18 | 3,61 | 3,95 | 4,20 | 4,39 | 4,33 | 3,53 |
| Mars | 4,50 | 4,88 | 5,15 | 5,29 | 5,27 | 4,96 | 3,60 |
| Avril | 5,46 | 5,65 | 5,72 | 5,65 | 5,32 | 4,73 | 2,96 |
| Mai | 6,71 | 6,77 | 6,68 | 6,44 | 5,81 | 4,92 | 2,65 |
| Juin | 7,50 | 7,47 | 7,27 | 6,89 | 6,06 | 4,95 | 2,36 |
| Juillet | 7,60 | 7,63 | 7,46 | 7,12 | 6,32 | 5,21 | 2,49 |
| Août | 6,71 | 6,91 | 6,94 | 6,80 | 6,30 | 5,47 | 3,10 |
| Septembre | 5,51 | 5,91 | 6,17 | 6,28 | 6,16 | 5,69 | 3,90 |
| Octobre | 4,12 | 4,65 | 5,08 | 5,38 | 5,57 | 5,44 | 4,28 |
| Novembre | 2,99 | 3,56 | 4,04 | 4,42 | 4,78 | 4,86 | 4,20 |
| Décembre | 2,41 | 2,96 | 3,44 | 3,83 | 4,23 | 4,39 | 3,93 |
| Annee | 4,94 | 5,26 | 5,45 | 5,51 | 5,35 | 4,92 | 3,38 |
| Minimum | 2,41 | 2,96 | 3,37 | 3,68 | 3,98 | 4,06 | 2,36 |

source: Pvsyst / METEONORM

IRRADIATION SOLAIRE POUR DIFFÉRENTES INCLINAISONS

Données d'irradiation à Tunis

Orientation : Sud



EXERCICE

- Faisons varier l'orientation et l'inclinaison des modules PV pour voir les impacts sur la production électrique
- Cherchons l'inclinaison optimale pour différents sites en Tunisie.



PERTES PAR RAPPORT À LA CONFIGURATION OPTIMALE

- Dès qu'on s'éloigne de la configuration optimale, l'irradiation solaire reçue diminue et par suite la production électrique de l'installation PV diminue aussi.
- Afin de quantifier cette perte relative à l'inclinaison et à l'orientation des modules photovoltaïques, un coefficient nommé coefficient trigonométrique a été introduit.
- Le coefficient trigonométrique est un nombre compris entre 0 et 1 (ou entre 0 et 100 %). Il vaut 1 (valeur maximale) lorsque les modules sont dans la configuration optimale.



PERTES PAR RAPPORT À LA CONFIGURATION OPTIMALE

Tunis : Latitude 36,83°, Longitude 10,23°

| | OUEST | SUD-OUEST | SUD | SUD-EST | EST |
|-----|-------|-----------|--------------|---------|-------|
| 0° | 1 808 | 1 808 | 1 808 | 1 808 | 1 808 |
| 20° | 1 740 | 1 933 | 2 012 | 1 931 | 1 737 |
| 30° | 1 672 | 1 936 | 2 042 | 1 932 | 1 666 |
| 45° | 1 540 | 1 867 | 1 998 | 1 864 | 1 533 |
| 60° | 1 381 | 1 720 | 1 849 | 1 719 | 1 375 |
| 90° | 1 014 | 1 248 | 1 293 | 1 249 | 1 013 |

Site : Tunis -source irradiation PV-SOL

COEFFICIENT TRIGONOMÉTRIQUE

Pourcentage énergie solaire incidente par rapport à l'optimum

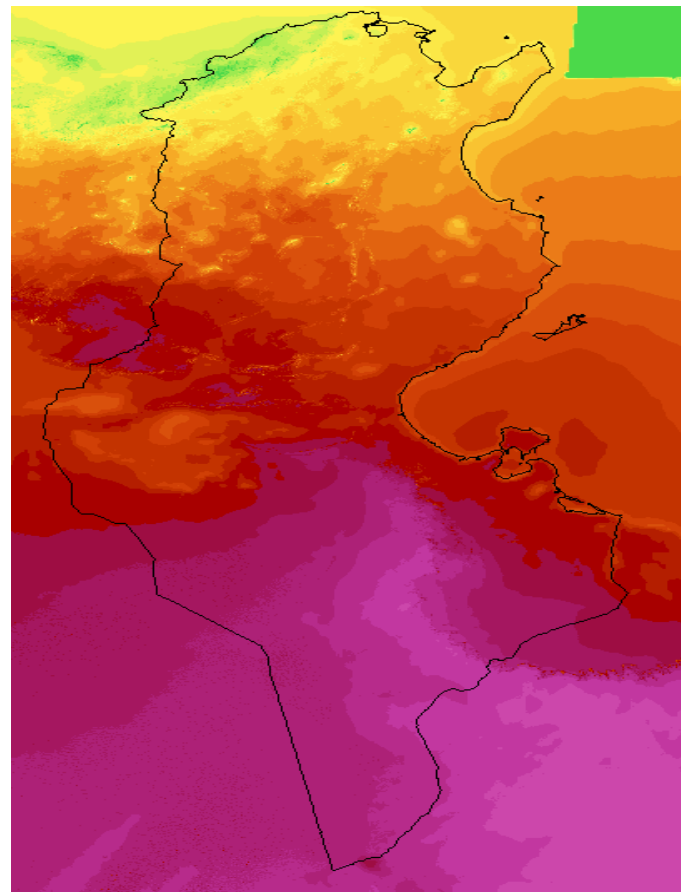
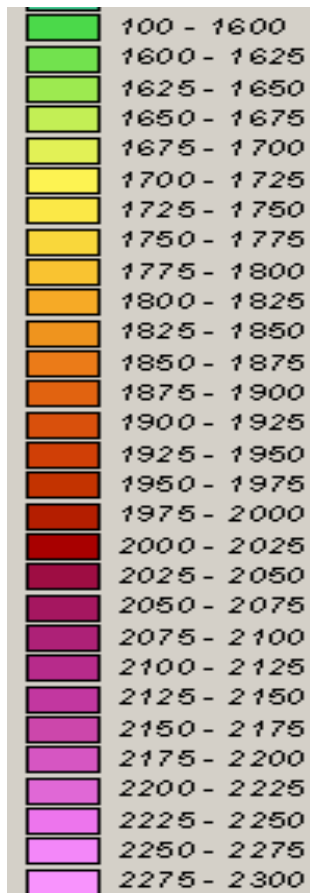
Tunis : Latitude 36,83°, Longitude 10,23°

| | OUEST | SUD-OUEST | SUD | SUD-EST | EST |
|-----|-------|-----------|------|---------|------|
| 0° | 0,89 | 0,89 | 0,89 | 0,89 | 0,89 |
| 20° | 0,85 | 0,95 | 0,99 | 0,95 | 0,85 |
| 30° | 0,82 | 0,95 | 1,00 | 0,95 | 0,82 |
| 45° | 0,75 | 0,91 | 0,98 | 0,91 | 0,75 |
| 60° | 0,68 | 0,84 | 0,91 | 0,84 | 0,67 |
| 90° | 0,50 | 0,61 | 0,63 | 0,61 | 0,50 |

Site : Tunis -source irradiation PV-SOL

EFFET DE LA LOCALISATION DES MODULES

La production électrique d'un module PV est fonction du rayonnement solaire reçu par celui-ci : plus le rayonnement reçu est important, plus la production électrique est importante.



SOURCES DES DONNÉES D'IRRADIATION

Gratuit:

- <http://eosweb.larc.nasa.gov> : NASA – seulement à l'horizontal
- <http://maps.nrel.gov/SWERA> : National Renewable Energy Laboratory, USA
- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis> : PVGIS, EU, Africa, bonne aide pour trouver l'angle optimal et les données d'irradiation solaire
- <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.php>) : bonne aide pour trouver des diagrammes de trajectoire du soleil aussi
- www.gaisma.com (durée du jour, course du soleil)
- www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=fr (course du soleil)

Payant:

- Bases des données digitales (p. ex. meteonorm) – logiciel payant (<http://meteonorm.com/download/software>)



EXEMPLE DE SOURCES DES DONNÉES D'IRRADIATION

http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=fr&map=europe

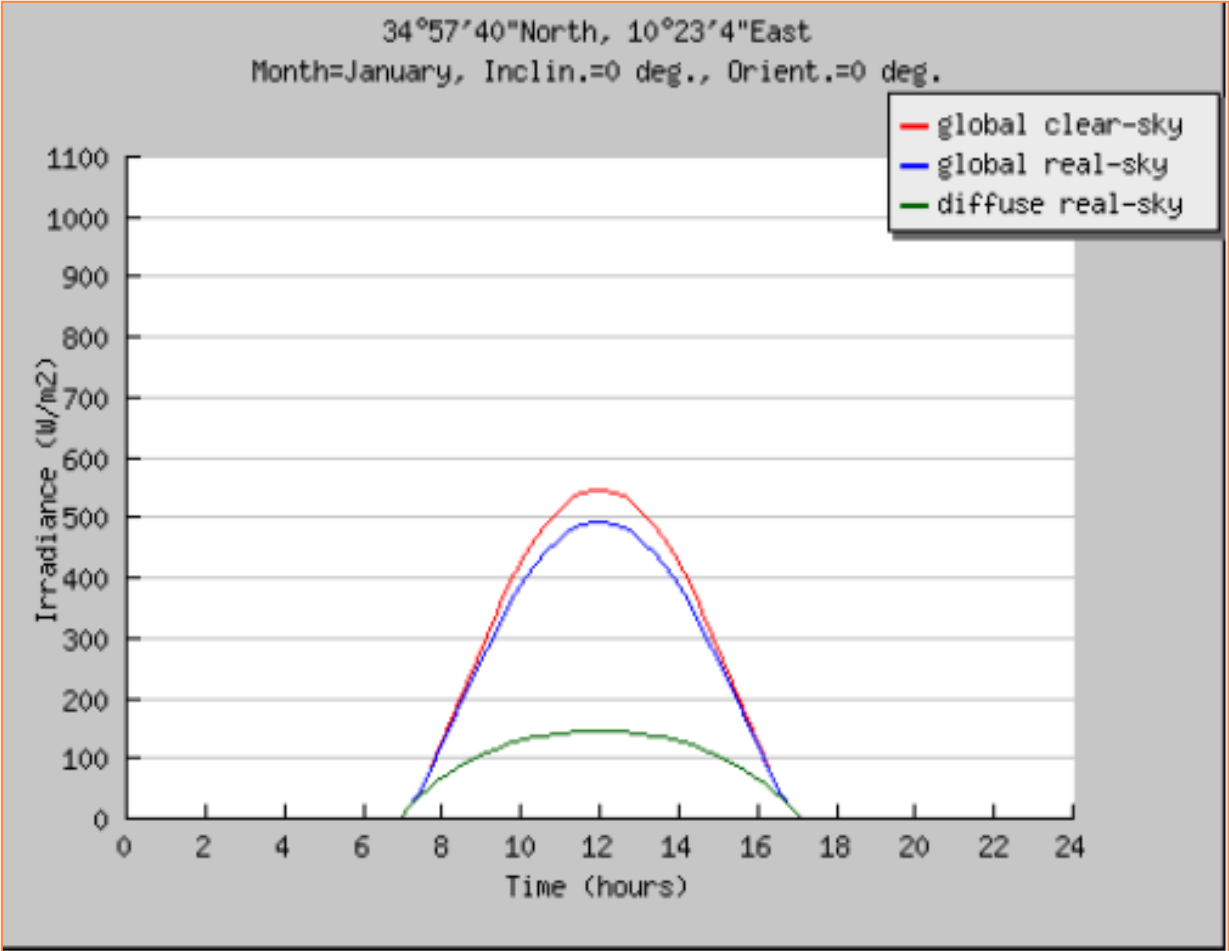
The screenshot displays the PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) interface. At the top, it features the logos for JRC (Joint Research Centre) and CM SAF (Climate Monitoring and Data Intercomparison Facility), along with the title 'Système d'information géographique photovoltaïque - carte interactive'. Navigation links include 'EUROPA > CE > CCR > IET > RE > SOLAREC > PVGIS > Carte Interactive > Europe'. A 'Contact' link and an 'Avis juridique important' (Legal notice) are also present.

The main interface is divided into two main sections: a map and a configuration panel. The map shows a geographical view of the Mediterranean region, with a red pin indicating the location of Tunis, Tunisia. The search bar contains 'tunis', and the current position is listed as 34.053, -4.351. The configuration panel on the right is titled 'Performance du système PV connecté au réseau' and includes the following settings:

- Base de données de radiation: Climate-SAF PVGIS
- Technologie PV: Silicium cristallin
- Puissance PV crête installée: 1 kWp
- Pertes estimées du système: 14 %
- Options montage fixé: Position libre
- Inclin. [0;90]: 35 deg. (with 'Optimiser l'inclinaison' checkbox)
- Azimut [-180;180]: 0 deg. (with 'Optimiser aussi l'azimut' checkbox)
- Options du système de poursuite: (with checkboxes for 'Axe vertical', 'Axe incliné', and 'Suiveur solaire à 2 axes')
- Fichier de l'horizon: Aucun fichier sélectionné.
- Formats de sortie: (with checkboxes for 'Montrer graphiques', 'Montrer l'horizon', 'Site web', 'Fichier texte', and 'PDF')

A 'Calculer' button is located at the bottom of the configuration panel. The map interface also includes a search bar, a 'Chercher' button, and a 'Plan' button. The bottom of the page features a 'Radiation solaire' tab and a 'Température' tab.

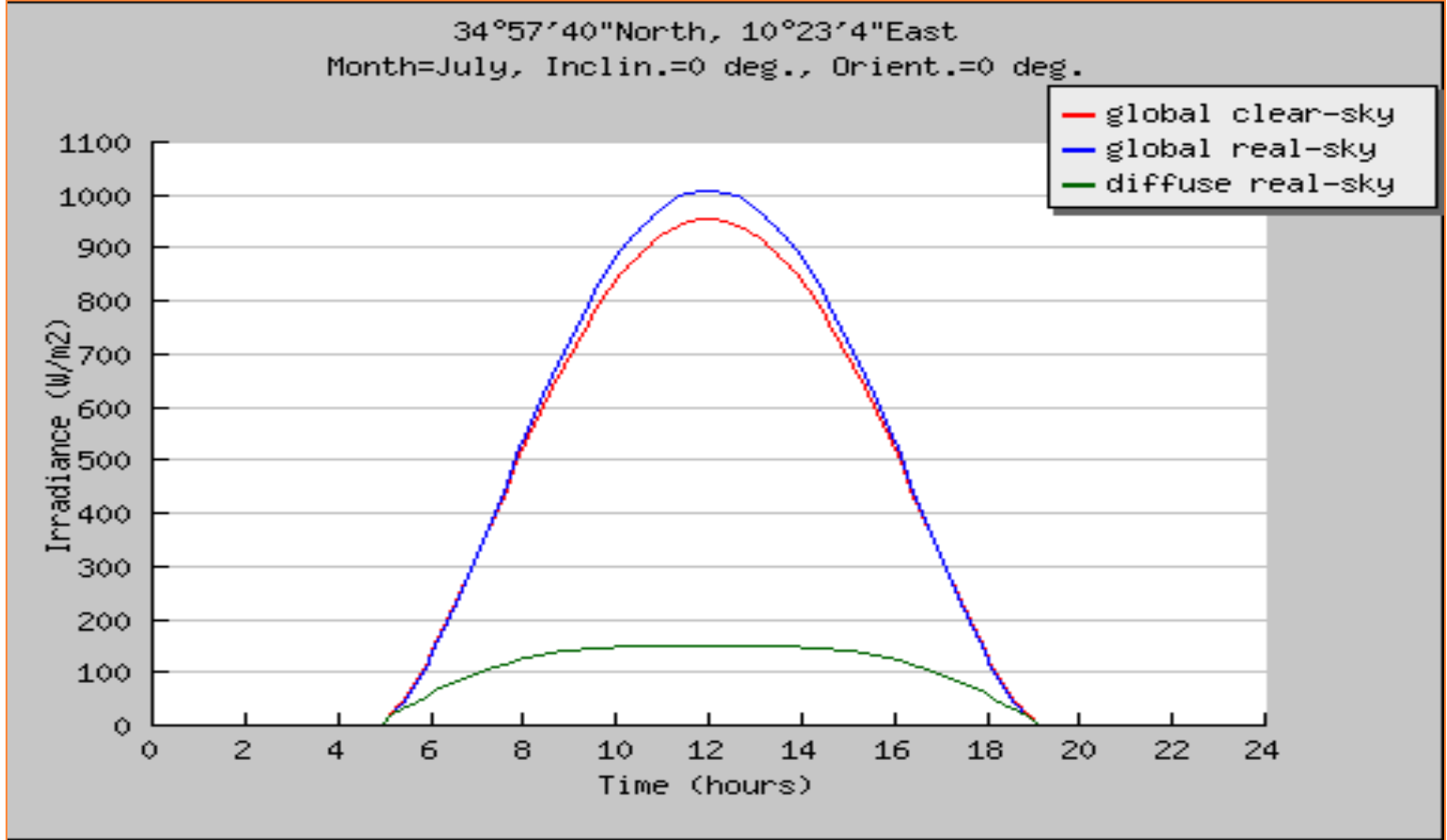
PROFIL DE L'IRRADIATION SOLAIRE JOURNALIÈRE



Site: Sfax - Mois : Janvier



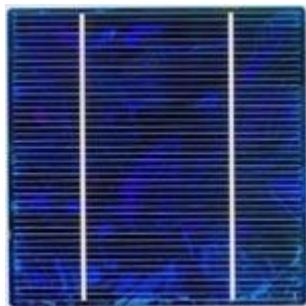
PROFIL DE L'IRRADIATION SOLAIRE JOURNALIÈRE



Site: Sfax - Mois : Juillet



COMPOSANTS DE CONNEXION - RACCORDEMENT DES MODULES



Cellule PV



Module PV



Boîte de jonction avec diodes bypass (à l'arrière)



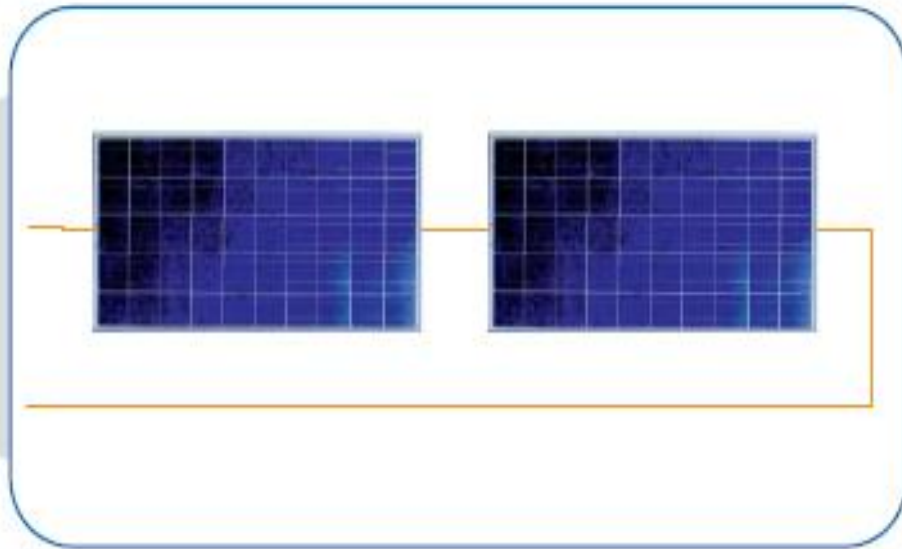
Câbles de liaison

| | |
|---------------------------------------|--|
| Puissance typique | 100 Wc |
| Puissance minimale | 95,1 Wc |
| Tension à la puissance typique | 16,8 V |
| Intensité à la puissance typique | 6 A |
| Intensité de court circuit | 6,7 A |
| Tension en circuit ouvert | 21,3 V |
| Coefficient de température | $\alpha = + 2,085 \text{ m A}/^\circ\text{C}$ $\beta = - 79 \text{ m V}/^\circ\text{C}$ $\delta P/P = - 0,43 \% /^\circ\text{C}$ |
| 1000 W/m ² : 25°C : AM 1,5 | |

Fiche signalétique

■ Interconnexion des modules :

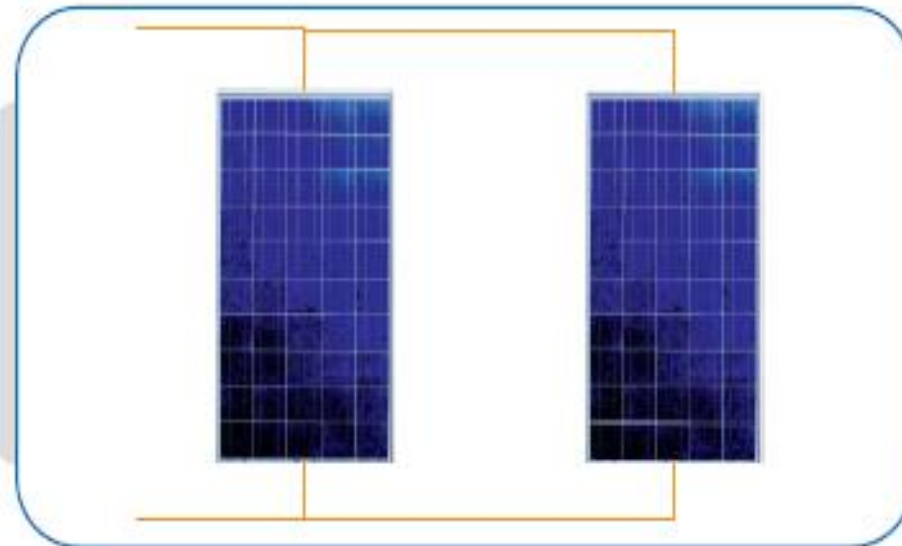
La loi d'Ohm: $U_g = U_1 + U_2 + \dots + U_n$,
 $I_g = I_{\min}$



| Branchement en Série :

- | Les Tensions s'additionnent
- | Le Courant correspond à l'intensité Nominale d'un module.

La loi d'Ohm: $I_g = I_1 + I_2 + \dots + I_n$,
 $U_g = U_{\min}$



| Branchement en Parallèle :

- | Les Courants s'additionnent
- | La Tension correspond à la tension Nominale d'un module.

COUPLAGES DES MODULES PV (SÉRIE, PARALLÈLE ET MIXTE)

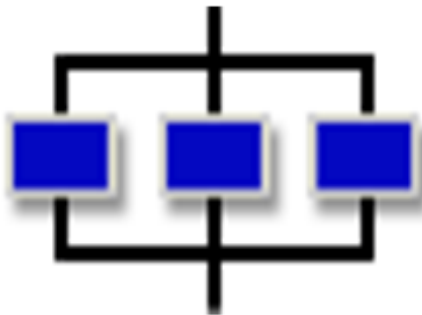
A l'intérieur d'un champ, les modules peuvent être connectés

En série ou en « string »

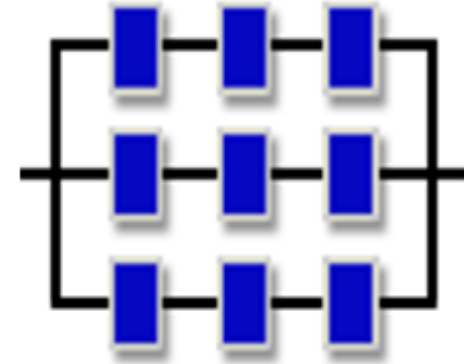


Cas général pour
une installation < 3kWc

En parallèle



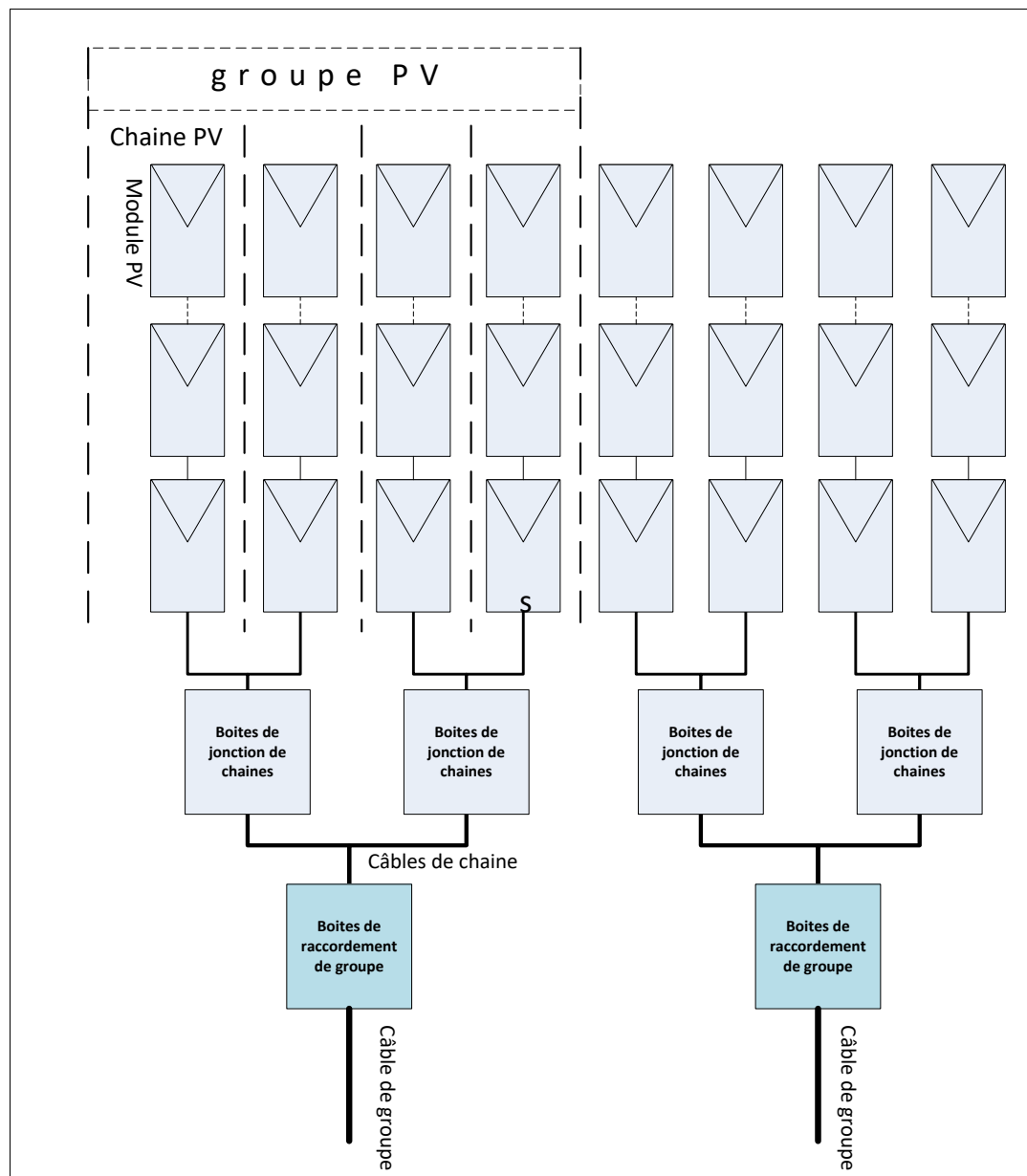
Panachage série/parallèle



pour adapter le champ aux
contraintes de l'onduleur
ou pour optimiser la
production en cas de
masque d'ombre.



COUPLAGE DES MODULES PV



COUPLAGE DES MODULES PV

Les chaînes d'un champ PV susceptibles d'être mises en parallèle doivent être constituées:

- Même nombre de modules en série identique,
- Même puissance nominale (attention à la tolérance)
- Même technologie.
- Exposés aux mêmes conditions d'ensoleillement (orientation, inclinaison).



NORMES INTERNATIONALES POUR LES MODULES PV

- **CEI-61215** : Modules au silicium cristallin pour application terrestre
 - Qualification de la conception et homologation.
- **CEI-61646** : Modules PV en couches minces à usage terrestre
 - Qualification de la conception et homologation
- **CEI-61730** : concernent tous les modules
 - Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules PV.
 - Catégories d'essais avec contrôle général, risques de chocs électriques, risques de feu, contraintes mécaniques et contraintes environnementales.



AUTRES EXIGENCES (ADMISSION SUR LE MARCHÉ TUNISIEN)

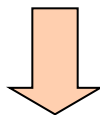
Les modules doivent respecter :

- CEI-61215 ou CEI-61646 (selon type de modules)
- CEI-61730: sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV).
- Modules doivent être testés, certificats à l'appui, par un laboratoire agréé.
- Ensemble des modules du générateur PV doivent avoir des caractéristiques identiques avec une tolérance de +/- 3% sur Pmax.
- Présence de boîte de connexion ou des connecteurs appropriés au moins IP 54 avec diodes bypass.
- Garantie de fabrication des modules PV : 10 ans (garantie produit).
- Garantie sur rendement de 90% après 10 ans (garantie de performance).
- Garantie sur rendement de 80% après 20 ans (garantie de performance).



RÈGLES D'INTÉGRATION DES MODULES PV

Influence importante de l'ensoleillement sur le productible des modules PV



Chercher à favoriser un bon éclairage des modules

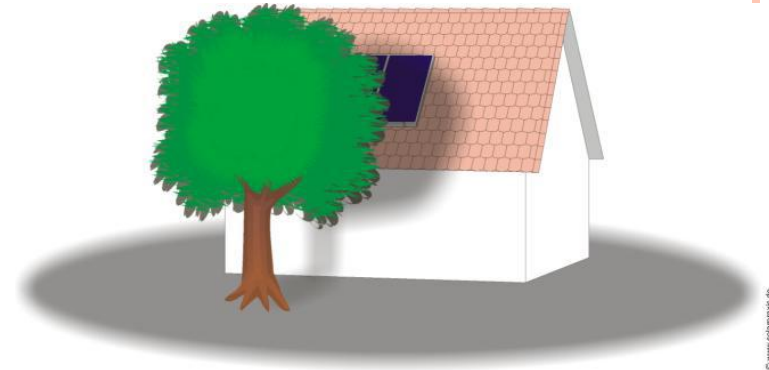


- Éviter les effets de masques: Pour éliminer les problèmes d'ombre
- Privilégier une orientation au sud : Pour favoriser l'orientation vers le soleil
- Disposer d'une bonne inclinaison: Plus les rayons sont proches de la perpendiculaire au plan du module plus la quantité d'énergie disponible est importante
- Faire attention aux contraintes architecturales.

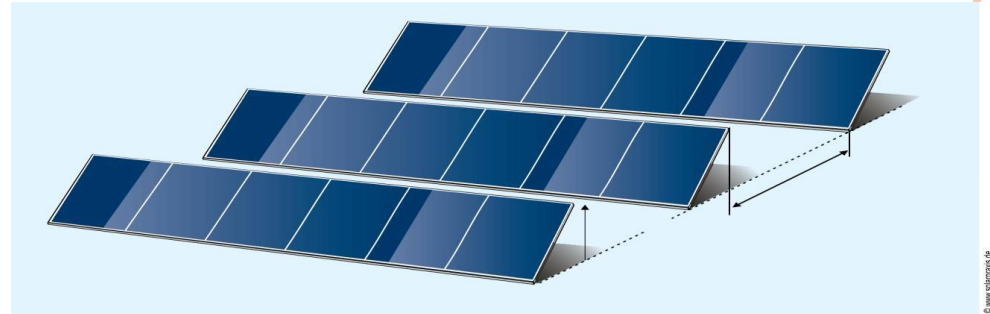
INFLUENCE DE L'OMBRAGE SUR LES PERFORMANCES DU MODULE

- Absolument éviter les obstacles créant l'ombrage des modules PV

....attention, l'ombrage varie au cours d'une même journée et selon la saison



- A éviter l'ombrage engendré par les rangées de modules trop proches



Ne pas installer de modules à l'ombre!

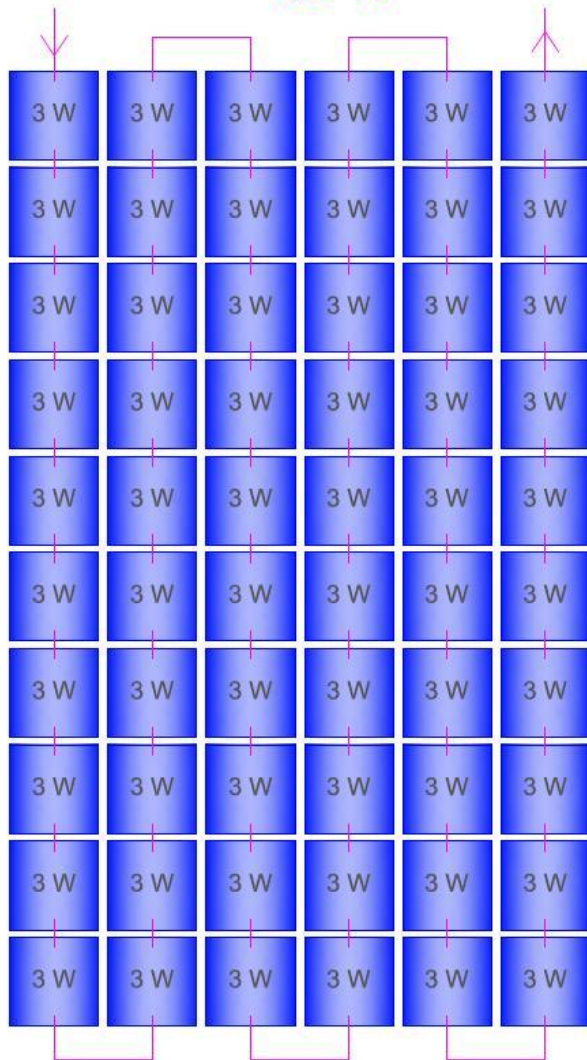
EFFETS DE L'OMBRAJE DES CELLULES

- Lorsqu'une des cellules est ombragée, cela correspond à une sous-irradiation de la cellule. Cela se traduit par une diminution du courant débité par la cellule ombragée, et par conséquent par une diminution de la puissance fournie ($P=U \times I$).
- Comme les cellules du module sont connectées en série, la cellule qui débite le moins de courant impose ce courant aux autres cellules. Par conséquent, la puissance fournie par les autres cellules (non-ombragées) diminue aussi.
- En première approximation, on peut considérer que la puissance générée par les cellules non-ombragées est égale à la puissance de la cellule ombragée (cette approximation est d'autant plus vraie que le pourcentage de cellule ombragée est important).

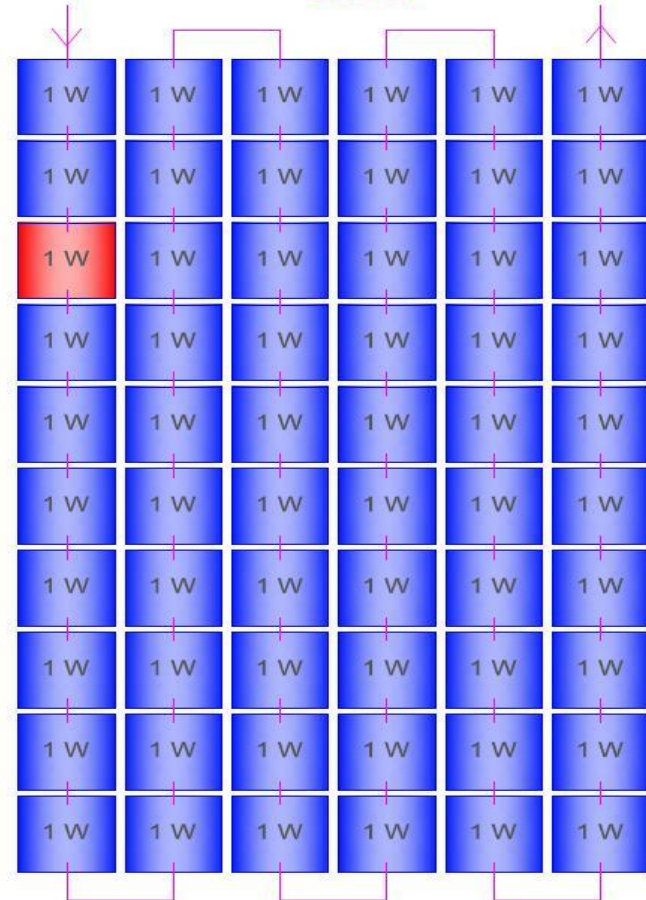


EFFETS DE L'OMBRAGE DES CELLULES

Puissance du module
180 W

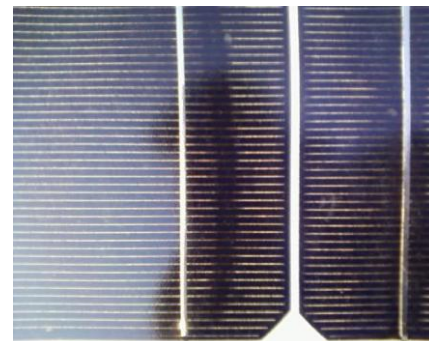


Puissance du module
60 W



AUTRES EFFETS DE L'OMBRAJE DES CELLULES

- ❑ Il peut se produire une inversion de polarité aux bornes de la cellule ombragée (la tension change de signe) : la cellule ne se comporte plus comme un générateur mais comme un récepteur.
- ❑ Par suite, la cellule s'échauffe ce qui peut endommager irrémédiablement la cellule. Ce phénomène d'échauffement de la cellule s'appelle un point chaud (ou Hot-Spot en Anglais).
- ❑ L'ombre est un ennemi redoutable pour un module: perte importante de puissance et échauffement des cellules.



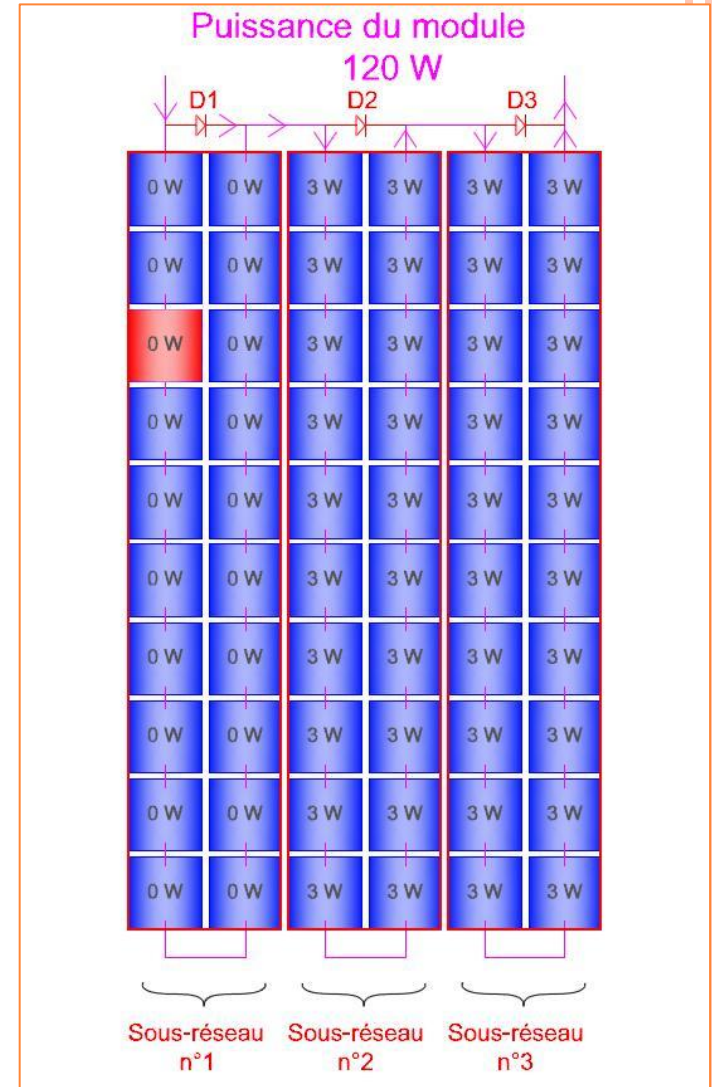
LES DIODES BY-PASS

- Les sont munis de diodes by-pass qui se trouvent dans le boîtier de connexion à l'arrière des modules.
- Le rôle des diodes by-pass est double :
 - Protéger les cellules contre le phénomène de point chaud (hot spot)
 - Améliorer la performance des modules soumis à l'ombrage



RÔLE DES DIODES BY-PASS : MODULES OMBRAGÉS AVEC DIODES BY-PASS

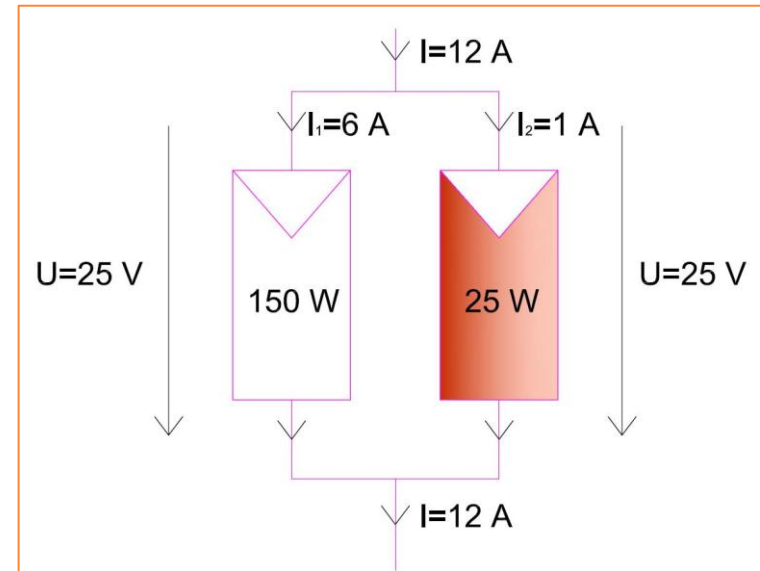
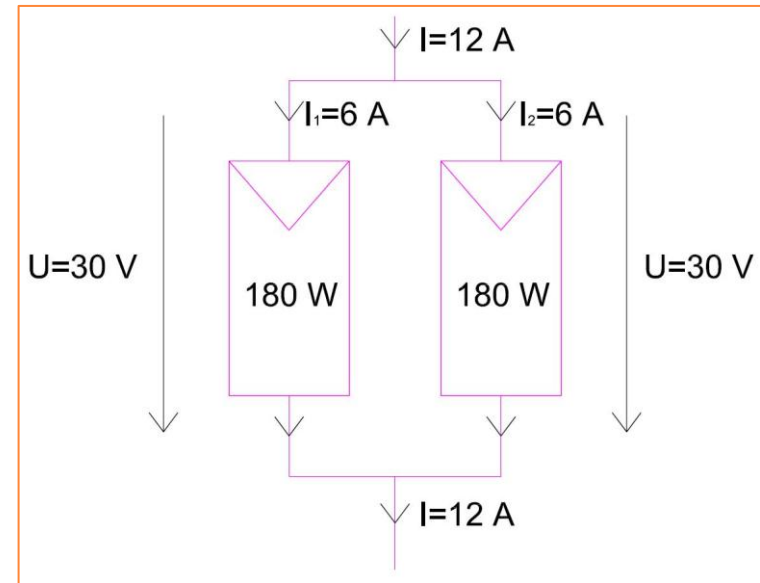
- ✓ Principe: court-circuiter les cellules ombragées.
- ✓ Les constructeurs de modules implantent généralement entre 2 et 5 diodes by-pass par module
- ✓ Chacune des diodes by-pass est associée à un sous-réseau de cellules du module. Lorsqu'une des cellules du sous-réseau est ombragée, la diode by-pass devient passante, c'est-à-dire que le courant circule dans la diode en isolant ainsi du circuit électrique le sous-réseau de cellule associé.



