



المدرسة العليا للتكنولوجيا بسلا

جامعة محمد الخامس بالرباط

Université Mohamed V  
Ecole Supérieure de technologie -Salé

# Cours de l'énergie solaire photovoltaïque



*Pr.Ouadia MOUHAT*

*Chapitre I : L'effet photovoltaïque*

*Chapitre II : Cellule, module et champ photovoltaïque*

*Chapitre III : Les systèmes photovoltaïques autonomes: Application au dimensionnement d'installations d'éclairage et de pompage photovoltaïques*

*Chapitre IV : Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau*

# Chapitre I : L'effet photovoltaïque

## I. Le Gisement Solaire

### ➤ *Qu'est-ce que le Soleil:*

Comme toute étoile, le Soleil est une énorme sphère de gaz incandescent située à 150 millions de km de la Terre. C'est l'étoile la plus proche de nous, son diamètre mesure environ 1 400 000 km (109 fois celui de la Terre) et son volume contiendrait 1 300 000 fois la Terre !

## ➤ *Composition du Soleil*

Le Soleil est constitué principalement d'hydrogène (92,1 %) et d'hélium (7,8 %), les deux éléments les plus abondants dans l'univers. Les éléments plus lourds ne figurent que pour 0,1 %. On y trouve par exemple de l'oxygène, du carbone, de l'azote, du magnésium, du calcium, du sodium, de l'aluminium, du silicium, du fer, du soufre, du néon, de l'argon, mais aussi tous les autres éléments connus sur terre.

## ➤ *Source d'énergie du Soleil*

Au cœur du Soleil, la température est de 15 millions de degrés, permettant la fusion des noyaux d'hydrogène en noyaux d'hélium avec production de photons. Ce processus nommé fusion nucléaire permet la production d'une énorme quantité d'énergie.

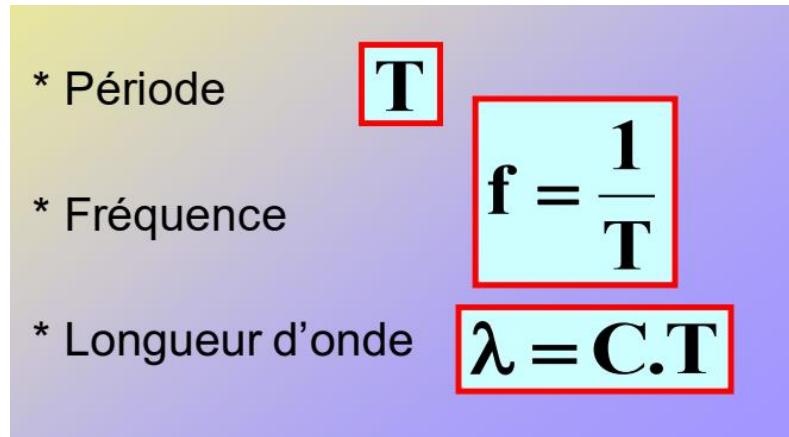
□ *Une toute petite partie de cette énergie arrive sur la terre, par rayonnement électromagnétique.*

## ➤ *Radiations électromagnétiques*

Les ondes électromagnétiques transportent de l'énergie même quand il n'y a pas de matière entre la source d'énergie et le récepteur. Ces ondes sont appelées électromagnétiques parce qu'elles se propagent en modifiant les champs électrique et magnétique.

## □ Ondes électromagnétiques simples

Le faisceau de radiations peut être décomposé en un spectre formé de radiations périodiques simples ou monochromatiques ou ondes électromagnétiques simples que l'on caractérise par :



où C est la vitesse de propagation des ondes dans le milieu considéré. Dans le vide ou dans l'air sec, C est la vitesse de la lumière et vaut  $3 \cdot 10^8$  [m.s<sup>-1</sup>].

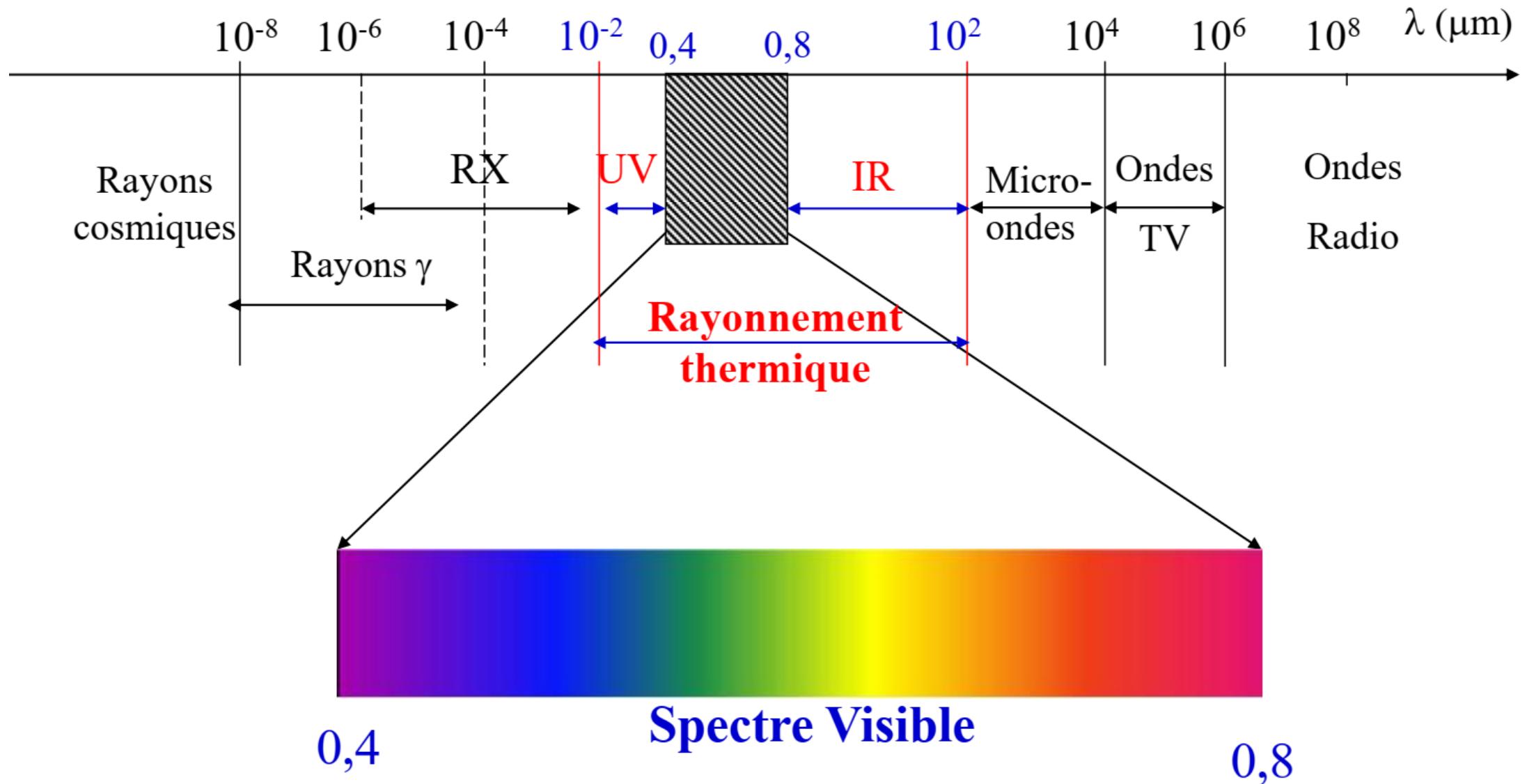
**Le transfert d'énergie par rayonnement :** Propagation de la chaleur d'une source vers un corps, sans contact entre eux, par le déplacement d'ondes électromagnétiques.



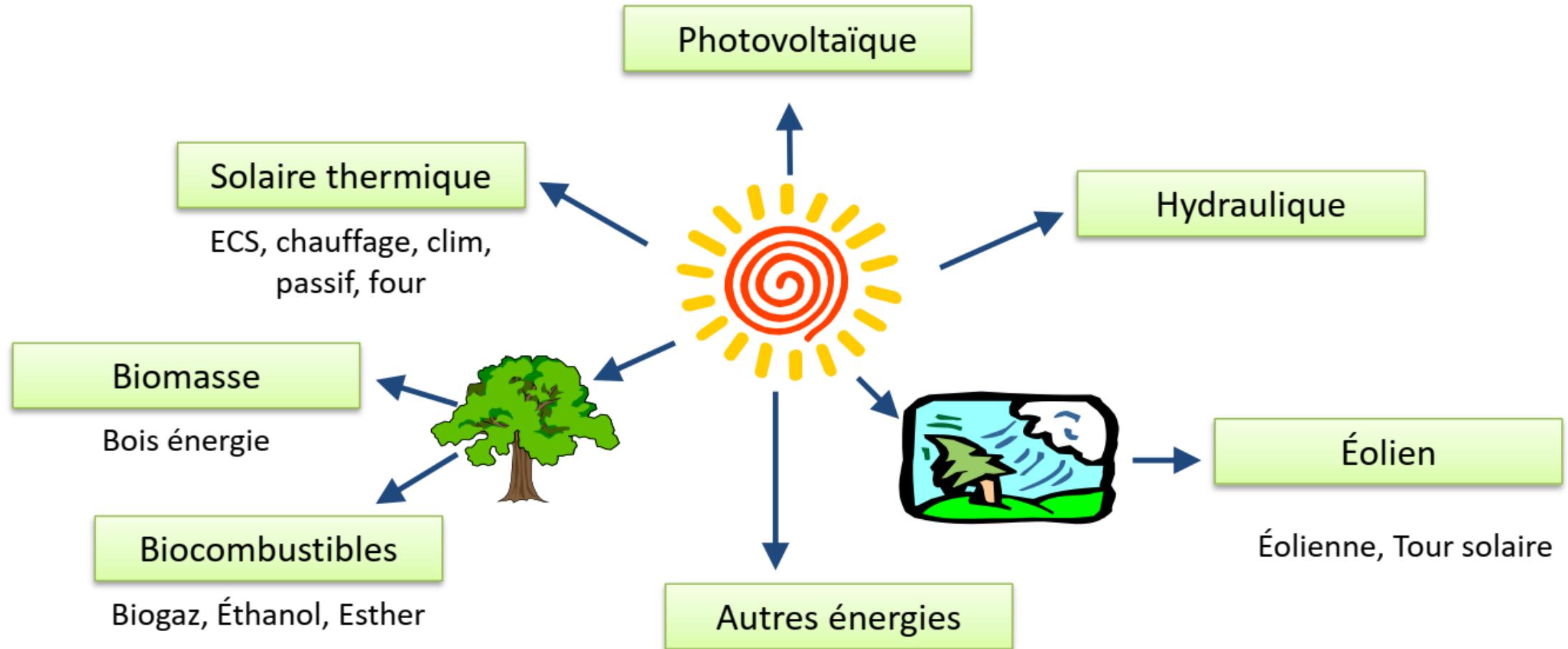
*Emission de rayonnement  
dépend de l'énergie interne du  
corps qui rayonne*

*Interception du rayonnement,  
La surface en absorbe une  
partie qui est alors  
transformée en chaleur*

## □ Spectre des ondes électromagnétiques



# *Le soleil est à l'origine des énergies renouvelables et d'autres énergies*



## □ Les lois de la radiation

### ➤ La loi de Planck et le corps noir

Le corps noir est un corps hypothétique qui peut absorber et émettre les radiations électromagnétiques dans tout le spectre électromagnétique de sorte que :

➤ Toute la radiation incidente est complètement absorbée, d'où le terme corps noir.

▪ **La loi de Planck:**

C'est une loi qui relie l'emittance monochromatique d'un corps noir à la longueur d'onde  $\lambda$  et à la température absolue  $T$ .

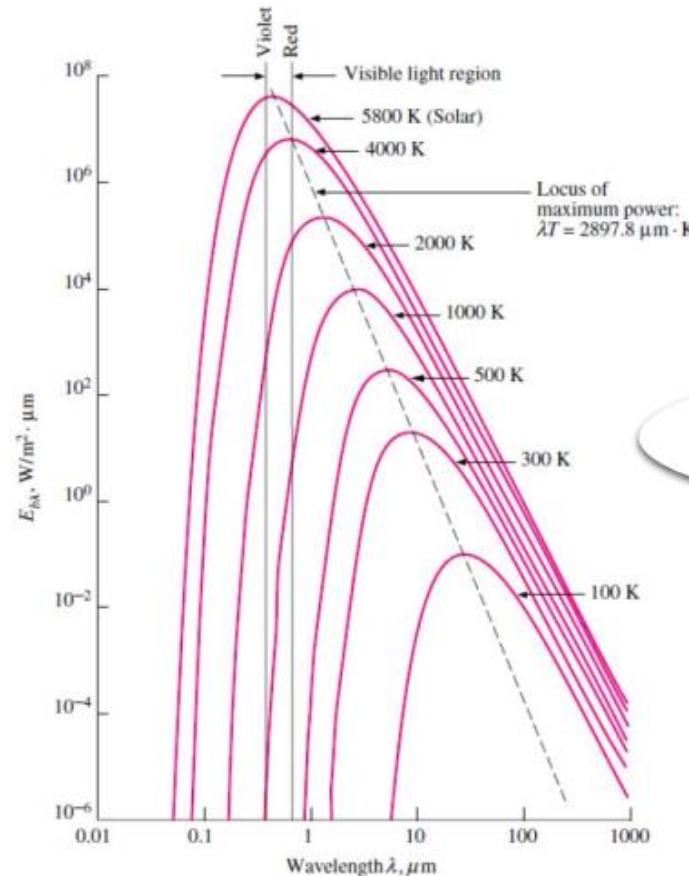
***L'emittance monochromatique*** du corps noir (c'est-à-dire la puissance émise, dans toutes les directions d'émission) varie avec la longueur d'onde et la température :

$$E_{b\lambda}(\lambda, T) = \frac{C_1}{\lambda^5[\exp(C_2/\lambda T) - 1]} \quad (\text{W/m}^2 \cdot \mu\text{m})$$

$$C_1 = 2\pi h c_0^2 = 3.74177 \times 10^4 \times W \cdot \mu\text{m}^4 / m$$

$$C_2 = hc_0 / k = 1.15840 \times 10^4 \times W \cdot \mu\text{m}^4 / m$$

❖ *Emittance monochromatique d'un corps noir :*



*L'émittance sera d'autant plus grande que la température est élevée*

## □ Lois de Wien

- 1ère loi de Wien ou loi de déplacement

$$\lambda_{\max} \cdot T = 2896 \quad [\mu m \cdot K]$$

?

On peut retrouver cette loi en recherchant le maximum de la courbe de Planck.



Valeur de  $\underline{\lambda}$  pour laquelle la dérivée s'annule

## Application :

Un corps incandescent émet un rayonnement dont la longueur d'onde correspondant au maximum d'émission est  $\lambda_{max}=460$  nm. Déterminer sa température de surface.

### □ Puissance dégagée par un astre:

#### ➤ Loi de Stefan-Boltzmann :

La puissance dégagée par un astre est proportionnelle à sa température de surface à la puissance 4 :

$$P_{dégagée} = S \times \sigma \times T^4$$

**S** : Aire de l'astre.

**$\sigma$**  : Constante de Stefan – Boltzmann  
 $\simeq 5,67 \cdot 10^{-8} W \cdot m^{-2} \cdot K^{-4}$



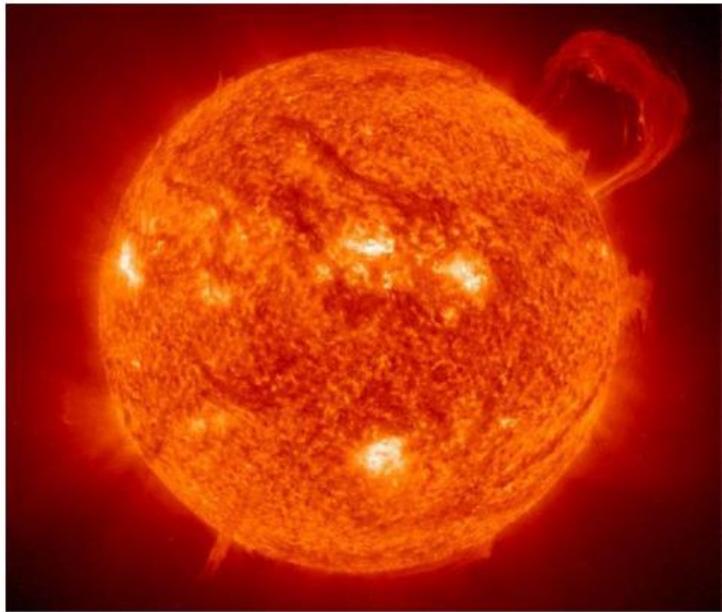
Jožef Stefan



Ludwig Eduard Boltzmann



□ Puissance dégagée par le Soleil:



*Aire de la surface du Soleil :*

$$S = 4\pi R^2$$

Avec  $R = 696\ 342\ 000\ m$

*Température du Soleil :*

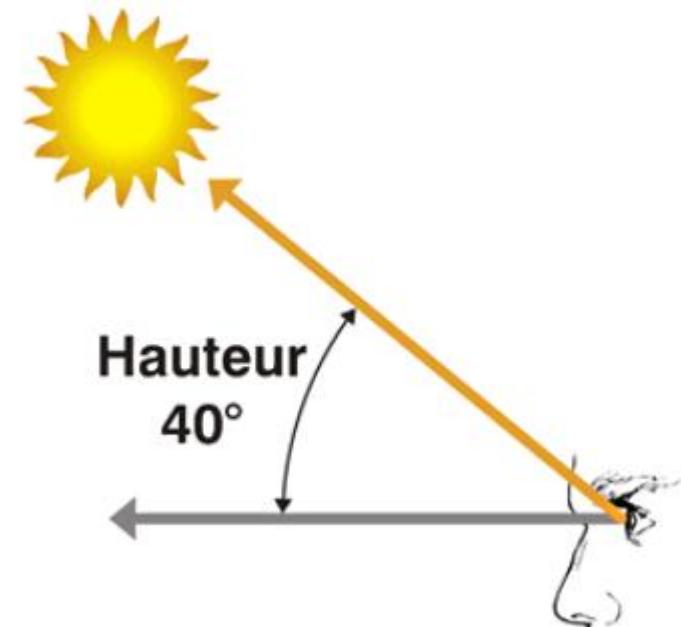
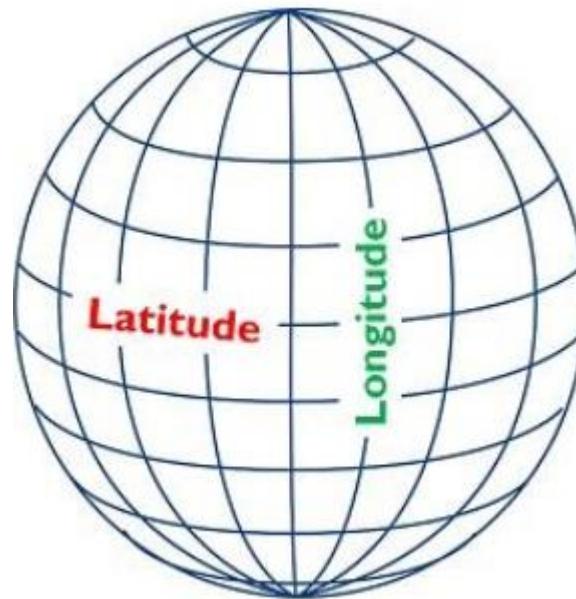
$$T = 5778\ K (5505\ ^\circ C).$$

$$P_{dégagée\ par\ le\ Soleil} \simeq 3,85 \cdot 10^{26}\ W$$

## L'énergie solaire reçue en un point du globe :

L'énergie solaire reçue en un point du globe dépend de :

- ✓ L'énergie solaire envoyée par le Soleil.
- ✓ La nébulosité (nuages, brouillards, etc.).
- ✓ La latitude, la saison et l'heure, qui influent sur la hauteur du soleil et donc sur l'énergie reçue au sol par unité de surface.



## □ L'intensité du rayonnement au niveau de la Terre:

L'intensité par m<sup>2</sup> du rayonnement au niveau de la terre est la puissance du soleil / l'aire de surface de la sphère de rayon Terre-soleil :



$$\text{Intensité}_{Terre} = 3,85 \times 10^{26} / (4\pi \times 14960000000^2) \approx 1369 \text{ W/m}^2$$

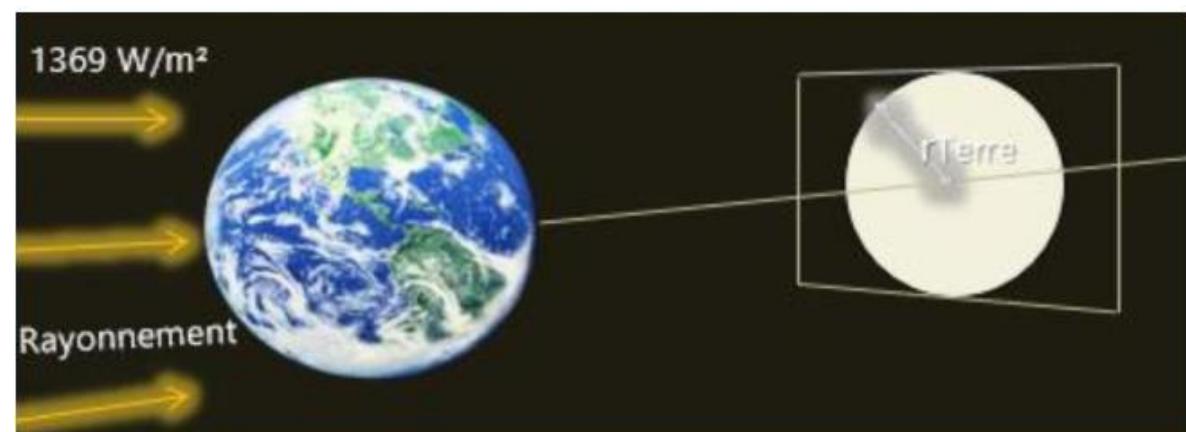
## Puissance captée par la terre

Pour calculer la puissance totale reçue par la surface de la terre, on considère que le rayonnement solaire intercepté par la terre est approximativement le même que celui intercepté par un disque de même rayon que la terre et qui ferait face au rayonnement :

$$P_{\text{captée par la terre}} = 1369 \times \pi \times 6371000^2 = 17,4 \cdot 10^{16} \text{ W}$$

C'est la puissance captée par la terre avant de traverser l'atmosphère,

$$P_{\text{captée par la terre}} \ll P_{\text{dégagée Soleil}} \simeq 3,85 \cdot 10^{26} \text{ W.}$$



## Energie annuelle reçue par les continents :

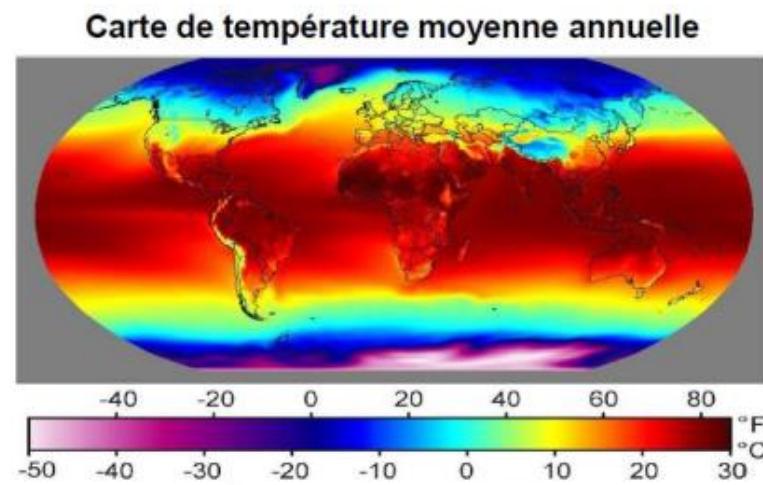
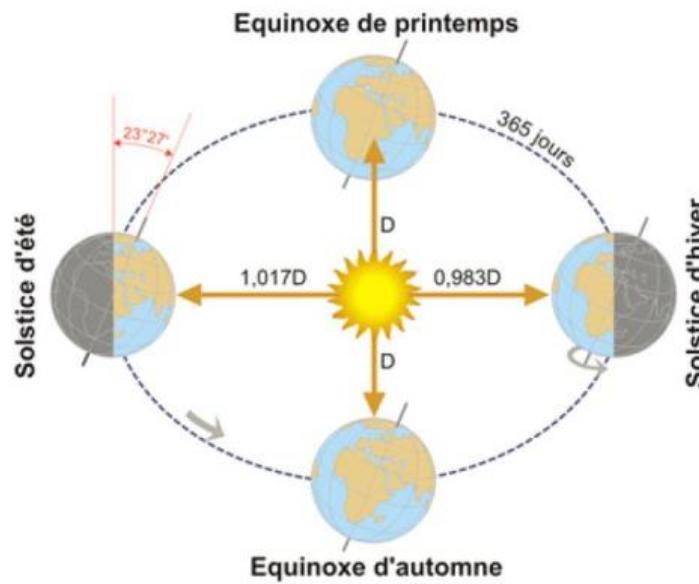
Presque la moitié du rayonnement initial est soit absorbé soit réfléchi atteignent la surface de la Terre. Seulement 29 % ( **$2,42 \cdot 10^{16} W$** ) arrive au terre ferme constituée par les continents.

**Energie annuelle reçue par les continents =  $2,42 \times 10^{16} \times 365 \times 24 \approx 210000 \times 10^9 MWh$**

- ✓ Cette énergie est donc inépuisable et elle représente 1400 fois consommation annuelle mondiale.
- ✓ Alors que les autres énergies ne font que diminuer (gaz, pétrole et charbon);
- ✓ C'est pourquoi l'être-humain s'intéresse beaucoup à cette énergie.

## □ La densité du flux solaire dépend de la période de l'année

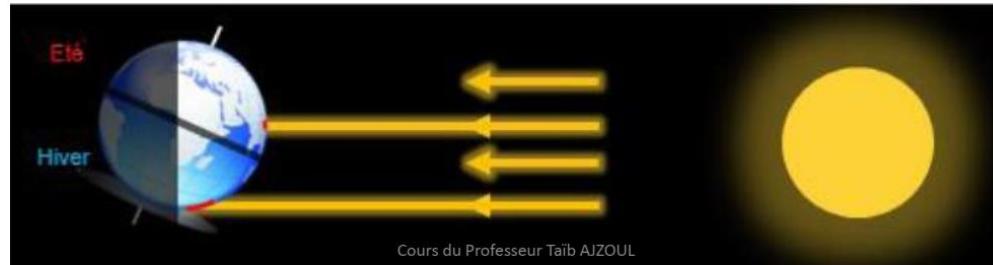
Le rayonnement solaire n'est pas uniforme au sol, il dépend de la période de l'année, de l'heure, de la localisation (longitude, latitude) et des conditions atmosphériques (Trouble de Link et météo).



## Pôle Nord incliné vers le soleil

La surface est plus petite dans l'hémisphère nord pour un rayonnement de même taille (il fait plus chaud au pôle nord).

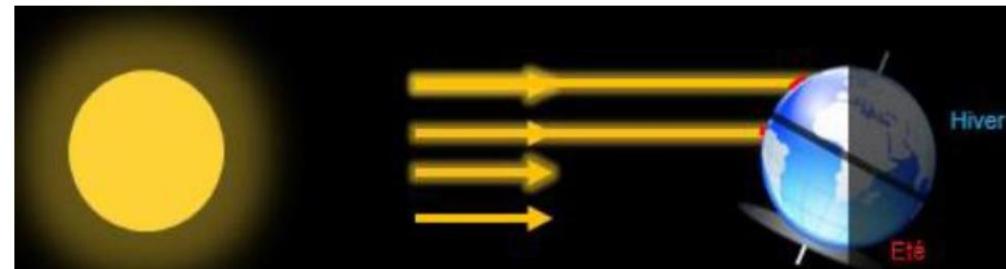
✓ **Eté au pôle nord et l'hiver au pôle sud,**



## Pôle Sud incliné vers le soleil

La surface est plus grande dans l'hémisphère nord pour un rayonnement de même taille (il fait plus froid au pôle nord)

✓ **Hiver au pôle nord et l'été au pôle sud.**



## □ Pôle Nord incliné vers le soleil

Il fait nuit d'abord dans l'hémisphère sud, puis à l'équateur et enfin dans l'hémisphère nord.

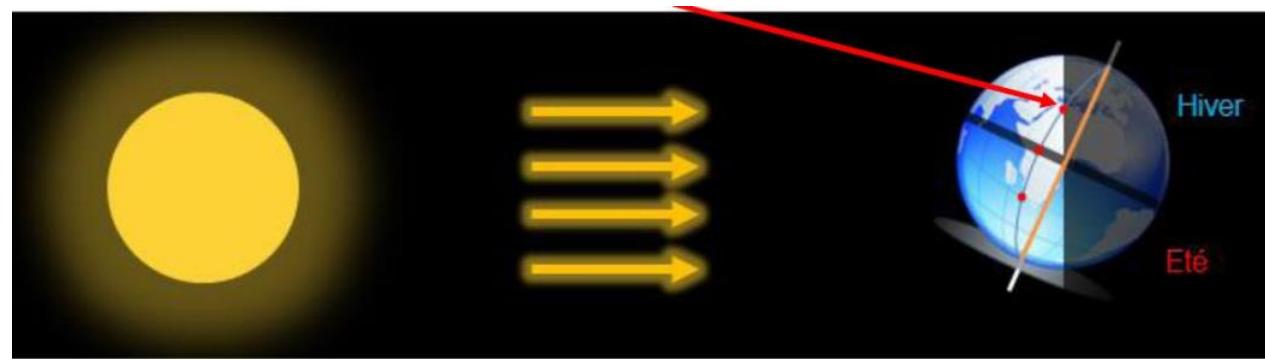
C'est pour cette raison que les journées sont longues dans l'hémisphère nord, courtes dans l'hémisphère sud et durent 12h à l'équateur.

Le jour se lève d'abord dans l'hémisphère nord, puis à l'équateur et enfin dans l'hémisphère sud



## □ Pôle Sud incliné vers le soleil :

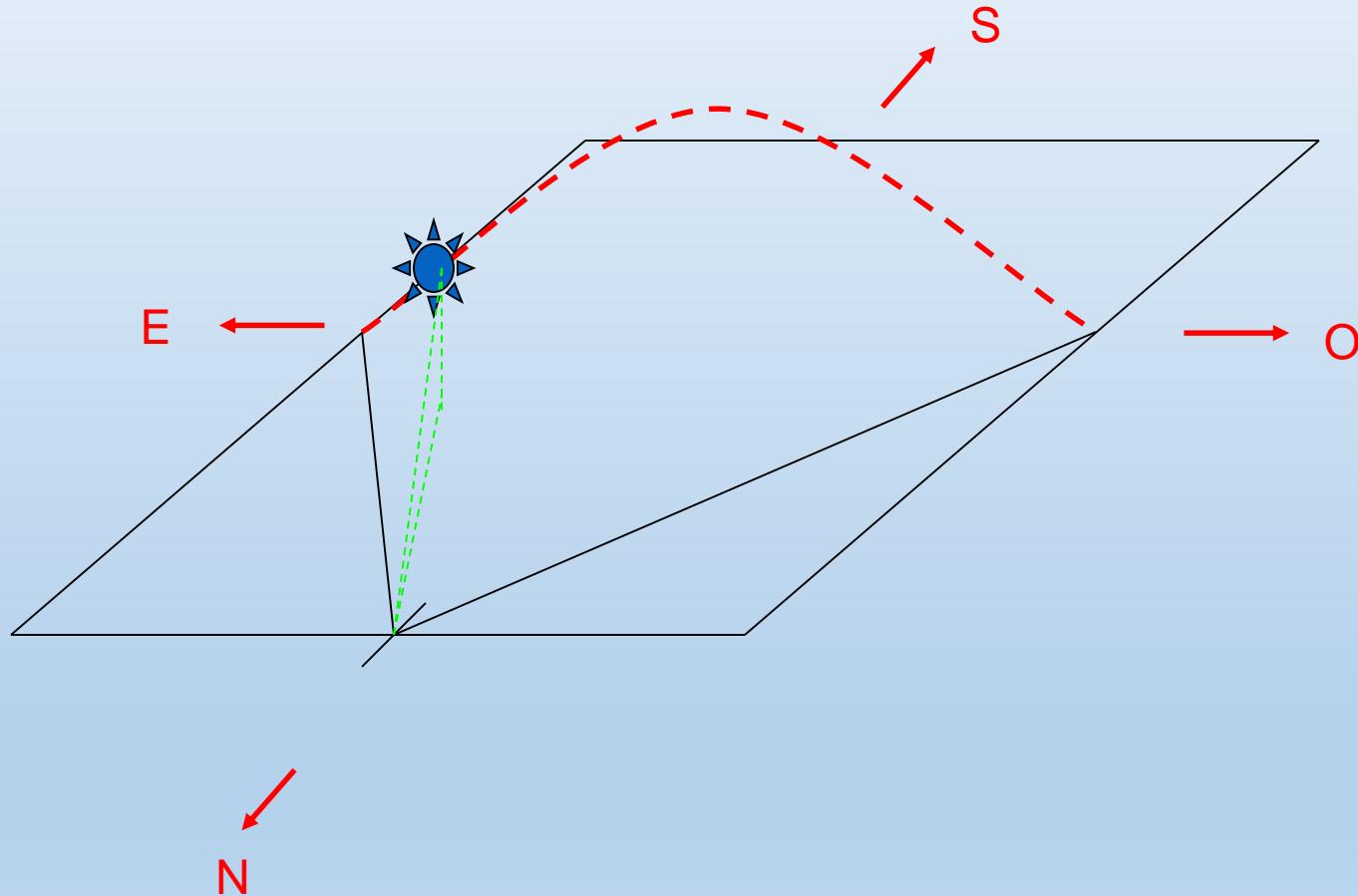
Il fait jour d'abord dans l'hémisphère sud, puis à l'équateur et enfin dans l'hémisphère nord. C'est pour cette raison que les journées sont longues dans l'hémisphère sud, courtes dans l'hémisphère nord et durent 12h à l'équateur. La nuit apparaît d'abord dans l'hémisphère nord, puis l'équateur et enfin dans l'hémisphère sud.



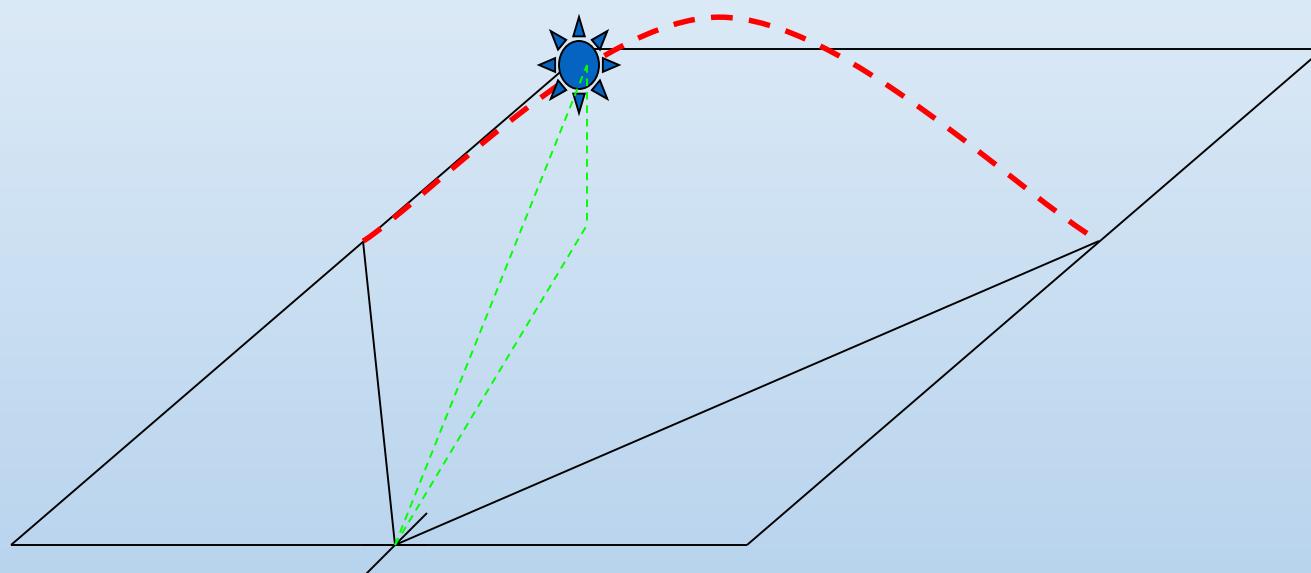
La densité du flux solaire dépend de la localisation, car suivant le lieu (Longitude, Latitude), le rayonnement reçu par jour change.

## □ Le rayonnement solaire

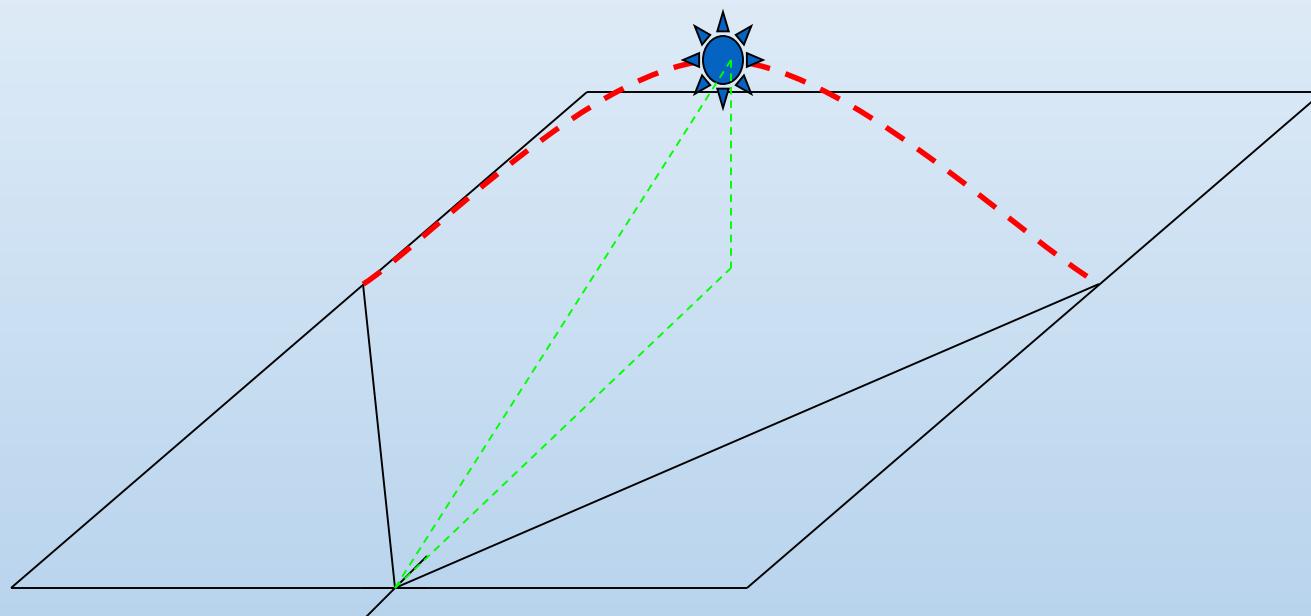
Le soleil se déplace dans un plan écliptique par rapport à un observateur « fixe »



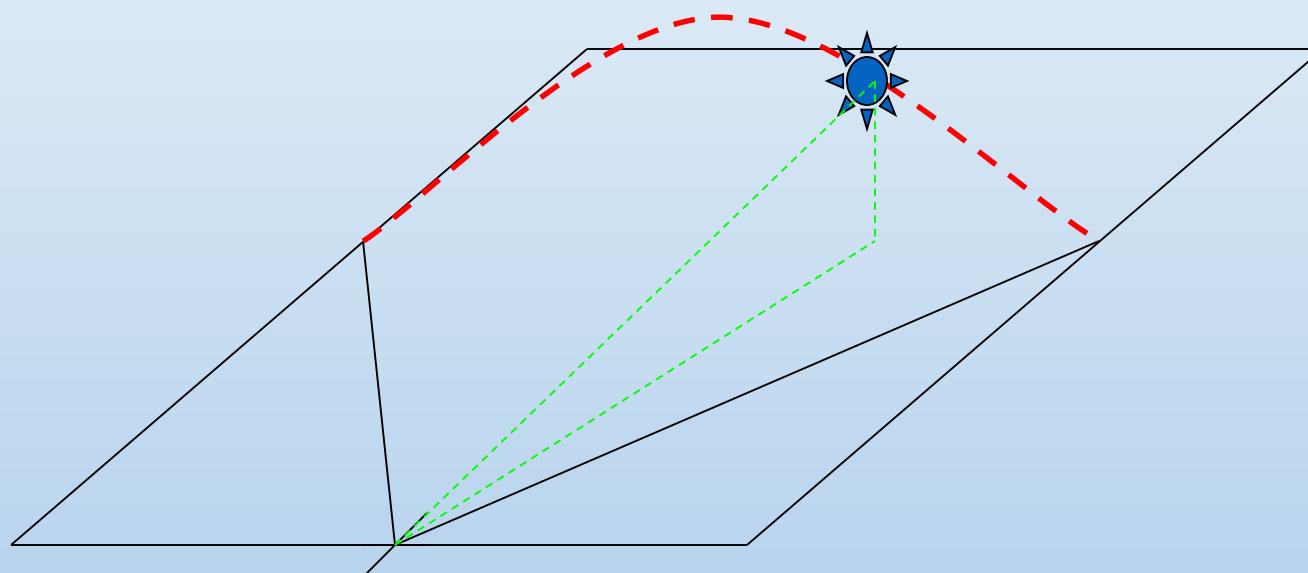
# Le rayonnement solaire



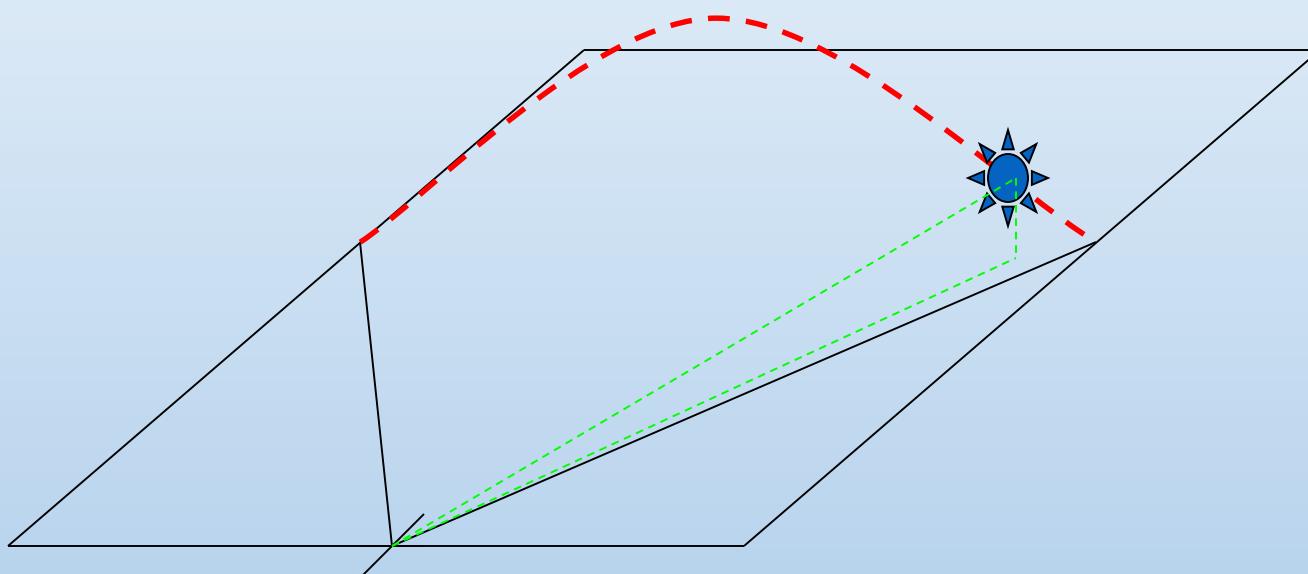
# Le rayonnement solaire



# Le rayonnement solaire



# Le rayonnement solaire

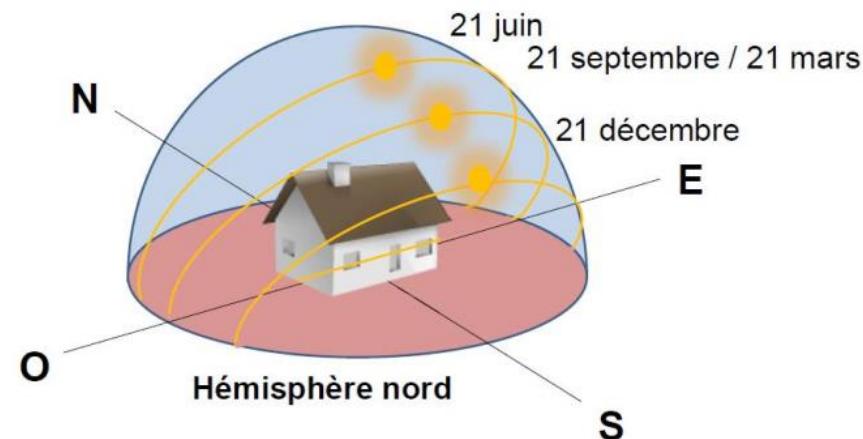


La hauteur du soleil est :

- variable dans la journée,
- dépendante de la latitude et de la saison.

## Effets de l'orientation et de l'inclinaison

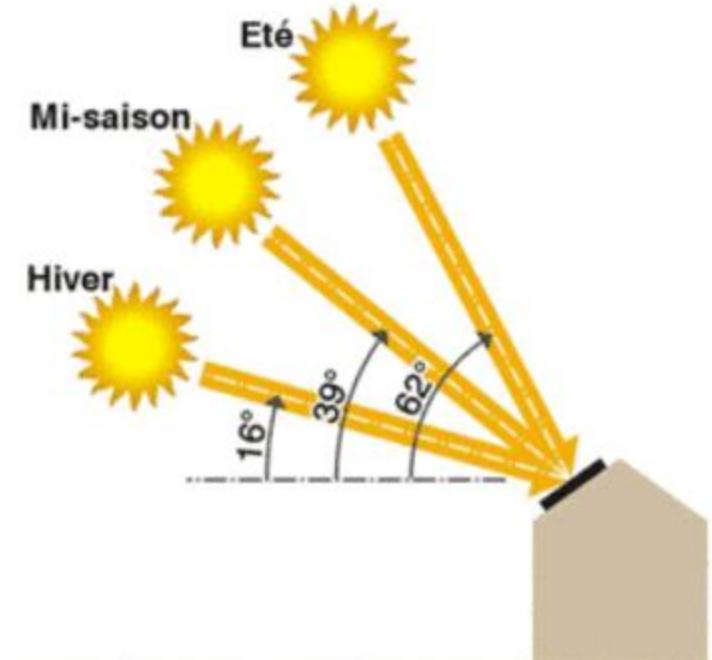
Un capteur PV produit le maximum, lorsqu'il est perpendiculaire aux rayons du soleil. Il doit être orienté plein sud dans l'hémisphère nord et plein nord dans l'hémisphère sud.



✓ *La position du soleil varie constamment en fonction de la période et de l'heure.*

Pour avoir le maximum de production tout au long de l'année, il faut choisir aussi une inclinaison qui tienne en considération les différentes élévations du soleil mais sans oublier la quantité d'irradiation qui est proportionnelle à la hauteur solaire.

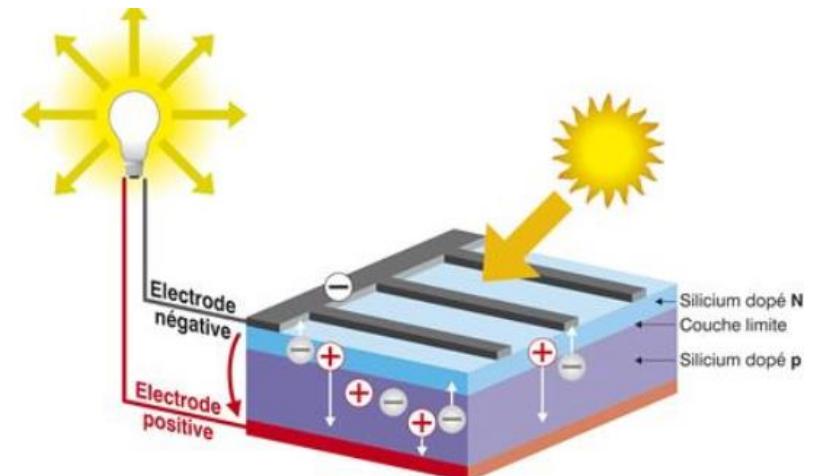
**La hauteur du soleil** est l'angle que fait la direction du soleil avec le plan horizontal.



## II. L'effet photovoltaïque

### II.1 Définition :

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière.



- ✓ Il a été découvert en 1839 par le physicien français **Alexandre Edmond Becquerel**.

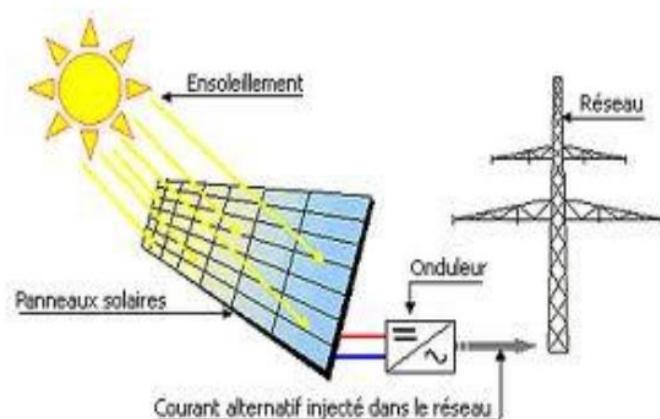


Alexandre Edmond Becquerel  
(1820-1891)

- ✓ L'effet photovoltaïque a été peu utilisé jusqu'au début des années 1960 où il a connu un développement important du fait de ses applications spatiales.



- ✓ L'électricité photovoltaïque est aujourd'hui largement répandue notamment dans le domaine de l'injection au réseau électrique.



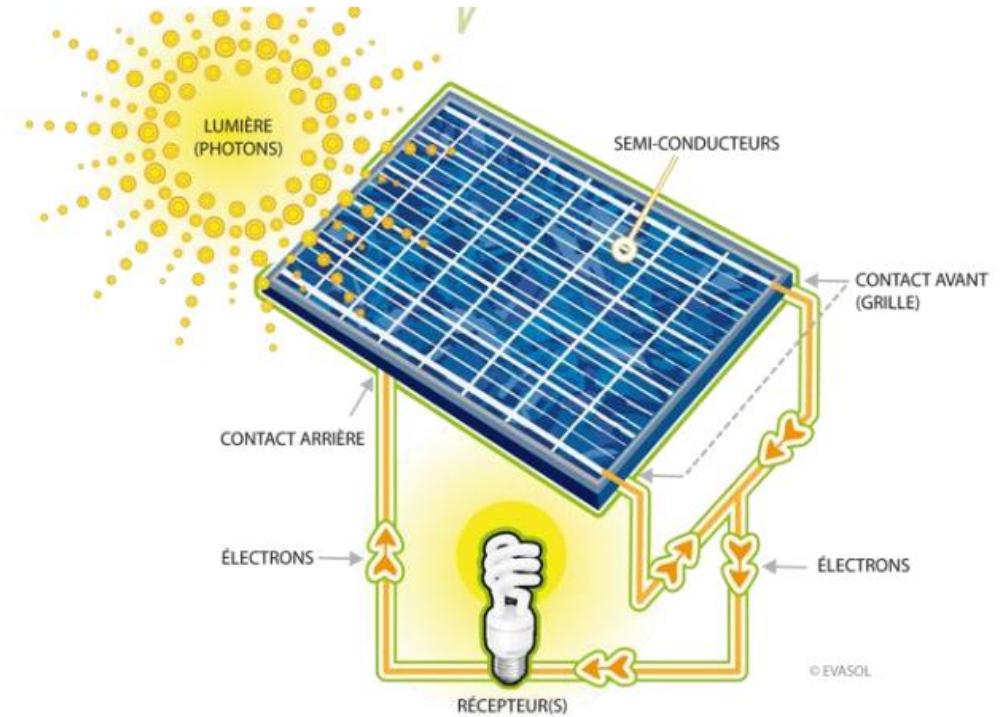
## II.2 Histoire de l'effet photovoltaïque

- 1839 : effet photovoltaïque découvert par Edmond Becquerel
- 1877 : première cellule PV au sélénium
- 1922 : Einstein obtient le prix Nobel de physique pour ses travaux sur l'effet photo-électrique
- 1954 : premières cellules PV au silicium avec rendement plus élevé (4,5 % à 6%)
- 1955 : première commercialisation de cellules PV 14 mW.
- 1958 : satellite avec cellules PV
- 1970 : les premières utilisations terrestres ont concerné l'électrification des sites isolés
- 1983 : la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts.
- 1990 : l'augmentation des volumes de production (baisse des prix ).

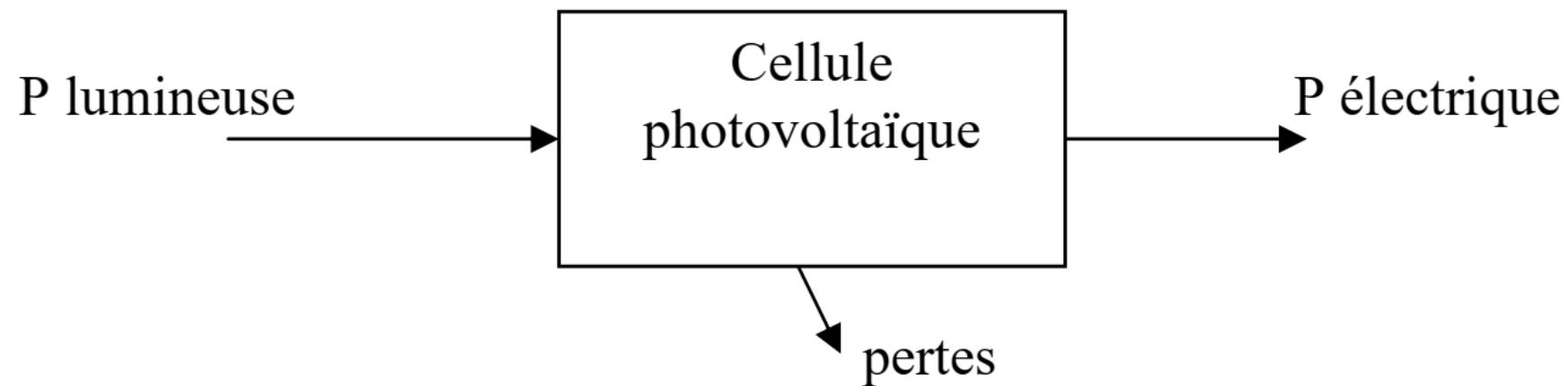
## II.3 Définition l'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est la transformation de l'énergie solaire en énergie électrique, ce qui met en jeu trois phénomènes physiques liés et simultanés :

- l'absorption de la lumière dans le matériau,
- le transfert d'énergie des photons aux particules chargées électriquement.
- la collecte des charges.



L'énergie solaire photovoltaïque est une forme d'énergie renouvelable. Elle permet de produire de l'électricité par transformation d'une partie du rayonnement solaire grâce à une **cellule photovoltaïque**.



✓ *Le rendement d'une cellule photovoltaïque est faible : inférieure à 20%*

## □ Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

### ❖ Avantages :

- Energie indépendante, le combustible (le rayonnement solaire) est renouvelable et gratuit.
- L'énergie photovoltaïque est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets.
- Génère l'énergie requise.
- Réduit la vulnérabilité aux pannes d'électricité.
- L'extension des systèmes est facile, la taille d'une installation peut aussi être augmentée par la suite pour suivre les besoins de la charge.
- La revente du surplus de production permet d'amortir les investissements voir de générer des revenus.
- Entretien minimal.
- Aucun bruit.

## □ Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

### ❖ inconvénients:

- La fabrication des panneaux photovoltaïques relèvent de la haute technologie demandant énormément de recherche et développement et donc des investissements coûteux.
- Les rendements des panneaux photovoltaïques sont encore faibles.
- Nécessite un système d'appoint (batteries) pour les installations domestiques.
- Le coût d'investissement sur une installation photovoltaïque est cher.

## □ Différents types de systèmes photovoltaïques

On rencontre généralement trois types de systèmes photovoltaïques, les systèmes **autonomes**, les systèmes **hybrides** et les systèmes **connectés à un réseau**.

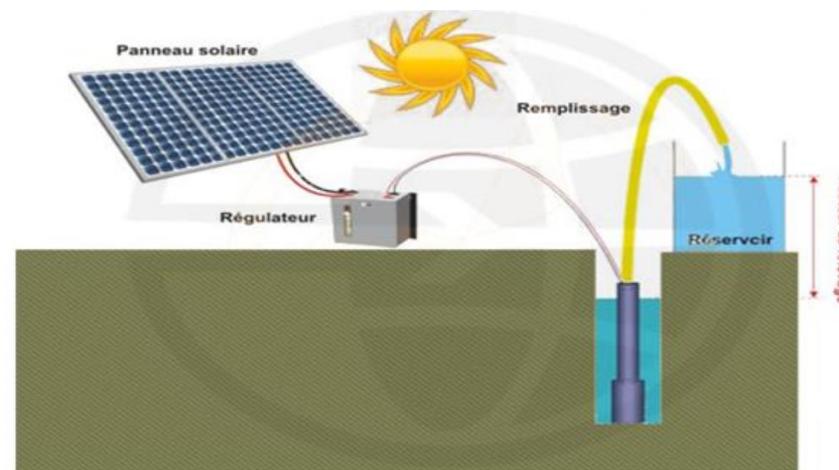
Les deux premiers sont indépendants du système de distribution d'électricité, en les retrouvant souvent dans les régions éloignées.

### ➤ Les systèmes autonomes :

Ces systèmes photovoltaïques sont installés pour assurer un fonctionnement autonome sans recours à d'autres sources d'énergie. Généralement, ces systèmes sont utilisés dans les régions isolées et éloignées du réseau.

**Exemple : Le pompage au fil du soleil.**

*Fig: Schéma d'un système de pompage au fil de soleil*



## ➤ Les systèmes hybrides :

Les systèmes d'énergie hybride associent au moins deux sources d'énergie renouvelable aussi une ou plusieurs sources d'énergie classiques. Les sources d'énergie renouvelable, comme le photovoltaïque et l'éolienne.

### Exemple : *Un système solaire hybride.*



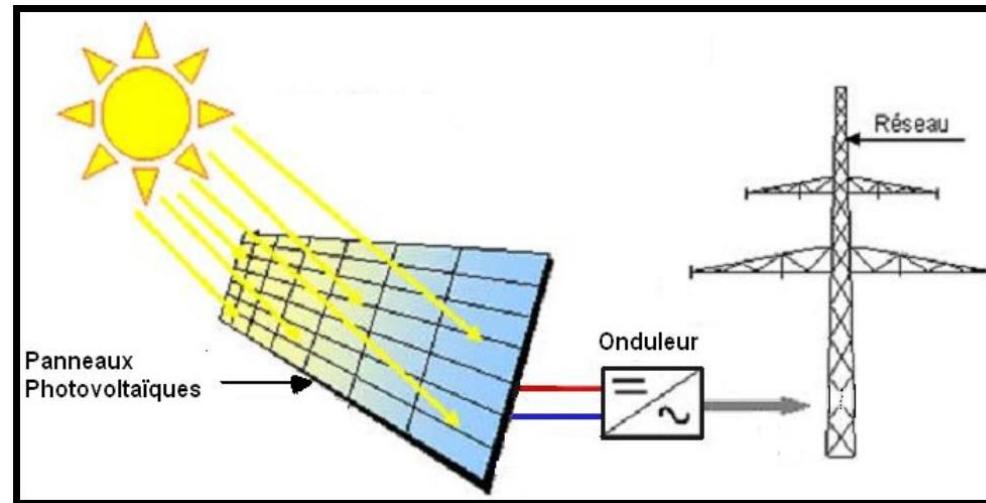
*Fig. Un système solaire hybride : Photovoltaïque - Eolien*

## ➤ Les systèmes connectés au réseau :

Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque connectés à un réseau (figure) sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation.