EFFET DE L'OMBRAJE DES MODULES

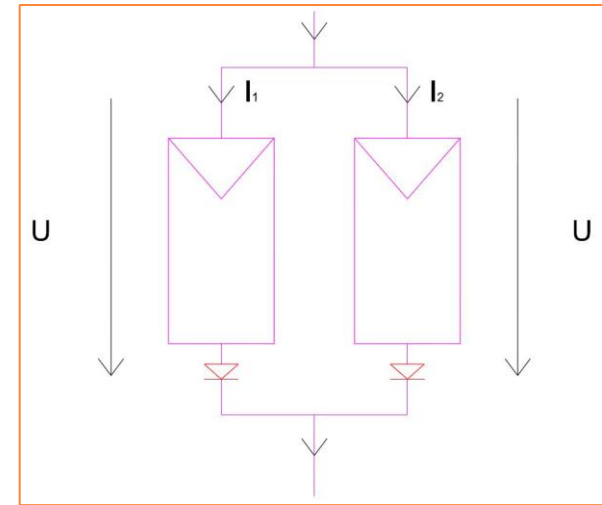
En fonctionnement normal, le courant traversant chacune des deux branches est le même et la tension aux bornes des deux modules connectés en parallèle est la même.

Lorsqu'un des deux modules est ombragé, son courant et sa tension diminuent. Il peut se produire dans ce cas une inversion du courant dans le module ombragé : **courant retour**. Ce courant retour peut endommager le module lorsqu'il devient trop important.

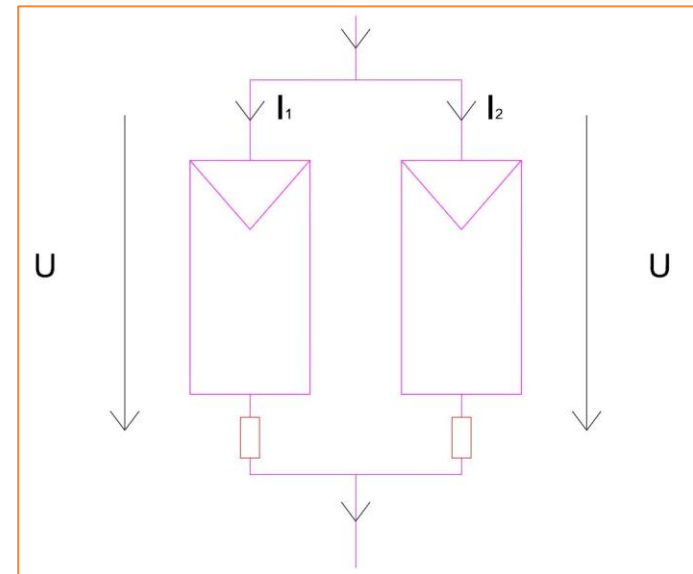


SOLUTIONS AU COURANT-RETOUR

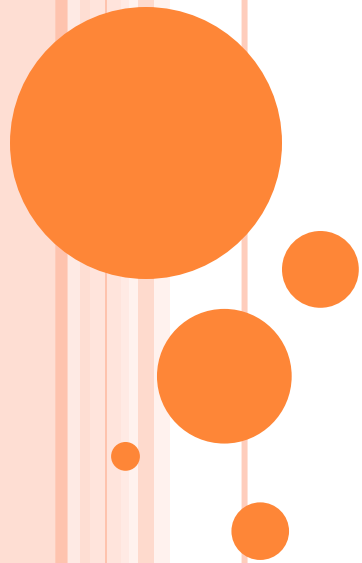
1. Installer des diodes au niveau de chaque chaînes afin d'empêcher le courant de circuler en sens inverse (diodes de découplage): Coûts élevés avec des chutes de tension singulière au niveau des diodes



2. Installer des fusibles calibrer à $2 \times I_{cc}$: Ces fusibles n'empêchent pas les courants retours mais fondent dès qu'ils dépassent la valeur limite, empêchant ainsi la détérioration des modules.



LES ONDULEURS SOLAIRES



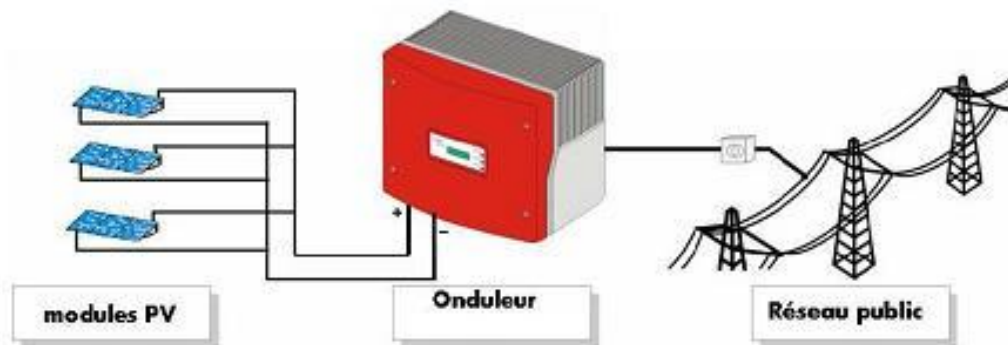
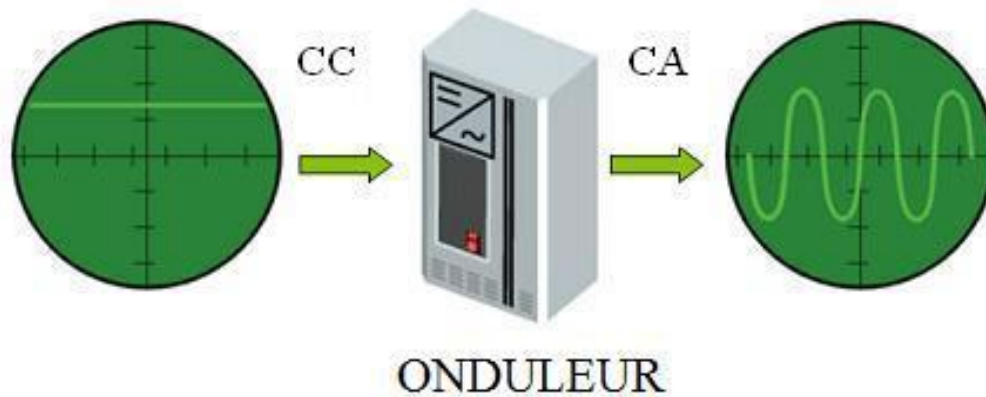
RÔLE DE L'ONDULEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Un onduleur photovoltaïque remplit plusieurs fonctions essentielles dans une installation PV raccordées au réseau :

- La conversion du courant et de la tension continus en courant et tension alternatifs compatibles avec le réseau ;
- La recherche du point de puissance maximum du champ photovoltaïque ;
- La protection de découplage ;
- Le contrôle de l'isolement de la partie CC de l'installation photovoltaïque;

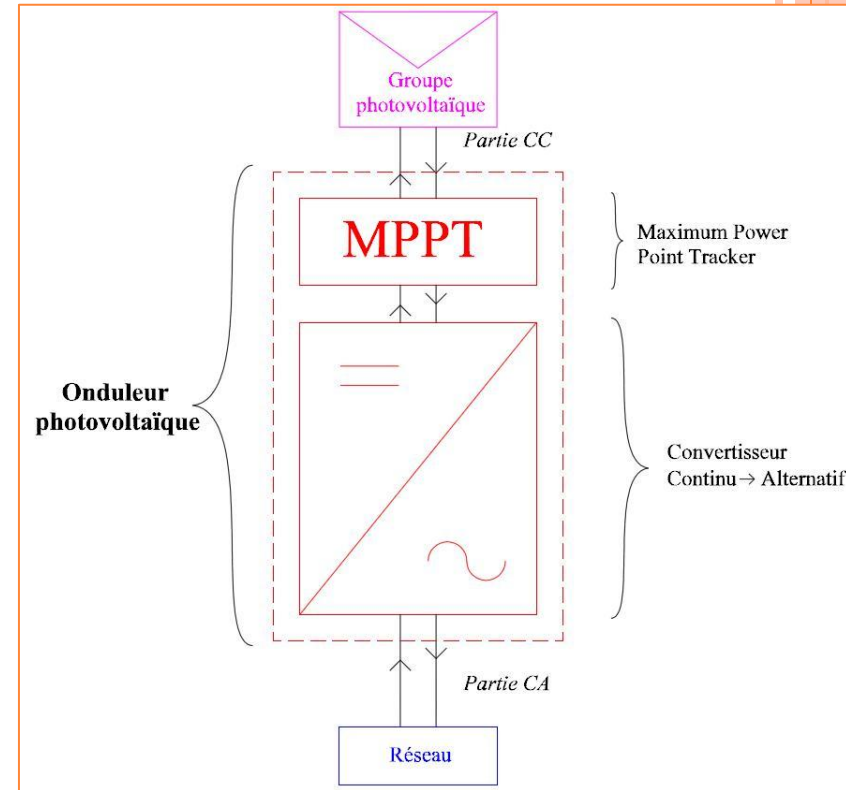


CONVERSION CONTINUE → ALTERNATIF



RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMUM

- Un groupe photovoltaïque présente un point de puissance maximum, c'est-à-dire un couple courant-tension (I,U) dont la puissance associée $P=U \times I$ est maximum.
- Ce couple (I,U) définit un point de fonctionnement appelé point de puissance maximum MPP (Maximum Power Point).
- Afin d'exploiter le maximum de puissance du champ PV, des dispositifs électroniques sont intégrés aux onduleurs afin de rechercher le point de puissance maximum d'un ensemble de chaînes PV (**Maximum Power Point Tracker**).



RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMUM

- Dans une installation PV, le point de puissance maximale évolue constamment essentiellement à cause de la variation de luminosité extérieure.
- La capacité d'un tracker à poursuivre le point de puissance maximale tout-au-long de la journée est un point important de la performance d'une installation PV.
- Des algorithmes de recherche de point de puissance maximale ont été développés et ont permis d'augmenter de manière considérable le rendement des installations PV.

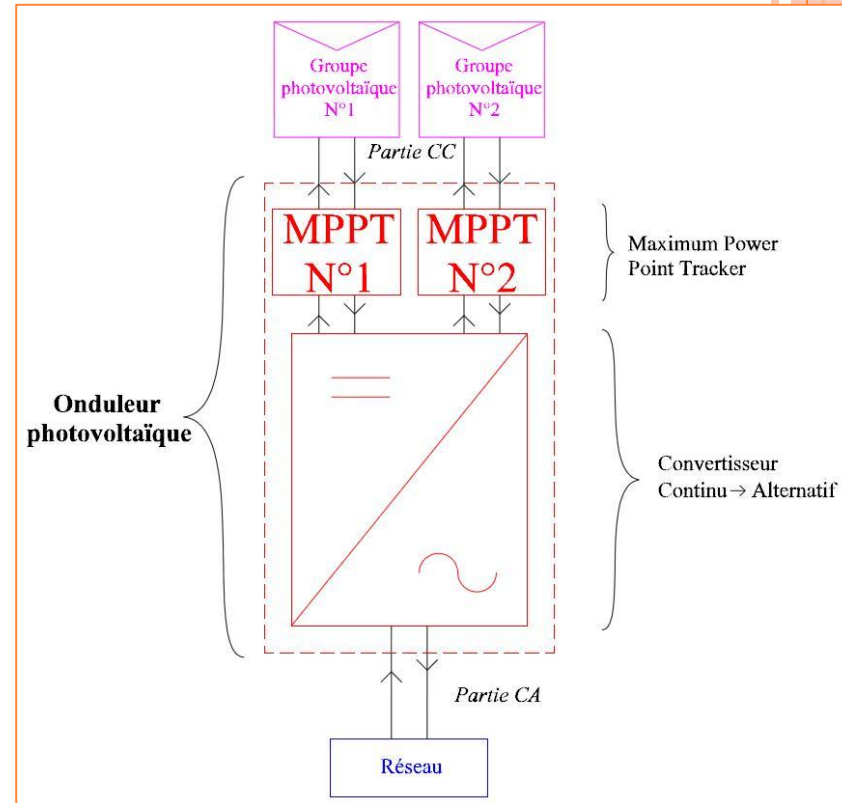


RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMUM

❑ Tous les fabricants intègrent de série au moins un MPPT sur leurs onduleurs.

❑ Certains onduleurs présentent plusieurs MPPT.

❑ La multiplicité des MPPT se justifie seulement lorsque le champ PV est soumis à l'ombrage, et il est parfois pertinent de prévoir un système MPPT par module (micro-onduleur).



PROTECTION DE DÉCOUPLAGE DE L'ONDULEUR

- ❑ Tout producteur ou auto-producteur a le droit d'injecter l'énergie électrique au réseau, à condition qu'il n'en résulte aucune entrave au bon fonctionnement de la distribution.
- ❑ « **Protection de découplage** » : interrompre le fonctionnement de l'unité de production lors d'un défaut sur le réseau.
- Eviter d'alimenter un défaut et de laisser sous tension un ouvrage électrique défaillant
- Ne pas alimenter les autres installations raccordées à une tension ou à une fréquence anormale
- Arrêter l'injection d'électricité dans le réseau lors des travaux de maintenance du réseau

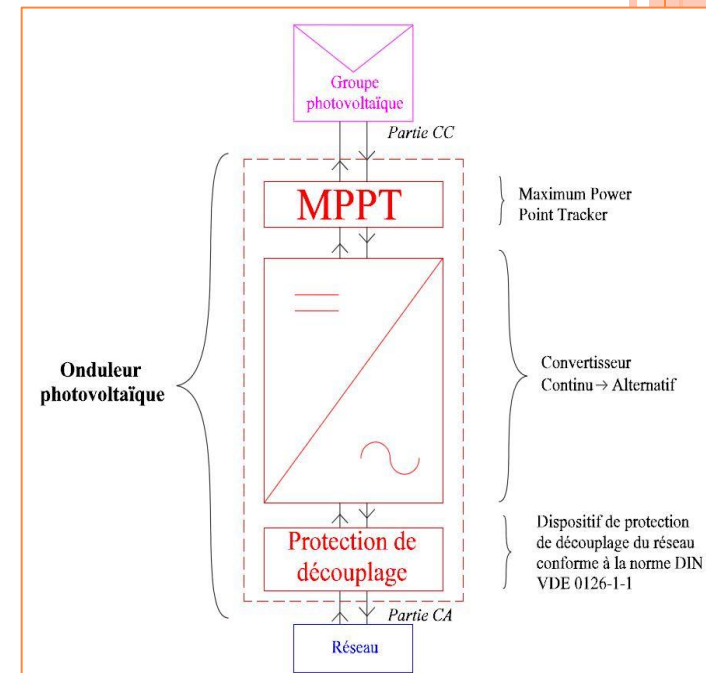


PROTECTION DE DÉCOUPLAGE DE L'ONDULEUR

La protection de découplage est généralement intégrée à l'onduleur. Dans ce cas, l'onduleur doit être conforme à la norme DIN VDE 0126-1-1.

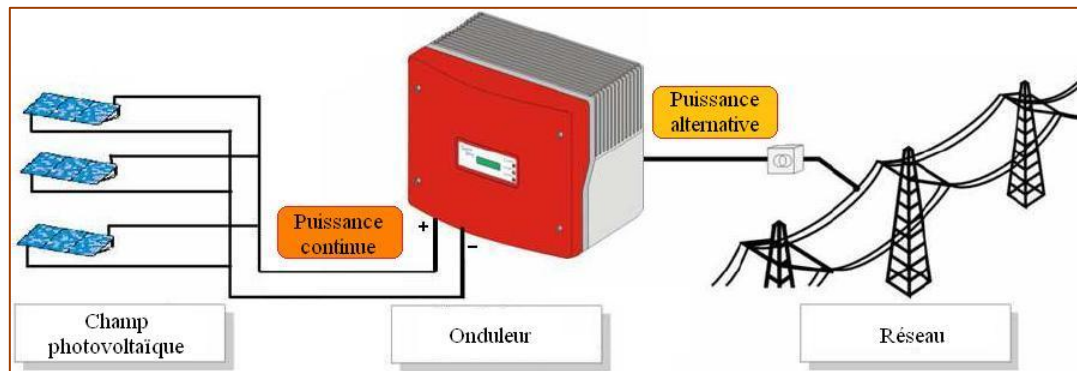
Lorsque la protection de découplage n'est pas intégrée à l'onduleur, il est nécessaire d'ajouter un dispositif externe de type B1 lorsque la puissance de raccordement est inférieure à 250 kVA, ou H1 en cas de puissance supérieur.

Cette protection de découplage externe doit être conforme aux dispositions du guide de l'UTE C 15-400.



RENDEMENT DE L'ONDULEUR PHOTOVOLTAÏQUE

- L'onduleur convertit un courant et une tension continus en un courant et une tension alternatifs. Cette conversion s'effectue grâce à des composants électriques qui chauffent (diodes, condensateurs, etc.).
- Une partie de la puissance continue en entrée de l'onduleur est dissipée sous forme de chaleur.
- On définit le rendement de l'onduleur comme le rapport de la puissance de sortie (alternative) sur la puissance d'entrée (continue)

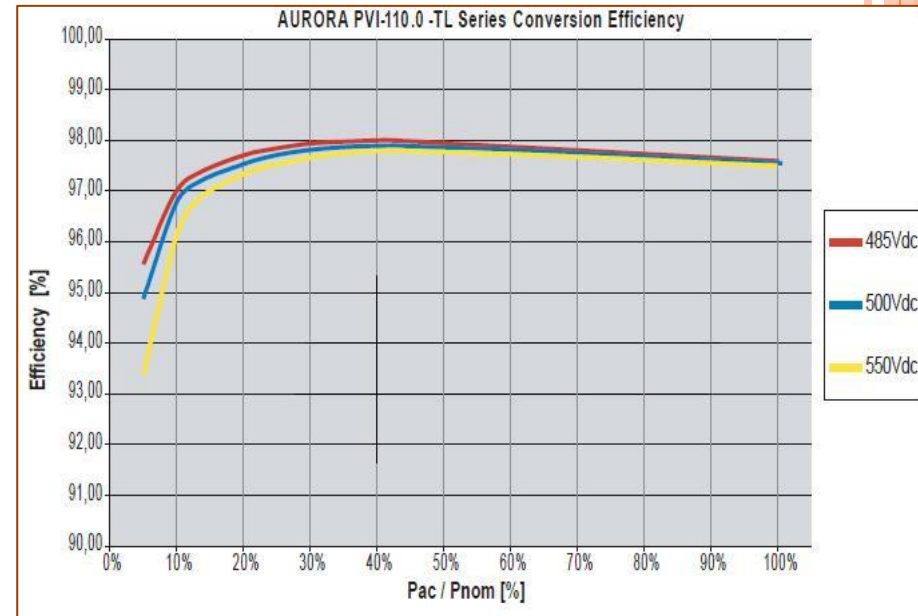
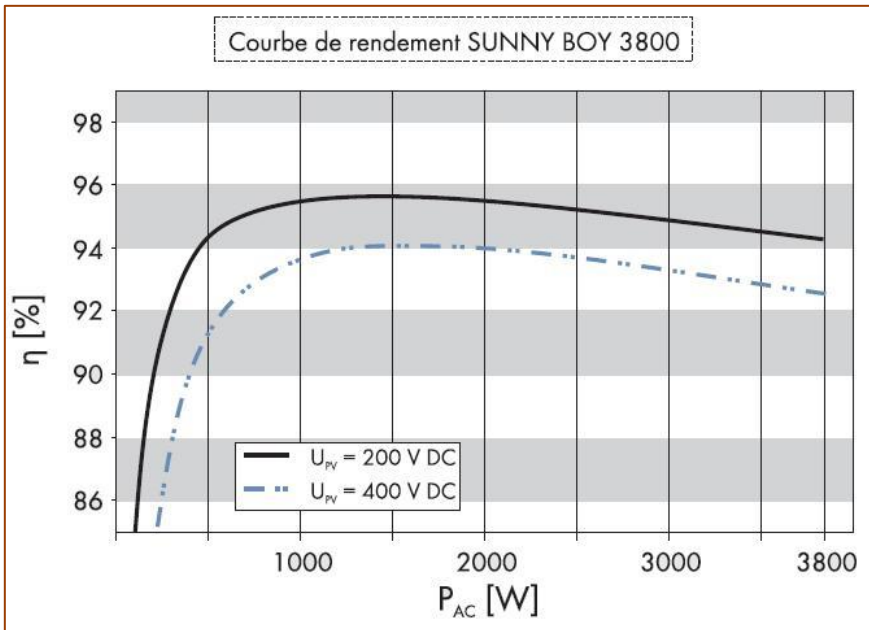


$$\eta = \frac{\text{Puissance en sortie}}{\text{Puissance en entrée}} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}}$$



COURBE DE RENDEMENT DE L'ONDULEUR

Le rendement d'un onduleur dépend globalement de deux paramètres : la tension d'entrée et la puissance d'entrée. Les fabricants donnent la variation du rendement de l'onduleur en fonction de ces deux paramètres.



Un onduleur présente généralement un rendement de l'ordre de 95 %. Pour une tension d'entrée fixée, le rendement maximum est atteint à peu près à 50 % de la puissance nominale de l'onduleur.



TECHNOLOGIES DES ONDULEURS

Onduleur

```
graph TD; A[Onduleur] --> B[Raccordement réseau]; B --> C[Onduleur monophasé]; B --> D[Onduleur triphasé];
```

Raccordement réseau

Onduleur monophasé

- Il envoie le courant alternatif sur 1 phase d'une ligne de transmission de puissance.
- Les petits systèmes < 5 kWc, utilisent généralement les *onduleurs monophasés* car une ligne suffit à absorber le courant fourni par un système PV.

Onduleur triphasé

- Il envoie le courant alternatif aux 3 phases d'une ligne de transmission de puissance
- Les grands systèmes utilisent généralement des *onduleurs triphasés* où la puissance électrique fournie par le système PV est partagée uniformément sur les 3 phases.

TECHNOLOGIES DES ONDULEURS

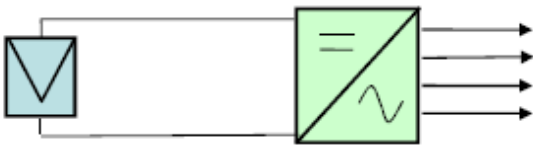
Conversion DC - AC

Onduleur

Eviter des courants parasites provenant du réseau vers le champ PV

Onduleur sans transformateur

- Sans isolation galvanique
- ils peuvent être à l'origine de courants de fuite capacitifs



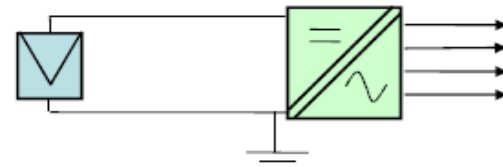
Onduleur avec transformateur

Transformateur Basse Fréquence

- Situé en aval de l'étape de conversion continu-alternatif, il travaille à 50 Hz environ.
- Solide et simple
- encombrant et plus lourds (10 kg par kW de puissance).

Transformateur Haute Fréquence

- situé entre deux étapes de conversion de l'onduleur et travaille à quelques milliers de Hz.
- Moins lourd, mais nécessite plus de composants.



EFFET DE LA TEMPÉRATURE SUR L'ONDULEUR PHOTOVOLTAÏQUE

- Il ne faut pas dépasser la température maximale de fonctionnement de l'onduleur.
- il faut s'assurer que l'onduleur se situe dans un local bien ventilé.
- En général, la plage de température de fonctionnement d'un onduleur est compris entre -25°C et 60°C .
- La température de fonctionnement d'un onduleur est indiquée sur sa fiche technique.
- Lorsque la température de l'onduleur dépasse la valeur maximale, l'onduleur limite volontairement la puissance délivrée, en quittant le point de puissance maximum du groupe photovoltaïque.
- la température a une forte influence sur la durée de vie de l'onduleur



DURÉE DE VIE DE L'ONDULEUR

- La durée de vie des onduleurs varie en fonction des fabricants.
- En règle générale, les onduleurs disposent d'une durée de vie d'une dizaine d'années.
- Les fabricants proposent des extensions de garantie de série ou en option



FICHE TECHNIQUE DE L'ONDULEUR

- Les propriétés électriques des onduleurs sont essentielles en vue du dimensionnement d'une installation photovoltaïque.
- Ces propriétés sont données dans la fiche technique d'un onduleur.
- Dans une fiche technique, on retrouve toujours deux parties distinctes :
 - Les paramètres d'entrées de l'onduleur
 - Les paramètres de sortie de l'onduleur

- Puissance d'entrée maximale
- Tension d'entrée maximale
- Plage de tension MPPT
- Courant d'entrée maximal

- Tension de sortie
- Courant de sortie
- Puissance de sortie



PARAMÈTRES CÔTÉ CONTINU (EXEMPLE)

Technical data and types

| | |
|---|--|
| Type code | TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400/JP |
| Input side | |
| Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$) | 1000 V |
| Start-up DC input voltage (V_{start}) | 430 V (adj. 250...500 V) |
| Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$) | $0.7 \times V_{start}...950$ V |
| Rated DC input voltage (V_{dcr}) | 620 V |
| Rated DC input power (P_{dcr}) | 28600 W |
| Number of independent MPPT | 2 |
| Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$) | 16000 W |
| DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dcr} | 500...800 V |
| DC power limitation with parallel configuration of MPPT | Linear derating from max to null ($800V \leq V_{MPPT} \leq 950V$) |
| DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dcr} , max unbalance example | 16000 W ($500V \leq V_{MPPT} \leq 800V$) the other channel: $P_{dcr} - 16000W$ ($400V \leq V_{MPPT} \leq 800V$) |
| Maximum DC input current (I_{dcmax}) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$) | 64.0 A / 32.0 A |
| Maximum input short circuit current for each MPPT | 40.0 A |
| Number of DC inputs pairs for each MPPT | 5 |
| DC connection type | Tool Free PV connector WM / MC4 |

PUISSANCE D'ENTRÉE MAXIMALE

- Les onduleurs disposent d'une adaptation d'impédance qui permet d'adapter le point de fonctionnement électrique du système modules-onduleur.
- En fonctionnement normal, l'onduleur se cale sur le point de puissance maximum (MPP) du groupe PV.
- Lorsque la puissance PV délivrée est supérieure à la puissance maximale de l'onduleur côté CC, celui-ci va se caler sur un autre point de fonctionnement électrique, correspondant à une puissance plus faible.
- Dans ce cas, le rendement du groupe photovoltaïque se trouve diminuer, car il ne fournit pas toute la puissance qu'il pourrait débiter.
- **Lors du dimensionnement des onduleurs, il faudra tenir compte de cette puissance maximale admissible par l'onduleur côté CC, au risque de provoquer une perte de production du groupe PV**



TENSION D'ENTRÉE MAXIMALE DE L'ONDULEUR

- Contrairement au dépassement de la puissance maximale ou du courant maximal, dès que la tension délivrée par le groupe PV dépasse la valeur de la tension maximale admissible par l'onduleur, celui-ci sera irrémédiablement détruit.
- Lors du dimensionnement des onduleurs, il faudra absolument tenir compte de cette tension maximale admissible par l'onduleur côté CC, au risque d'endommager irrémédiablement l'onduleur.
- **Ne jamais dépasser la tension maximale admissible de l'onduleur.**



PLAGE DE TENSION MPPT DE L'ONDULEUR

- Le système MPPT ne fonctionne que pour une plage de tension d'entrée d'onduleur définie par le fabricant.
- Lorsque la tension d'entrée de l'onduleur côté CC est inférieure à la tension minimale MPPT, l'onduleur continue de fonctionner mais fournit au réseau la puissance correspondante à la tension minimale MPPT.
- Lors du dimensionnement des onduleurs, il faudra tenir compte de cette plage de tension MPPT, au risque de provoquer une perte de production PV



COURANT D'ENTRÉE MAXIMAL DE L'ONDULEUR

- Généralement, le courant d'entrée maximal indiqué sur les fiches techniques d'onduleur correspond au courant maximal par MPPT.
- Lorsque le courant délivré par le groupe PV est supérieure au courant maximale de l'onduleur, celui-ci va se caler sur un autre point de fonctionnement électrique, correspondant à un courant plus faible.
- Ce point de fonctionnement ne correspond plus au point de puissance maximale, mais à un point fonctionnement dont la puissance est $<$ à la puissance maximale de l'onduleur côté CC.
- **Lors du dimensionnement des onduleurs, il faudra tenir compte de ce courant maximal admissible par l'onduleur côté CC, au risque de provoquer une perte de rendement globale de l'installation.**

PARAMÈTRES CÔTÉ ALTERNATIF DE L'ONDULEUR

| Output side | |
|---|--|
| AC grid connection type | Three Phase 3W+PE or Three phase 3W+N+PE |
| Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$) | 27600 W |
| Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$) | 27600 W |
| Maximum apparent power (S_{max}) | 30000 VA |
| Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$) | 400 V |
| AC voltage range | 320...480 V |
| Maximum AC output current ($I_{ac,max}$) | 45.0 A |
| Contributory fault current | 46.0 A |
| Rated output frequency (f_r) | 50 Hz / 60 Hz |
| Output frequency range (f_{min} ... f_{max}) | 47...53 Hz / 57...63 Hz |
| Nominal power factor and adjustable range | >0.995 Adj \pm 0.8 with max 30kVA |
| Harmonic Distortion of Current | each <3%, total<5% |
| AC connection type | Screw terminal block, cable gland PG36 |

TENSION DE SORTIE DE L'ONDULEUR

- ❑ En sortie de l'onduleur (côté CA), la connexion peut se faire de deux façons :
 - Monophasé
 - Triphasé
- ❑ La tension en sortie de l'onduleur ne varie jamais, elle s'ajuste avec celle du réseau.
- ❑ A l'inverse de la tension, le courant de sortie varie en fonction de la production électrique instantanée du groupe PV.
- ❑ Il est important de connaître le courant maximal en sortie de l'onduleur afin de pouvoir dimensionner les composants électriques situés en aval de celui-ci.

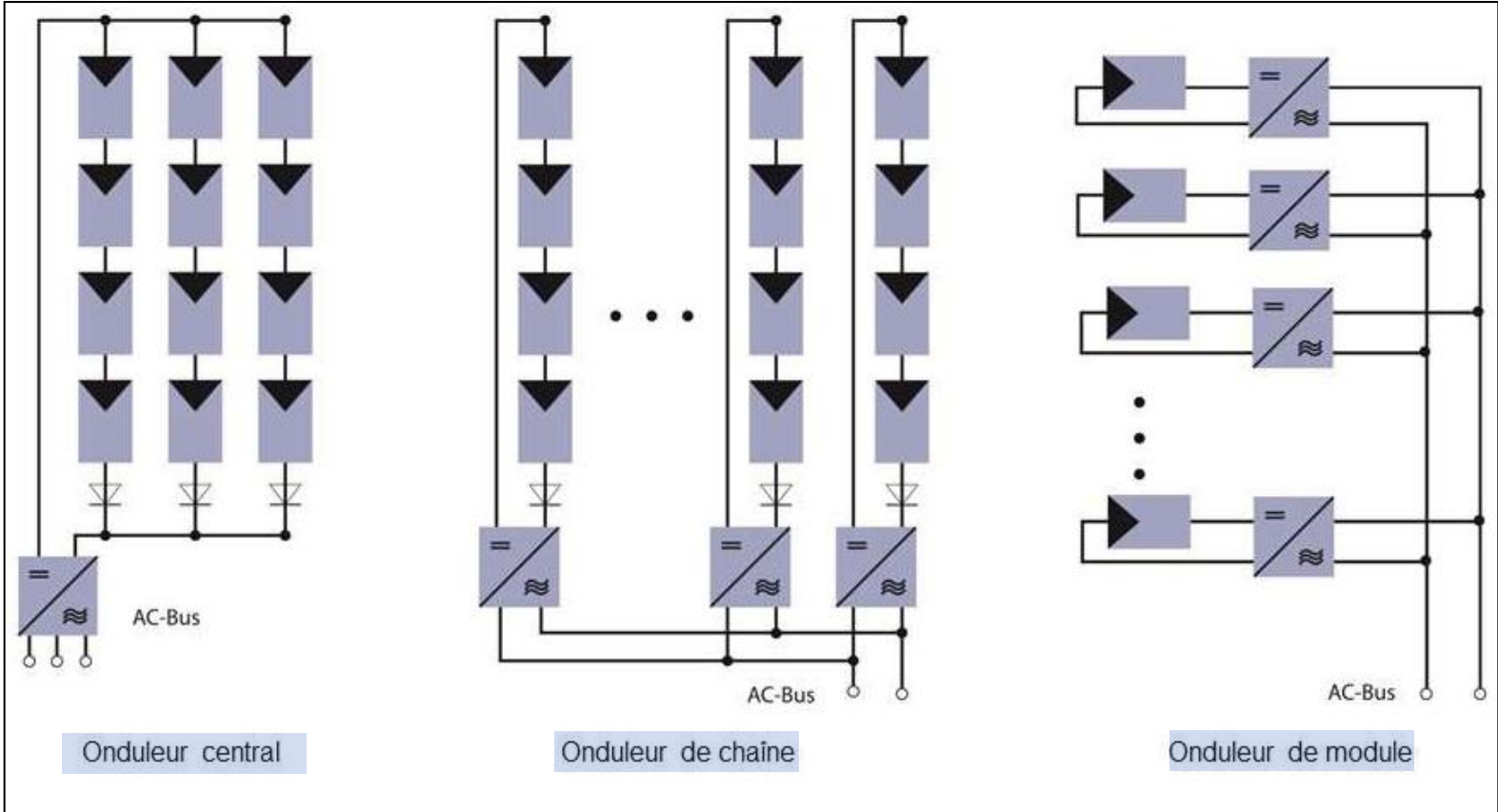
PUISSANCE DE SORTIE DE L'ONDULEUR

- ❑ La puissance de sortie est le produit de la tension et du courant efficaces multiplié par le facteur de puissance $\cos(\varphi)$.
- ❑ La valeur du facteur de puissance $\cos(\varphi)$ est donné dans la fiche technique. Il est généralement égal à 1 (le courant et la tension sont en phase).

| | Monophasé | Triphasé |
|--------------------------|---|--|
| Puissance électrique (W) | $U_{\text{eff}} \times I_{\text{eff}} \times \cos(\varphi)$ | $3 \times U_{\text{eff}} \times I_{\text{eff}} \times \cos(\varphi)$ |

- ❑ La puissance de sortie varie en fonction de la production électrique instantanée PV.
- ❑ Il est important de connaître la puissance maximale en sortie de l'onduleur afin de pouvoir dimensionner les composants électriques situés en aval de celui-ci.

CONFIGURATIONS / CONCEPTS DES ONDULEURS

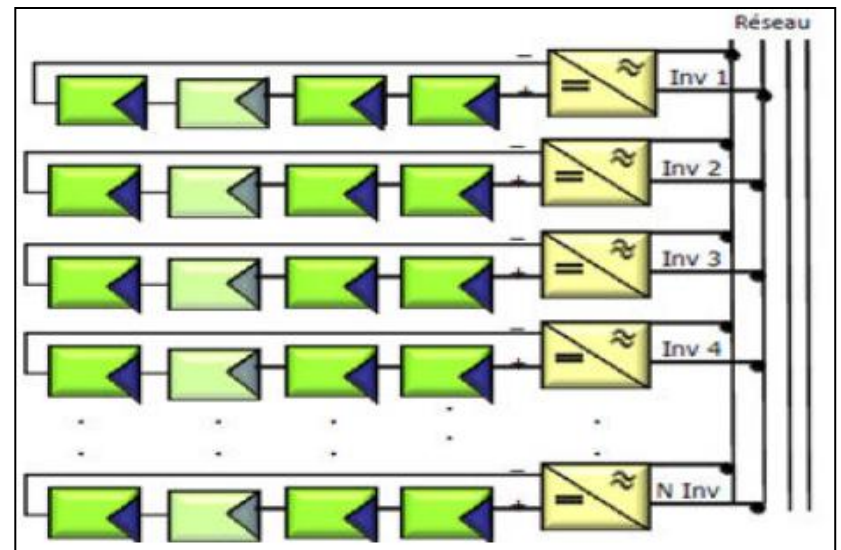
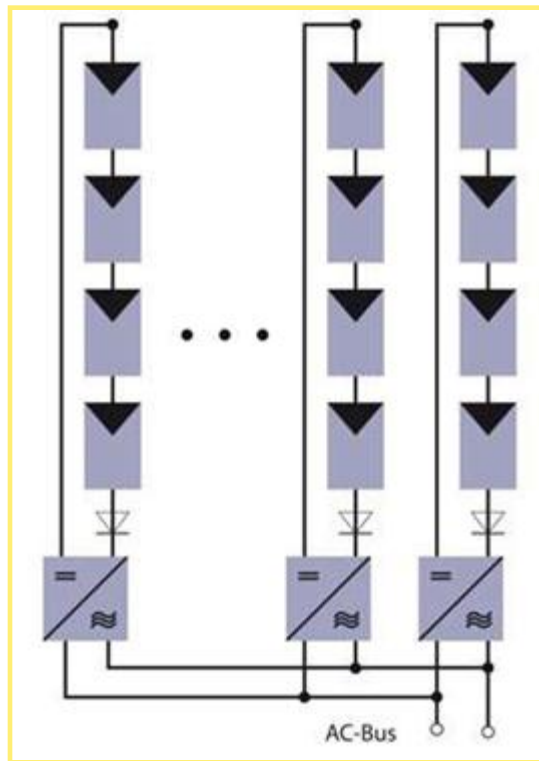


Vue d'ensemble des concepts des onduleurs



CONFIGURATIONS / CONCEPTS DES ONDULEURS

Onduleur de chaine « String »

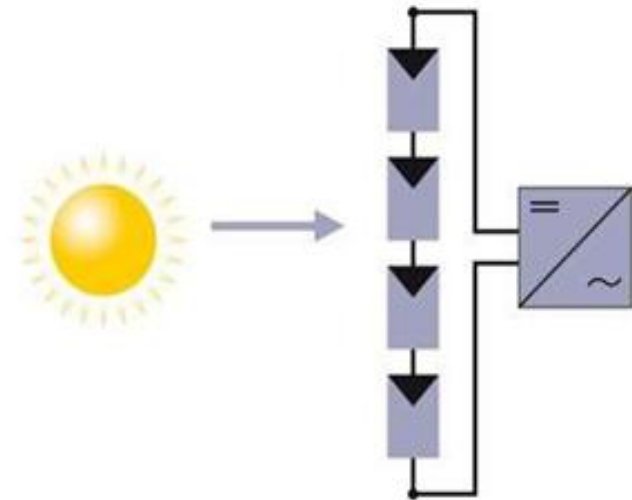


CONFIGURATIONS / CONCEPTS DES ONDULEURS

Onduleur de chaîne « String »

Caractéristiques :

- Chaque onduleur fonctionne à son propre point de puissance maximale (MPP), un MPP pour chaque chaîne
- Des conditions différentes (par ex. irradiation, orientation, température, ombrage) pour différents générateurs partiels sont acceptables
- Hautes tensions et courants inférieurs à 10A
- Câbles courts
- Conception de générateur simple
- Courant MPP similaire pour tous les modules requis => Placer les modules semblables sur une même chaîne orienté et incliné dans un même plan

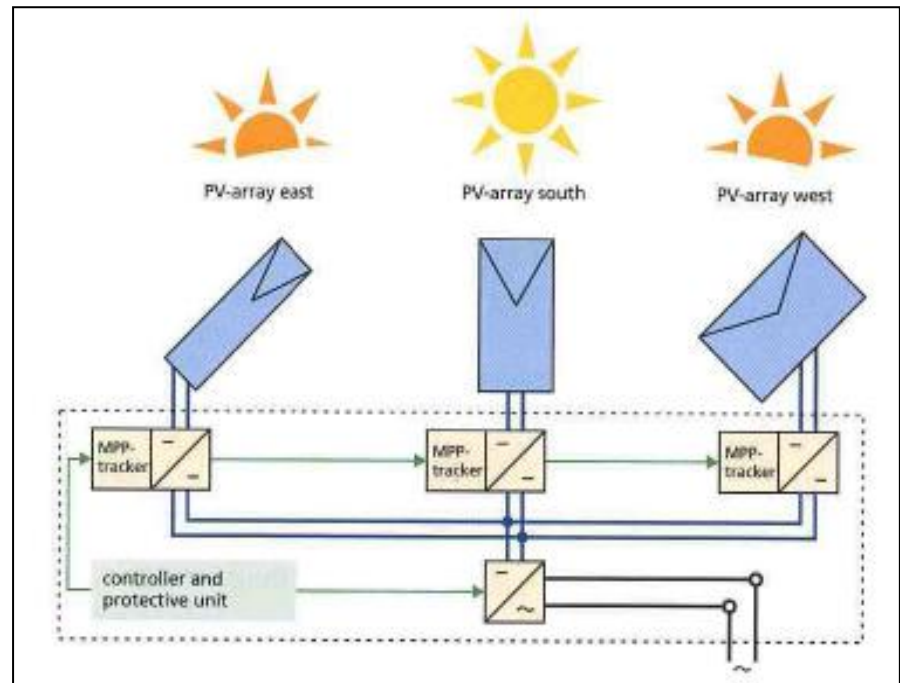


Configurations / Concepts des onduleurs

Onduleur de chaine « multichaine »

Avantages

- Association de string de natures différentes par MPPT (types de cellules, orientation, nombres de modules,...) sans perturbation globale des performances.
- Rendement nettement supérieur comparé à la configuration centralisée, en présence de string de natures différentes.



Onduleur multi-chaine

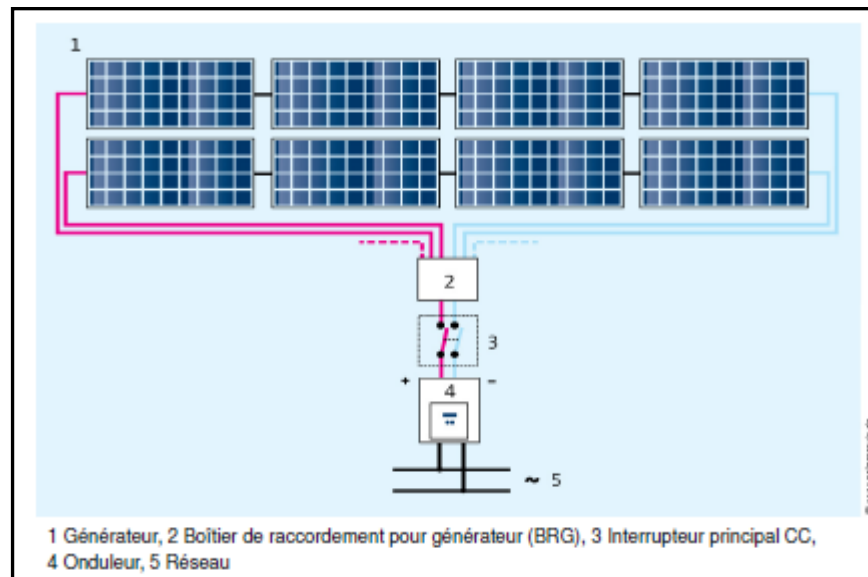


Attention : Nécessité de mettre un coffret DC-DC par entrée MPPT



CONFIGURATIONS / CONCEPTS DES ONDULEURS

Onduleur central

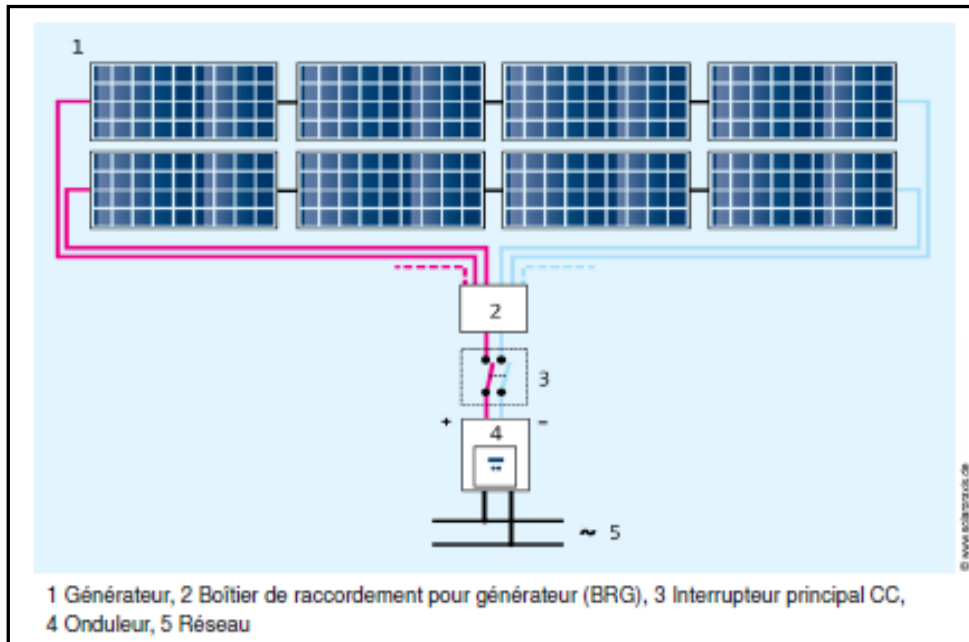


Onduleur central pour des installations à tension élevée (plusieurs chaînes en entrée onduleurs)



CONFIGURATIONS / CONCEPTS DES ONDULEURS

Onduleur central pour des installations à tension élevée (côté DC)



Onduleur central pour des installations à tension élevée

Caractéristiques :

- Installation centrale
- Recommandé seulement pour modules de petites tolérances de puissance **+/- 3%**
- Modules en même angle d'inclinaison, pas d'ombrage



**RATIO DE PERFORMANCE /
ESTIMATION DE LA PRODUCTION
ÉLECTRIQUE DE L'INSTALLATION PV**



LE RATIO DE PERFORMANCE

- Le ratio de performance PR (Performance ratio) permet de quantifier les pertes intrinsèques de l'installation électrique.
- Il est possible de dégager un ordre de grandeur de la valeur du PR:
 - Le coefficient de température de la puissance $K_T(P)$ est semblable d'un module à un autre (ordre de grandeur : $-0.4 \text{ \%/}^\circ\text{C}$).
 - Le rendement de l'onduleur est semblable d'un onduleur à un autre (ordre de grandeur : 95%).
 - La chute de tension dans les câbles est limitée à 3% .
 - Les autres pertes diverses sont semblables d'une installation à une autre (ordre de grandeur : 2%).

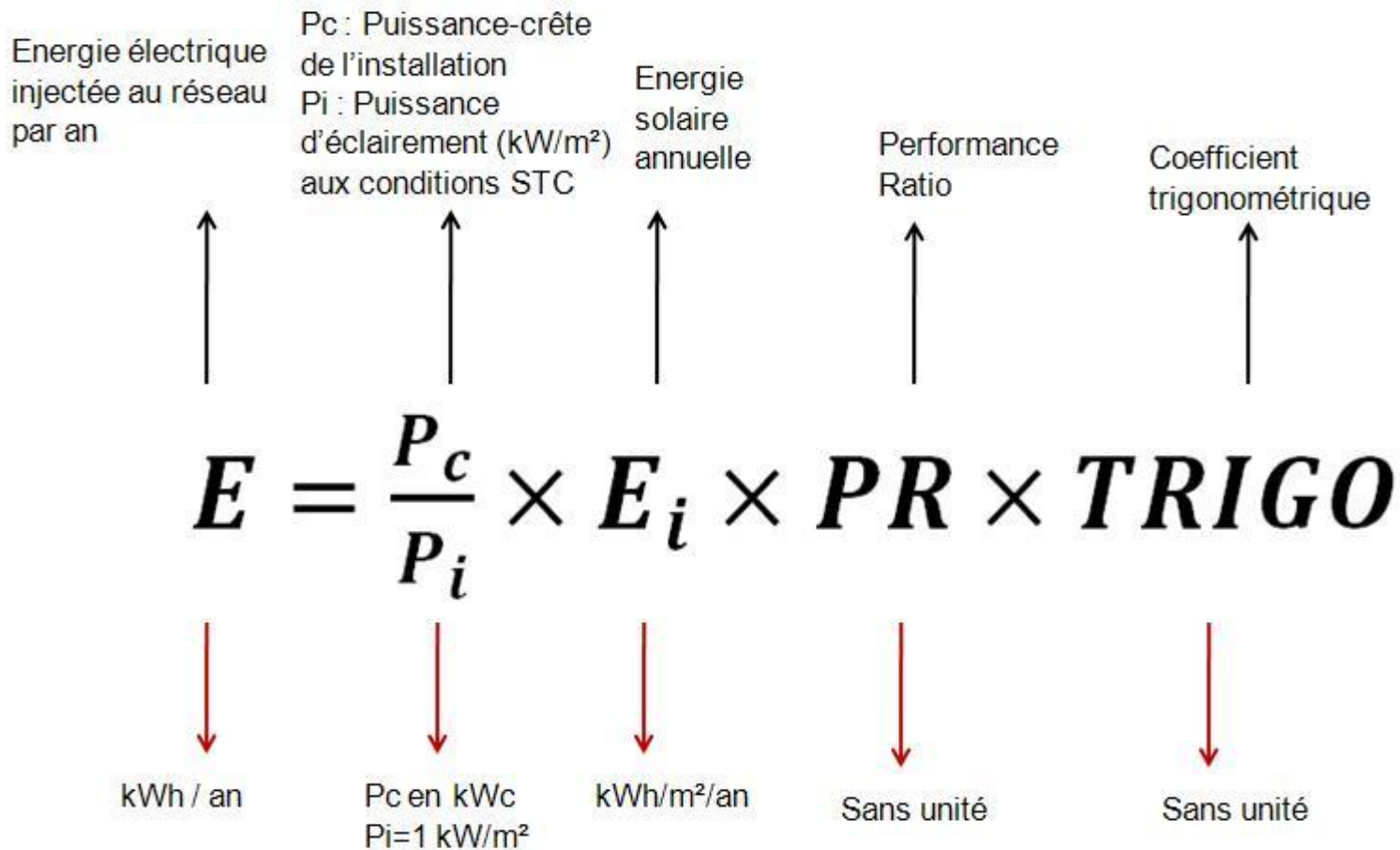


LE RATIO DE PERFORMANCE

- Seul paramètre variable : Mode d'intégration des modules jouant sur leur température (ventilation plus ou moins bonne).
- Tableau général récapitulatif du RP en fonction du mode d'intégration des modules :

| | Modules très peu ventilés | Modules peu ventilés | Modules ventilés | Modules bien ventilés |
|-------------------------|---------------------------|----------------------|------------------|-----------------------|
| Ratio de performance PR | 0.7 | 0.75 | 0.8 | 0.85 |

ESTIMATION DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE D'UNE IPV



EXEMPLE: CALCUL DE LA PRODUCTION D'UNE IPV

- Puissance $P_C = 20$ kWc
- Localisation : Tunis
- Données météo : Irradiation solaire annuelle (optimum) $E_i = 2010$ kWh/m²/an
- Modules bien ventilés : $PR = 0.8$
- Orientation des modules: Sud inclinaison: 20° / TRIGO=1 :
- L'application numérique donne :

$$E = 20 \times 2010 \times 0.75 \times 1 \quad E = 32\,160 \text{ kWh/an}$$

*L'installation PV produira environ 32 160 kWh d'électricité par an
(moyenne de 1608 kWh/kWc par an)*

- La formule de calcul ne prend pas en compte les pertes par ombrage de l'installation. **Seul un logiciel permet de calculer la production en considérant les masques.**

CALCUL AVEC LOGICIEL

- Il existe des logiciels de simulation permettant de calculer avec précision la production électrique d'une installation PV, notamment en prenant en compte les ombrages proches et lointains:
 - PV-SYST
 - ARCHELIOS
 - PV-SOL
 - CAL-SOL...
- L'atout majeur des logiciels de simulation est qu'ils prennent en compte les ombrages proches et lointains.



ORGANES DE PROTECTION ÉLECTRIQUE

RISQUES ÉLECTRIQUES

Nécessité impérative d'assurer la sécurité des personnes et des biens en prenant en compte les spécificités des installations PV.

- **Protection des personnes et des intervenants :**
 - Protection contre les contacts directs et indirects (défauts d'isolement)
 - Protection contre les court-circuits, les arcs électriques
- **Protections des biens :**
 - Protection contre les risques d'incendie
 - Protection contre la foudre

Attention de bien comprendre les spécificités du PV

RISQUES ÉLECTRIQUES

Effets de l'électrisation DC et AC

courant alternatif

| AC | Effets électriques |
|---------------|---|
| 0.5 mA | Seuil de perception - Sensation très faible |
| 10 mA | Seuil de non lâché - Contraction musculaire |
| 30 mA | Seuil de paralysie - Paralysie ventilatoire |
| 75 mA | Seuil de fibrillation cardiaque irréversible |
| 1 A | Arrêt du cœur |

courant continu

| DC | Effets électriques |
|-------------------|--|
| 2mA | Seuil de perception |
| Non défini | Seuil de non lâché |
| 130mA | Seuil de fibrillation cardiaque |

RISQUES ÉLECTRIQUES

Effets de l'électrisation DC et AC

Effets du courant alternatif

Un personne soumise à 230 V
avec une résistance de 2000 Ω ,
le courant sera de :

$$I = U/R$$

$$I = 230 / 2000$$

$$I = 0,115 \text{ A}$$

Soit 115 mA

Conséquence ?

Effets du courant continu

Un personne soumise à 550 V
avec une résistance de 2000 Ω ,
le courant sera de :

$$I = U/R$$

$$I = 550 / 2000$$

$$I = 0,275 \text{ A}$$

Soit 275 mA

Conséquence ?

RISQUES ÉLECTRIQUES

Electrisation / chocs électriques :

Passage de courant électrique dans le corps humain (électrocution = décès entraîné par l'électrisation)

Origines de l'électrisation:

- **Contact direct:** entrer en contact avec l'âme de deux parties actives ou une partie active et la terre
- **Contact indirect:** entrer en contact avec un objet qui est lui-même en contact direct avec l'âme d'un conducteur et la terre.

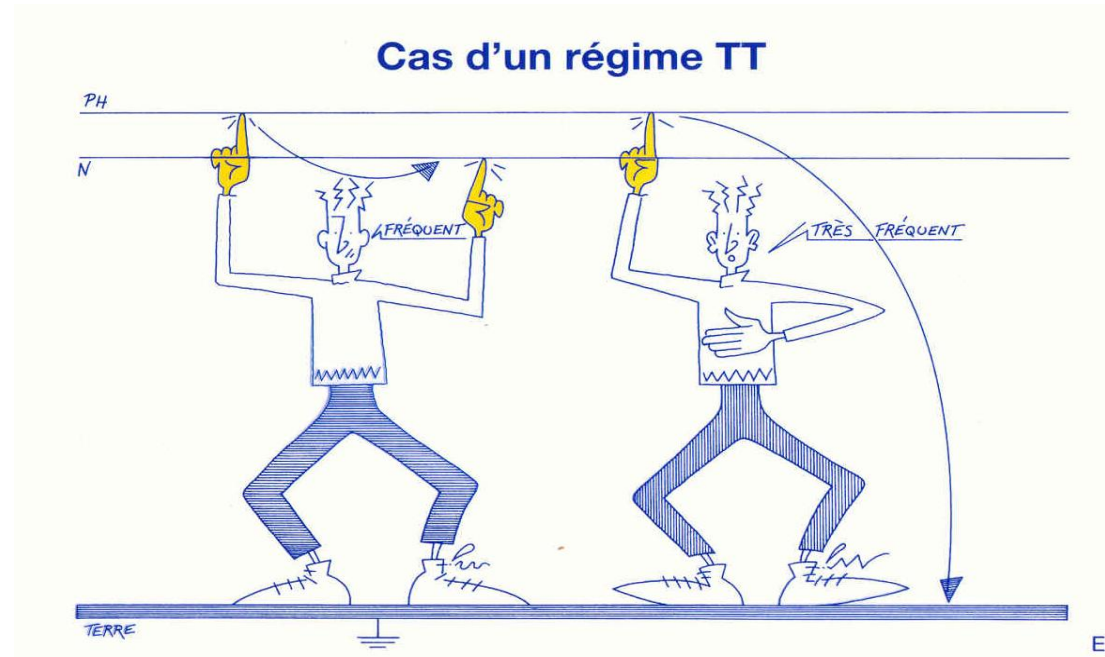
RISQUES ÉLECTRIQUES

Contact direct : contact d'une personne avec une partie active d'un circuit électrique (normalement sous tension)

- entre deux parties actives
- entre une partie active et la terre

Régime TT

Neutre du secondaire du transformateur relié à la **Terre** et
Masse des récepteurs relié à la **Terre** de l'installation



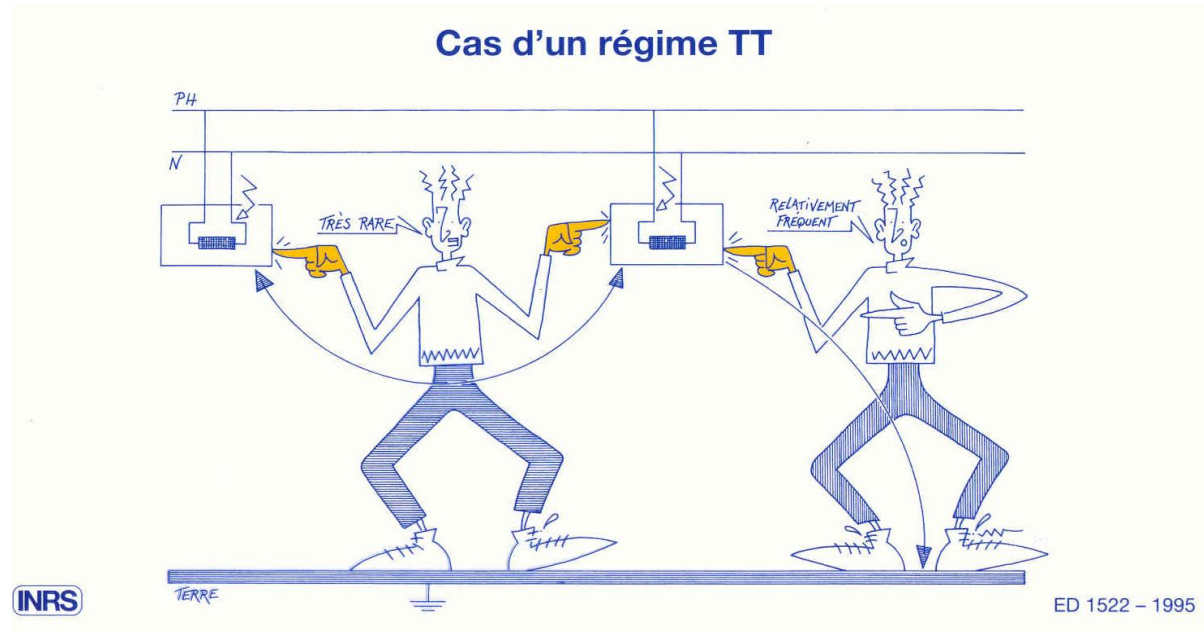
RISQUES ÉLECTRIQUES

Contact indirect : contact d'une personne avec une masse mise sous tension par suite d'un défaut d'isolement

- entre deux masses
- entre une masse et la terre

Régime TT

Neutre du secondaire du transformateur relié à la Terre et
Masse des récepteurs relié à la Terre de l'installation



RISQUES ÉLECTRIQUES : ARC ÉLECTRIQUE

Définition : Passage d'un courant dans un milieu isolant (p.ex. l'air);

- Se produit d'autant plus facilement que deux parties conductrices sont proches et que les tensions sont élevées;
- Se produit généralement lors de l'ouverture d'un circuit électrique (p.ex. ouverture d'un interrupteur).



RISQUES ÉLECTRIQUES : ARCS ÉLECTRIQUES EN PV

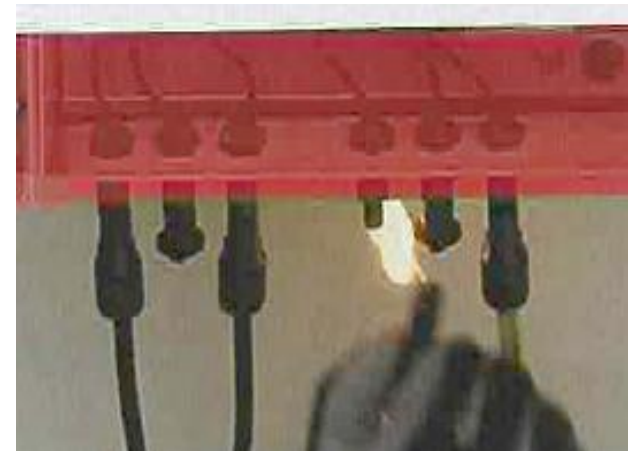
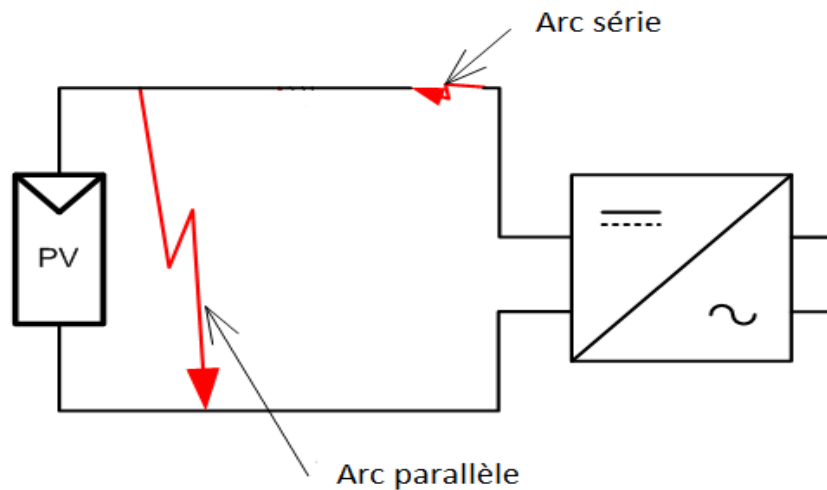
- Ouverture d'une chaîne PV après la mise en service de la chaîne (avec ou sans court-circuit),
 - par imprudence lors du câblage (ouverture de connecteurs débrochables sans vérification de la présence d'un courant)
 - par imprudence pendant la maintenance (ex. au niveau d'un coffret DC)
- Usure de l'isolant des câbles (isolant rongé par animaux, ou abimé pendant les installations, fragilisation par les UV)
- Contacts électriques défectueux:
 - Connecteur spécifique PV débrochable mal serti
 - Connecteur spécifique PV débrochable, no cliqué, sales avant connexion
 - dans le cas de borniers à vis au niveau des coffrets électriques (si la vis est mal serrée)

RISQUES ÉLECTRIQUES : ARCS ÉLECTRIQUES EN PV

Risques d'incendie et de brûlure!

Exemples :

- Mauvais contact au niveau des connexions (arc série)
- Mauvais contact entre 2 conducteurs de polarité opposée (arc parallèle): contact direct ou double défaut d'isolement par rapport à la terre



RISQUES ÉLECTRIQUES : CONSÉQUENCES DES ARCS ÉLECTRIQUES

- Température très élevée avec fort dégagement de chaleur et la lumière émise au niveau de l'arc (visible et rayons UV) avec pour conséquences possibles :
 - Destruction totale ou partielle et irréversibles de la vue (lumière intense avec rayons UV très puissants)
 - Brûlures directes (p.ex. au niveau des mains et des avant-bras)
 - Brûlures indirectes (au niveau du visage par évaporation de l'âme du conducteur sous forme de micro-poussière brûlante)
 - Incendies des équipements électriques
 - Chutes par l'effet de surprise de l'arc

SPÉCIFICITÉS DES INSTALLATIONS PV

Généralités

Câblage courant continu DC avec :

- Plusieurs centaines de volts
- Arc électrique sur circuit PV plus difficile à interrompre
- Connexions électriques (inter-modules) pas toujours accessibles une fois les installations terminées.

Les modules PV délivrent une tension en journée qu'on ne peut pas interrompre !

Les modules PV sont des générateurs de courant :

- les protections conventionnelles ne sont pas opérationnelles en cas de défaut. Un court-circuit peut se passer à 2 A comme à 9 A (I_{sc} stc), ce sera selon l'éclairement du moment.

SPÉCIFICITÉS DES INSTALLATIONS PV

Résumé des spécificités PV

- **Impossibilité d'interrompre le générateur en journée**
- **Tension DC élevée !**
- **Courant DC → Arc électrique difficile à interrompre**
 - Isc à peine supérieur (+10%) à Impp
 - Isc et Impp variable avec éclairement

Calibrage de protection très compliqué !

Réponses spécifiques PV

- **Régime de terre IT**
- **Matériel spécifique PV** (Normes Produits)
 - Tenue au courant Isc
 - IP2X
 - Double isolation
- **Formation des intervenants**
 - Habilitation BR, BP photovoltaïque (norme NF-18-510)
- **TST possible si $U_{dc} < 60V$**

PROTECTION ÉLECTRIQUE : GÉNÉRALITÉS

TBT : DC : $V < 120 V$ AC : $V < 50 V$

Protection contre les contacts indirects pas nécessaire, mais protection contre les contacts directs

BT : DC : 120 V à 1500 V AC : 50 V à 1000 V

Protection contre les contacts directs et les contacts indirects :

- **Protection par déconnexion automatique « classe I »**
 - Masse des équipements reliés à la terre
 - Si défaut d'isolation déclenchement d'une protection pour interrompre le défaut : DISJONCTEUR DIFFERENTIEL

- **Protection par double isolation , « classe II »**
 - Pas de nécessité de relier la masse des équipements à la terre
 - Conception des équipements avec double isolation ou isolation renforcée

PROTECTION ÉLECTRIQUE : CLASSE D'ISOLATION

CLASSES DE MATÉRIEL

Norme NF C 20-030

Classe 0 : Matériel dans lequel la protection contre les chocs électriques repose sur l'isolation principale. Ceci implique qu'aucune disposition n'est prévue pour le raccordement des parties conductrices accessibles (masses).

Classe I : Matériel dans lequel la protection contre les chocs électriques ne repose pas uniquement sur l'isolation principale mais qui comporte une mesure de sécurité supplémentaire sous forme de moyens de raccordement des parties conductrices accessibles (masses).

Classe II : Matériel dans lequel la protection contre les chocs électriques ne repose pas uniquement sur l'isolation principale, mais qui comporte des mesures supplémentaires de sécurité, telles que la double isolation ou l'isolation renforcée. Ces mesures ne comportent pas de moyen de mise à la terre et ne dépendent pas des conditions d'installation.

Les appareils de classe II peuvent être :

- totalement isolés : l'enveloppe durable et pratiquement continue en matière isolante enferme toutes les parties métalliques,
- sous enveloppe métallique : l'enveloppe métallique est pratiquement continue ; l'enveloppe métallique accessible n'est pas considérée comme étant une masse.

Classe III : Matériel dans lequel la protection contre les chocs électriques repose sur l'alimentation sous très basse tension de sécurité TBTS.

PROTECTION CONTRE LES CONTACTS DIRECTS (1/3)

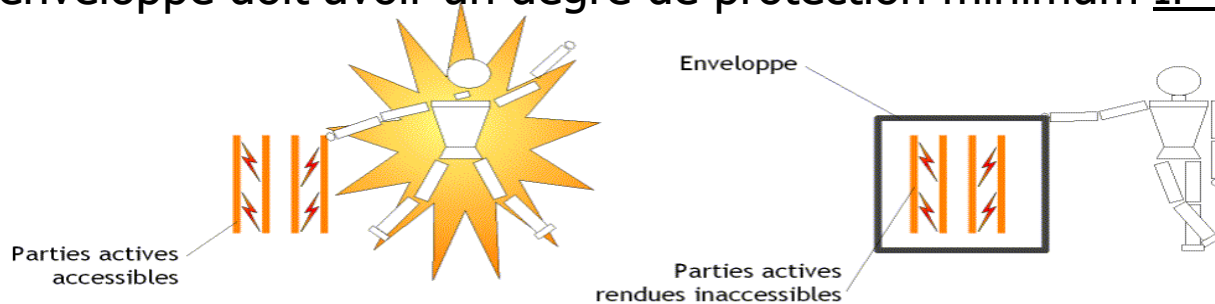
Protection contre les contacts directs en PV :

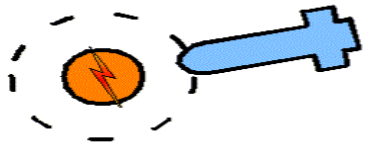
- Des conducteurs actifs DC (+) et (-) dès la mise en série de quelques modules ($U_{oc\ max} = k U_{co\ stc}$ avec $k > 1$)
- Des conducteurs actifs (L + N) en sortie / entrée onduleur :
 - $U = 230\ V > 25\ V$
 - $U = 400\ V$ (pire si onduleur triphasé)

PROTECTION CONTRE LES CONTACTS DIRECTS (2/3)

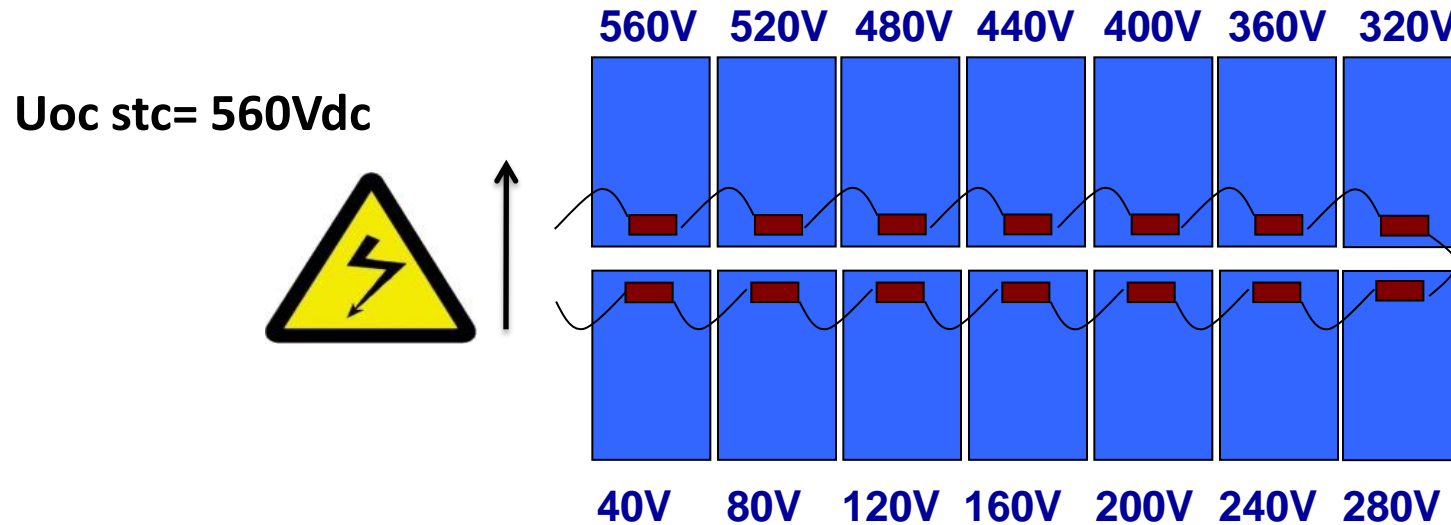
Protection :

- Pièces sous tension hors de portée des personnes
- Protection par enveloppe ou isolant
 - L'enveloppe ne doit pouvoir être retirée qu'avec l'aide d'un outil
 - L'enveloppe doit avoir un degré de protection minimum IP 2x ou IP xxB



| | | |
|-------|---|---|
| IP 2x |  | Protégé contre les corps solides supérieurs à 12,5 mm (ex : doigt de la main) |
|-------|---|---|

PROTECTION CONTRE LES CONTACTS DIRECTS (3/3)



Ex : 14 modules ($U_{oc} = 40\ V$) en série ont une tension de circuit ouvert $U_{co} = 560\ V_{dc}$!!

- En PVR: $60\ V < U_{ocmax} < 1000\ V$ en pratique

Mettre des connecteurs pour se protéger

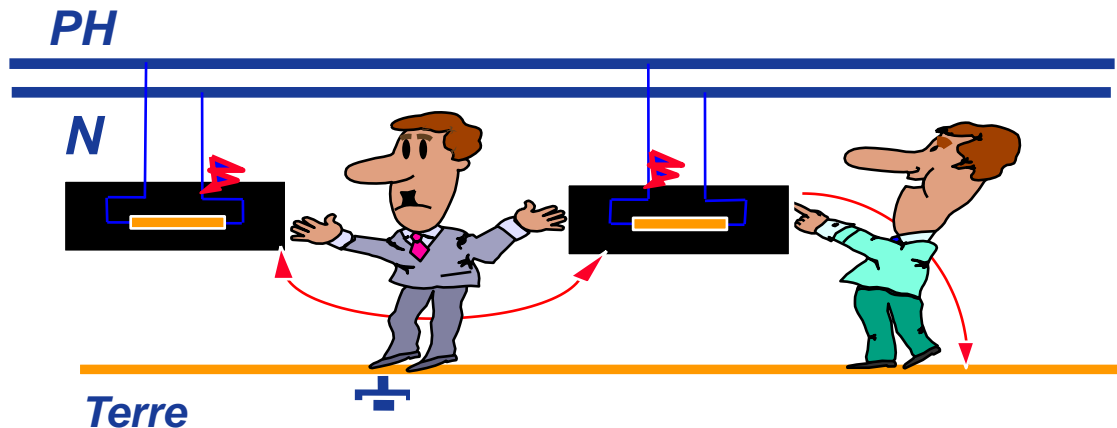


contre les contacts directs



PROTECTION CONTRE LES CONTACTS INDIRECTS

- Contact indirect : contact électrique de personnes avec des masses mises sous tension à la suite d'un défaut d'isolement



- Protection obligatoire à partir de :
 - 120 V pour les circuits courant continu BT
 - 50 V pour les circuits courant alternatifs BT

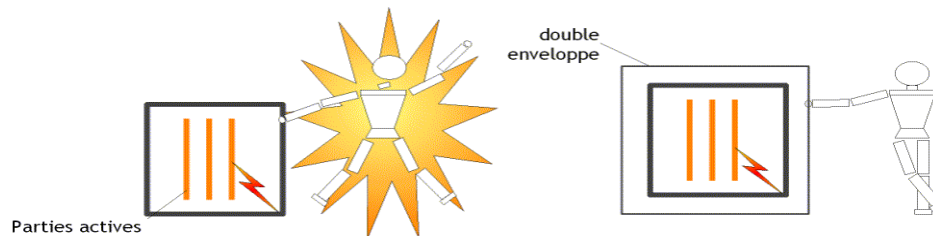
PROTECTION CONTRE LES CONTACTS INDIRECTS

Possibilités en fonction de la classe d'isolement des matériels

Matériel de classe I



- Nécessité de mettre les masses métalliques accessibles à la terre
- Coupure automatique de l'alimentation au premier défaut (schéma de liaison à la terre : TT et TN)
- Signalisation au premier défaut et coupure automatique de l'alimentation au second défaut (Schéma de liaison à la terre : IT)



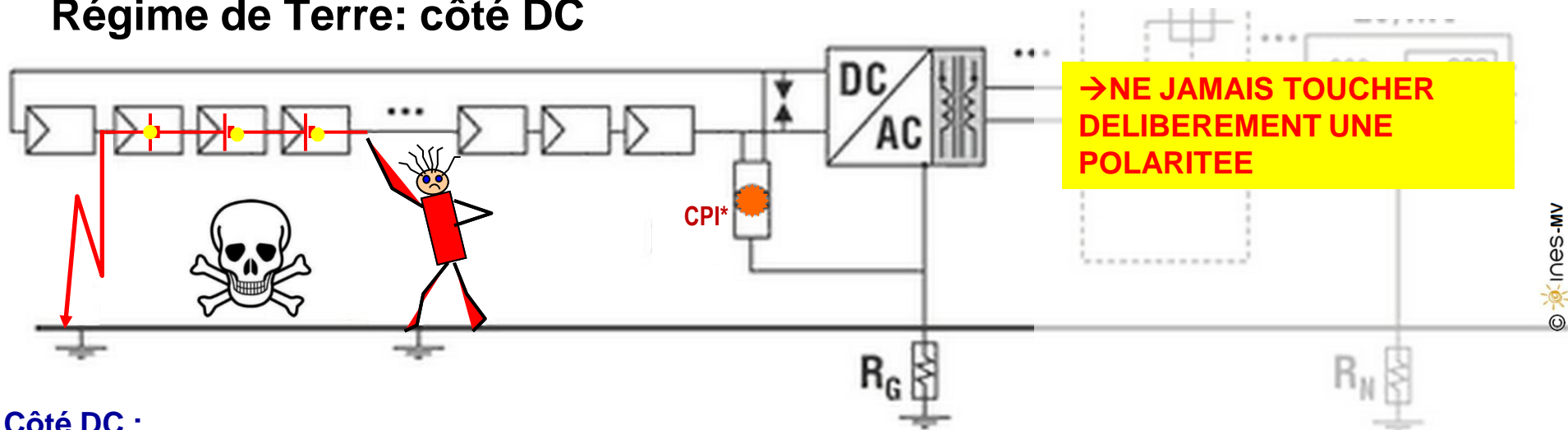
Matériel de classe II :

- Classe II : protection par isolation double ou renforcée



PROTECTION DES BIENS ET DES PERSONNES

Régime de Terre: côté DC



Côté DC :

Isolation galvanique entre les polarités DC et les masses avec mise à la terre des masses

→ Le régime de terre est dit à « potentiel flottant » pour la protection des personnes.

→ La mise à la terre des masses participe à la détection d'un défaut d'isolation et à la protection des personnes.

ERREUR de l'intervenant : En cas de contact avec un conducteur actif, l'intervenant est protégé (impédance élevée entre la terre et les polarités).

Si il y a déjà un défaut, l'intervenant peut être soumis à une tension qui peut atteindre plusieurs centaines de volts **danger d'électrisation**.

*Le CPI est systématiquement intégré à l'onduleur

Réf. QualiPV/ QualitENR - France

PROTECTION DES PERSONNES

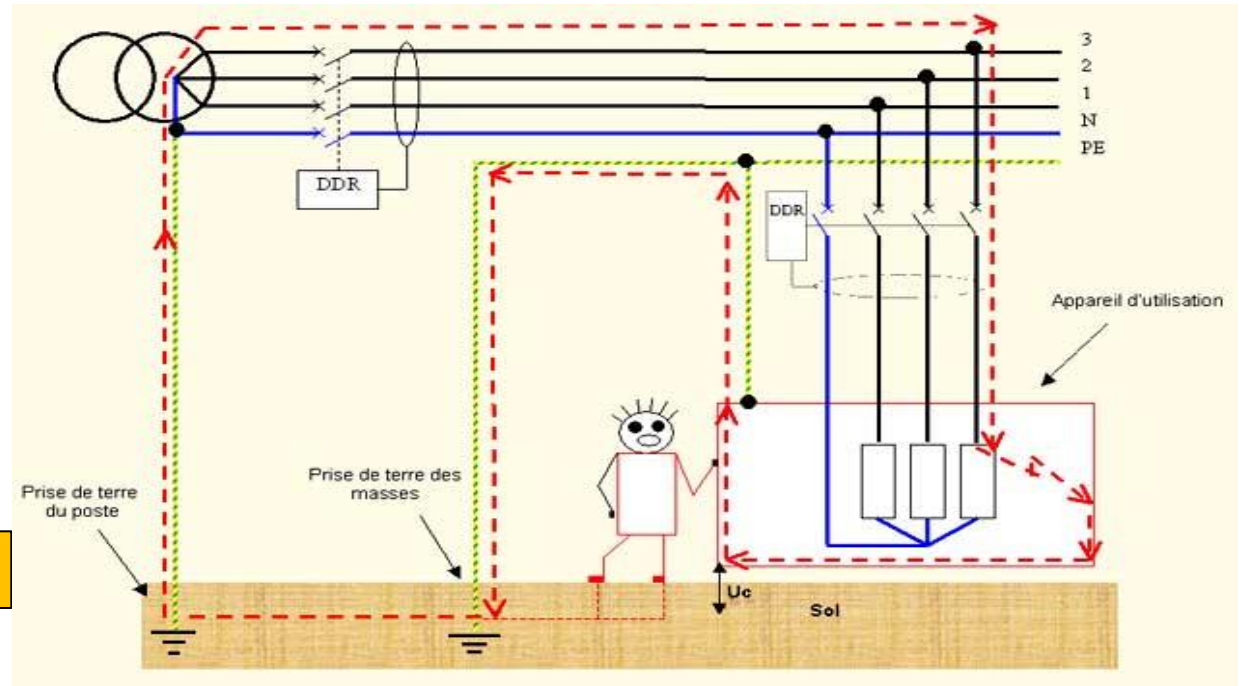
■ Schéma de liaison à la terre en AC: régime TT

Régime TT

Au 1^{er} défaut

Coupe d'alimentation par un dispositif à courant différentiel résiduel (DDR)

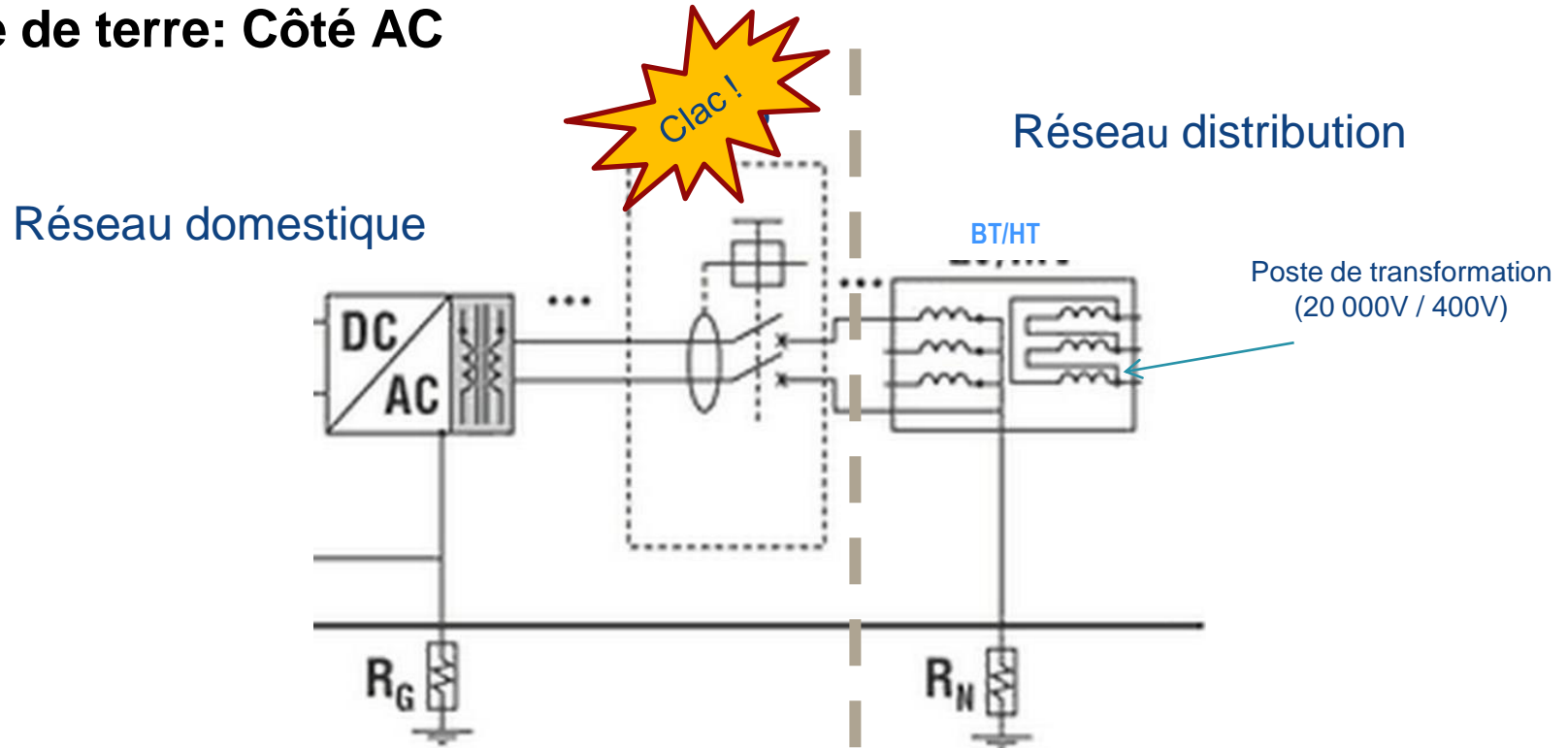
Installation $\leq 250\text{kVA}$



- Protection différentielle 30mA pour les locaux d'habitation

PROTECTION DES PERSONNES

Régime de terre: Côté AC



Une **polarité** est raccordée à la **T**erre
(le Neutre au poste de transformation EDF)
Les **masses** sont raccordées à la **T**erre
→ Terre local créée lors de l'installation
électrique C15-100

Ce schéma de liaison à la terre (SLT) permet une protection **différentielle** qui déclenche au premier défaut d'isolement. Il s'agit du régime ...