L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On n stocke plus de l'énergie, on l'injecte directement dans le réseau local ou national.

**Exemple : Un système photovoltaïque connectés au réseau .**



*Figure : Systèmes photovoltaïque connectés au réseau*

## □ Les remarques:

Par rapport a un système autonome, on gagne sur les points suivants:

- Exploitation de la totalité de l'énergie photovoltaïque issue des panneaux ( le stockage est « Infini » ;
- Economie de l'ordre de 40% sur les investissements (Les batteries en moins);
- Maintenance quasi inexistant (ce sont les batteries qui demandent le plus d'attention);
- Meilleure durée de vie du système,

## II.4 Conversion de la lumière en électricité

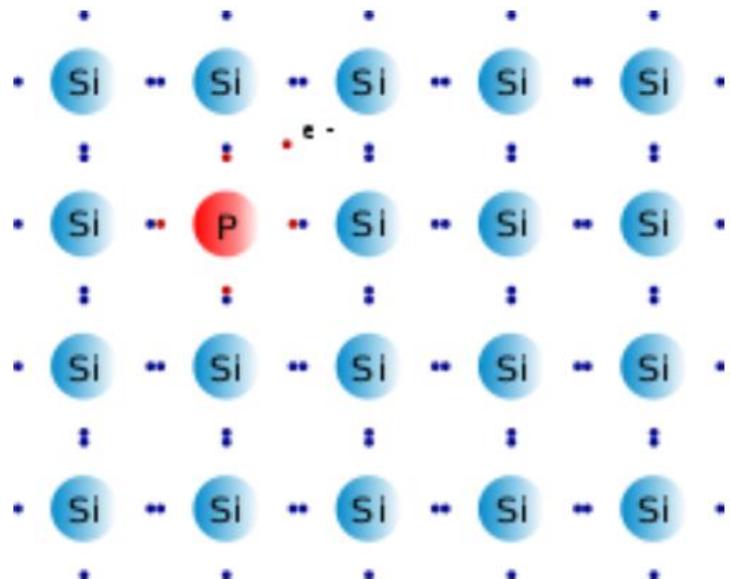
### □ Principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque

#### ➤ Semi-conducteur dopé N et Semi-conducteur dopé P

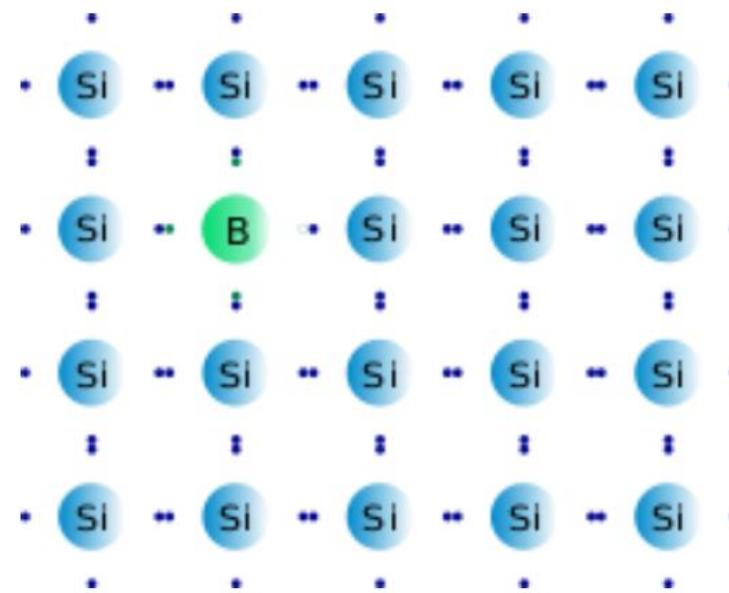
Les panneaux sont un assemblage de cellules photovoltaïques, soudées les unes aux autres. Chacune de ces cellules est constituée de deux couches d'un matériau semi-conducteur, en général du silicium, qui est extrait de la silice.

- La couche supérieure de la cellule (Semi-conducteur dopé N) est dopée négativement grâce à un élément chimique qui contient plus d'électrons que le silicium (le phosphore par exemple).
- La couche inférieure (Semi-conducteur dopé P) dont la polarité est dopée positivement grâce à un élément chimique qui contient moins d'électrons que le silicium (le bore par exemple).

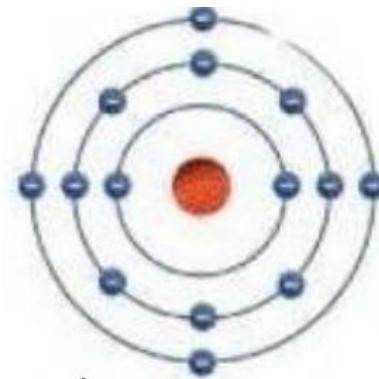
❖ **Dopage de type N**, qui consiste à produire un excès d'électrons, qui sont négativement chargés.



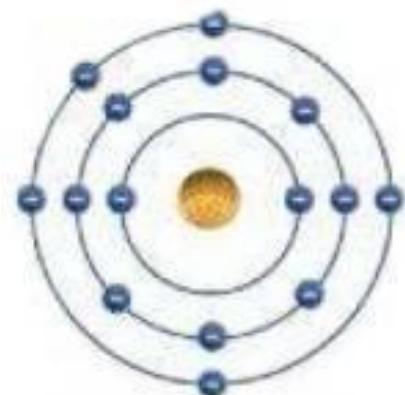
❖ **Dopage de type P**, qui consiste à produire un déficit d'électrons, donc un excès de trous, considérés comme positivement chargés.



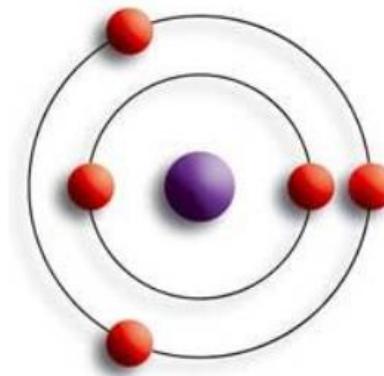
## II.4.1 Structure électronique du silicium (Si), du phosphore (P) et du Bore (B):



Structure électronique du silicium (Si) la couche de valence est alors constituée de 4 électrons célibataires pouvant former des liaisons.

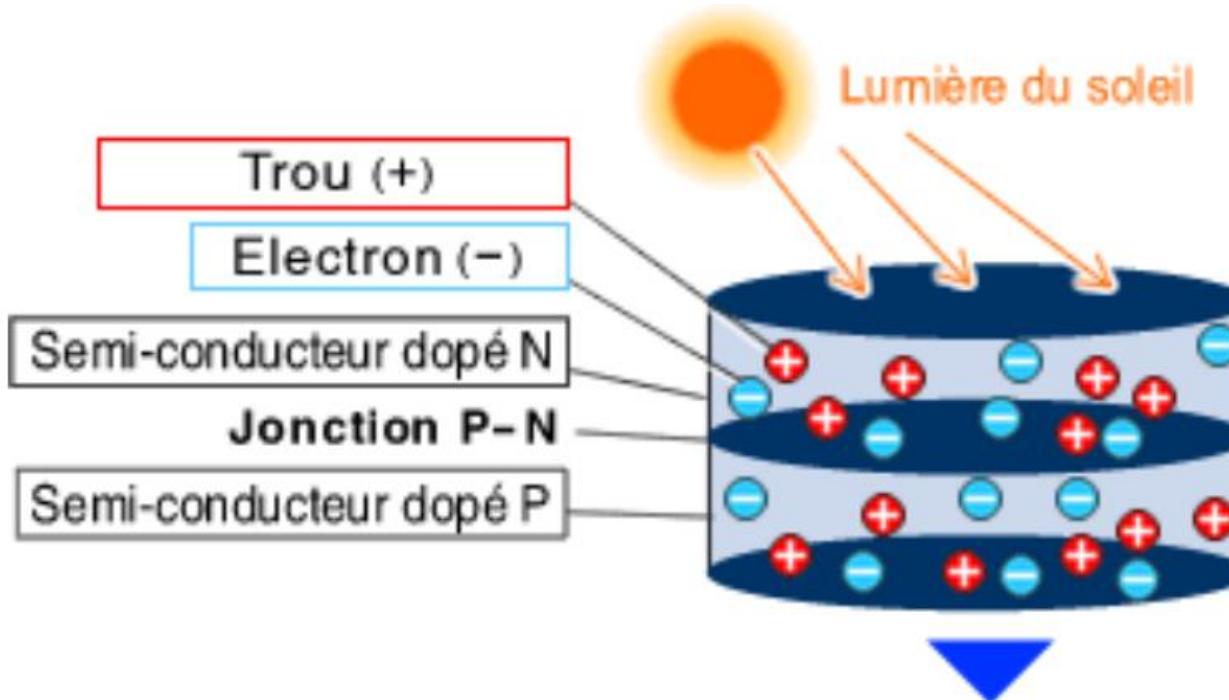


Structure électronique du phosphore (P)  
La couche de valence est alors constituée de 5 électrons célibataires pouvant former des liaisons

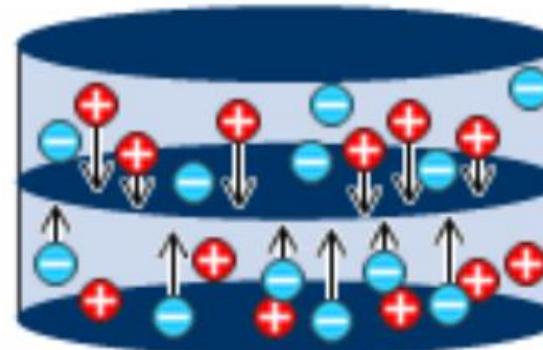


Structure électronique du Bore (B)  
La couche de valence est alors constituée de 3 électrons célibataires pouvant former des liaisons.

## II.4.2 Déplacement des charges vers la jonction P-N

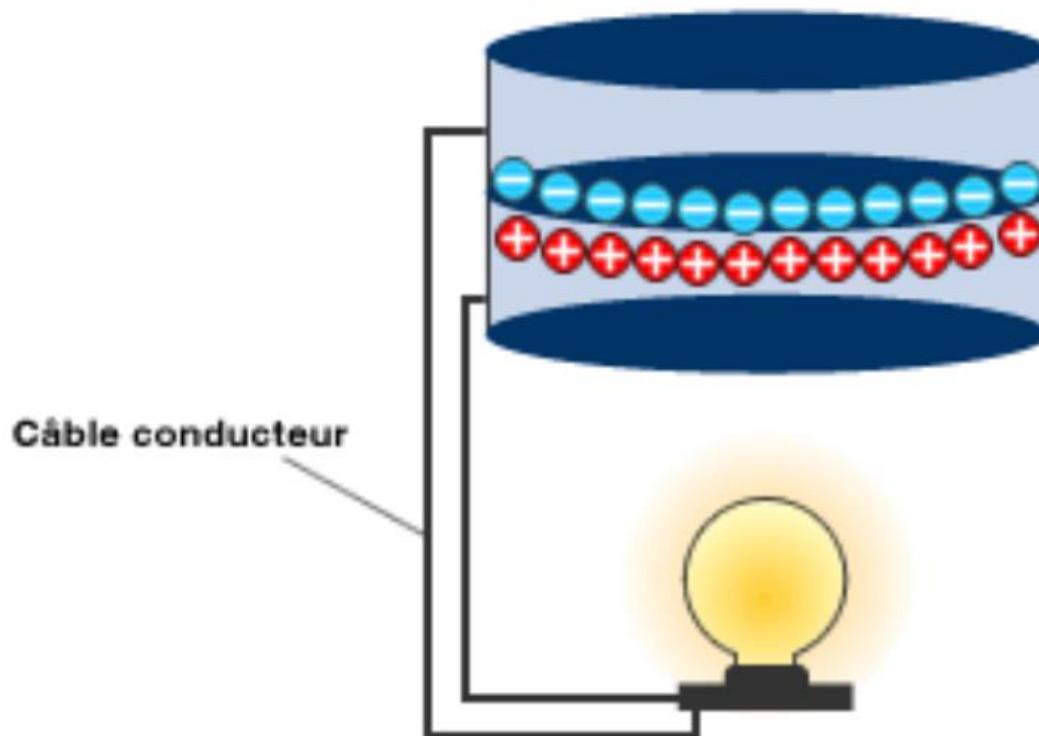


Sous l'action du rayonnement de la lumière du soleil, les électrons sont « décrochés » de leurs atomes.



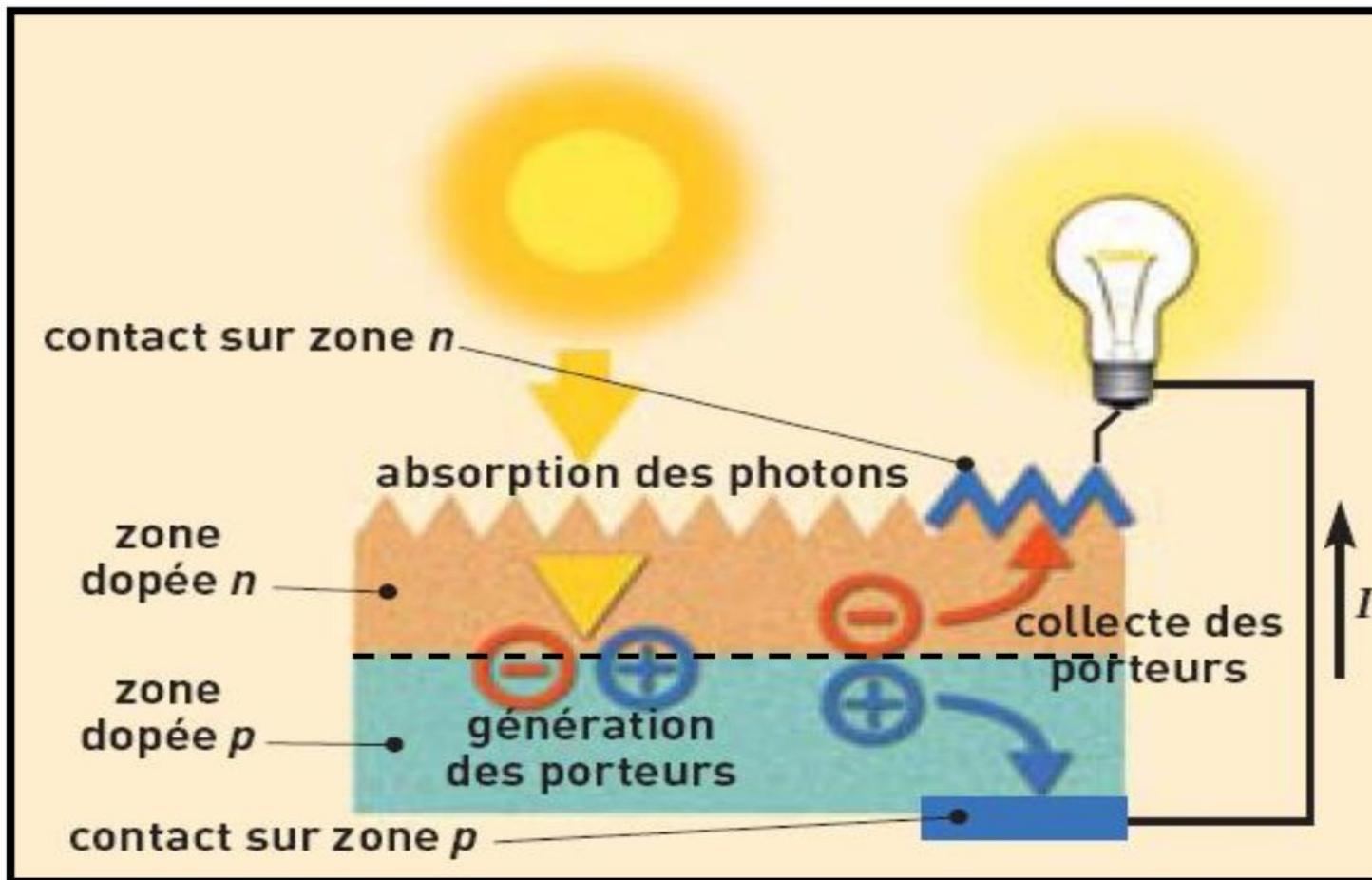
Les « trous » et les électrons commencent à se déplacer vers la jonction P-N.

## II.4.3 Déplacement des charges et création d'un courant continu



Quand les trous rejoignent les électrons au niveau de la jonction P-N, une tension est générée. Si une connexion extérieure est établie, un courant électrique continu est créé.

## II.4.4 Déplacement des charges dans une cellule photoélectrique



*Principe de la conversion photovoltaïque*

## II.4.5 De la cellule au champ photovoltaïque



Cellule photovoltaïque.



Plusieurs cellules reliées entre elles forment un module (ou panneau ou un capteur) solaire photovoltaïque.

Plusieurs modules regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque.

## **Chapitre II : Cellules et modules photovoltaïques**

### **I.Introduction**

- Les panneaux solaires photovoltaïques sont constitués d'un ensemble de cellules photovoltaïques.
- Grâce à ces cellules photovoltaïques, la lumière peut être transformée en électricité .
- Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, exposé à la lumière, génère une tension électrique continue.
- Les technologies des cellules solaires peuvent être divisées en trois groupes.

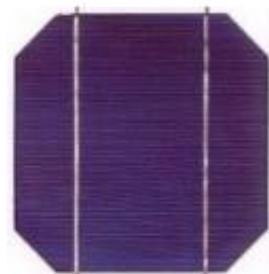
## □ Différentes technologies de cellules:

- Cellules au silicium cristallin d'environ 200 à 300 mm d'épaisseur (1ère génération);
- Cellules à couche mince de 1 à 3 mm d'épaisseur (2ème génération) ;
- Cellules au début de leurs commercialisation (3ème génération).

Les cellules solaires au silicium cristallin dominent actuellement le marché avec une part de plus de 90 %.

### ✓ *1ère génération (90%) : silicium cristallin*

- *Mono c-Si : silicium monocristallin*
- *Poly c-Si : Silicium polycristallin*
- *Ribbon c-Si : Silicium cristallin en ruban*



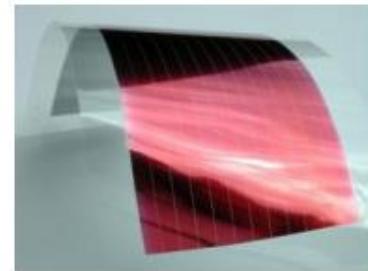
✓ **2ème génération (10%) : couches minces**

- *a-Si : Silicium Amorphe*
- *CdTe : Tellure de Cadmium*
- *CIS, CIGS : Cuivre Indium/Gallium diselenide/disulphide*
- *a-Si/mono c-Si : Cellules mixtes (ou tandem)*



✓ **3ème génération : nouvelles technologies**

- *Cellules à concentration*
- *Cellules organiques*
- *Nanomatériaux*



□ **Cellules photovoltaïques les plus utilisées:**

**Cristallin :**

**200 à 300 mm**

✓ *Silicium polycristallin (p-Si)*

✓ *Silicium monocristallin (m-Si)*

**Couches minces :**

**1 à 3 mm**

✓ *Silicium amorphe (a-Si)*

✓ *Couche mince de diséléniate de cuivre et d'indium CIS*

✓ *Tellure de cadmium CdTe*

Intégration de cellules photovoltaïques couches minces sur verre dans un stade de football (Vérone, Italie).

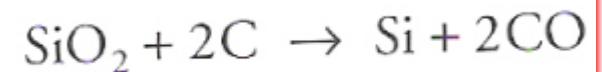


Intégration de cellules photovoltaïques couches minces sur verre dans des toits d'une usine aux États-Unis.

## □ Filière Silicium Cristallin Le silicium (Si)

Le silicium (Si) représente une matière première idéalement adaptée à la production d'énergie renouvelable par la voie photovoltaïque (PV).

- Premièrement, il ne présente aucune toxicité connue pour l'homme.
- Ensuite, il est abondant dans la nature : un quart de la croûte terrestre est constituée de silicium. Par exemple, le sable tel qu'il se trouve sur les plages, est composé essentiellement de silice ou dioxyde de silicium ( $\text{SiO}_2$ ).



- Finalement, la propriété électronique essentielle est favorable à l'absorption de photons dans la gamme d'énergie visible.

## Etapes de fabrication des systèmes photovoltaïques

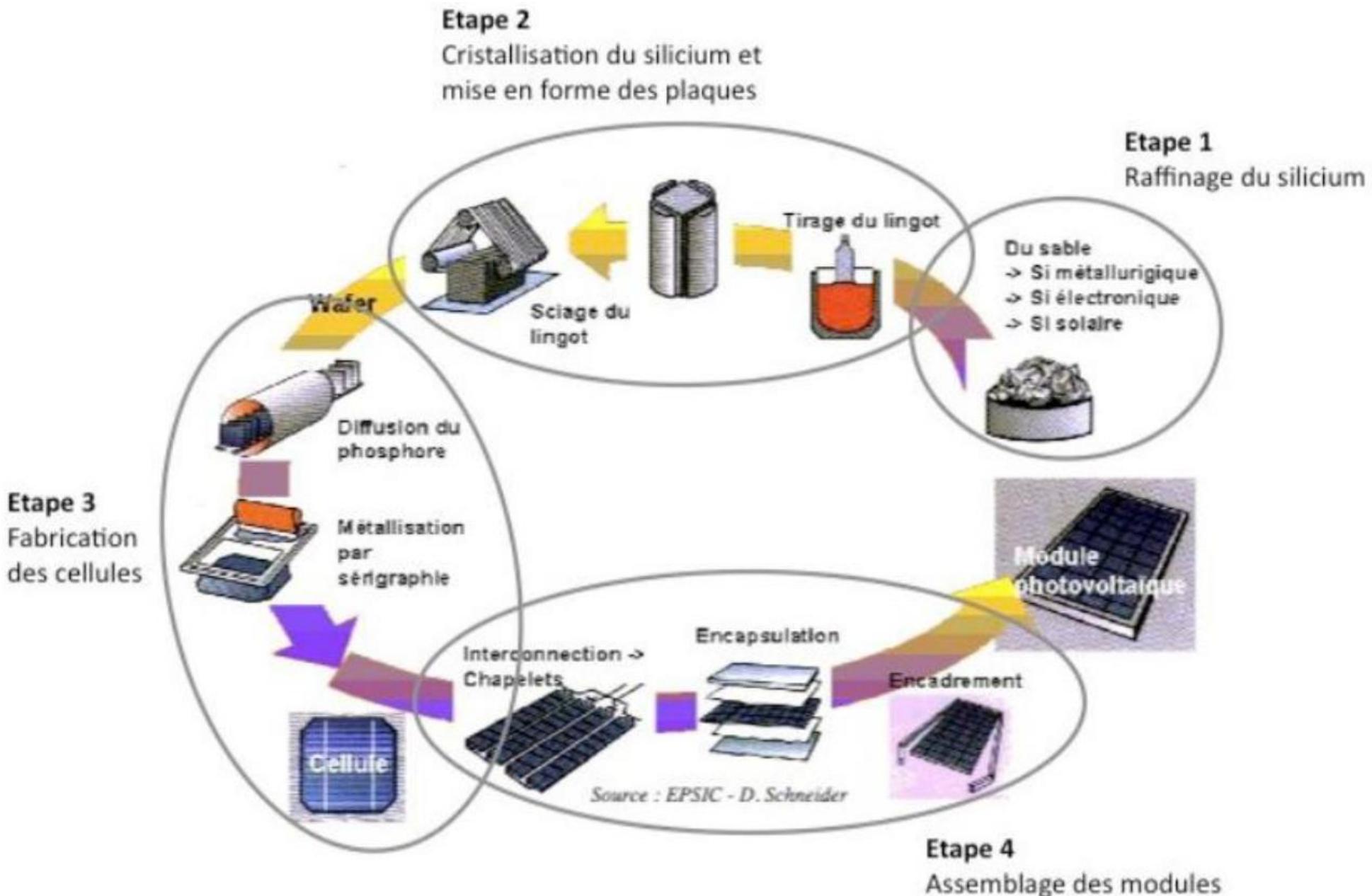
**Etape 1:** Elaboration du silicium de grade solaire à partir du silicium métallurgique, lui-même obtenu à partir de quartz.

**Etape 2:** Cristallisation de ce silicium solaire pour former des lingots et ensuite des plaques.

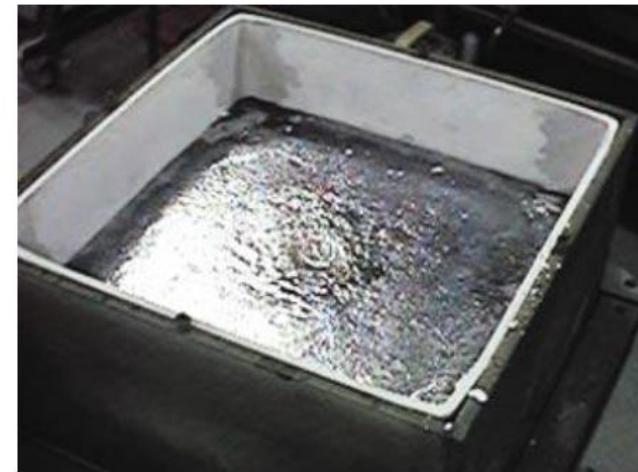
**Etape 3:** Transformation de ce silicium cristallisé en composant actif pour devenir une cellule photovoltaïque.

**Etape 4:** Assemblage des cellules photovoltaïques en module photovoltaïque.

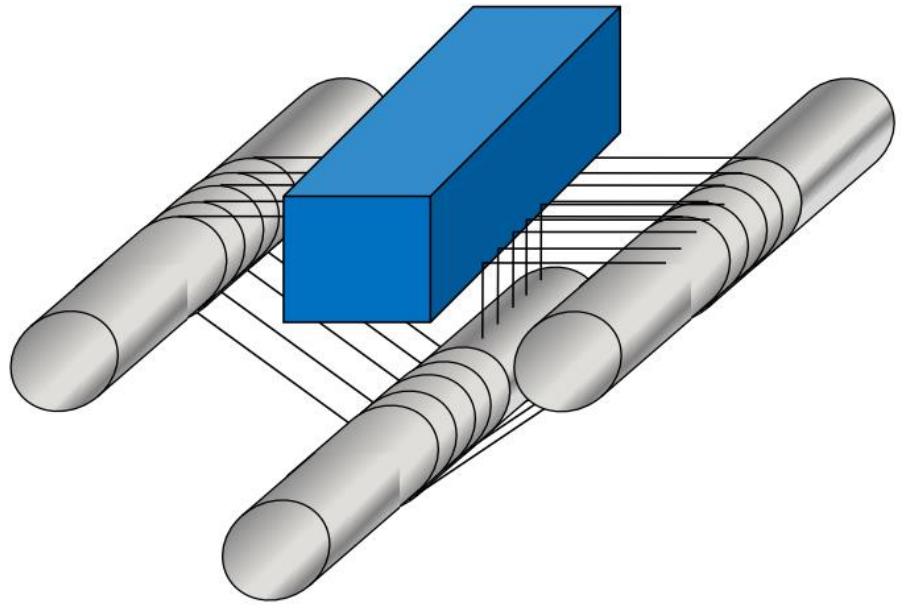
**Etape 5:** Groupement de plusieurs modules pour réaliser un champ photovoltaïques (système photovoltaïque) intégré en toiture comprenant également une structure porteuse, des composants électroniques et électriques.



## ❖ Fabrication des lingots



❖ Sciage :



Plaque (galette)

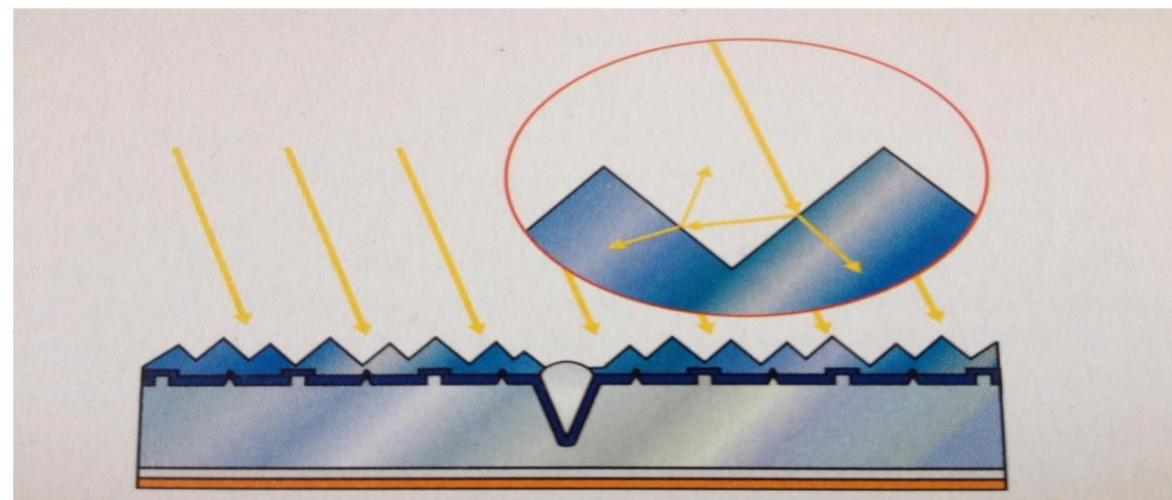
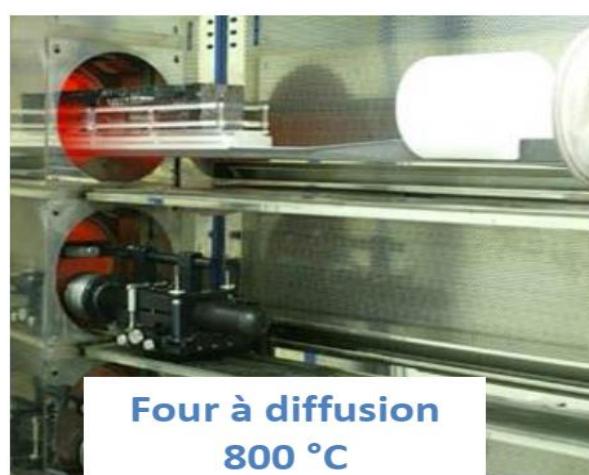
Le lingot est découpé en plaques (galettes) d'environ 0.2 mm d'épaisseur avec des scies à fil



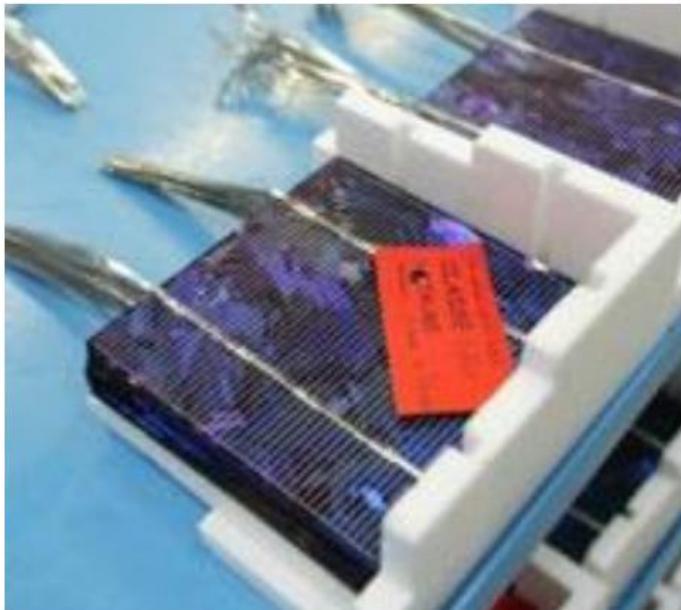
Photowatt Technologies

## ❖ Texturation et dépôt du traitement anti-réfléchissant

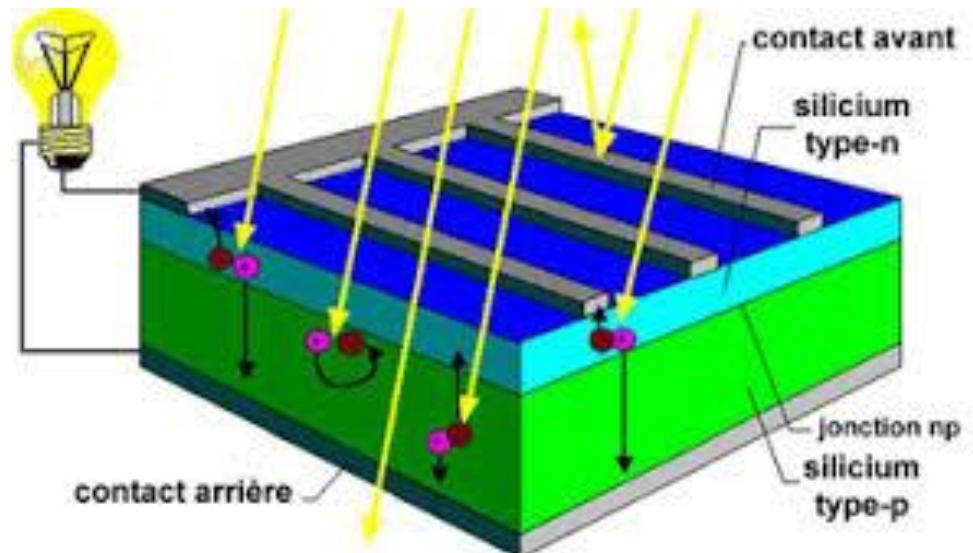
Après la découpe des lingots par la scie, les résidus de coupe sont éliminés par corrosion chimique mouillé, ce qui crée en même temps une surface régulière peu réfléchissante.



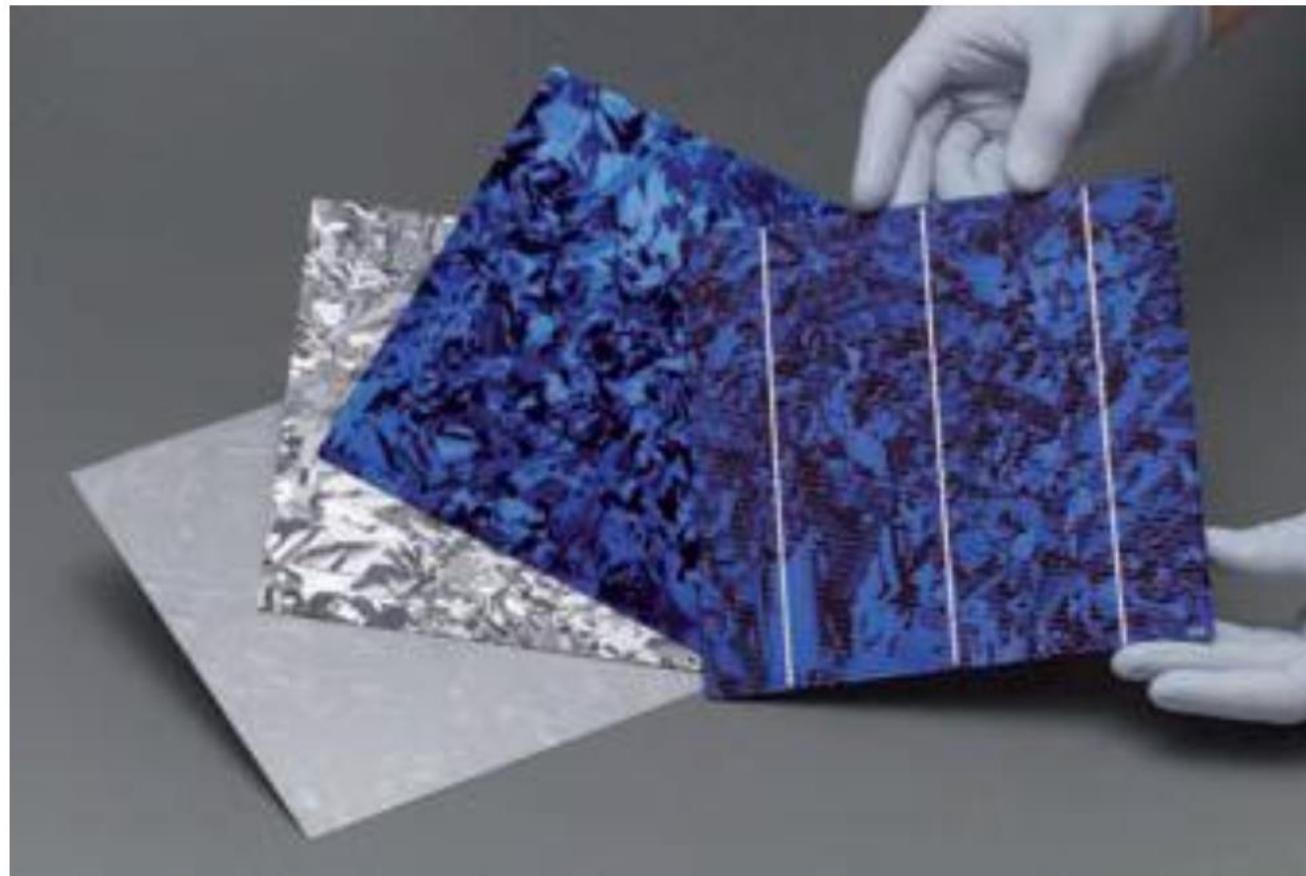
## ❖ Réalisation de contacts à l'avant et à l'arrière (collecteurs de courant)



Sur le côté exposé au soleil, on utilise une mince grille métallique afin que la surface recouverte par l'ombre soit la plus petite possible.

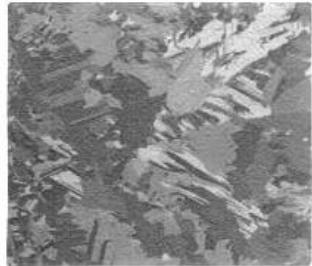


❖ Cellule photovoltaïque au silicium (Rendement de conversion 13-17 %)



*Plaque Si après découpe - après texturation - après formation de la jonction - après dépôt du traitement anti-réfléchissant.*

## ❖ Du silicium au système photovoltaïque



Silicium purifié

Lingot

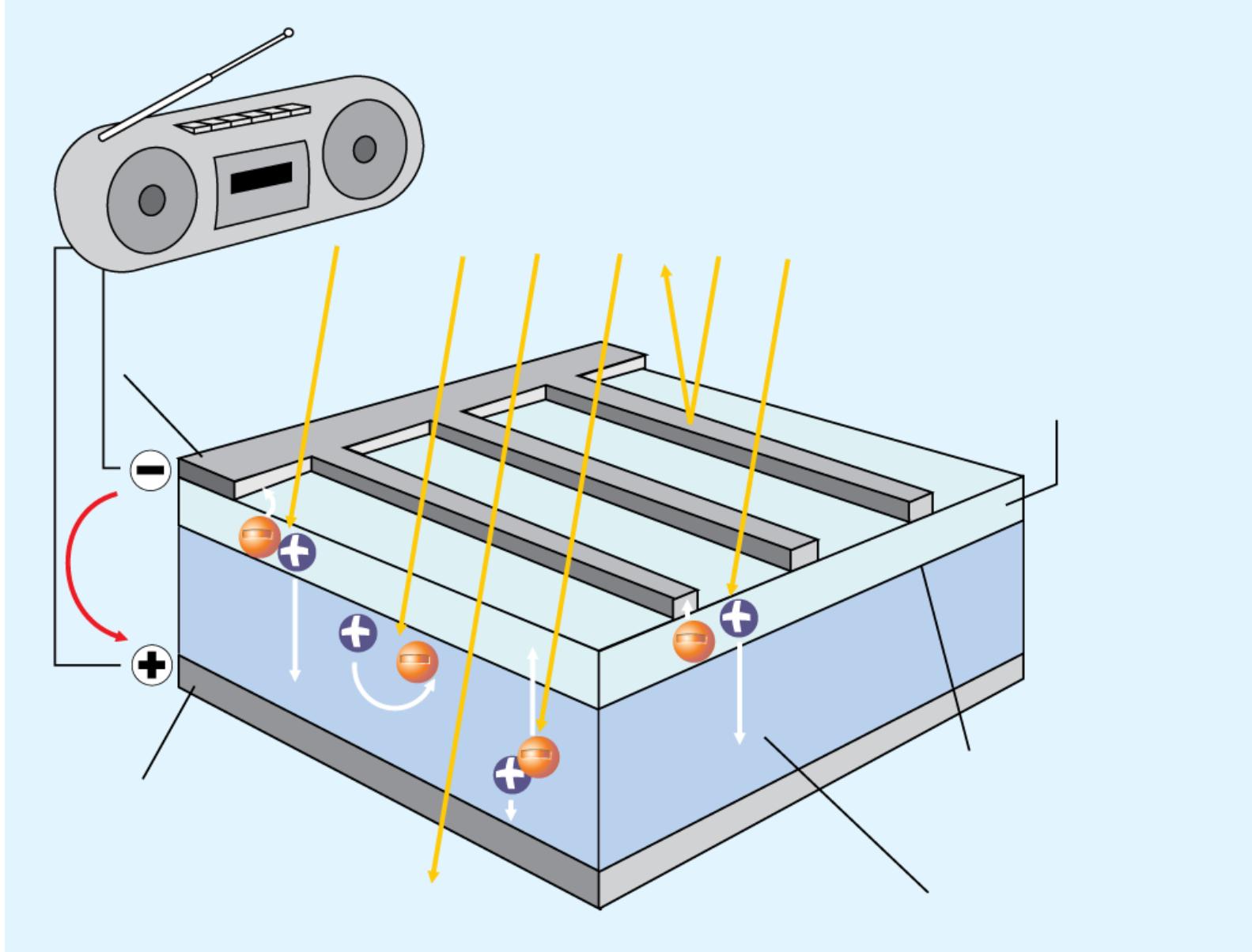
Plaque  
(Wafer)

Cellule

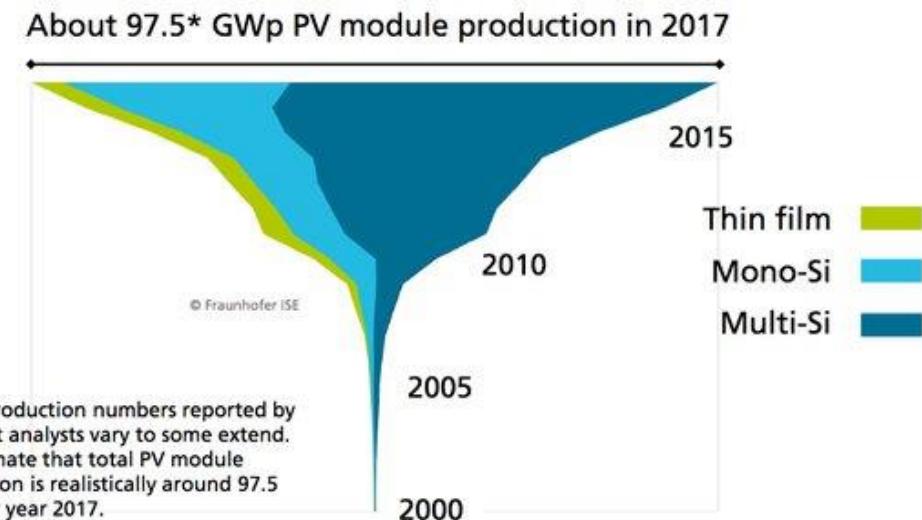
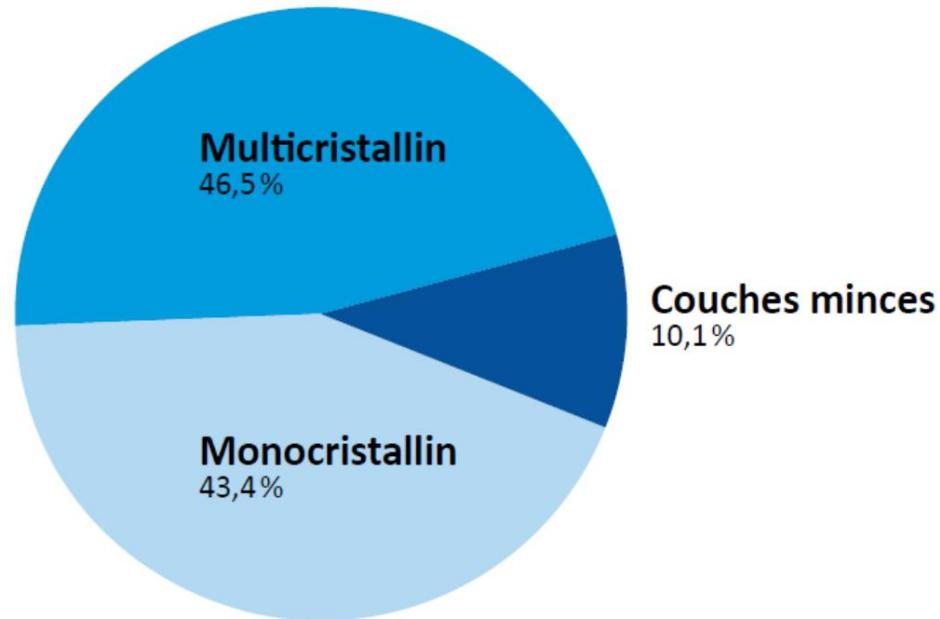
Module

Système  
(champ)

## II. Caractéristiques des cellules photovoltaïques



## □ Part de la technologie :



## □ Différence entre monocristallins et multi-cristallins (poly-cristallins)

### ✓ *Monocristallin:*

*Sont conçus avec un seul cristal de silicium. La structure des cellules photovoltaïques est parfaitement homogène et c'est ce qui leur donne l'aspect de leur couleur noir. Le processus de fabrication de ces panneaux est plus complexe.*

- ✓ *Avantage* : Très bon rendement, de **200 Wc/m<sup>2</sup>** ou plus.
- ✓ *Inconvénient* : Coût élevé.

### ✓ **Polycristallins :**

Ces derniers sont dotés de **plusieurs cristaux de silicium**. Les cellules sont totalement homogènes et présentent un aspect multi-facettes de couleur bleu. Leur processus de fabrication est plus rapide et plus économique.

- ✓ *Avantages* : Lingot moins cher à produire que le monocristallin.
- ✓ *Inconvénient* :
- Rendement moins bon que pour le monocristallin ( $150 \text{ Wc/m}^2$ ).



## **Remarque:**

Il y a une troisième catégorie qu'on appelle **cellules amorphes**. Les panneaux solaires monocristallins amorphes fonctionnent en éclairage faible. Ils sont pour la plupart utilisés dans les écrans des calculatrices....

### **□ Caractéristiques géométriques des cellules :**

#### **Monocristallin**



Cellule à coins arrondis

#### **Polycristallin**



Tailles les plus courantes :  
101 mm  
125,5 mm  
155,5 mm

#### **Cellules couches minces**

La surface n'est pas standardisée



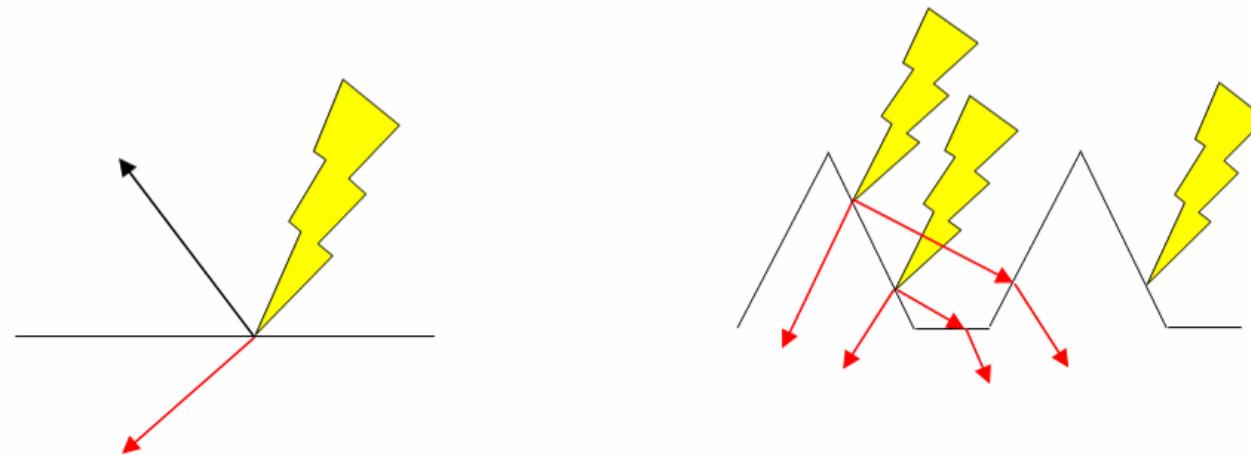
## Rendement des cellules:



Technologie de cellule	Rendement actuel (2021)
<b>m-Si monocristallin</b>	14 à 18 %
<b>p-Si polycristallin</b>	16 à 24 %
<b>a-Si amorphe Couches minces</b>	7 à 11 %

## □ Le futur : Le silicium noir

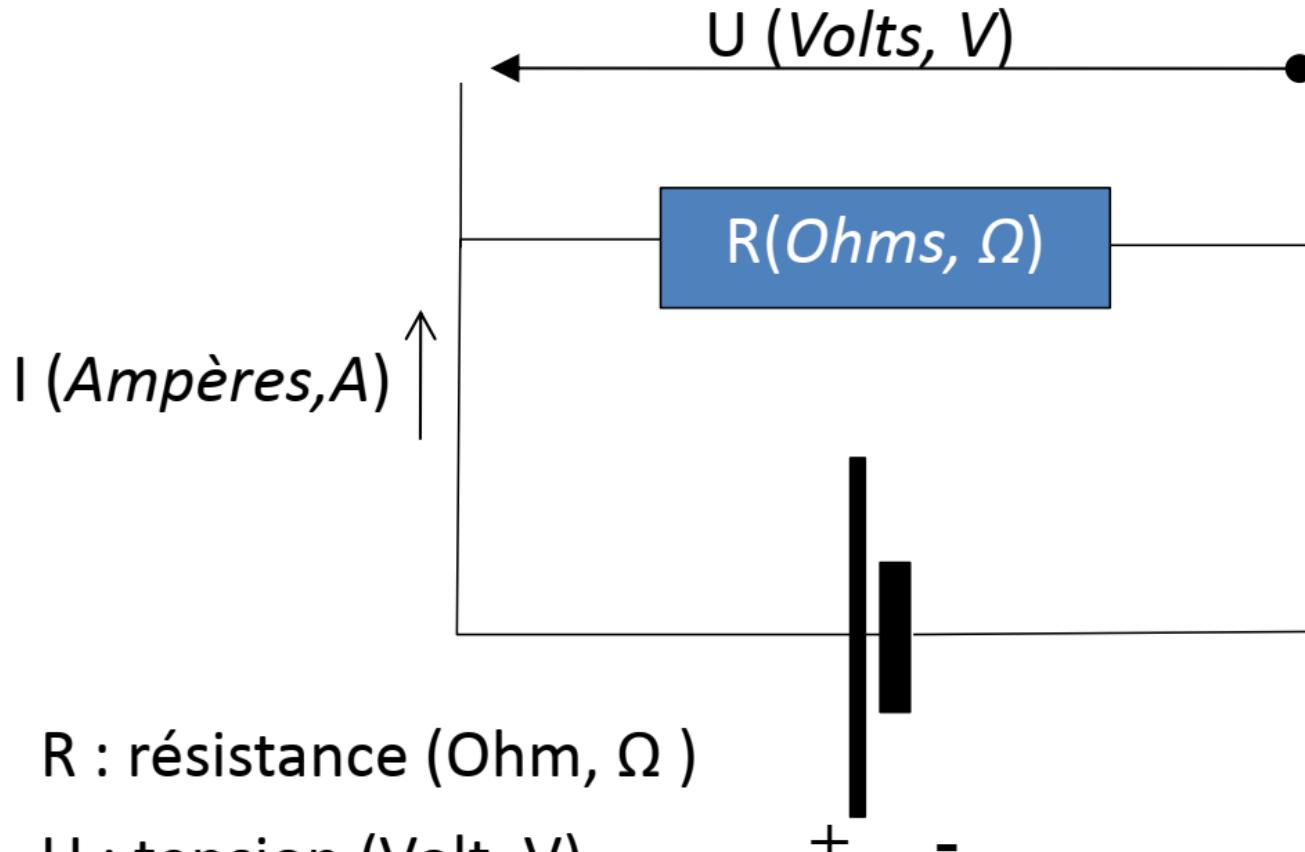
- Ce sont des chercheurs de l'université de Harvard qui ont fait la découverte. Lorsqu'une plaquette de silicium est éclairée et que simultanément cette plaquette est en contact avec certains gaz halogènes, le silicium forme des cônes qui piègent la lumière et donne à la plaquette une couleur noire. Cette absorption permet ainsi d'obtenir un rendement plus élevé pour les cellules photovoltaïques à base de silicium. Les rendements pourraient être d'au moins 30% et peut être même atteindre les 60%.



Il existe d'autres matériaux utilisés pour la réalisation de cellules photovoltaïques comme l'Arséniure de Gallium qui possède un très haut rendement, entre 20% et 25%, mais son prix extrêmement élevé le rend marginal. Il n'est pratiquement utilisé que pour les satellites.

## □ Caractéristiques électriques des cellules

### ➤ *Rappels : Grandeurs en courant continu*



- $R$  : résistance (Ohm,  $\Omega$  )
- $U$  : tension (Volt, V)
- $I$  : courant (Ampère, A)
- $P$  : puissance (Watt, W)

$$U = R \times I$$

$$P = U \times I$$

$$P = R \times I \times I = R \times I^2$$

- **En courant continu :**
  - Puissance :  $P = U \times I$  (en W ; Watt)
  - Energie :  $E = U \times I \times t$  (en Wh ; Wattheure)
- **En courant alternatif (monophasé) :**
  - Puissance active :  $P = U \times I \times \cos \varphi$  (W ; Watt)
  - Puissance apparente :  $S = U \times I$  (en VA)
  - Energie :  $E = U \times I \times \cos \varphi \times t$  (en Wh ; Wattheure)

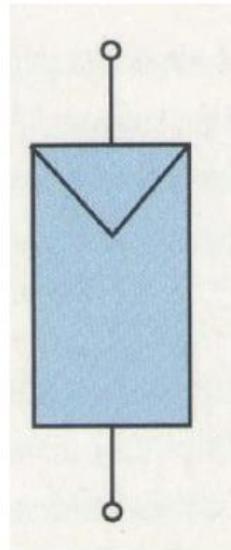
## La notion de puissance-crête

- La "puissance-crête" est une donnée normative utilisée pour caractériser les cellules et les modules photovoltaïques. Elle correspond à la puissance que peut délivrer une cellule, un module ou un champ sous des conditions optimales et standardisées **d'ensoleillement (1000 W/m<sup>2</sup>)** et de **température (25°C)**.
- La puissance-crête, noté **Pc** est mesurée dans les conditions Standard de Test – STC :
  - *Eclairage énergétique = 1 000 W/m<sup>2</sup>*
  - *T<sub>cellule</sub> = 25 °C*
  - *A.M = 1,5*

- En pratique, la puissance délivrée par un module varie en fonction **de l'énergie solaire reçue** (qui dépend du jour, de l'heure, de la météo, de l'orientation du système, etc.) et **de sa température**. Ainsi, la puissance-crête n'est que rarement atteinte par le module au cours de sa vie en fonctionnement.
- L'utilité principale de la "puissance-crête" est de permettre la comparaison entre les modules et les systèmes de conception et de fabrication différentes.
- La "puissance-crête" est obtenue par des tests effectués en laboratoire.
- La  $P_c$  est exprimée en Watts-crête, qui est une unité spécifique du photovoltaïque.

## □ Courbes caractéristique électrique d'une cellule :

### ➤ Symbole électrique utilisé pour une cellule solaire



Ce symbole électrique est utilisé pour les composants suivants :

- ✓ Cellule solaire
- ✓ Série de cellules solaires (branche de cellules)
- ✓ Module PV
- ✓ Série de module PV (branche de modules)
- ✓ Générateur PV

### ➤ Circuit équivalent d'une cellule solaire

- Une cellule solaire qui se compose de silicium dopé P et N est équivalente à une diode au silicium à grande surface.

- La caractéristique courant–tension sous obscurité est celle d'une diode (récepteur)
- Sous éclairement, cette caractéristique se décale vers les courants négatifs, la cellule solaire peut alors jouer le rôle de générateur de puissance.

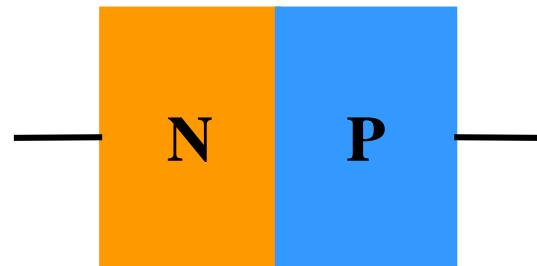
➤ **Tableau des caractéristiques d'une cellule**

	<b>Caractéristique</b>	<b>Symbole</b>	<b>Unité</b>
<b>Tensions</b>	Tension de service de la cellule	U	V
	Tension de diode	$U_D$	V
	Tension thermique	$U_T$	V
<b>Courants</b>	Courant de service de la cellule	/	A
	Courant de la diode	$I_D$	A
	Courant de saturation dans le sens de blocage de la diode	$I_0$	A
	Photocourant	$I_{ph}$	A
	Courant à travers la résistance parallèle	$I_p$	A
<b>Divers</b>	Facteur de diode	m	
	Coefficient du photocourant	$C_0$	$m^2/N$
	Intensité d'irradiation de la cellule	E	$W/m^2$
	Résistance parallèle	$R_p$	
	Résistance série	$R_s$	

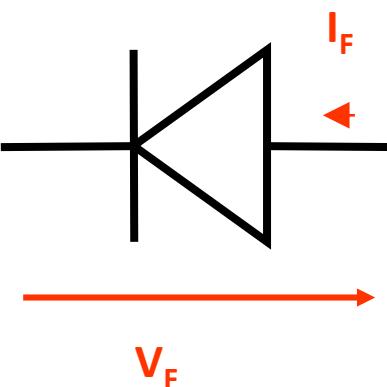
Tableau 2-5

## □ Caractéristiques courant - tension de la diode

### ➤ Constitution Symbole



Cathode      Anode



Une diode est un dipôle réalisé par la jonction de deux semi-conducteurs:

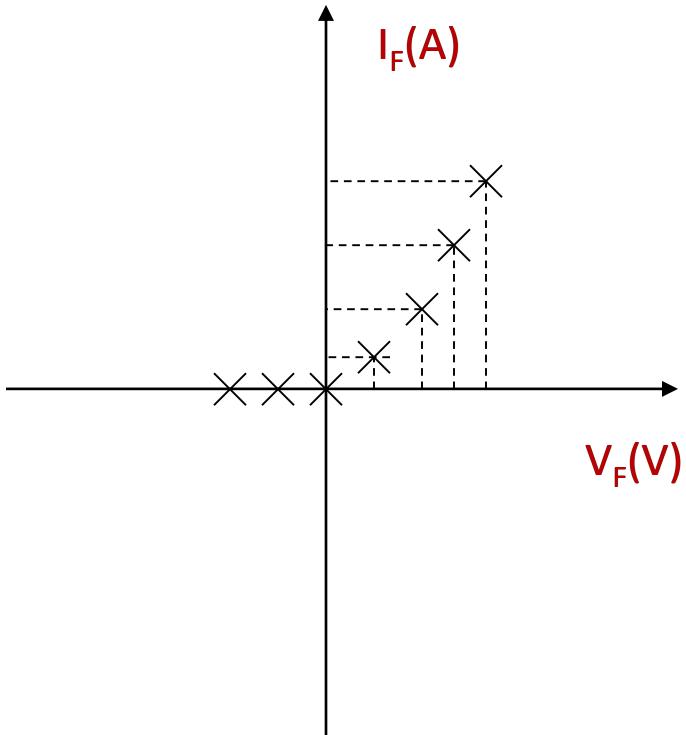
- ✓ un dopé **P** qui constitue **l'anode**
- ✓ l'autre dopé **N** qui constitue **la cathode**.