PROTECTION DES PERSONNES

Protection différentielle

- Ne peut fonctionner que si la prise de terre est conforme.

| Valeur maximale de la prise de terre des masses (ohms) | Courant maximal du différentiel-résiduel assigné du dispositif DDR (AGCP) |
|--|---|
| 100 | 500 mA |
| 167 | 300 mA * |

- Avant la réalisation d'une installation PV: vérifier la valeur de la prise de terre!
- Vérification p.ex. avec un « contrôleur mesureur de terre et de continuité »

* Zone particulière ne pouvant pas atteindre les 100 Ω et nécessitant une dérogation



PROTECTION CONTRE LES CONTACTS INDIRECTS : SYNTHÈSE

| Coté DC. | | Schéma de principe | Coté AC. | Remarques |
|----------|--|--------------------|--|--|
| Udc | Principe de protection contre les contacts indirects | | Principe de protection contre les contacts indirects | |
| >120 V | Classe II | | <p>Schéma TT :</p> <ul style="list-style-type: none"> - DDR type AC ou A - Dans les locaux d'habitation : un DDR 30 mA à immunité renforcée | <p>Les mesures de protection sont identiques que l'onduleur soit avec ou sans séparation galvanique</p> |
| | | | <p>Schéma TT :</p> <ul style="list-style-type: none"> - DDR type AC - Dans les locaux d'habitation : un DDR 30 mA à immunité renforcée | <p>La mise à la terre coté d.c. est une mise à la terre fonctionnelle. Dans ce cas le suivi du niveau d'isolement intégré aux onduleurs conformes à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 doit être adapté.</p> |

Extrait Tableau 2 - UTE 15 712-1 juillet 2013 (section 7 : protection électrique)

PROTECTION DES PERSONNES

Principe : dispositions pour travailler sans présence de tension

Mise en œuvre de dispositifs de sectionnement et de coupure en amont et/ou aval de chaque équipement

Mise en œuvre des dispositifs côté DC

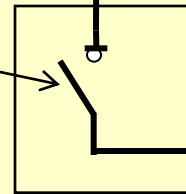
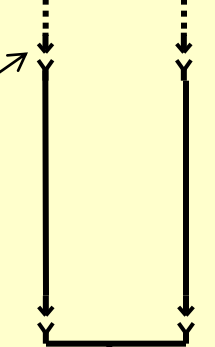
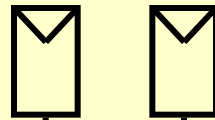
- Source: champ PV
- Charge: onduleur

- Dispositif de sectionnement

Dispositif de sectionnement et de coupure d'urgence

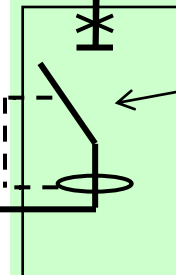
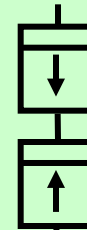
- Omnipolaire
- A proximité de l'onduleur
- A ouverture simultanée de chaque polarité
- Non intégré à l'onduleur
- Accessible et visible

DC



NFC 14
100
NFC 15
100

AC



Mise en œuvre des dispositifs côté AC

- Source: réseau
- Charge: onduleur PV (souvent classe I)

Coupure d'urgence DC ou AC

- Locaux d'habitation: commande manuelle directe seulement

Dispositif de sectionnement et de coupure d'urgence

- Omnipolaire
- A proximité de l'onduleur
- A ouverture simultanée de chaque polarité
- Non intégré à l'onduleur

Hiérarchie de la protection des intervenants

PROTECTION DES BIENS

Protection des modules PV, des câbles des champs PV

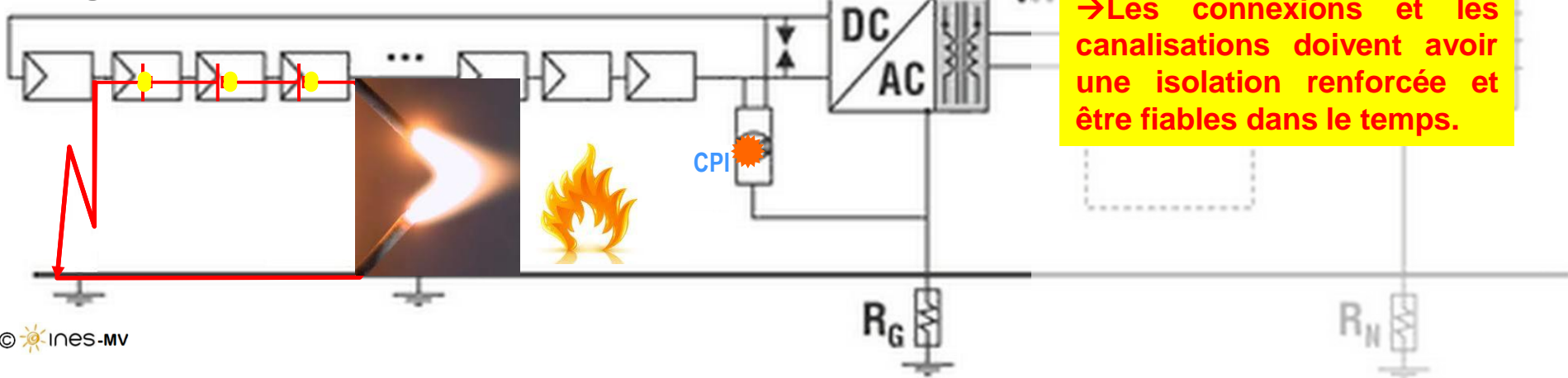
1. Protection contre les défauts d'isolement : arcs électriques (câbles abîmés)
2. Protection contre l'ombrage partiel: diode bypass toutes les 18 ou 20 cellules (ou moins de 18 cellules)
3. Protection contre les effets des courants inverses (cas de chaines en //) : fusibles)

PROTECTION DES BIENS



Défaut d'isolement

Régime de terre: côté DC



→ Les connexions et les canalisations doivent avoir une isolation renforcée et être fiables dans le temps.

© ines-mv

Côté DC :

Isolation galvanique entre les polarités DC et les masses avec mise à la terre des masses

- Les masses sont mises à la terre pour la protection contre les surtensions.
- Matériel spécifique au PV supportant **Iscmax** et **Uocmax** et à **isolation double ou renforcée**
- **Mise en œuvre soignée et durable**

Premier défaut ; Impossible d'éteindre le générateur !

→ L'onduleur détecte et prévient le défaut grâce au CPI.

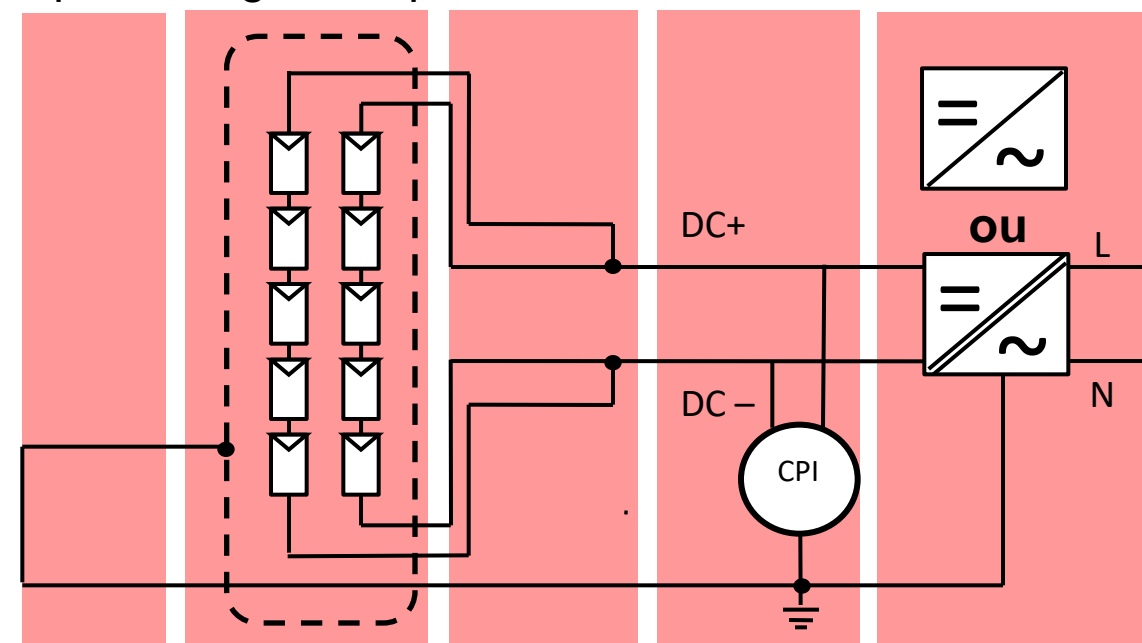
Une intervention de dépannage doit être déclenchée car en cas de **2^{ème} défaut...**

...risques de dommages graves !

Réf. QualiPV/ QualitENR

PROTECTION DES BIENS

Prévention dégradation de l'isolement : cas Sans mise à la terre d'une polarité en DC et avec ou sans séparation galvanique



Structure métallique mise à la terre

Chaînes PV

Contrôleur d'isolement sur DC(-) et DC(+)

Onduleur avec transformateur

Dispositif:

- CPI partie DC (NF EN 61557-8)
ou
- Onduleur avec VDE 0126-1-1

Actions:

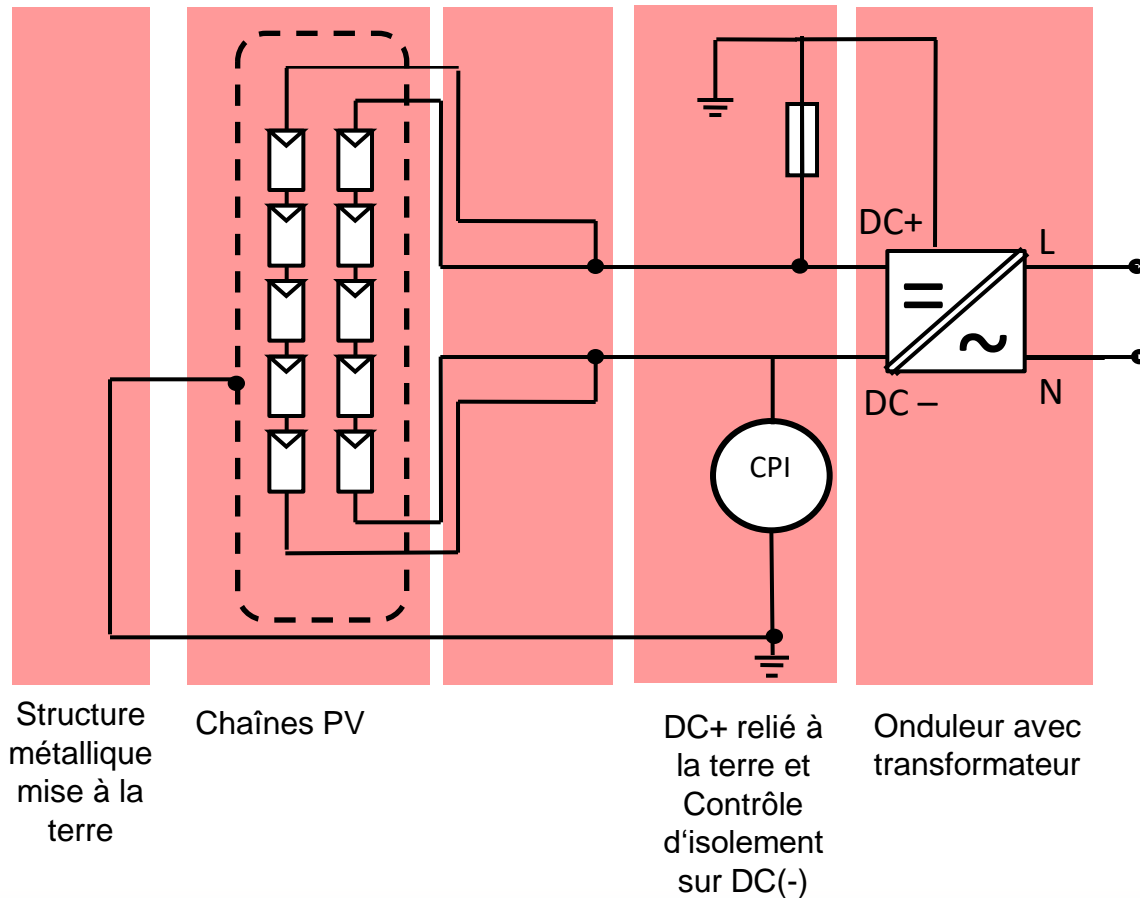
- Déclenchement alarme
- 1) le fonctionnement de l'onduleur avec isolation galvanique est toléré jusqu'à la fin de la journée
 - Si le défaut est persistant il ne redémarre pas le lendemain
- 2) Déconnexion immédiate, coté AC, de l'onduleur sans isolation galvanique.

Remarque:

- Réglage du seuil du CPI en fonction technologie module PV et surface champ PV

PROTECTION DES BIENS

Prévention dégradation de l'isolement : cas Mise à la terre d'une polarité en DC avec séparation galvanique



Dispositif:

- Appareil de protection par coupure automatique
- Mise à la terre à proximité entrée DC onduleur ou dans l'onduleur
- Appareil de protection:
 - Pouvoir de coupure $\geq 1,25 I_{scstc}$
 - $U_{max} \geq U_{ocmax}$ générateur PV

Actions:

- Arrêt ou déconnexion immédiate de l'onduleur coté AC
- Déclenchement d'une alarme

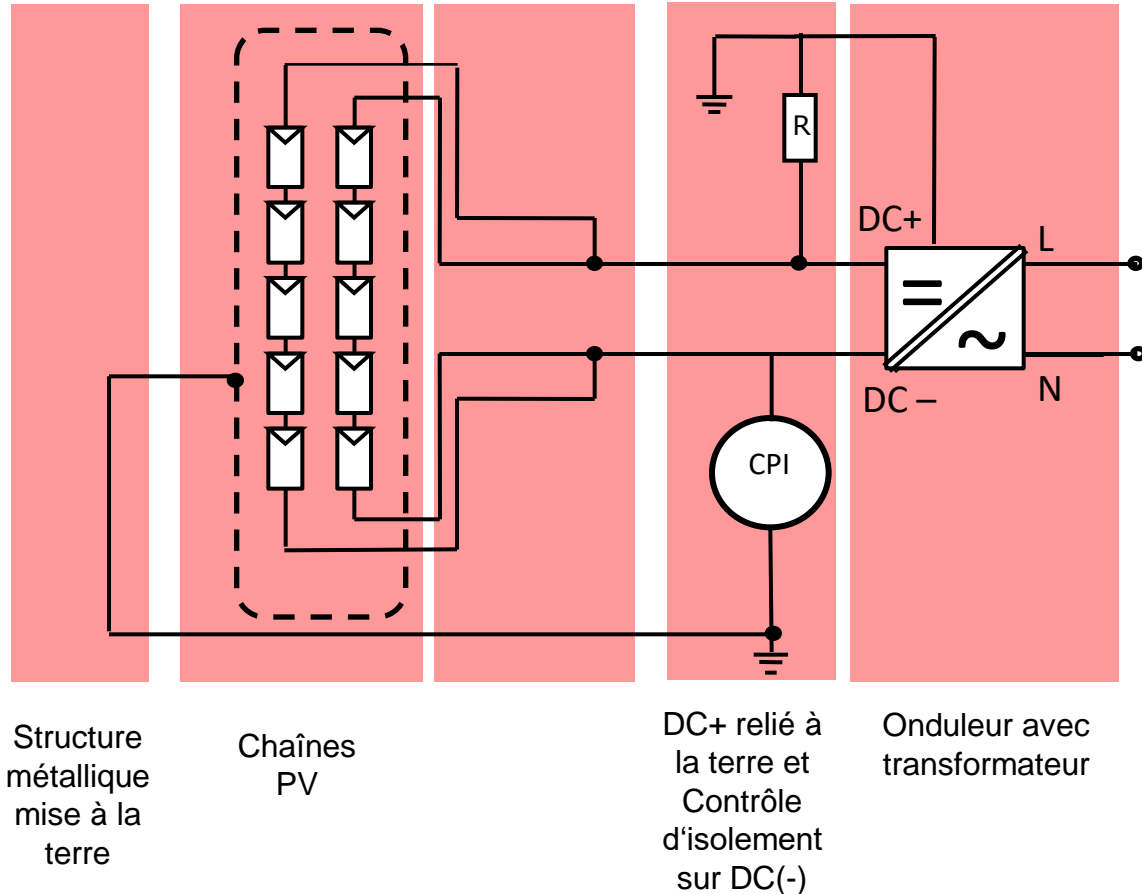
Remarques:

- Choix du niveau de protection en fonction technologie module PV et surface champ PV
- Adaptation du niveau d'isolement pour VDE 0126-1-1

PROTECTION DES BIENS

Prévention contre la dégradation de l'isolement:

Mise à la terre d'une polarité en DC par résistance avec séparation galvanique



Dispositif:

- CPI partie DC (NF EN 61557-8) ou onduleur avec VDE 0126-1-1 (adaptation contrôle d'isolement)

Actions:

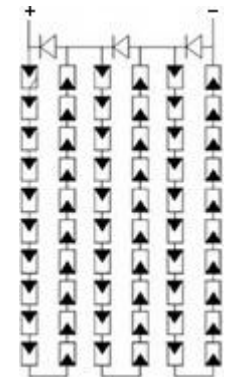
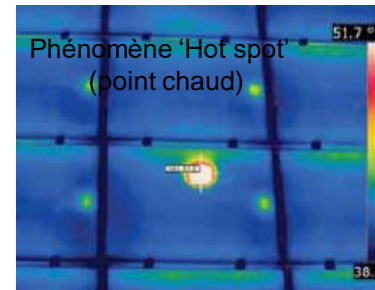
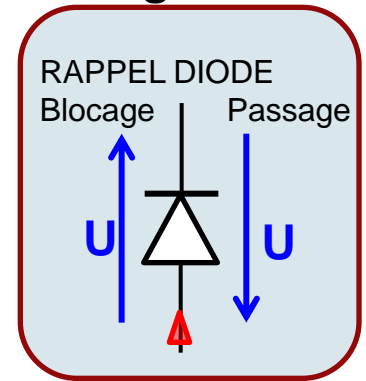
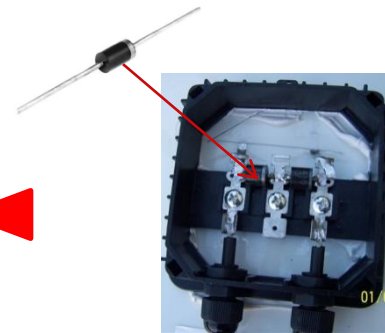
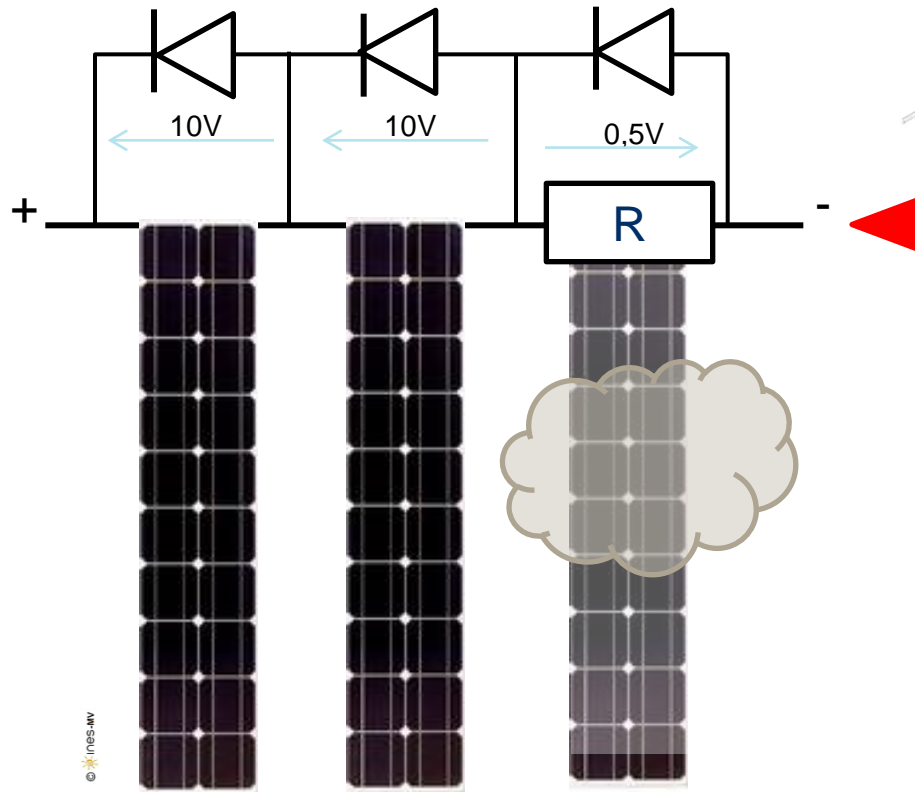
- Déclenchement alarme
- Si défaut persistant arrêt de l'onduleur en fin de journée mais ne redémarre pas le lendemain

Remarques:

- Réglage du seuil du CPI en fonction technologie, surface champ PV et valeur résistance
- Résistance dimensionnée en valeur et puissance à l'aide du constructeur

PROTECTION DES BIENS

Protection des modules par diode by-pass contre les effets d'ombrage



PROTECTION DES BIENS

Protection des modules et risque incendie

Coté DC: 1 chaîne seule

- Générateur de courant : En cas de défaut, le courant de court-circuit **I_{sc}** est de l'ordre de 10% supérieur au courant **I_{mpp}**
- Pas de surcharge, donc pas la nécessité de protection

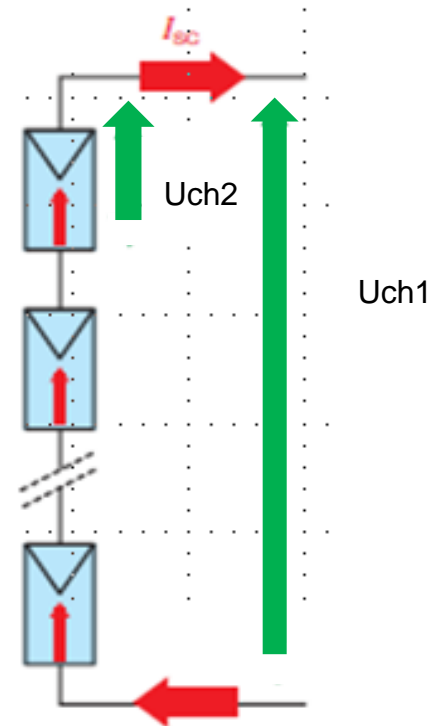
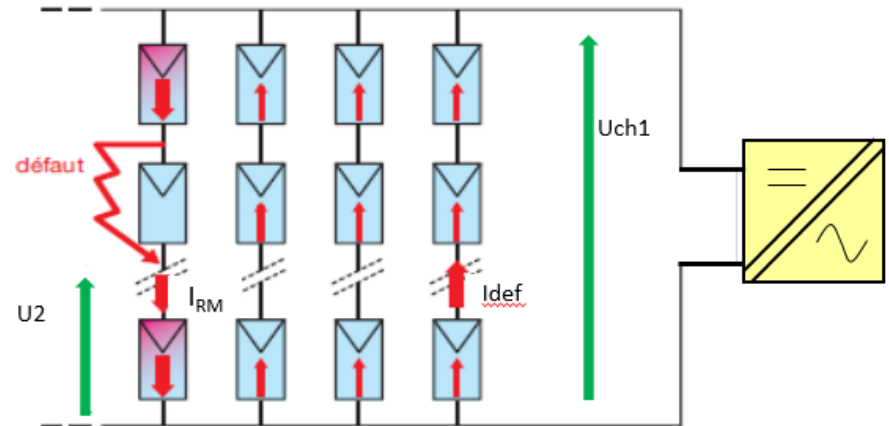


Schéma électrique d'une chaîne seule

PROTECTION DES BIENS

Protection des modules et risque incendie

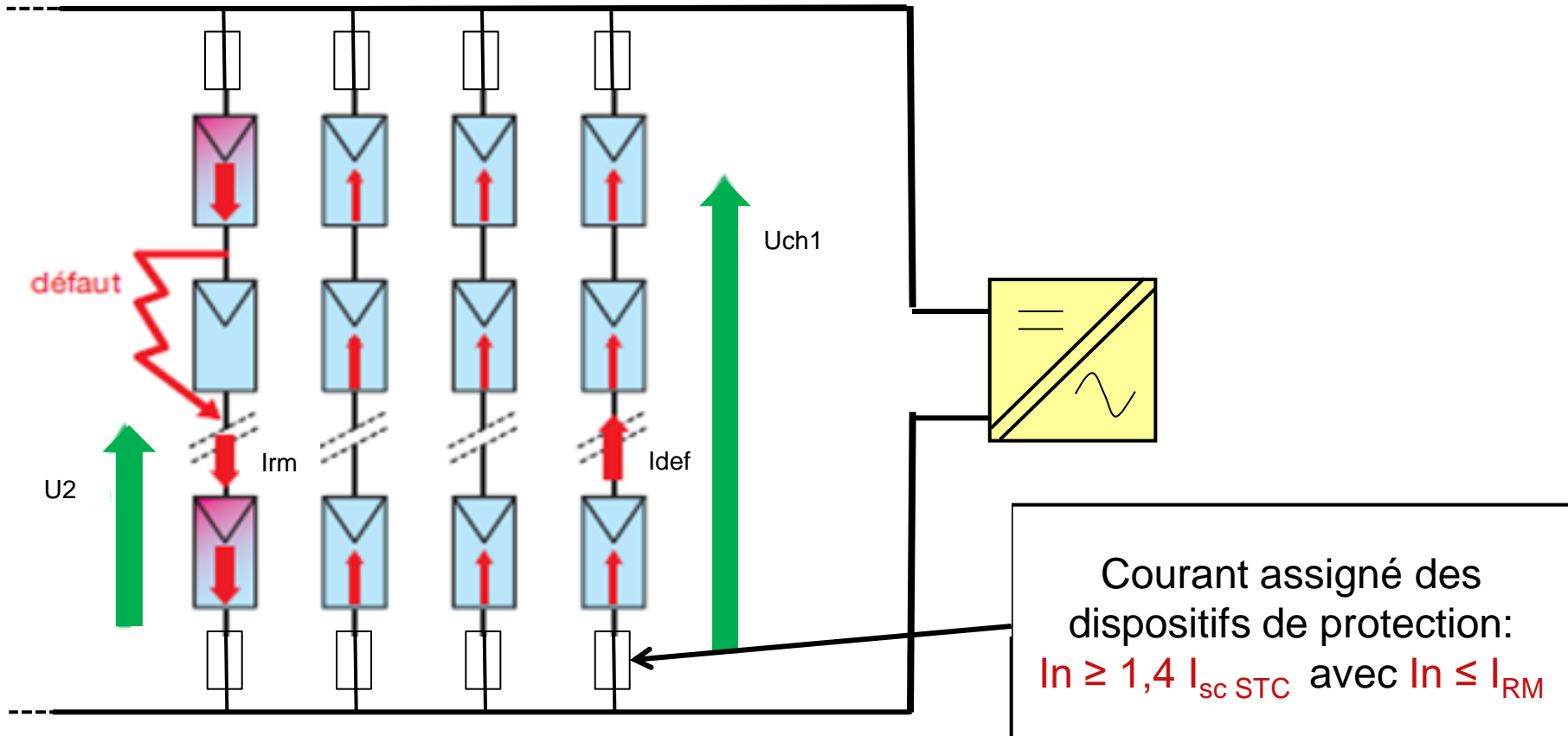
- **Coté DC:** plusieurs chaînes en parallèle (>2)
 - I_{RM} : courant inverse des module (donnée constructeur)
 - En cas de défaut sur une chaîne, courant inverse chaîne $I_{RM} > I_n$ courant nominal chaîne
 - Nécessité de protections contre la surcharge si $Nc \max \leq (1 + I_{RM} / I_{sc \text{ STC}})$ (nombre m_i de chaînes en parallèle sans protection)



$$I_{RM} = (n-1) I_{def}$$

PROTECTION DES BIENS

- Côté DC: fusible sur chaque polarité de chaque chaîne (+ et -)



PROTECTION DES BIENS

Choix des câbles spécifiques au PV (avec ou sans organes de protection)

Courant admissible dans un câble fonction :

- De la nature du conducteur (Cu, Al)
- De la nature des isolants
- Du mode de pose
- De la température ambiante



Une surcharge peut provoquer **des incendies**



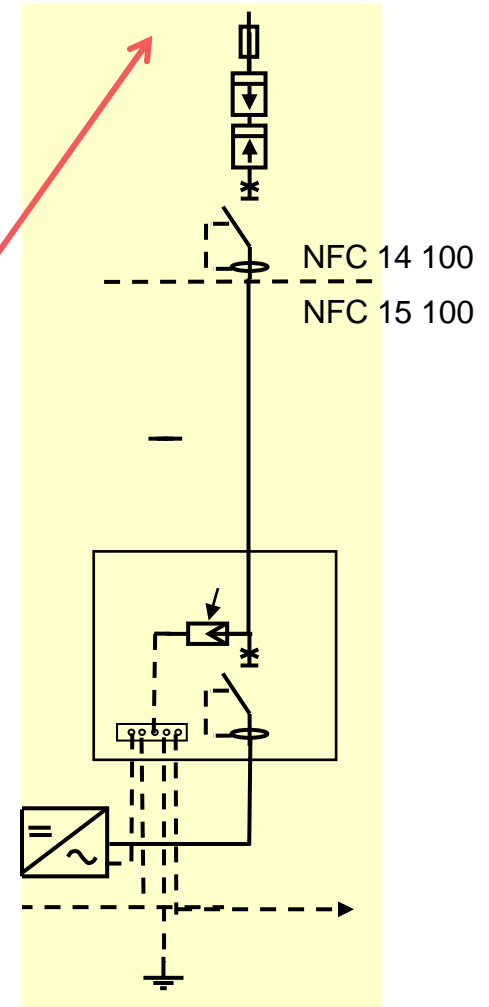
Protection contre les surintensités:



PROTECTION DES BIENS

Coté AC

- Pas de surcharge en sortie d'onduleur:
 - **courant d'emploi** = courant maximal de l'onduleur ou 1,1 fois le courant nominal
- Protection contre les courts-circuits par disjoncteur (ou fusible)
 - réseau = source
 - onduleur = récepteur
- Dimensionnement conformément aux prescriptions des articles 433 et 434 de la norme NFC 15-100



PROTECTION DES BIENS : SURTENSIONS D'ORIGINE ATMOSPHERIQUE

Il faut bien distinguer les impacts :

1. Impact direct : Courant de foudre atteignant l'installation = > destruction

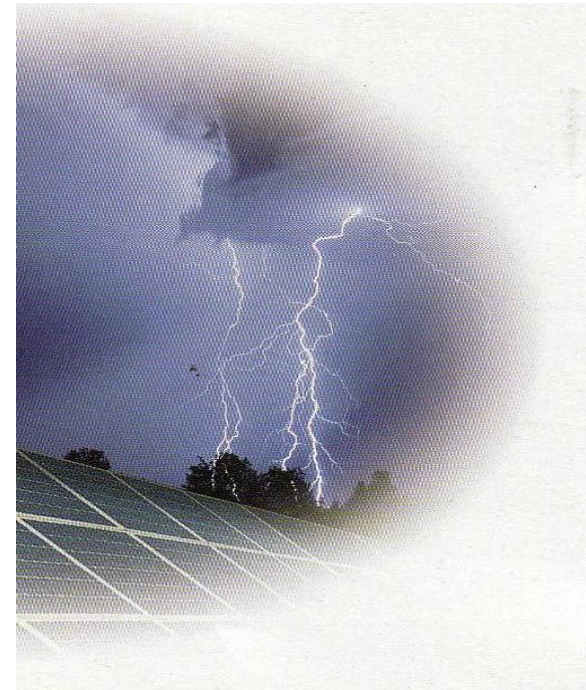
Moyens de protection :

- Mise en place d'un paratonnerre
- Parafoudres spécifiques (type **T1**)

2. Impact indirect : Surtensions sur câbles DC et AC

Moyens de protection :

- Equipotentialité des différentes masses métalliques et liaison à la terre
- Protection des composants par mise en œuvre de parafoudres (Type **T2**)



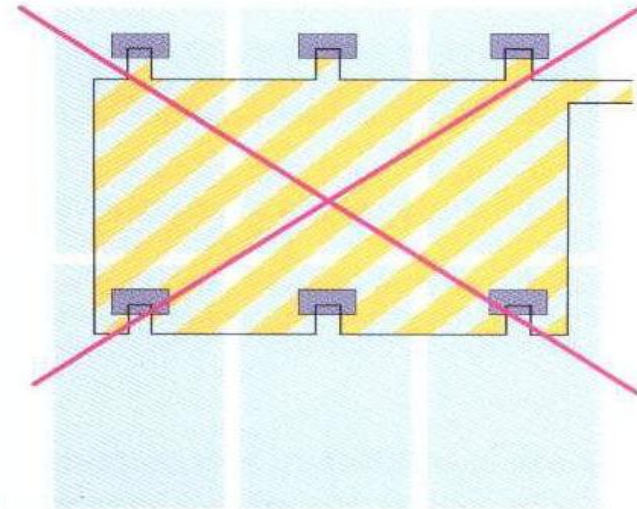
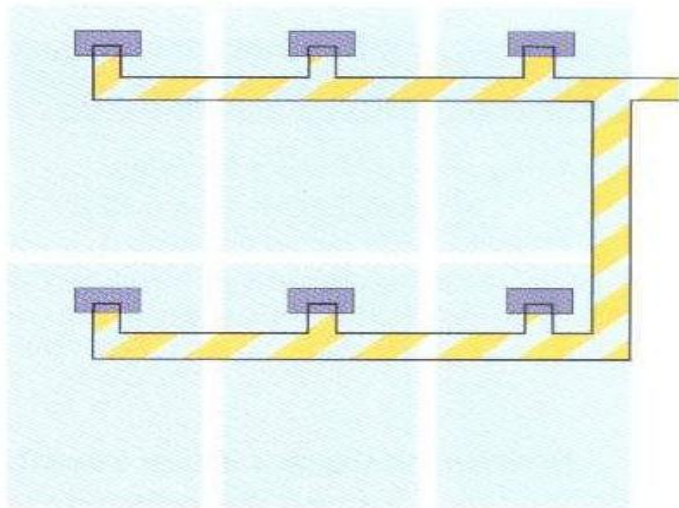
PROTECTION DES BIENS : SURTENSIONS D'ORIGINE ATMOSPHERIQUE

En règle générale, on protège l'installation contre les effets indirects de la foudre :

1. Réduire les boucles d'induction dans tous les cas
2. Liaison obligatoire des masses métalliques
3. Parafoudres obligatoires selon les cas (côté DC et côté AC)

PROTECTION DES BIENS : SURTENSIONS D'ORIGINE ATMOSPHERIQUE

Eviter les boucles d'induction



PROTECTION DES BIENS : SURTENSIONS D'ORIGINE ATMOSPHÉRIQUE

Eviter les boucles d'induction : cheminement jointif des câbles DC et PE

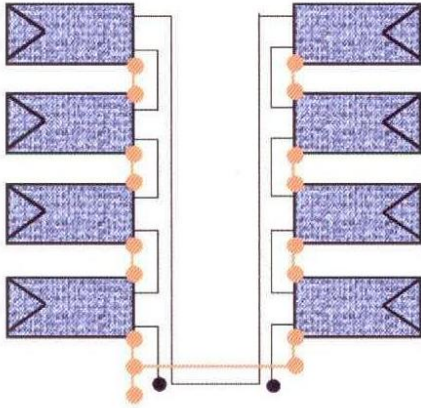


Figure 21 – Bon câblage : limitation des aires de boucles induites

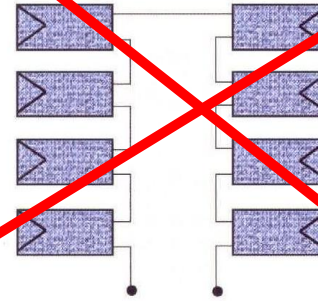


Figure 22 – Mauvais câblage : boucle induite entre polarités

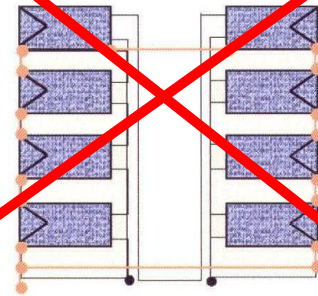
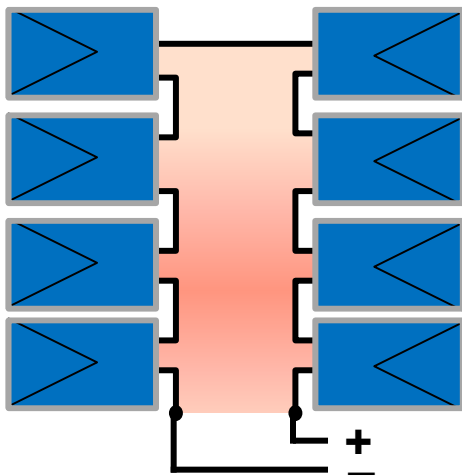


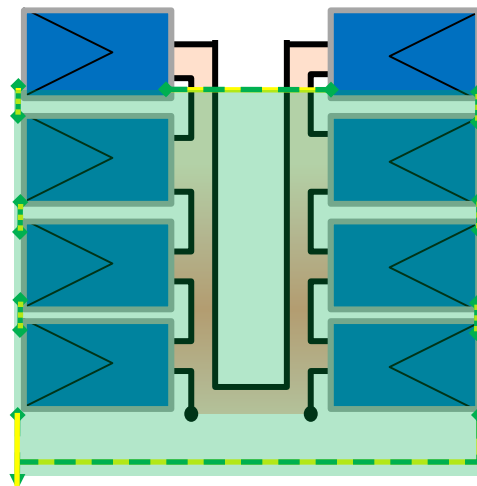
Figure 23 – Mauvais câblage : boucle induite entre une polarité et la masse

PROTECTION DES BIENS : SURTENSIONS ATMOSPHÉRIQUES

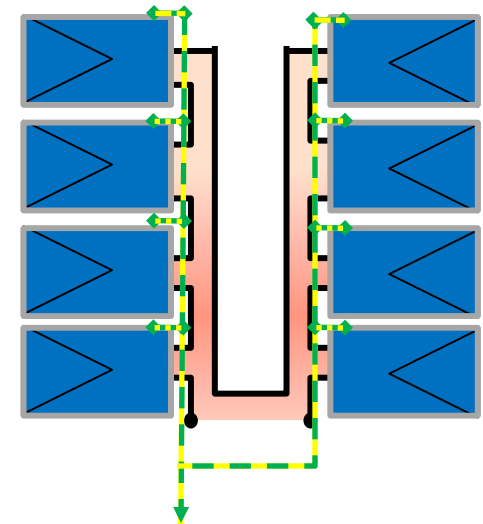
Pour limiter les tensions induites dues à la foudre, les surfaces de boucles doivent être aussi faibles que possible



Mauvais câblage
(entre polarités)



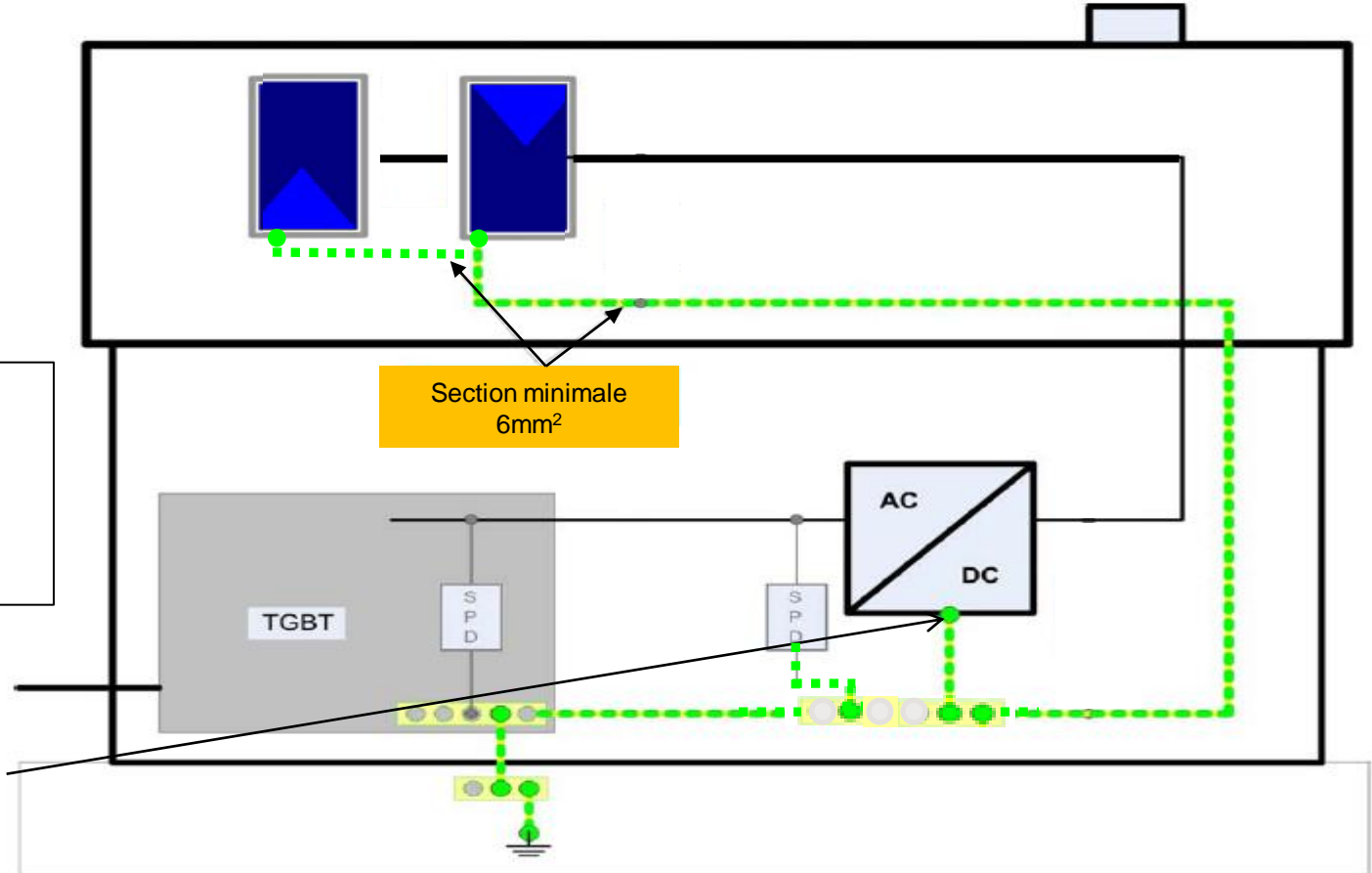
Mauvais câblage
(entre polarités et masse)



Bon câblage

PROTECTION DES BIENS : SURTENSIONS D'ORIGINE ATMOSPHÉRIQUE

Liaison équipotentielle des masses (installation sans paratonnerre)



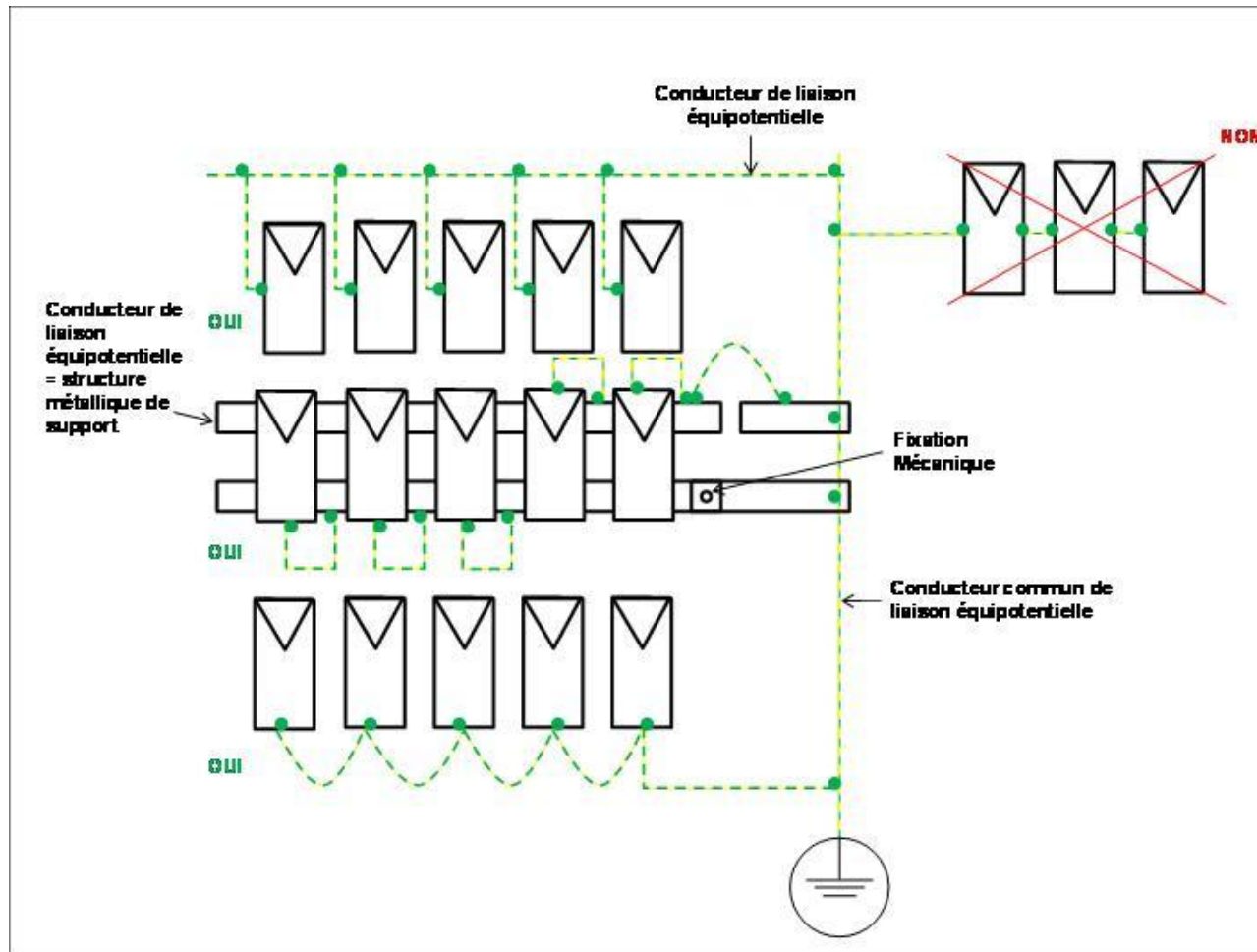
Masses coté AC reliées à la terre par conducteur de protection (paragraphe 411.3.1.2 et partie 5-54 NF C15-100)

Section minimale 6mm²

Mise à la terre onduleur classe I: conducteur 6 mm² vert/jaune
Si transformateur externe liaison équipotentielle avec l'onduleur

Protection des biens : surtensions d'origine atmosphérique

Liaison obligatoire des masses métalliques



**Section
cuivre
6 mm²
minimum**

PROTECTION DES BIENS : SURTENSIONS D'ORIGINE ATMOSPHERIQUE

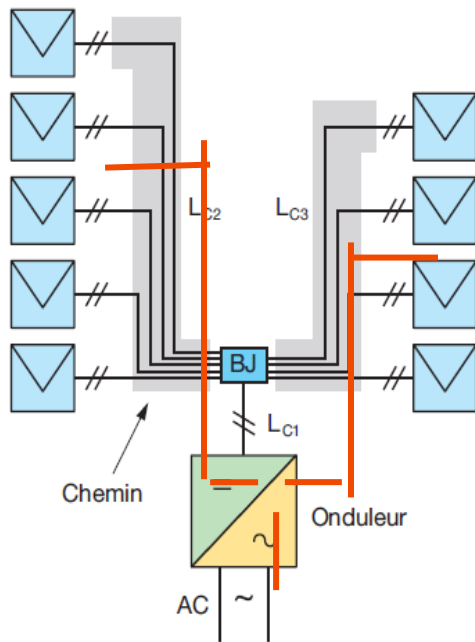
Liaison obligatoire des masses métalliques

- Mise à la terre également des chemins de câbles métalliques (vers liaison équipotentielle)
- Masse de l'onduleur relié avec 6mm² minimum (Cu) au conducteur de protection

- Attention : Mise en œuvre : Les conducteurs cuivre nu ne doivent pas cheminer au contact des parties en aluminium

PROTECTION DES BIENS : SURTENSIONS D'ORIGINE ATMOSPHÉRIQUE

Côté DC : conditions de choix d'un parafoudre



$$L = L_{c1} + L_{c2} + L_{c3}$$

Ref : UTE 15-712-1, section 13

En cas de plusieurs onduleurs, la longueur à considérer est la somme de toutes les longueurs L par onduleur

Ex : Ng (Ng = Nk/10) = 1,4 (région de Sfax)

L crit = 115 / 1,4 = 82 m si locaux d'habitation individuels

Alors si Parafoudre obligatoire si L > 82 m

Le parafoudre se pose en priorité à proximité de l'onduleur (appareil le plus fragile)

Si la distance entre le parafoudre et le champ PV est supérieure à 10 m

Et si la tension de protection du parafoudre (U_p) est supérieure à la moitié de la tension de tenue au choc du module (U_w module), alors il est nécessaire d'ajouter un parafoudre près du champ PV.

Sauf si $U_p \leq \frac{1}{2} \times U_w$ → 2^{ème} parafoudre non obligatoire

PROTECTION DES BIENS : SURTENSIONS D'ORIGINE ATMOSPHERIQUE

Côté DC : conditions de choix d'un parafoudre

Conditions de « Lcritique »

Le Tableau 9 définit les conditions d'installation des parafoudres côté d.c.

Tableau 9 – Conditions d'installation des parafoudres côté d.c.

| Type d'installation | Locaux d'habitation individuelle | Centrale de production au sol | Bâtiments Tertiaires/Industriels/Agricoles |
|---|---|-------------------------------|--|
| L_{crit} (en m) | 115/ N_g | 200/ N_g | 450/ N_g |
| $L \geq L_{crit}$ | Parafoudre(s) obligatoire(s) côté d.c. ⁽¹⁾ | | |
| $L < L_{crit}$ | Parafoudre(s) non obligatoire(s) côté d.c. ⁽²⁾ | | |
| <p>(1) La mise en œuvre de parafoudres peut ne pas être indispensable dans le cas où tous les câbles d.c. sont protégés par des enveloppes métalliques assurant un écran réduisant les effets électromagnétiques.</p> <p>(2) L'utilisation de parafoudres peut également être nécessaire pour la protection d'installations photovoltaïques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critiques.</p> | | | |

Source : Section 13.2.2 UTE 15-712-1 juillet 2013

PARAFoudre DC TYPE 2 : RÈGLES DIMENSIONNEMENT

| DC | Caractéristiques principales | Règles (selon UTE 15-712-1) |
|------------|--|---|
| U_{cpv} | Tension maximale de régime permanent | $> U_{oc\ max}$ |
| U_p | Niveau de protection d'un parafoudre. | $< 80\ %$ de la Tension de tenue aux chocs des équipements (modules, onduleurs) |
| I_n | Courant nominal de décharge d'un parafoudre en onde 8/20 μ s (pouvant être écoulé 20 fois) | $> 5\ kA$ |
| I_{scpv} | Courant de tenue en court-circuit d'un parafoudre | $> I_{scmax}$ du générateur PV |

PARAFONDRE DC TYPE 2 : RÈGLES DIMENSIONNEMENT

Choix de U_{cpv} :

- La tension maxi du générateur ne doit pas dépasser U_{cpv} du parafoudre:
 $U_{cpv} > U_{ocmax}$

Ex: Si U_{ocmax} est égale à 450 V, un parafoudre avec U_{cpv} de 800 ou 1000 V est convenable.

PARAFoudre DC TYPE 2 : RÈGLES DIMENSIONNEMENT

Choix de U_p

- Les modules ont en général une tension max de 1000 V

Ex : si $U_w = 8000 \text{ V}$ pour les modules de classe A

Alors U_p du parafoudre doit être inférieure à $8000 \times 0,8 = 6400 \text{ V}$

Le U_p de ce parafoudre doit être également correct pour l'onduleur ($6000 \times 0,8 = 4800 \text{ V}$) sur la même ligne...

Tableau 7 – Tension assignée de tenue aux chocs U_w

| Tension maximale système inférieure ou égale à [V] | U_w [V] | | |
|--|---|-------------------------------------|--------------------------------|
| | Module PV de classe A ^{a)} | Module PV de classe B ^{a)} | Convertisseur PV ^{b)} |
| 100 | 1500 | 800 | 2500 (exigence minimale) |
| 150 | 2500 | 1500 | |
| 300 | 4000 | 2500 | |
| 600 | 6000 | 4000 | 4000 |
| 1000 | 8000 | 6000 | 6000 |
| | Toutes les tensions sont extraites des normes : a) NF EN 61730-2 b) CEI 62109-1 | | |

PARAFoudre DC TYPE 2 : RÈGLES DIMENSIONNEMENT

Catégorie d'appareils électriques pour comparaison avec matériel PV

| Catégorie Un 230/400V | Uw Tension de tenue au chocs | Exemple |
|--------------------------|---------------------------------|--|
| I | 1 500 V | Matériel sensible tel que PC, informatique, TV, Hifi, Vidéo |
| II | 2 500 V | Appareils électrodomestique, outils portatifs |
| III | 4 000 V | Armoires électriques, appareil de distribution |
| IV | 6 000 V | Compteurs électriques EDF, STEG, parafoudre, matériel industriel |

Un onduleur PV à une Uw comprise entre 2500 et 6000 V selon tableau précédent

PARAFoudre DC TYPE 2 : RÈGLES DIMENSIONNEMENT

Choix de I_n

- $I_n > 5 \text{ kA}$. Si cette valeur est plus grande, alors la durée de vie du parafoudre sera plus longue

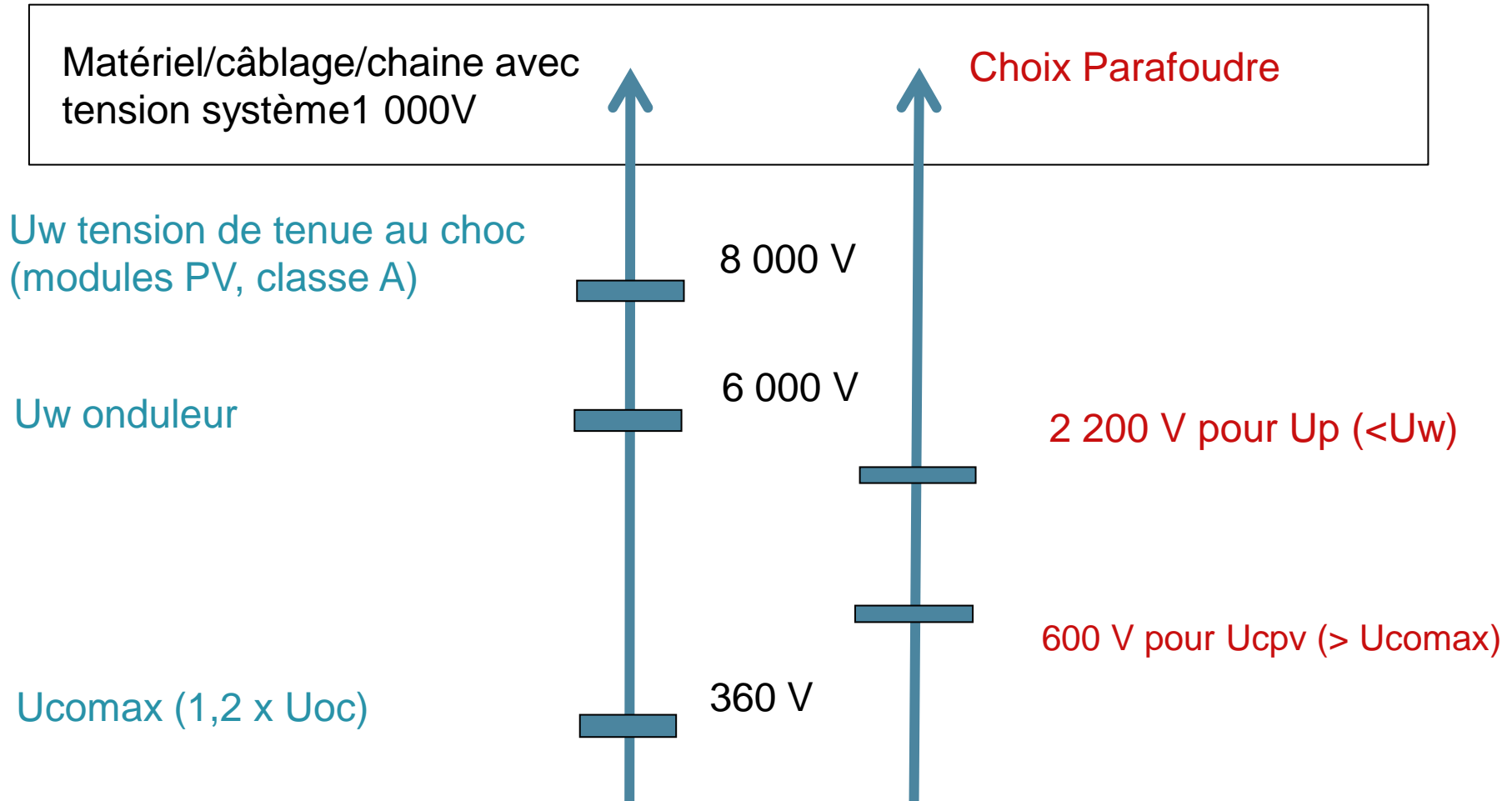
Choix de I_{scpv}

- Le parafoudre (et son déconnecteur interne ou externe) doit avoir un courant supérieur au courant I_{scmax} du générateur: $I_{scpv} > I_{scmax}$ du générateur PV

Ex: Si I_{scmax} (soit $1,25 I_{sc \text{ stc}}$) est de 35 A, un parafoudre avec I_{scpv} de 60 A est convenable.

PARAFONDRE DC TYPE 2 : RÈGLES DIMENSIONNEMENT

Etude de cas : 2 chaînes avec U_{oc} chaîne = 300 V et I_{sc} groupe = 18 A



PARAFONDRE DC TYPE 2 : RÈGLES DIMENSIONNEMENT



- Parafoudres de Type 2 pour Photovoltaïque
- In : 15 kA
- I_{max}: 40 kA
- Modules enfichables
- Télésignalisation (option)
- Conformes NF EN 50539-11

In doit être > à 5kA

| Référence CITELE | | DS50PV-500/51 | DS50PV-600/51 | DS50PV-800G/51 | DS50PV-1000G/51 |
|---|--------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Description | | Parafoudre PV de type 2 - Débrochable | Parafoudre PV de type 2 - Débrochable | Parafoudre PV de type 2 - Débrochable | Parafoudre PV de type 2 - Débrochable |
| Réseau | Uocstc | Réseau PV 500 Vdc | Réseau PV 600 Vdc | Réseau PV 800 Vdc | Réseau PV 1000 Vdc |
| Mode de connexion | | +/-/PE | +/-/PE | +/-/PE | +/-/PE |
| Mode de protection | | MC | MC | MC/MD | MC/MD |
| Tension de régime perm. max | U _{cpv} | 600 Vdc | 720 Vdc | 960 Vdc | 1200 Vdc |
| Tenue au courant de court-circuit PV | I _{scpv} | 1000 A | 1000 A | 1000 A | 1000 A |
| Courant de fonct. permanent - <i>courant de fuite à U_c</i> | I _{cpv} | < 0.1 mA | < 0.1 mA | < 0.1 mA | <0.1 mA |
| Courant résiduel - <i>courant de fuite à U_{cpv}</i> | I _{pe} | < 0.1 mA | < 0.1 mA | aucun | aucun |
| Courant de décharge nominal | I _n | 15 kA | 15 kA | 15 kA | 15 kA |
| Courant de décharge maximal - <i>tenue max. 8/20 μs</i> | I _{max} | 40 kA | 40 kA | 40 kA | 40 kA |
| Courant de décharge maximal total - <i>tenue max. 8/20 μs</i> | I _{total} | 60 kA | 60 kA | 60 kA | 60 kA |
| Niveau de protection MC/MD @ I _n | U _p | 2.2 kV | 2.8 kV | 2 / 3.6 kV | 2.6 / 4.6 kV |
| Courant de court-circuit admissible | I _{scpv} | 1000 A | 1000 A | 1000 A | 1000 A |
| Déconnecteurs | | | | | |
| Déconnecteur thermique | | Interne | | | |
| Fusibles associés | | sans | | | |

PARAFoudre AC ET DC : RÈGLES DIMENSIONNEMENT

- Selon guide UTE C15-443
- Présence parafoudre coté AC
 - Obligatoire en présence de paratonnerre
 - Si Intensité de foudroiement (N_g) > 2,5 ($N_g = N_k/10$)

Niveaux kérauniques en Tunisie

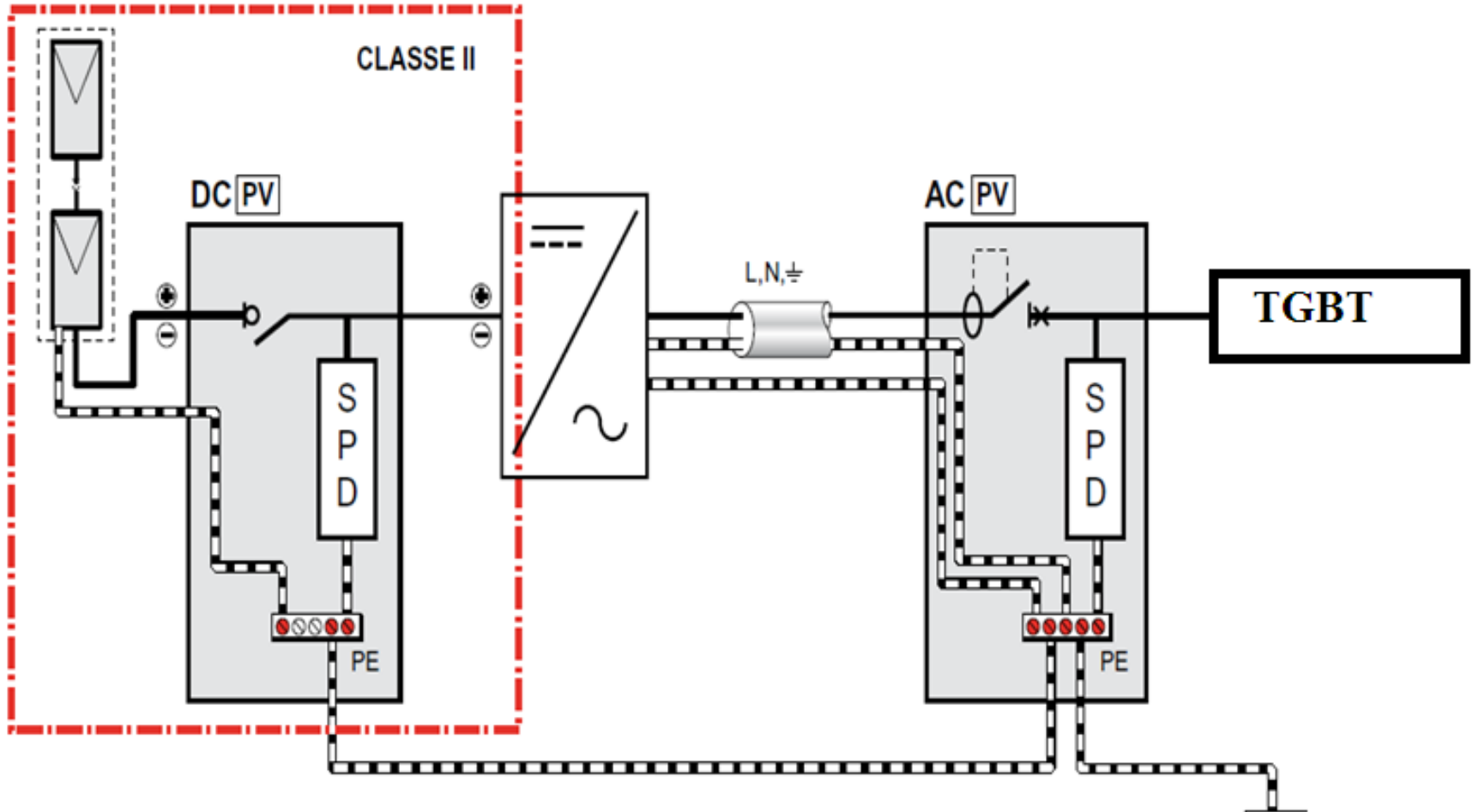
Note - Pour obtenir la densité de foudroiement correspondante (N_g), il suffit de diviser N_k par 10.



| Caractéristique de l'installation | $N_k \leq 25$ | | $N_k > 25$ | |
|---|--------------------|-----------------------------------|--------------------|-----------------------------------|
| | Côté DC | Côté AC | Côté DC | Côté AC |
| Bâtiment ou structure équipé d'un paratonnerre | Obligatoire Type 2 | Obligatoire Type 1 ⁽¹⁾ | Obligatoire Type 2 | Obligatoire Type 1 ⁽¹⁾ |
| Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne | Peu utile Type 2 | Recommandé Type 2 | Recommandé Type 2 | Obligatoire Type 2 ⁽²⁾ |
| Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine | Peu utile Type 2 | Peu utile Type 2 | Recommandé Type 2 | Recommandé Type 2 |

ORGANES DE PROTECTION

Exemple de schéma électrique avec organes de protection

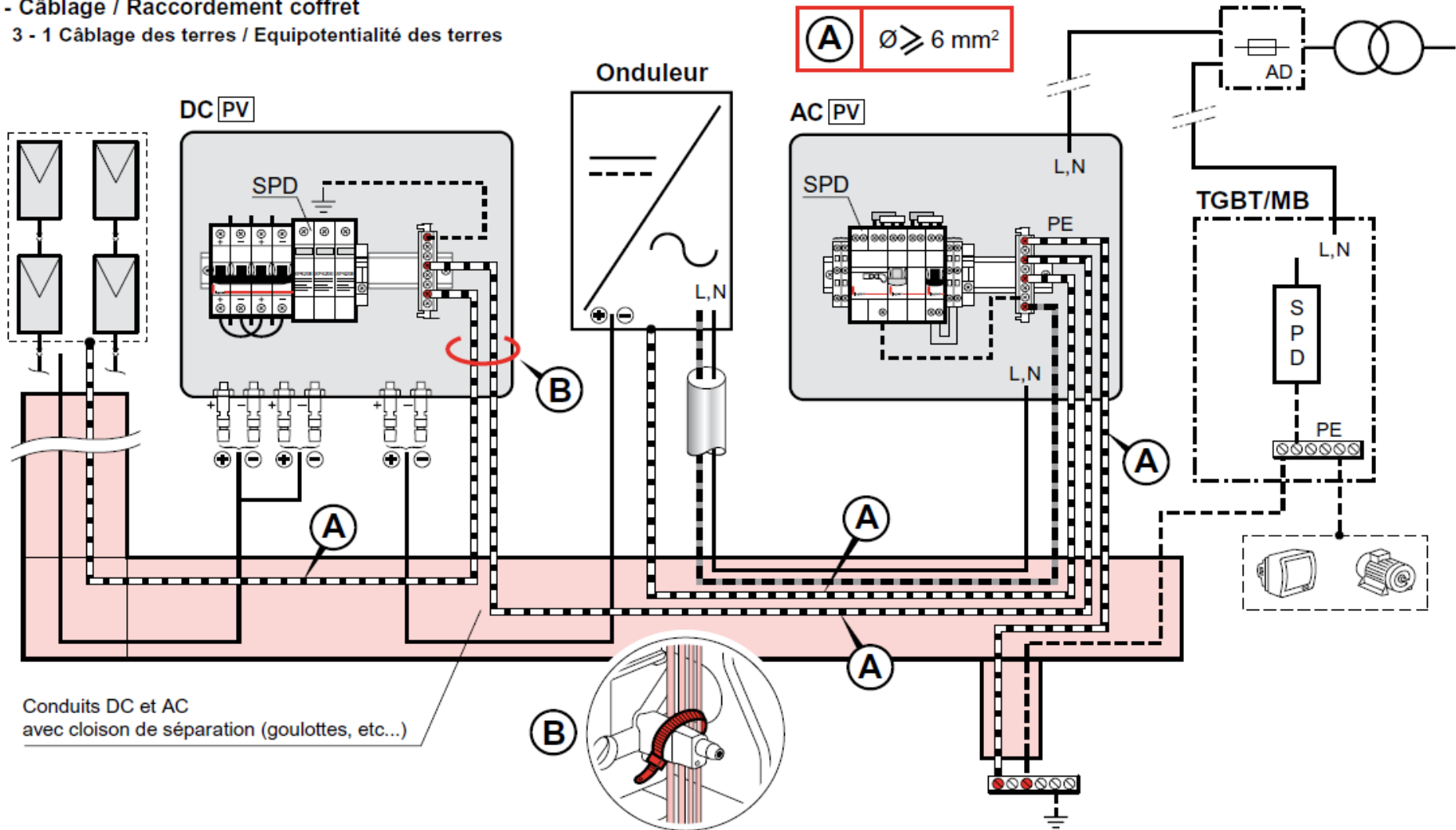


Nom de la figure?

ORGANES DE PROTECTION

3 - Câblage / Raccordement coffret

3 - 1 Câblage des terres / Equipotentialité des terres



Pour une protection optimale : Raccordement de la sortie du parafoudre avec au moins 6 mm^2 (et égale à la section d'entrée si $> 6 \text{ mm}^2$) avec le conducteur principal de terre 16 mm^2 et sous 50 cm

ORGANES DE PROTECTION

Boite de jonction / coffret

- Susceptibles de contenir des fusibles sur chacune des chaînes photovoltaïques;
- Située au plus près du champ photovoltaïque;
- Permet la mise en parallèle des chaînes photovoltaïques;
- Disposant d'un pouvoir de coupure et de sectionnement;
- Protection contre les surtensions éventuellement.

ORGANES DE PROTECTION

Coffret électrique DC

- située en amont et au plus près des onduleurs
- disposant d'un pouvoir de coupure & sectionnement
- protection contre les surtensions.

Coffret électrique AC

- située en aval et au plus près des onduleurs
- disposant d'un pouvoir de coupure & sectionnement
- disjoncteurs différentiels phase-neutre 30mA
- protection contre les surtensions.

ORGANES DE PROTECTION

Sectionneur

- appareil mécanique de connexion
- capable d'ouvrir et de fermer un circuit lorsque le courant est nul ou pratiquement nul (pas de pouvoir de coupure)
- isolement de la partie de l'installation en aval du sectionneur
- organe de sécurité lors d'une intervention de maintenance

Principe de fonctionnement

- Mise en hors tension d'une installation électrique (ou d'une partie) en toute sécurité



ORGANES DE PROTECTION

Sectionneur : caractéristiques

- Intensité maximum supportée par les pôles de puissance ;
- Tension maximum d'isolement entre les pôles de puissance;
- Nombre de pôles de puissance et de contact de pré-coupure ;
- Peut être avec ou sans détection de fusion de fusible
- S'installe majoritairement en tête d'une installation électrique ;
- Peut être manipulé depuis l'extérieur de l'armoire électrique grâce à une poignée,

Contrairement à l'interrupteur sectionneur, le sectionneur porte fusible n'a pas de pouvoir de coupure : il ne permet pas de couper un circuit électrique en charge.

ORGANES DE PROTECTION

Sectionneurs : différents types

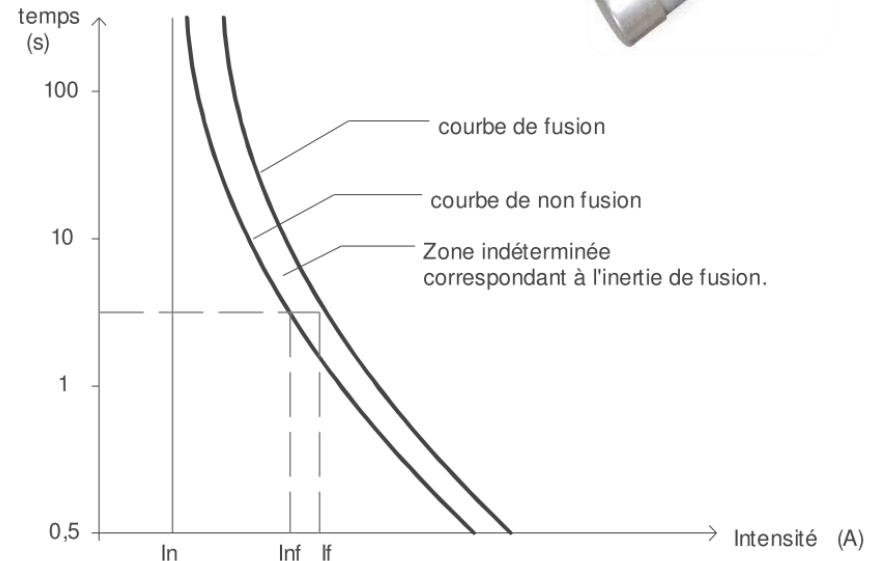
- **Sectionneurs BT industriels:** assurent la fonction de sectionnement au départ des équipements (p.ex. des fusibles et des contacts auxiliaires)
- **Sectionneurs MT et HT:**
 - Très employés dans les réseaux de moyenne et haute tension
 - Garantie de l'isolement des lignes et des installations avec coupure visible
- **Sectionneurs BT domestique:** La fonction sectionneur est obligatoire au départ de chaque circuit est réalisée par des sectionneurs à fusibles incorporés.

ORGANES DE PROTECTION



Fusibles (généralités)

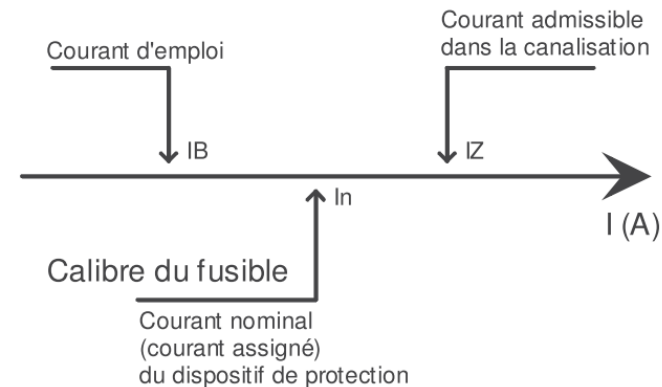
- Assurer la protection des circuits électriques contre les courts-circuits et les surcharges
- Fusion si courant dépasse la valeur de son calibre I_n (vitesse selon courbe)
- Tension d'emploi : U ou U_e
- Pouvoir de coupure : $P_c > I_{sc}$



$$I_B < I_n \text{ et } I_n < I_z / k_3$$

Avec $I_n < 10 \text{ A}$ \rightarrow $k_3 = 1,31,$
 $10 \text{ A} < I_n < 25 \text{ A}$ \rightarrow $k_3 = 1,21$
 $I_n > 25 \text{ A}$ \rightarrow $k_3 = 1,1$

selon C15-100



ORGANES DE PROTECTION

Fusibles : les différents types

Fusibles gG : « protection générale »

- Protection des circuits contre les faibles et fortes surcharges
- Protection contre les courts-circuits

Fusibles aM : « accompagnement moteur »

- Protection des circuits contre les fortes surcharges
- Protection contre es couts-circuits
- Résistant à une surcharge de courte durée (p.ex. démarrage d'un moteur)
- Associés à un système de protection thermique contre les faibles surcharges

ORGANES DE PROTECTION

Fusibles : les différents types

Fusibles AD : «accompagnement disjoncteur»

- Utilisé par les distributeurs sur la partie de branchement
- Inscriptions écrites en rouge.

Fusible UR : fusible ultra-rapide (UR)

- Protection des semi-conducteurs de puissance des circuits sous tension continue

Fusible gPV : fusible spécifique côté DC des installations PV

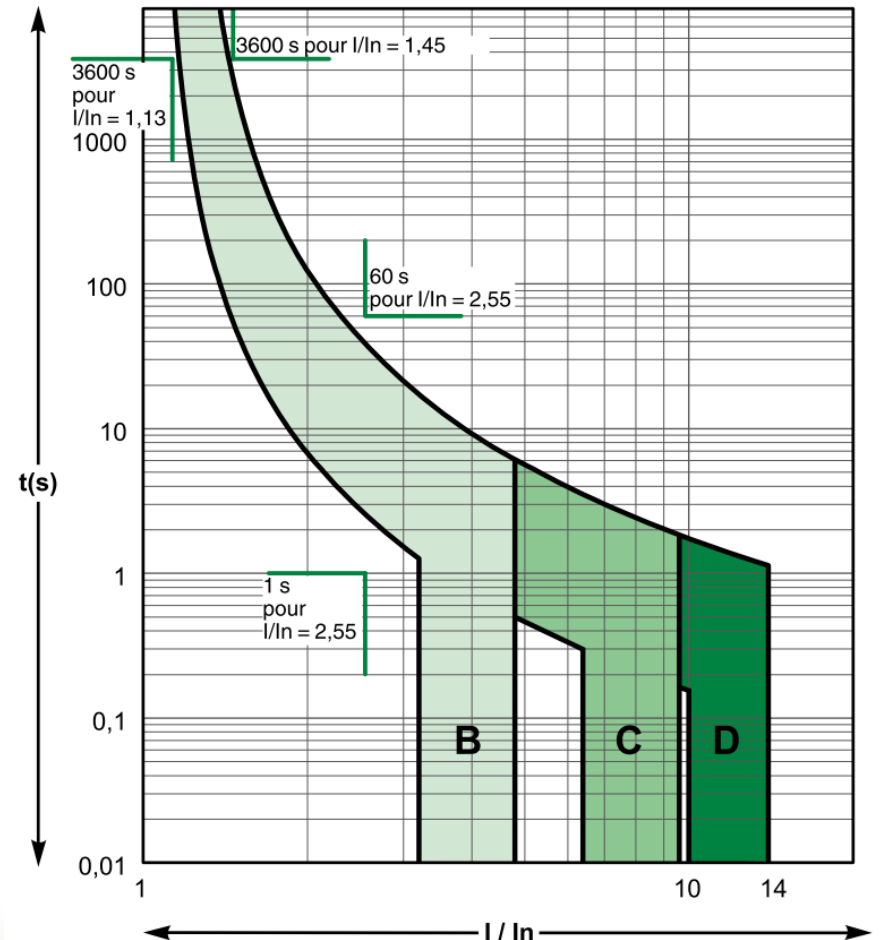
ORGANES DE PROTECTION



Disjoncteur

- établir, supporter et interrompre des courants dans les conditions normales du circuit;
- établir, supporter pendant une durée spécifiée et interrompre des courants dans des conditions anormales spécifiées : court-circuit ou surcharge
- Courbes
 - B : protection des personnes, pas de pointes de courant
 - C : Protection générale des circuits
 - D : Circuit à fort courant d'appel

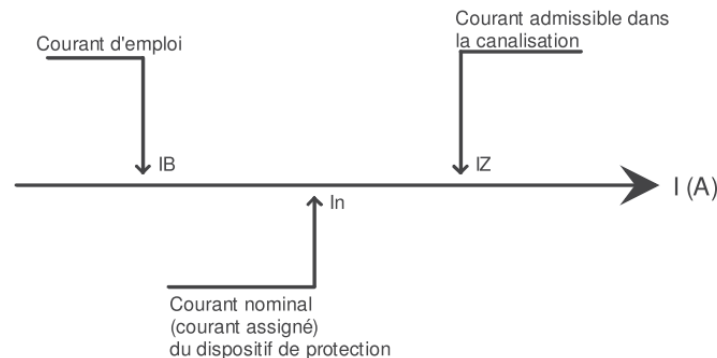
courbes B, C, D calibres de 6 A à 63 A



ORGANES DE PROTECTION

Disjoncteurs : caractéristiques et classification

- U_e : Tension assignée d'emploi : tension maximale de fonctionnement
- I_n : Courant assigné (« calibre »): valeur maximum du courant permanent
- I_{cu} : Pouvoir de coupure ultime ou pouvoir de coupure nominal I_{cn} :
 - l'intensité maximale d'un courant de court-circuit théorique, que le disjoncteur est capable d'interrompre sans risque de destruction. Valeur supérieure à celle que l'on peut atteindre sur la ligne (ex. 3 kA sous 400 V)
- **Courbe** : C, D ou D



$$\begin{aligned} I_B &< I_n \\ \text{et} \\ I_n &> I_Z \end{aligned}$$

Pour les disjoncteurs, la norme C 15-100 donne les valeurs suivantes :

$$\begin{aligned} I_B &< I_n \\ I_n &< I_Z \end{aligned}$$

ORGANES DE PROTECTION

Disjoncteurs : caractéristiques et classification

- Pouvoir de limitation: l'aptitude à ne laisser passer qu'une partie du courant lors d'un court-circuit;
- Nombre de pôles coupés et le nombre de pôles protégées (4P, 3P,..): il est fonction du réseau et de la charge.
- Modèle (modulaire, compact,..) : principalement imposé par I_n .

ORGANES DE PROTECTION

Disjoncteur divisionnaire

- Remplacement des fusibles sur les tableaux de distribution d'abonnés par des disjoncteurs magnétothermiques qui assurent la protection des lignes et des appareils d'utilisation.

Disjoncteur industriel BT :

2 types de construction de disjoncteurs (circuits de moteurs et de distribution):

a. Disjoncteurs sous boîtier moulé de 32 à 1 250 A

commande manuelle: équipés de relais thermiques magnétiques ou magnétothermiques

b. Disjoncteurs sur châssis métallique

commande manuelle ou électrique: les déclencheurs peuvent être magnétiques, thermiques ou magnétothermiques.

ORGANES DE PROTECTION

Disjoncteur moyenne tension MT :

- Protection des réseaux de distribution et des postes de transformation
- 3 à 36 kV
- Coupure dans l'air, soit avec gaz hexafluorure de soufre (SF₆) pour l'isolement et la coupure.

Disjoncteur haute tension HT :

- Disjoncteurs à gros puits à faible volume d'huile, disjoncteur à air comprimé, nouvelle génération des disjoncteurs HT à gaz SF₆.
- Selon le niveau de tension, un pôle de disjoncteur est constitué d'une ou plusieurs chambres de coupure.

ORGANES DE PROTECTION

Parafoudres

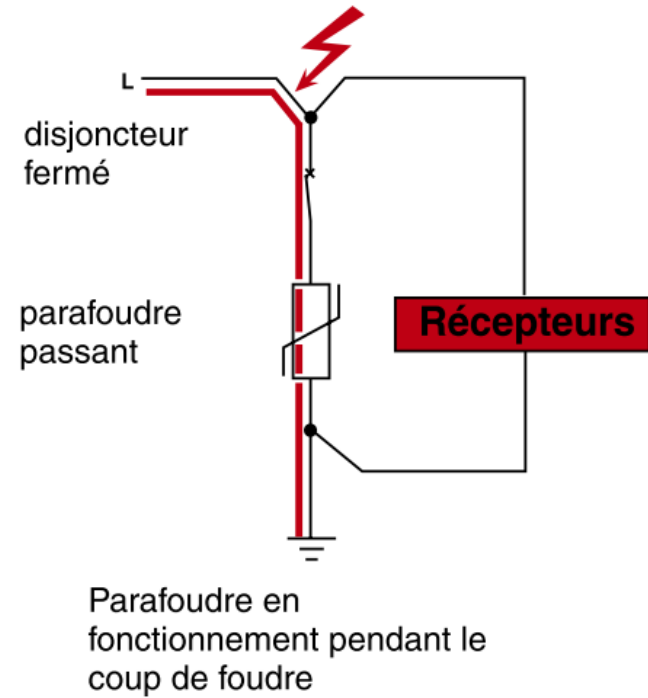
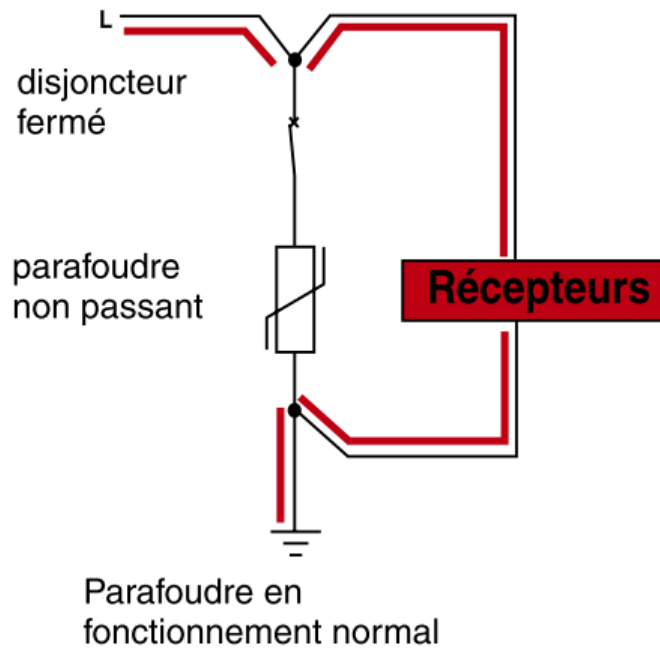
- Double rôle :
 1. Écouler la surintensité (sans qu'elle ne traverse les appareils à protéger)
 2. Limiter la tension (afin de ne pas claquer les appareils à protéger).

- Il s'agit d'une résistance variable avec la tension



ORGANES DE PROTECTION

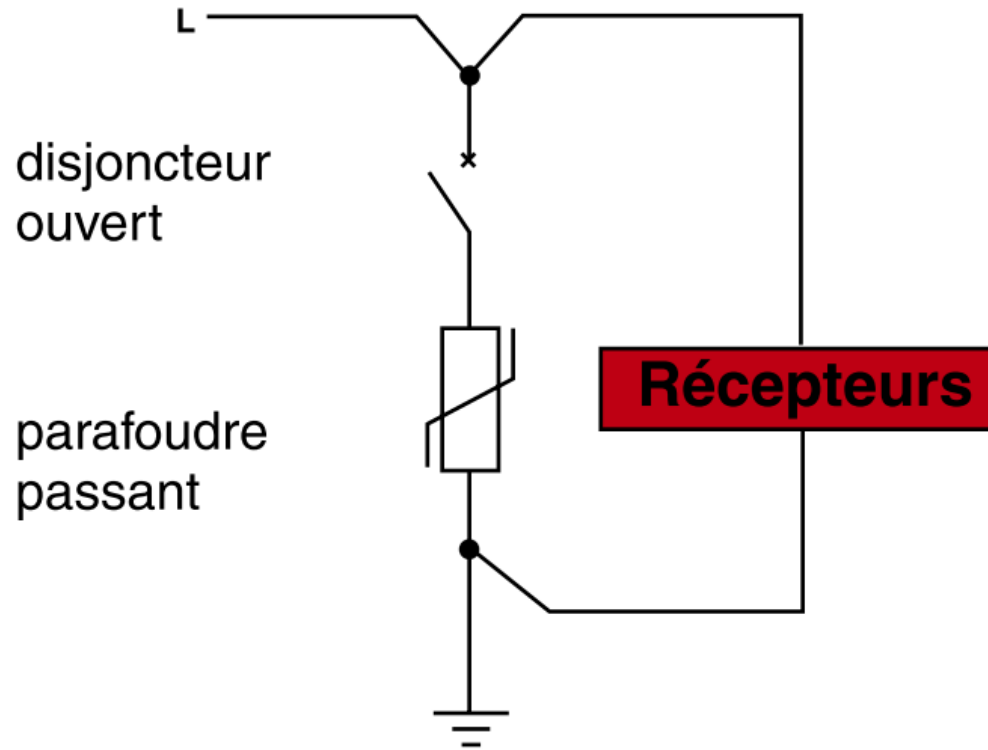
Parafoudres



ORGANES DE PROTECTION

Parafoudres

- Rôle du disjoncteur de déconnexion ou déconnexion thermique intégrée
- En fin de vie...
 1. Nécessité de couper le court-circuit qui se produit en fin de vie du parafoudre
 2. Assurer la continuité du service
 3. Permettre la maintenance en isolant ce dernier du réseau (tension)



Parafoudre en fin de vie

ORGANES DE PROTECTION

Parafoudres

- **les parafoudres de type 1** : avec une très forte capacité d'écoulement, ils sont destinés à la protection de tête des bâtiments équipés de paratonnerres.
- **les parafoudres de type 2** : avec une forte capacité d'écoulement, ils servent pour la protection de tête en l'absence de paratonnerre.
- **les parafoudres de type 3** : ils sont exclusivement réservés à la protection fine des récepteurs et s'installent derrière un type 1 ou un type 2.