La convention de représentation des tension et courant est la suivante:

Avec  $I_F > 0$  et  $V_F > 0$  si ils sont dans le sens de la figure.

## ➤ Fonctionnement de la diode à jonction

### ▪ Caractéristique statique



La caractéristique statique d'une diode est sa caractéristique courant-tension, c'est-à-dire l'ensemble des points  $(V_F, I_F)$  possibles pour ce composant.

Pour la tracer, il faut appliquer une tension aux bornes de la diode et relever le courant qui la traverse.

On répète la mesure pour différentes valeurs de  $V_F$ , puis on reporte les couples de points  $(V_F, I_F)$  dans le plan  $(I_F, V_F)$ .

## ➤ La diode 1N4148

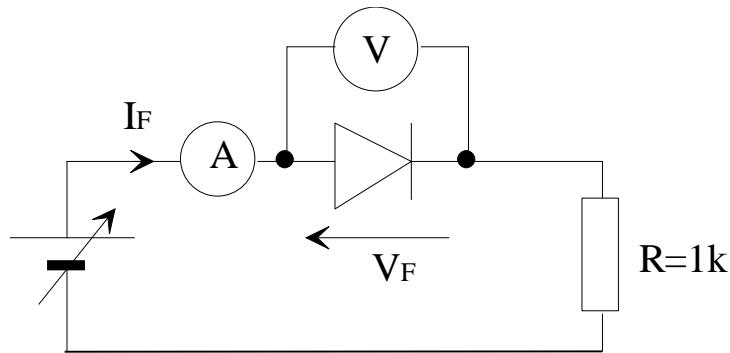
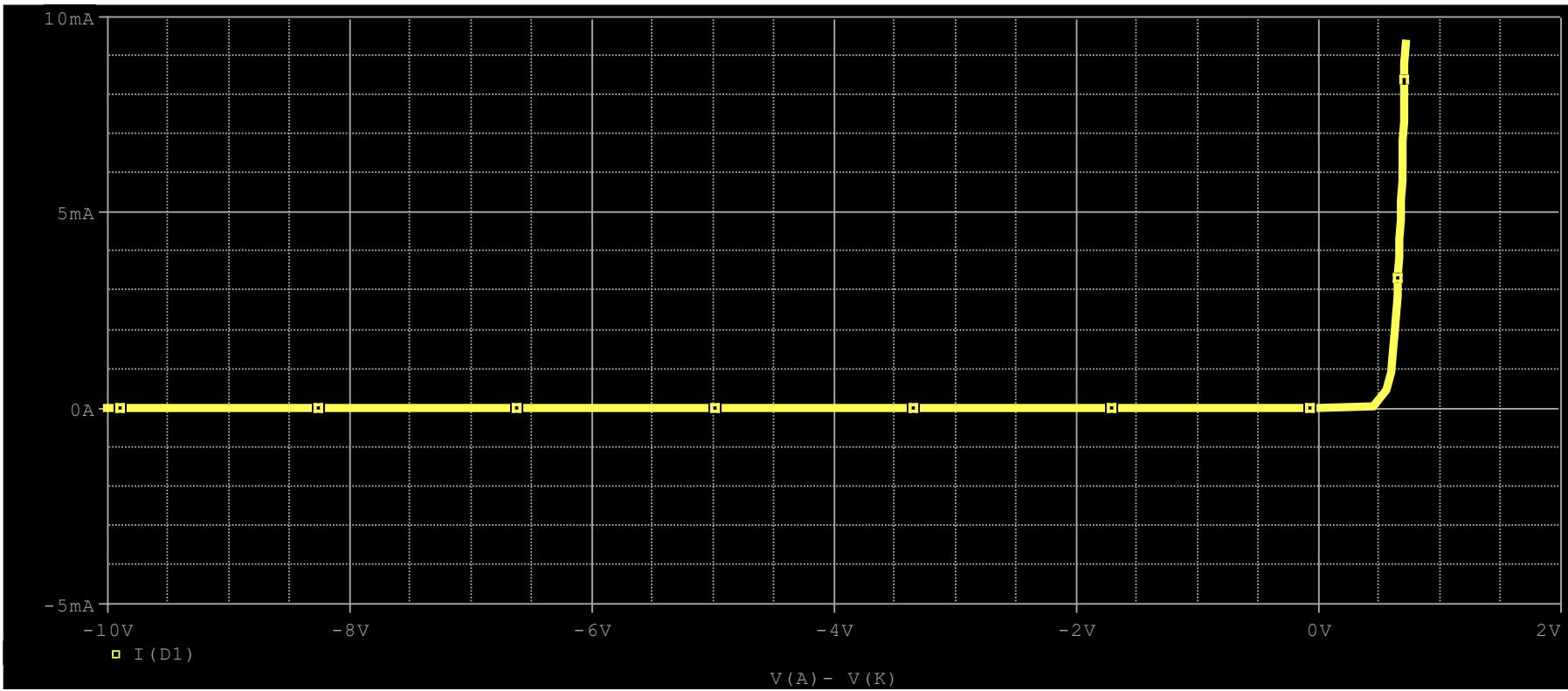


Schéma de mesure

E(V)	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$V_{AK}(\text{V})$	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	0.563	0.62	0.646	0.664	0.677	0.688	0.697	0.705	0.712
$I_F(\text{mA})$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.431	1.38	2.35	3.33	4.32	5.3	6.3	7.3	8.3

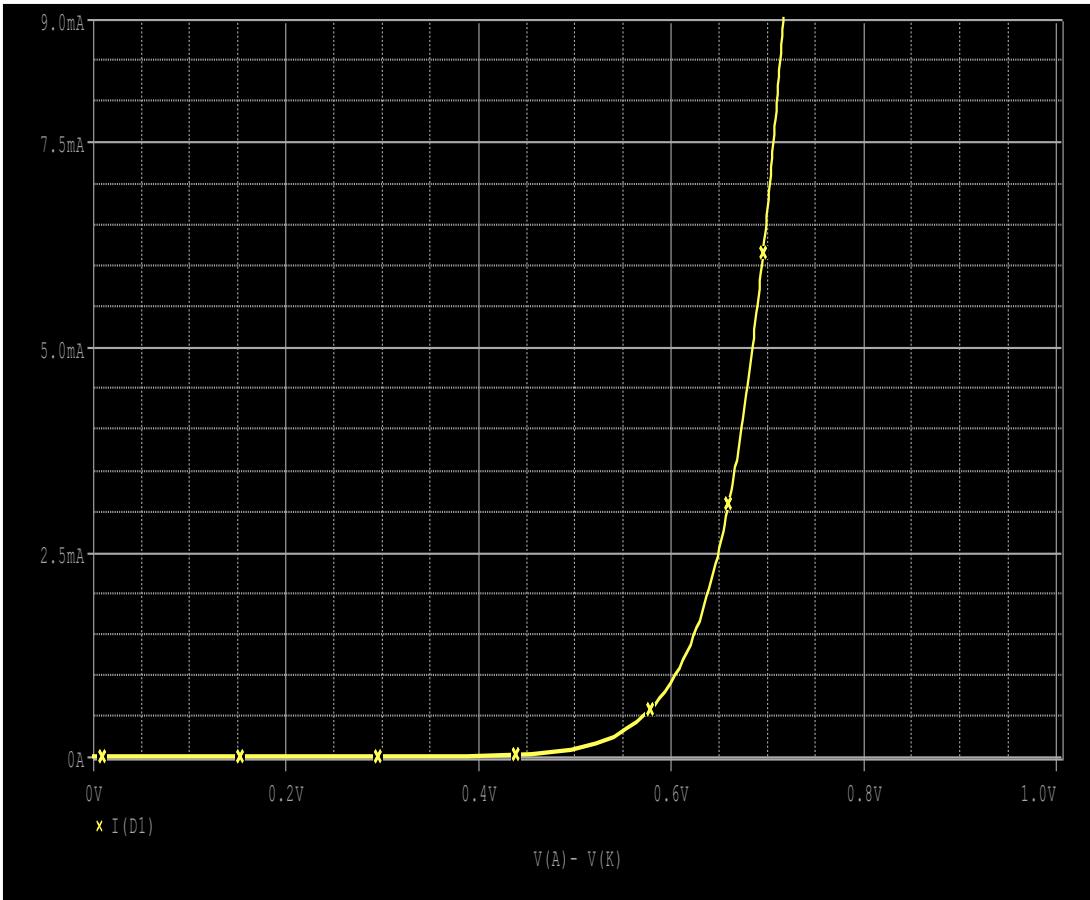
Résultats pratiques



*Caractéristique statique de la diode 1N4148*

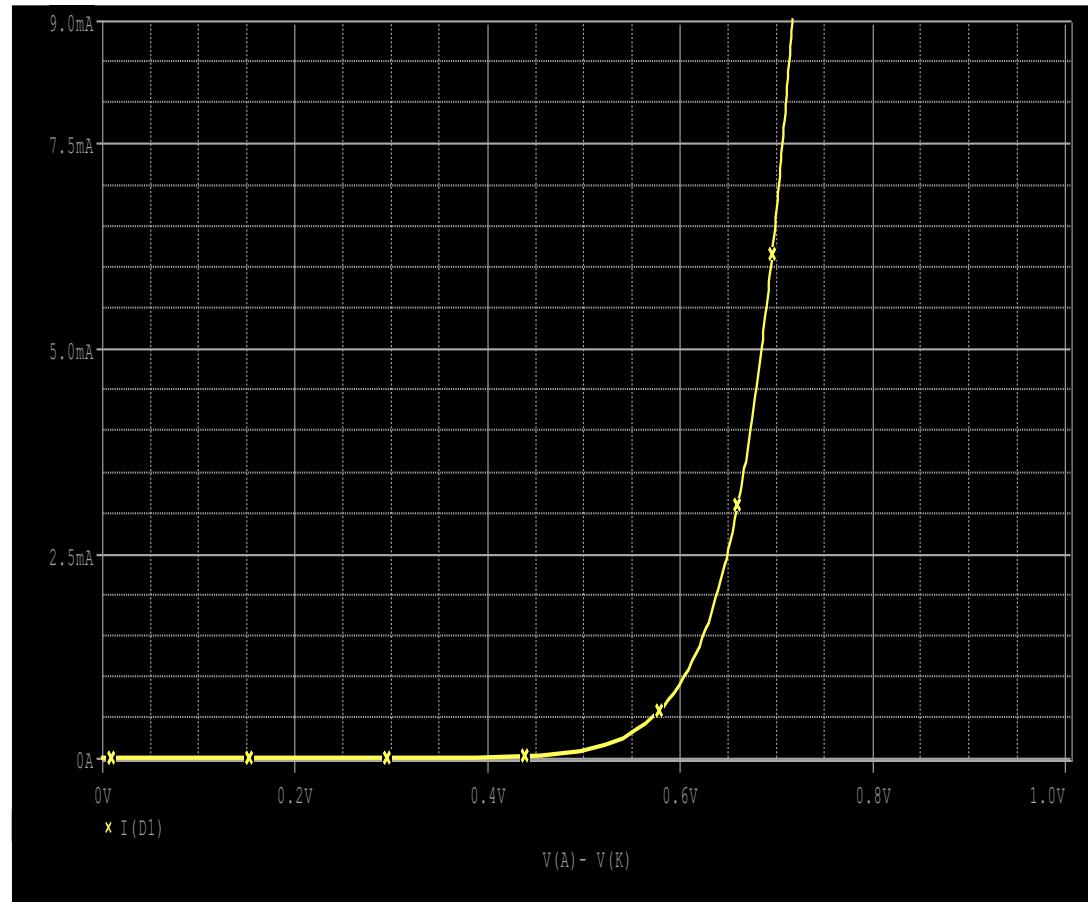
## ➤ Interprétation

### Cas $V_F > 0$ : diode polarisée en direct



A partir d'une certaine valeur de  $V_F$  un courant prend naissance dans la diode . Ce courant  $I_F$  croit ensuite très rapidement pour une faible variation de  $V_F$ . La **diode est dite passante** (elle laisse passer le courant).

## Cas $V_F > 0$ : diode polarisée en direct



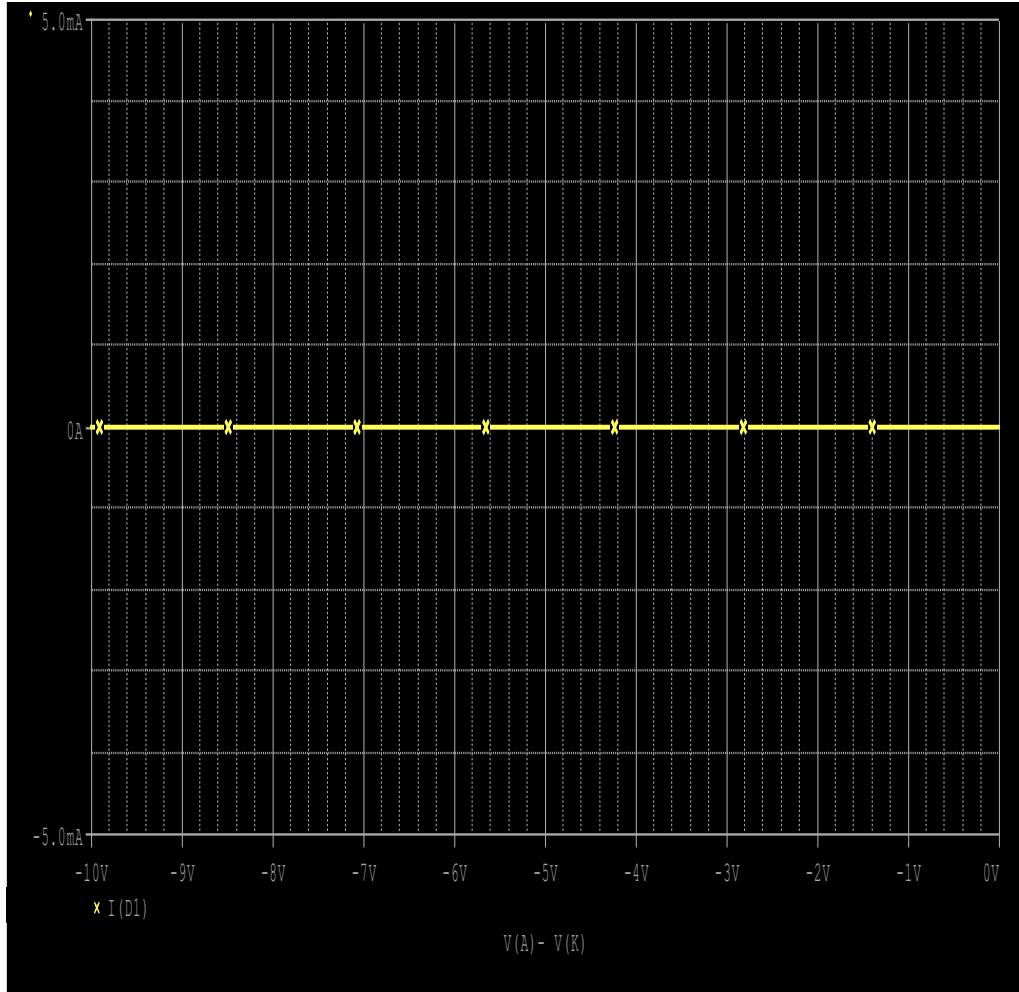
$$I_F = I_S \cdot \left( e^{\frac{V_F}{V_T}} - 1 \right)$$

$I_S$ : courant de saturation qui dépend essentiellement du dopage des différents semi-conducteurs.

$$V_T = \frac{k \cdot T}{q} = 25mV \text{ à } 300^\circ\text{K}$$

$k$  : constante de Boltzman,  $k=1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$   
 $q$  : charge de l'électron :  $q = 1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$ .

## Cas $V_F < 0$ : diode polarisée en inverse



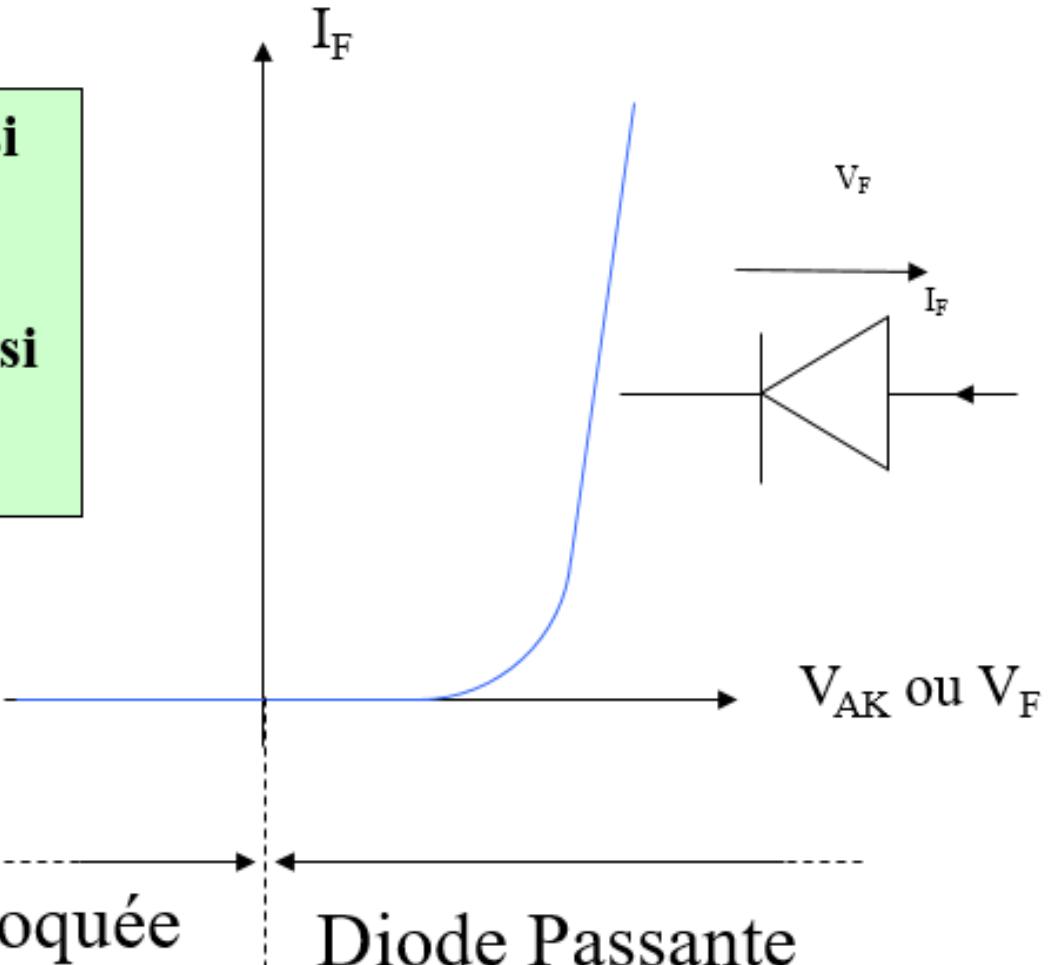
Quelque soit la valeur de  $V_F$ , le courant  $I_F$  est nul.  
La diode s'oppose au passage du courant dans le sens Cathode  $\rightarrow$  Anode. On dit que la **diode est Bloquée**.

# Résumé

\*Diode bloquée si  
 $V_F < 0 \Rightarrow I_F = 0$

\*Diode passante si  
 $I_F > 0 \Rightarrow 0 < V_F < 1V$

Diode Bloquée      Diode Passante



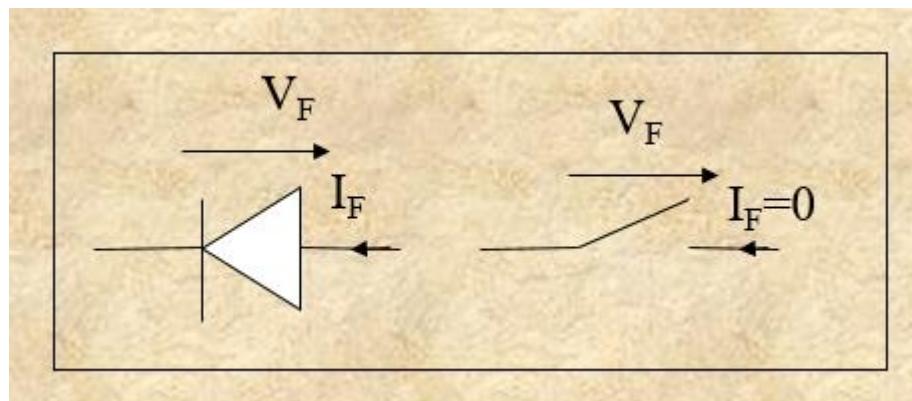
## ➤ Modélisation

- ✓ Diode à l'état bloquée
- ✓ Diode à l'état passant

### ❖ Diode à l'état bloquée

Rappel: Condition de blocage:  $V_F = V_{AK} < 0$

Dans ces conditions:  $I_F = 0$ , La diode  
se comporte comme : *Un interrupteur ouvert*



## ❖ Diode à l'état passant

Rappel: Condition de conduction:  $I_F > 0$

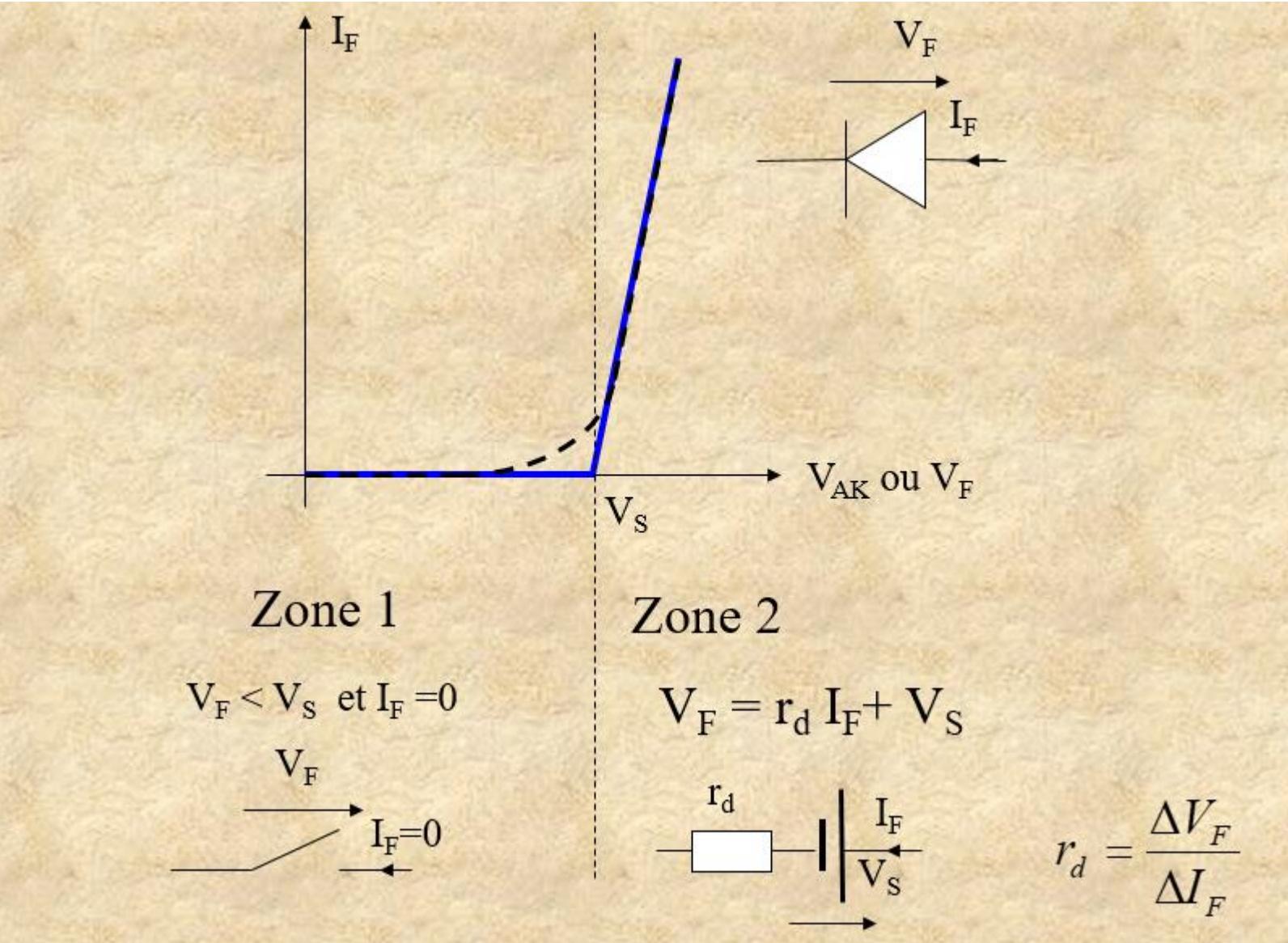
Dans ces conditions:  $V_F > 0$

Le modèle mathématique est donnée par la relation:

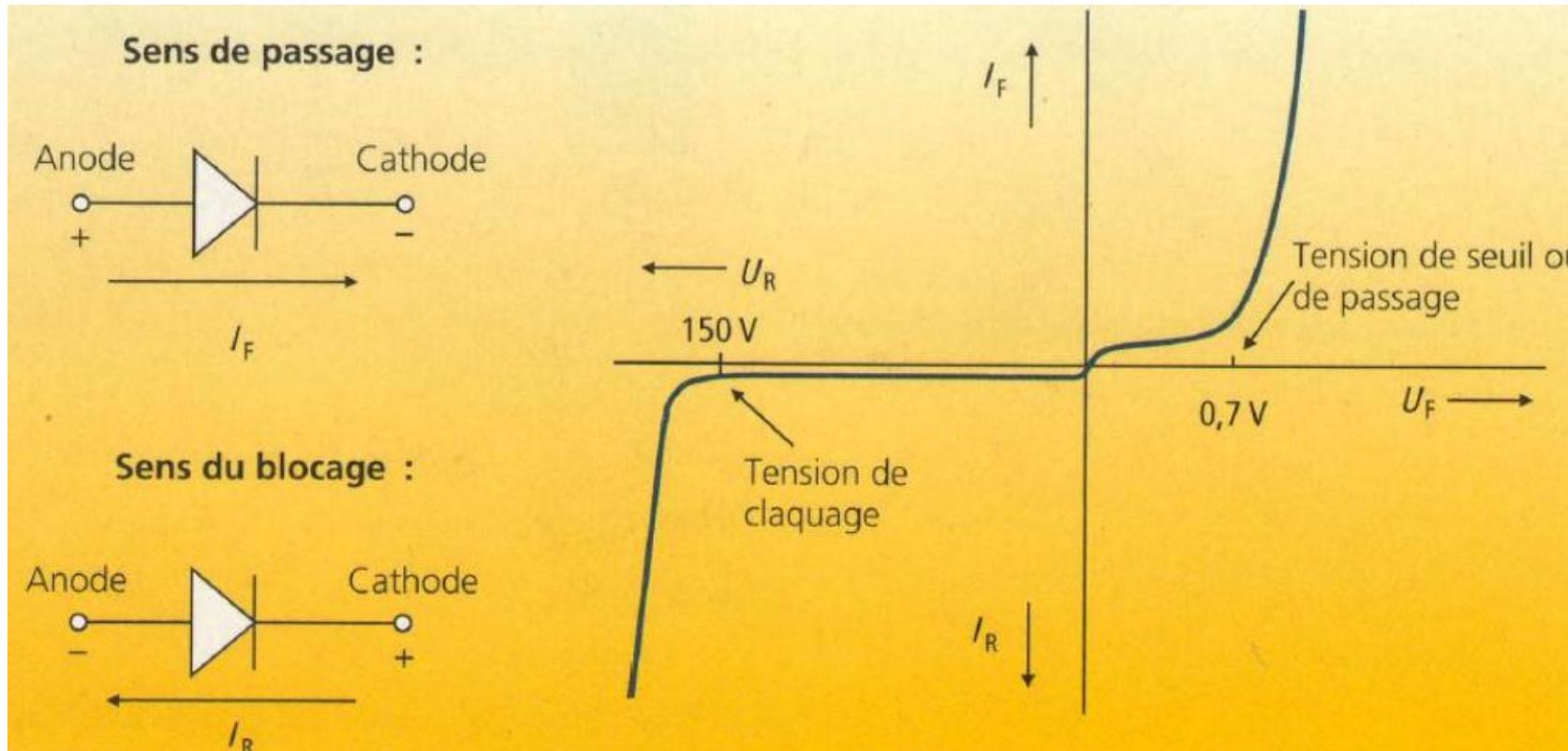
$$I_F = I_S \cdot \left( e^{\frac{V_F}{V_T}} - 1 \right)$$

Cette équation n 'est pas compatible avec la notion de modélisation par un schéma électrique simple.

❖ Pour modéliser, on linéarise la caractéristique:



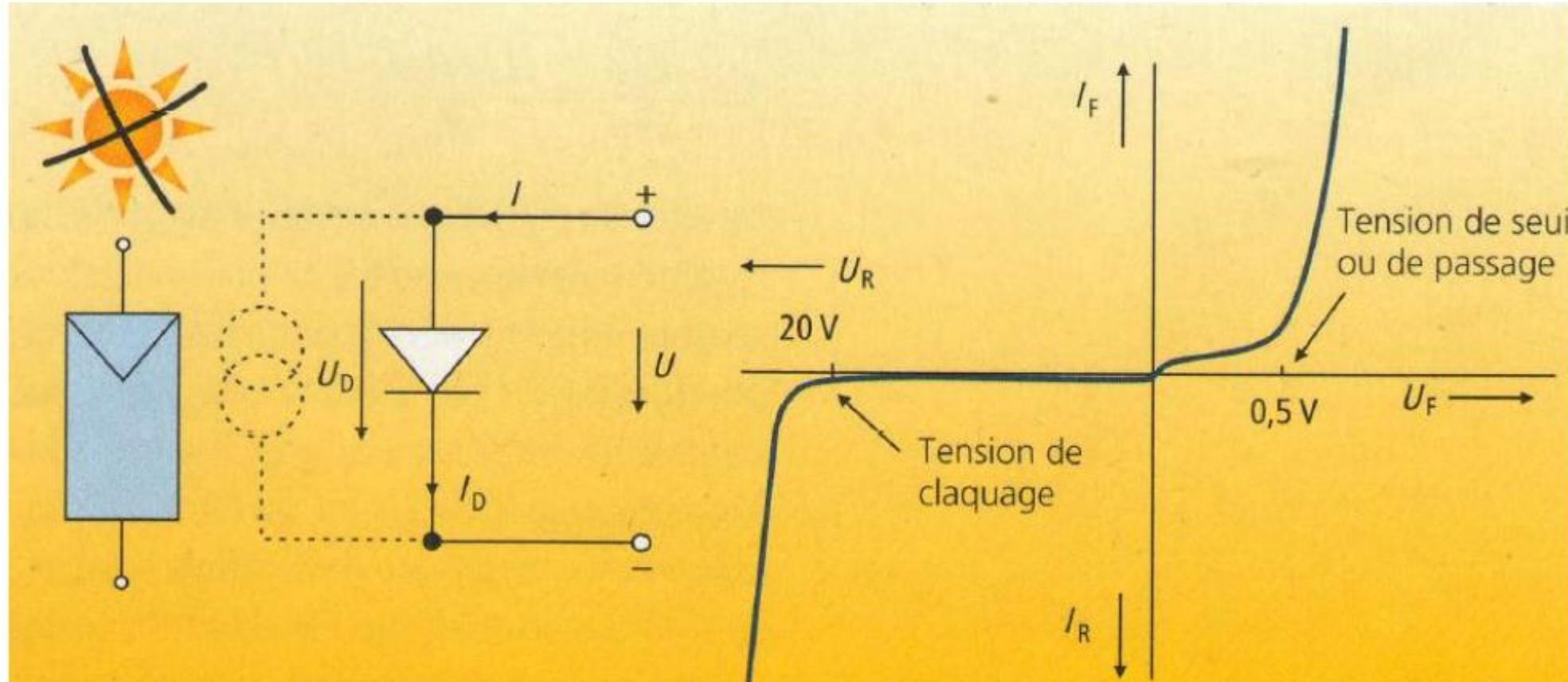
## □ Caractéristiques courant - tension de la diode (Diode au silicium BAY45).



La tension de passage ou de seuil de la diode est égale à environ à 0,7 V et la tension de claquage est égale à 150 V.

## □ Schéma équivalent et caractéristiques d'une cellule solaire en l'absence de la lumière

Une cellule solaire non éclairée (absence de lumière) est donc équivalente à une diode au silicium à grande surface.

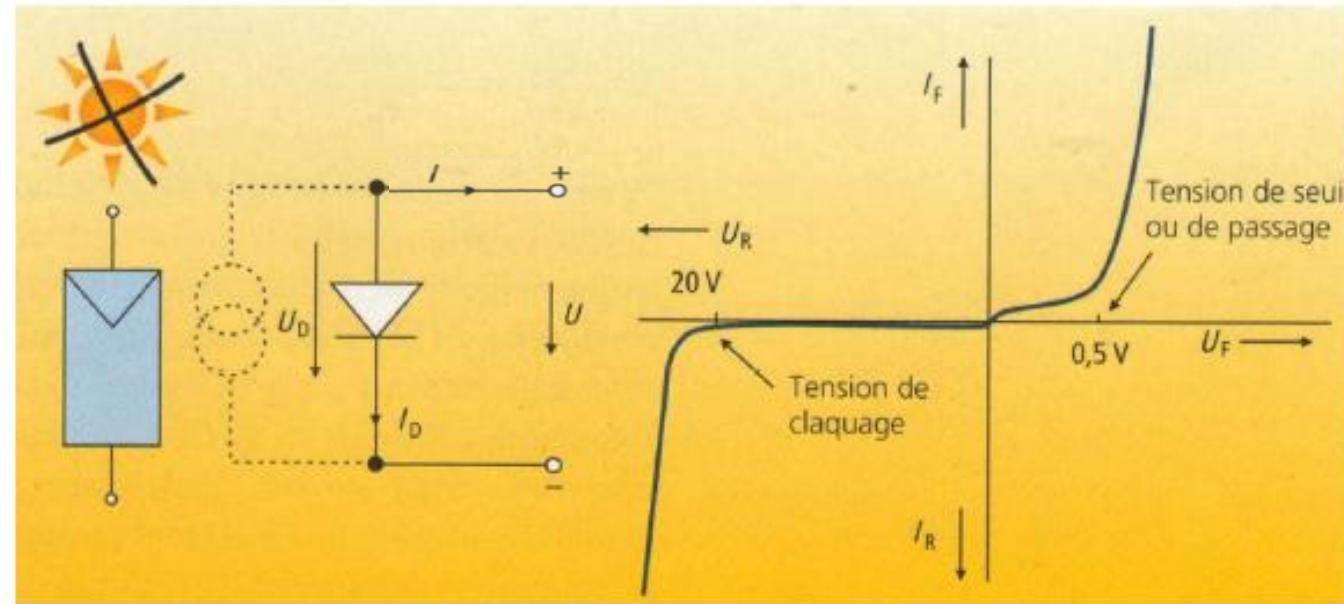


## □ Schéma équivalent et caractéristiques d'une cellule solaire en l'absence de la lumière

Les caractéristiques d'une cellule solaire non éclairée (diode) sont :

$$U = U_D$$

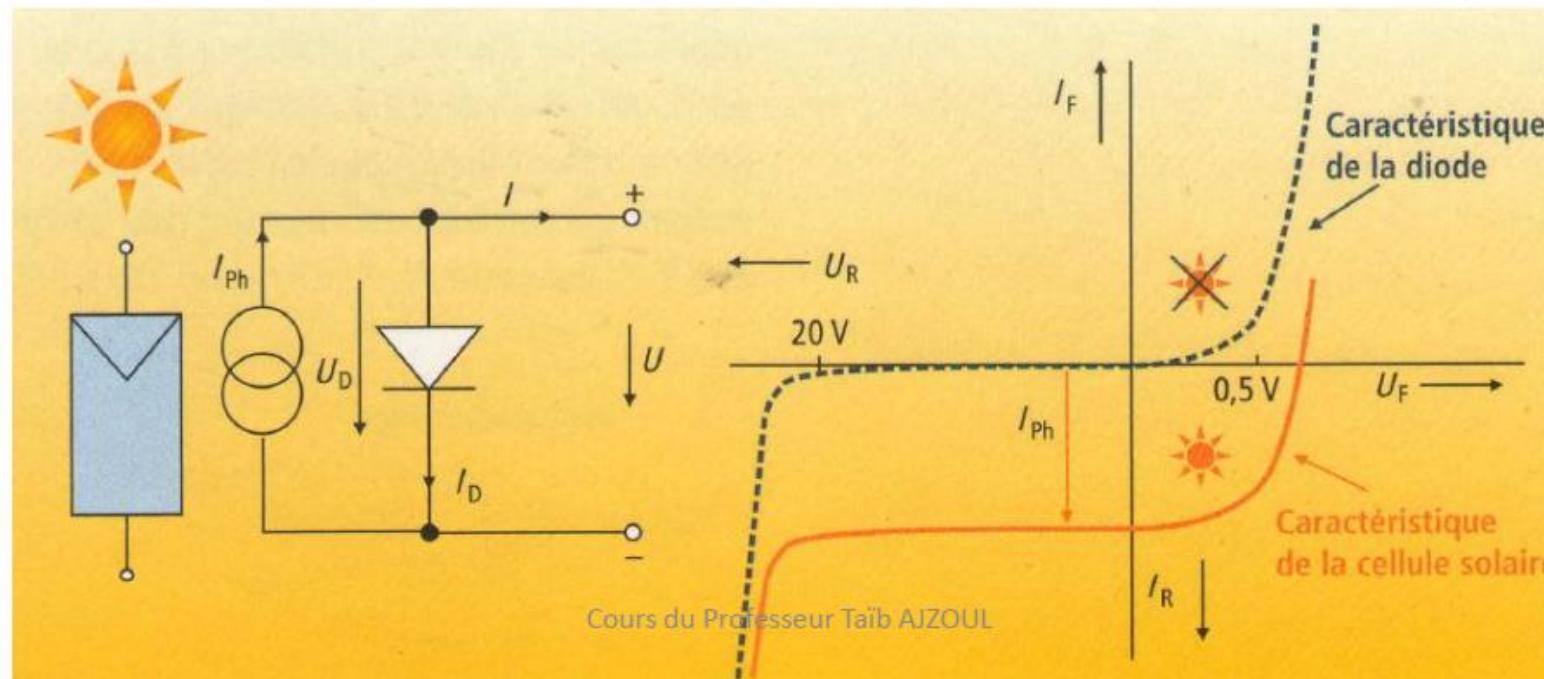
$$I = -I_D = I_0 \left( e^{\frac{U}{mU_T}} - 1 \right)$$



La tension de passage d'une cellule solaire monocristalline peut être considérée égale à environ de 0,5 V et la tension de claquage de 12 à 50 V (suivant la qualité et le matériau de la cellule).

## ➤ Schéma équivalent et caractéristiques d'une cellule solaire sous éclairage

Lorsque la cellule solaire est exposée à la lumière, l'énergie des photons produit des porteurs de charges libres (production du courant  $I_{ph}$ ). Le circuit équivalent de la cellule est alors une source de courant (photo courant  $I_{ph}$ ) branchée en parallèle avec une diode.

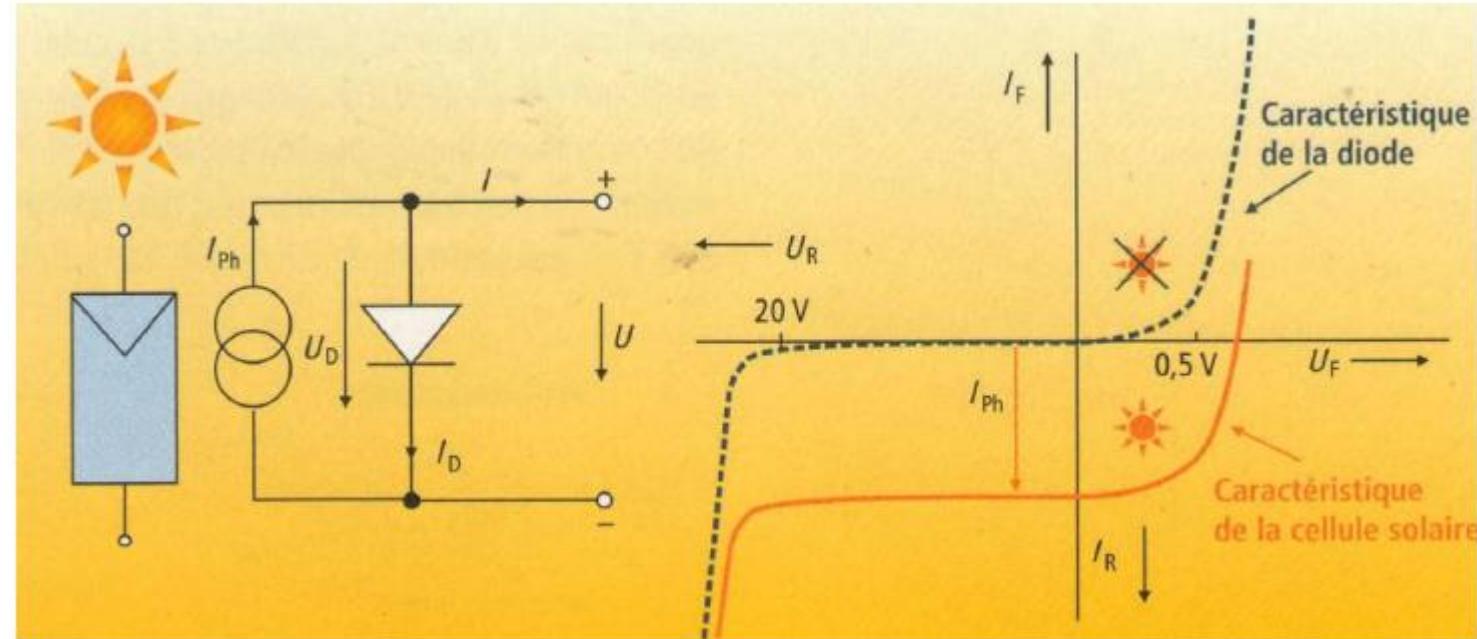


## ➤ Schéma équivalent et caractéristiques d'une cellule solaire sous éclairage

$$U = U_D$$

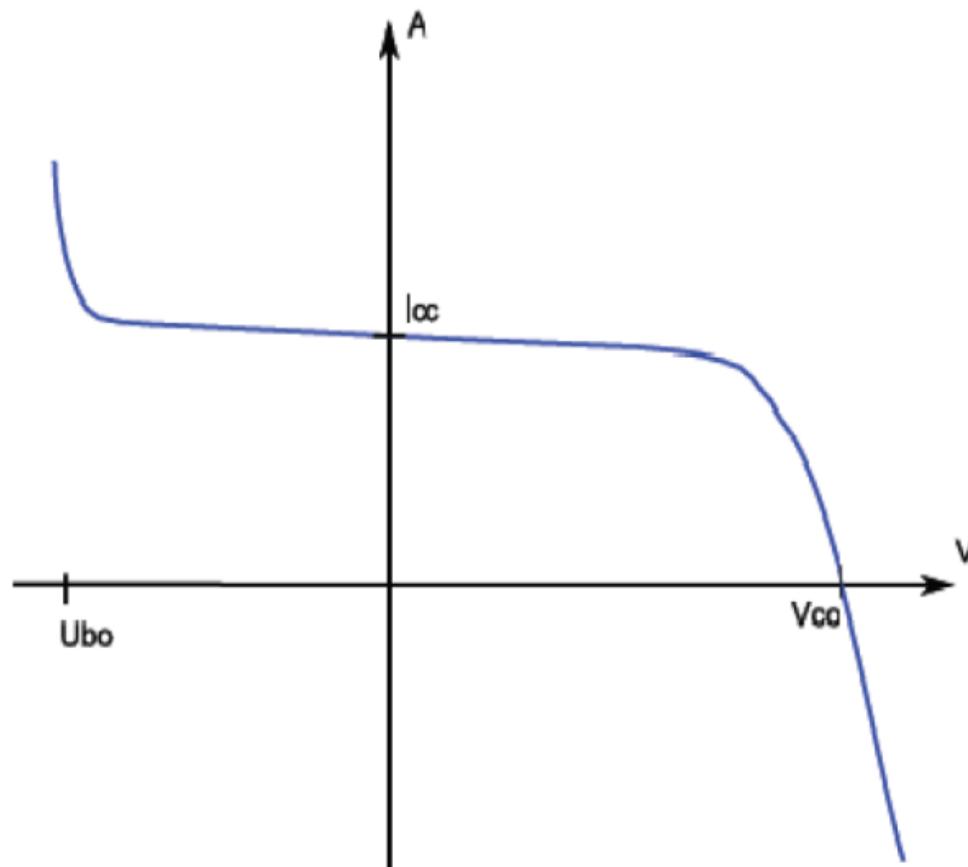
$$I_{Ph} = C_0 E$$

$$I = I_{Ph} - I_D$$



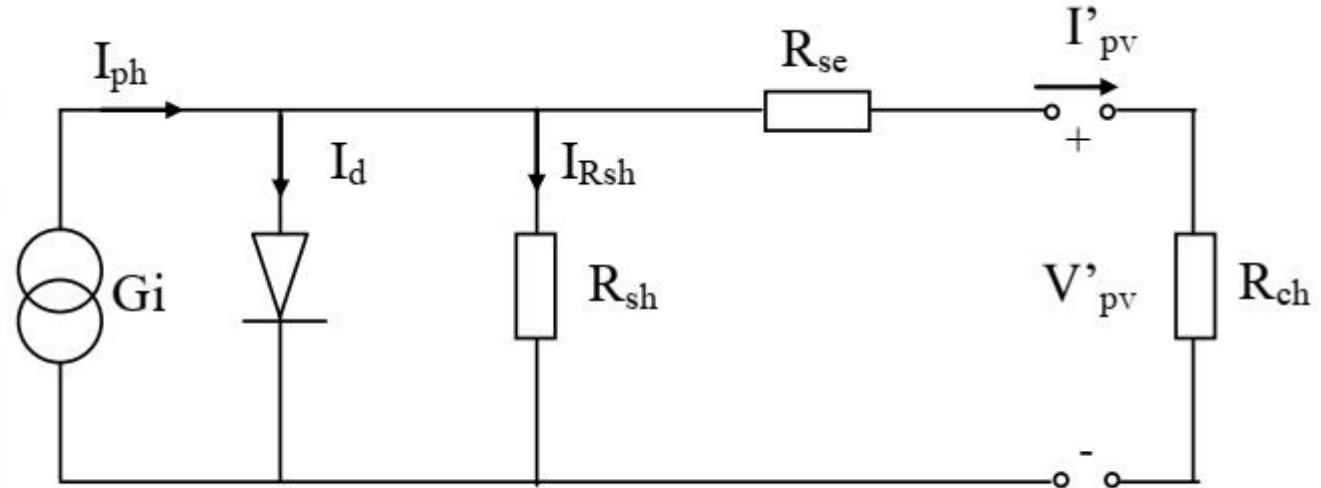
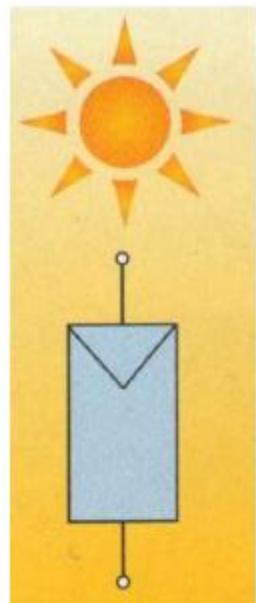
La courbe de la diode est décalée dans le sens du blocage (4ème quadrant du graphe) d'une valeur égale à l'intensité du photo courant.

➤ Caractéristique courant - tension d'une cellule solaire



## ➤ Schéma équivalent étendu : modèle à une diode d'une cellule solaire

Modèle standard utilisé en photovoltaïque



Avec :

$G_i$  : Source de courant parfaite.

$R_{sh}$ : Résistance shunt qui prend en compte les fuites inévitables de courant qui interviennent entre les bornes opposées positive et négative d'une cellule (Résistance en parallèle).

$R_{se}$  : Résistance série qui tient compte des pertes ohmique du matériau

**D** : Diode matérialisant le fait que le courant ne circule que dans un seul sens.

**Rch** : Résistance qui impose le point de fonctionnement sur la cellule en fonction de sa caractéristique courant-tension à l'éclairement considéré.

Une cellule solaire est caractérisée par les paramètres fondamentaux suivants:

- ❖ **Courant de court circuit (Isc)** : C'est la plus grande valeur du courant générée par une cellule pour une tension nulle ( $V'_{pv}=0$ ).
- ❖ **Tension en circuit ouvert (Voc)** : Représente la tension aux bornes de la diode quand elle est traversée par le photo-courant  $I_{ph}$  ( $I_d = I_{ph}$ ) quand ( $I'_{pv}=0$ ).



*Elle reflète la tension de la cellule en absence de lumière, elle est exprimée mathématiquement par :*

$$V_{oc} = \frac{m k T_c}{e} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) = V_t \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right)$$

Où :

$$V_t = \frac{m k T_c}{e}$$

Avec :

$V_t$  : La tension thermique.

$T_c$  : La température absolue.

$m$  : Facteur idéal de la jonction.

$K$  : Constante de Boltzmann ( $K = 1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/k}$ )

$e$  : Charge de l'électron ( $e = 1.6 \cdot 10^{-19}$ ).

❖ **Point de puissance maximale (P<sub>max</sub>)** : est le point M(V<sub>opt</sub>, I<sub>opt</sub>) de la figure (II.2) où la puissance dissipée dans la charge est maximale.

$$P_{\max} = V_{opt} \cdot I_{opt}$$

Avec :

V<sub>opt</sub> : La tension optimale.

I<sub>opt</sub> : Le courant optimale.

❖ **Rendement maximum** : est le rapport entre la puissance maximale et la puissance à l'entrée de la cellule solaire.

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{in}} = \frac{V_{opt} \cdot I_{opt}}{A_{pv} \cdot G}$$

Où :

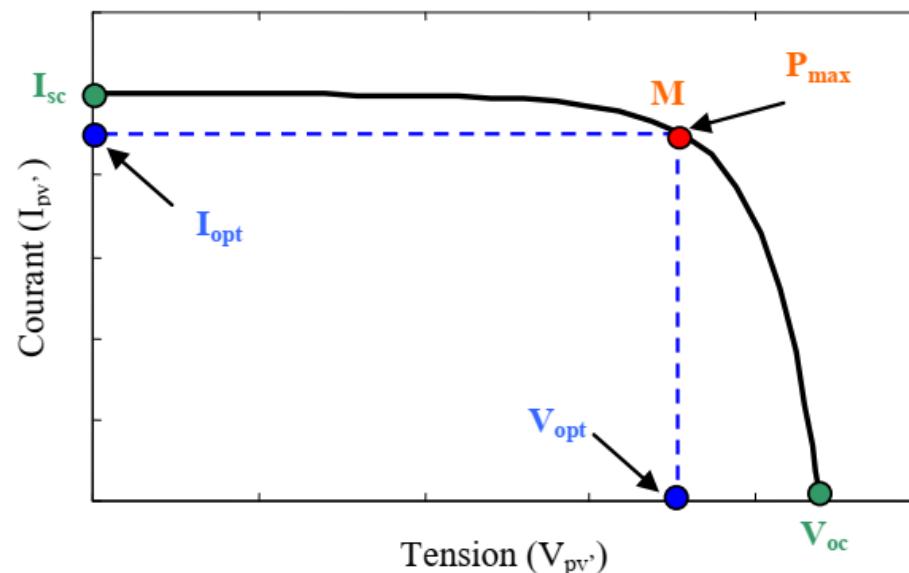
G : l'irradiation qui représente la puissance lumineuse reçue par unité de surface (W/m<sup>2</sup>).

A<sub>pv</sub> : Surface effective des cellules.

❖ ***Les conditions normalisées de test des panneaux solaires sont caractérisées par:***

- ✓ Un rayonnement instantané de **1000W/m<sup>2</sup>** :
- ✓ Température ambiante de **25°C**
- ✓ d'un spectre AM de 1.5. AM représente l'Air Masse qui est l'épaisseur de l'atmosphère que la lumière doit pénétrer.

Ces conditions sont appelées **STC** (Standard Test Conditions) cela correspond à un ensoleillement assez fort.



***Courbe courant -tension d'une cellule photovoltaïque***

## ❖ Puissance crête **Pc**:

**La puissance de crête** représente la puissance maximum fournie par une cellule lorsque l'éclairement **G = 1000W/m<sup>2</sup>**, la température **θ= 25°C** et une répartition spectrale du rayonnement dit **AM 1,5**. L'unité de cette puissance est le Watt crête, noté **Wc**.

Les constructeurs spécifient toujours la puissance de crête d'un panneau photovoltaïque dans les conditions standard.

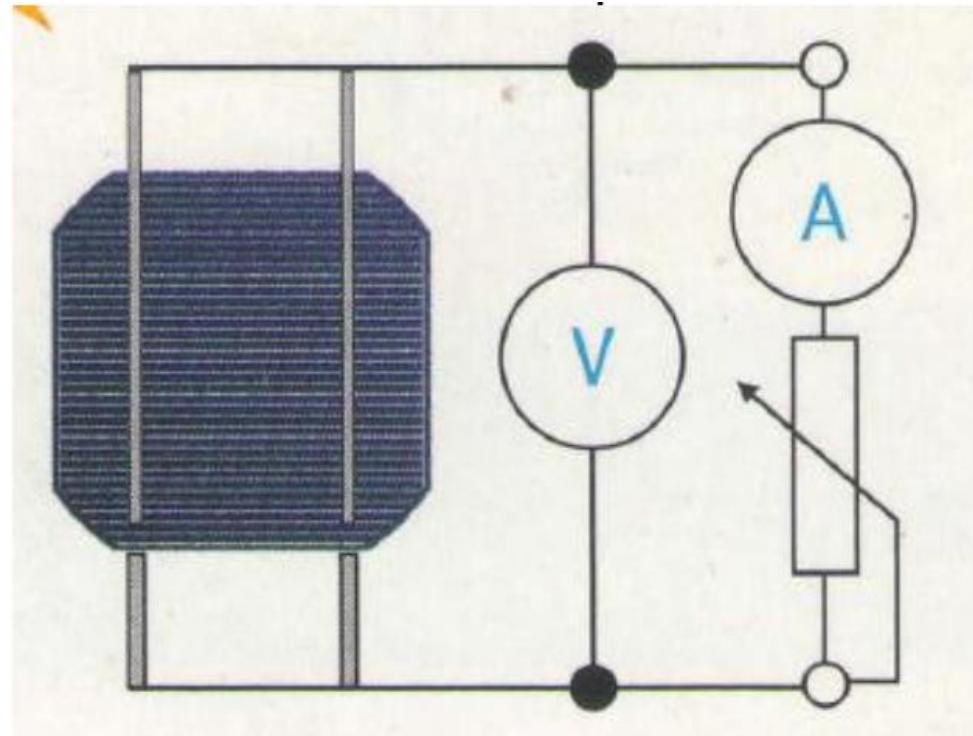
### ❖ Exemple de module photovoltaïque

Les constructeurs de panneaux photovoltaïques fournissent les paramètres du module ( $I_{sc}$ ,  $I_{mpp}$ ,  $V_{oc}$ ,  $V_{mpp}$ ) sous les conditions standard de fonctionnement (une insolation de  $1000W/m^2$  et une température de  $25^\circ C$ , AM 1.5). Le tableau suivant montre les données d'un module photovoltaïque, de type SIEMENS SM 110-24.

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau $P_{mpp}$	110 W
Courant au point de puissance maximale $I_{mpp}$	3.15 A
Tension au point de puissance maximale $V_{mpp}$	35 V
Courant de court-circuit $I_{sc}$	3.45 A
Tension en circuit ouvert $V_{oc}$	43.5 V
Coefficient d'incrémentation du courant $I_{sc}$ ( $\alpha_{sc}$ )	1.4 mA/ $^\circ C$
Coefficient d'incrémentation de la tension $V_{oc}$	-152 mV/ $^\circ C$

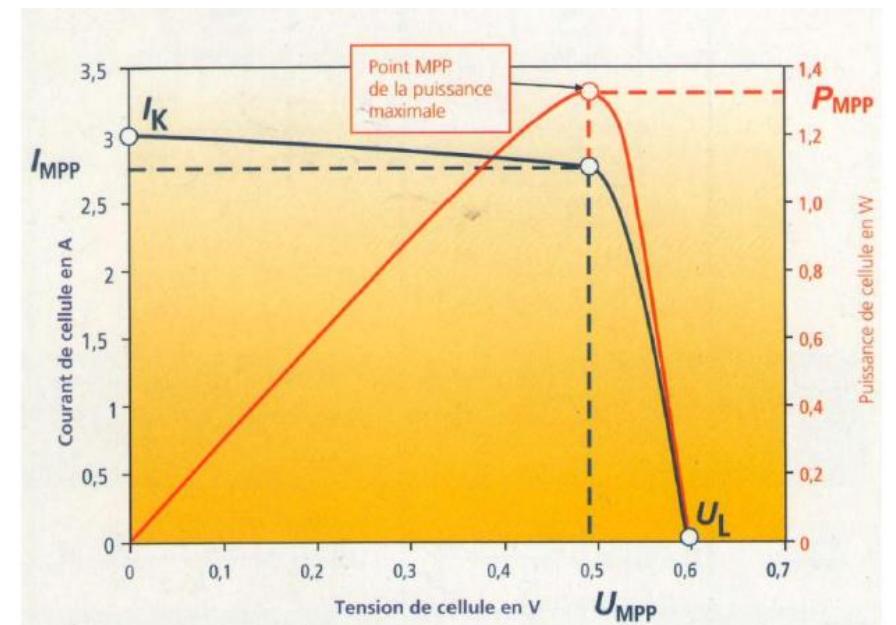
## ➤ Courbes caractéristiques et courbe des cellules solaires

Pour relever la courbe complète courant – tension d'une cellule solaire, il faut une résistance variable (shunt), un voltmètre et un ampèremètre.



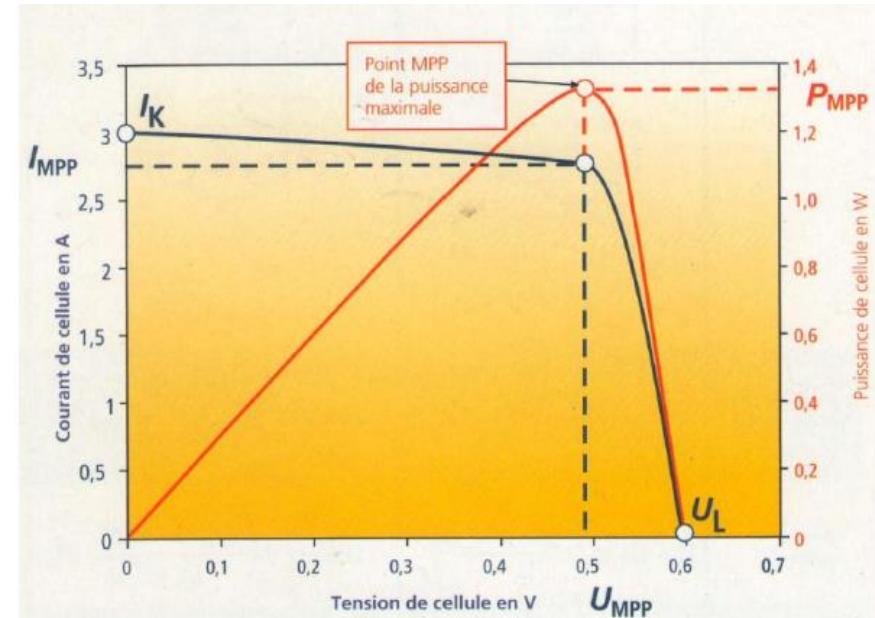
Fréquemment, dans la littérature spécialisée, on représente seulement la partie de la courbe de courant et de tension dans laquelle la cellule solaire produit de l'électricité (4ème quadrant).