Parafoudre de type 1



Parafoudre de type 2



Parafoudre de type 3

ORGANES DE PROTECTION

Parafoudres : Principales caractéristiques

| DC | Caractéristiques principales | AC |
|-------------------------|--|------------------------|
| U_{cpv} | Tension maximale de régime permanent | U_c |
| U_p | Niveau de protection d'un parafoudre | U_p |
| I_n | Courant nominal de décharge d'un parafoudre en onde 8/20 μ s (pouvant être écoulé 20 fois) | I_n |
| I_{max} | Courant de décharge maximal que le parafoudre peut écouler 1 seule fois (8/20 μ s) | I_{max} |
| | Courant de choc impulsif que le parafoudre peut écouler 1 seule fois, sans dommage | I_{imp} |
| I_{scpv} | Courant de tenue en court-circuit d'un parafoudre | |

ORGANES DE PROTECTION

Parafoudres : choix parafoudre DC

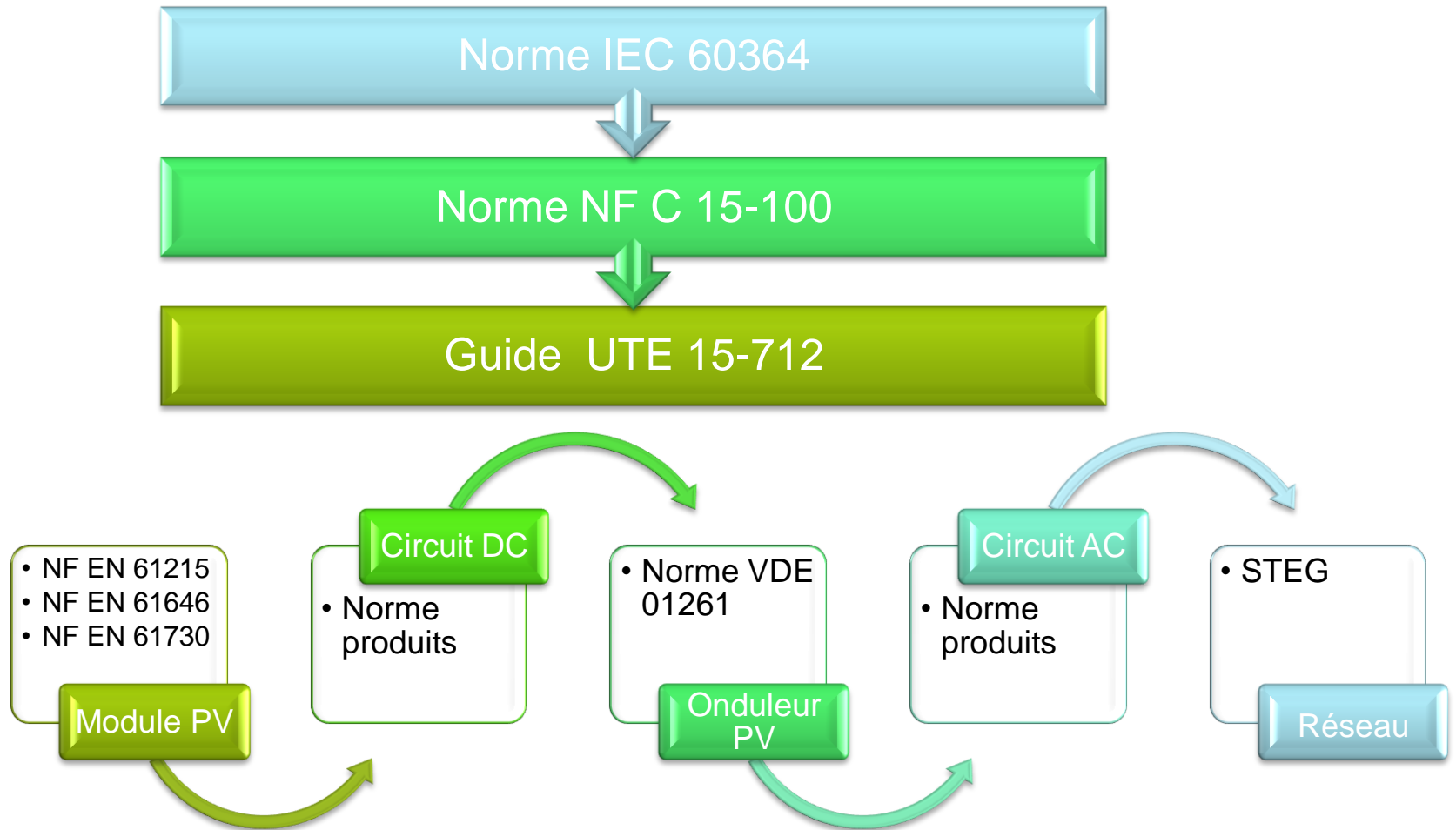
| DC | Caractéristiques principales | Règles (selon UTE 15-712-1) |
|------------|--|---|
| U_{cpv} | Tension maximale de régime permanent | $> U_{oc \text{ max}}$ |
| U_p | Niveau de protection d'un parafoudre. | $< 80 \%$ de la Tension de tenue aux chocs des équipements (modules, onduleurs) |
| I_n | Courant nominal de décharge d'un parafoudre en onde 8/20 μ s (pouvant être écoulé 20 fois) | $> 5 \text{ kA}$ |
| I_{scpv} | Courant de tenue en court-circuit d'un parafoudre | $> I_{sc \text{ max}}$ du générateur PV |

ORGANE DE PROTECTION

Parafoudres : choix parafoudre AC

| AC | Caractéristiques principales | Règles |
|------------------------|--|--|
| Ucpv | Tension maximale de régime permanent | $> 1,45 U_0$ régime TT |
| Up | Niveau de protection d'un parafoudre. | $< 80 \%$ de la tension de tenue aux chocs des équipements |
| In | Courant nominal de décharge d'un parafoudre en onde 8/20 μ s (pouvant être écoulé 20 fois) | |
| I_{max} | Courant de décharge maximal que le parafoudre peut écouler 1 seule fois (8/20 μ s) | |
| I_{imp} | Courant de choc impulsionnel que le parafoudre peut écouler 1 seule fois, sans dommage | |
| | | |

NORMES ET GUIDES APPLICABLES



LES POINTS À RETENIR (1/3)

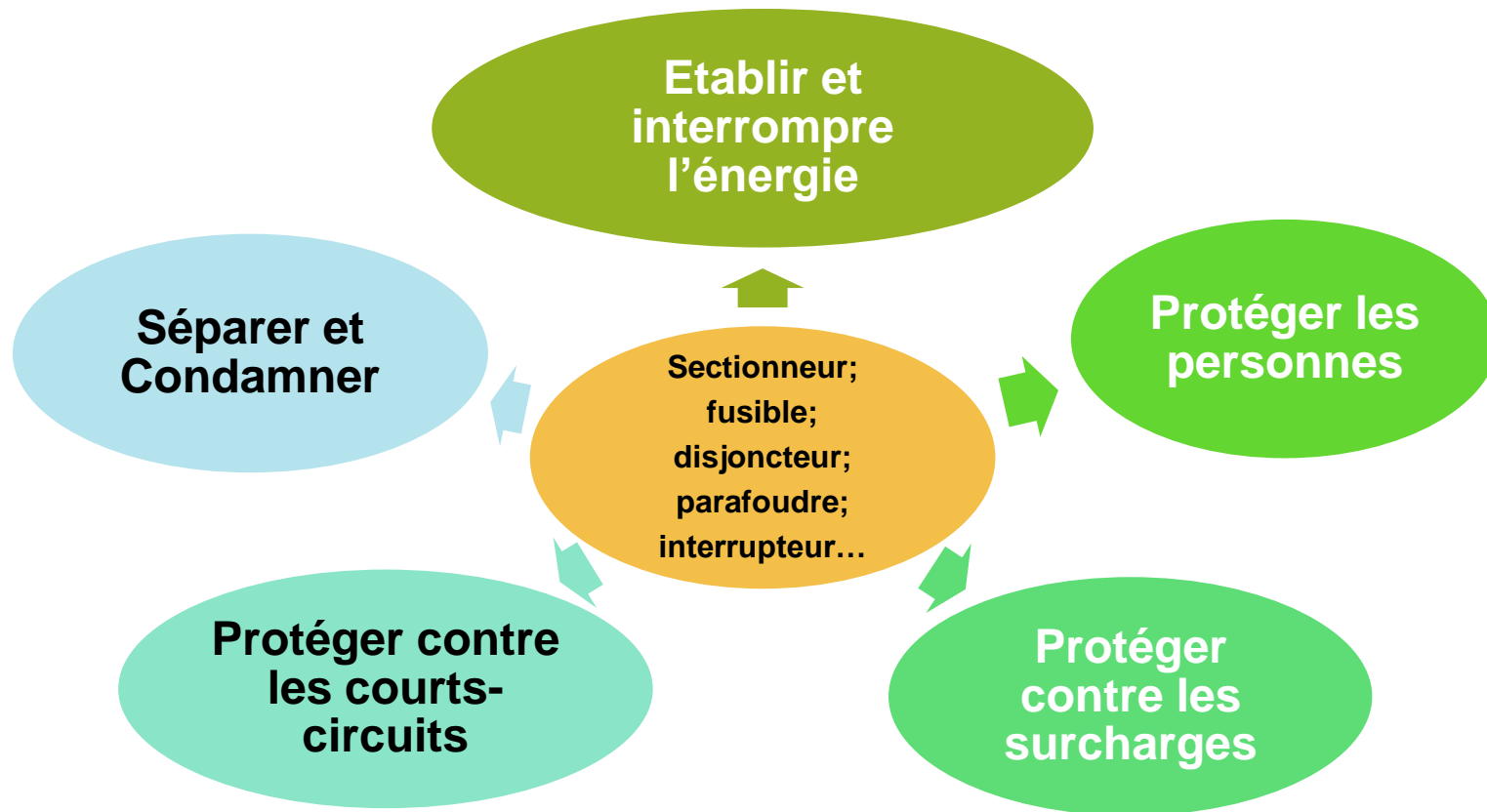
- Attention aux spécificités du PV :
 - Tension élevée toujours présente en journée
 - Courant continu variable et possibilité d'arc électrique
- Protection contre les défauts d'isolement : arcs électriques (câbles abîmés);
- Protection contre les effets des courants inverses (cas de chaines en //) : fusibles ;
- Liaison obligatoire des masses métalliques; liaison équipotentielle
- Réduire les boucles d'induction dans les chaines PV
- Parafoudres obligatoires selon les cas (obligatoire selon STEG)

LES POINTS À RETENIR (2/3)

- Boite de protection DC doit comporter des sectionneurs, portes-fusibles et Fusibles, des Parafoudres spécial DC type 2 (en général)
- La boite de protection AC doit comporter un Disjoncteur Différentiel 30mA et parafoudre AC.
- Toujours se référer à la norme NFC 15-100 et au guide UTE 15-712-1 et référentiel technique STEG/ANME en vigueur

LES POINTS À RETENIR (3/3)

- Chaque système doit comporter au moins les cinq fonctions qui sont décrites sur le schéma ci-dessous.



CÂBLAGE ÉLECTRIQUE ET RACCORDEMENT AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Types et caractéristiques des câbles

Les câbles des installations PV sont divisés en deux types :

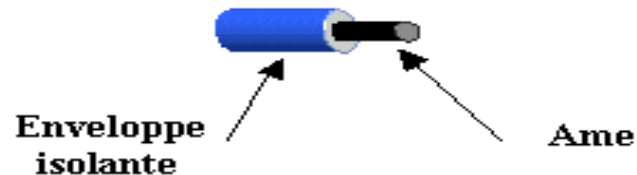
- **Câbles installés côté DC** (câbles solaires) : ils ont été mis au point pour répondre aux spécificités du solaire PV.
- **Câbles installés côté AC** : ils se conforment aux règles applicables aux installations électriques standards.

Types et caractéristiques des câbles

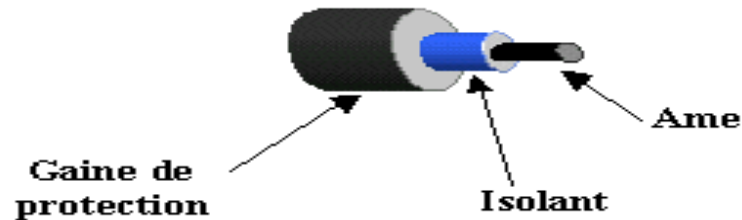
Définitions

On distingue trois termes :

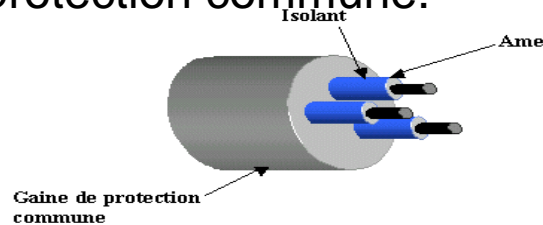
- **Conducteur isolé:** ensemble formé par une âme conductrice entourée d'une enveloppe isolante.



- **Câble monoconducteur:** conducteur isolé comportant, en plus, une ou plusieurs gaines de protection.



- **Câble multiconducteurs:** ensemble de conducteurs distincts, mais comportant une ou plusieurs gaines de protection commune.



Types et caractéristiques des câbles

Caractéristiques des parties conductrices (1/2)

- Elles concernent l'âme du conducteur ou du câble.
- **Résistivité** : cuivre ou de l'aluminium
 - **Cuivre** $\rho_{70} = 1,25 \rho_0 = 0,02314 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ à 70°C
 - **Aluminium** $\rho_{70} = 1,25 \rho_0 = 0,037 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ à 70°C(avec 70°C température en service normal d'utilisation des câbles)
- **Âme** :
 - « **massive** » si constituée d'un conducteur (fil) unique → Utilisée pour les installations fixes.
 - « **multibrin** », si constituée de plusieurs brins assemblés en torons → Utilisée en général pour les parties mobiles des installations fixes.

Types et caractéristiques des câbles

Caractéristiques des parties conductrices (2/2)

Les normalisations internationales (**CEI 228**) et françaises (**NF C 32-013**) retiennent 4 classes de souplesse :

- **Classe 1** : âmes **massives** pour installations fixes
- **Classe 2** : âmes **rigides câblées**; nombre minimal de brins imposé (multibrins)
- **Classe 5** : âmes **souples** pour installations mobiles (multi-brins)
- **Classe 6** : âmes **extra-souples**; diamètre maximal des brins imposé (muti-brins)

Ex : Classe 5 → section 2,5 mm² avec 50 brins x 0,25 mm diam
 Classe 6 → section 2,5mm² avec 140 brins x 0,15 mm diam

Types et caractéristiques des câbles

Caractéristiques des parties isolantes

- Protéger les conducteurs contre la présence d'eau, poussières, chocs mécaniques et chaleur, et
- avoir une résistivité très grande (isolant)

Il existe deux types d'isolants :

- **PRC** : caoutchouc butyle vulcanisé
- **PVC** : polychlorure de vinyle ou le polyéthylène

Les isolants sont caractérisés par leur **tension nominale d'isolement**.

- **Tension nominale** du câble / la tension nominale de l'installation.
- En BT AC, les tensions nominales de câbles : **250 V, 500 V, 750 V ou 1000 V.**

Types et caractéristiques des câbles

Enveloppe ou Gaine isolante

Caractéristiques mécaniques pas toujours suffisantes pour protéger le câble des influences externes.

Nécessité de recouvrir l'enveloppe isolante par une **gaine** de protection avec les caractéristiques suivantes :

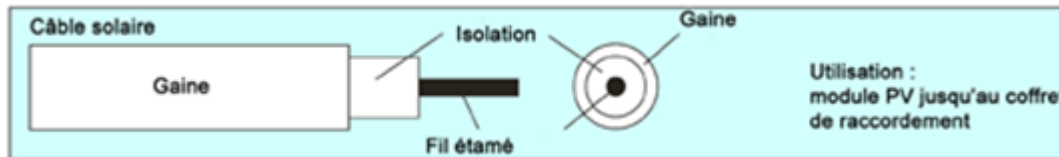
- Mécaniques (résistance à la traction, à la torsion, la flexion et aux chocs) ;
- Physiques (résistance à la chaleur, au froid, à l'humidité, au feu) ;
- Chimiques (résistance à la corrosion au vieillissement).

Exemple :

- Polychlorure de vinyle **PVC** supportant **70 °C** en continu
- Polyéthylène réticulé ou caoutchouc de silicone supportant **90 °C** en continu

Types et caractéristiques des câbles

Câble solaire

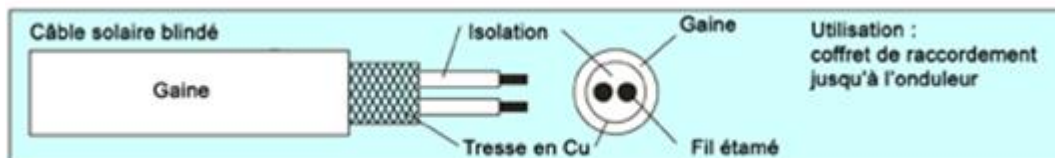


Câble monoconducteur **DC**

Exigences (selon la norme UTE C15-712) :

- Plage de température élevée (- 20 ° à + 100 °C)
- Résistance UV et conditions atmosphériques extrêmes
- Tension de service selon branchement du champ PV (jusqu'à **1 500 V DC**)

Uniquement sur petites installations PV sites isolés



Câble multiconducteur **DC**

Types et caractéristiques des câbles

Repérage des conducteurs

COURANT CONTINU

- LE PLUS + couleur **ROUGE** / Noir
- LE MOINS - souvent **BLEU**/ Noir

COURANT ALTERNATIF

Pour la phase :
Noir, rouge marron, violet ou orange



Pour la terre :
Vert et jaune



Pour le neutre :
Bleu clair exclusivement



La dénomination des conducteurs et des câbles

Dénomination des câbles DC (1/2)

Exemple câble solaire allemand: KBE SOLAR DB 2 PV1-F x,xxmm²

| Querschnitt / cross section | Leiteraufbau / conductor design | Widerstand / resistance | min. Wand- stärke Isola- tion / min. insulation thickness | min. Wand- stärke Mantel / min. jacket thickness | Außen Ø / outer Ø | Gewicht / weight |
|--|--|------------------------------------|--|---|------------------------------|-----------------------------|
| [mm²] | n x max- Ø [mm] | Rmax. [mΩ/m] | [mm] | [mm] | [mm] | [kg/km] |
| 4,0 | 56 x 0,310 | 5,09 | 0,53 | 0,58 | 5,90 | 60,0 |
| 6,0 | 80 x 0,310 | 3,39 | 0,53 | 0,58 | 6,40 | 80,0 |
| 10,0 | 80 x 0,410 | 1,95 | 0,53 | 0,58 | 7,50 | 120,0 |

La dénomination des conducteurs et des câbles



Dénomination des câbles DC (2/2)

Câble solaire FLEX-SOL-XL

Le câble solaire unipolaire FLEX-SOL-XL a été développé spécialement pour des applications photovoltaïques. Le câble est TÜV et répond aux dernières exigences qualitatives.

PV1-F-NC-FLEX-SOL-XL-1,5 mm²-TÜV-Zert.-Nr. R60024459



| Désignation |  Référence | |  Référence | | Section du conducteur | Diamètre sur isolant | Intensité assignée ¹⁾ | Résistance du conducteur / 20 °C | Tension assignée |
|-----------------|--|-----|---|-----|-----------------------|----------------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------|
| | En carton | | Sur touret | | | | | | |
| | | m | | m | mm ² | mm | A | Ω/km | VDC |
| FLEX-SOL-XL 2,5 | 62.7426-110* | 150 | 62.7426-910* | 700 | 2,5 | 5,1 | 41 | 7,7 | 1000 |
| FLEX-SOL-XL 4,0 | 62.7427-110* | 100 | 62.7427-910* | 500 | 4,0 | 5,8 | 55 | 4,75 | 1000 |
| FLEX-SOL-XL 6,0 | 62.7428-110* | 75 | 62.7428-910* | 400 | 6,0 | 7,0 | 70 | 3,39 | 1000 |
| FLEX-SOL-XL 10 | 62.7429-110* | 50 | 62.7429-910* | 200 | 10 | 8,2 | 98 | 1,91 | 1000 |

La dénomination des conducteurs et des câbles

Dénomination des câbles AC

| UTE | | CENELEC | |
|-----------------------|--|-----------------------|---|
| Code de normalisation | U (UTE) | Code de normalisation | H : harmonisé A : dérivé d'un type harmonisé FNR : national mais avec une désignation internationale |
| Tension de service | 250 : 250 V 500 : 500 V 1000 : 1000 V | Tension de service | 03 : 300 V 05 : 500 V 07 : 750 V 1 : 1000 V |
| Ame conductrice | Pas de code : (cuivre rigide) A : aluminium S : souple | Mélange isolant | B : caoutchouc d'éthylène propylène (EPR) R : caoutchouc naturel (rubber) V : polychlorure de vinyle (PVC) X : polyéthylène réticulé (PR.) N : polychloroprène Neoprène (PCP) |
| Isolant | X : caoutchouc vulcanisé X : néoprène (PCP) R : polyéthylène réticulé (PR.) V : (PVC) P : plomb 2 : gaine interne épaisse | Mélange gaine | B : caoutchouc d'éthylène propylène (EPR) R : caoutchouc naturel (rubber) V : polychlorure de vinyle (PVC) X : polyéthylène réticulé (PR.) N : polychloroprène Neoprène (PCP) |
| Bourrage | G : matière plastique ou élastique formant bourrage O : aucun bourrage I : gaine d'assemblage formant bourrage | Construction spéciale | U : rigide massive R : rigide câble F : souple classe 5 K : souple classique H : extra souple classe 6 H : méplat divisible H2 : méplat non divisible |
| Gaine interne | X : caoutchouc vulcanisé X : néoprène (PCP) R : polyéthylène réticulé (PR.) V : (PVC) P : plomb 2 : gaine interne épaisse | Nature de l'âme | Pas de code : cuivre A : aluminium |
| Armature métallique | F : feuillard | Symbole de l'âme | U : rigide massive R : rigide câblée F : souple classe 5 K : souple classique H : extra souple classe 6 H : méplat divisible H2 : méplat non divisible |
| Gaine externe | X : caoutchouc vulcanisé X : néoprène (PCP) R : polyéthylène réticulé (PR.) V : (PVC) P : plomb 2 : gaine interne épaisse | Composition du câble | : nb de conducteurs X : absence de conducteur V/I G : présence de conducteur V/I : section des conducteurs |

Choix des moyens de protection des câbles

Protection électrique des câbles

Protection contre la **surtension**:

- Parafoudre DC pour les circuits DC
- Parafoudre AC pour les circuits AC

Protection contre les **surintensités**:

- Disjoncteur approprié
- Fusible approprié

Choix des moyens de protection des câbles

Protection mécanique

Pour protéger contre les chocs, utiliser les canalisations des câbles (conduit; chemin de câble, etc.)



Chemin de câble tôle perforée avec couvercle



Chemin de câble tablette

Protéger également les câbles contre les UV (le soleil), même si ils sont résistants aux UV !

Règles de réduction des chutes de tension

D'une manière générale, comment réduire la chute de tension ?

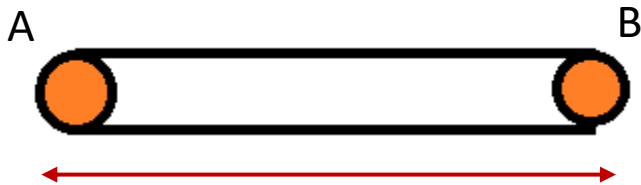
- 1) Augmenter la section du câble
- 2) Réduire les distances le plus possible
- 3) Minimiser l'intensité du courant et augmenter la tension

Règles de réduction des chutes de tension

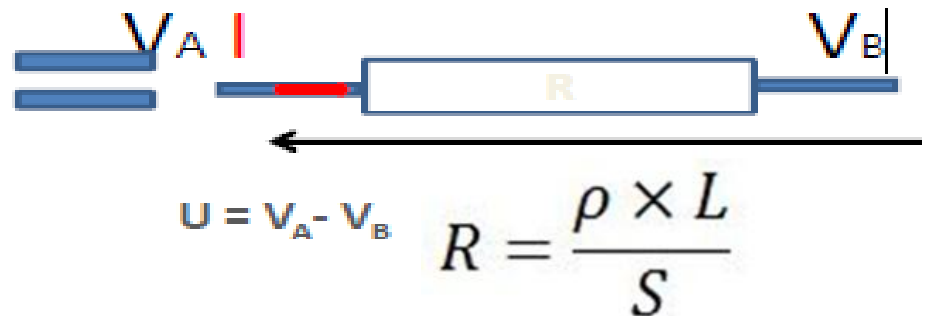
Chute de tension : u , Chute de tension relative : ΔU

Un câble n'est pas un conducteur parfait, il se comporte comme une résistance.

Le guide de l'**UTE C15-712** relatif aux installations photovoltaïques indiquent que la chute de tension dans la partie DC devra être inférieure à **3%**, idéalement **1%**.



Câble : distance simple L, section S



Rappel : La résistance du cuivre est très faible

$\rho = 0,02314 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre à 70°C
(conditions normales d'utilisation)

$$u = V_A - V_B = R \times I$$

$$\Delta U = u / V_A \text{ (en \%)}$$

Critères de choix des câbles

Deux critères principaux interviennent pour le dimensionnement des câbles :

1. **Courant admissible** (pour assurer la sécurité des installations) : **I_z**
2. **Chute de tension relative maximum autorisée** (pour réduire les pertes énergétiques)

Courant admissible :

Le dimensionnement des câbles est effectué conformément aux règles de la norme **NFC15-100** et du guide **UTE C15-105** sur la base de câbles à isolation **PRC**, pour des courants maximum susceptibles de les traverser y compris en cas de défaut.

Critères de choix des câbles

Section de câble DC et chutes de tension (1/5)

Méthode de calcul

$$S = 2 \times \rho \times L \times I / (\Delta U \times V_A)$$

Ou

$$\Delta U = 2 \times \rho \times L \times I / (S \times V_A)$$

S : section du câble DC (mm²)

2 : car la chute de tension est sur l'aller du câble et sur le retour

ρ : Résistivité du conducteur = 1,25 ρ_0

L : Longueur du câble en m (distance simple entre A et B)

I : Courant de la chaîne à Pmax STC, soit **I_{mppSTC}** (A)

VA : Tension de la chaîne à Pmax STC, soit **U_{mppSTC} chaîne** (V)

ΔU : **$(VA-VB)/VA$** : Chute de tension relative maxi admissible par rapport à la tension d'une chaîne, prise à 3% ou 1%.

Critères de choix des câbles

Section de câble DC et chutes de tension (2/5)

Remarque sur la longueur **L** à prendre en compte:

- En première approximation, il s'agit de la distance simple entre champ PV (point A) et le coffret DC (point B), la longueur entre le coffret DC et l'onduleur étant très courte et donc négligeable.
- Pour plus de précisions, il faut tenir compte de :
 - La longueur des rallonges (qui permettent d'éviter les boucles d'induction et qui peuvent être très longue dans certains cas)
 - La longueur entre le coffret DC et l'onduleur (attention, si plusieurs chaînes en //, le courant entre le coffret DC et l'onduleur, sera égal **$N_c \times I_{mp}$**).

Critères de choix des câbles

Section de câble DC : étude de cas 2 kWc (3/5)

Calcul de la section minimum ?

8 modules en série, module avec $I_{\text{mppstc}} = 4,88 \text{ A}$, $I_{\text{sc}} = 5,38 \text{ A}$ et $U_{\text{mppstc}} = 52,25 \text{ V}$
Distance champ PV et coffret DC : 26 m, câbles en cuivre : $\rho = 0,02314 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

$$U_{\text{mppSTC chaine}} = 52,25 \text{ V} \times 8 = 418 \text{ V}$$

L : distance entre A et B (Longueur simple) : 26 m

Section de câble :

$$(2 \times 0,02314 \times 26 \times 4,88) / (0,03 \times 418) = \mathbf{0,47 \text{ mm}^2} \rightarrow \mathbf{4 \text{ mm}^2}$$

Calcul de la chute de tension relative ?

La section du câble proposée est de : 4 mm^2 (section minimale des câbles solaires)
Pour $S = 4 \text{ mm}^2$, $u = (2 \times 0,02314 \times 26 \times 4,88) / 4 = 1,35 \text{ V}$, la chute de tension relative ΔU est de $1,35 / 418$, soit **0,32%** soit inférieur à **1%**

Critères de choix des câbles

Section de câble DC : étude de cas 2 kWc (4/5)

UTE C 15-712-1

– 26 –



Tableau 6 – Courants admissibles des câbles de chaînes PV

| Nc | Np | Courant inverse maximal dans un câble de chaîne | Avec protection ? | I _n | I _z |
|---------------------------------|--|---|-------------------|---|--|
| Nombre de chaînes du générateur | Nombre de chaînes par dispositif de protection | | | Courant assigné des dispositifs de protection des modules | Courant admissible des câbles de chaînes |
| 1 | - | - | NON | - | I _z ≥ I _{scmax} et I_{sc} max = 1,25 x I_{sc} stc |
| 2 | - | I _{scmax} | | - | I _z ≥ I _{scmax} |
| Nc | - | (Nc - 1) I _{scmax} | | - | I _z ≥ (Nc - 1) I _{scmax} |
| Nc | 1 | (Nc - 1) I _{scmax} | OUI | I _n déterminé par le Tableau 5 | I _z ≥ I ₂ si Nc < 20 I _z ≥ I _n si Nc ≥ 20 |
| | Np > 1 | (Nc - 1) I _{scmax} | | | I _z ≥ k _p I ₂ si Nc/Np < 20 I _z ≥ k _p I _n si Nc/Np ≥ 20 |

NOTE Pour les disjoncteurs conformes à la norme NF EN 60947-2, le courant conventionnel de fonctionnement I₂ est pris égal à 1,3 I_n. Pour les fusibles, le courant I₂ est pris égal à 1,45 I_n.

ref ute 15-712-1 juillet 2013 section 8.1.3

Critères de choix des câbles

Section de câble DC : étude de cas 2 kWc (5/5)

Cas simple : **1 ou 2 chaines**. Il faut vérifier que le courant d'emploi **Iz** des câbles est supérieur à **Iscmax**. (ref ute 15-712-1 juillet 2013 section 8.1.3)

- La température ambiante est de 70°C où les câbles sont cheminés (avec âme de câble pouvant atteindre 90°C - portions situées sous les modules)
- Les câbles sont tous posés de façon adjacente sur la paroi

Iz / Iscmax

Avec $I_{scmax} = 1,25 \times I_{sc\ stc}$

Ex (suite): vérification ?

$26\ A \geq 1,25 \times 5,38 = 6,725\ A$

| Section mm ² | Intensité en A |
|----------------------------|---|
| | Type de pose Deux câbles adjacents sur paroi |
| 1,5 | 14 |
| 2,5 | 19 |
| 4 | 26 |
| 6 | 33 |
| 10 | 46 |
| 16 | 62 |
| 25 | 82 |
| 35 | 102 |

UTE
annexe B :
Tableau B1
(âme à
90°C)

Critères de choix des câbles

Section de câble AC et chute de tension absolue (1/ 3)

Méthode de calcul

$$u = a \times (\rho \times L / S) \times I_b$$

Avec

u : chute de tension absolue (V)

a : coef de 1 pour triphasé phase-neutre, 2 monophasé

ρ : résistivité du conducteur en service normal, soit 1,25 fois celle à 20 °C

L : longueur de la canalisation – distance simple (m) : entre onduleur et compteur STEG

S : section des conducteurs (mm²)

I_b : courant d'emploi (en A) :

correspond au courant maximal donné par le fabricant d'onduleur ou à défaut 1,1 son courant nominal) selon UTE 15-712-1 juillet 2013, section 8.2.3)

Critères de choix des câbles

Section de câble AC : étude de cas 2 kWc (2/3)

Ex. Calcul de la chute de tension d'une installation de 2 kWc, avec un onduleur monophasé de 1,9 kVA avec I_{max} onduleur de 8,7 A, câbles en cuivre, avec distance de 20 m, avec $S = 0,75, 1, 1,5$ et $2,5 \text{ mm}^2$

Installation monophasée : $a = 2$, $U_{ac} = 230 \text{ V}$

$I_b = 8,7 \text{ A}$

Câbles en cuivre : $\rho = 0,02314 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

| | | | | |
|--------------------------------------|-------|------|------|------|
| $S(\text{mm}^2)$ | 0,75 | 1 | 1,5 | 2,5 |
| $u \text{ (V)}$ | 10,75 | 8,05 | 5,37 | 3,22 |
| $\Delta U = (u / U_{ac}) \times 100$ | 4,7% | 3,5% | 2,3% | 1,4% |

La section appropriée doit être supérieure ou égale à $1,5 \text{ mm}^2$

Critères de choix des câbles

Section de câble AC : étude de cas 2 kVA (3/3)
230 Volts – monophasé - $\cos\phi = 1$

| P (kW) | I (A) | section (mm ²) | | | | | | | | | | | | |
|--------|-------|----------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | 1,5 | 2,5 | 4 | 6 | 10 | 16 | 25 | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 |
| 0,5 | 2,3 | 100 | 165 | 265 | 395 | | | | | | | | | |
| 1 | 4,6 | 60 | 84 | 135 | 200 | 335 | 530 | | | | | | | |
| 1,5 | 6,8 | 33 | 57 | 90 | 130 | 225 | 355 | 565 | | | | | | |
| 2 | 9,1 | 25 | 43 | 68 | 100 | 170 | 285 | 430 | 595 | | | | | |
| 2,5 | 11,4 | 20 | 34 | 54 | 80 | 135 | 210 | 340 | 470 | 630 | | | | |
| 3 | 13,6 | 17 | 29 | 45 | 66 | 110 | 180 | 285 | 395 | 520 | | | | |
| 3,5 | 16 | 14 | 24 | 39 | 56 | 95 | 155 | 245 | 335 | 450 | | | | |
| 4 | 18 | | 21 | 34 | 49 | 84 | 135 | 210 | 295 | 395 | 580 | | | |
| 4,5 | 20 | | 19 | 30 | 44 | 75 | 120 | 190 | 260 | 350 | 515 | | | |
| 5 | 23 | | | 27 | 39 | 68 | 105 | 170 | 235 | 315 | 460 | 630 | | |
| 6 | 27 | | | 23 | 32 | 56 | 90 | 140 | 195 | 260 | 385 | 530 | | |
| 7 | 32 | | | | 28 | 48 | 76 | 120 | 170 | 225 | 330 | 460 | 570 | |
| 8 | 36 | | | | | 42 | 67 | 105 | 145 | 195 | 290 | 400 | 500 | 620 |
| 9 | 41 | | | | | 38 | 60 | 94 | 130 | 175 | 255 | 355 | 440 | 550 |
| 10 | 45 | | | | | 34 | 54 | 84 | 120 | 155 | 230 | 320 | 400 | 495 |
| 12 | 55 | | | | | | 45 | 70 | 93 | 130 | 190 | 265 | 330 | 410 |
| 14 | 64 | | | | | | 32 | 60 | 84 | 110 | 165 | 230 | 285 | 350 |
| 16 | 73 | | | | | | | 53 | 74 | 99 | 145 | 200 | 250 | 305 |
| 18 | 82 | | | | | | | 47 | 65 | 88 | 125 | 175 | 220 | 270 |
| 20 | 91 | | | | | | | | 59 | 79 | 115 | 160 | 200 | 245 |
| 25 | 114 | | | | | | | | | 64 | 95 | 130 | 160 | 195 |
| 30 | 136 | | | | | | | | | | 77 | 105 | 135 | 165 |
| 35 | 159 | | | | | | | | | | | 90 | 115 | 140 |
| 40 | 182 | | | | | | | | | | | 80 | 100 | 125 |
| 45 | 205 | | | | | | | | | | | | 89 | 110 |
| 50 | 227 | | | | | | | | | | | | | 98 |

Attention aux tableaux :
 Pour quel chute de tension relative maxi sont-ils calculés ?
 Ou distance simple ? Ici distance aller-retour !

Les différents composants de connexion

Connecteurs DC : Spécifique au solaire PV

- Simplement enfichable (**pas de raccord à vis, pas de soudure**)
- Protégé contre les projections d'eau (IP 65 à minima)
- Protection contre les contacts directs
- Tension continue max. 1000 V
- Courant max. 20 – 30 A
- Câbles résistants aux UV
- **Matériel de même marque impératif**



Respect impératif des instructions de montage et connexion

Les différents composants de connexion

Connecteurs DC



Connecteur MC4 triple mâle et femelle

MC4 avec diode anti-retour

MC4 double mâle et femelle



Boitier de jonction photovoltaïque 4 entrées

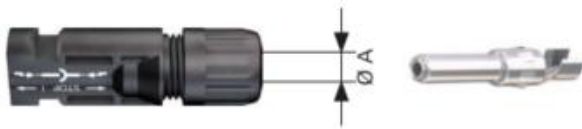
Coffret de mise en parallèle 4 entrées...

Coffret de mise en parallèle 4 jeux de batteries

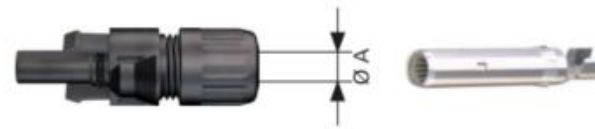
Les différents composants de connexion

Connecteurs MC4 mâle et femelle (isolants inclus)

Connecteur mâle ⊖



Connecteur femelle ⊕



| Section du câble | Ø A (diam. sur isolant) | Raccord mâle Référence | Raccord femelle Référence | Intensité assignée ¹⁾ | Tension assignée | Approbations | | |
|-------------------------------------|-------------------------|------------------------|---------------------------|--|--|--------------|---|---|
| | | | | | | | | |
| 1,5 – 2,5 mm ² 14 AWG | 3 – 6 mm | 32.0011P0001-UR | 32.0010P0001-UR | 17 A: 1,5 mm ² 22,5 A: 2,5 mm ² /14 AWG | 1500 V DC (IEC) 1000 V DC (IEC) 600 V/1000 V DC (UL) | x | x | x |
| 1,5 – 2,5 mm ² 14 AWG | 5,5 – 9 mm | 32.0013P0001-UR | 32.0012P0001-UR | | | | | |
| 4 – 6 mm ² 12; 10 AWG | 3 – 6 mm | 32.0015P0001-UR | 32.0014P0001-UR | 39 A: 4 mm ² /12 AWG 45 A: 6 mm ² /10 AWG | 600 V/1000 V DC (UL) | x | x | x |
| 4 – 6 mm ² 12; 10 AWG | 5,5 – 9 mm | 32.0017P0001-UR | 32.0016P0001-UR | | | | | |
| 8 AWG | 6,5 – 8,9 mm | 32.0081-UR | 32.0080-UR | 50A: 8AWG @90°C | 600 V/1000 V DC (UL) | | x | x |
| 10 mm ² | 5,5 – 9 mm | 32.0035P0001 | 32.0034P0001 | 43A: 10mm ² @ 90°C | 1500 V DC (IEC) 1000 V DC (IEC) | | | x |

Les différents composants de connexion

Connecteurs DC

Pince à dénuder


Avec butée en longueur pour sections de câble 4 mm², 6 mm² et 10 mm². Spécialement adaptée au câble PV FLEX-SOL-XL pour dénuder de petites quantités sur chantier. Possibilité d'adapter une autre matrice pour sections de câble 1,5 mm², 2,5 mm², 4 mm² et 6 mm².



1



2

| Section de câble mm ² | Référence | Voir instructions de montage |
|----------------------------------|-------------|---|
| 4/6/10 | 32.6027-410 |  Instructions de montage MA231, MA268 www.multi-contact.com |

Accessoires

1 Matrice pour section de câble : 1,5/2,5/4/6 mm² 32.6057-156

2 Matrice pour section de câble : 4/6/10 mm² 32.6057-410

Pince à sertir MC4¹⁾

Pince équipée d'une matrice de sertissage et d'un positionneur.



1



2



3



4

→ Vous trouverez notre gamme complète d'outils de sertissage dans notre catalogue principal **Solarline**

Les différents composants de connexion

Pour les mesures des tensions sur les câbles DC

Cordons adaptateurs MC4

Cordons adaptateurs de mesure MC4 mâle et femelle

Equipés, d'un côté d'un connecteur MC4 et de l'autre d'une fiche de sécurité MC Ø 4mm, pour instruments de mesure permettant des mesures de tension et d'intensité dans des systèmes PV.

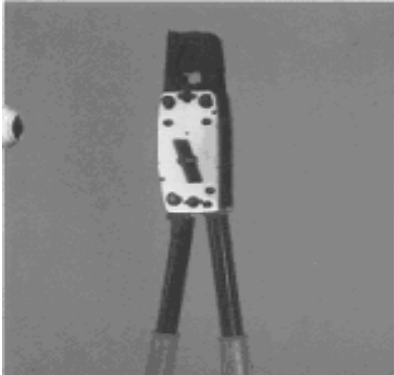
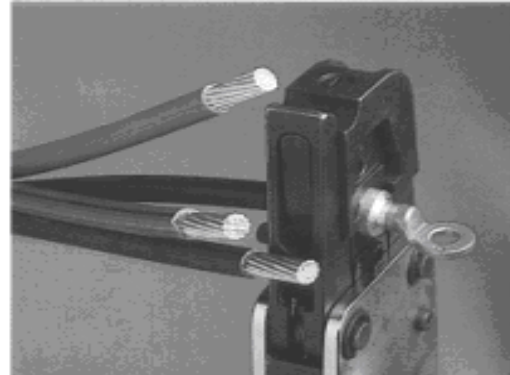
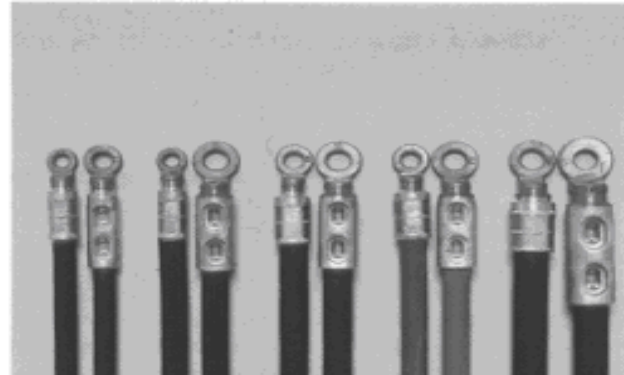


| Cordon adaptateur de mesure mâle Référence | Cordon adaptateur de mesure femelle Référence | Intensité assignée | Tension assignée | Section du câble |
|---|--|--------------------|------------------|-------------------|
| 32.1199-150* 21 22 | 32.1198-150* 21 23 29 | 19 A | 1000 V | 1 mm ² |

* Ajouter le code couleurs souhaité

Les différents composants de connexion

Préparation des connexions (1/3)

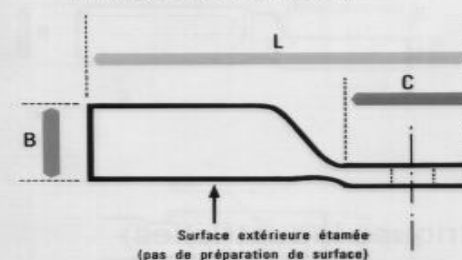
**Poinçonnage
(outillage à main)**

20

**Sections de 10 à 25 mm²
Câbles industriels seulement**

**RACCORDEMENTS
DE CÂBLES**

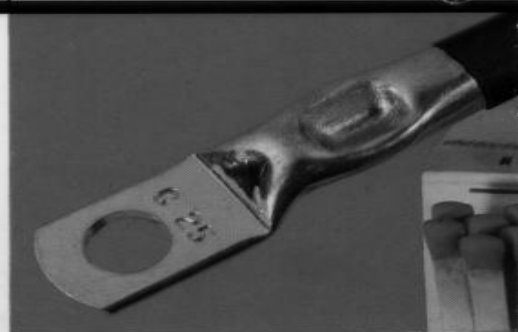
**Cosses en aluminium étamé ou nickelé
(étamage ou nickelage spécial)**



NB: Dans cette gamme de sections, il existe également des embouts étamés à queue ronde ou carrée.

| Sections | 10 | 16 | 25 |
|---------------|-----|----|-----|
| B | 6,8 | 8 | 9,5 |
| L max. | 36 | 37 | 38 |
| C | 14 | 14 | 15 |

NB: Ne pas enlever le produit de contact introduit dans l'alésage.