- Lorsque la lumière vient frapper une cellule solaire sans charge, il se produit une tension d'environ 0,6 V, c'est la tension à vide entre les deux contactes ( $U_L = U_{CO}$  ).
  
- Le courant de court-circuit ( $I_K = I_{cc}$ ) peut être déterminé en court-circuitant les deux contacts de la cellule par un ampèremètre.



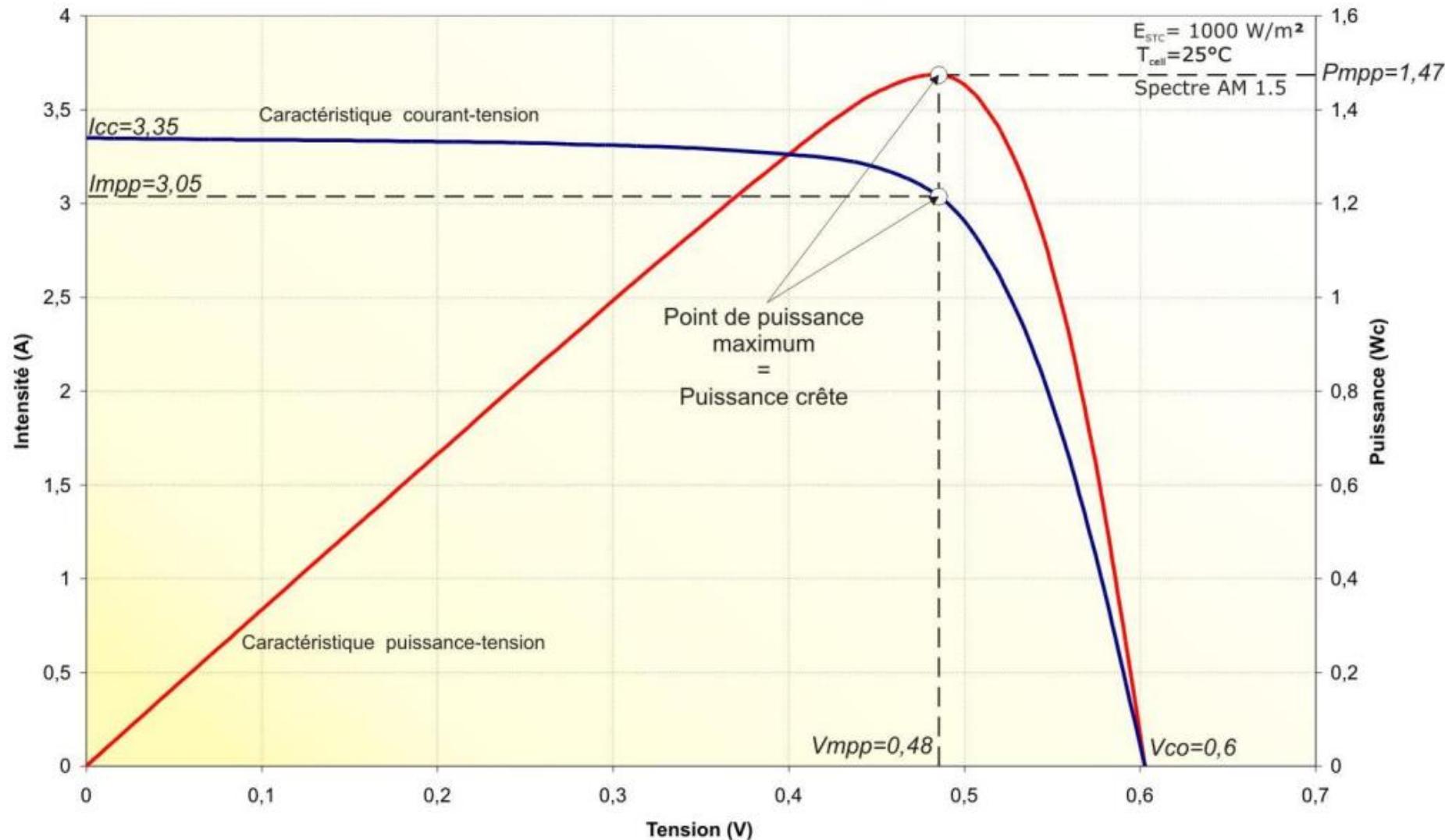
Dans cette courbe, on distingue 3 points essentiels :

- Le point MPP, qui est le point de la courbe auquel la cellule solaire fonction à la puissance maximale.
- Le courant de court-circuit  $I_K = I_{cc}$  est 5 à 15% supérieur au courant MPP.
- La tension à vide  $U_L = U_{co}$  est d'environ 0,5 à 0,6 V pour les cellules cristallines et d'environ 0,6 à 0,9 V pour les cellules amorphes.

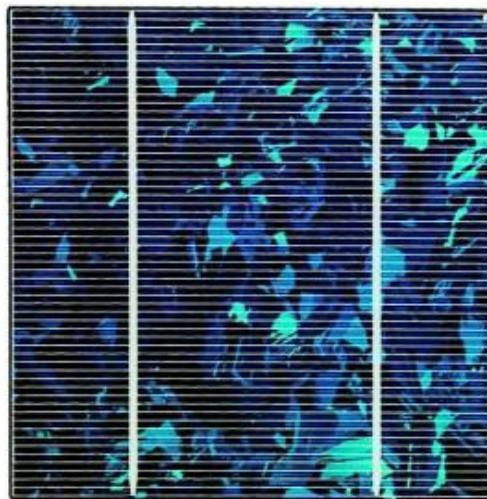


## ➤ Caractéristique courant tension puissance d'une cellule

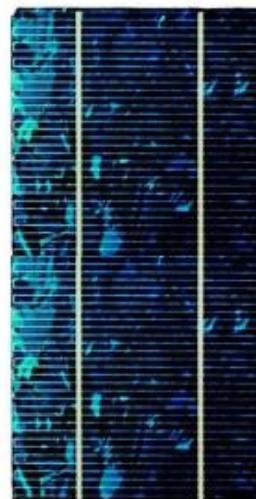
Autre exemple :



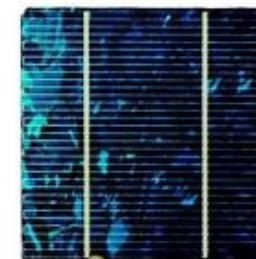
➤ Caractéristiques électriques pour différentes tailles de cellules en polycristallin:



**101 x 101**



**101 x 50,5**



**50,5 x 50,5**

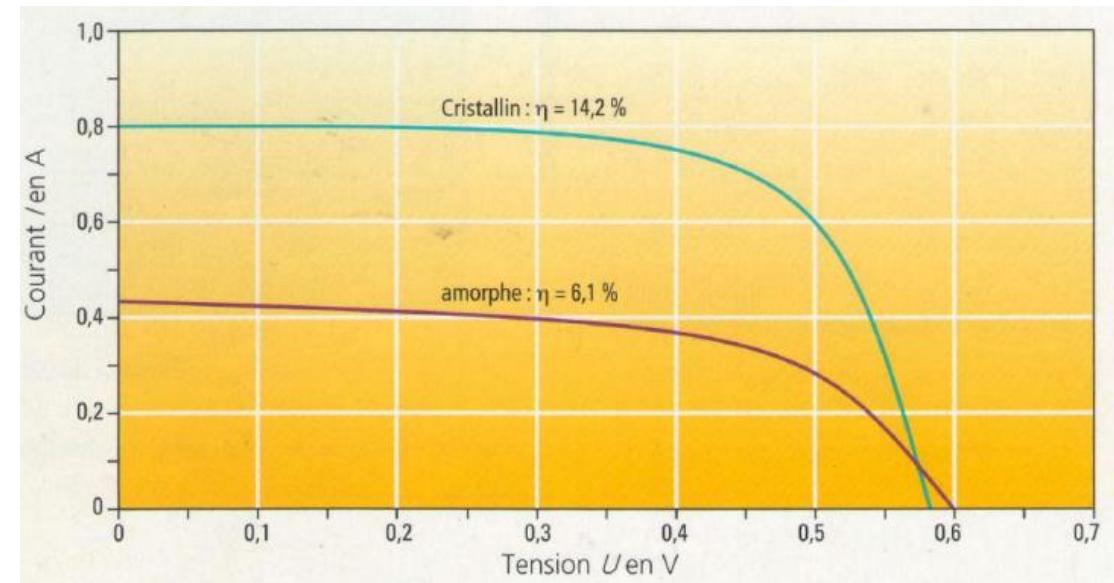
Performance à 1 kW/m <sup>2</sup> et 25°C Valeurs typiques, cellule nue			Cellule	½ cellule	¼ cellule
Tension circuit ouvert	$U_{co}$	(V)	0,6	0,6	0,6
Courant de court-circuit	$I_{cc}$	(A)	3	1,5	0,75
Puissance Max. (env. 10%)	$P_{mpp}$	(W)	1,3	0,65	0,32
Tension à puissance Max	$U_{mpp}$	(V)	0,47	0,47	0,47
Courant à puissance Max	$I_{mpp}$	(A)	2,7	1,36	0,68

## ➤ Conditions STC (Test de conditions standard):

Pour pouvoir comparer les caractéristiques des cellules et des modules, on utilise les conditions standard suivantes:

- ✓ Irradiation  $E_{\text{verticale}}$  de 1000 W/m<sup>2</sup>
- ✓ Température de cellule de 25 °C avec une tolérance de plus au moins 2°C.
- ✓ Spectre lumineux (distribution spectrale de l'intensité de référence du rayonnement solaire) défini avec un coefficient Air Mass AM=1,5.

*Comparaison des courbes de courant-tension  
des cellules solaires au silicium cristallin et amorphe*



## □ Groupements de cellules

### ▪ Principe

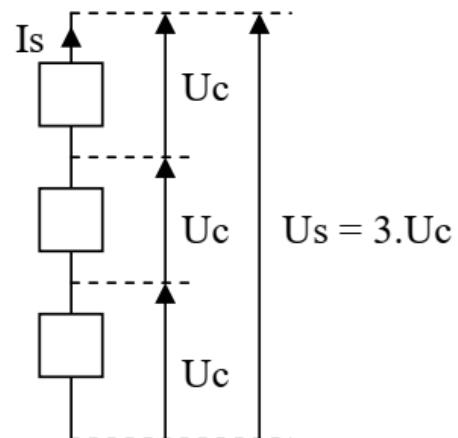
On peut grouper les cellules en série ou en parallèle.

Le **groupement série** permet d'augmenter la tension de sortie. Pour un groupement de **n** cellules montées en série la tension de sortie  $U_s$  a pour expression générale :  $U_s = n \cdot U_c$

avec  $U_c$  : tension fournie par une cellule

Pour ce groupement, le courant est commun à toutes les cellules.

*Exemple : groupement e 3 cellules en série*



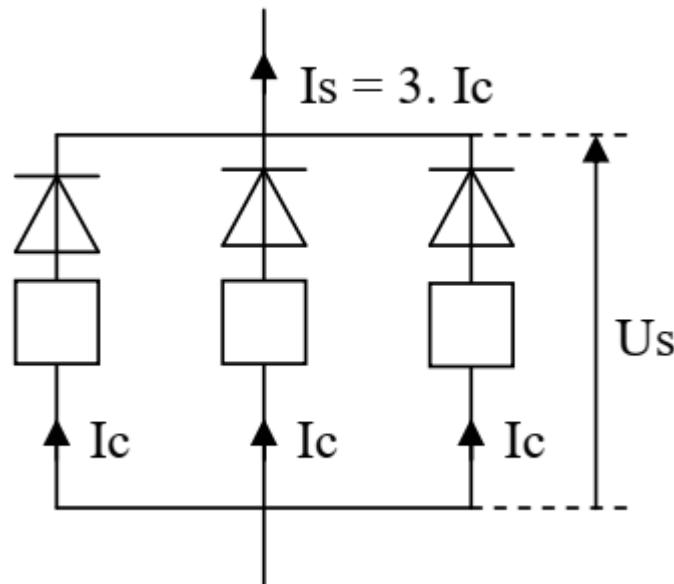
## ❖ En parallèle:

Le **groupement en parallèle** permet d'augmenter le courant de sortie. Pour un groupement de **n** cellules montées en parallèle, le courant de sortie  $I_s$  a pour expression générale :

$$I_s = n \cdot I \text{ avec } I : \text{courant fourni par une cellule}$$

Pour ce groupement, la tension est commune à toutes les cellules.

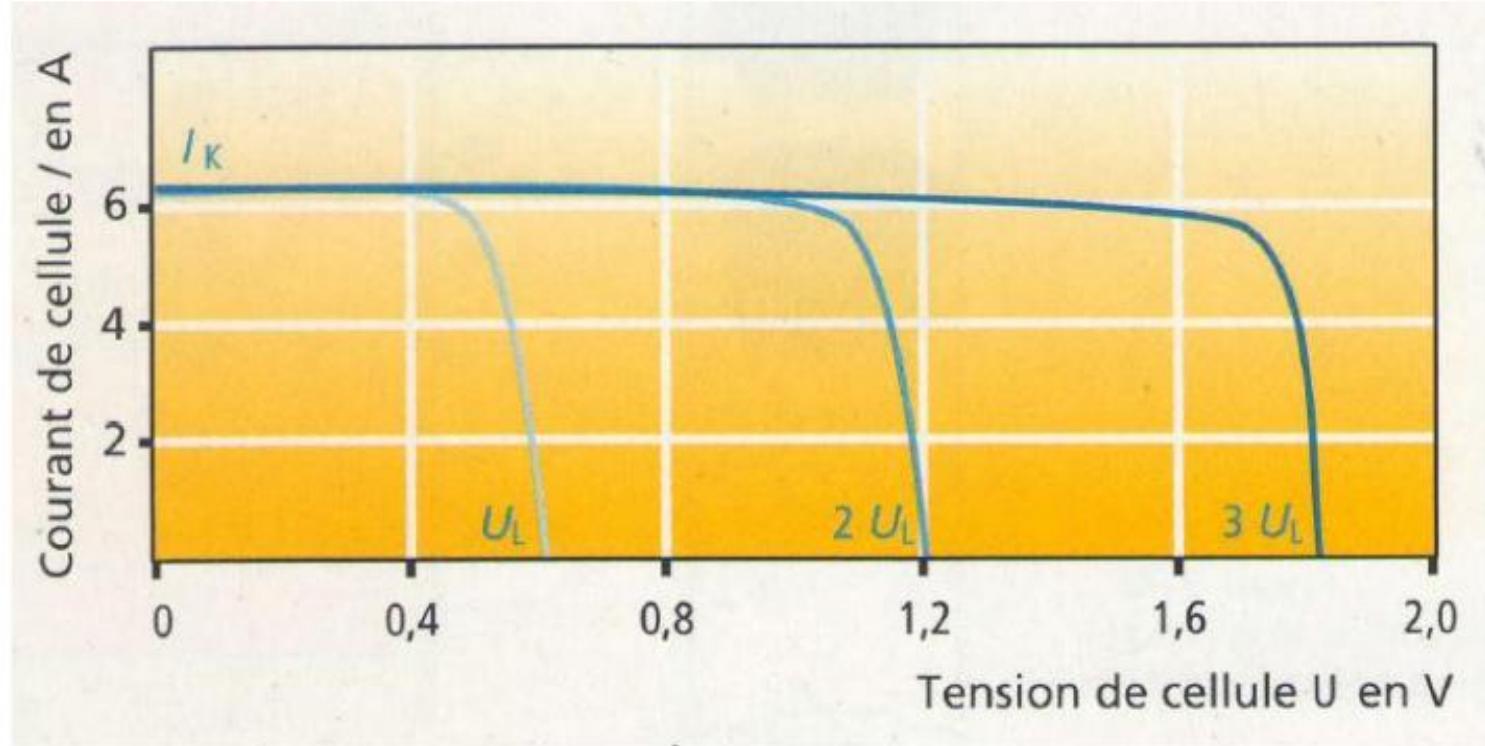
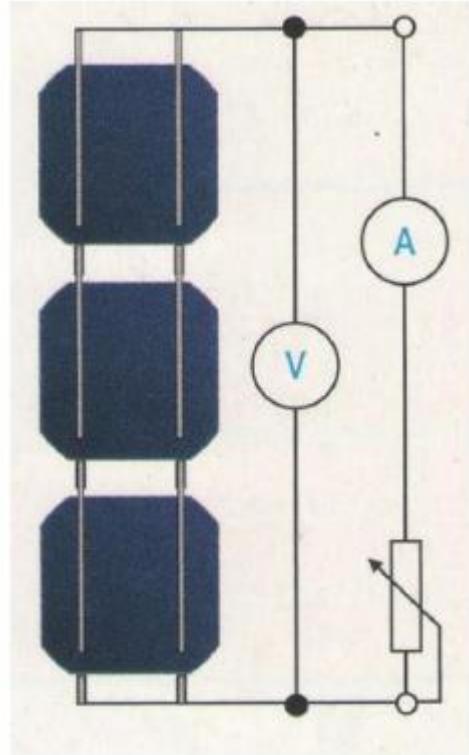
### *Exemple : groupement e 3 cellules en parallèle:*



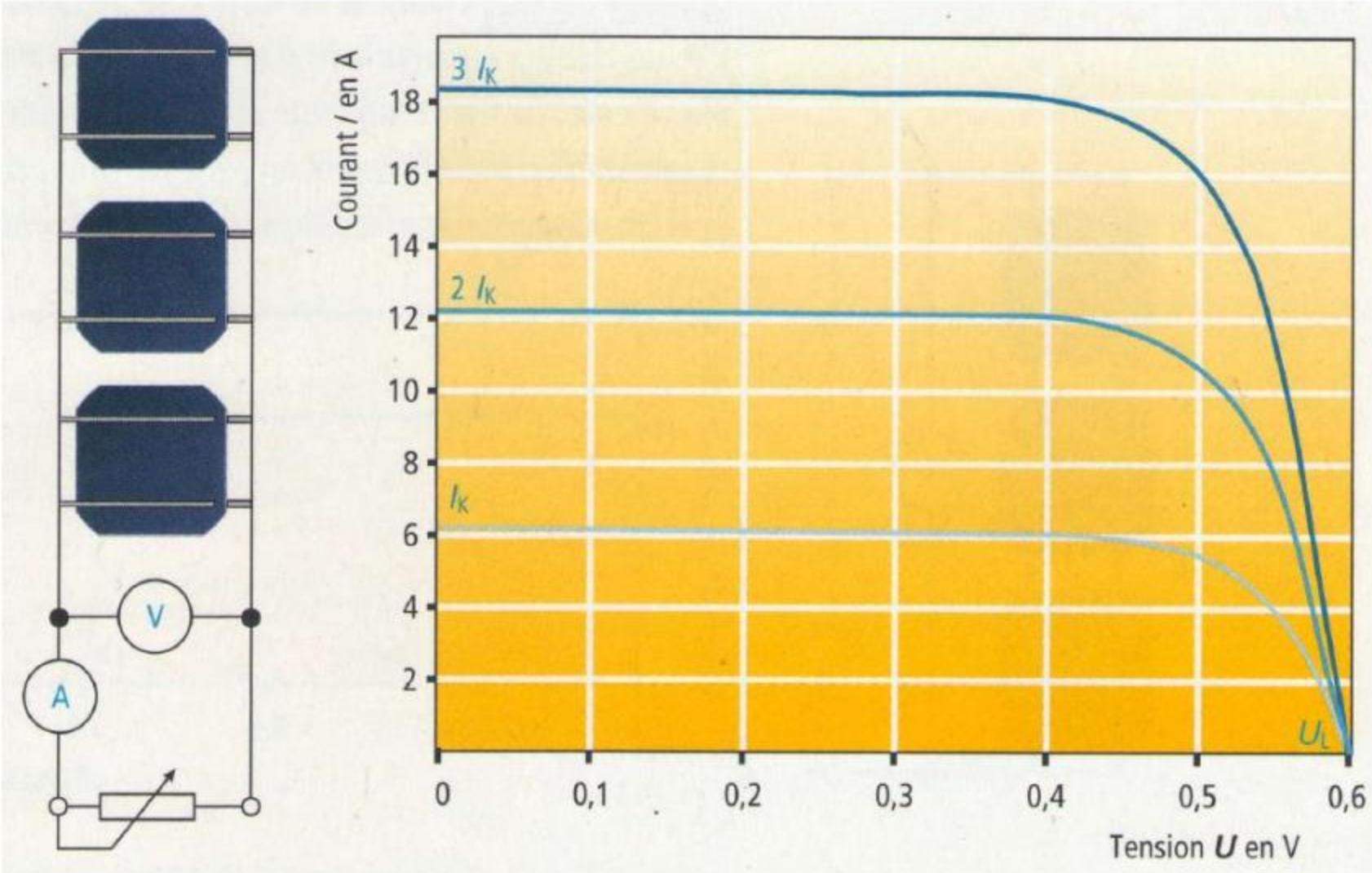
*Pour éviter que les cellules ne débitent les unes sur les autres,  
on ajoute des diodes anti-retour.*

## □ Courbes caractéristique électrique d'une cellule

### ➤ Courbe de courant et de tension de trois cellule en série



➤ Courbe de courant et de tension de trois cellule en parallèle



❖ **Exemple:**

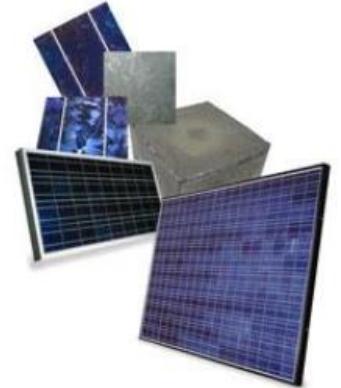
Calculer le courant et la tension pour les deux cas suivants:

- ✓ 20 cellules en parallèle;
- ✓ 20 cellules en série.

## II. Modules photovoltaïques

1. La tension et la puissance d'une cellule ne sont pas adaptées aux applications courantes.

→ Nécessité de coupler les cellules en série pour réaliser cette adaptation.

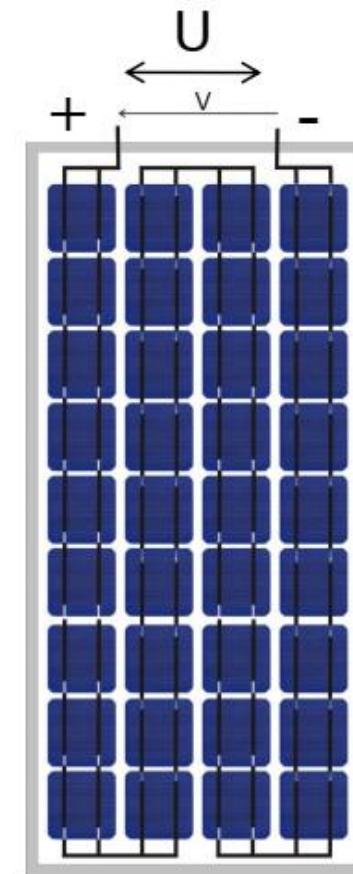
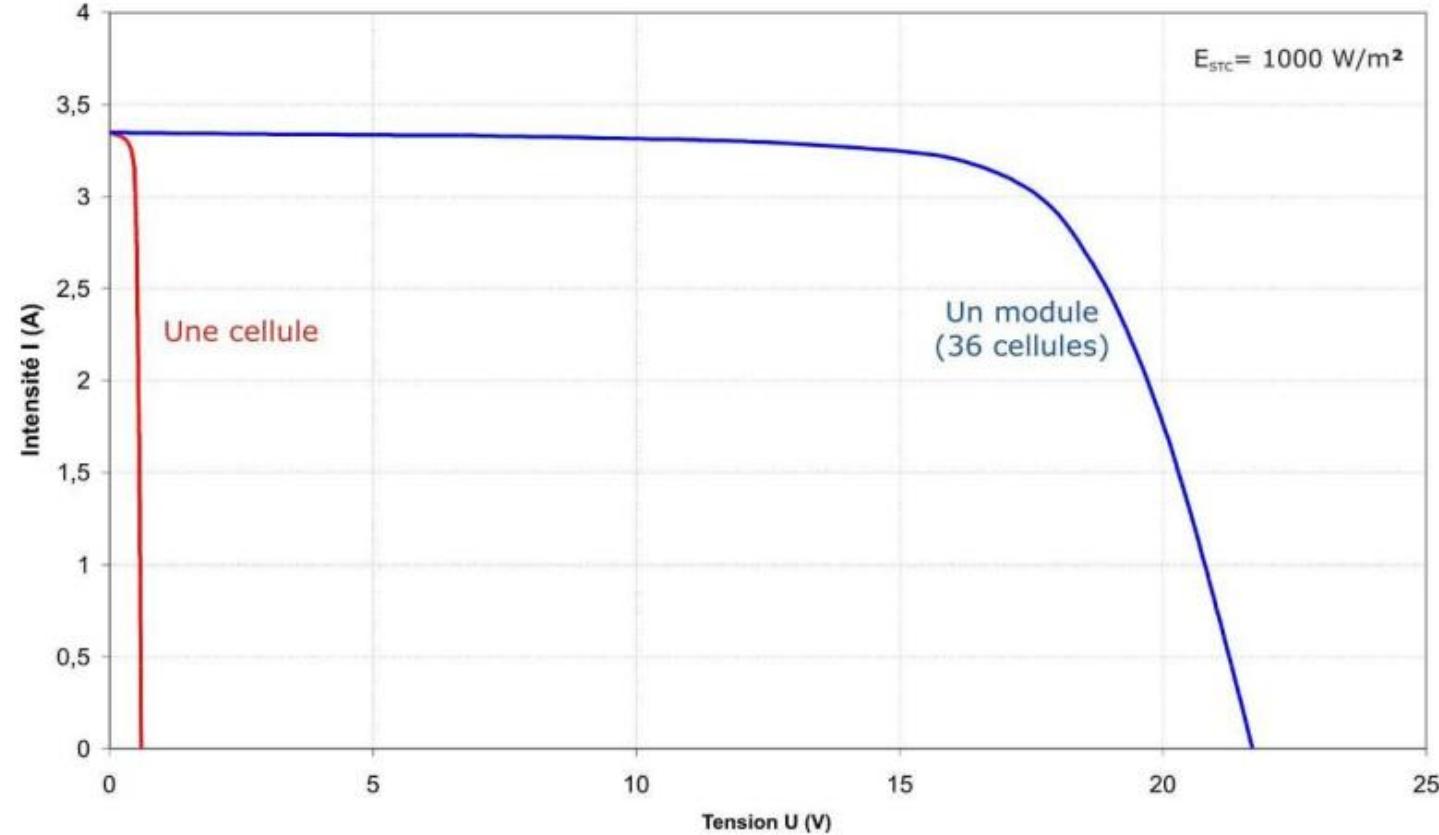


2. Les cellules photovoltaïques sont fragiles et sensibles à l'environnement extérieur.

→ Nécessité de protection mécanique pour résister aux conditions climatiques pendant 25 ans.

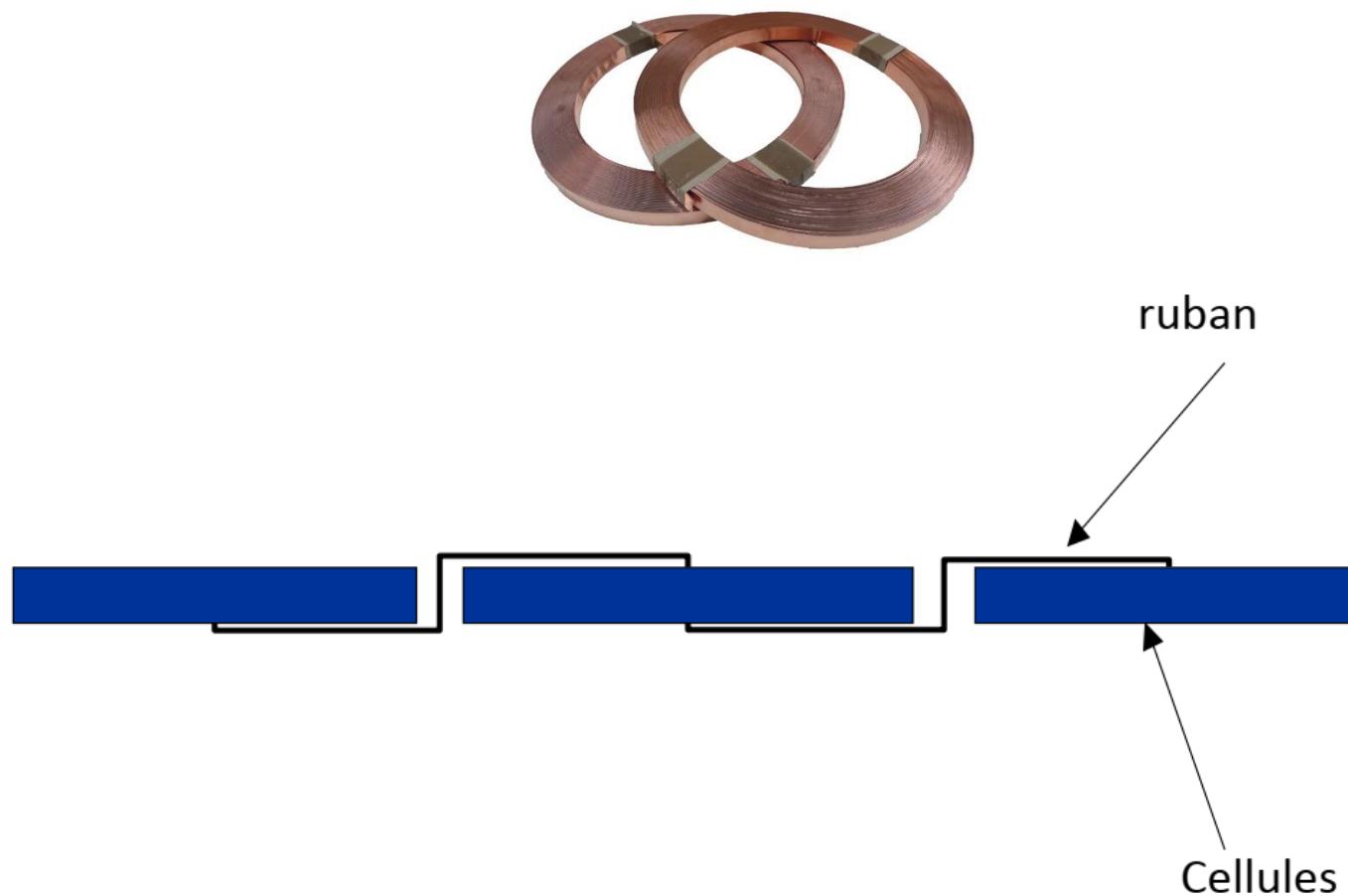
## ➤ Montage en série des cellules photovoltaïques

La mise en série des cellules permet d'augmenter la tension tout en conservant la valeur de l'intensité de courant (courant d'une cellule).



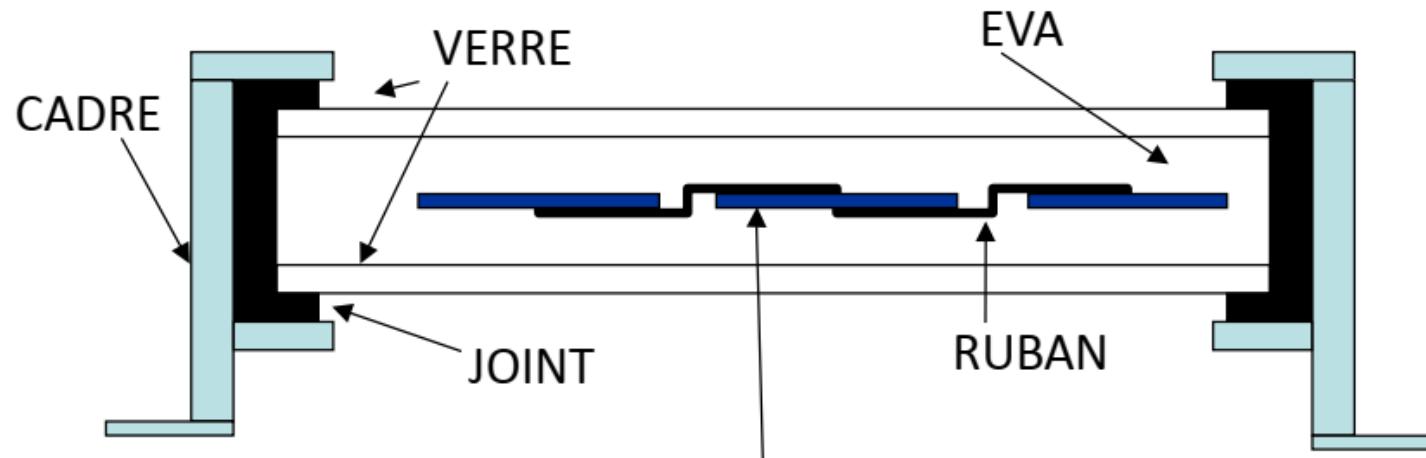
## ➤ Câblage des cellules photovoltaïques

Les cellule sont branchées en série en reliant, par un fin ruban métallique (cuivre étamé), le pôle négatif (côté avant) d'une cellule avec le pôle positif (côté arrière) de la cellule suivante.



## ➤ Encapsulation des cellules mises en série

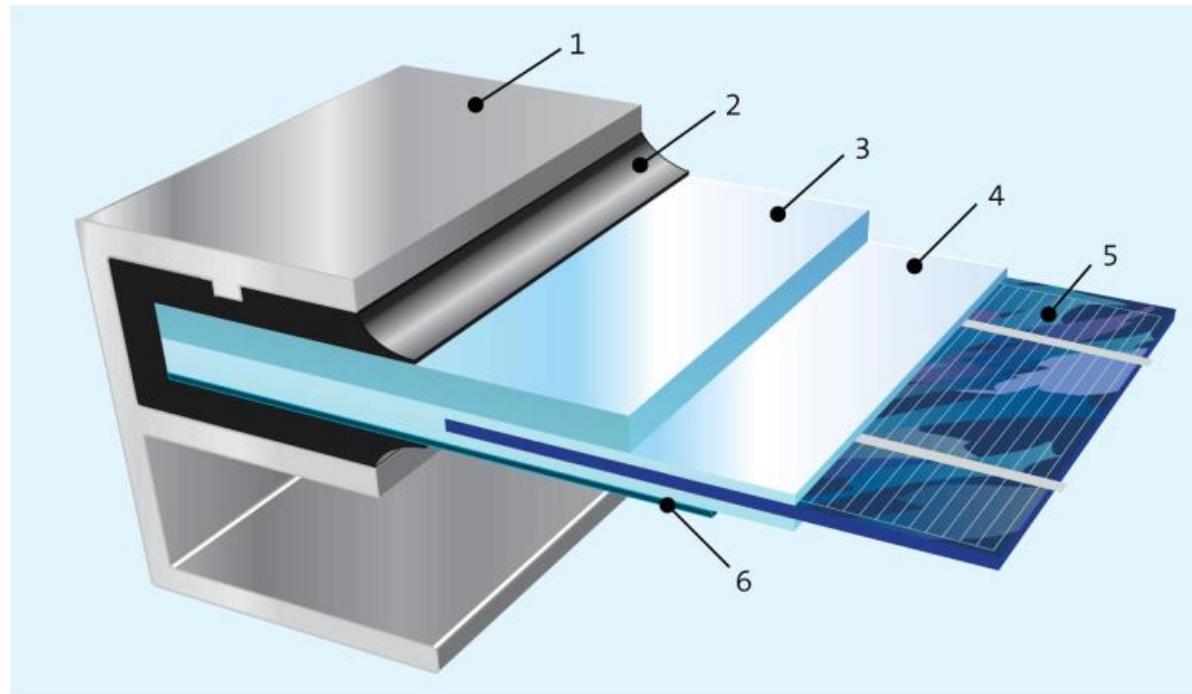
- ✓ Les cellules sont encapsulées sous vide entre 2 films thermoplastiques transparents (EVA: Ethylène Acétate de Vinyle);
- ✓ Le plus souvent présence d'un cadre en aluminium avec un joint périphérique pour permettre la dilatation;
- ✓ Un verre trempé en face avant protège les cellules sur le plan mécanique tout en laissant passer la lumière;
- ✓ La face arrière est constituée d'un verre ou d'une feuille TEDLAR (Tedlar/Aluminium ou Tedlar/Polyester).



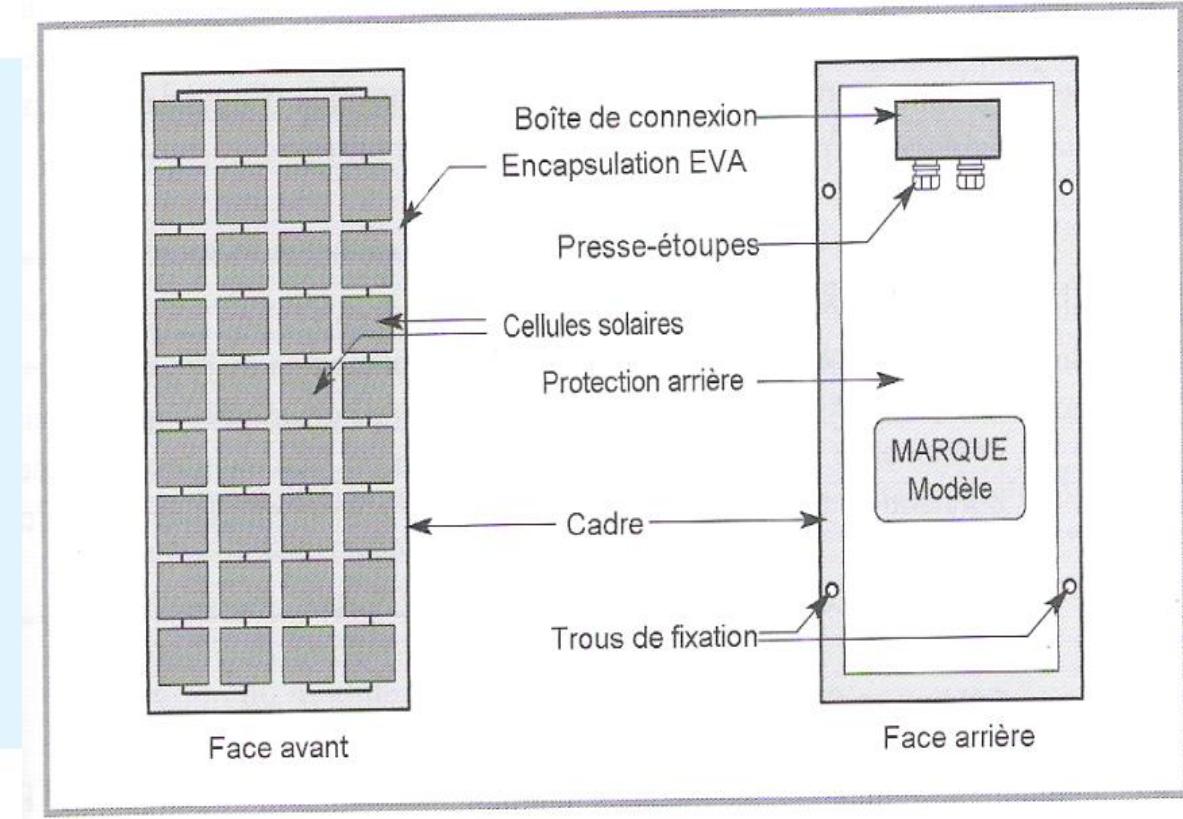
*Les modules standard contient généralement 36 à 72 cellules en série*

## □ La constitution d'un module photovoltaïque

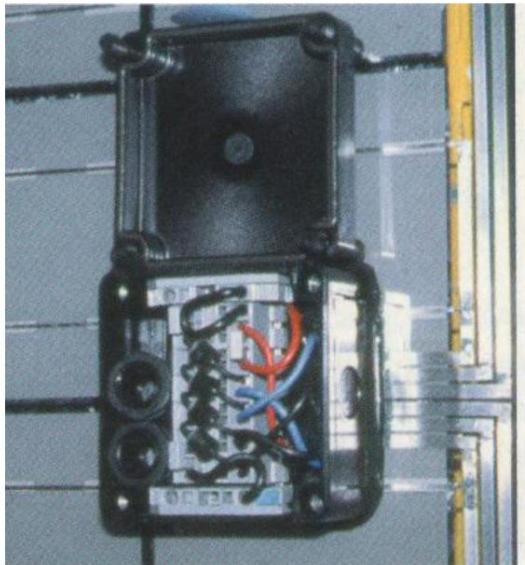
### ➤ Coupe d'un module PV (verre-polymère) avec cadre



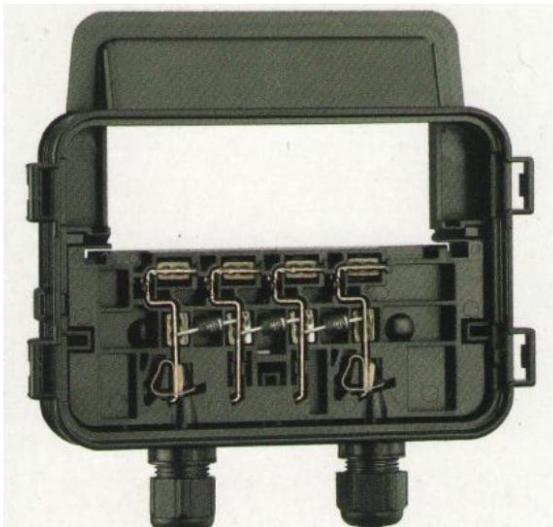
- 1. Cadre en aluminium
- 2. Joint d'étanchéité
- 3. Verre
- 4. Support EVA
- 5. Cellule cristalline
- 6. Film Tedlar



## ➤ Boîte de connexion et câble de raccordement

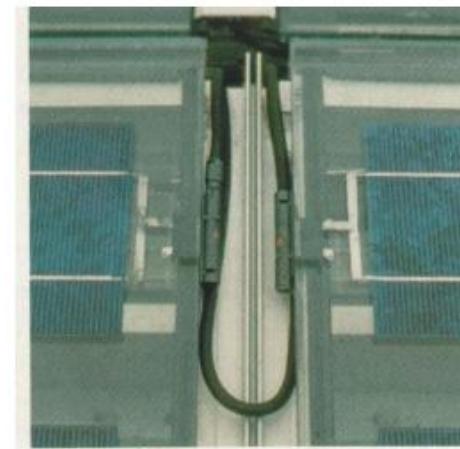
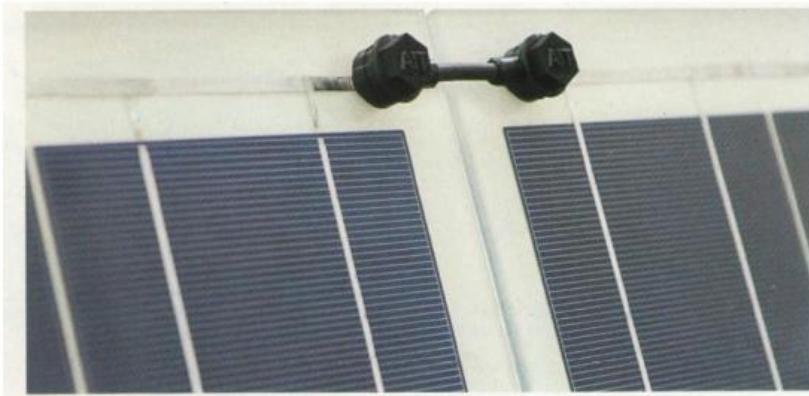


Les lignes de raccordement électriques des bandes de cellules sont amenées hors de la masse d'encapsulation arrière où une boîte de connexion est collée.



La boîte de connexion (sans liaisons) contient les contacts du câble de raccordement du module ainsi que les diodes de bypass.

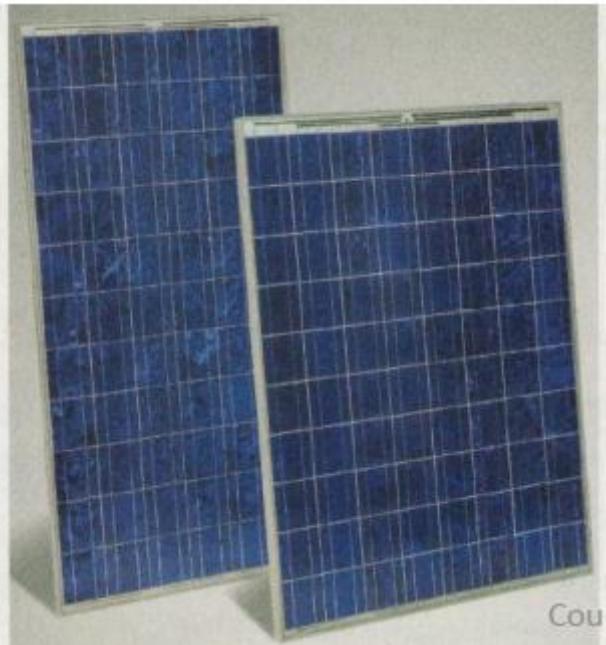
Pour faciliter l'installation, quasiment tous les modules sont livrés avec leurs câbles de raccordement et des connecteurs à protection des contacts.



## ➤ Cadre de module

Environ 80% de tous les modules standard sont équipés d'un cadre en aluminium qui :

- protège les fragiles bords du verre,
- facilite le montage,
- améliore la stabilité du module,
- sert à la fixation sur le bâti de montage.



## ➤ Types de modules

*Les modules sont généralement désignés en fonction du type de cellules dont ils sont équipés :*

- ✓ Module monocristallin,
- ✓ Module polycristallin,
- ✓ Module à couche mince (module amorphe, microcristallin, CDT ou CIS).

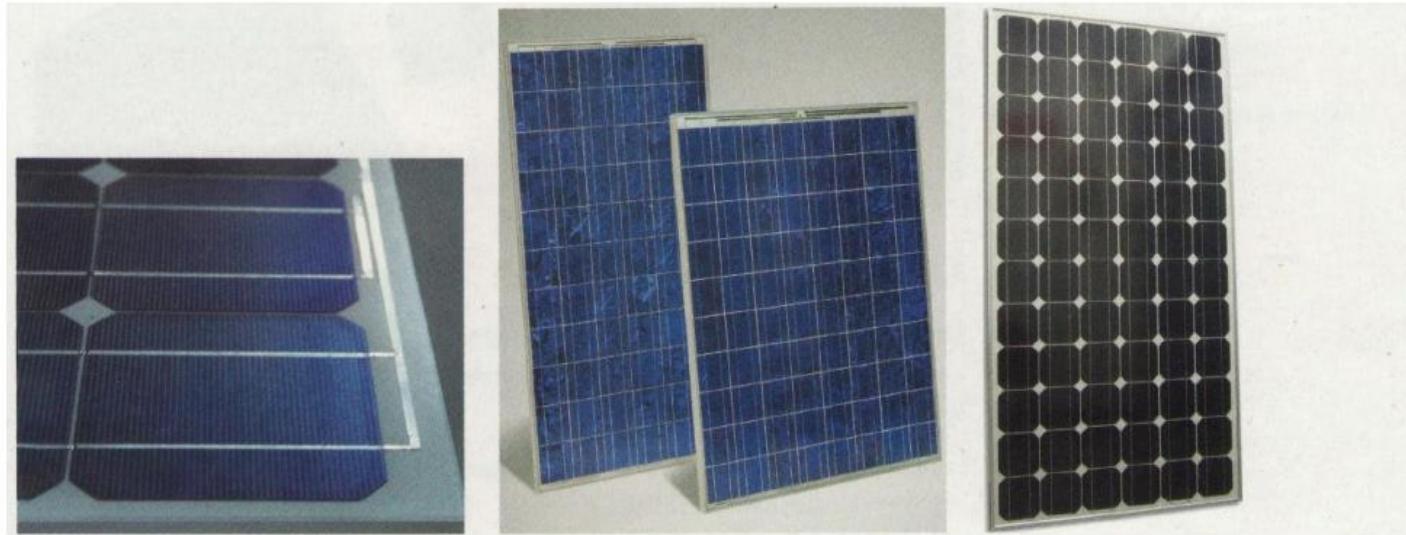
*Les modules sont aussi désignés en fonction du matériau porteur :*

- ✓ Module à film,
- ✓ Module verre-film (ou module verre-Tedlar),
- ✓ Module métal-film,
- ✓ Module verre-acrylique,
- ✓ Module verre-verre.

## ➤ Modules standards cristallins

- *Les modules standards* sont les modules qui sont produits avec un objectif de réduire au maximum le coût pour un rendement énergétique maximal par mètre carré.
- *Le module standard cristallin* est en général se compose de **36 à 216 cellules** et délivre une puissance de **100 à 300 W**.
- La majorité des *modules cristallins* sont proposés avec une puissance de **200 W** et des dimensions de **1,60 m x 1 m**.





A

B

C

*A- Module standard sans cadre*

*B- Module standard polycristallin encastré*

*C- Module standard monocristallin encastré*

➤ *Modules standards à couche mince*

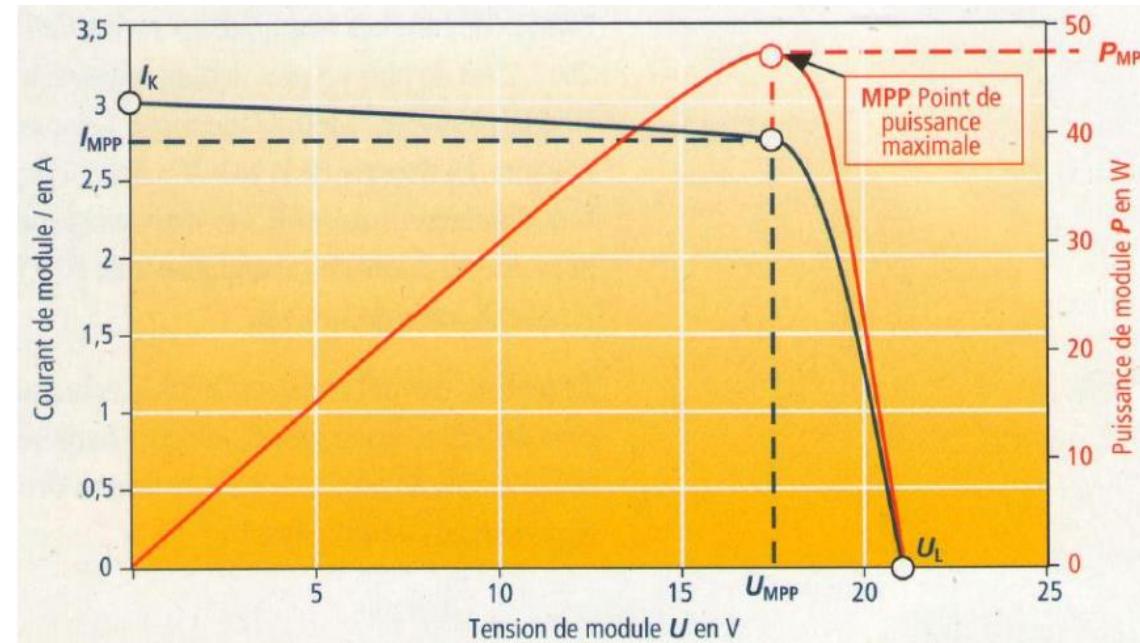


## ➤ Intégration des modules dans les bâtiments



## □ Courbes caractéristiques des modules

### ➤ Caractéristique courant tension puissance



### Courbe courant - tension - puissance d'un module monocristallin de 50 W

Pour ce cas de module, pour site isolé, le branchement est de 36 cellules solaires (utilisation d'une batteries de 12V au début de la production photovoltaïque).

Pour des installations connectées au réseau, le branchement utilisé comporte 54, 60 ou même 72 cellules cristallins, avec une puissance qui arrive jusqu'à 300 W.

## ➤ Grandeur caractéristiques des modules

Les caractéristiques techniques des module PV sont déterminées par les fabricants sous les conditions STC (Conditions d'essai standard). La puissance maximale  $P_{max}$  ou  $P_{MPP}$  est indiquée avec une tolérance maximale de plus au moins 5% pour les modules cristallins et 10% pour les modules à couche mince. La tolérance du courant  $I_K = I_{cc}$  et de la tension à vide  $U_K = U_{co}$  peut être légèrement plus élevée. Ces conditions ne sont rencontrées que rarement dans la réalité, car lorsque l'intensité du rayonnement solaire est de 1000 W/m<sup>2</sup>, la température des cellules est supérieure à 25°C.

C'est pourquoi, on indique aussi deux autres températures :

**NOCT** : Température de fonctionnement nominale du module, mesurée à vide.

**NMOT** : Température de fonctionnement nominale de la cellule, mesurée lors du fonctionnement MPP.

La différence entre ces deux température est minime.

Elles sont déterminées dans des conditions conventionnelles de fonctionnement :



ECLAIRAGE  
énergétique :  
 $800 \text{ W/m}^2$



Température de l'air  
(température ambiante) :  
 $20^\circ\text{C}$



VITESSE D'AIR  
en surface :  
 $1 \text{ m/s}$

## ➤ Grandeurs de spécification des modules photovoltaïques

- $P_m$  Puissance nominale (*dans les conditions STC, en Wc*)
- $I_{cc}$  Courant de court circuit (*en A*)
- $U_{oc}$  Tension de circuit ouvert (*en V*)
- $U_{mpp}$  Tension à puissance maximale (*en V*)
- $I_{mpp}$  Intensité à puissance maximale (*en A*)
- $k_i$  Coefficient de température pour l'intensité (*en %/°C*)
- $k_v$  Coefficient de température pour la tension (*en %/°C*)
- $k_p$  Coefficient de température pour la puissance (*en %/°C*)
- **TUC (NOCT en anglais)** Température d'Utilisation des Cellules (*en °C*)
- $I=f(V)$  Diagramme des caractéristiques
- Surface active des cellules (*en m<sup>2</sup>*)
- Rendement du module (*en %*)
- **FF** Facteur de Forme
- Certification (*CEI 61215 ou CEI 61646*)

## ➤ Caractéristiques des modules

La fiche technique suivante indique les caractéristiques du module polycristallin SW 225 : caractéristiques électriques, dimensions, poids, contraintes thermiques et mécaniques.

Module solaire polycristallin SW 225				
	Caractéristiques électriques	Symbole	Unité	
(Conditions d'essai standard)	Puissance nominale (puissance MPP aux STC)	$P_{\text{t}}$ (aussi $P_{\text{max}}$ )	W <sub>p</sub>	225
	Tension nominale	$U_{\text{MPP}}$	V	29,5
	Courant nominal	$I_{\text{MPP}}$	A	7,63
	Tension à vide	$U_{\text{L}}$	V	36,8
	Courant de court-circuit	$I_{\text{sc}}$	A	8,17
	Rendement nominal	$\eta$	%	13,4
(Conditions conventionnelles de fonctionnement)	Puissance au MPP	$P_{800}$	W <sub>p</sub>	160,9
	Tension au MPP	$U_{\text{MPP}}$	V	26,5
	Courant au MPP	$I_{\text{MPP}}$	A	6,08
	Tension à vide	$U_{\text{L}}$	A	33,5
	Courant de court-circuit	$I_{\text{sc}}$	A	6,75
	Rendement du module	$\eta$	%	12
Diminution du rendement à 25 °C et 200 W/m <sup>2</sup> :		$\Delta\eta$	%	5
Tension système maximale admissible		$U_{\text{max}}$	V	1 000
Courant inverse admissible		$I_{\text{R}}$	A	16

## ➤ Caractéristiques du module poly-cristallin SW 225 (Suite)

Caractéristiques thermiques				
NOCT		°C	46	
Coefficient de température de la puissance MPP	$\delta$	%/K	- 0,48	
Coefficient de température du courant de court-circuit	$\alpha$	%/K	0,034	
Coefficient de température de la tension à vide	$\beta$	%/K	- 0,34	
Autres caractéristiques et propriétés				
Nombre de cellules solaires	60			
Nombre de diodes de bypass	3			
Boîte de jonction	IP 65			
Connecteurs	MC Type 4			
Hauteur x Largeur x Épaisseur	1 675 mm x 1 001 mm x 34 mm			
Châssis	Profilé en aluminium			
Charge d'essai mécanique maximale	5,4 kN/m <sup>2</sup>			
Poids	22 kg			
Tolérance de puissance	+/- 3 %			
Puissance garantie	Puissance linéaire garantie pendant 25 ans max. 0,7 % p. a.			
Garantie du produit	5 ans			
Homologations et certificats	CEI 61215, UL 1703, CE, EN ISO 9001			

➤ Autre fiche technique

**ND170E1F**

**SHARP**

**SPECIFICATIONS**

Cellules	Cellules en silicium polycristallin (155,5 mm) <sup>2</sup>
Nombre de cellules	48 montées en série
Tension maximale du système	1000 V CC
Puissance nominale	170 Wc
Dimensions	1 318 x 994 x 46 mm
Poids	16,0 Kg
Type de sortie	Câble avec connecteur

**VALEURS MAXIMALES ABSOLUES**

Température de fonctionnement	-40 à +90 °C
Tension maximale du système	-40 à +90 °C

**COEFFICIENTS DE TEMPERATURE**

$\alpha P_m$	-0,485 % / °C
$\alpha I_{sc}$	+0,053 % / °C
$\alpha V_{oc}$	-104 mV / °C

**PERFORMANCES**

	Symbol	Min.	Typ.	Unité	Conditions
Tension en circuit ouvert	$V_{oc}$	-	29,3	V	Conditions de test standardisées (STC)  Ensoleillement : 1000 W/m <sup>2</sup> AM : 1,5 Température du module : 25°C
Tension à puissance maximale (crête)	$V_{pm}$	-	23,2	V	
Courant de court circuit	$I_{sc}$	-	8,04	A	
Courant à puissance maximale (crête)	$I_{pm}$	-	7,33	A	
Puissance maximale (crête)	$P_m$	161,5	170,0	Wc	
Rendement du module	$\eta_m$	-	13,97	%	

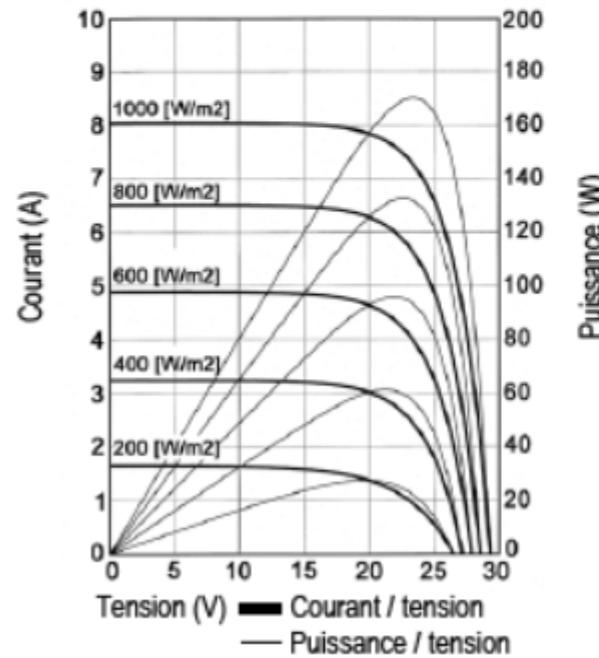
## ➤ Autre fiche technique (suite)

**ND170E1F**

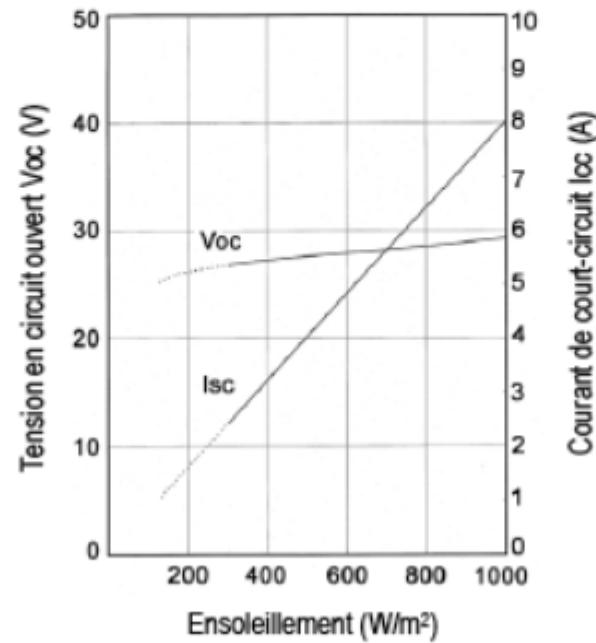
**SHARP**

### CARACTERISTIQUES

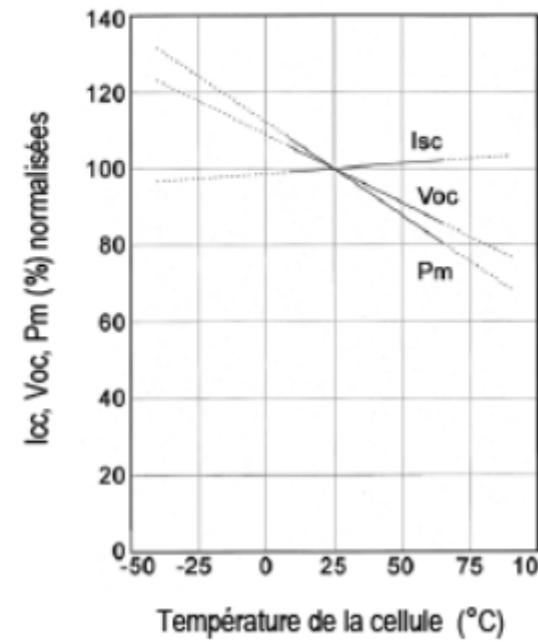
Courant, puissance en fonction de la tension  
(température de la cellule : 25°C)



Tension en circuit ouvert et courant de court-circuit en fonction  
de l'ensoleillement (température de la cellule : 25°C)

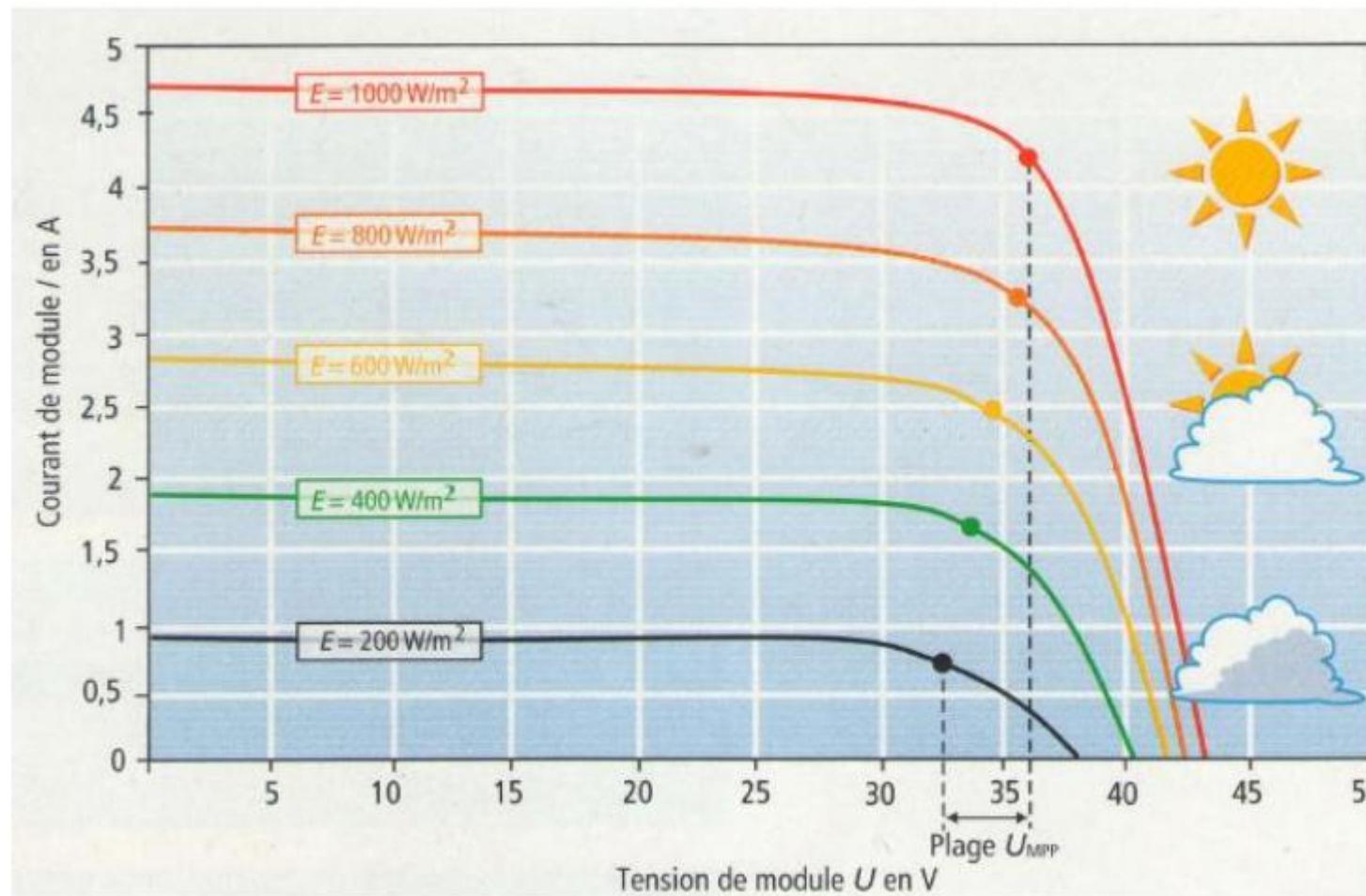


Icc, Voc, Pm normalisées en fonction de la  
température de la cellule

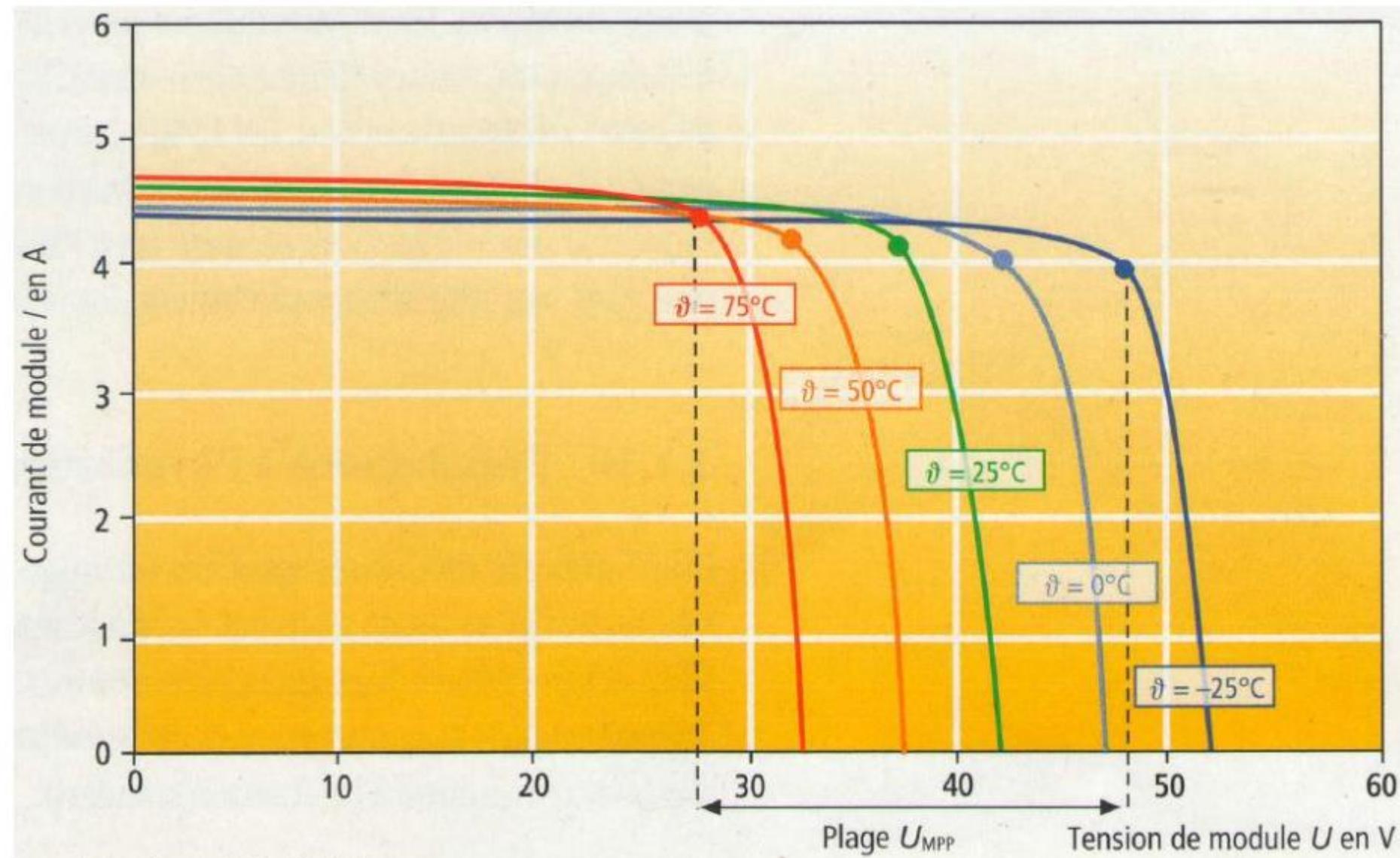


## ➤ Caractéristique courant tension des modules à différentes irradiations

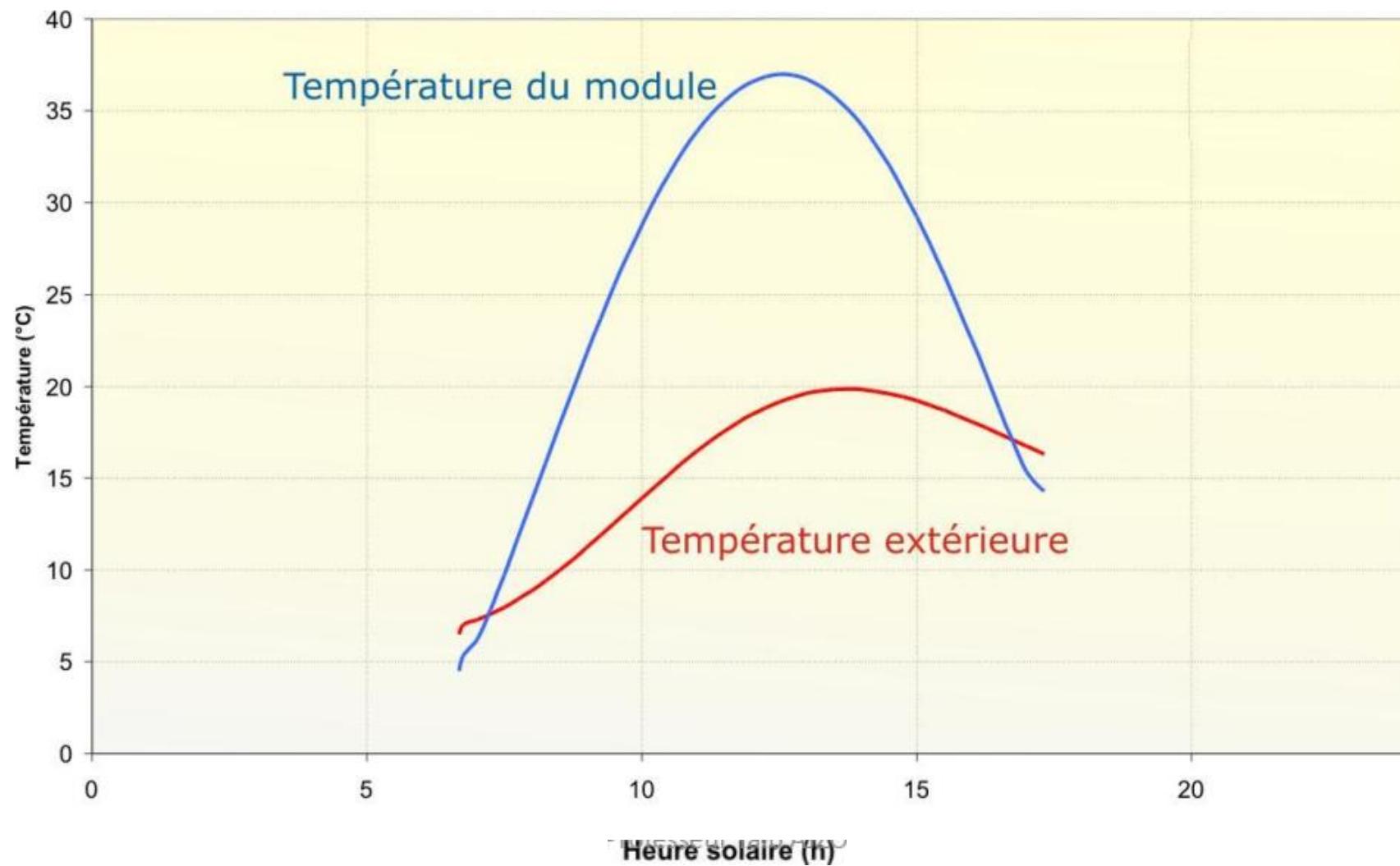
Ce sont les variations de l'irradiation qui influencent le plus le courant du module, car ce courant dépend directement de l'intensité d'irradiations. Lorsque l'irradiation diminue de moitié, le courant produit est lui aussi divisé par deux.



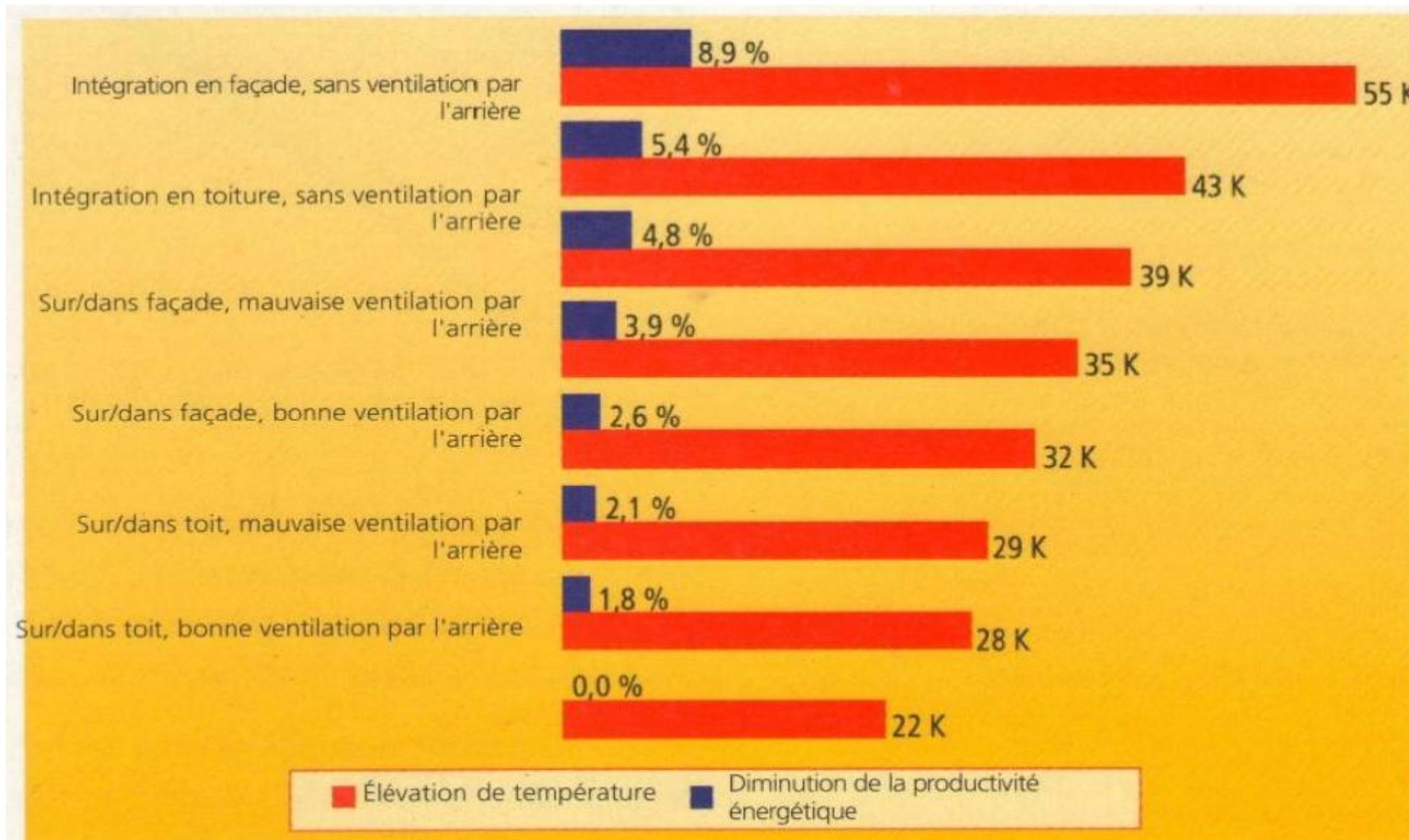
➤ Caractéristique courant tension des modules à différentes températures et à irradiation constante (1000 W/m<sup>2</sup>).



➤ Température d'un module au silicium cristallin en fonctionnement



➤ Augmentation de la température et diminution de la productivité énergétique annuelle pour différents modes de montage PV.



## ➤ Conclusion sur la puissance délivrée par une installation PV dans le cas réel de fonctionnement

- ✓ En résumé, vu les différentes conditions d'irradiation et de température, une installation PV, par exemple de 2kW, ne délivre que rarement une puissance de 2kW.
- ✓ Dans la plus part des cas, la puissance délivrée par cette installation est presque toujours nettement inférieure à 2kW.

## ➤ Ombrage, point chaud et diodes de bypass

Dans des cas, des cellules individuelles d'un module solaire ne produisent aucune énergie et deviennent elles-mêmes des récepteurs :

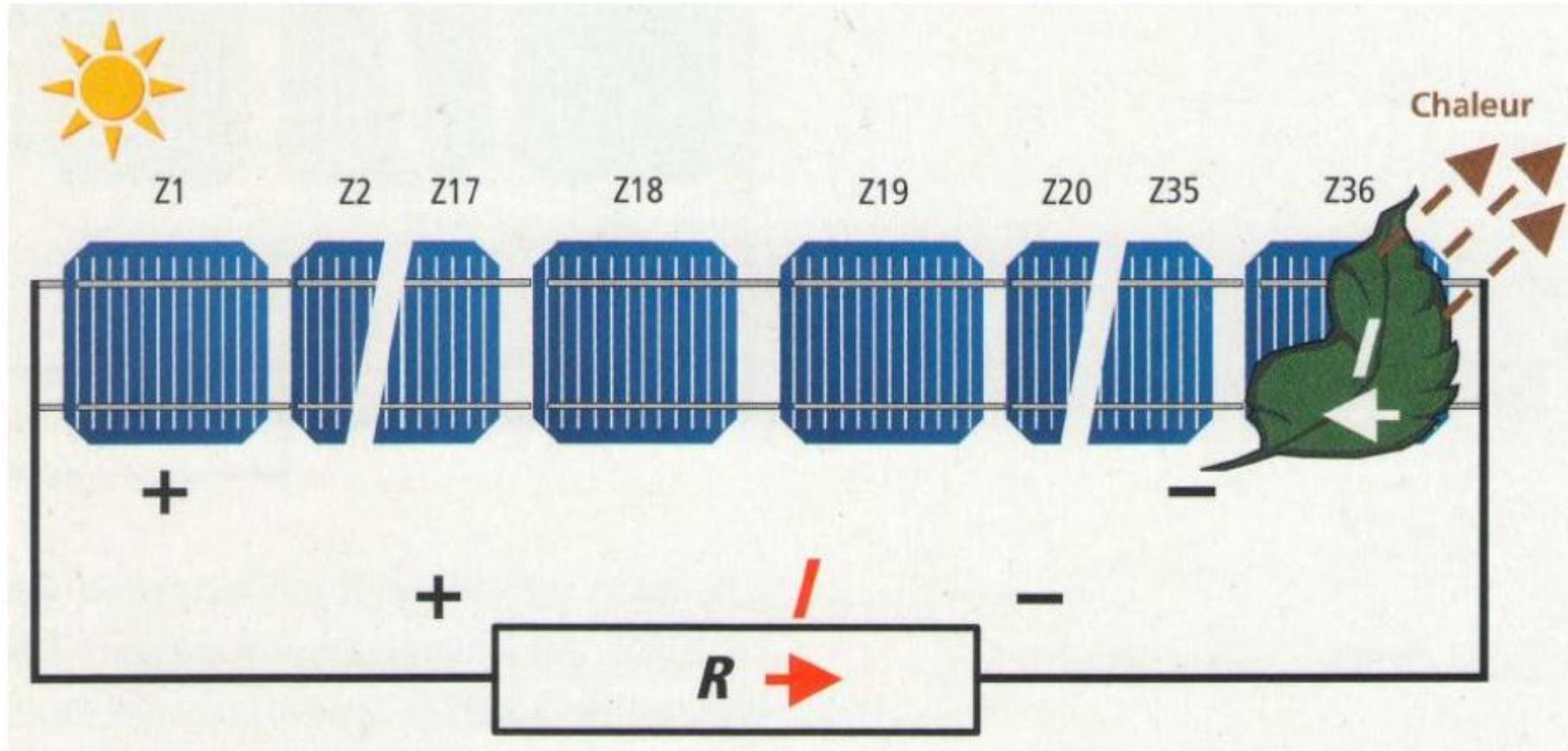
- C'est le cas d'une cellule solaire masquée par une ombre,
- C'est le cas aussi d'une cellule endommagée (par exemple rupture).

Dans le cas d'une cellule masquée, il se produit ce que on appelle un point chaud, qui entraîne une diminution de la puissance de la cellule ou même entraîne le dommage à la cellule.

Dans la pratique, on réalise un contournement à l'aide d'une diode de bypass branchée en parallèle avec un certain nombre de cellules, afin éviter la formation de points chauds et la diminution de la puissance

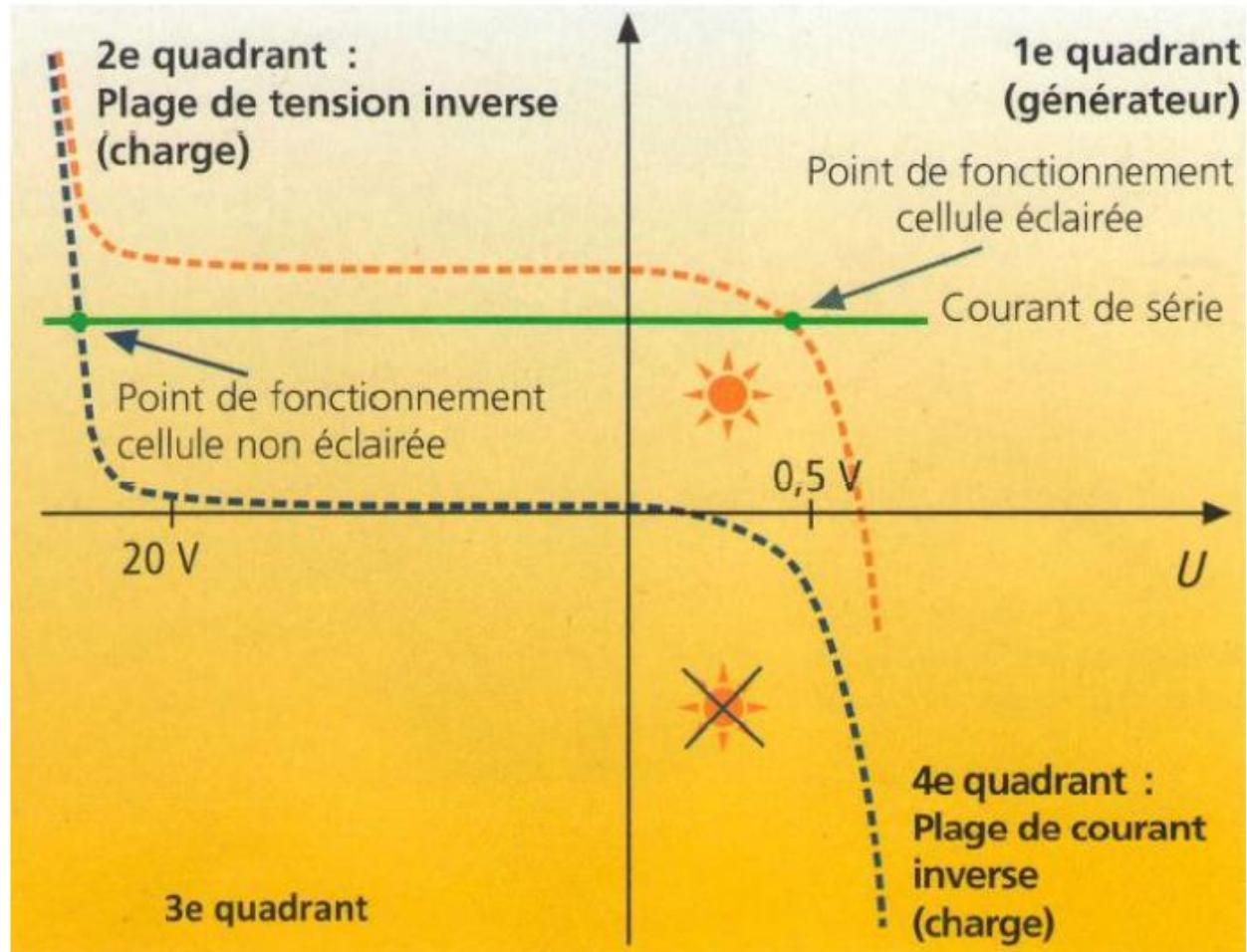
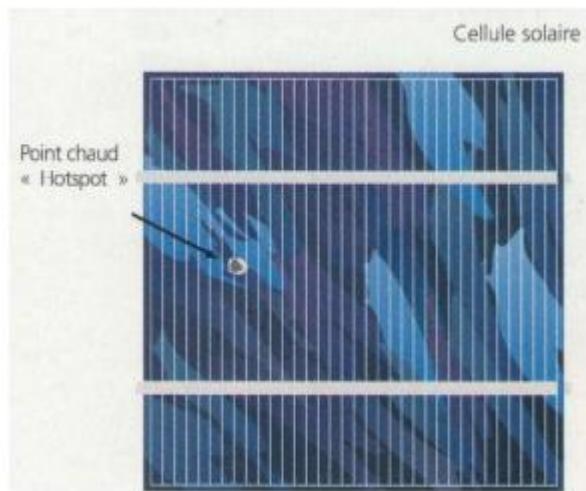
## ➤ Cas d'un module PV à l'ombre sans diodes de bypass

Module standard composé 36 cellules solaires avec charge (résistance R).



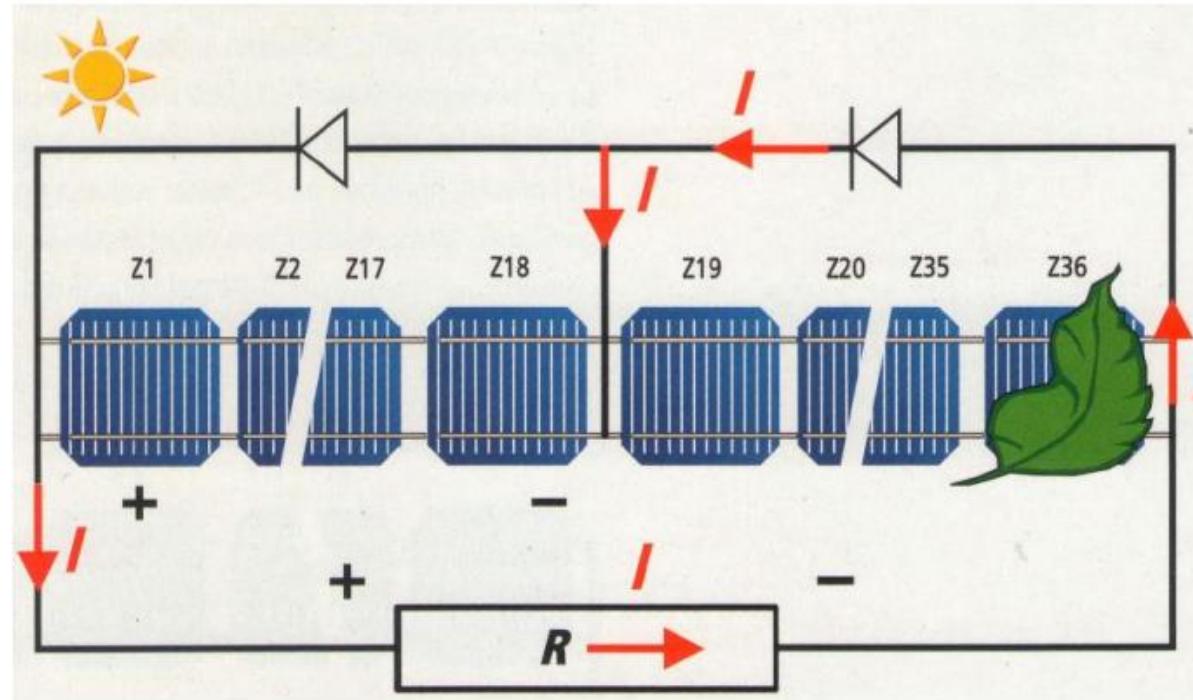
La cellule qui se trouve à l'ombre consomme l'énergie produit par la cellules éclairées et la convertit en chaleur.

➤ Courbes et point de fonctionnement d'un cellule éclairée et non éclairée.



## ➤ Cas d'un module PV à l'ombre avec diodes de bypass

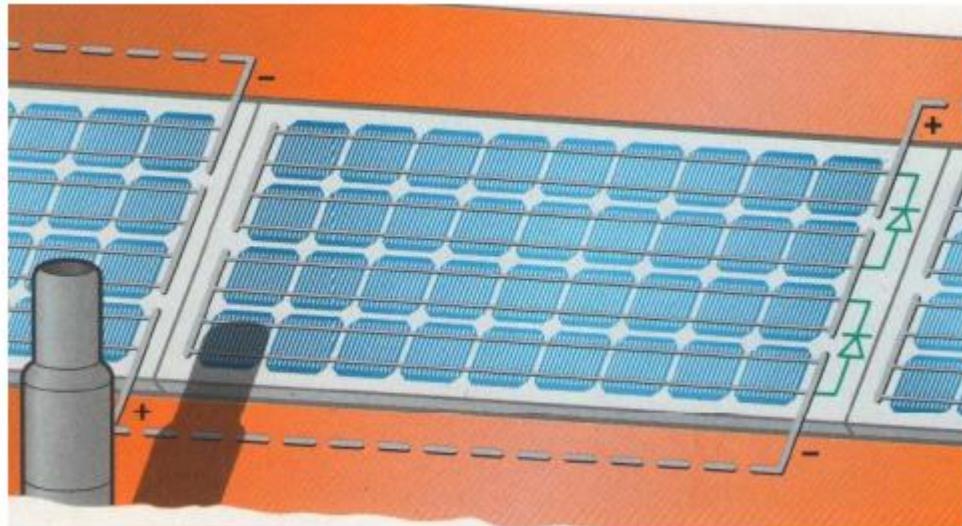
Pour éviter la formation de points chauds et la diminution de la puissance, on réalise un contournement à l'aide d'une diode de bypass.



Cette diode empêche qu'une tension excessive puisse s'établir aux bornes de la cellule masqué dans le sens du blocage.

## ➤ Module PV standard avec diodes de bypass

Les modules de 36 à 40 cellules sont équipés de deux ou 3 diodes de bypass, les modules de 72 cellules de quatre diodes.



Module PV standard avec 36 cellules  
et deux diodes de bypass

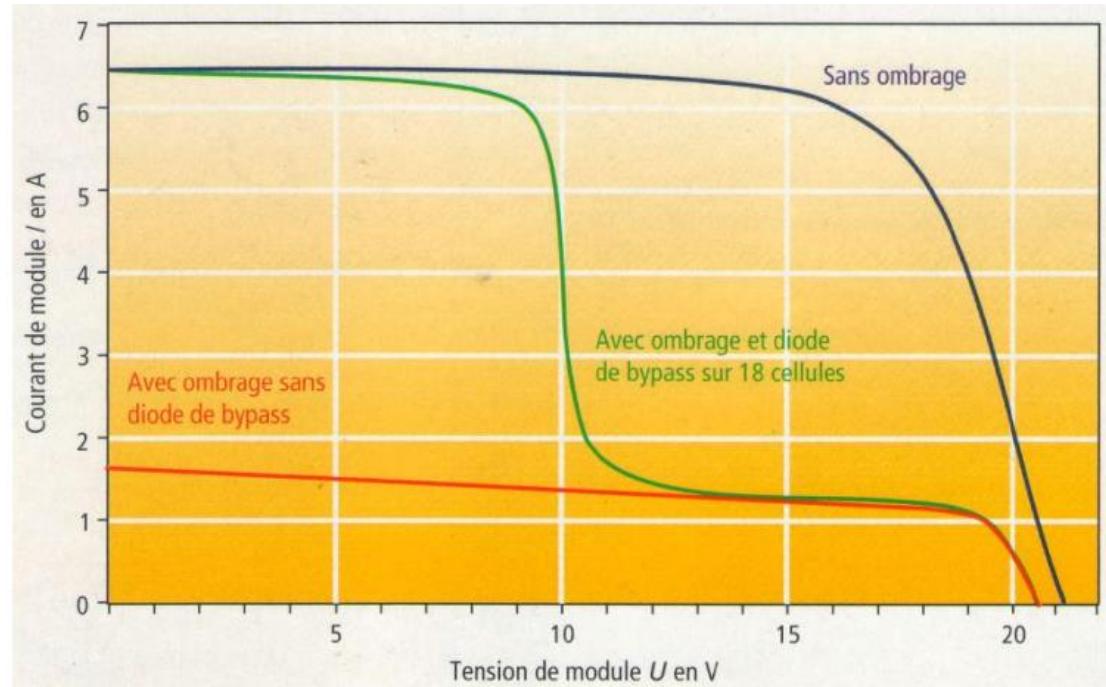
Module PV standard avec 54 cellules  
et trois diodes de bypass



## ➤ Courbe courant-tension d'un module PV sans diodes de bypass et avec trois diode

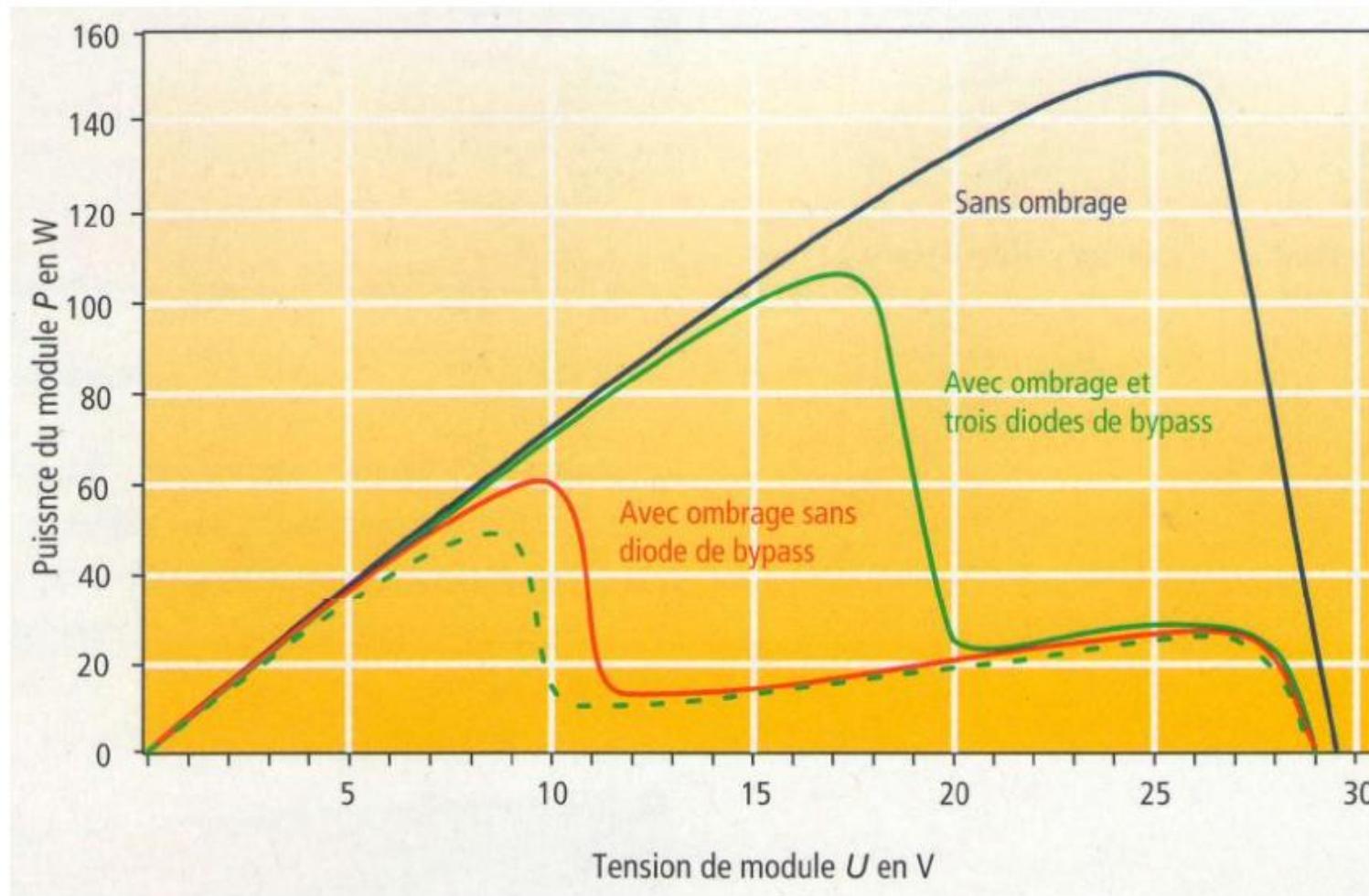
✓ En l'absence de diodes de bypass, la totalité du courant Du module serait déterminée Par la cellule masquée par l'ombre.

✓ Avec une diode de bypass sur 18 cellules, La tension chute de moitié.



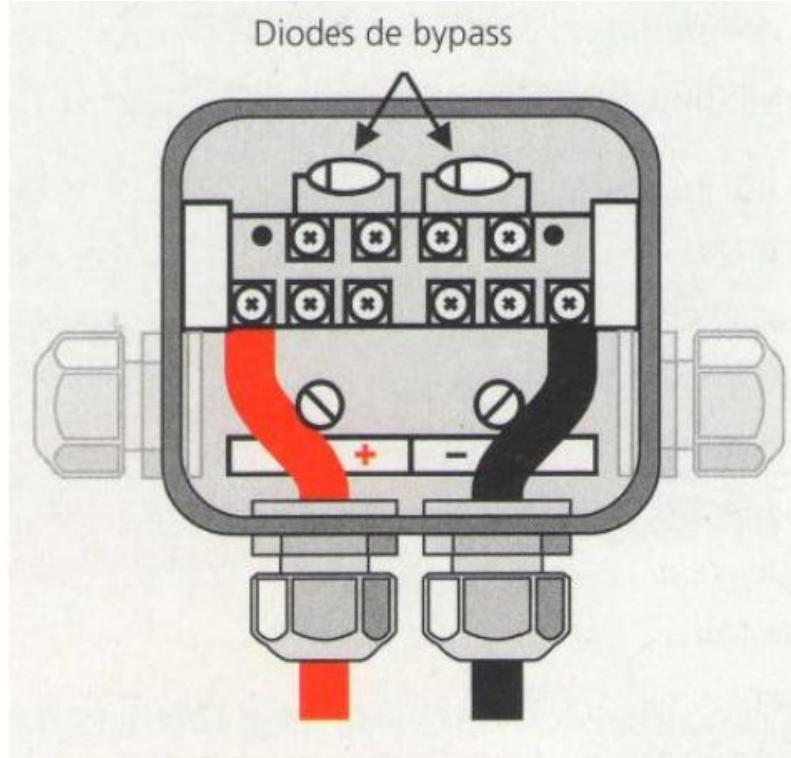
Ces résultats sont obtenus dans le cas d'un module de 36 cellules dont une cellule est recouverte à 75% par une ombre (Condition STC)

➤ Courbe de puissance d'un module PV sans diodes de bypass et avec trois diodes



## ➤ Diodes de bypass dans la boîte de connexion du module

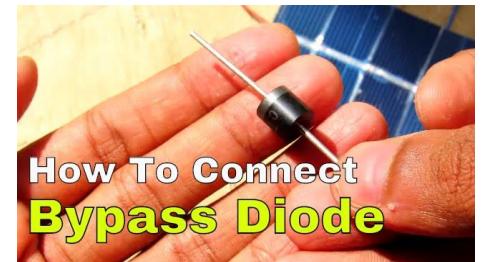
Les diodes de bypass sont généralement logées sans la boîte de connexion du module



Boîte de connexion avec deux diodes de bypass



Boîte de connexion avec une diode de bypass



## ➤ Conclusion sur la protection par des diodes de bypass

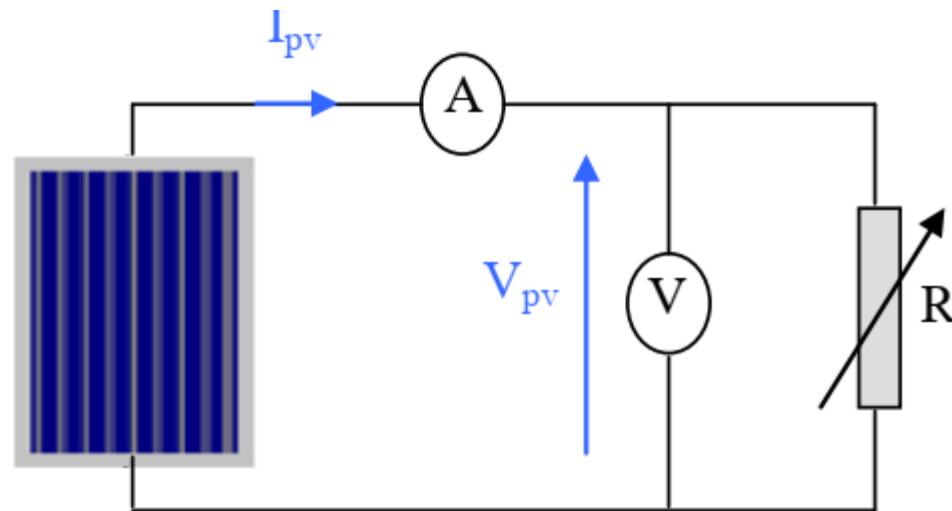
*Objectif* : limiter la tension inverse à une valeur acceptable (point de vue thermique ou avalanche).

- ✓ Les diodes bypass ne conduisent qu'en situation de déséquilibre et limitent la perte de puissance.
- ✓ La caractéristique  $I=f(V)$  est néanmoins modifiée.
- ✓ Pour limiter le nombre de diodes de protection (soucis économique), une seule diode par groupe de 18 ou 24 cellules environ.

## ➤ Détermination expérimentale des caractéristiques d'un module photovoltaïque

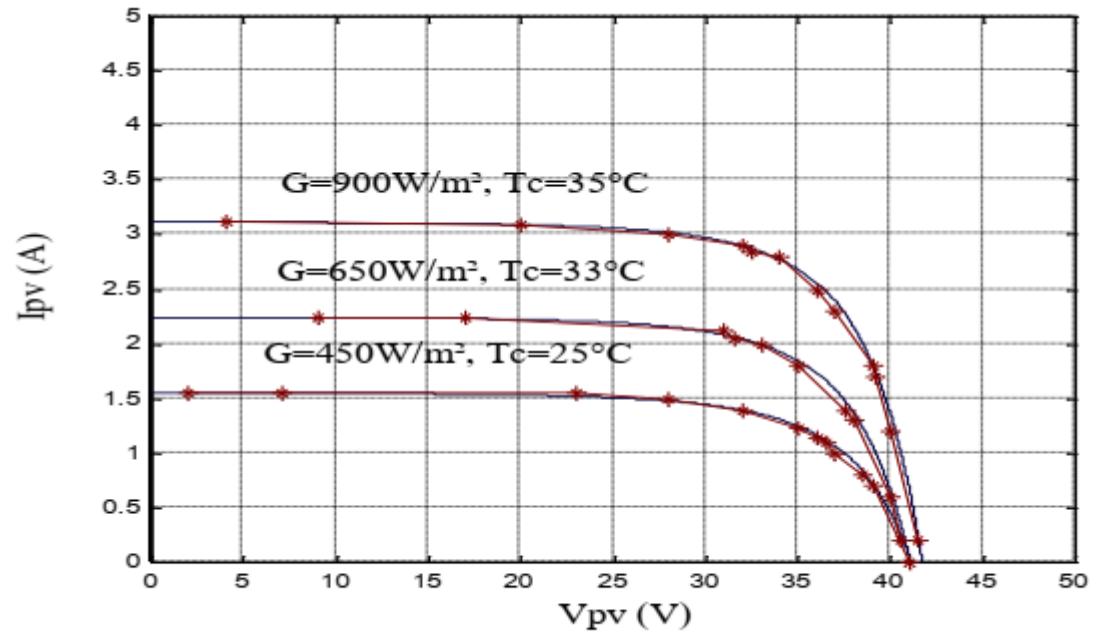
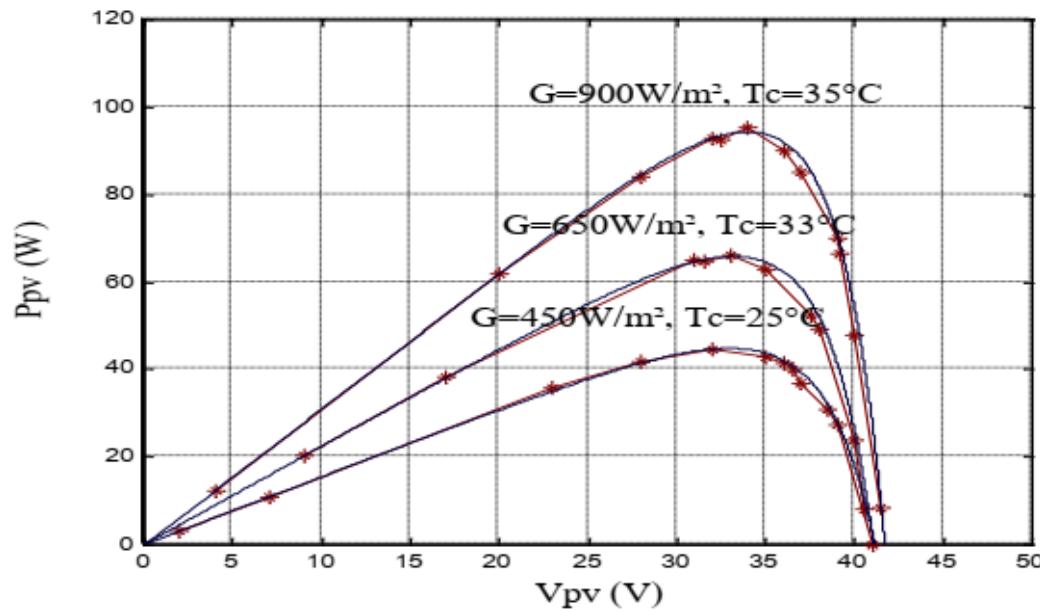
Un essai expérimental permet de déterminer les caractéristiques courant- tension  $I_{pv}(V_{pv})$  et puissance- tension  $P_{pv}(V_{pv})$  d'un module photovoltaïque.

En faisant varier une résistance de charge en mesure à l'aide d'un ampèremètre et d'un voltmètre le courant et la tension photovoltaïque pour un niveau d'éclairement et de température donnée.



*Schéma électrique de l'essai expérimental.*

Caractéristiques puissance-tension et courant-tension d'un module photovoltaïque de type SIEMENS SM 110-24 pour différent ensoleillement et température ( $G=450\text{W/m}^2$  et  $T_c=25^\circ\text{C}$ ;  $G=650\text{W/m}^2$  et  $T_c=33^\circ\text{C}$ ;  $G=900\text{W/m}^2$  et  $T_c=35^\circ\text{C}$ ).



*Course expérimentale  $P_{PV}(V_{PV})$  et  $I_{PV}(V_{PV})$*

# **Chapitre III**

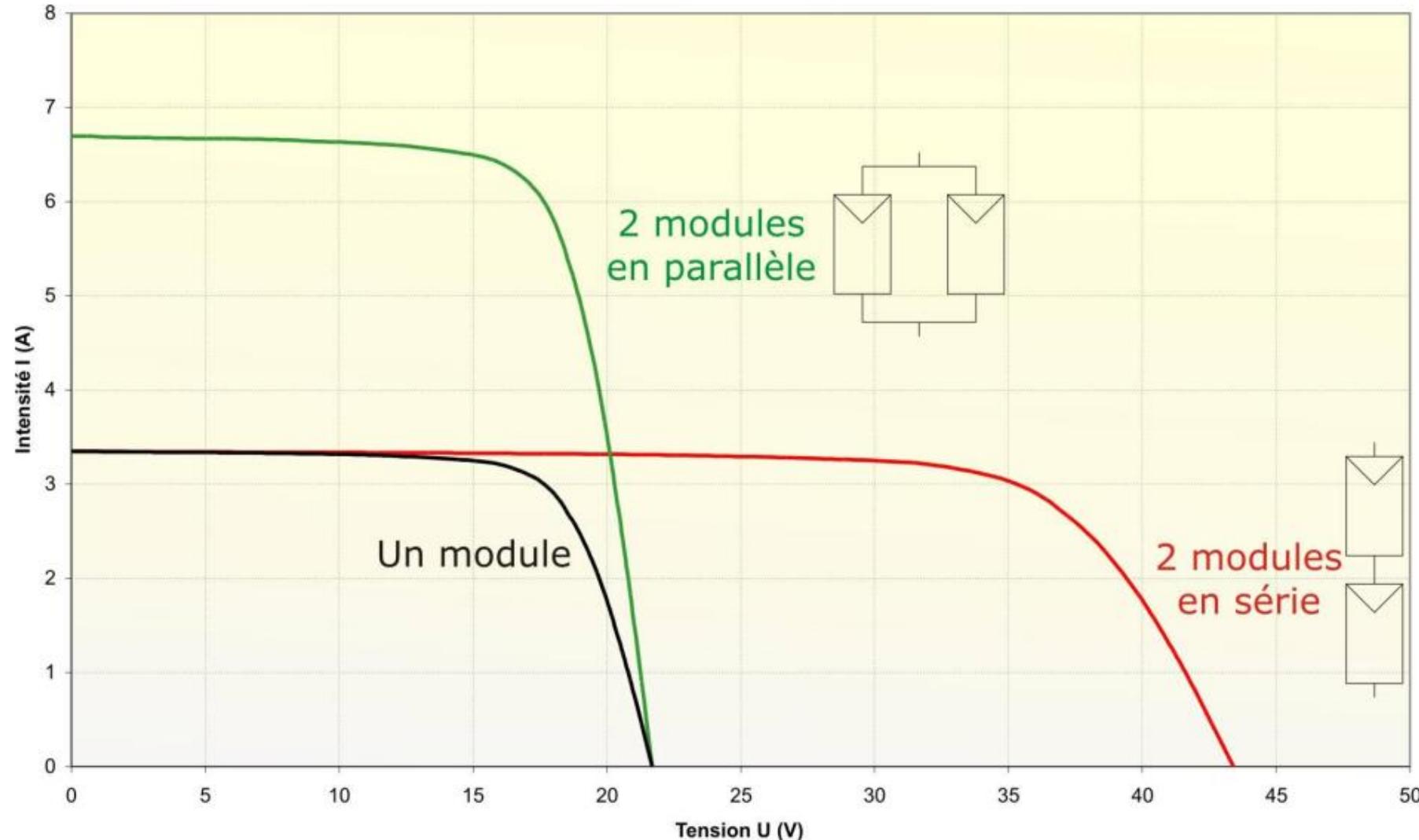
## **Interconnexion des modules et composants des générateurs photovoltaïques**

## I. Couplage de groupes de cellules

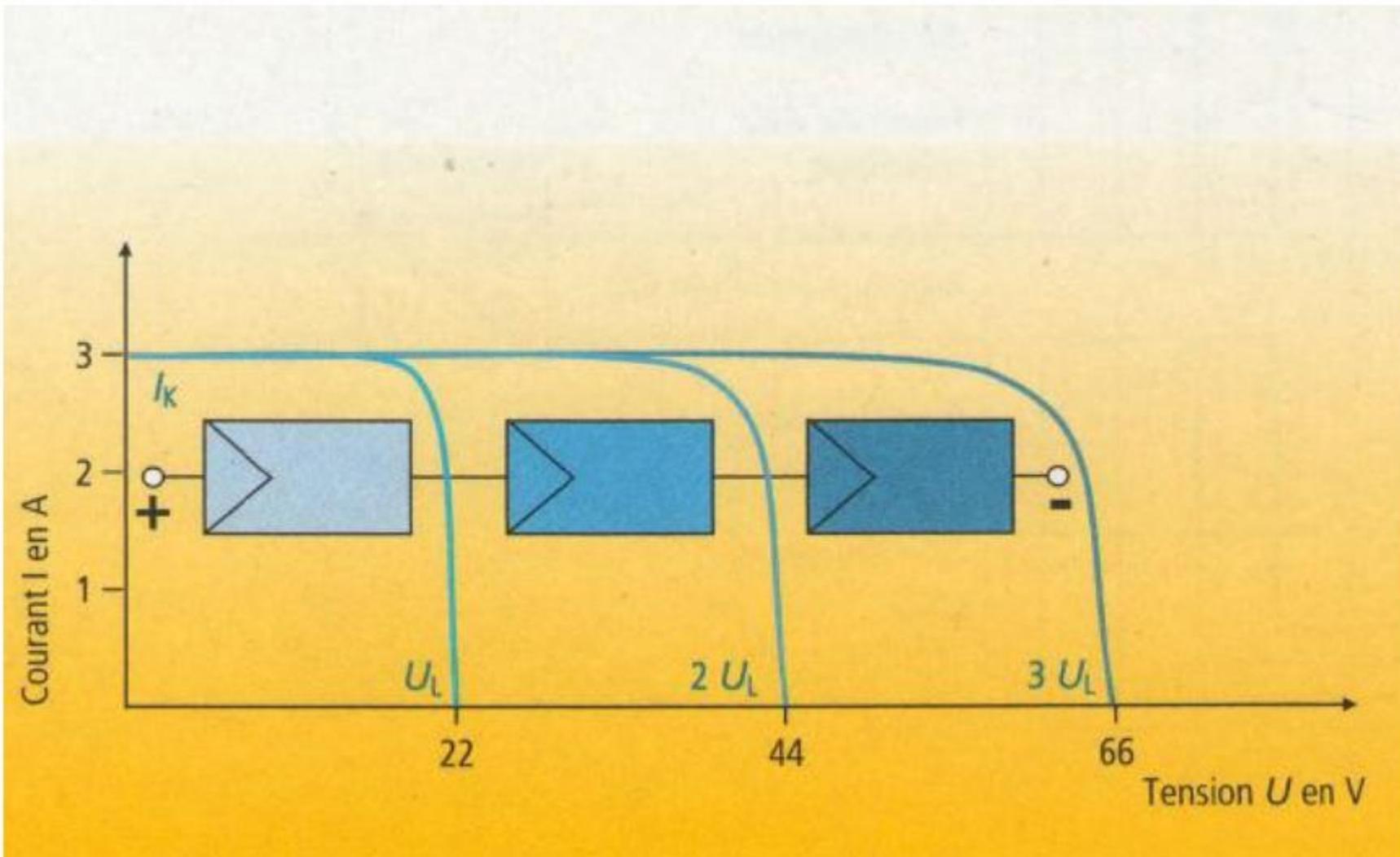
- Les modules photovoltaïques peuvent être branchés en parallèle, en série ou en combinant les deux. Ces différents couplages permettent de régler l'intensité ou la tension des systèmes photovoltaïques.
- La mise en série de groupes de cellules permet d'obtenir une tension plus élevée (même courant pour tous les groupes de cellules).
- La mise en parallèle de groupes de cellules en série permet d'obtenir un courant d'intensité plus grande.
- Pour limiter l'effet d'ombrage et de destruction des cellules, il faut mettre en place des diodes de protection (diode bypass) connectées en parallèle avec des groupement élémentaire de cellules PV.