REMARQUES:
*Ces cosses peuvent être poinçonnées avec les outillages à main du commerce: GRILLET réf. 2300
 SERTILEC réf. PM2c
 SIMEL réf. UNILEC 2NM*

Les différents composants de connexion

Préparation des connexions (2/3)

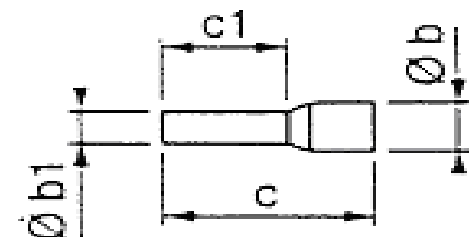
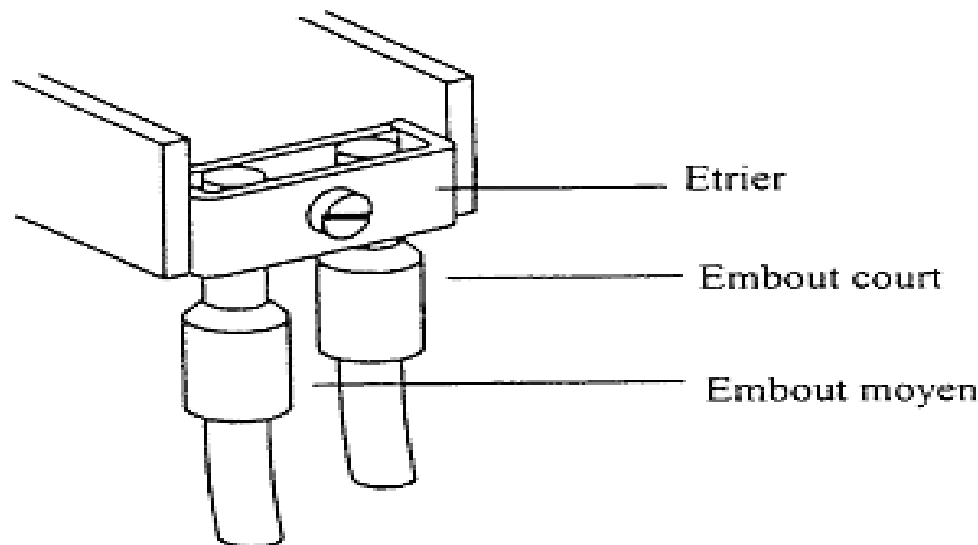
EMBOUS DE CABLAGE SURMOULES

Choix des embouts de câblage :

Il est fonction de la section des conducteurs, son repérage est selon sa couleur. (attention à la couleur selon le fabricant)

Pour Télémécanique :

| | | | | | | |
|-----------------|------|-------|------|------|--------|------|
| mm ² | 0,75 | 1 | 1,5 | 2,5 | 4 | 6 |
| Couleur | bleu | rouge | noir | gris | orange | vert |



DZ5-CE

Les différents composants de connexion

Préparation des connexions 3/3)

Le dénudage des fils doit être net et sans entaille sur le cuivre

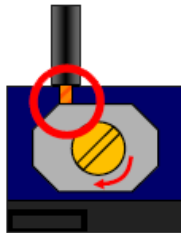


Les connexions

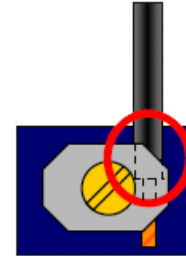
Les fils doivent être serrés sur le conducteur et non sur l'isolant plastique



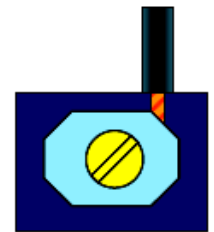
Mauvaise connexion



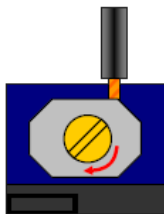
Connexion de mauvais côté



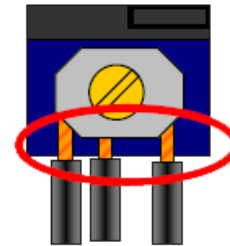
Mauvaise connexion



Bonne connexion



Connexion du bon côté



Trop de fil sur la même borne

Les différents composants de connexion

Attention Corrosion liées au couples électrolytiques entre les matériaux

Tableau des couples galvaniques entre quelques métaux et alliages (en millivolts)

Electrolyte : eau + 2% de sel marin

Le métal B est attaqué Contact pratiquement indifférent Le métal A est attaqué

| Métal A : | Platine | Or | Inox passivé | Argent | Mercur | Nickel | Arcap | Cuivre | Bronze d'alu | Laiton | Bronze | Etain | Plomb | Duralumin | Acier doux | Alpax H | Alu 99,5% | Acier dur | Duralinox | Cadmium | Fer pur | Almasilium | Chrome | Sn75-Zn25 |
|--------------|---------|------|--------------|--------|--------|--------|-------|--------|--------------|--------|--------|-------|-------|-----------|------------|---------|-----------|-----------|-----------|---------|---------|------------|--------|-----------|
| Platine | 0 | 130 | 250 | 350 | 350 | 430 | 450 | 570 | 600 | 650 | 770 | 800 | 840 | 940 | 1000 | 1065 | 1090 | 1095 | 1100 | 1100 | 1105 | 1105 | 1200 | 1350 |
| Or | 130 | 0 | 110 | 220 | 220 | 300 | 320 | 440 | 470 | 520 | 640 | 670 | 710 | 810 | 870 | 935 | 960 | 965 | 970 | 970 | 975 | 975 | 1070 | 1230 |
| Inox passivé | 250 | 110 | 0 | 100 | 110 | 180 | 200 | 320 | 350 | 400 | 520 | 550 | 590 | 690 | 750 | 815 | 840 | 845 | 850 | 850 | 855 | 855 | 950 | 1100 |
| Argent | 350 | 220 | 100 | 0 | 0 | 80 | 100 | 220 | 250 | 300 | 420 | 450 | 490 | 590 | 650 | 715 | 740 | 745 | 750 | 750 | 755 | 755 | 850 | 1010 |
| Mercur | 350 | 220 | 110 | 0 | 0 | 80 | 100 | 220 | 250 | 300 | 420 | 450 | 490 | 590 | 650 | 715 | 740 | 745 | 750 | 750 | 755 | 755 | 850 | 1010 |
| Nickel | 430 | 300 | 180 | 80 | 80 | 0 | 20 | 140 | 170 | 220 | 340 | 370 | 410 | 510 | 570 | 635 | 660 | 665 | 670 | 670 | 675 | 675 | 770 | 930 |
| Arcap | 450 | 320 | 200 | 100 | 100 | 20 | 0 | 120 | 150 | 200 | 320 | 350 | 380 | 490 | 550 | 615 | 640 | 645 | 650 | 650 | 655 | 655 | 750 | 910 |
| Cuivre | 570 | 440 | 320 | 220 | 220 | 140 | 120 | 0 | 30 | 80 | 200 | 230 | 270 | 370 | 430 | 495 | 520 | 525 | 530 | 530 | 535 | 535 | 630 | 790 |
| Bronze d'alu | 600 | 470 | 350 | 250 | 250 | 170 | 150 | 30 | 0 | 50 | 170 | 200 | 240 | 340 | 400 | 465 | 490 | 495 | 500 | 500 | 505 | 505 | 600 | 760 |
| Laiton | 650 | 520 | 400 | 300 | 300 | 220 | 200 | 80 | 50 | 0 | 120 | 150 | 190 | 290 | 350 | 415 | 440 | 445 | 450 | 450 | 455 | 455 | 550 | 710 |
| Bronze | 770 | 640 | 520 | 420 | 420 | 340 | 320 | 200 | 170 | 120 | 0 | 30 | 70 | 170 | 230 | 295 | 320 | 325 | 330 | 330 | 335 | 335 | 430 | 590 |
| Etain | 800 | 670 | 550 | 450 | 450 | 370 | 350 | 230 | 200 | 150 | 30 | 0 | 40 | 140 | 200 | 265 | 290 | 295 | 300 | 300 | 305 | 305 | 400 | 560 |
| Plomb | 840 | 710 | 590 | 490 | 490 | 410 | 380 | 270 | 240 | 190 | 70 | 40 | 0 | 100 | 160 | 225 | 250 | 255 | 260 | 200 | 265 | 265 | 360 | 520 |
| Duralumin | 940 | 810 | 690 | 590 | 590 | 510 | 490 | 370 | 340 | 290 | 170 | 140 | 100 | 0 | 60 | 125 | 150 | 155 | 160 | 160 | 165 | 165 | 260 | 420 |
| Acier doux | 1000 | 870 | 750 | 650 | 650 | 570 | 550 | 430 | 400 | 350 | 230 | 200 | 160 | 60 | 0 | 65 | 90 | 95 | 100 | 110 | 105 | 105 | 200 | 360 |
| Alpax H | 1065 | 935 | 815 | 715 | 715 | 635 | 615 | 495 | 465 | 415 | 295 | 265 | 225 | 125 | 65 | 0 | 25 | 30 | 35 | 35 | 40 | 40 | 135 | 295 |
| Alu 99,5% | 1090 | 960 | 840 | 740 | 740 | 660 | 640 | 520 | 490 | 440 | 320 | 290 | 250 | 150 | 90 | 25 | 0 | 5 | 10 | 10 | 15 | 15 | 110 | 270 |
| Acier dur | 1095 | 965 | 845 | 745 | 745 | 665 | 645 | 525 | 495 | 445 | 325 | 295 | 255 | 155 | 95 | 30 | 5 | 0 | 5 | 5 | 10 | 10 | 105 | 265 |
| Duralinox | 1100 | 970 | 850 | 750 | 750 | 670 | 650 | 530 | 500 | 450 | 330 | 300 | 260 | 160 | 100 | 35 | 10 | 5 | 0 | 0 | 5 | 5 | 100 | 260 |
| Cadmium | 1100 | 970 | 850 | 750 | 750 | 670 | 650 | 530 | 500 | 450 | 330 | 300 | 200 | 160 | 110 | 35 | 10 | 5 | 0 | 0 | 5 | 5 | 100 | 260 |
| Fer pur | 1105 | 975 | 855 | 755 | 755 | 675 | 655 | 535 | 505 | 455 | 335 | 305 | 265 | 165 | 105 | 40 | 15 | 10 | 5 | 5 | 0 | 0 | 95 | 255 |
| Almasilium | 1105 | 975 | 855 | 755 | 755 | 675 | 655 | 535 | 505 | 455 | 335 | 305 | 265 | 165 | 105 | 40 | 15 | 10 | 5 | 5 | 0 | 0 | 95 | 255 |
| Chrome | 1200 | 1070 | 950 | 850 | 850 | 770 | 750 | 630 | 600 | 550 | 430 | 400 | 360 | 260 | 200 | 135 | 110 | 105 | 100 | 100 | 95 | 95 | 0 | 25 |
| Sn75-Zn25 | 1350 | 1230 | 1100 | 1010 | 1010 | 930 | 910 | 790 | 760 | 710 | 590 | 560 | 520 | 420 | 360 | 295 | 270 | 265 | 260 | 260 | 255 | 255 | 25 | 0 |
| Zinc | 1400 | 1270 | 1150 | 1050 | 1050 | 970 | 950 | 830 | 800 | 750 | 630 | 600 | 560 | 530 | 400 | 335 | 310 | 305 | 300 | 300 | 295 | 295 | 200 | 40 |
| Magnésium | 1950 | 1820 | 1700 | 1600 | 1600 | 1520 | 1500 | 1380 | 1350 | 1300 | 1180 | 1150 | 1100 | 1010 | 950 | 885 | 860 | 855 | 850 | 850 | 845 | 845 | 750 | 590 |



Les différents composants de connexion

Attention Corrosion liées au couples électrolytiques entre les matériaux

Tableau des couples galvaniques entre quelques métaux et alliages (en millivolts) Electrolyte : eau + 2% de sel marin

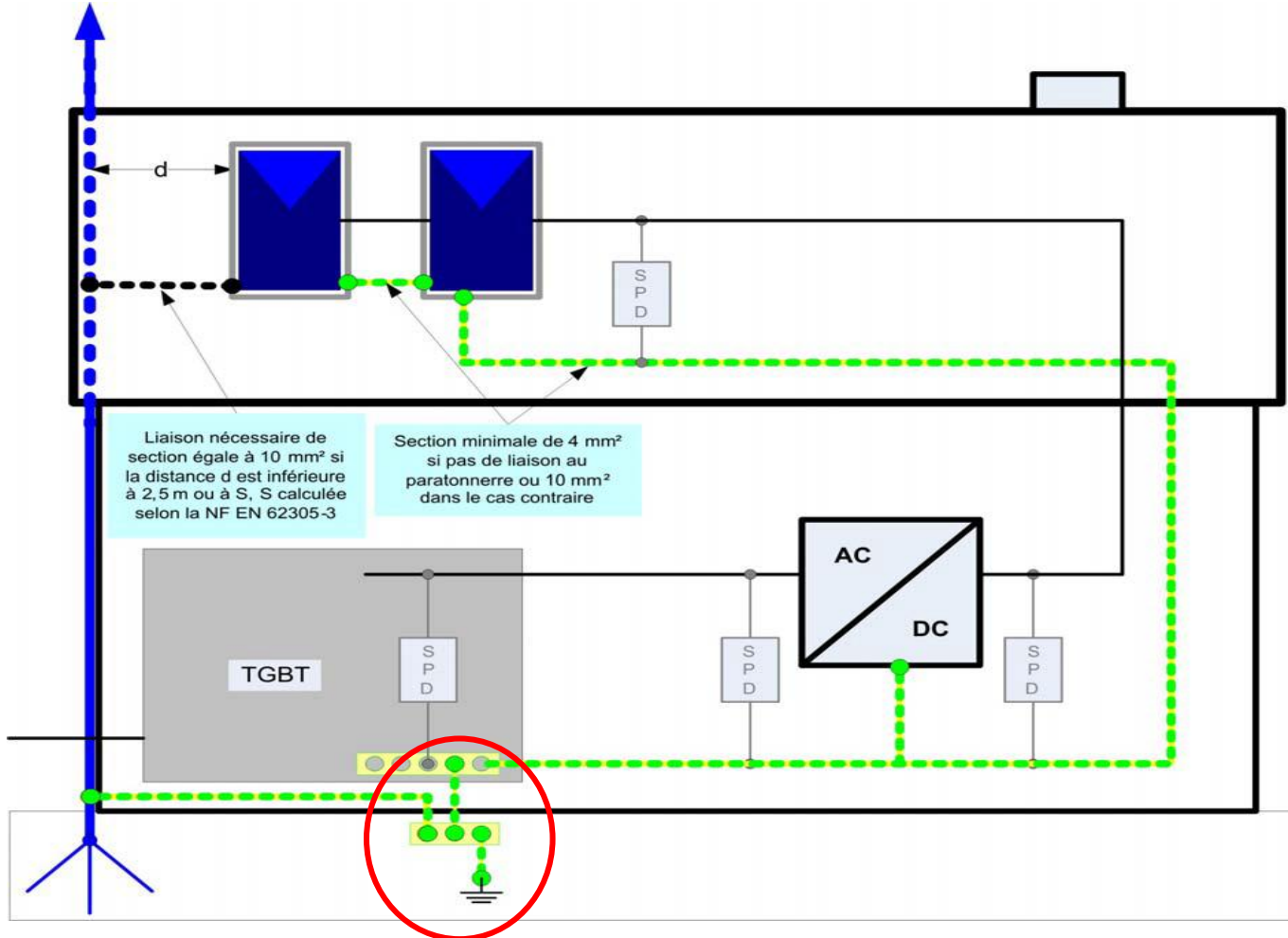
Le métal B est attaqué (jaune) Contact pratiquement indifférent (vert) Le métal A est attaqué (bleu)

| Métal A : | Platine | Or | Inox passivé | Argent | Mercur | Nickel | Arcap | Cuivre | Bronze d'alu | Laiton | Bronze | Etain | Plomb | Duralumin | Acier doux | Alpax H | Alu 99,5% | Acier dur | Duralinox | Cadmium | Fer pur | Almasilium | Chrome | Sn75-Zn25 |
|--------------|---------|------|--------------|--------|--------|--------|-------|--------|--------------|--------|--------|-------|-------|-----------|------------|---------|-----------|-----------|-----------|---------|---------|------------|--------|-----------|
| Platine | 0 | 130 | 250 | 350 | 350 | 430 | 450 | 570 | 600 | 650 | 770 | 800 | 840 | 940 | 1000 | 1065 | 1090 | 1095 | 1100 | 1100 | 1105 | 1105 | 1200 | 1350 |
| Or | 130 | 0 | 110 | 220 | 220 | 300 | 320 | 440 | 470 | 520 | 640 | 670 | 710 | 810 | 870 | 935 | 960 | 965 | 970 | 970 | 975 | 975 | 1070 | 1230 |
| Inox passivé | 250 | 110 | 0 | 100 | 110 | 180 | 200 | 320 | 350 | 400 | 520 | 550 | 590 | 690 | 750 | 815 | 840 | 845 | 850 | 850 | 855 | 855 | 950 | 1100 |
| Argent | 350 | 220 | 100 | 0 | 0 | 80 | 100 | 220 | 250 | 300 | 420 | 450 | 490 | 590 | 650 | 715 | 740 | 745 | 750 | 750 | 755 | 755 | 850 | 1010 |
| Mercur | 350 | 220 | 110 | 0 | 0 | 80 | 100 | 220 | 250 | 300 | 420 | 450 | 490 | 590 | 650 | 715 | 740 | 745 | 750 | 750 | 755 | 755 | 850 | 1010 |
| Nickel | 430 | 300 | 180 | 80 | 80 | 0 | 20 | 140 | 170 | 220 | 340 | 370 | 410 | 510 | 570 | 635 | 660 | 665 | 670 | 670 | 675 | 675 | 770 | 930 |
| Arcap | 450 | 320 | 200 | 100 | 100 | 20 | 0 | 120 | 150 | 200 | 320 | 350 | 380 | 490 | 550 | 615 | 640 | 645 | 650 | 650 | 655 | 655 | 750 | 910 |
| Cuivre | 570 | 440 | 320 | 220 | 220 | 140 | 120 | 0 | 30 | 80 | 200 | 230 | 270 | 370 | 430 | 495 | 520 | 525 | 530 | 530 | 535 | 535 | 630 | 790 |
| Bronze d'alu | 600 | 470 | 350 | 250 | 250 | 170 | 150 | 30 | 0 | 50 | 170 | 200 | 240 | 340 | 400 | 465 | 490 | 495 | 500 | 500 | 505 | 505 | 600 | 760 |
| Laiton | 650 | 520 | 400 | 300 | 300 | 220 | 200 | 80 | 50 | 0 | 120 | 150 | 190 | 290 | 350 | 415 | 440 | 445 | 450 | 450 | 455 | 455 | 550 | 710 |
| Bronze | 770 | 640 | 520 | 420 | 420 | 340 | 320 | 200 | 170 | 120 | 0 | 30 | 70 | 170 | 230 | 295 | 320 | 325 | 330 | 330 | 335 | 335 | 430 | 590 |
| Etain | 800 | 670 | 550 | 450 | 450 | 370 | 350 | 230 | 200 | 150 | 30 | 0 | 40 | 140 | 200 | 265 | 290 | 295 | 300 | 300 | 305 | 305 | 400 | 560 |
| Plomb | 840 | 710 | 590 | 490 | 490 | 410 | 380 | 270 | 240 | 190 | 70 | 40 | 0 | 100 | 160 | 225 | 250 | 255 | 260 | 260 | 265 | 265 | 360 | 520 |
| Duralumin | 940 | 810 | 690 | 590 | 590 | 510 | 490 | 370 | 340 | 290 | 170 | 140 | 100 | 0 | 60 | 125 | 150 | 155 | 160 | 160 | 165 | 165 | 260 | 420 |
| Acier doux | 1000 | 870 | 750 | 650 | 650 | 570 | 550 | 430 | 400 | 350 | 230 | 200 | 160 | 60 | 0 | 65 | 90 | 95 | 100 | 110 | 105 | 105 | 200 | 360 |
| Alpax H | 1065 | 935 | 815 | 715 | 715 | 635 | 615 | 495 | 465 | 415 | 295 | 265 | 225 | 125 | 65 | 0 | 25 | 30 | 35 | 35 | 40 | 40 | 135 | 295 |
| Alu 99,5% | 1090 | 960 | 840 | 740 | 740 | 660 | 640 | 520 | 490 | 440 | 320 | 290 | 250 | 150 | 90 | 25 | 0 | 5 | 10 | 10 | 15 | 15 | 110 | 270 |
| Acier dur | 1095 | 965 | 845 | 745 | 745 | 665 | 645 | 525 | 495 | 445 | 325 | 295 | 255 | 155 | 95 | 30 | 5 | 0 | 5 | 5 | 10 | 10 | 105 | 265 |
| Duralinox | 1100 | 970 | 850 | 750 | 750 | 670 | 650 | 530 | 500 | 450 | 330 | 300 | 260 | 160 | 100 | 35 | 10 | 5 | 0 | 0 | 5 | 5 | 100 | 260 |
| Cadmium | 1100 | 970 | 850 | 750 | 750 | 670 | 650 | 530 | 500 | 450 | 330 | 300 | 200 | 160 | 110 | 35 | 10 | 5 | 0 | 0 | 5 | 5 | 100 | 260 |
| Fer pur | 1105 | 975 | 855 | 755 | 755 | 675 | 655 | 535 | 505 | 455 | 335 | 305 | 265 | 165 | 105 | 40 | 15 | 10 | 5 | 5 | 0 | 0 | 95 | 255 |
| Almasilium | 1105 | 975 | 855 | 755 | 755 | 675 | 655 | 535 | 505 | 455 | 335 | 305 | 265 | 165 | 105 | 40 | 15 | 10 | 5 | 5 | 0 | 0 | 95 | 255 |
| Chrome | 1200 | 1070 | 950 | 850 | 850 | 770 | 750 | 630 | 600 | 550 | 430 | 400 | 360 | 260 | 200 | 135 | 110 | 105 | 100 | 100 | 95 | 95 | 0 | 25 |
| Sn75-Zn25 | 1350 | 1230 | 1100 | 1010 | 1010 | 930 | 910 | 790 | 760 | 710 | 590 | 560 | 520 | 420 | 360 | 295 | 270 | 265 | 260 | 260 | 255 | 255 | 25 | 0 |
| Zinc | 1400 | 1270 | 1150 | 1050 | 1050 | 970 | 950 | 830 | 800 | 750 | 630 | 600 | 560 | 530 | 400 | 335 | 310 | 305 | 300 | 300 | 295 | 295 | 200 | 40 |
| Magnésium | 1950 | 1820 | 1700 | 1600 | 1600 | 1520 | 1500 | 1380 | 1350 | 1300 | 1180 | 1150 | 1100 | 1010 | 950 | 885 | 860 | 855 | 850 | 850 | 845 | 845 | 750 | 590 |

Le métal A cad le l'aluminium est attaqué et va disparaître, le cuivre restera....m ais le contact électrique disparaît...

Mise à la terre

Mise à la terre des masses



Liaison PE
6 mm²
minimum
(à valider avec
dernières
recom.
STEG/ANME)

Exemple d'installation avec protection par paratonnerre

Mise à la terre

Prise de terre

- La prise de terre est la base de la protection des personnes et matériels contre les contacts indirects, quel que soit le régime du neutre utilisé.
- Elle permet de raccorder au potentiel « **0** » de la terre les masses métalliques de l'installation grâce aux conducteurs de protection
- Une prise de terre est définie par sa résistance électrique : **RA**

Mise à la terre

Prise de terre

Pour une habitation, il faut $Ra_{\text{maxi}} < 100 \Omega$ (NF C 15-100 / 771.471.2.1)

Quelque soit le type d'installation, la protection des personnes contre les contacts indirects est réalisée par un DDR,

Il faut :

Pour les locaux secs :

$$Ra \times I_{\Delta n} \leq 50 V$$

NF C 15-100 / 771.413.1.4.2

Pour les locaux humides (ancienne norme) :

$$Ra \times I_{\Delta n} \leq 25 V$$

NF C 15-100 / 481.3.1.1

avec $I_{\Delta n}$ = Sensibilité en A du DDR

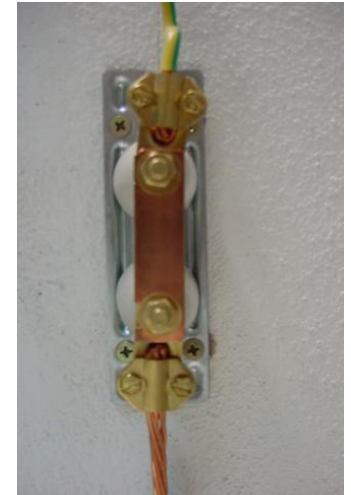
Mise à la terre

Accessoires de prise de terre

Barrette de coupure

Elle permet de :

- réaliser la jonction entre la prise de terre et l'ensemble des masses à relier à la terre.
- isoler momentanément la prise de terre afin d'effectuer la mesure.



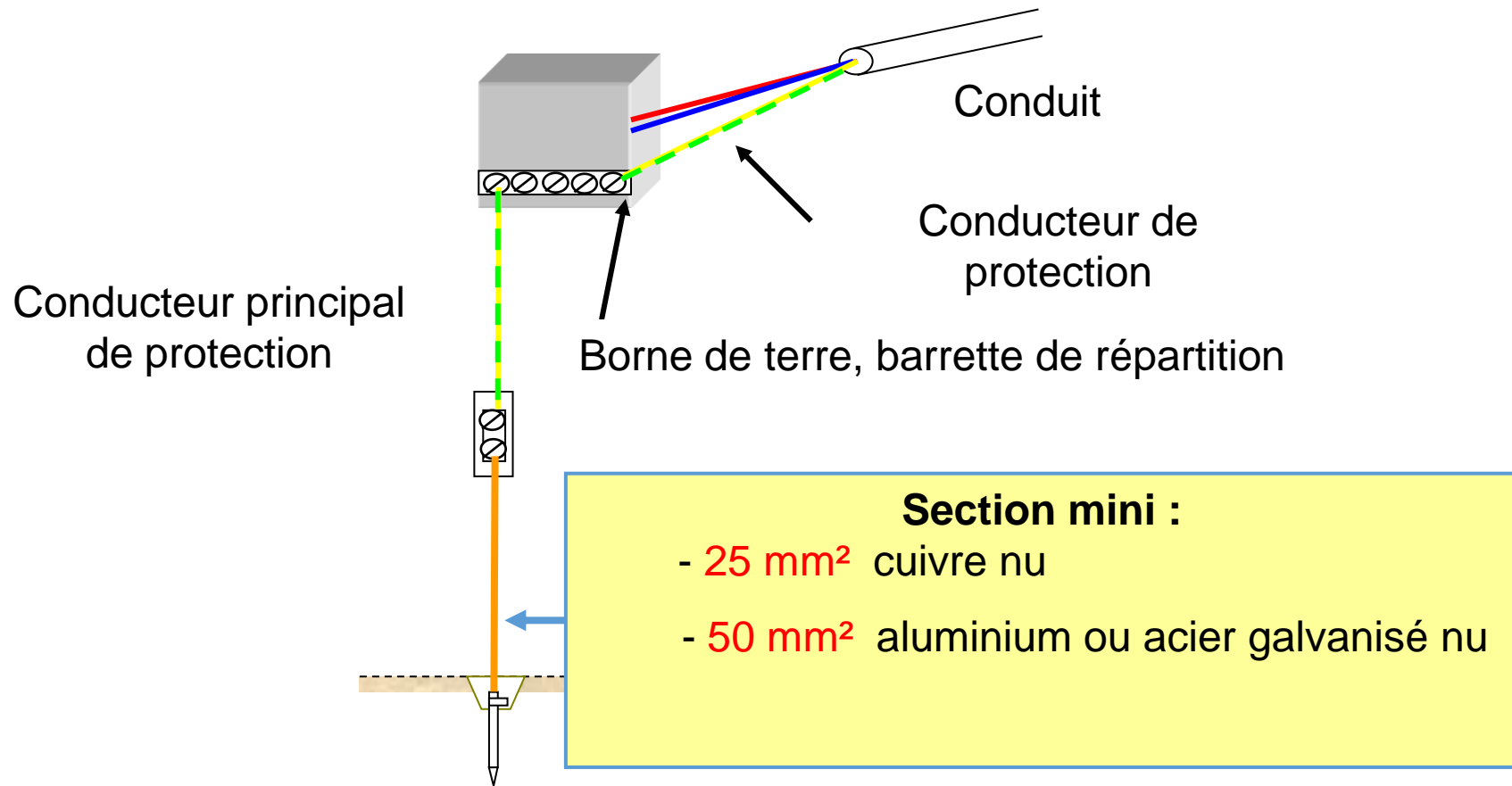
Conducteur nu 25 mm²

Il est utilisé pour réaliser tout type de terre à fond de fouilles et les liaisons entre les plaques, les piquets et la barrette de coupure.



Mise à la terre

Raccordement de conducteur de protection



Mise à la terre

Sections min des conducteurs de protection (côté AC)

| Section des conducteurs de phase de l'installation S (mm ²) | Section minimale des conducteurs de protection Sp (mm ²) |
|---|--|
| $S \leq 16$ | $S_p = 6$ |
| $16 < S \leq 35$ | $S_p = 16$ |
| $S > 35$ | 235 ??ou S/2??à valider STEG? |

La section minimale du conducteur de protection pour une installation PV est de **6 mm²**

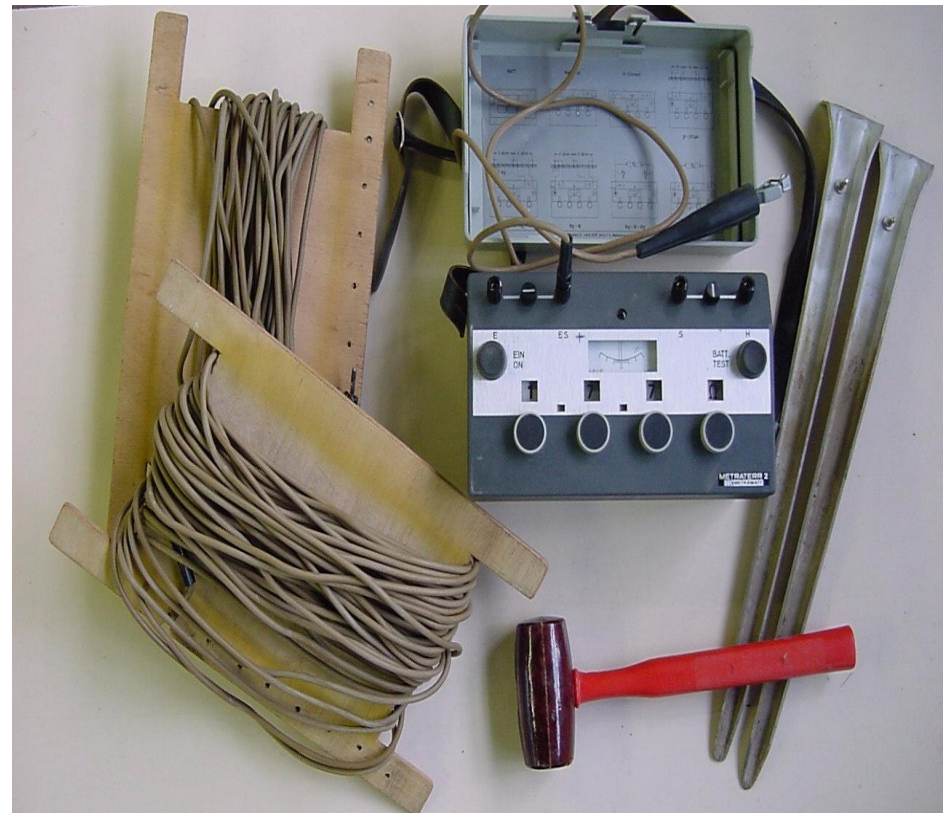
Mise à la terre

Activité pratique : mesure de terre

Mesure directe par un contrôleur de terre

Il est constitué :

- D'un contrôleur de terre.
- De deux piquets de terre auxiliaires
- De trois cordons faible résistance



Description des différentes techniques de raccordements

Règles générales : installation raccordée au réseau (1/2)

Pour les installations PV raccordées au réseau, les besoins d'optimisation du rendement et de réduction des coûts d'installation conduisent à privilégier une tension d'utilisation DC relativement élevée :

- entre **200** et **700 V** pour les applications résidentielles
- jusqu'à **1000 V**, voir **1 500 V** pour les applications de plus forte puissance

Description des différentes techniques de raccordements

Règles générales : installation raccordée au réseau (2/2)

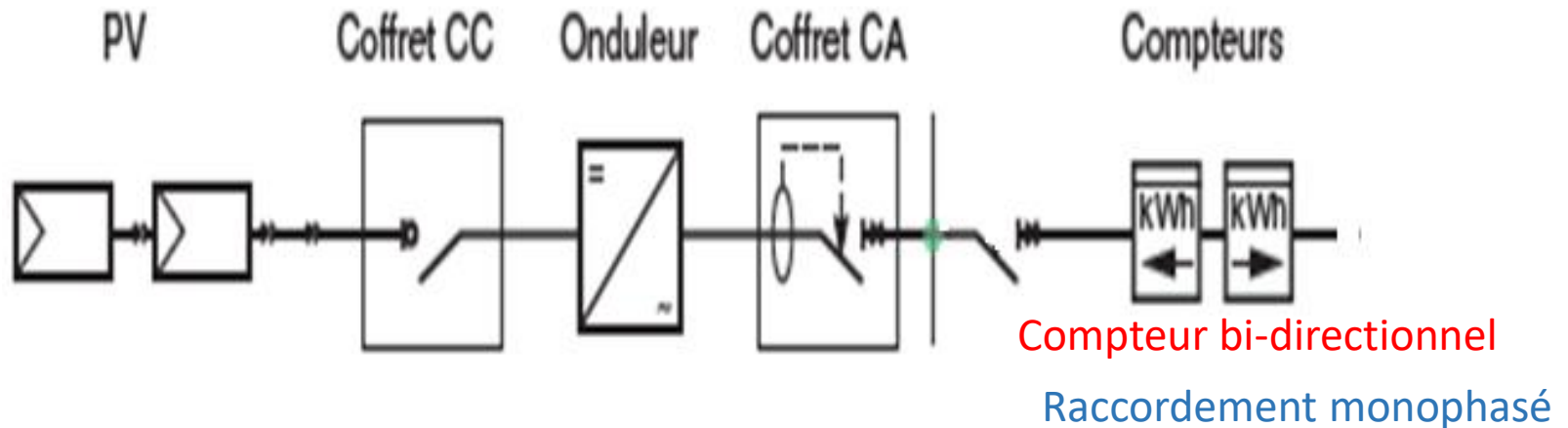
Tous les modules d'un champ PV doivent être identiques :

- même marque
- même technologie
- même puissance max (P_{max})
- même connecteur débrochable (type et marque)

En pratique, pour une facilité d'intervention et de protection des personnes, des coffrets de protection (coffret CC et coffret CA) sont placés à proximité des onduleurs.

Description des différentes techniques de raccordements

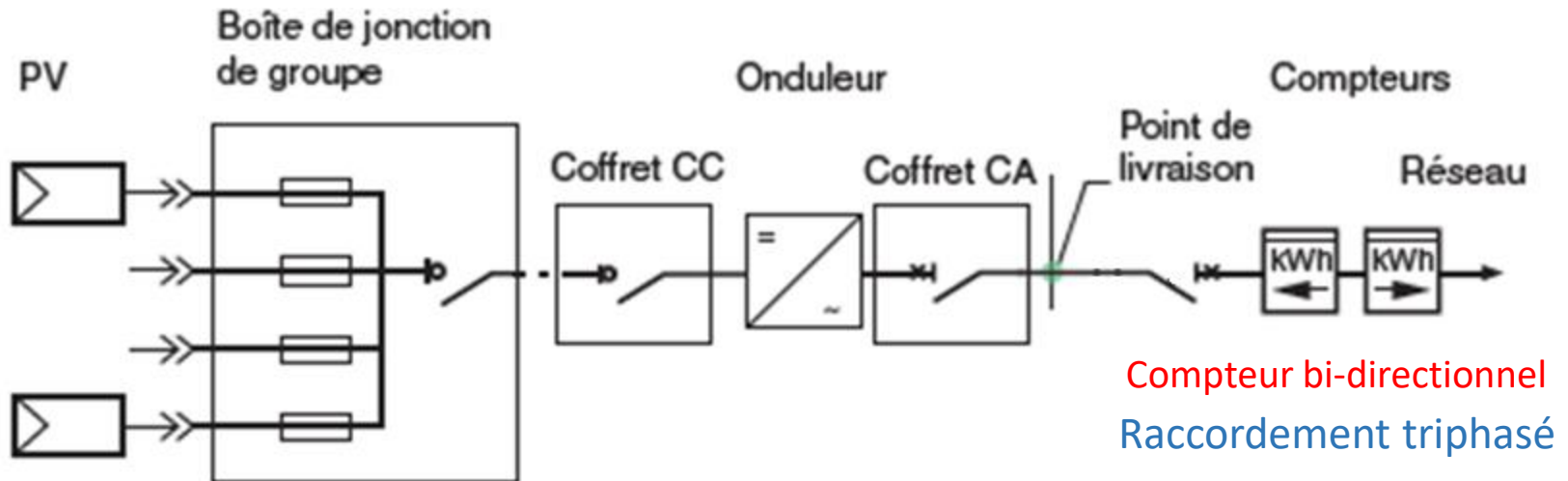
Schéma d'une installation raccordée BT



- Configuration la plus simple possible : **1 seule chaîne.**
- S'applique aux champs PV de petite taille, pour une puissance crête allant jusqu'à 3 à 4 kWc environ, en fonction des modules utilisés.
- Principalement pour les applications PV en résidentiel (monophasé).

Description des différentes techniques de raccordements

Schéma d'une installation raccordée BT



Champ PV avec plusieurs chaînes de modules en parallèle

- Configuration pour des installations PV jusqu'à environ une **30 chaînes** en parallèle, soit environ **100 kWc**
- Limite de puissance technico-économique: section câble DC principal trop importante.

Description des différentes techniques de raccordements

Schéma d'une installation raccordée BT

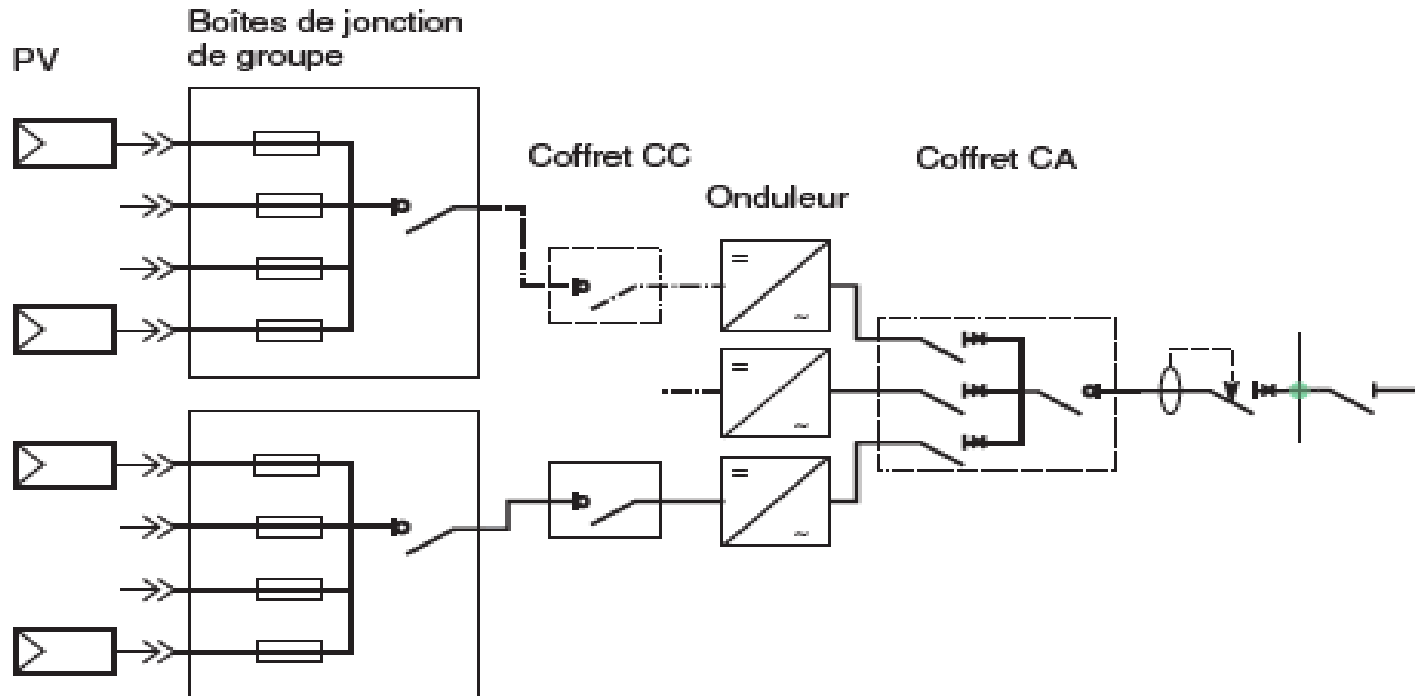


Schéma d'un champ photovoltaïque multi-chaînes avec plusieurs onduleurs monophasés raccordés en triphasé

Description des différentes techniques de raccordements

Conditions de raccordement au réseau (1/2)

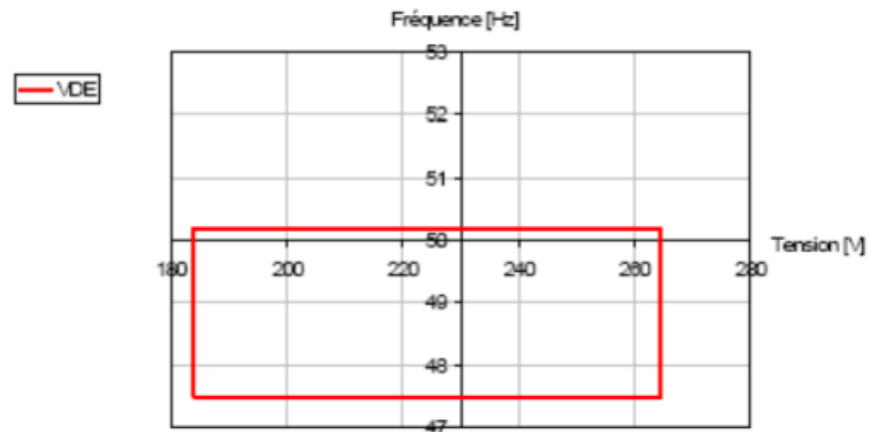
Conditions suivantes à respecter **(CEI 0-16)** :

- Raccordement parallèle sans nuire à la continuité et la qualité du service du réseau public
- Générateurs $< 6 \text{ kWc}$ \rightarrow raccordement monophasé
- Générateurs $\geq 6 \text{ kWc}$ \rightarrow raccordement triphasé

Description des différentes techniques de raccordements

- L'Unité de Production doit être munie d'un système constitué d'une protection d'un dispositif de découplage VDE0126-1-1 :
 - Surtensions et sous-tensions (découplage en moins de 0,2s)
 - Sur-fréquence et sous-fréquence (découplage en moins de 0,2 s)
 - Anti-ilotage (au moins une méthode active implémentée dans les onduleurs, et une méthode passive dans le dispositif de protection autonome)
 - Surintensité
 - Injection des courants continus.