## □ Interconnexion des modules

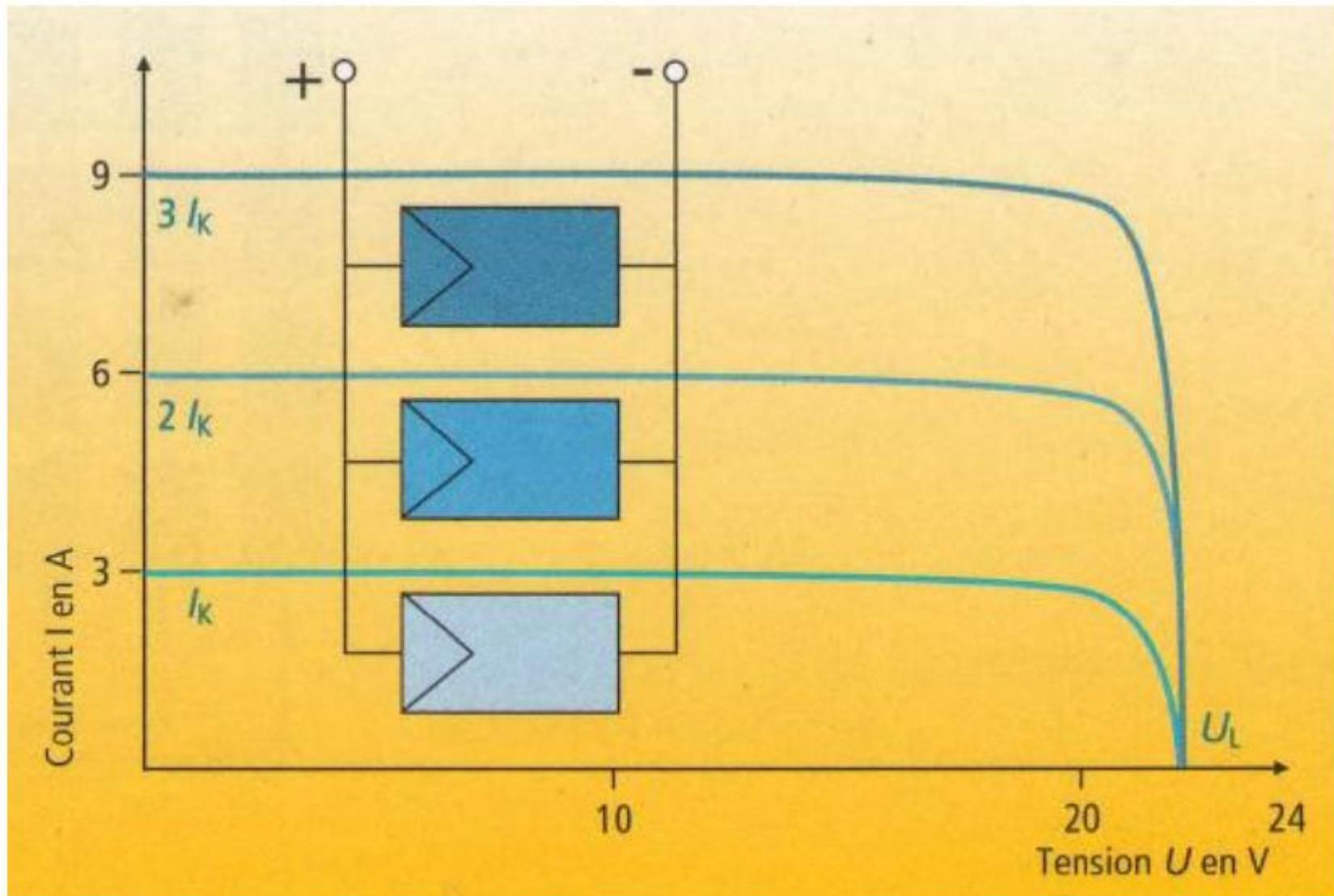
### ➤ Mise en série et en parallèle de deux modules



## ➤ Mise en série de trois modules PV

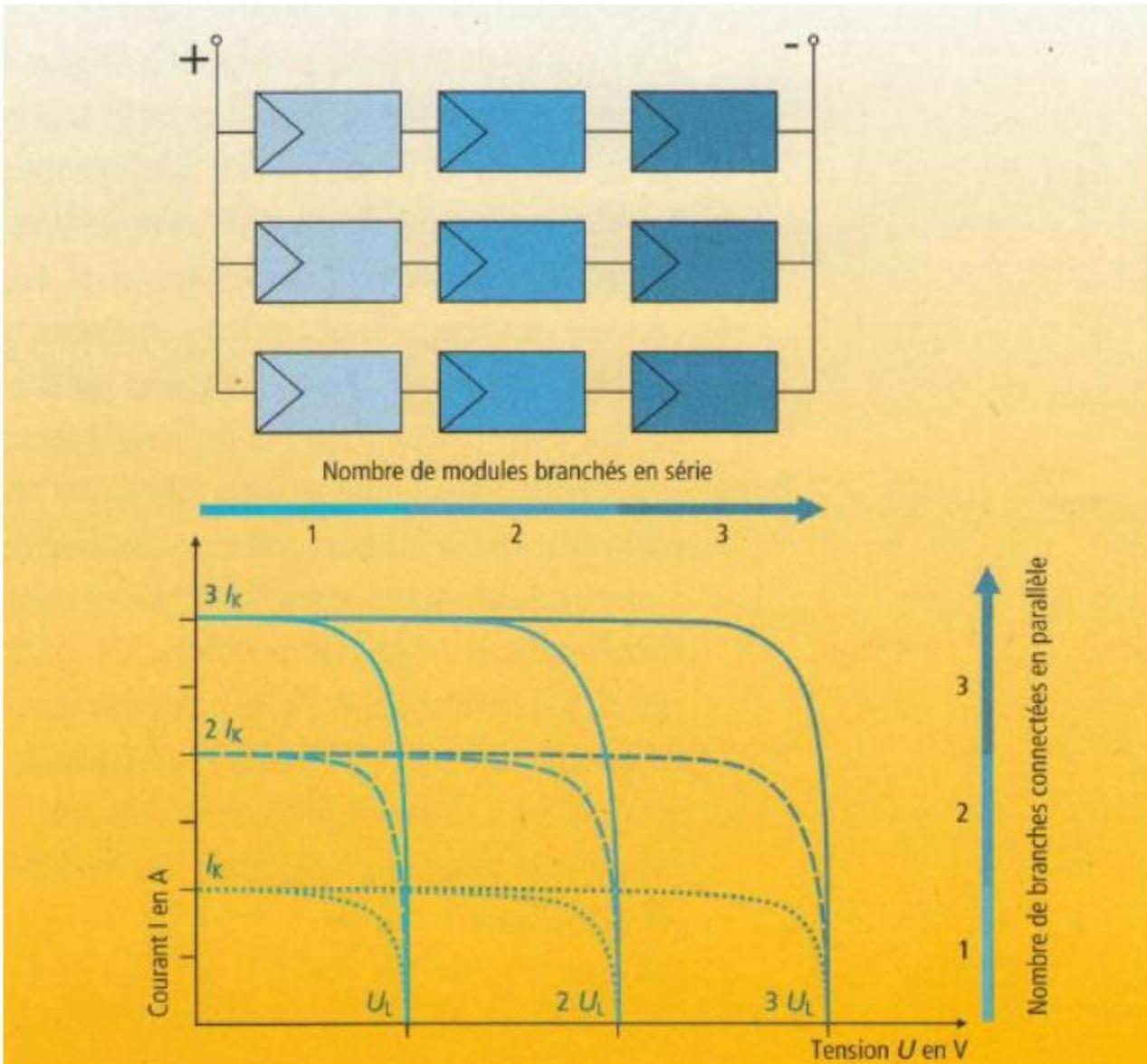


➤ Mise en parallèle de trois modules PV



## ➤ Caractéristiques dans le cas de trois strings

- ✓ Plusieurs modules photovoltaïques branchés en série forment une branche ou un “string”.
- ✓ Le nombre de modules branchés en série détermine la tension du système PV.



## ➤ Choix du branchement

- ✓ Pour éviter les pertes de puissance dans l'ensemble du système, il convient d'utiliser exclusivement des modules de même type.
- ✓ Le branchement en parallèle avec un module par branche est la configuration classique des installations en site isolé. Si les modules sont identiques, leurs courants s'additionnent pour une tension qui reste identique.
- ✓ Dans le cas d'un système connecté au réseau avec onduleur central, on trouve plusieurs branches (composées d'un certain nombre de modules) branchées en parallèle

## ➤ Choix du branchement en fonction de l'ombre

- ✓ On monte les modules en série pour les installations sans ombre : c'est la solution la plus simple, mais il convient de calculer la tension maximale en fonction de l'onduleur.
- ✓ On monte les modules ou les strings en parallèle pour les installations qui ont une partie à l'ombre, ou lorsque la tension des modules dépassent la tension de l'onduleur.

*Exemple de 3 strings  
de 3 modules raccordés  
en parallèle :*

Le soir, les 2 rangées supérieures de modules continuent de rendre leur maximum

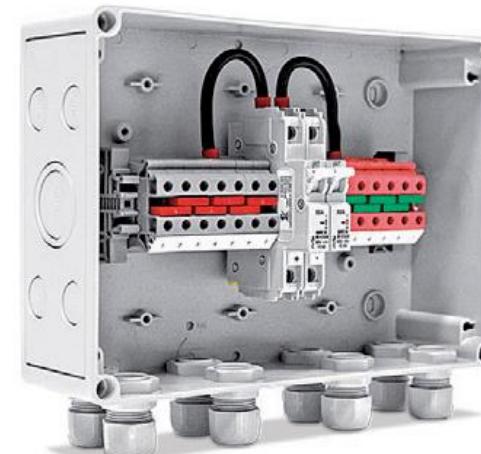


Le soir, les 2 rangées de modules de droite continuent de rendre leur maximum

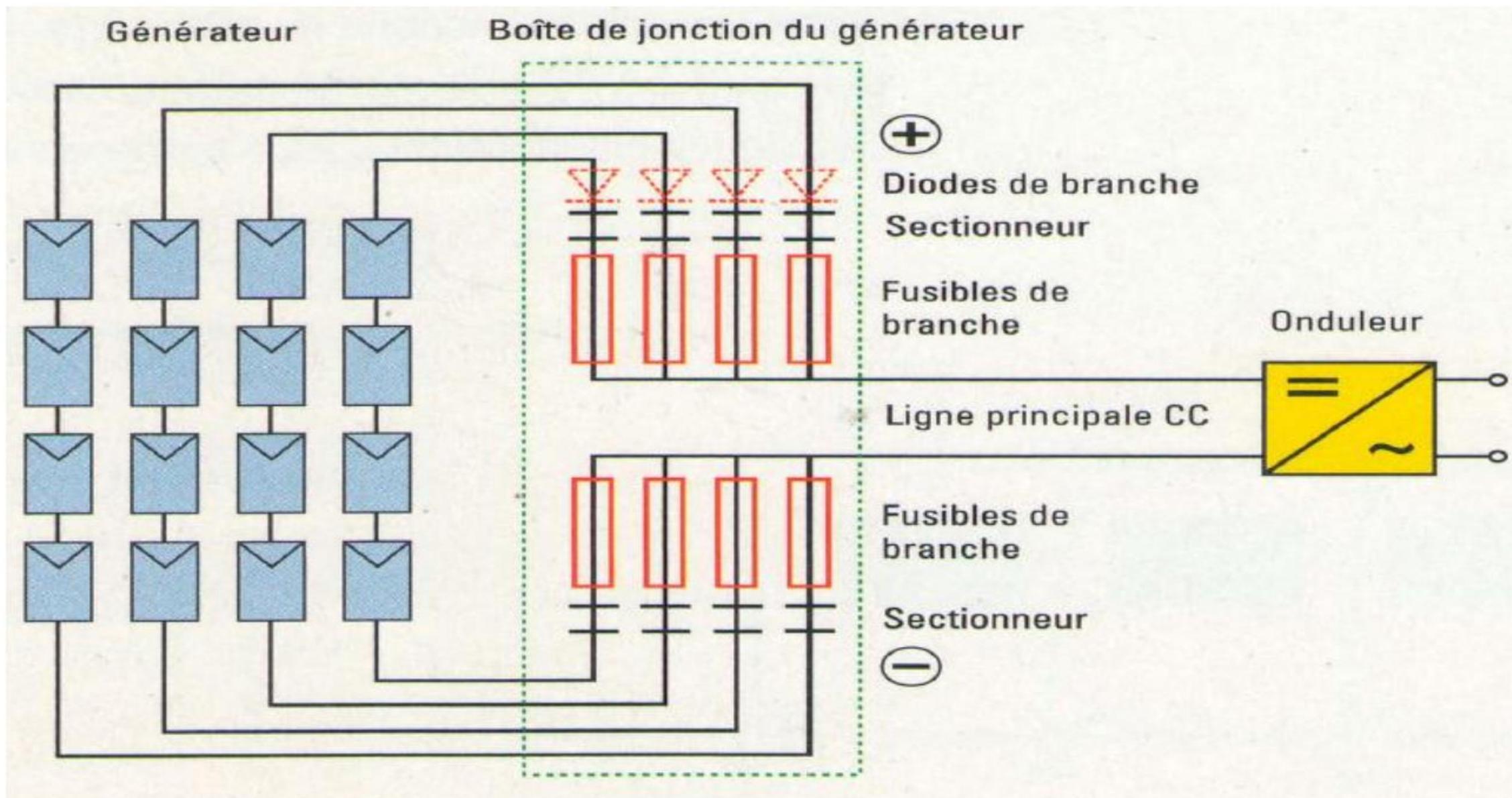


## ➤ Boîte de jonction d'un générateur PV

Pour la connexion des branches individuelles, il faut utiliser une boîte de jonction du générateur PV



## □ Boîte de jonction du générateur avec diodes de branche, sectionneurs et fusibles de branche



## □Contenu de la boîte de jonction du générateur

Normalement, la boîte de jonction du générateur contient les composants suivants :



- Les bornes de raccordement,
- Les points de sectionnement et les sectionneurs,
- Les diodes des branches. Leur rôle est que lorsque un court-circuit ou un ombre se produit dans une branche, les autres branches peuvent alors continuer de fonctionner sans être perturbées.
- Les fusibles de protection des branches contre les surcharges. Ces fusibles sont insérés dans tous les conducteurs non reliés à la terre (conducteurs positifs et négatifs) ,



*Fusibles de protection dans une boîte de jonction du générateur.*

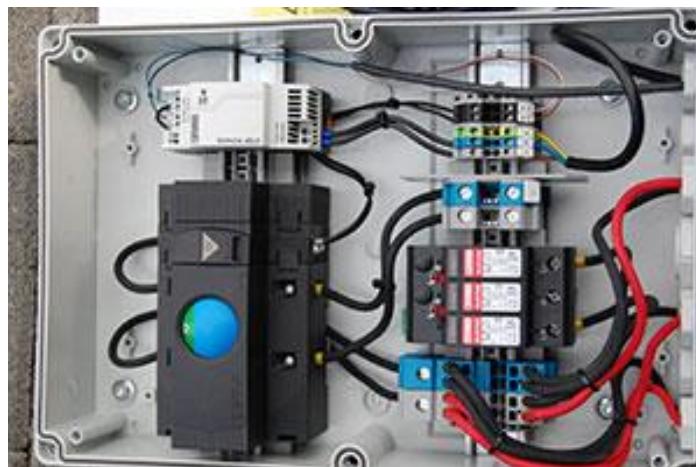


*Les bornes de raccordement,*

## □ Contenu de la boîte de jonction du générateur

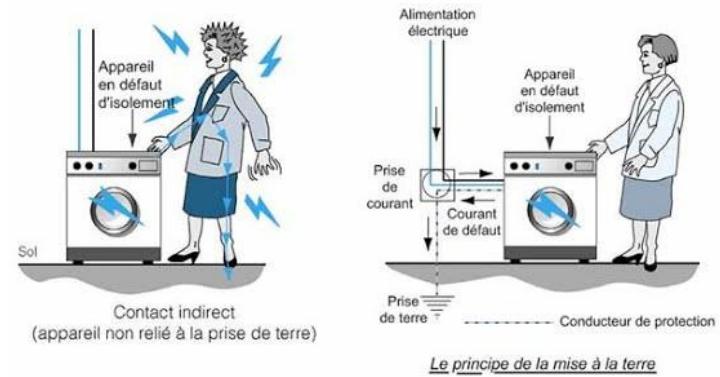
La boîte de jonction peut aussi contenir d'autres composants, comme :

- La ligne d'équilibrage des potentiel ou de mise à la terre,
- L'interrupteur sectionneur général CC,
- Les éléments de surveillance signalant tout défaut dans les branches, ce qui permet d'initier une procédure de dépannage.

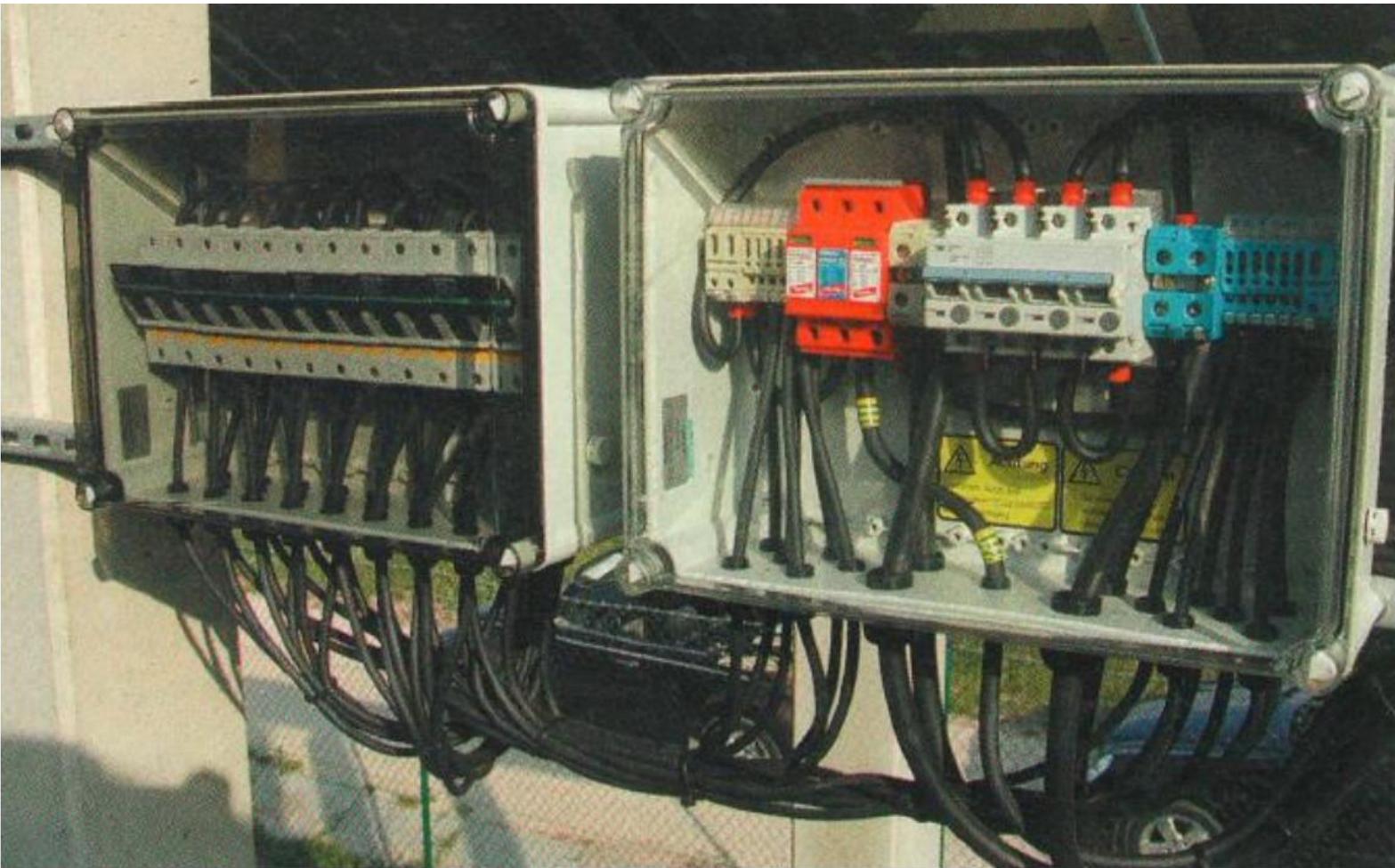


*La ligne d'équilibrage des potentiels*

*Boîte de jonction du générateur*



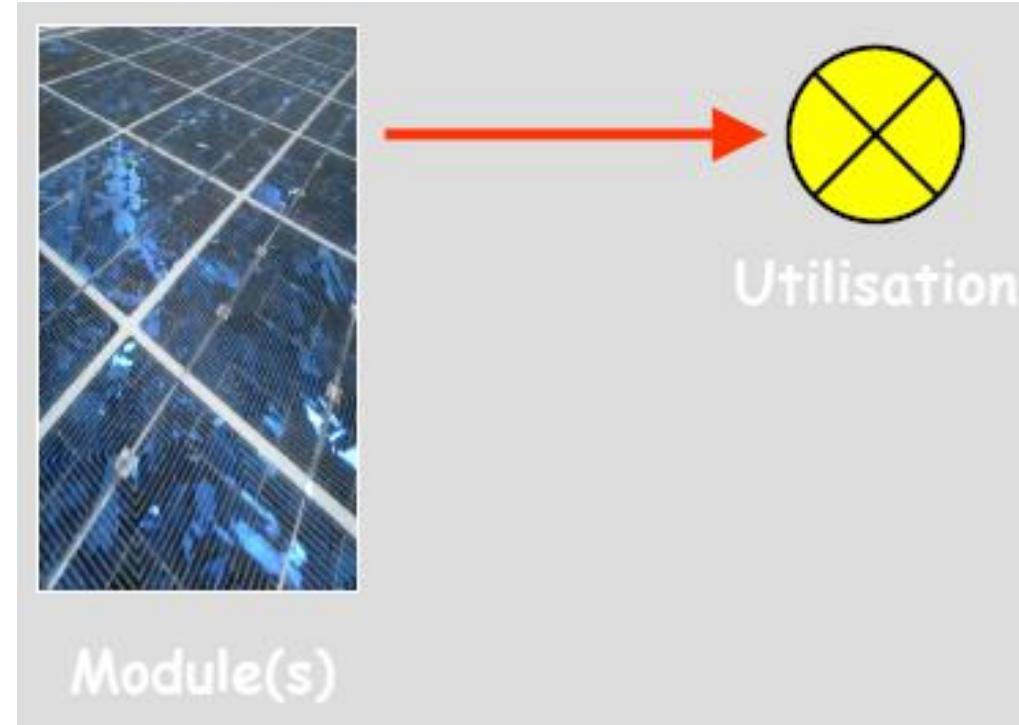
Boîte de jonction du générateur et coffre de jonction



## □ Les différents types d'installation photovoltaïque

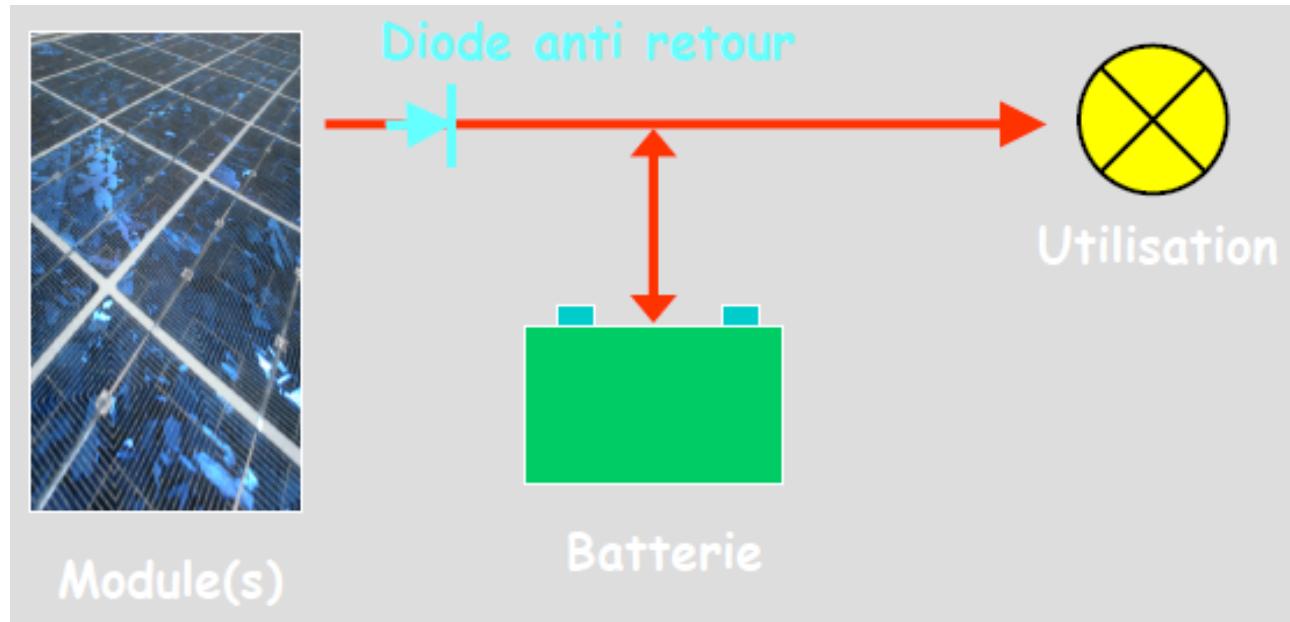
### ➤ Système dit au fils du soleil

- ✓ Peut être utilisé pour faire fonctionner un ventilateur ou une pompe.
- ✓ Il faut avoir une bonne adaptation des caractéristiques du générateur et du récepteur afin d'être toujours au plus près du point de fonctionnement à puissance maximale.



## ➤ Système avec stockage de l'énergie

- ✓ Permet un déphasage production/consommation (jour/nuit, ensoleillement/temps couvert).
- ✓ Puissance élevée sur un temps court compatible avec le système de production (même si  $P_c$  installée faible).



## ➤ Système avec stockage de l'énergie et régulateur

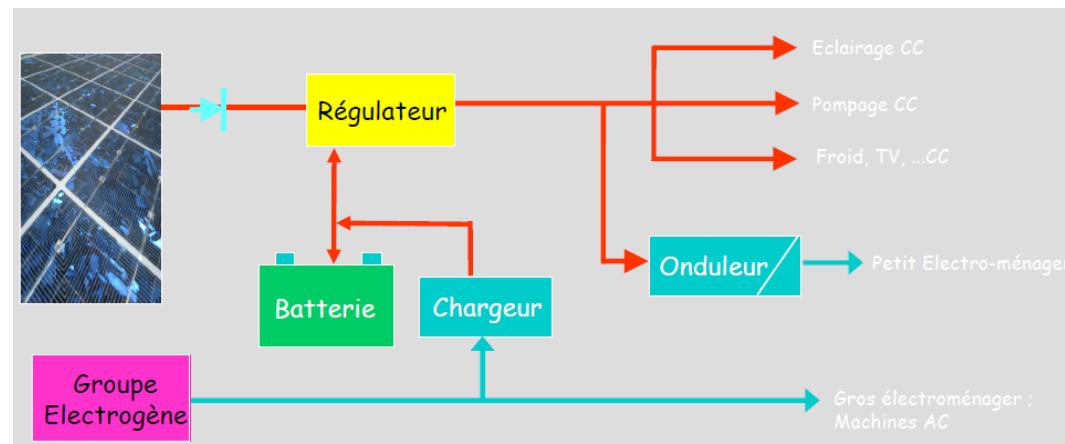
Le régulateur assure 3 fonctions principales :

- ✓ Protection de la batterie :



- ✓ Optimisation du régime de charge de la batterie,
- ✓ Visualisation des seuils haut et bas et éventuellement gestion d 'alarmes.

Le rôle du régulateur est essentiel pour la protection et la durée de vie de la batterie, la sécurité du système et le rendement énergétique du générateur.



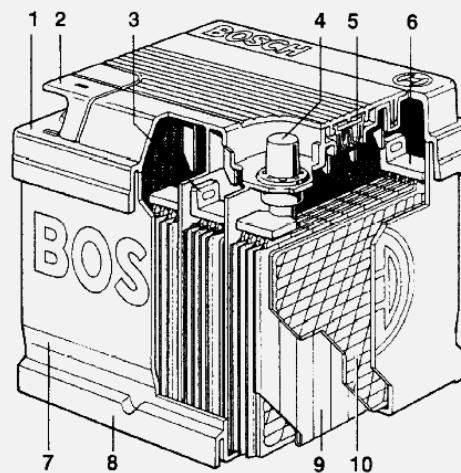
## □ Stocker l'énergie : la batterie

La batterie sert de stockage de l'énergie électrique excédentaire produite par le ou les panneaux solaires. Cette énergie est stockée sous forme chimique.

La nuit, c'est elle qui fournie l'énergie. Le stockage est dimensionné pour une durée de plusieurs jours consécutifs sans soleil, permettant d'avoir une large plage de secours, prenant ainsi en compte les phénomènes de durée de vie et de pertes de capacité liée au cyclage ( charge et décharge ).

Une batterie ne doit jamais être laissée dans un état de décharge profond pendant une longue période car une risque une détérioration rapide de sa capacité de stockage.

**Batterie de démarrage sans entretien.**  
1 couvercle monobloc,  
2 capot protège-borne,  
3 barrette de connexion interélément,  
4 borne,  
5 bouchon sous couvercle,  
6 barrette de jonction des plaques,  
7 bac multiple,  
8 rebord de fixation,  
9 plaques positives sous séparateurs à feuilles,  
10 plaques négatives.



Source : Bosch

## □ Caractéristiques des batteries

- ✓ **Le débit en courant** d'un accumulateur se mesure en ampère. On parle également de puissance pour le débit en énergie (capacité à restituer un courant donné à une tension donnée).
- ✓ **La capacité électrique** se mesure dans la pratique par référence au temps de charge/décharge, en Ah (ampère-heure) ou mAh (milliampère-heure), mais l'unité officielle (SI) est le coulomb.

$$1 \text{ Ah} = 1\,000 \text{ mAh} = 3\,600 \text{ C} ; 1 \text{ C} = 1 \text{ Ah}/3\,600 = 0,278 \text{ mAh.}$$

- ✓ **L'énergie stockée** se mesure usuellement en Wh (watt-heure mais l'unité officielle (SI) est le joule.

$$1 \text{ Wh} = 3\,600 \text{ J} = 3,6 \text{ kJ} ; 1 \text{ J} = 0,278 \text{ mWh.}$$

## Capacité des accumulateurs

La capacité C d'un accumulateur est la quantité d'électricité qui peut être prélevée durant des décharges jusqu'à ce que l'accumulateur soit complètement déchargé.

La capacité nominale est obtenue en calculant le produit du courant de décharge constant **In** et du temps de décharge **tn**:

$$C_n = I_n \times t_n$$

La capacité nominale dépend :

- ✓ de la géométrie de l'accumulateur,
- ✓ du nombre de cellules branchées en parallèles,
- ✓ de la température,
- ✓ de la tension finale de décharge,
- ✓ et avant tout du courant de décharge

La tension nominale d'un accumulateur au plomb est de 2,0 V par cellule. Les accumulateurs courants sont ceux de 12 V composés de 6 cellules et ceux de 24 V de 12 cellules. La tension d'un accumulateur augmente progressivement pendant la décharge.

- ✓ **L'impédance interne**, exprimée en ohm, impédance parasite qui limite le courant de décharge, ainsi que la fréquence de ce courant, en transformant en chaleur par effet joule une partie de l'énergie restituée.
- ✓ La **densité massique** est une des caractéristiques importantes d'un accumulateur, elle correspond à la quantité d'électricité (Ah/kg) ou d'énergie (Wh/kg) qu'il peut restituer par rapport à sa masse.

## □ Les types de batteries

### ➤ Batterie Ni/Mh

*Application* : Véhicule hybride La Toyota Prius et la Honda Civic IMA



→ équipées d'une batterie Panasonic (Matsushita) NiMH, de 1,5 kWh (39 kg) pour la première et de 28 kg pour la seconde.

- Ces batteries sont prévues pour durer toute la durée de vie du véhicule (garanties 8 ans).

## ➤ Accumulateurs au nickel-cadmium:

Sont principalement utilisés dans petits appareils tels que les radios, montres, lampes de poche, ordinateurs portables, etc,...

### ✓ Avantages du NiCd:

- Charge simple et rapide, même après une longue période de stockage, et notamment à froid.
- Grande durée de vie en nombre de cycles de charge et de décharge.
- Conserve ses performances à basse température et ne vieillit pas prématurément à haute température.
- Résistance interne très faible.



## Batterie Au plomb/Acide

Dans le cas des installation PV, les **accumulateurs au plomb** constituent le type de stockage de courte durée convenable pour les installation isolées.

- ✓ Tension nominale d'un élément : 2V
- ✓ Utilisation pour des fortes capacités
- ✓ Faible densité massique
- ✓ Technologie plaque : Automobile (faible durée de vie, peu de cycle,...)
- ✓ Technologie tubulaire : PV

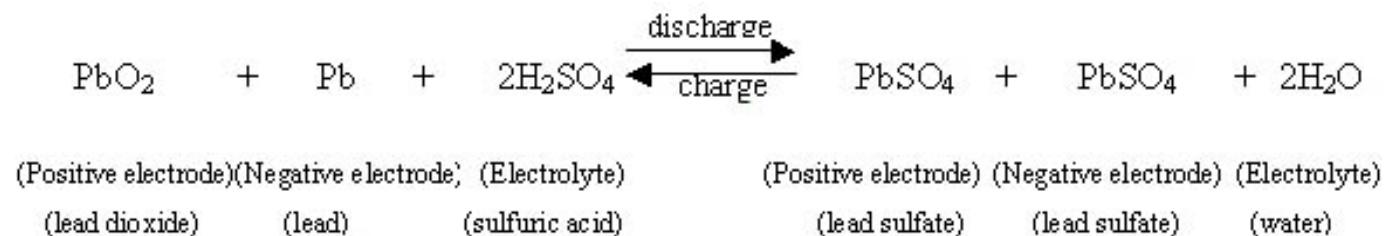


Chaque accumulateur est composé d'un ensemble de couples d'électrodes positives et négatives isolées par un séparateur microporeux, destiné à éviter les courts-circuits tout en laissant circuler les ions.

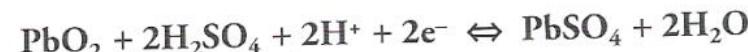
Les électrodes sont formées d'une grille en alliage de plomb, dont les alvéoles sont remplies d'une pâte poreuse :

- ✓ de peroxyde de plomb  $\text{PbO}_2$  pour l'électrode positive,
- ✓ de plomb métallique  $\text{Pb}$  pour l'électrode négative.

Les électrodes baignent dans un électrolyte, solution diluée d'acide sulfurique  $\text{H}_2\text{SO}_4$ , sous forme liquide, sous forme de gel ou absorbée dans des feutres en fibre de verre.



À l'électrode positive :



À l'électrode négative :



## □ Les batteries solaires

### ✓ *Au plomb/Acide technologie solaire*

Tube, plaque

La décharge est plus lente.

La capacité ne doit pas excéder 65 %

Cyclage plus important

#### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES (Suivant NF 58-510)

CAPACITE NOMINALE C100	68 Ah
CAPACITE NOMINALE C20	55 Ah
CAPACITE NOMINALE C10	50 Ah
ENCOMBREMENT	260 x 174 x 238 mm
POIDS SECHE	12,10 Kg
VOLUME D'ACIDE	6,60 litres
DENSITE à 20°C	1,28
AUTODECHARGE	< à 25 % après 6 mois
Grilles	Épaisseur > à 2 mm Grilles Pb 1,8 % Sb
Plaques	Oxyde Friction – Pb 99,99
SEPARATEURS	Feuille cellulose
POIGNEES DE TRANSPORT	NON
CAISSE DE TRANSPORT	OUI

## ➤ La batterie étanche:

Les batteries étanches ont l'avantage d'un grand confort d'utilisation:

- ✓ Elles sont sans entretien
- ✓ Elles n'émettent pas de gaz dangereux
- ✓ Elles peuvent donc installer dans des endroits difficiles d'accès

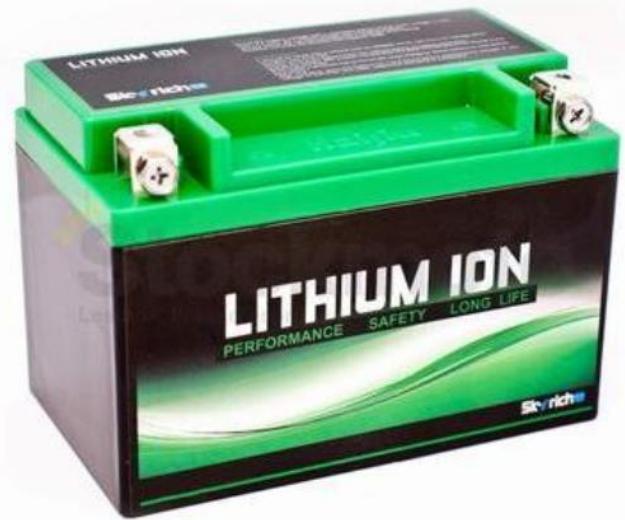
Par contre, les batteries étanches sont plus sensibles aux surcharges, qui provoquent des pertes d'eau, ces pertes entraînent des pertes de performances,



## ➤ Batterie Lithium Ion:

L'accumulateur au lithium-ion présente plusieurs avantages par rapport à l'accumulateur au plomb :

- ✓ Tension de cellule plus élevée,
- ✓ Densité énergétique élevée,
- ✓ Densité de puissance élevée,
- ✓ Rendement de charge plus élevée,
- ✓ Faible autodécharge,
- ✓ Sans entretien,
- ✓ Grand nombre de cycles de charge-décharge.



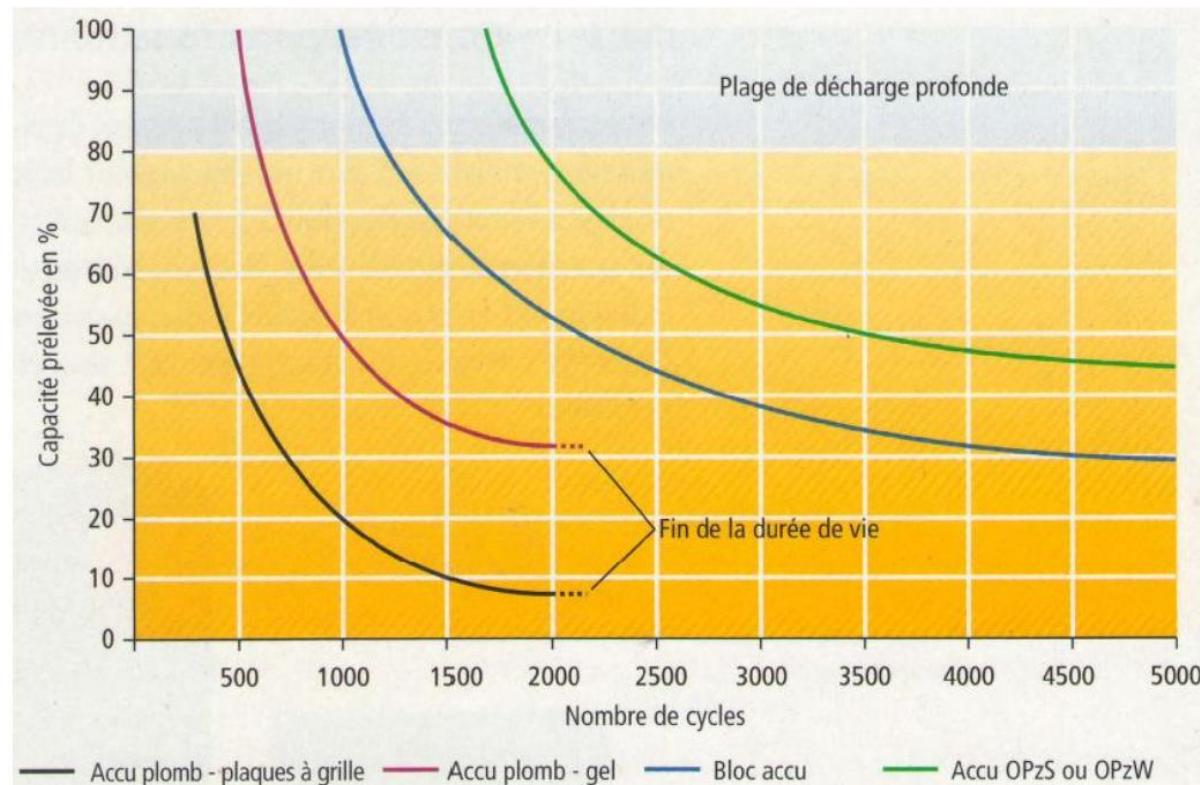
## ❖ Les inconvénients sont:

- ✓ Gestion de la température pour garantir la stabilité à long terme,
- ✓ Contraintes de sécurité élevées,
- ✓ Coût élevé.

*Lorsque les prix des accumulateurs au lithium-ion auront baissé, cette technologie devrait être de plus en plus utilisée pour les installations PV.*

## ■ Durée du vie de l'accumulateur:

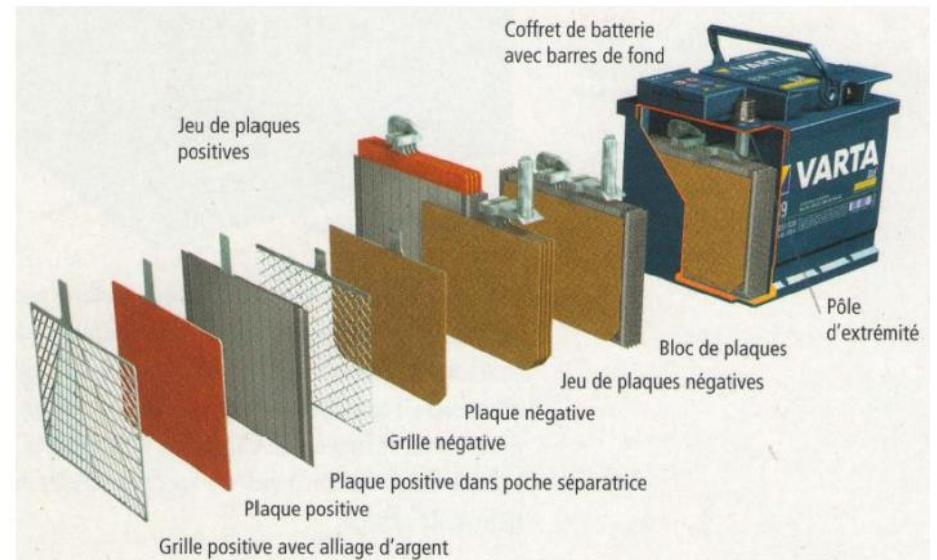
Durée de vie des accumulateurs au plomb : Le nombre de cycles dépend du type d'accumulateurs et de la profondeur de décharge.



## □ Effets du vieillissement des accumulateurs:

Le principal inconvénient des accumulateurs au plomb avec plaques à grille est leur courte durée de vie. Ils fonctionnent pendant 3 à 8 ans avec 100 à 800 cycles, à cause des différents processus de vieillissement réversibles et irréversibles :

- ✓ Stratification de l'acide (réversible),
- ✓ Sulfatation (irréversible),
- ✓ Corrosion (irréversible),
- ✓ Formation de boue (irréversible),
- ✓ Dessèchement (irréversible).



Les boîtiers transparents sont à privilégier afin de contrôler le niveau du liquide.

## Critères de sélection des accumulateurs

Les accumulateurs destinés à être utilisés dans une installation photovoltaïque isolée devraient se distinguer par les caractéristiques suivantes :

- ✓ Bon rapport qualité/prix,
- ✓ Faible coût d'entretien,
- ✓ Durée de vie suffisamment longue,
- ✓ Faible autodécharge et rendement élevé,
- ✓ Possibilité de charge avec de faibles courants,
- ✓ Densité énergétique et de puissance élevée (encombrement et poids),
- ✓ Sécurité aux secousses (usage mobile et transport),
- ✓ Protection contre les risques pour la santé et l'environnement (recyclables).

*Aucun type d'accumulateurs ne répond parfaitement à toutes ces exigences.*

## Entretien des batteries:

- La durée de vie des batteries sera plus longue si :
  - ✓ La charge est contrôlée et le nombre de cycle connu
  - ✓ La décharge est limitée par le régulateur
- En cas de décharge importante et prolongée, le sulfate de plomb cristallise. L'accumulateur est alors définitivement endommagé, car cette cristallisation est irréversible. On ne doit jamais stocker une batterie déchargée.
- Contrôle du niveau d'électrolyte, le cas échéant, ouverture des bouchons et appoint d'eau distillée,

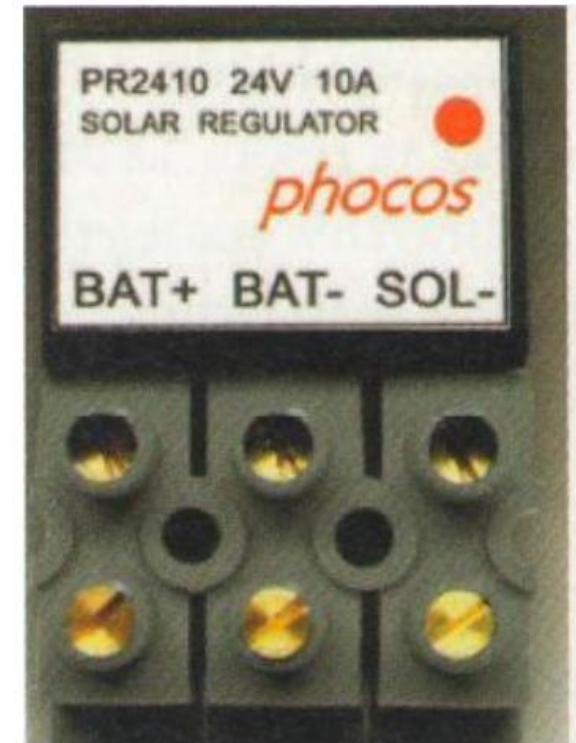
## □ Régulateur de charge

Le régulateur a pour fonction de gérer la charge et la décharge de la batterie.

L'utilisation d'un régulateur de charge permet de prolonger la durée de vie et d'augmenter la rentabilité de l'installation isolée.

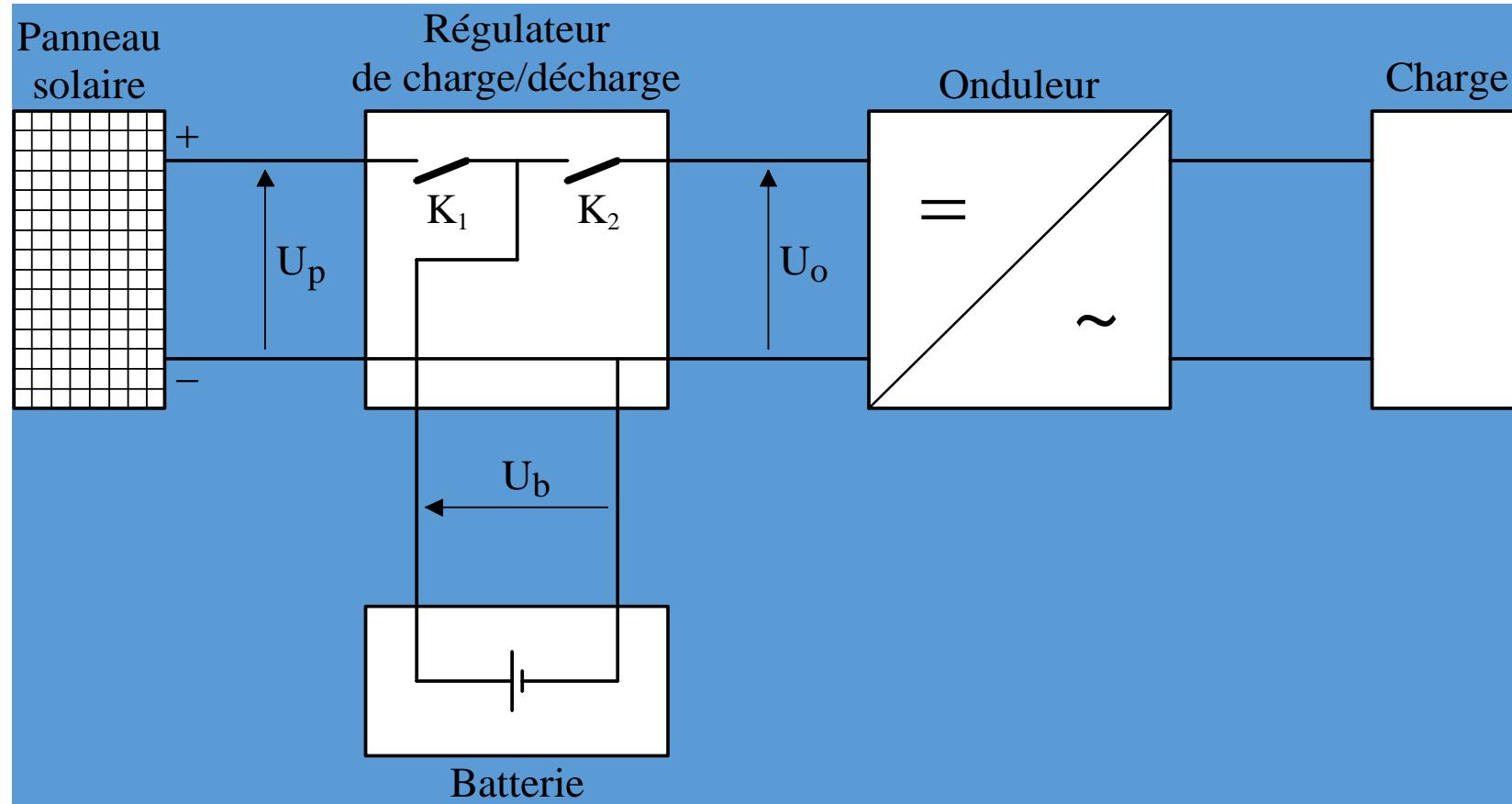
Les fonctions d'un régulateur de charge sont multiples :

- ✓ Protection contre une charge excessive,
- ✓ Protection contre une décharge profonde,
- ✓ Prévention d'une décharge involontaire,
- ✓ Charge optimale des accumulateurs,
- ✓ Indicateur de niveau de charge,
- ✓ Protection par fusible contre les court-circuits,
- ✓ Protection contre les inversions de polarité



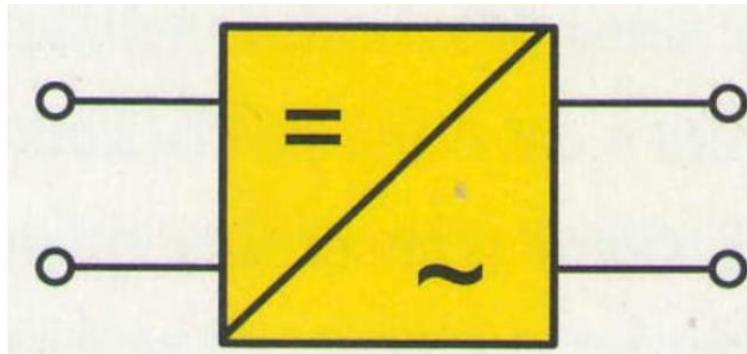
**Régulateur de charge miniature à installer dans une boîte de jonction de module.**

## □ Régulateur série : schéma de principe



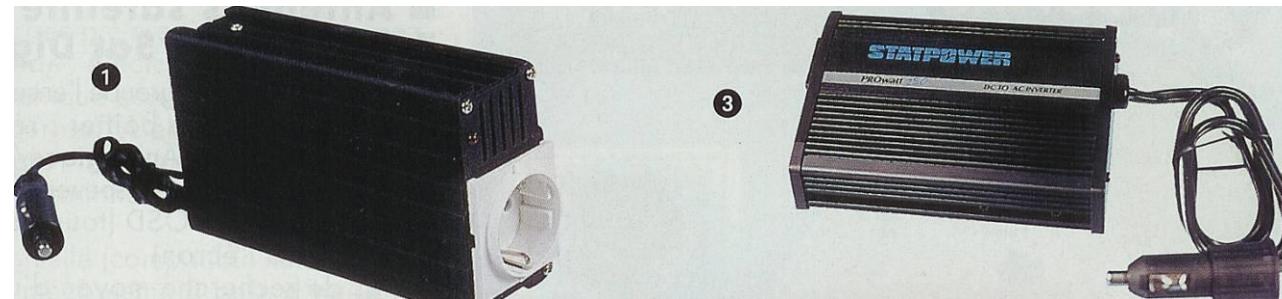
## □ Transformer l'énergie électrique : les onduleurs

L'onduleur est un convertisseur du courant continu (CC) solaire produit par un générateur photovoltaïque en courant alternatif (CA), qui transforme le 12V ou 24V continu en 220V alternatif. C'est donc le lien entre le générateur PV et le réseau alternatif.



Symbole électrique d'un :

- Onduleur
- Convertisseur continu/alternatif
- Convertisseur CC/CA



*On distingue les onduleurs pour système isolé et les onduleurs connectés au réseau.*

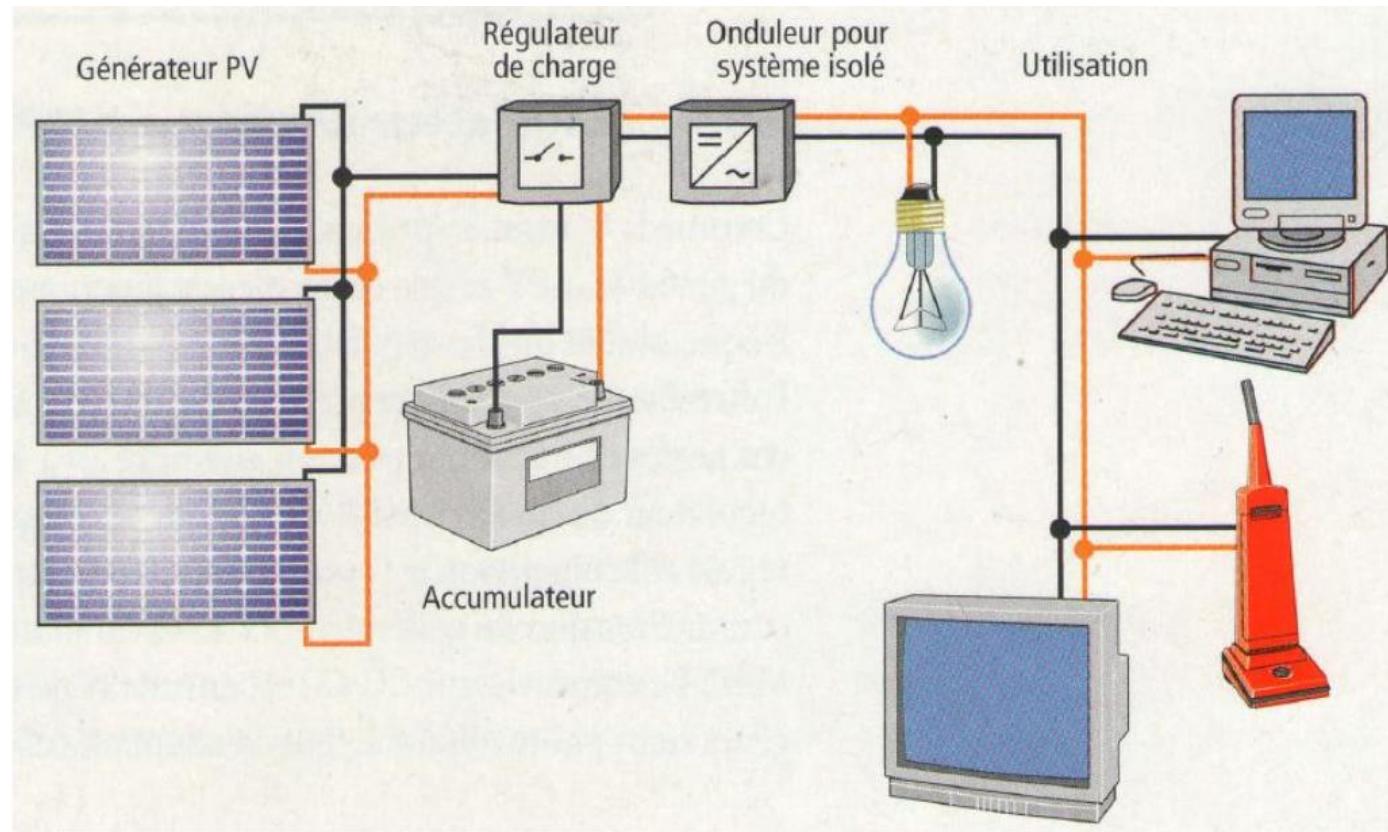
## □ Onduleurs pour système isolé

Dans les systèmes isolés, les onduleurs permettent d'utiliser des appareillages pour courant alternatif conventionnels : lampes, ordinateurs, téléviseurs, etc.

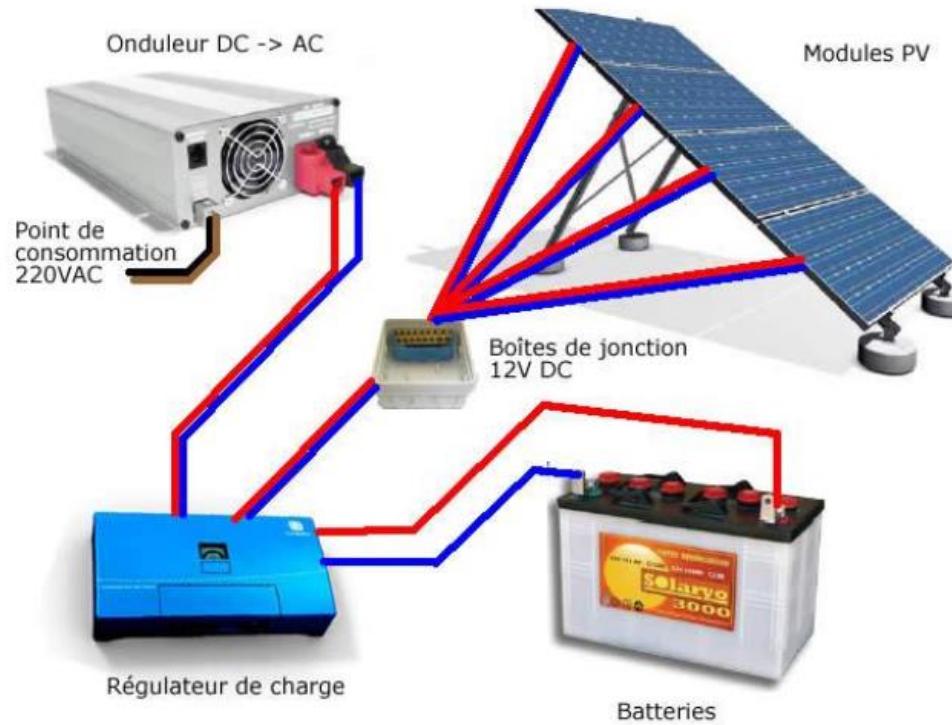
Daxieworld®



*Onduleur avec régulateur de charge.*



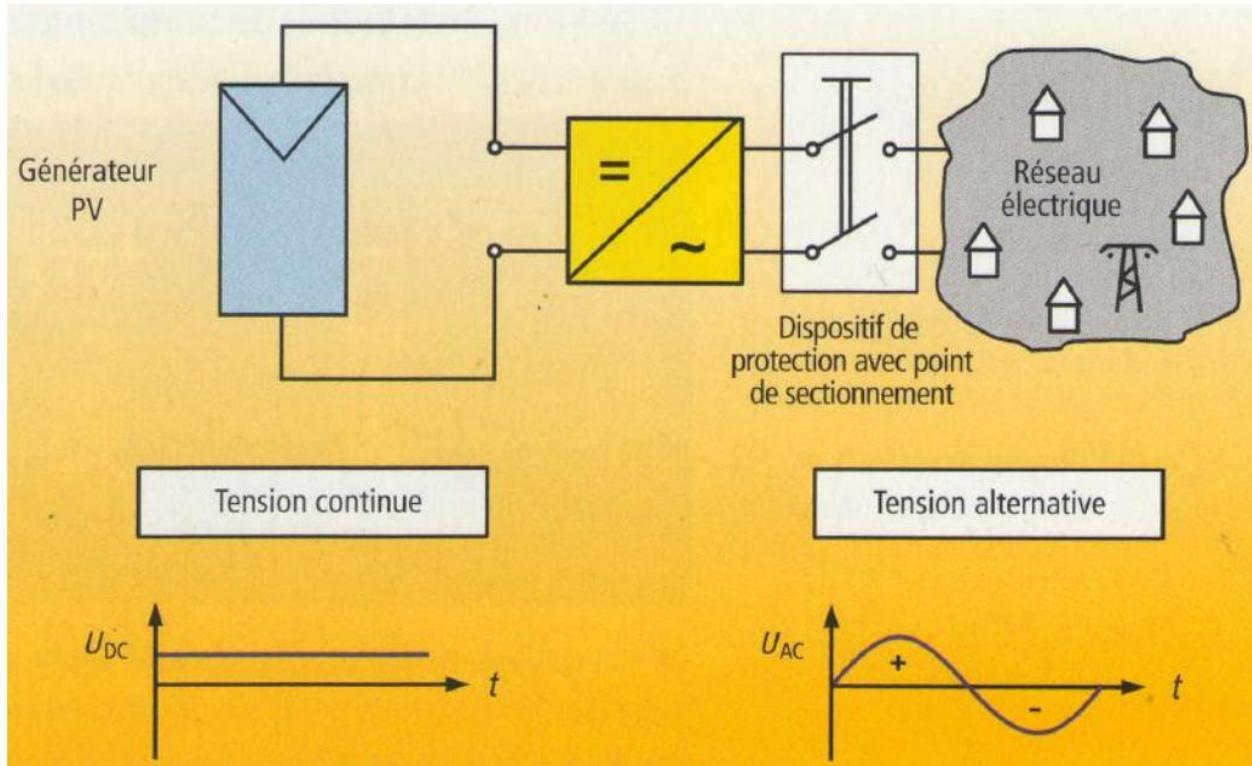
Le choix de la catégorie de puissance de l'onduleur est défini par les puissances nominales des appareillages à alimenter :



$$\text{Puissance de l'onduleur} = \text{Puissances des appareillages} + \text{Réserve de sécurité}$$

## ➤ Onduleurs connectés au réseau:

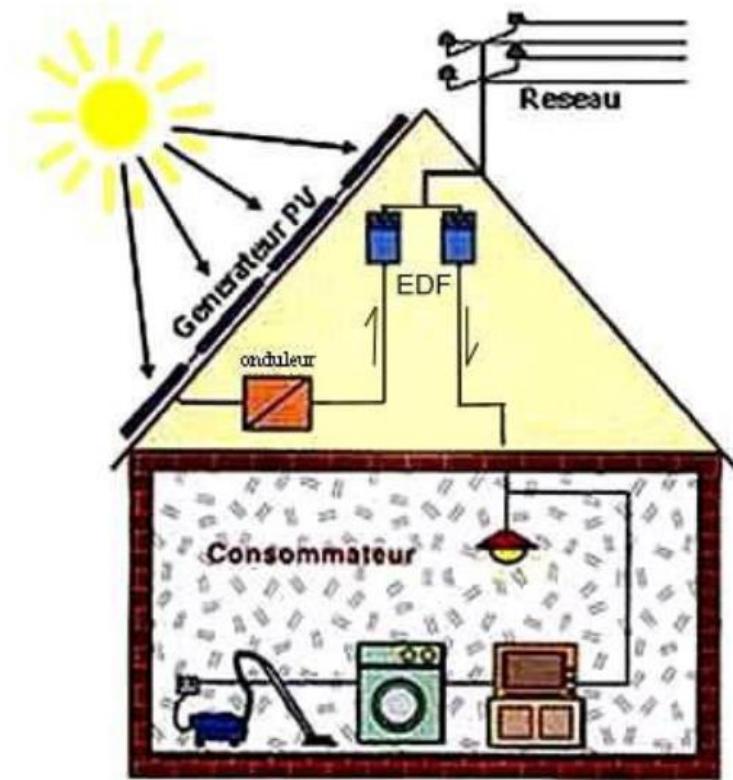
Les onduleurs sont différenciés suivant qu'ils sont utilisés dans des systèmes connectés au réseau (onduleurs de réseau) ou dans des systèmes isolés (onduleurs isolés).