Tension réseau : 184 à 264 V
Fréquence : 47,5 à 50,2 Hz



- L'onduleur de l'Unité de Production doit fonctionner dans la plage [-0,8, 0,8] pour le facteur de puissance.

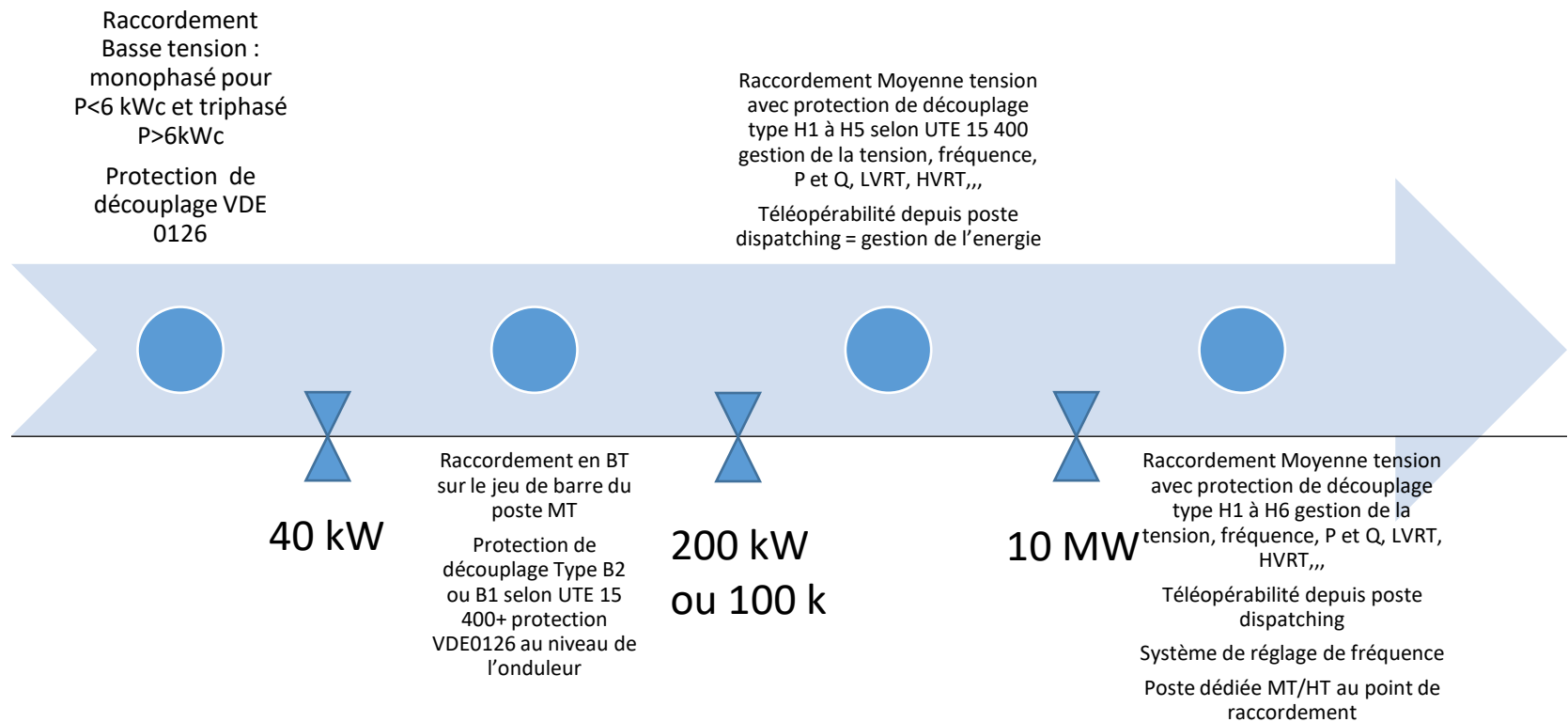
Description des différentes techniques de raccordements

Conditions de raccordement au réseau (2/2)

- L'unité de production PV doit être synchronisée au réseau automatiquement.
- Installation de production ne doit pas être raccordée ou le raccordement en parallèle doit immédiatement et automatiquement être interrompu si la valeur seuil du déséquilibre de la puissance générée par les installations triphasées comprenant des générateurs monophasés n'est pas inférieure à la valeur maximale autorisée (6 kWc) pour les raccordements monophasés.
- Neutre du réseau Basse Tension non relié à terre dans l'Unité de Production.
- Mesure de l'énergie injectée sur le réseau Basse Tension de la STEG par compteur électronique bidirectionnel de classe ≤ 2 .

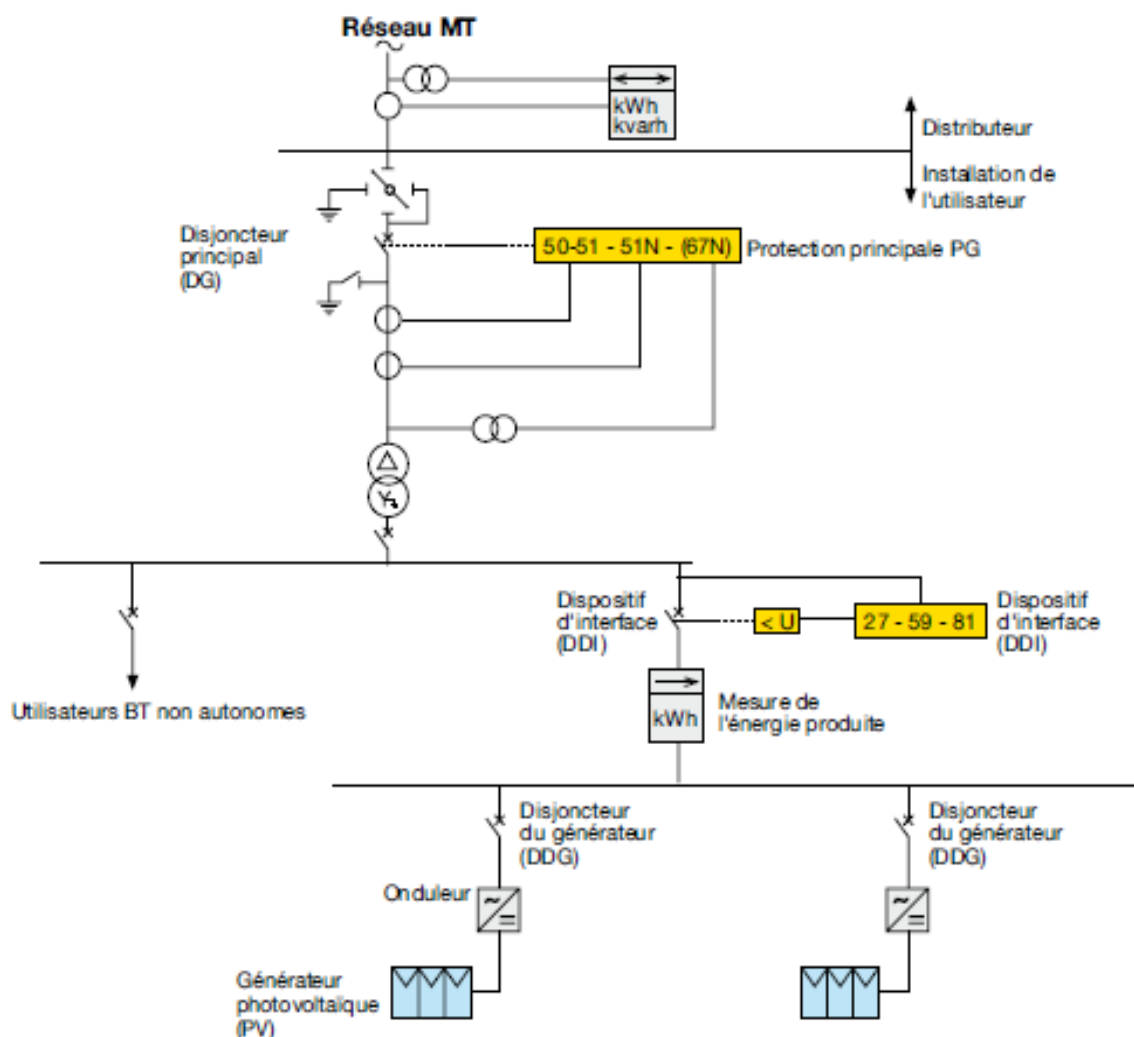
Source : CAHIER DES EXIGENCES TECHNIQUES DE RACCORDEMENT ET D'EVACUATION DE L'ENERGIE PRODUITE A PARTIR DES INSTALLATIONS D'ENERGIES RENOUVELABLES SUR LE RESEAU BASSE TENSION

Exigences techniques de raccordement : vue générale STEG



Description des différentes techniques de raccordements

Exemple d'un montage en parallèle au réseau BT : jusqu' à 100 kW



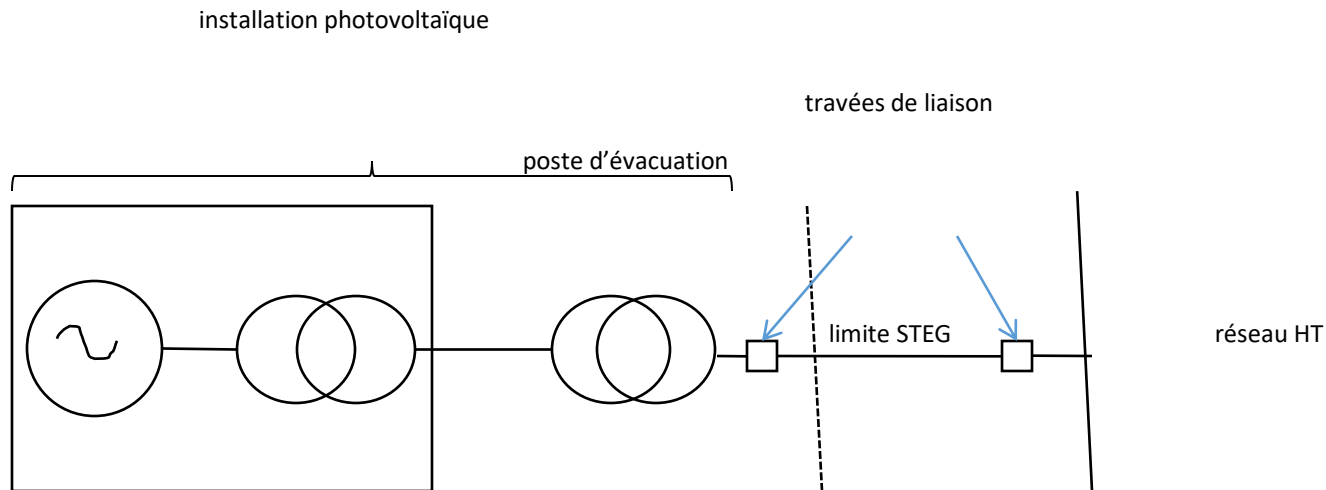
Configuration des installations ayant une puissance maximale de **100 kW**, équipée d'onduleurs dans laquelle le dispositif d'interface est placé du côté BT.

Source: schéma ABB

Description des différentes techniques de raccordements

Initiation au raccordement sur réseau MT/HT

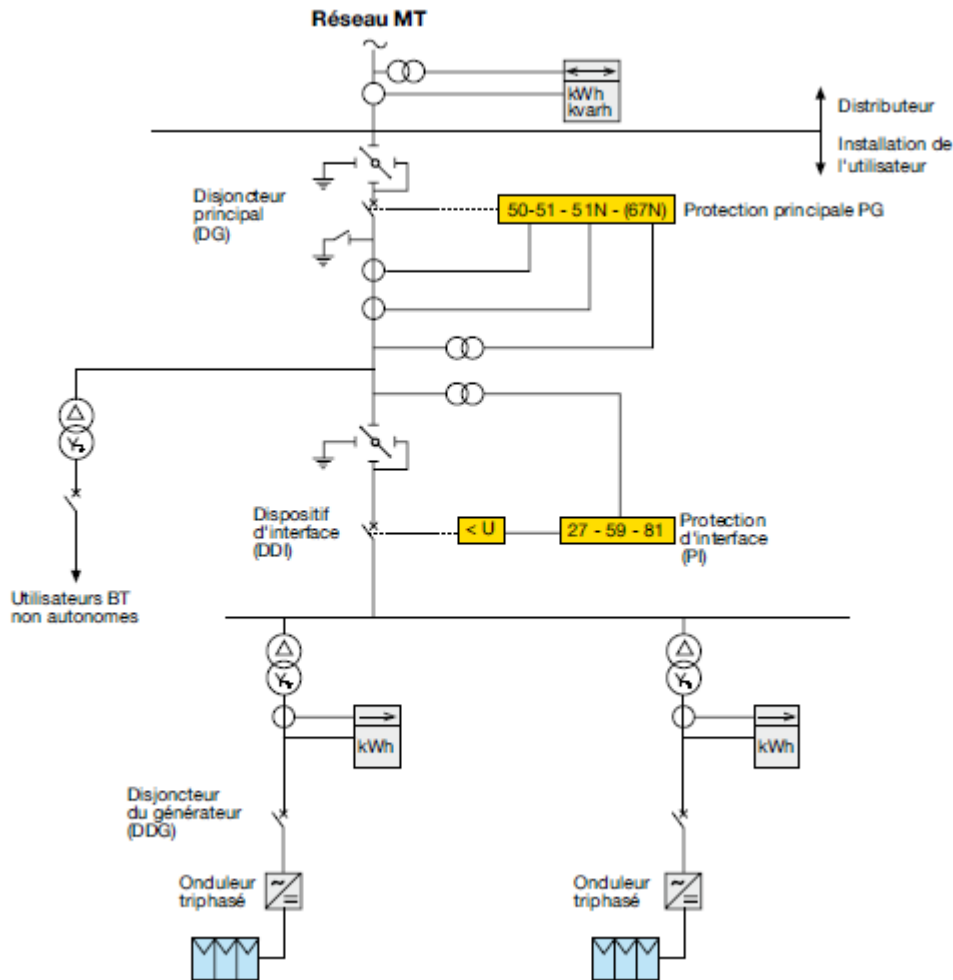
Toute installation PV dont la puissance installée est supérieure à 10 MW doit avoir un poste d'évacuation MT/HT lié à travers une liaison HT au point de raccordement du réseau comme le montre la figure ci-dessous



Le producteur dont la puissance de son installation est comprise entre 100 kW et 10 MW doit soumettre le schéma de raccordement au réseau à la STEG pour approbation.

Description des différentes techniques de raccordements

Exemple d'un montage en parallèle au réseau MT



les installations plus grandes utilisent des onduleurs triphasés avec un ou plusieurs transformateurs BT/MT et le dispositif d'interface est généralement placé du côté MT

Points à retenir

- Les câbles DC et AC doivent assurer le transport d'énergie avec un minimum de pertes énergétiques, tout en assurant la sécurité (biens et personnes) et la pérennité des installations solaires (durée de vie > 25 ans).
- Les câbles solaires (DC) sont spécifiques de part :
 - Leur conception (unipolaire), fabrication (résistant aux UV, etc.)
 - Leur connectique et les outils nécessaires
 - Leur mode de pose (jointifs, sans boucle)
- Le choix des câbles consiste à vérifier leur domaine d'emploi (courant admissible en fonction du mode de pose) et les chutes de tension admissible (3%, voir 1% côté DC et côté AC)
- Mise à la terre indispensable et selon Guide UTE 15-712-1

Points à retenir

- L'installation PV doit continuer à fonctionner dans les plages suivantes :
 - Fréquence dans la plage : 47,5 à 50,2 Hz
 - Tension dans la plage : 184 à 264 V
 - Facteur de puissance entre 0,8 et – 0,8
- L'installation PV doit disposer :
 - Dispositif de découplage VDE0126
 - Système de comptage Classe 2
 - Système de synchronisation automatique
 - Prise de terre non relié au neutre du réseau public

RÈGLES DE DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS



DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS

- Le choix et le nombre d'onduleurs repose sur 3 critères :
 - La compatibilité en puissance
 - La compatibilité en tension
 - La compatibilité en courant
- A partir de ces 3 critères, le dimensionnement des onduleurs va imposer la façon de câbler les modules entre eux.



DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS

COMPATIBILITÉ EN PUISSANCE

- Pour le calcul de dimensionnement, la puissance du groupe des modules PV est égale à la somme des puissances crêtes de tous les modules.
- Idéalement, la puissance crête délivrée par le groupe PV doit être sensiblement égale à la puissance maximale admissible de l'onduleur
- Dans les pays où l'intensité lumineuse est associée à une forte température, il est possible de sous-dimensionner les onduleurs de 10% à 15%.



DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS

TENSION MAXIMALE ADMISSIBLE

- Dans le calcul de dimensionnement, on considèrera que la tension délivrée par un module est sa tension à vide, notée U_{co} , majorée par un coefficient de sécurité.
- Ce coefficient de sécurité, noté k , pourra varier entre 1.02 et 1.25, selon les conditions climatiques du site.
- Le nombre maximum de modules PV en série se calcule par la formule :

$$\text{Nombre maximal de modules en série} = E_{-} \left[\frac{U_{max}}{U_{CO} \times k} \right]$$

Avec : $E_{-}[X]$ est la partie entière inférieure du nombre X .



COEFFICIENT DE SÉCURITÉ IMPOSÉ PAR LE GUIDE DE L'UTE C15-712-1

Le coefficient k est un coefficient de sécurité imposé par le guide de l'UTE C15-712-1, et qui prend en compte l'élévation de la tension délivrée par les modules lorsque la température des cellules diminue.

| Température ambiante minimale (°C) | Coefficient multiplicateur k |
|------------------------------------|--------------------------------|
| Entre 24°C et 20°C | 1.02 |
| Entre 19°C et 15°C | 1.04 |
| Entre 14°C et 10°C | 1.06 |
| Entre 9°C et 5°C | 1.08 |
| Entre 4°C et 0°C | 1.10 |
| Entre -1°C et -5°C | 1.12 |
| Entre -6°C et -10°C | 1.14 |
| Entre -11°C et -15°C | 1.16 |



DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS

PLAGE DE TENSION MPPT

- Il faut s'assurer que la tension délivrée par la chaîne PV soit comprise dans la plage de tension MPPT de l'onduleur auquel il est connecté.
- Il faut chercher à obtenir une tension délivrée par la chaîne PV comprise dans la plage MPPT, et ce quelque soit la température des modules.
- La tension U_{MPP} délivrée par la chaîne PV, à la température minimale du site (irradiation de 1000 W/m^2), doit être inférieure à la valeur maximale de la plage de tension MPPT de l'onduleur. Cela permet de déterminer le nombre maximum de modules PV en série.
- La tension U_{MPP} délivrée par la chaîne à une température des modules de $70 \text{ }^\circ\text{C}$ doit être supérieure à la valeur minimale de la plage de tension MPPT de l'onduleur. Cela permet de déterminer le nombre minimum de modules photovoltaïques en série.



DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS

PLAGE DE TENSION MPPT

$$\begin{cases} \text{Nombre minimal de modules en série} = E_+ \left[\frac{U_{MPPT,MIN}}{U_{MPP} \times 0.85} \right] \\ \text{Nombre maximal de modules en série} = E_- \left[\frac{U_{MPPT,MAX}}{U_{MPP} \times k} \right] \end{cases}$$

- $E_+[X]$ est la partie entière inférieure du nombre X .
- $E_+[X]$ est la partie entière supérieure du nombre X .
- $U_{MPPT,MIN}$ est la valeur minimale de la tension pour laquelle le tracker (MPPT) fonctionne
- $U_{MPPT,MAX}$ est la valeur maximale de la tension pour laquelle le tracker (MPPT) fonctionne
- U_{MPP} est la tension de puissance maximale des modules photovoltaïque
- Le coefficient k est un coefficient de sécurité imposé par le guide de l'UTE C15-712-1, et qui prend en compte l'élévation de la tension délivrée par les modules lorsque la température des cellules diminue.
- Le coefficient 0.85 est un coefficient de minoration permettant de calculer la tension MPP à 70 °C.

DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS

COMPATIBILITÉ EN COURANT

- Il faut s'assurer que le courant débité par le groupe PV ne dépasse pas la valeur du courant maximal admissible I_{max} par l'onduleur.
- Dans le calcul de dimensionnement on considérera que le courant délivré par la chaîne est égale au courant de puissance maximal I_{MPP} des modules photovoltaïques
- Le nombre maximum de chaînes photovoltaïques en parallèle se calcule par la formule simple suivante :

$$\text{Nombre maximal de chaînes en parallèles} = E_{-} \left[\frac{I_{max}}{I_{MPP}} \right]$$

$E_{-}[X]$ est la partie entière inférieure du nombre X .

I_{max} est le courant maximal admissible par l'onduleur

I_{MPP} est le courant de puissance maximale des modules



RÈGLES DE DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS

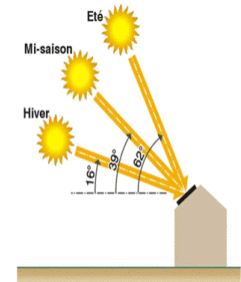
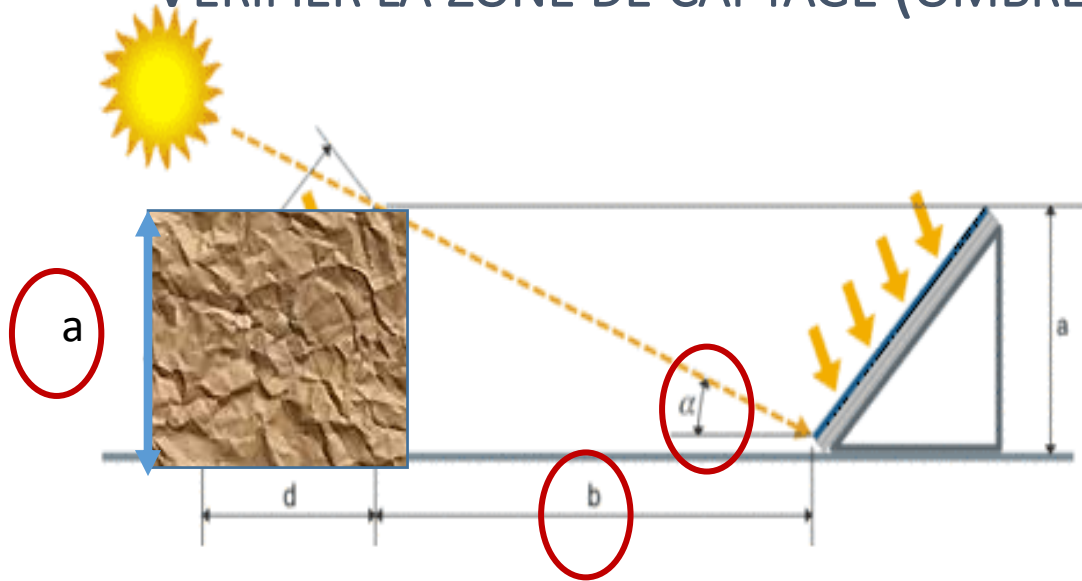
- Etape 1 : Effectuer un dimensionnement rapide grâce à la puissance de l'installation
- Etape 2 : Calculer le nombre de modules PV en série
- Etape 3: Calculer le nombre de chaînes PV en parallèle
- Etape 4 : Vérifier la compatibilité en puissance
- Etape 5 : Réaliser le schéma électrique de l'installation



RÈGLES À PRENDRE EN CONSIDÉRATION LORS DE LA MISE EN PLACE DES MODULES



VÉRIFIER LA ZONE DE CAPTAGE (OMBRES, MASQUES)



Déterminer la distance minimale b ? (distance entre un capteur et un muret de hauteur « a »)

Hauteur solaire min $\alpha = 30^\circ$ (à Tunis, le 21 décembre)

La distance minimale est définie par :

$$\text{Distance } b = a / \text{Tg } \alpha$$

Si,

- $a = 2 \text{ m.}$
- $\alpha = \text{hauteur solaire minimum (généralement prise le 21 décembre, soit un angle de } 30^\circ \text{ à Tunis).}$

Soit $b = 2 / \text{tg } 30 = 3,46 \text{ m.}$soit pour simplifier et mettre un coefficient de sécurité : **$b = 2 \times$**

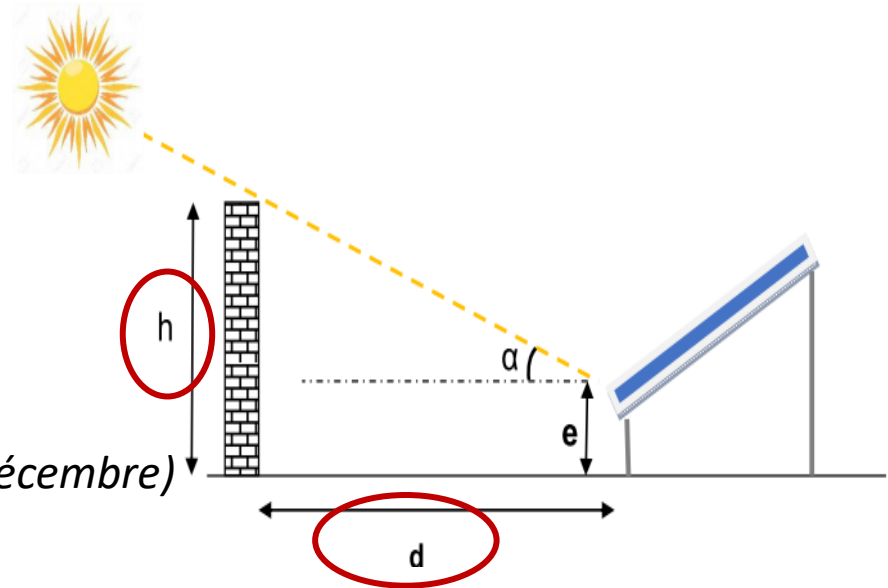
$a = 4 \text{ m}$

VÉRIFIER LA ZONE DE CAPTAGE (OMBRES, MASQUES)

Déterminer la distance minimale d ?

(entre un capteur monté sur un socle de hauteur « e » et un muret de hauteur « a »)

Hauteur solaire min $\alpha = 30^\circ$ (à Tunis, le 21 décembre)



La distance minimale est définie par :

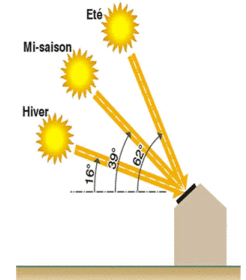
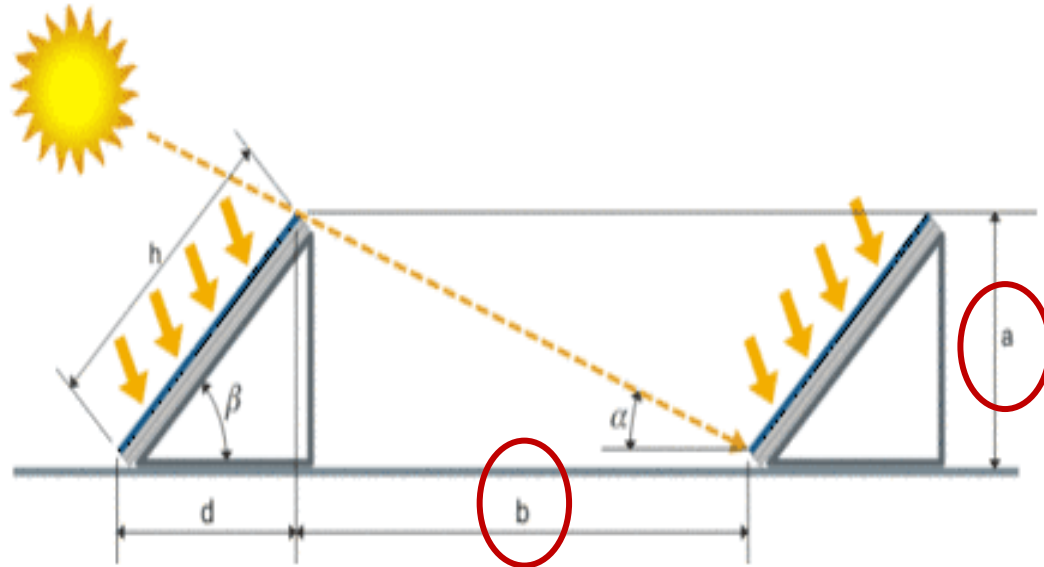
Distance $d = (h-e) / \text{Tg } \alpha$ avec $\alpha = 30^\circ$, soit $d = 2 \times h$ environ

Si,

- $h = 2,30 \text{ m}$ et $e = 0,30 \text{ m}$
- $\alpha =$ hauteur solaire minimum (généralement prise le 21 décembre, soit un angle de 30° à Tunis).

Soit $b = (2,3 - 0,30) / \text{tg } 30 = 3,46 \text{ m}$soit pour simplifier et mettre un coefficient de sécurité : **$b = 2 \times a = 4 \text{ m}$**

VÉRIFIER LA ZONE DE CAPTAGE (OMBRES, MASQUES)



Déterminer la distance b ? (distance entre 2 capteurs de hauteur « a »)

hauteur solaire min $\alpha = 30^\circ$ (à Tunis, le 21 décembre)
La distance est défini par :

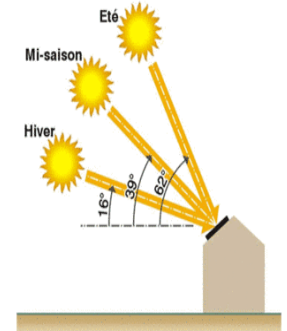
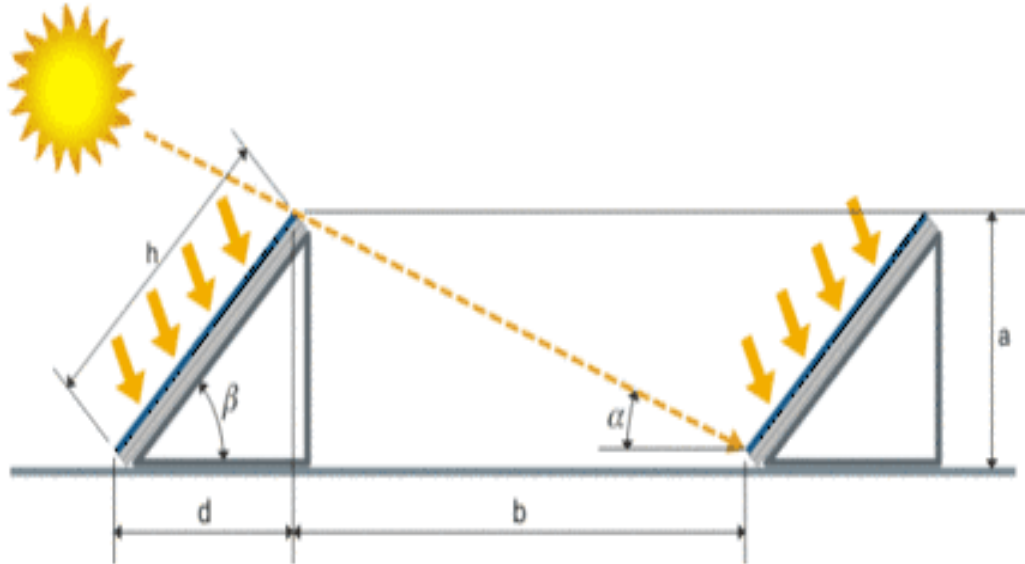
$$\text{Distance } b = a / \text{Tg } \alpha$$

Si ,

- $a = 2 \text{ m}$.
- $\alpha =$ hauteur solaire minimum (généralement prise le 21 décembre, soit un angle de 30° à Tunis).

Soit $b = 2 / \text{tg } 30 = 3,46 \text{ m}$soit pour simplifier et mettre un coefficient de sécurité : **$b = 2 \times a = 4 \text{ m}$**

VÉRIFIER LA ZONE DE CAPTAGE (OMBRES, MASQUES)



Déterminer l'entre-axe ($d + b$) entre deux rangées de capteurs ?

L'entre-axe entre deux rangées de capteurs est défini par la formule suivante :

$$\text{Entre axe} = d + b = h (\cos \beta + \sin \beta / \operatorname{tg} \alpha)$$

Avec h = dimension du capteur.

- α = hauteur solaire minimum (généralement prise le 21 décembre, soit un angle de 30° à Tunis).
- β = inclinaison des capteurs.

En considérant des capteurs de 1,2 m de large (h) ; hauteur solaire min $\alpha=30^\circ$; inclinaison $\beta=30^\circ$; l'entre-axe des rangées de capteurs est de: $1,2 \times (\cos 30^\circ + \sin 30^\circ / \operatorname{tg} 30^\circ) = 2,07$ m.

VÉRIFIER LES SURFACES DISPONIBLES

En toiture, au sol ou en façade ?

Que ce soit en toiture plate ou inclinée, on veillera à ce que la toiture :

- résiste à la surcharge des panneaux et de leur fixation
- soit suffisamment en bon état pour ne pas être remplacée trop rapidement (durée de vie moyenne des panneau **25 ans**).



La charpente sous les modules PV était sans doute trop fragile....lors de cette tempête !



Est-ce que cette terrasse est en bon état....avant de décider de mettre des modules PV dessus ?

EXEMPLE DE DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS



EXEMPLE DE DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS

- L'installation est composée de 40 modules d'une puissance de 230 Wc,
- Puissance crête totale de $40 \times 230 = 9\,200$ Wc.
- Onduleurs proposés:
 - 1 onduleur SB 4 000 TL + 1 onduleur SB 5 000 TL

Caractéristiques techniques SUNNY BOY 4000TL / 5000TL

| | SB 4000TL-20 | SB 5000TL-20 |
|--|---------------|---------------|
| Entrée (DC) | | |
| Puissance DC max. | 4200 W | 5300 W |
| Tension DC max. | 550 V | 550 V |
| Plage de tension photovoltaïque, MPPT | 125 V - 440 V | 125 V - 440 V |
| Plage recommandée à puissance nominale | 175 V - 440 V | 175 V - 440 V |
| Courant d'entrée max. | 2 x 15 A | 2 x 15 A |
| Nombre de MPP trackers | 2 | 2 |
| Nombre max. d'entrées (en parallèle) | 2 x 2 | 2 x 2 |
| Sortie (AC) | | |



CARACTÉRISTIQUES DES MODULES

- Les données importantes de la fiche technique de ces modules PV :
 - La puissance crête d'un module : $P_c = 230 \text{ Wc}$
 - La tension à vide : $U_{CO} = 37.95 \text{ V}$
 - La tension de puissance maximale : $U_{MPP} = 30.45 \text{ V}$
 - Le courant de court-circuit : $I_{cc} = 8.1 \text{ A}$
 - Le courant de puissance maximale : $I_{MPP} = 7.55 \text{ A}$
- Température minimale est estimé à $-10 \text{ }^\circ\text{C}$.
- De ce fait, le coefficient k (coefficient de sécurité imposé par le guide de l'UTE C15-712-1, et qui prend en compte l'élévation de la tension délivrée par les modules lorsque la température des cellules diminue) sera pris égale à : $k=1.14$.



CARACTÉRISTIQUES DES ONDULEURS

Caractéristiques techniques SUNNY BOY 4000TL / 5000TL

| | SB 4000TL-20 | SB 5000TL-20 |
|--|---------------|---------------|
| Entrée (DC) | | |
| Puissance DC max. | 4200 W | 5300 W |
| Tension DC max. | 550 V | 550 V |
| Plage de tension photovoltaïque, MPPT | 125 V - 440 V | 125 V - 440 V |
| Plage recommandée à puissance nominale | 175 V - 440 V | 175 V - 440 V |
| Courant d'entrée max. | 2 x 15 A | 2 x 15 A |
| Nombre de MPP trackers | 2 | 2 |
| Nombre max. d'entrées (en parallèle) | 2 x 2 | 2 x 2 |
| Sortie (AC) | | |

NOMBRE DE MODULES EN SÉRIE

- Tension max. admissible en entrée de l'onduleur est $U_{max} = 550 \text{ V}$.
- Plage de tension MPPT en entrée de l'onduleur est $[U_{MPPT,MIN} - U_{MPPT,MAX}] = [125 \text{ V} - 440 \text{ V}]$.
- Nombre de modules photovoltaïques en série compatible avec la plage de tension MPPT de l'onduleur :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Nombre minimal de modules en série} = E_+ \left[\frac{U_{MPPT,MIN}}{U_{MPP} \times 0.85} \right] \\ \text{Nombre maximal de modules en série} = E_- \left[\frac{U_{MPPT,MAX}}{U_{MPP} \times k} \right] \end{array} \right.$$

Le nombre de modules en série doit être compris entre 5 et 12



NOMBRE DE CHAÎNES PV EN PARALLÈLE

Fiche technique SB 4 000 TL et SB 5 000 TL :

- Courant maximale admissible de ces deux onduleurs est $I_{max} = 15$ A par trackers (ces onduleurs disposent de deux trackers chacun).


Nombre maximum de chaînes PV en parallèle se calcule par la formule:

$$\text{Nombre maximal de chaînes en parallèles} = E_{-} \left[\frac{I_{max}}{I_{MPP}} \right]$$

Le nombre de chaînes PV, par tracker, doit être égal à 1.



VÉRIFICATION DE LA COMPATIBILITÉ EN PUISSANCE

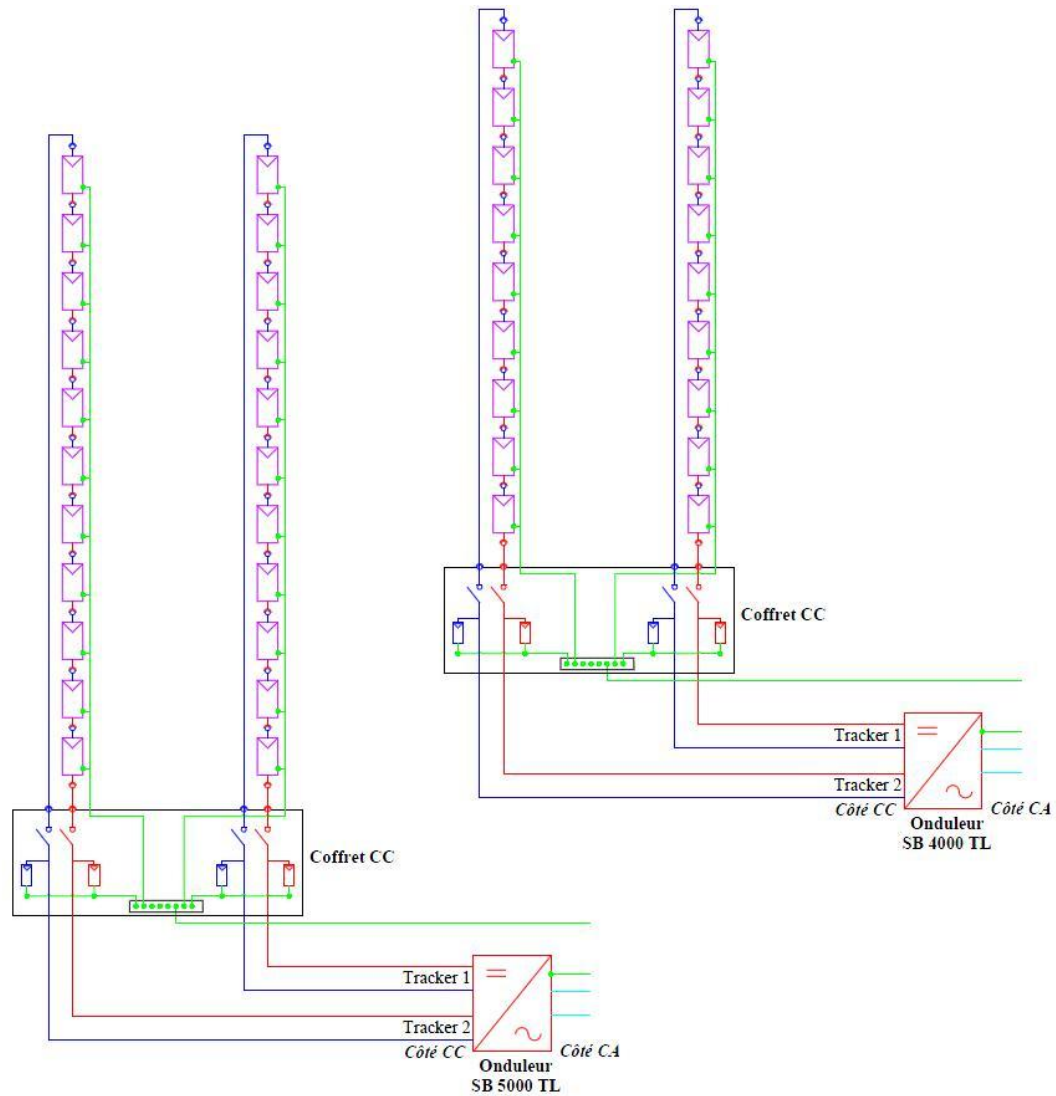
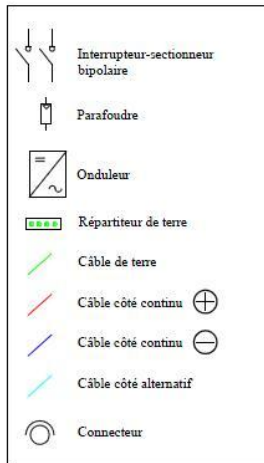
- La puissance maximale admissible de l'onduleur:
 - SB 5 000 TL $P_{\max} = 5\,300\text{ W}$.
 - SB 4 000 TL $P_{\max} = 4\,200\text{ W}$.
 - D'après les calculs lors des étapes précédentes, nous pouvons mettre au maximum une chaîne par tracker. Chaque chaîne sera composée au minimum de 4 modules et au maximum de 12 modules en série.
 - La configuration maximale (1 chaîne de 12 modules, par tracker) permet donc de disposer de 24 modules sur un onduleur.
 - Cela correspond à une puissance installée de $24 \times 230 = 5\,520\text{ Wc}$.
 - Cette puissance installée est supérieure à la puissance maximale admissible par les deux onduleurs ($P_{\max} = 5\,300\text{ W}$ pour l'onduleur SB 5 000 TL et $P_{\max} = 4\,200\text{ W}$ pour l'onduleur 4 000 TL).
- 

VÉRIFICATION DE LA COMPATIBILITÉ EN PUISSANCE

- Il faut retirer donc 1 module sur chaque chaîne des Trackers afin d'obtenir une configuration comprenant 1 chaîne de 11 modules sur chaque tracker.
- Cette nouvelle configuration présente donc 22 modules, ce qui correspond à une puissance installée de $22 \times 230 = 5\,060$ Wc.
- Cette puissance installée est compatible avec la puissance maximale admissible en entrée de l'onduleur SB 5 000 TL. Nous utiliserons donc un onduleur SB 5 000 TL raccordé à un groupe PV de 22 modules PV : 1 chaîne de 11 modules en série, par tracker.
- Nous avons, au départ, 40 modules PV à installer.
- Il reste donc 18 modules à placer. La puissance crête correspondante est $18 \times 230 = 4\,140$ Wc. Cette puissance installée est compatible avec la puissance maximale admissible en entrée de l'onduleur SB 4 000 TL.
- Nous utiliserons donc un onduleur SB 4 000 TL raccordé à un groupe PV de 18 modules PV : 1 chaîne de 9 modules en série, par tracker.



SCHÉMA ÉLECTRIQUE DE L'INSTALLATION



MERCI