**Onduleur  
connecté au  
réseau**

Sur un système connecté au réseau, l'onduleur est raccordé au réseau électrique public soit directement, soit par l'intermédiaire du réseau domestique.

Dans le cas d'une liaison directe, l'énergie électrique produite est seulement injecté sur le réseau public.



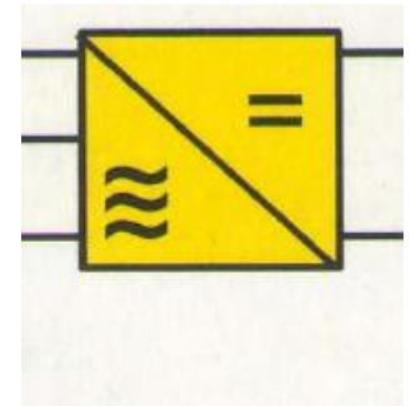
Dans le cas d'un raccordement par le biais du réseau domestique, l'électricité solaire produite est tout d'abord consommée localement dans l'immeuble et les éventuels surplus sont injectés dans le réseau électrique public.

## □ Onduleur mono et triphasé :

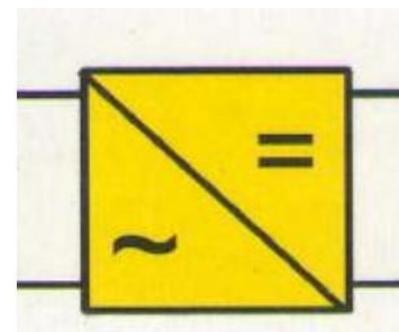
Les installations PV jusqu'à une puissance de 5kWc environ (ce qui correspond à une surface de 50 m<sup>2</sup>) sont généralement monophasés.

Le triphasé est utilisé sur les installations plus grandes, l'injection s'effectue alors dans le réseau alternatif triphasé.

- L'utilisation d'un onduleur triphasé dans une installation triphasée est plus simple et permet d'obtenir une bonne qualité du réseau injecté et ainsi qu'un rendement élevé.

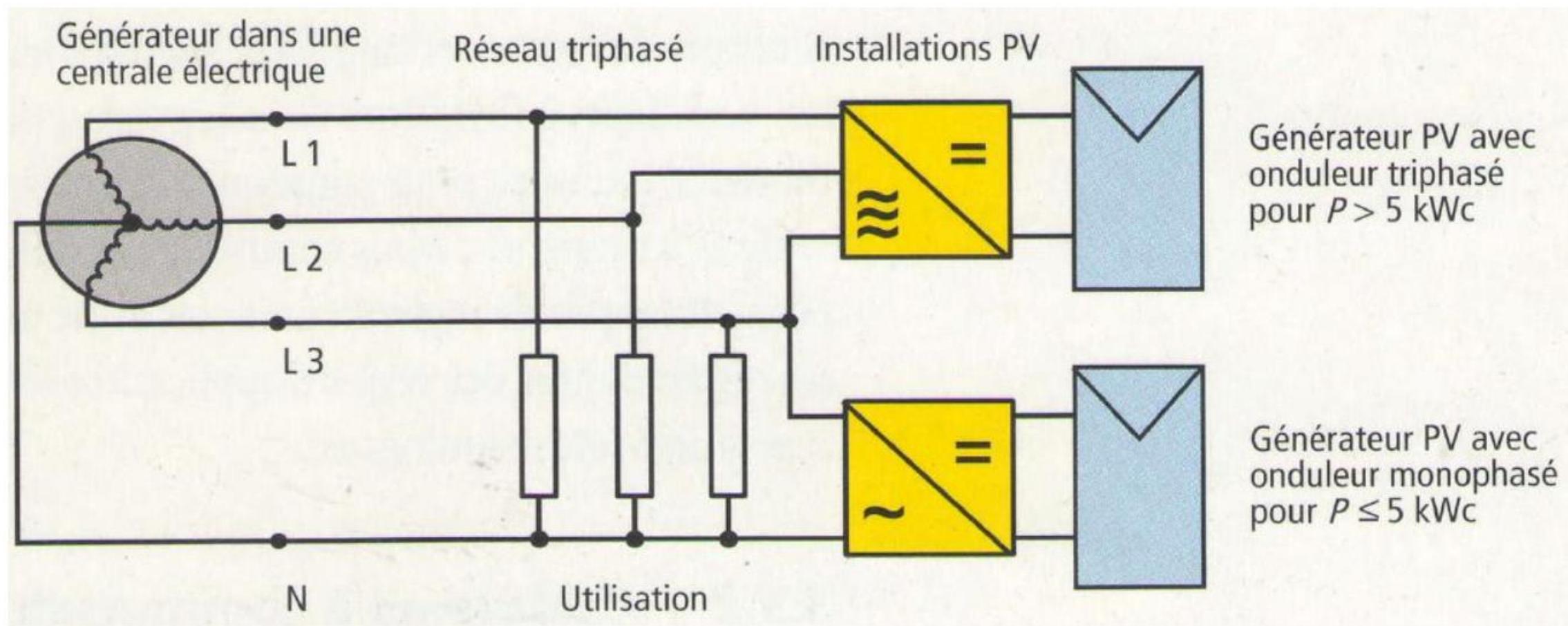


- Mais il est également possible d'utiliser plusieurs onduleurs monophasés distribués sur les trois phases.



## □ Principe de connexion au réseau des installation

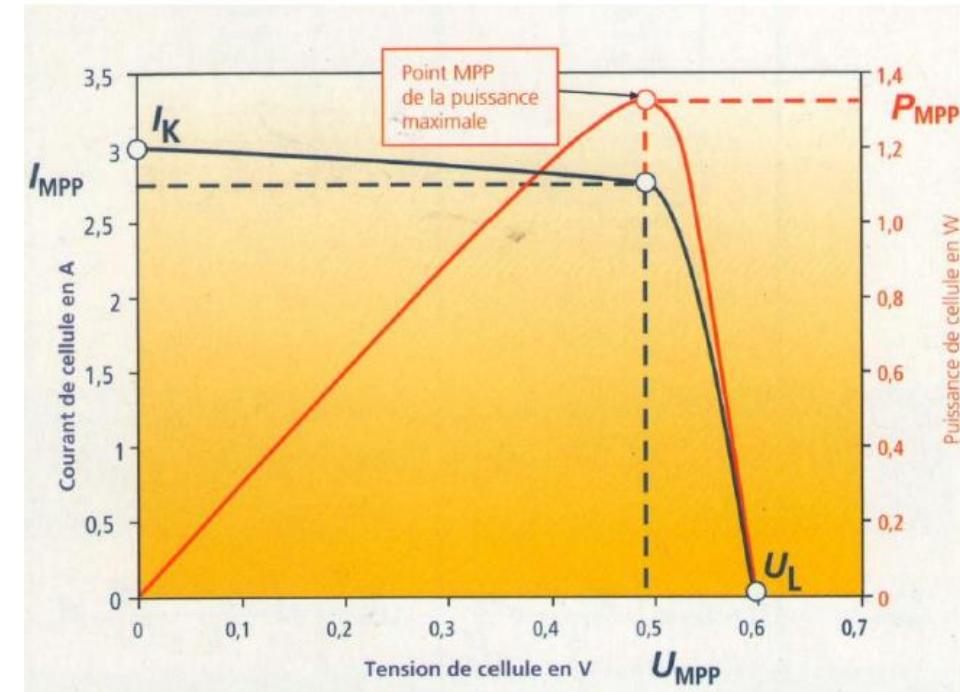
### ➤ PV avec onduleur mono et triphasé



## □ Condition de fonctionnement d'onduleur

Pour pouvoir injecter la puissance maximale dans le réseau électrique, l'onduleur doit fonctionner au MPP du générateur solaire.

Le MPP est le régime de fonctionnement pour lequel un module PV ou une série de modules fournit le maximum de puissance pour un éclairement donné (point sur la caractéristique I-U).



Les onduleurs fabriqués actuellement disposent d'un dispositif de suivi de ce point (Maximum Power Point Tracking, MPPT) leur permettant de fonctionner au MPP du générateur ce qui maximise la quantité d'énergie produite.

## Tâches accomplies par les onduleurs

Les onduleurs solaires accomplissent les tâches suivantes :

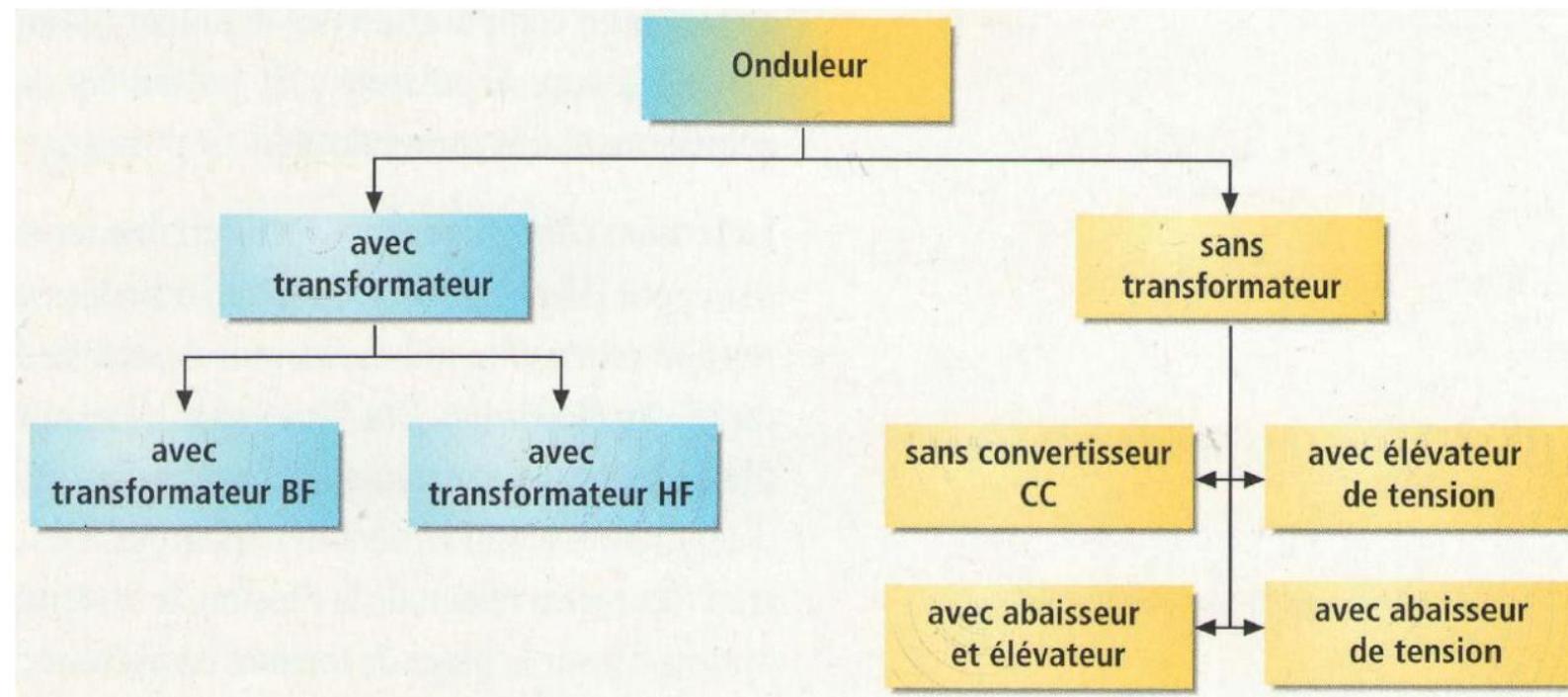
- Conversion du courant continu produit par un générateur PV en un courant compatible avec le réseau,
- Adaptation du point de fonctionnement de l'onduleur au MPP du générateur PV (régulation du MPP),
- Acquisition des données de fonctionnement et signalisation (par exemple affichage, enregistrement des données, transmission des données, etc.),
- Protection des dispositifs CC et AC (Par exemple protection contre les inversions de polarité, protection contre les surtensions et les surcharges, éventuellement détection d'arcs électriques, disjoncteur CC, etc.),
- Fonction de protection du réseau conformément aux règles appliquées (par exemple réduction automatique de la puissance active, génération de puissance réactive, etc.).

## □ Différents types d'onduleurs

Suivant la puissance du système, le niveau de tension et la topologie du circuit, les onduleurs à commutation automatique utilisent plusieurs composants semi-conducteurs :

Transistors à effet de champ (MOSFET et JFET), Transistor bipolaires, Transistor bipolaires à gâchette isolée (IGBT), Thyristors (GTO), etc.

Les onduleurs solaires peuvent être classifiés comme suit :



## □ Comparaison des onduleurs avec et sans transformateur

	Avec transformateur	Sans transformateur
Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"><li>- Tensions d'entrée et de sortie isolées galvaniquement</li><li>- Généralement onduleur central</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- La tension du générateur solaire doit être nettement supérieure à la tension de sommet du réseau, ou alors utilisation d'élévateurs CC/CC</li></ul>
Avantages	<ul style="list-style-type: none"><li>- Basse tension de sécurité possible (<math>U &lt; 120</math> V, aucun courant corporel dangereux en cas de contact avec le côté CC)</li><li>- Prévention des perturbations électromagnétiques</li><li>- L'équilibrage des potentiels du générateur PV devient inutile</li><li>- Mise à la terre possible sans problème : utilisation avec les modules à couche mince ainsi qu'avec les modules composés de cellules SunPower ou Evergreen</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Rendement plus élevé, et donc productivité accrue</li><li>- Poids plus faible</li><li>- Taille réduite</li><li>- Avec les onduleurs de branche et de module : installation CC réduite</li></ul>
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"><li>- Pertes dans le transformateur (pertes magnétiques et ohmiques)</li><li>- Poids plus élevé</li><li>- Taille plus grande</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Utilisation de dispositifs de protection supplémentaires : circuit de protection contre les courants de fuite sensible au courant continu intégré dans l'onduleur</li><li>- Blindage des parties sous tension</li><li>- Installation d'un bout à l'autre en classe de protection II</li><li>- Perturbations électromagnétiques plus élevées</li><li>- La mise à la terre d'un pôle n'est possible sans difficulté qu'avec certaines topologies de circuit de l'onduleur, sinon inutilisable avec les modules qui imposent une mise à la terre (modules à couche mince, modules cristallins avec tendance à la PID )</li></ul>

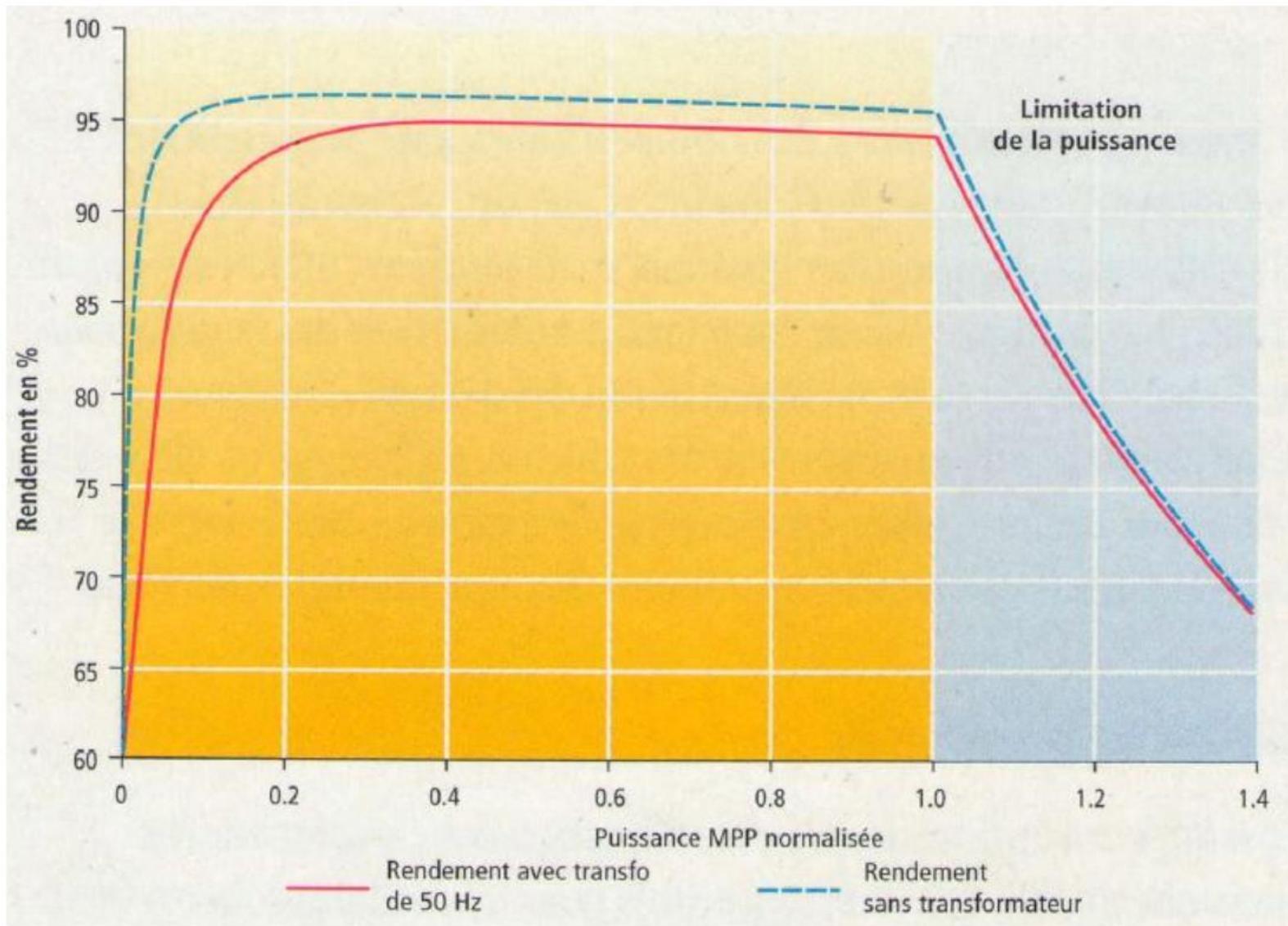
## Rendement de conversion d'un onduleur

Le rendement de conversion décrit les pertes qui se produisent lors de la conversion de courant continu en courant alternatif.

$$\eta_{UM} = \frac{P_{CA} \text{ Puissance active en sortie (de la composante fondamentale)}}{P_{CC} \text{ Puissance active en entrée}}$$

Le rendement de conversion dépend fortement de la puissance d'entrée. Il varie également de quelques pour cent en fonction de la tension d'entrée de l'onduleur

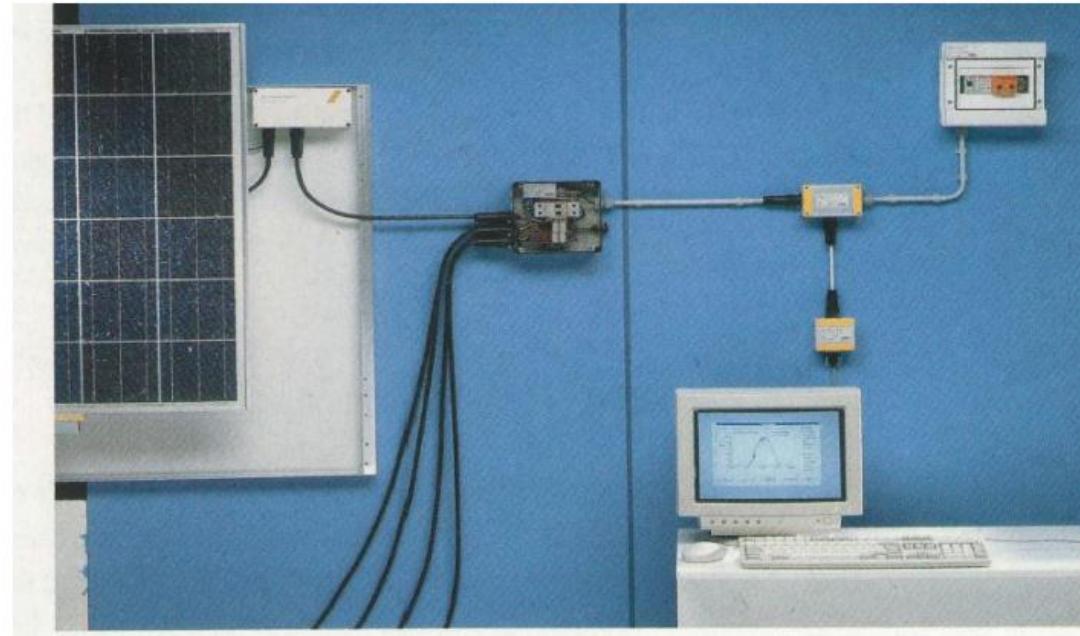
## □ Comparaison des onduleurs avec et sans transformateur



## Onduleur et fonction d'acquisition des données

Quasiment tous les fabricant d'onduleurs proposent des fonctions d'acquisition de données de fonctionnement qui sont directement intégrées dans l'appareil ou peuvent y être ajoutées par la suite.

Les données peuvent être soit lues sur un écran, soit signalées par LED et/ou peuvent être interprétées sur un PC. Il est alors possible de surveiller et d'évaluer l'installation.



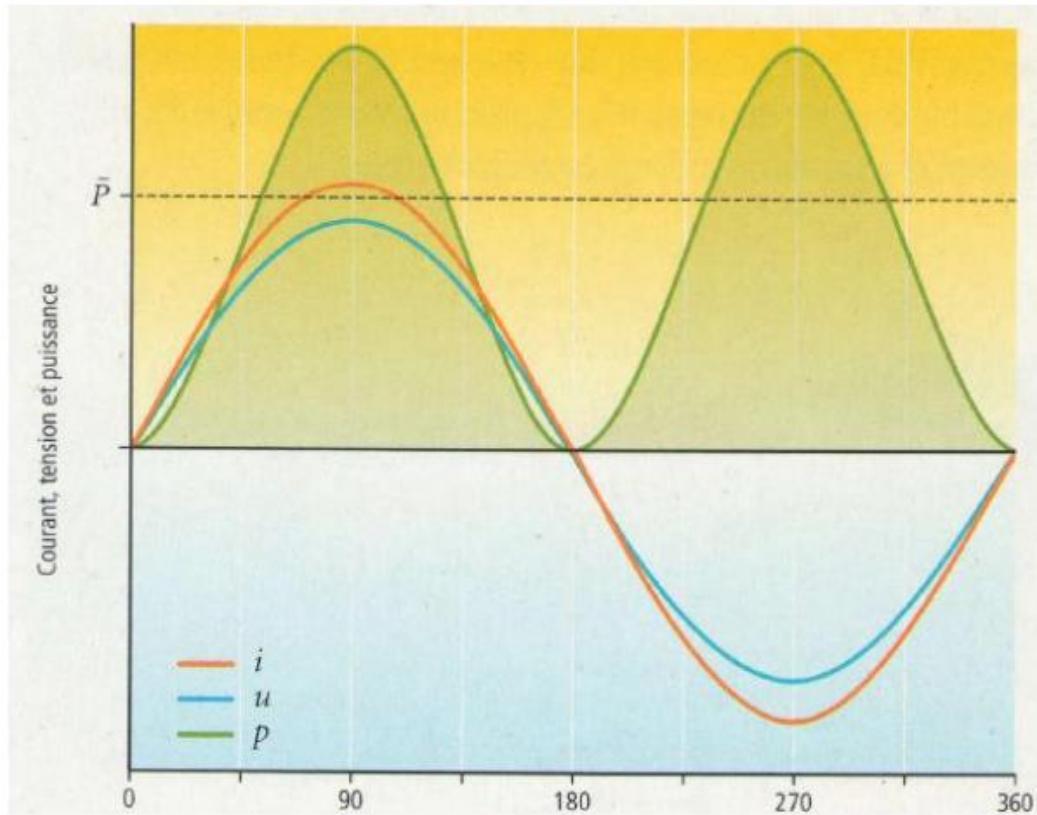
*Onduleur avec acquisition de données de fonctionnement et interface PC.*

## □ Valeurs d'acquisition des données de fonctionnement

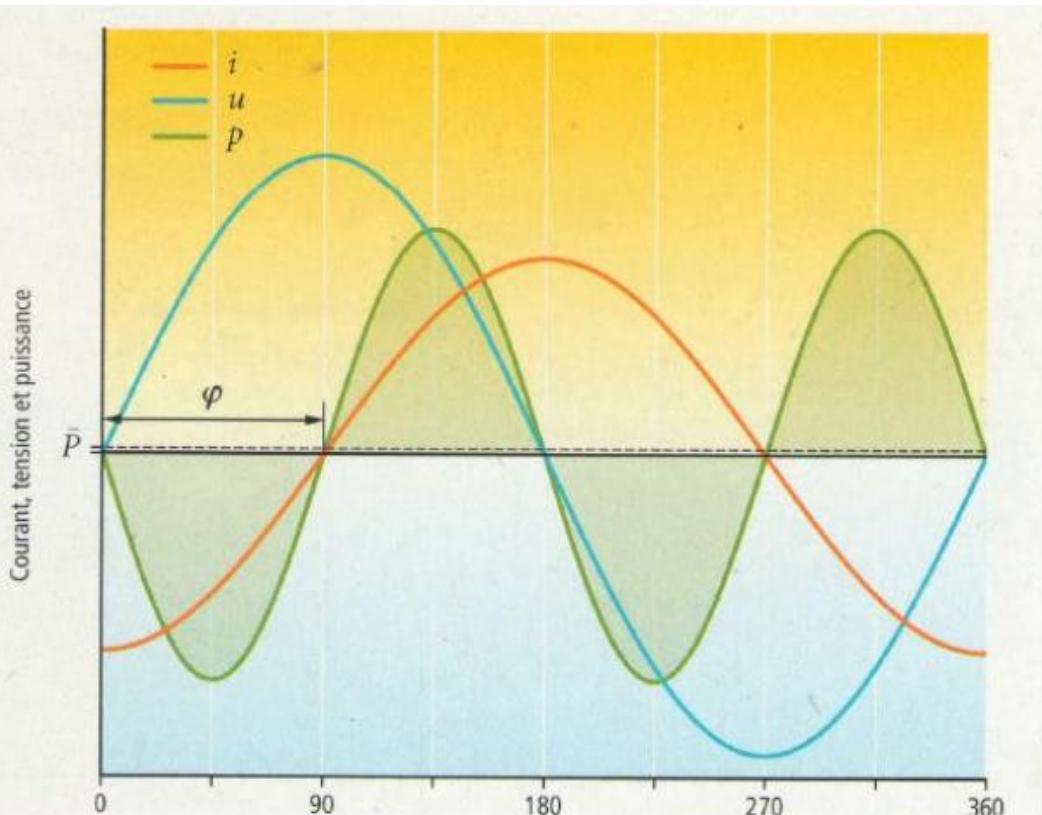
L'acquisition de données inclut généralement les valeurs suivantes :

- A l'entrée : tension UCC, courant ICC et puissance PCC,
- A la sortie : tension UCA, courant ICA, puissance PCA et la fréquence f,
- Durée de fonctionnement de l'onduleur,
- Quantité d'énergie électrique produite,
- Étant de l'appareil et défauts.

## □ Rappels sur la puissance active et la puissance réactive

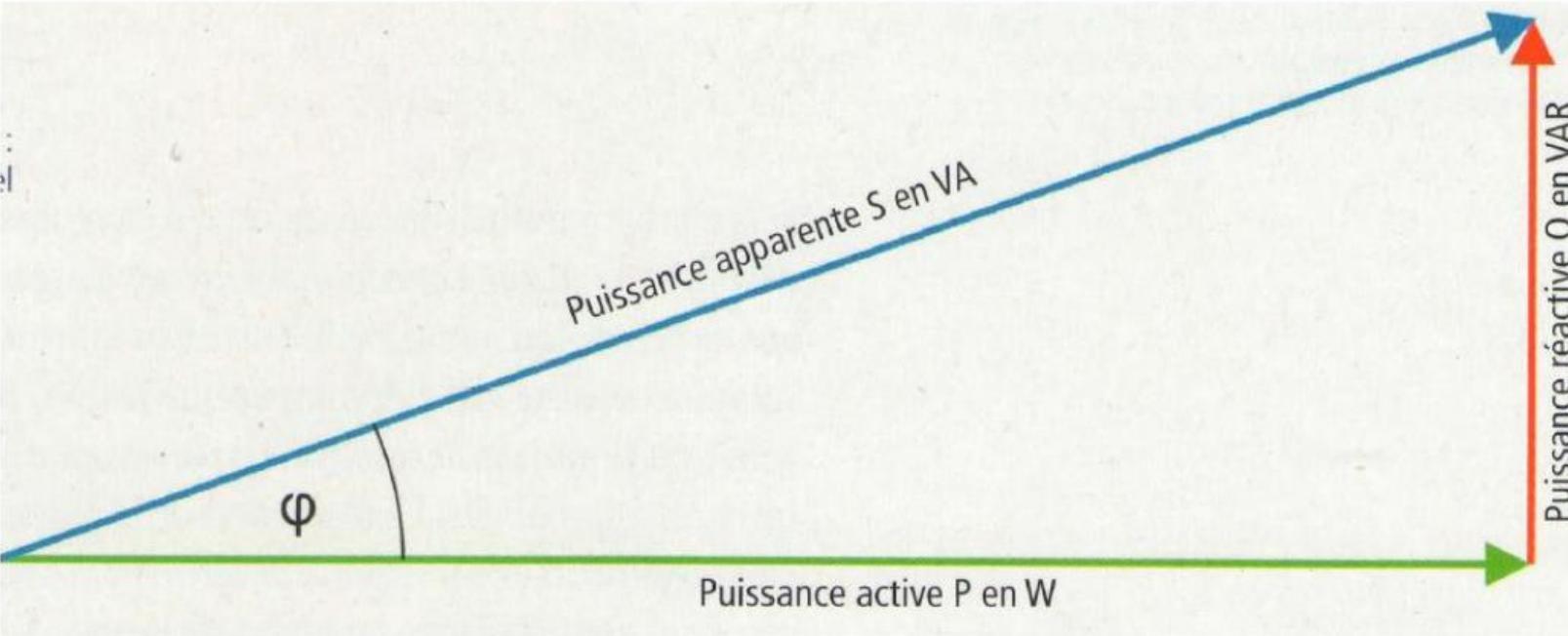


Puissance toujours positive dans le cas d'égalité des phases entre le courant et la tension : Puissance purement active.



Puissance moyenne nulle dans le cas d'un déphasage de 90° entre le courant et la tension : Puissance réactive.

Comme l'indique le diagramme vectoriel suivant, la puissance réactive s'obtient en multipliant la puissance active par  $\cos \varphi$  :



$$Q = P \cdot \tan \varphi$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P}$$

**PUISSEANCE  
ACTIVE**

$$P = U \cdot I \cos \varphi$$

U en volts  
I en ampères

**P en Watts (W)**

**PUISSEANCE  
RÉACTIVE**

$$Q = U \cdot I \sin \varphi$$

U en volts  
I en ampères

**PUISSEANCE  
APPARENTE**

$$S = U \cdot I$$

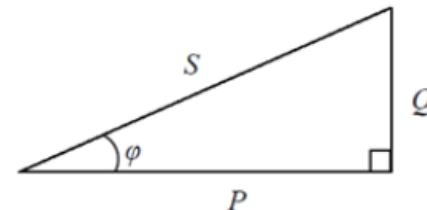
U en volts  
I en ampères

**S en Voltampère (VA)**

**FACTEUR  
DE  
PUISSEANCE**

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}$$

Triangle des puissances



## □ Types et tailles des onduleurs

Les onduleurs peuvent être divisés en trois groupes principaux :

- ✓ les onduleurs centraux,
- ✓ les onduleurs de branches
- ✓ les onduleurs de modules.

*Exemples d'onduleurs avec leurs taille :*



### Onduleur central à moyenne tension dans la plage de puissance supérieure (triphasé)

Type :	Sunny Central 1 250 MV
Fabricant :	SMA AG
Concept :	Onduleur central avec transfo MT
Puissance nominale CC :	1 284 kW
Tension au MPP :	500 – 820 V
Dimensions :	5 400 x 3 620 x 3 000 mm
Poids :	35 000 kg



### Onduleur de branche

Type :	Sunny Boy 3000TL
Fabricant :	SMA Technologie AG
Concept :	Onduleurs à commutation automatique sans transformateur avec commutateur CC intégré
Puissance nominale CC :	3 kW
Tension au MPP :	125 – 440 V
Dimensions :	470 x 445 x 180mm
Poids :	22 kg



### Onduleur de module

Type :	MICRO-0.25-IOUTD
Fabricant :	Power-One
Concept :	Onduleurs à commutation automatique avec transformateur HF
Puissance nominale CC :	265 W
Tension au MPP :	20 – 50 V
Dimensions :	262 x 224 x 35 mm
Poids :	1,65 kg

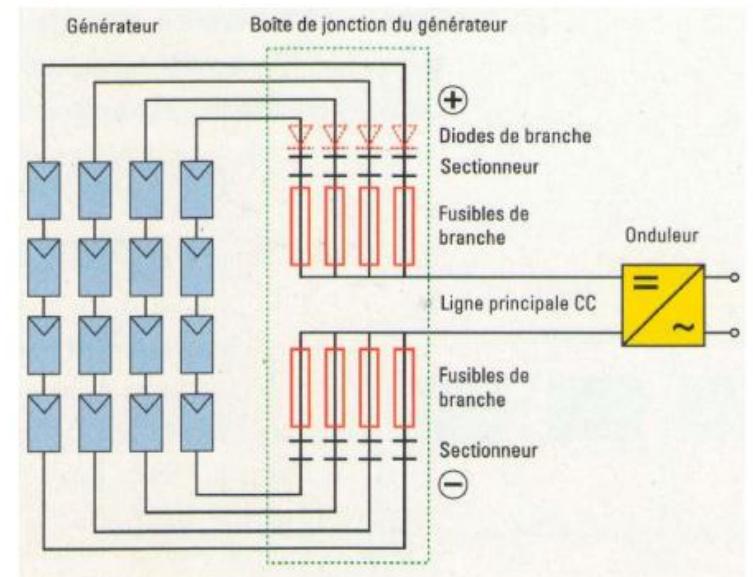
## □ Matériel et technique de raccordement

### ➤ Lignes de module ou lignes de branche

Le raccordement électrique d'une installation photovoltaïque doit exclusivement être réalisée avec des lignes et des câbles qui répondent aux exigence de cette application particulière.

On distingue trois types de lignes :

- ✓ La ligne de raccordement de courant alternatif,
- ✓ La ligne principale de courant continu,
- ✓ Les lignes de module ou lignes de branche (entre chacun des module et la boîte de jonction),



Pour exclure tout risque de court-circuit ou fuit à la terre, le pôle positif et le pôle négatif ne doivent pas se trouver dans un même câble.

## □ Câbles solaire de raccordement



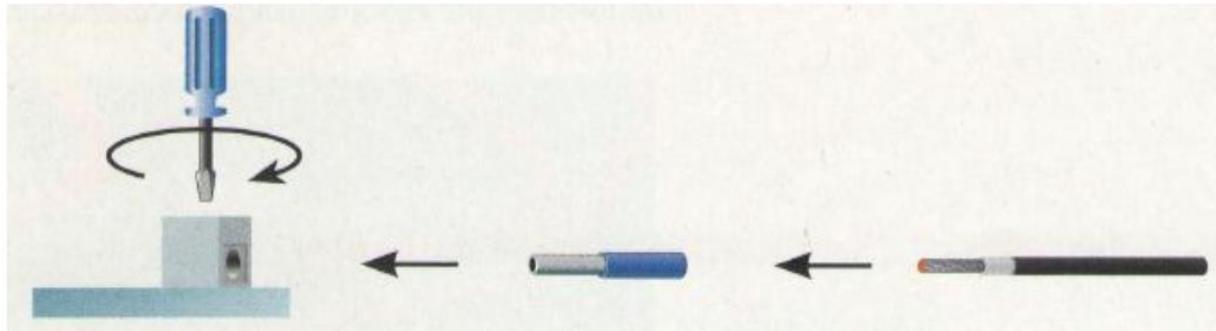
Câbles solaire mono-conducteurs avec double isolation.

Types (Multi-contact).

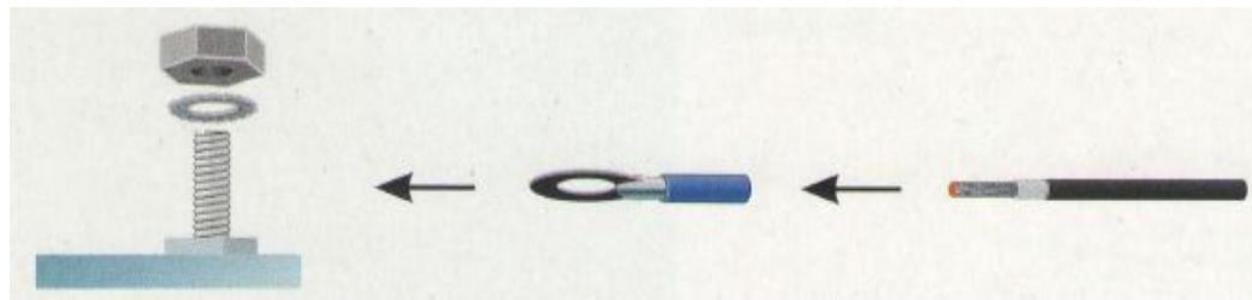
- ✓ Certain fabricants proposent des câbles avec une protection métallique contre les rongeurs.
- ✓ La boîte de connexion de modules peuvent accueillir des câbles ayant une section comprise entre 1.5 mm<sup>2</sup> et un maximum de 6 mm<sup>2</sup>.



## Technique de raccordement

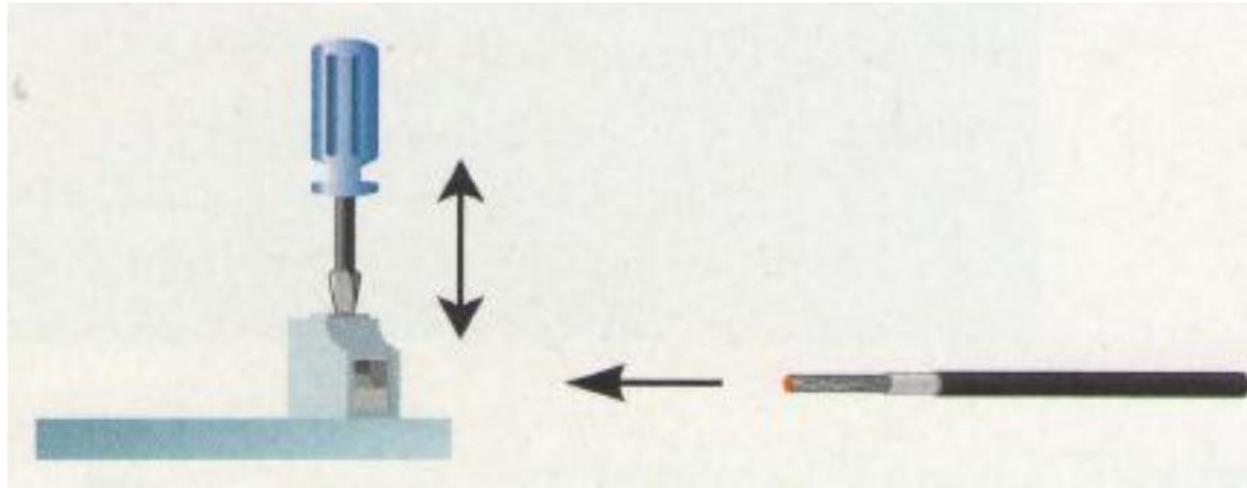


*Bornes à vis (raccordement à l'aide d'une cosse)*

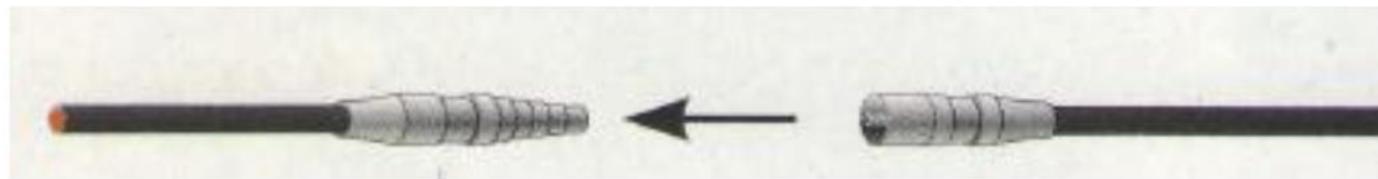


*Liaison vissées (raccordement à l'aide d'une cosse)*





*Bornes à ressort (raccordement à l'aide des d'embouts)*



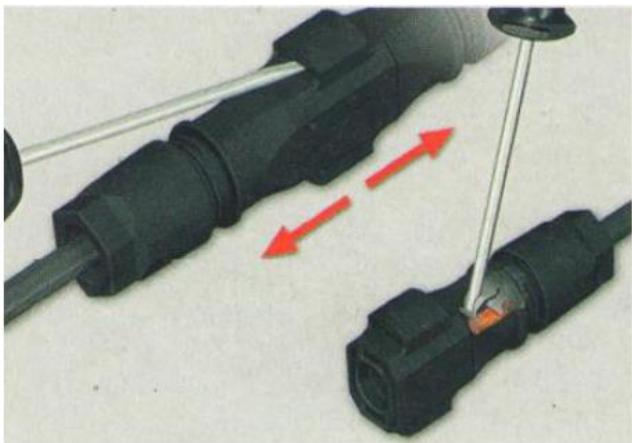
*Connecteur à protection des contacts pour les lignes des modules PV.*



Connecteur à protection  
des contacts.



Adaptateur de câble



Liaison PV à protection des contacts  
pour montage sans outil spécial

## □ Ligne de raccordement de courant alternatif (CA)

- La ligne de raccordement du courant alternatif relie l'onduleur au réseau électrique par le biais du dispositif de protection.
- Dans le cas des onduleurs triphasés, le raccordement au réseau basse tension s'effectue avec câble à cinq conducteurs.
- Les onduleurs monophasés nécessitent un câble à trois conducteurs.



*Câble de raccordement CA d'une installation PV*

## Matériel d'installation

Les lignes et les câbles doivent être posés en utilisant des matériels de fixation appropriés :

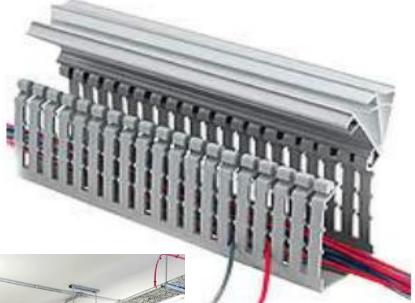
Tube de protection ,



Tube annelé,



Chemin de câble,



Colliers de câblage



Clips de câblage



Cavaliers à clou.



## □ Interrupteur général à courant continu (CC)

Il est nécessaire de pouvoir déconnecter l'onduleur du générateur PV en cas de défaut, mais aussi pour les opérations d'entretien ou de réparation.



*Interrupteur-sectionneur photovoltaïque C60 NA-DC 1000  
VDC 50 A 2P*



*Compact NSX200 NA DC PV - inter sectionneur CC  
photovoltaïque - 4P - 200A*

## □ Dispositifs de protection côté CA

### ➤ Disjoncteur de ligne

- ✓ Un disjoncteur est un dispositif électromécanique de protection dont la fonction est d'interrompre automatiquement le courant électrique en cas d'incident sur un circuit électrique.
- ✓ Il est capable d'interrompre un courant de surcharge ou un courant de court-circuit dans une installation, sa principale caractéristique par rapport au fusible est qu'il est réarmable.
- ✓ Le disjoncteur de ligne protège la ligne contre les dommages pouvant résulter d'un échauffement excessif provoqué par un courant très élevé.



*Disjoncteur de ligne 1 pôle 20 A*



*disjoncteur modulaire - 2P - 32A*

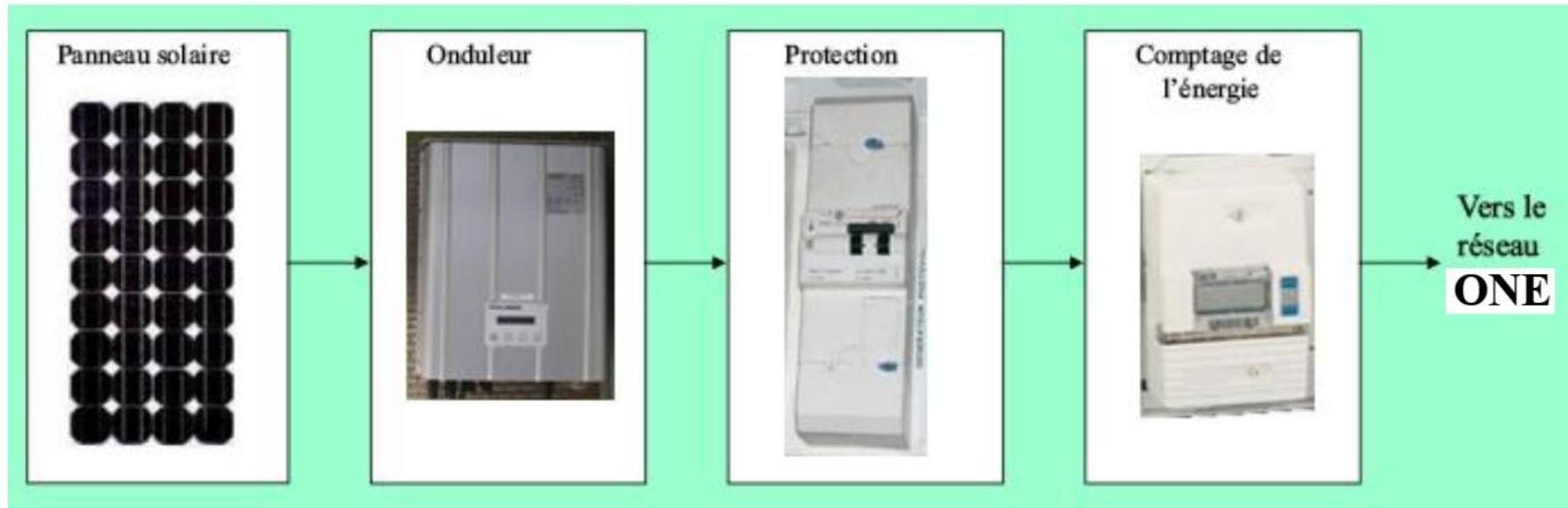
## ➤ Disjoncteur différentiel

Un disjoncteur différentiel, appelé disjonction de protection des personnes, sert à déconnecter les circuits en cas de défaut d'isolation, de court-circuit à la terre ou de courant corporel. Il surveille le courant qui circule dans les lignes aller et retour du circuit électrique. Lorsque la différence entre les deux courant est supérieure à une certaine valeur (30 mA), le disjoncteur différentiel déconnecte le circuit électrique en moins de 2 seconde.



## □ Compteur de l'énergie

Si la totalité de l'électricité solaire est injectée dans le réseau public, seul un compteur de production est alors nécessaire.



Lorsque l'installation PV est conçue pour la consommation propre et pour l'injection dans le réseau, il faut utiliser un compteur de production en plus d'un compteur d'injection.

## **Chapitre IV : Conception et dimensionnement des installations PV**

### **□ Relevé de situation et analyse de l'ombrage - Visite sur site**

Une inspection sur site est nécessaire pour pouvoir commencer la conception d'une installation PV.

Pour vérifier si le site prévu convient pour construire une installation PV, il faut tenir compte des données suivantes :

- Puissance souhaitée et consommation prévue (consommation électrique annuelle, appareils électriques, etc.),
- Contexte financier en tenant compte des aides accessibles,
- Surface utilisable de toiture, de façade ou de sol,
- Forme du toit et structure de la toiture,
- Orientation et inclinaison,

➤ Visite sur site:

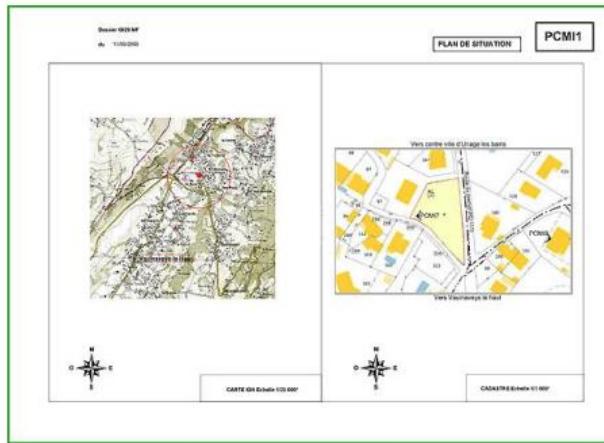
Il faut tenir compte aussi :

- ✓ Indications relatives aux ombrages,
- ✓ Emplacement possible pour le boîtier de connexion du générateur :
  - pour le dispositif de déconnexion,
  - pour le compteur, etc.
- ✓ Longueur, cheminement et type de pose de câbles,
- ✓ Accès des véhicules, notamment si des moyens supplémentaires sont nécessaires (grue, échafaudage, etc.)

## ➤ Documents et matériel nécessaires

Les documents suivants peuvent faciliter l'élaboration du projet :

- ✓ Plan de situation de la maison pour déterminer l'orientation,
- ✓ Plan de construction de la maison pour déterminer l'inclinaison du toit, la surface utilisable et les longueurs des câbles,
- ✓ Photographies du toit et de l'emplacement du compteur.

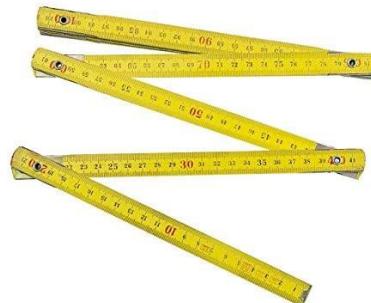


Il est utile aussi de disposer du matériel suivant lors de la visite sur site :

✓ Boussole et Clinomètre,



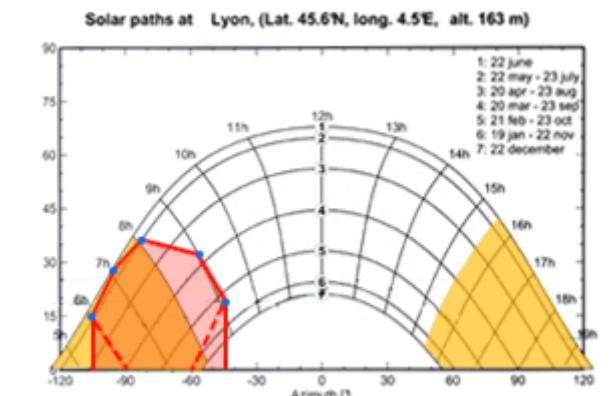
✓ Pantomètre pour déterminer l'inclinaison du toit,



✓ Mètre pliant et ruban de mesure,



✓ Appareil photo,



✓ Analyseur d'ombre ou diagramme de la trajectoire solaire sur film.

## □ Analyse de l'ombrage

Une ombre sur une installation PV à beaucoup plus de répercussions sur la productivité solaire que dans le cas des installations thermiques solaires (Pour les PV, les pertes de productivité annuelle sont de l'ordre de 5 à 10%).

Les ombrages peuvent être classés en catégories :



## □ Types d'ombrage d'une installation PV:

Les ombres sont provoquées par des obstacles (des masques) qui empêchent le rayonnement solaire d'atteindre le module photovoltaïque.

- ✓ Il est nécessaire d'évaluer précisément les pertes induites par ces ombrages
- *On distingue deux types d'ombrages :*
- ✓ Le masque proche correspond à l'ensemble des obstacles proches : arbre, câble électrique, bâtiment voisin, etc.
- ✓ Le masque lointain correspond aux obstacles lointains qui se trouvent à l'horizon, c'est-à-dire les montagnes, les collines, etc.

## □ Analyse de l'ombrage

➤ **Les ombrages temporaires**, provoqués, par exemple, par :

- ✓ la neige,
- ✓ les feuilles,
- ✓ les salissures,etc,...



Il convient de nettoyer les modules lorsqu'ils sont encrassés par les salissures et par les fientes d'oiseaux.

- **Les ombrages liés au site**, résultant de l'environnement du bâtiment : les bâtiments voisins, les immeubles en hauteur qui se trouvent plus loin, les arbres (il faut tenir compte que les arbres poussent et que avec les années leurs ombres peuvent affecter l'installation).



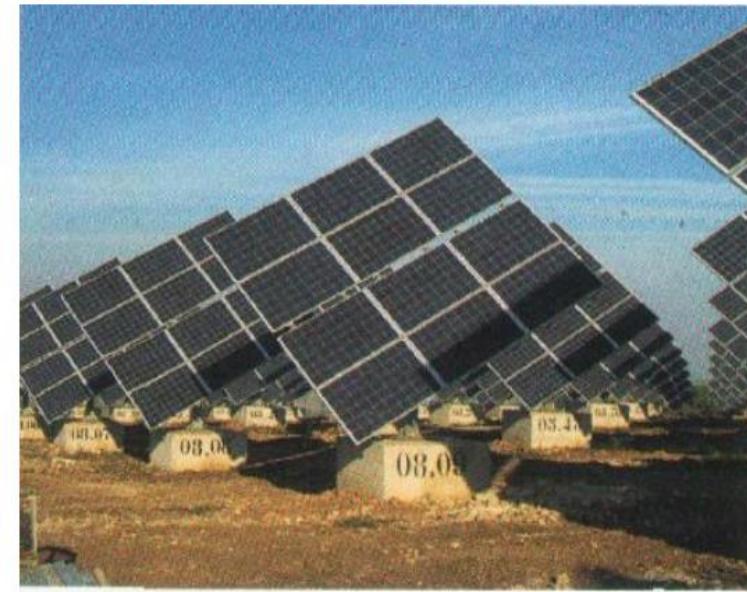
## ➤ Les ombrages liés au bâtiment :

sont des ombres provoquées par les éléments appartenant au même bâtiment :

- ✓ Cheminée,
- ✓ Antenne,
- ✓ Paratonnerre (qui empêche la foudre de tomber),
- ✓ Antenne parabolique,
- ✓ Avancée de toiture ou de façade, etc.

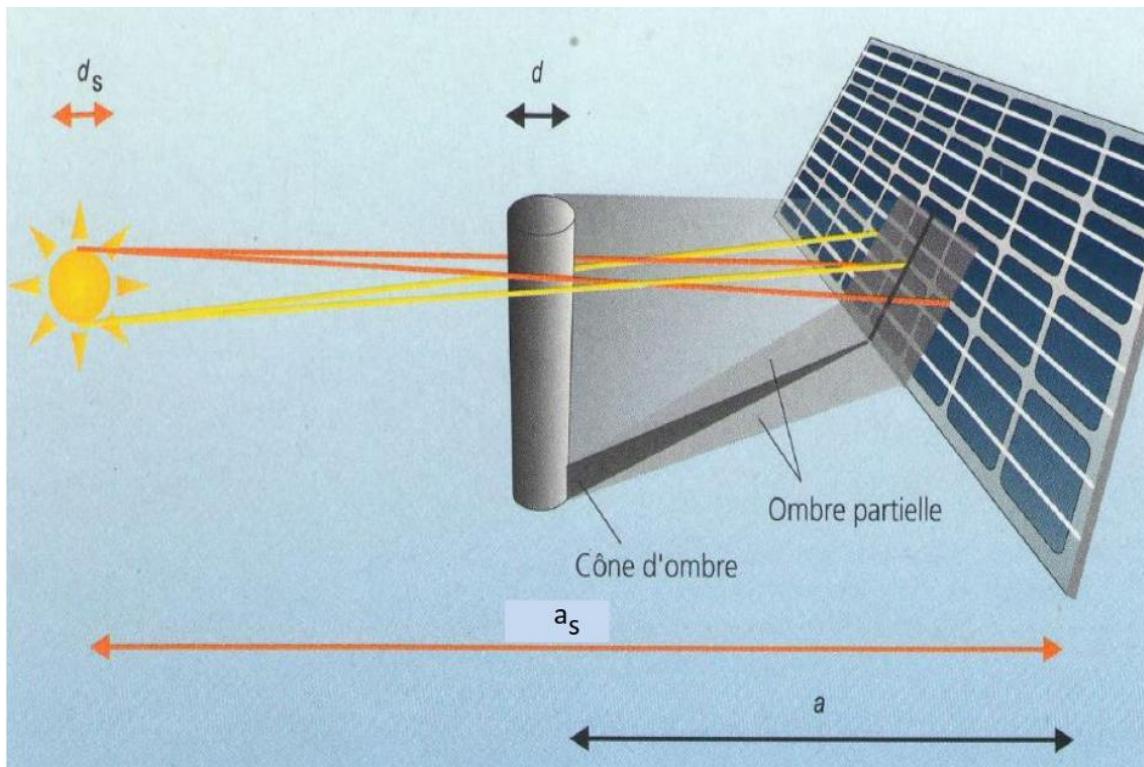


- **Les ombrages spécifiques des modules** se produisent sur les installations (montées sur bâti ou sur les systèmes à poursuite) en raison de la rangée de modules située à l'avant ou en raison des unités de poursuite voisines.
- ✓ Une réduction des pertes liées à l'ombrage est possible en optimisant l'angle d'inclinaison et les écarts entre les rangées de modules ou entre les unités de poursuite.



## □ Espacement optimal entre un module et un objet:

**Les ombrages de proximité :** Plus l'objet projetant une ombre est proche, plus l'ombre est sombre (cône d'ombre) et réduisant l'énergie irradiée de 60 à 80%. Alors que cette réduction est de moitié dans le cas de l'ombre partielle.



$$a_{opti} = \frac{(a_s + a_{opti}) \times d}{d_s}$$

## □ Espacement optimal entre un objet et un module PV

L'espacement optimal entre l'objet et les module est déterminé comme suit :

$$a_{opti} = \frac{(a_s + a_{opti}) \times d}{d_s}$$

devient :

$$a_{opti} \approx \frac{a_s \times d}{d_s}$$

comme  $a_{opti} \ll a_s$

avec

$a_s$  - distance Terre - soleil :

$a_s = 150$  millions de km

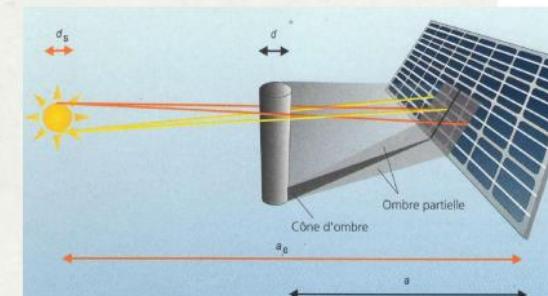
$d_s$  - diamètre du soleil :

$d_s = 1,39$  million de km

il en résulte :

$$a_{opti} = \frac{a_s \times d}{d_s} = 108 \times d$$

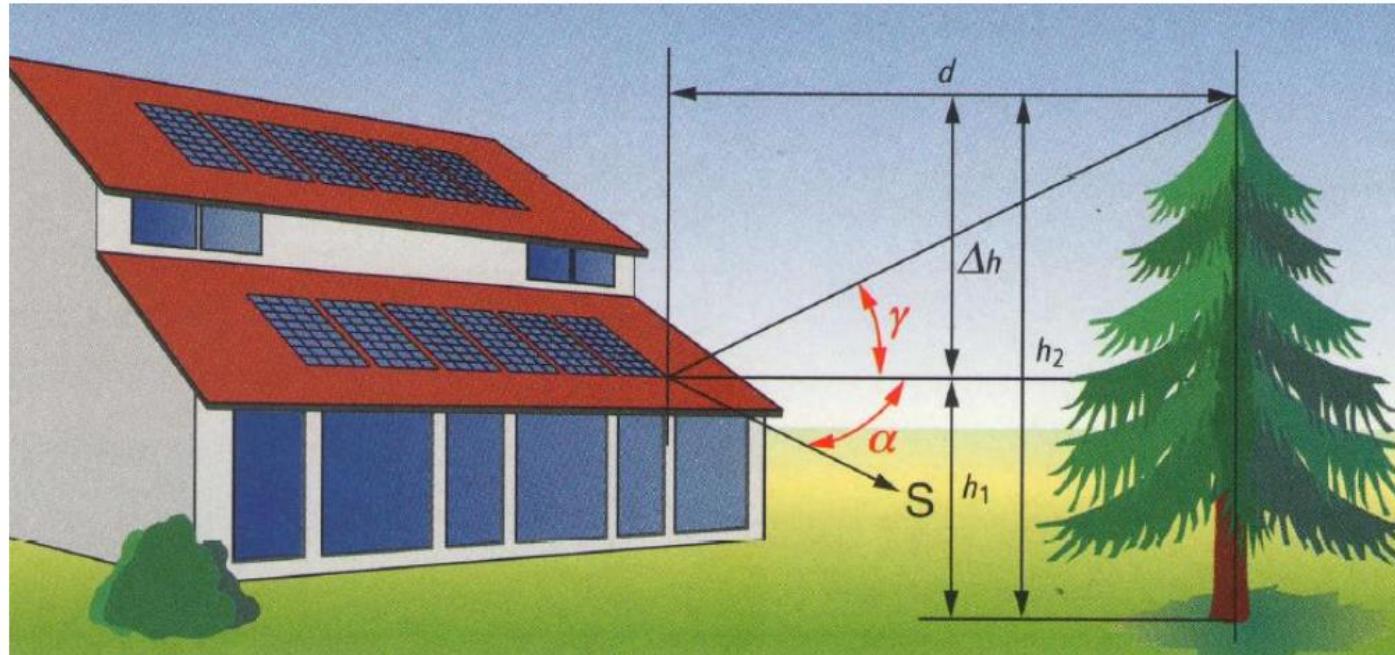
Ainsi, une ligne aérienne ayant un diamètre  $d = 5$  cm, par exemple, doit être éloignée d'au moins 5,4 mètres pour qu'aucun cône d'ombre ne soit projeté sur les modules.



## □ Détermination de la hauteur et de l'angle d'azimut d'un objet

Le tracé de l'ombre due à l'environnement, à un point donné de l'installation, peut être effectué avec :

- ✓ Un analyseur d'ombre (appareil photo numérique et logiciel spécifique),
- ✓ Diagramme de la trajectoire solaire sur film,
- ✓ Plan de situation et diagramme de la trajectoire solaire.
- ✓ La mesure de l'azimut et de la hauteur

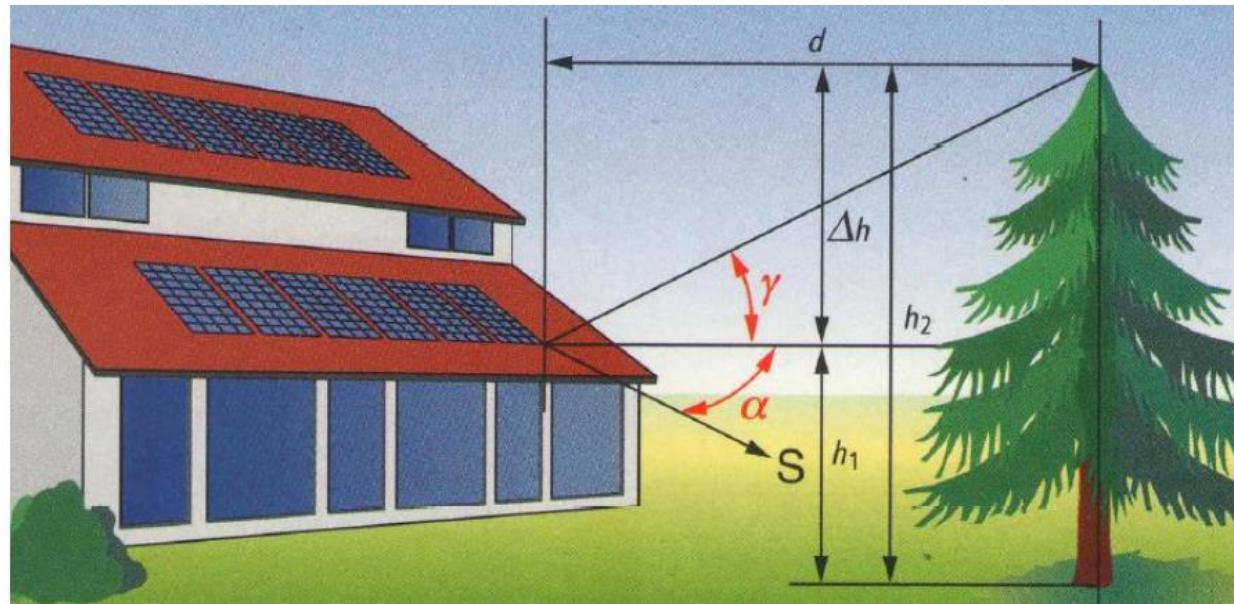


*Pour des installations de grande taille, il convient de réaliser ce tracé à partir de plusieurs points de l'installation.*

L'angle de hauteur  $\gamma$  est calculé à partir de la différence ( $\Delta h$ ) entre la hauteur de l'installation PV  $h_1$ , et la hauteur de l'objet projetant une ombre  $h_2$ , et de sa distance d.

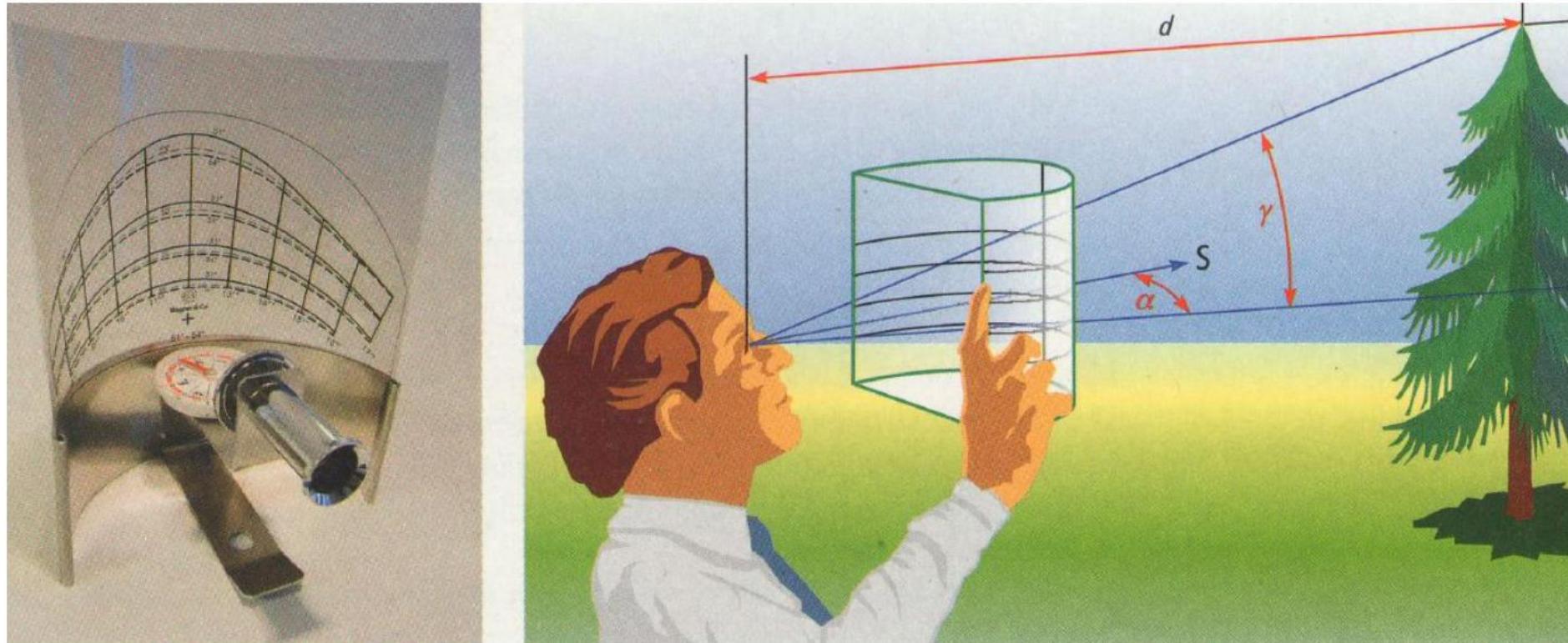
$$\tan \gamma = -\frac{h_2 - h_1}{d} \rightarrow \gamma = \arctan \left( \frac{h_2 - h_1}{d} \right) = \arctan \left( \frac{\Delta h}{d} \right)$$

La détermination de l'angle de hauteur est effectuée pour tous les obstacles présents dans l'environnement proche de l'installation solaire. Il faut à cet effet connaître la hauteur et la distance de chacun des objets par rapport à la position de l'observateur.



## □ Détermination de la hauteur et de l'angle d'azimut d'un objet à l'aide du diagramme de la trajectoire solaire sur film

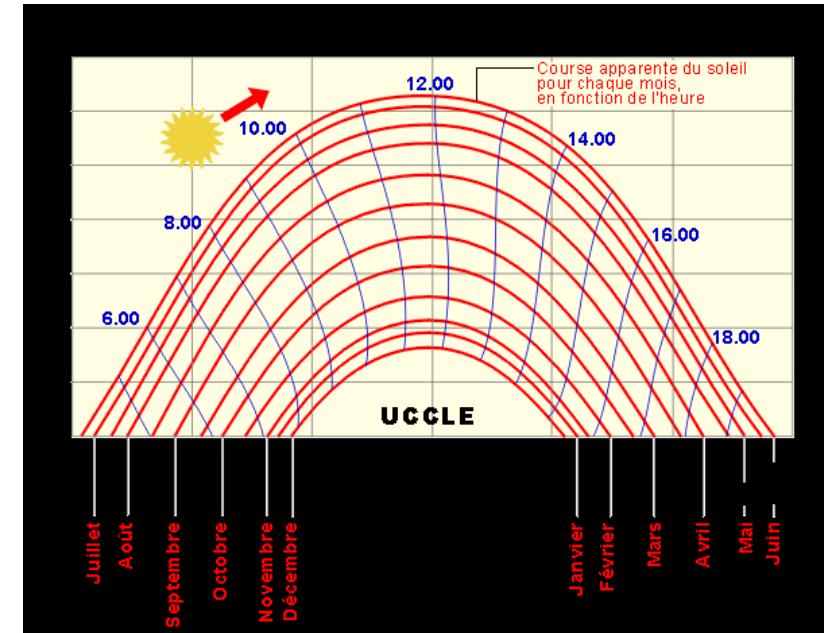
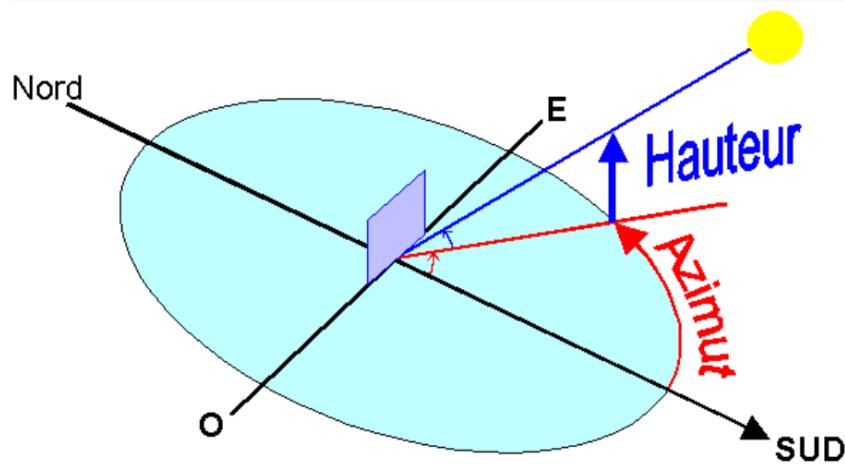
Diagramme de la trajectoire solaire (graphe de la course du soleil) sur film transparent.



Il est aussi possible d'analyser l'ombrage à l'aide des logiciels.

## □ Méthode de détermination du graphe de la course du soleil (diagramme de la trajectoire solaire).

La position du soleil dans le ciel est entièrement déterminée par la mesure de l'azimut et la hauteur du soleil.



*Le graphe de la course du soleil (diagramme solaire) représente donc l'ensemble des couple ( $A_Z$  ;  $H$ ) correspondant à la position du soleil dans le ciel.*

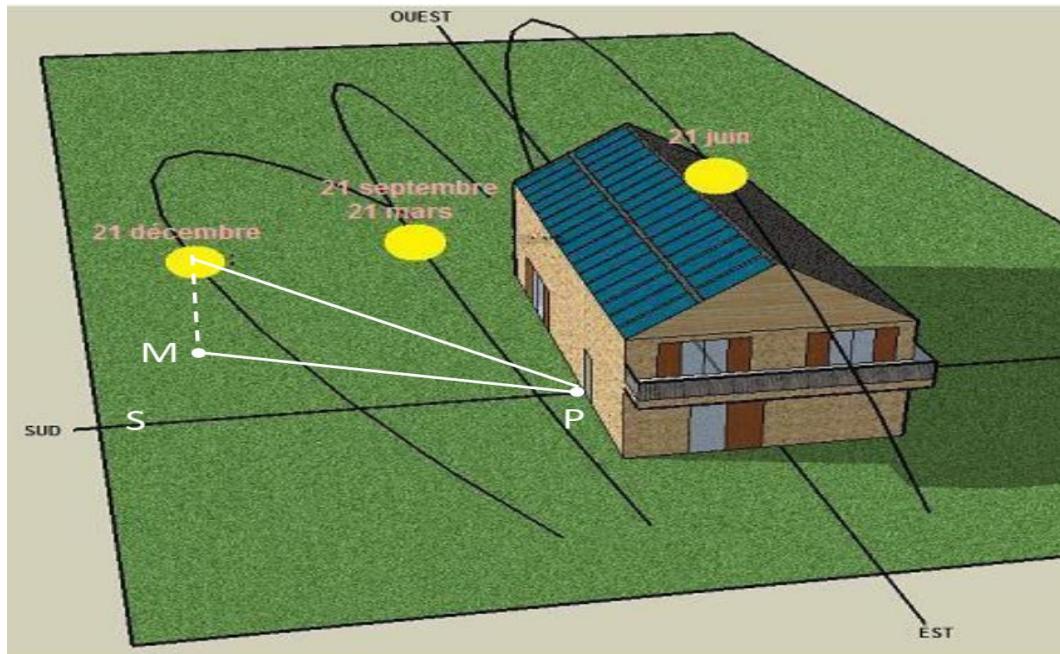
## Azimut et hauteur du soleil

L'azimut représente l'angle entre la demi droite [PS) et la demi-droite [PM).

La hauteur représente l'angle entre la demi droite [PM) et la demi droite partant du point P en direction du soleil dans le ciel .

L'azimut et la hauteur s'expriment en °.

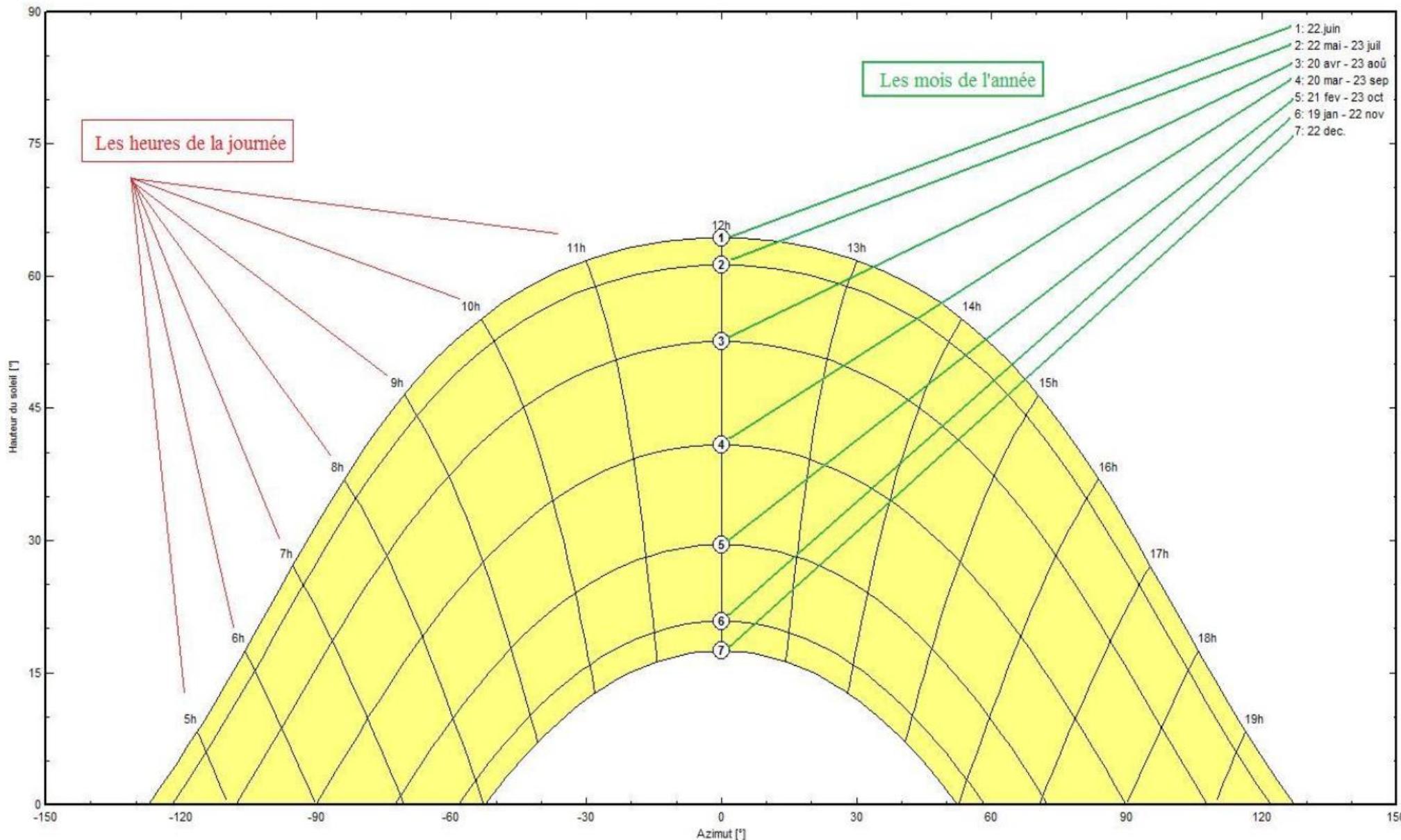
L'azimut solaire est négatif le matin (direction Est), nul à midi et positif l'après-midi (direction Ouest).



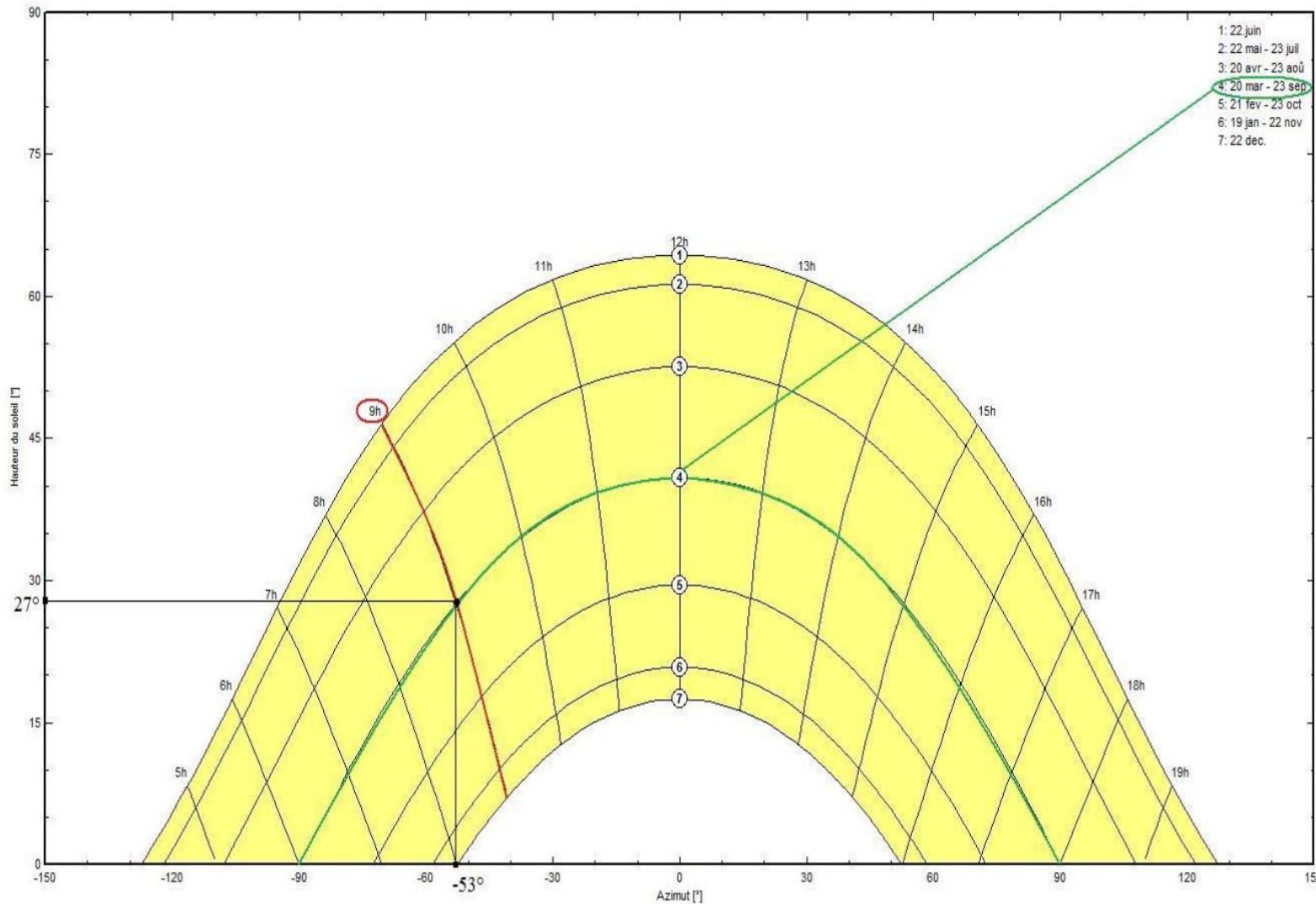
## □ Graphe de la course du soleil (diagramme de la trajectoire solaire)

- ✓ Le graphe de la course du soleil représente la position du soleil dans le ciel à toute heure de la journée (de janvier à décembre).
- ✓ Ce graphe de la course du soleil s'obtient à partir des valeurs de l'azimut et de la hauteur correspondant à la position du soleil dans le ciel.
- ✓ Dans le graphe de la course du soleil, l'heure indiquée est l'heure solaire, et non-pas l'heure légale.
- ✓ Au Maroc, en été, l'heure légale est en avance d'une heure par rapport à l'heure solaire.

## ❑ Exemple : Graphe de la course du soleil à Paris



## Exemple : Déterminer la position du soleil le 20 mars à 9 heures

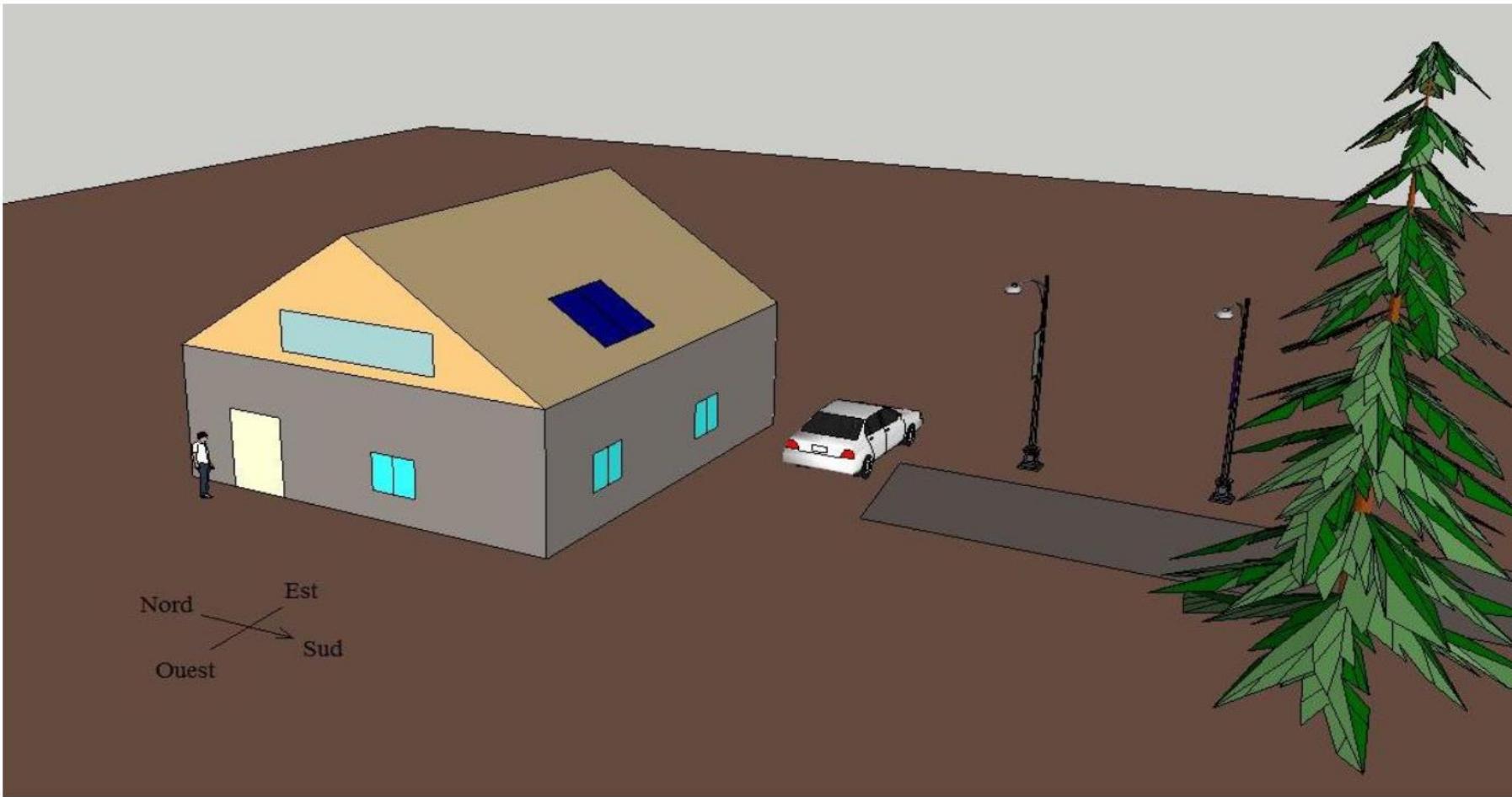


*L'azimut du soleil est donc de  $-53^\circ$  et sa hauteur est de  $27^\circ$ .*

## □ Détermination expérimentale de la hauteur et de l'angle d'azimut d'un objet

- ✓ Afin d'évaluer les pertes induites par les ombrages, Il est nécessaire d'effectuer un relevé de ces ombrages en déterminant les heures de la journée et la période de l'année pendant lesquelles le module solaire est à l'ombre.
- ✓ Ce relevé se réalise en notant pour chaque obstacle (objet), son azimut ainsi que sa hauteur.
- ✓ L'azimut et la hauteur sont ensuite reportés sur le graphe de la course du soleil.

**□ Exemple comment reporter les obstacles sur le graphe de la course du soleil.**



On veut savoir à quelles périodes de l'année et de la journée les deux objets (arbre + lampadaires) vont faire de l'ombre aux modules solaires photovoltaïques placés sur la toiture de la maison.

## Les outils nécessaires pour réaliser cette étape

- ✓ Une boussole, qui va permettre de mesurer l'azimut d'un point.
- ✓ Un clinomètre (inclinomètre), qui est un appareil destiné à mesurer les angles par rapport à la ligne horizontale.



Ce clinomètre va permettre donc de mesure la hauteur d'un point.

- ✓ Ce relevé doit se faire au niveau des modules photovoltaïques. Il faut donc monter sur le toit à l'endroit où les modules photovoltaïques vont être posés.

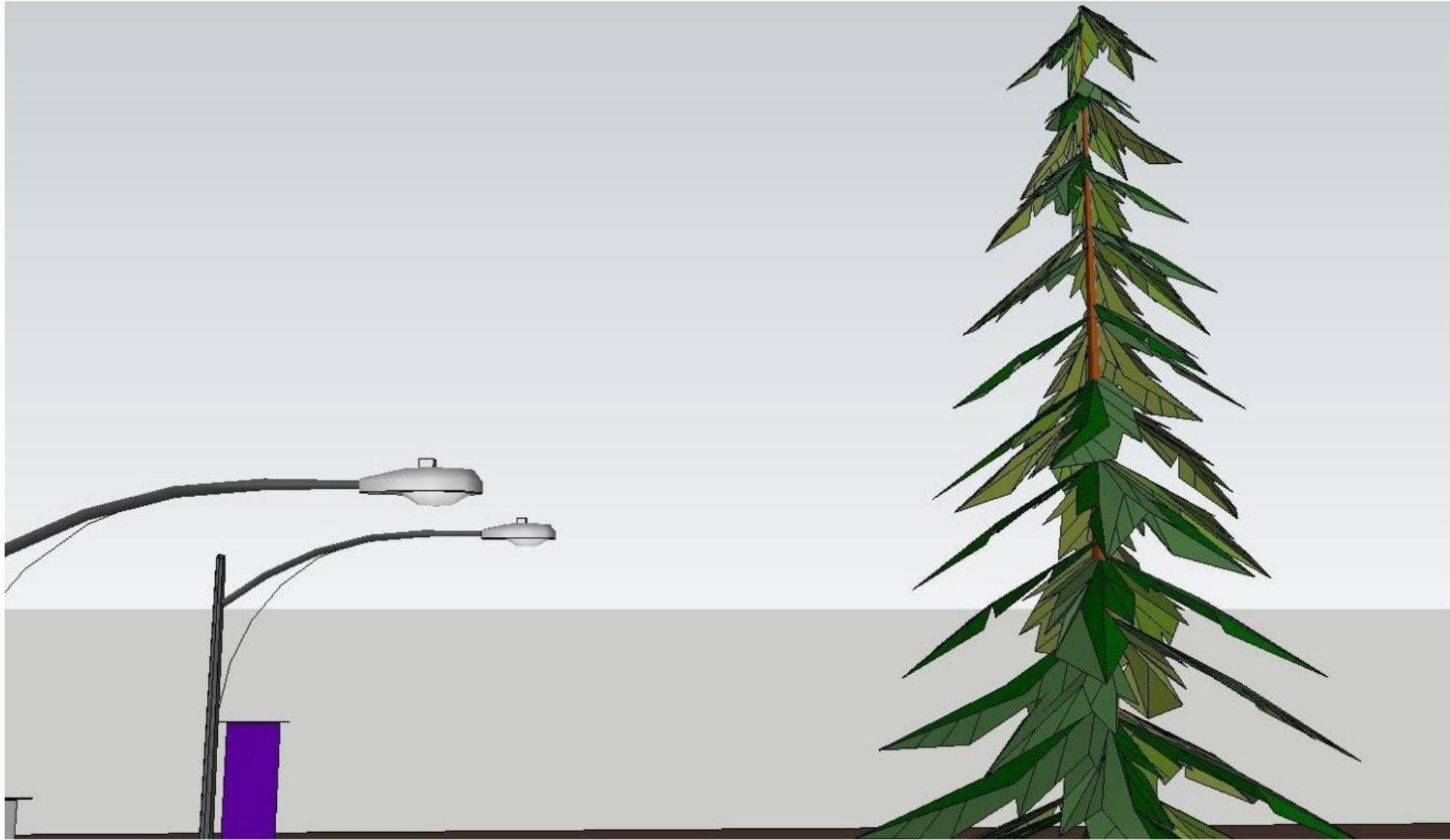


## Position pour réaliser les mesures

Une fois qu'on se situe au point où les modules photovoltaïques vont être posés, on se place face au sud (Utilisation de la boussole).

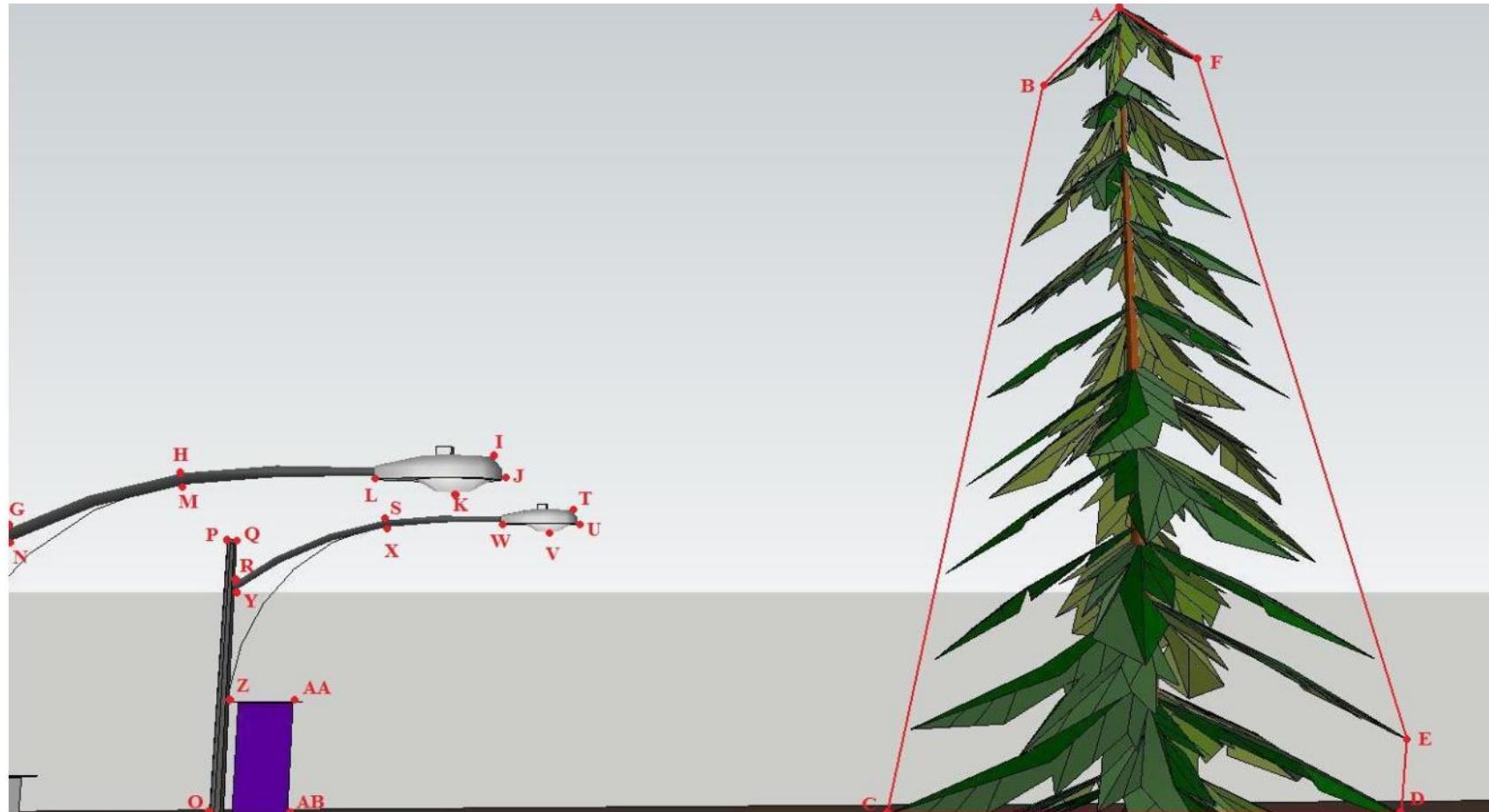


Depuis cette position, voici ce qu'on pourrait voir :



## □ Points caractéristiques de la géométrie des obstacles

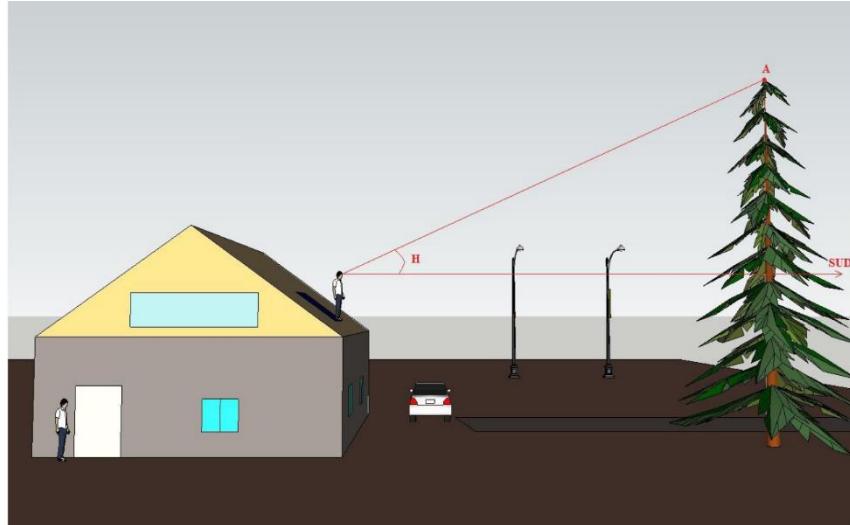
Par exemple, pour l'arbre, on peut définir 6 points caractéristiques de sa géométrie. De même pour les lampadaires, on définit des points caractéristiques de leur géométrie.



## Report des points caractéristiques sur le graphe de la course solaire

La suite consiste à reporter ces points sur le graphe de la course solaire.

On mesure l'azimut avec la boussole et la hauteur avec le clinomètre.



*Par exemple, la hauteur du point A est l'angle noté H.*

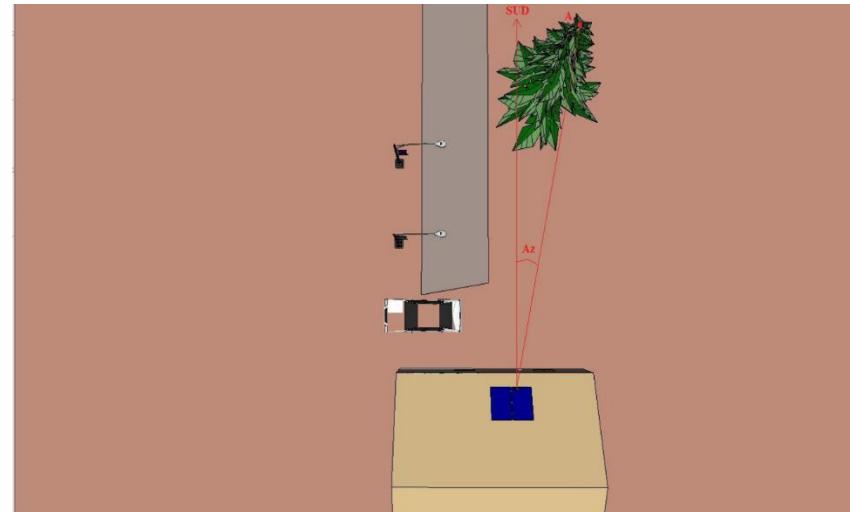
Nous montons sur le toit à l'endroit où les modules photovoltaïques vont être posés. Le point A est l'endroit où les mesures doivent être faites.

Une fois qu'on se situe au niveau du point A, on se place face au sud. Pour cela, on utilise la boussole qui nous indique la direction du sud.

## ➤ 2<sup>ème</sup> étape :reporter les points caractéristiques sur le graphe de la course du soleil

On mesure l'azimut et la hauteur de chacun des points caractéristiques définis précédemment. L'azimut se mesure avec la boussole et la hauteur avec le clinomètre.

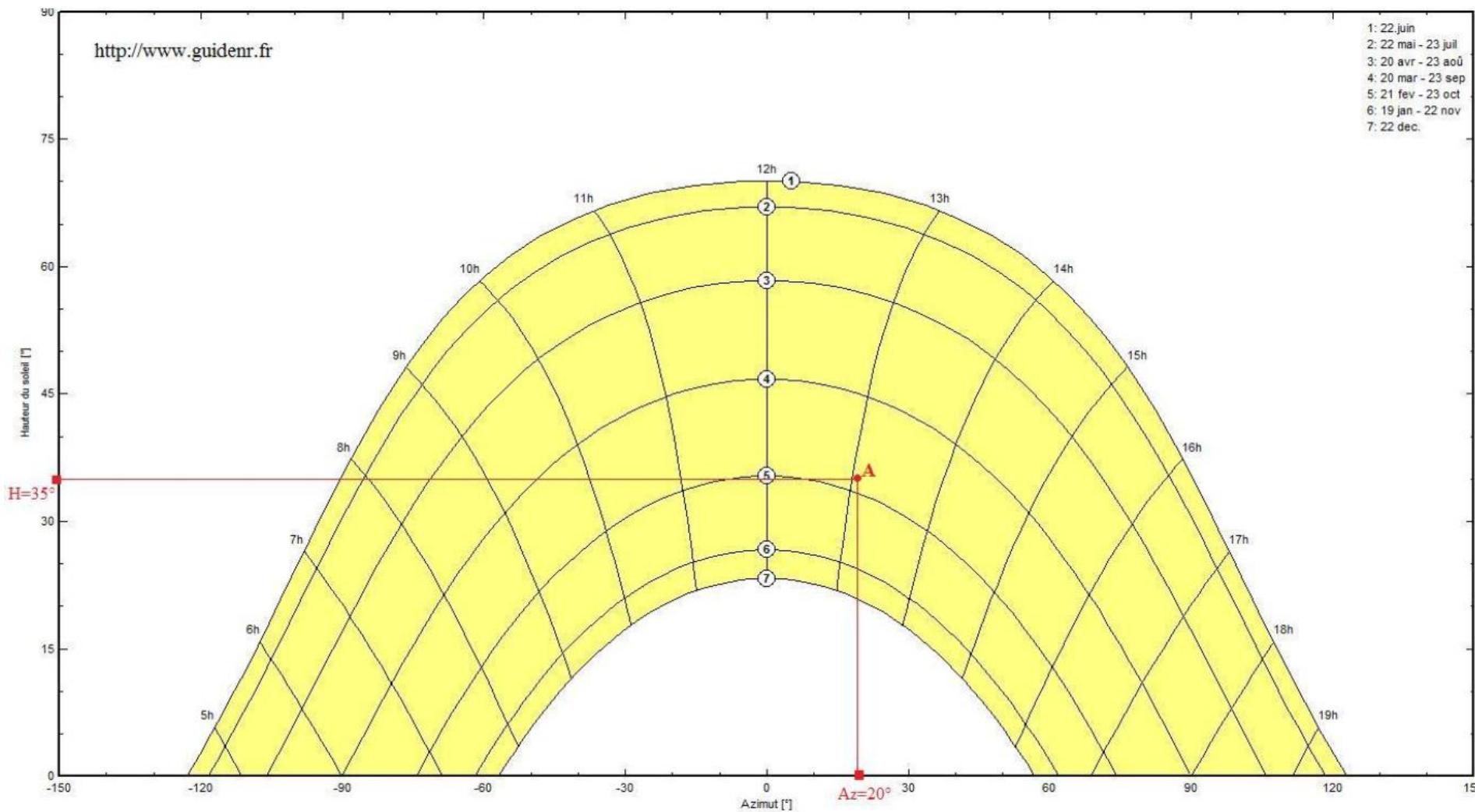
### ✓ *Exemple pour mesurer de la hauteur d'un arbre avec le clinomètre*



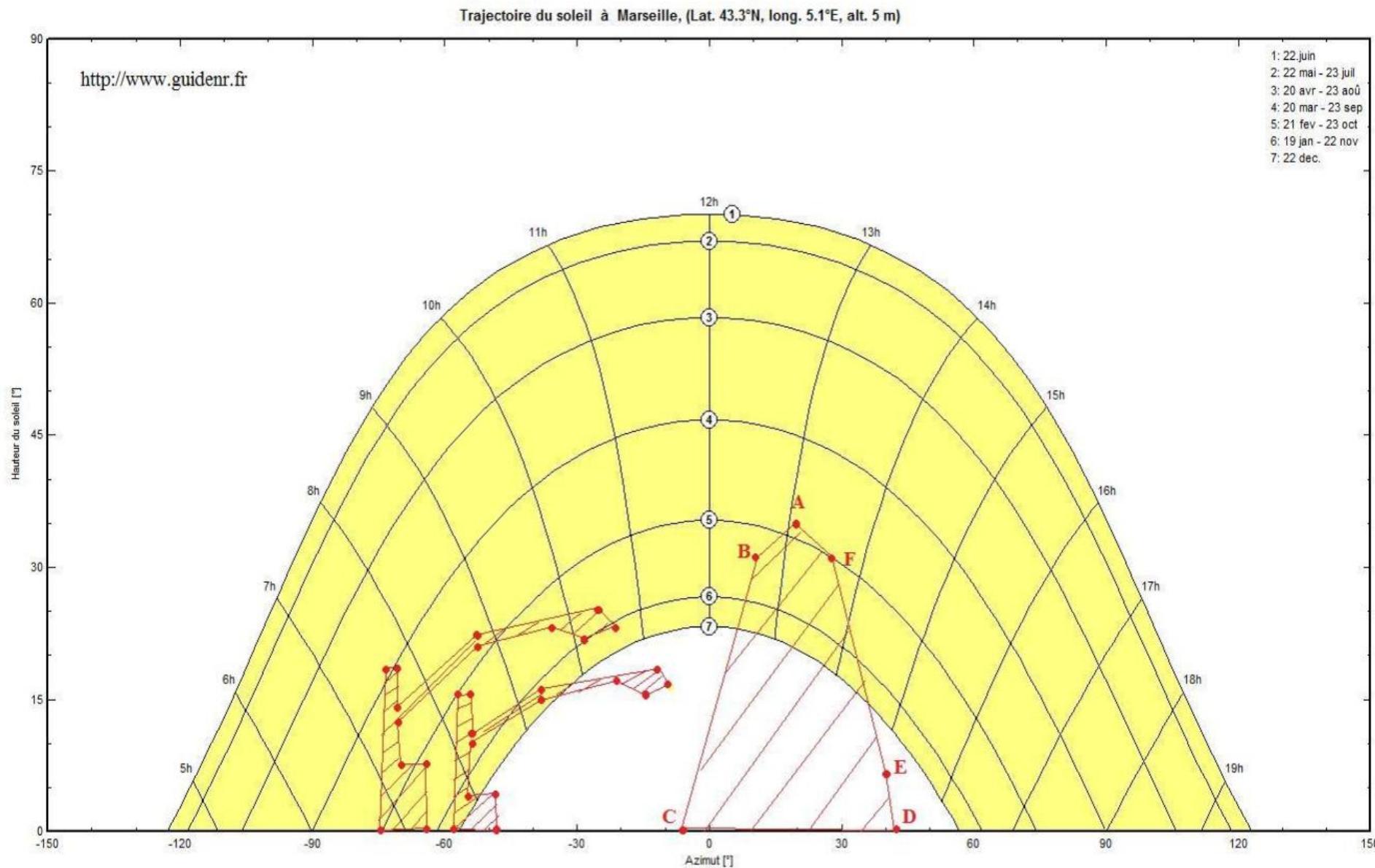
L'azimut du point A est l'angle noté  $A_z$ .

Ensuite, nous allons reporter les points sur le graphe de la course du soleil, sachant que l'axe des abscisses de ce graphe représente l'azimut et l'axe des ordonnées représente la hauteur.

La mesure de l'azimut et de la hauteur est à effectuer pour tous les points définis précédemment. Ensuite, il suffit de reporter les points sur le graphe de la course du soleil. Exemple :  $A_z=20^\circ$  et  $H = 35^\circ$ .

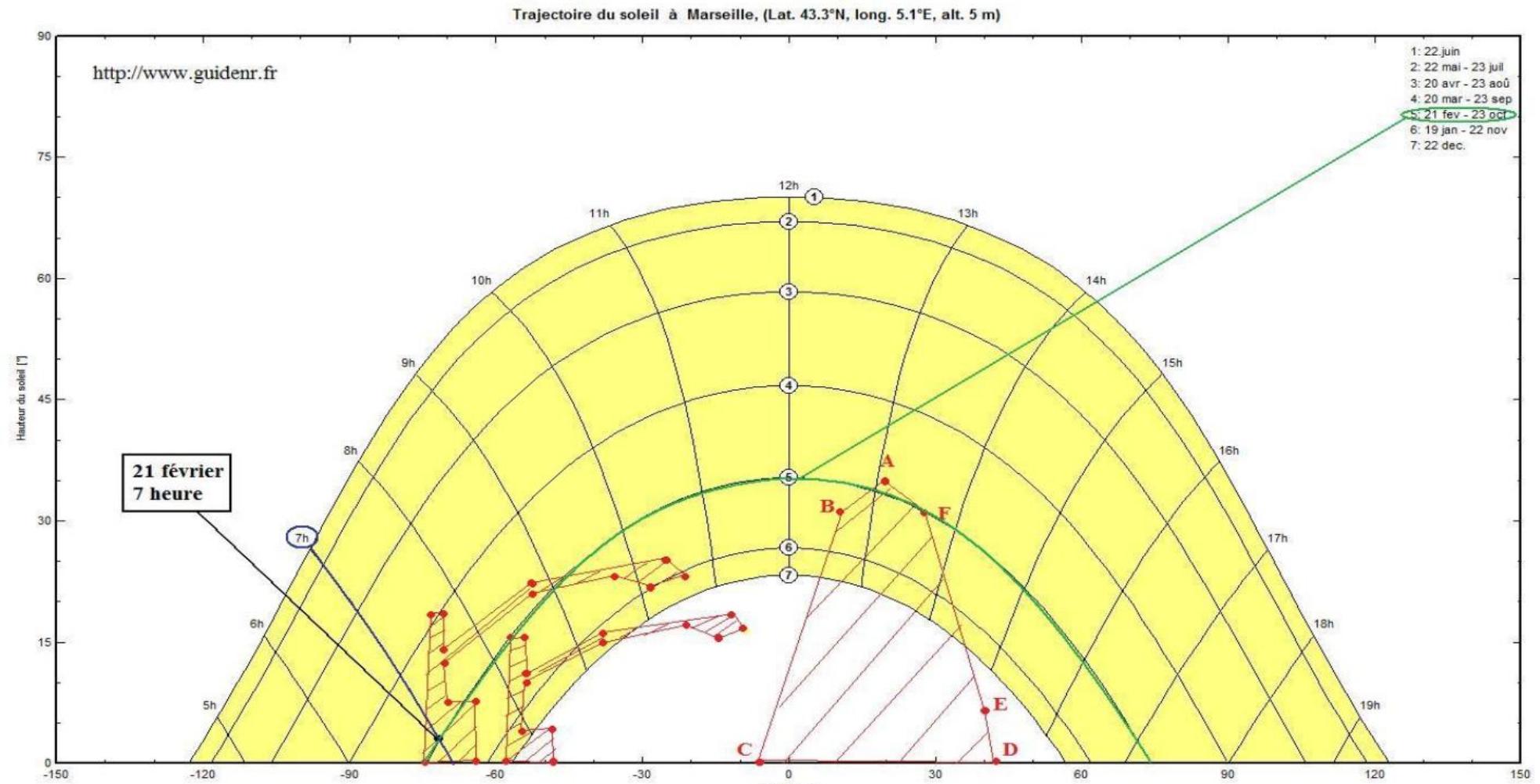


On reporte ensuite tous les autres points sur le graphe de la course du soleil :

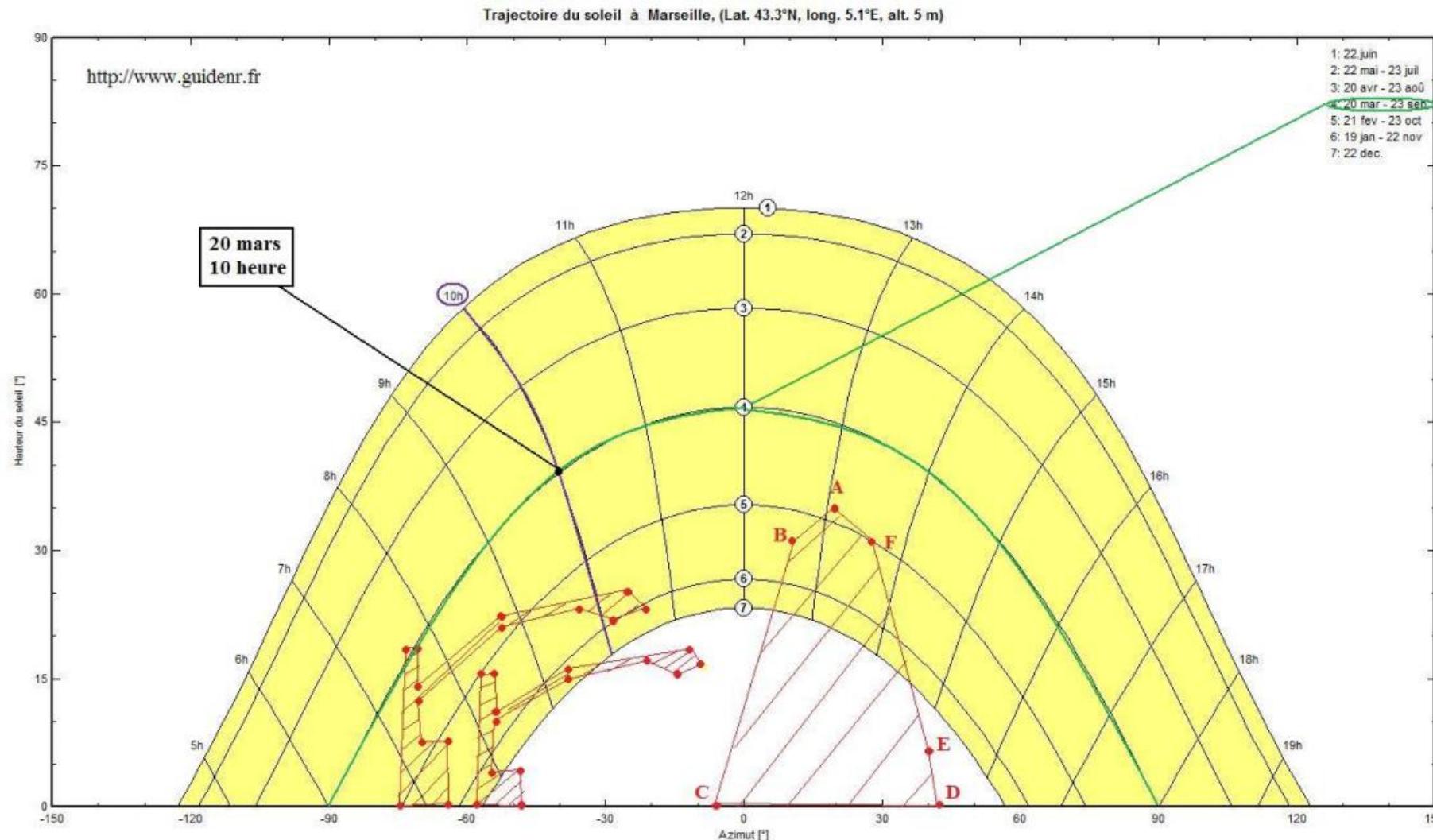


L'intersection entre la zone hachurée (en rouge) et la course du soleil correspond aux périodes pendant lesquelles les modules sont à l'ombre.

- ✓ Le 21 février à 7 heure (heure solaire), les modules seront à l'ombre, car à cet instant, le soleil est dans la zone rouge hachurée :



- ✓ Le 20 mars à 10 heure (heure solaire), les modules ne seront pas à l'ombre, car à cet instant, le soleil n'est pas dans la zone rouge hachurée.

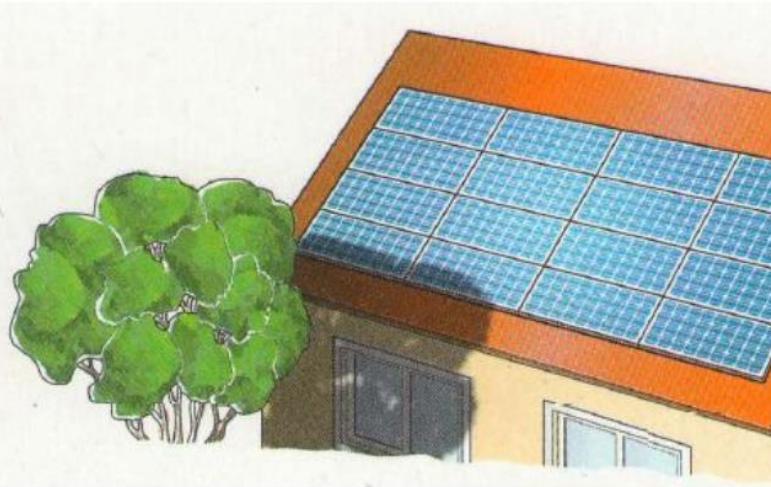
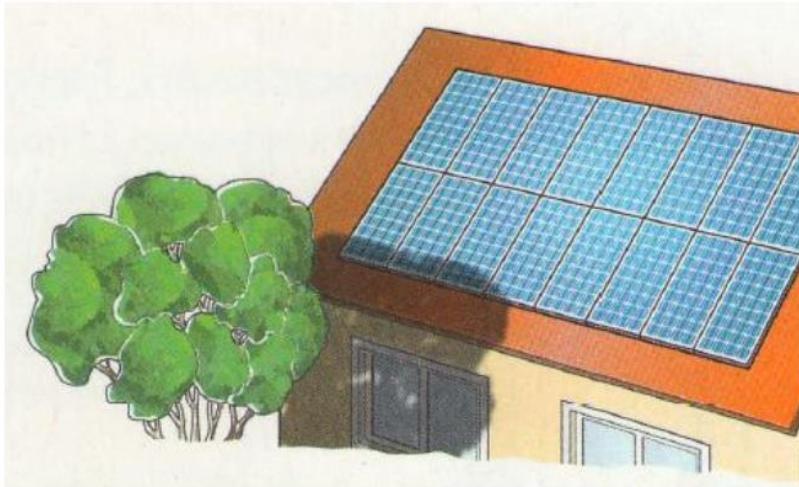


## Prise en compte de l'ombrage lors de la conception de l'installation

L'effet des ombres d'une installation PV dépend des facteurs suivants :

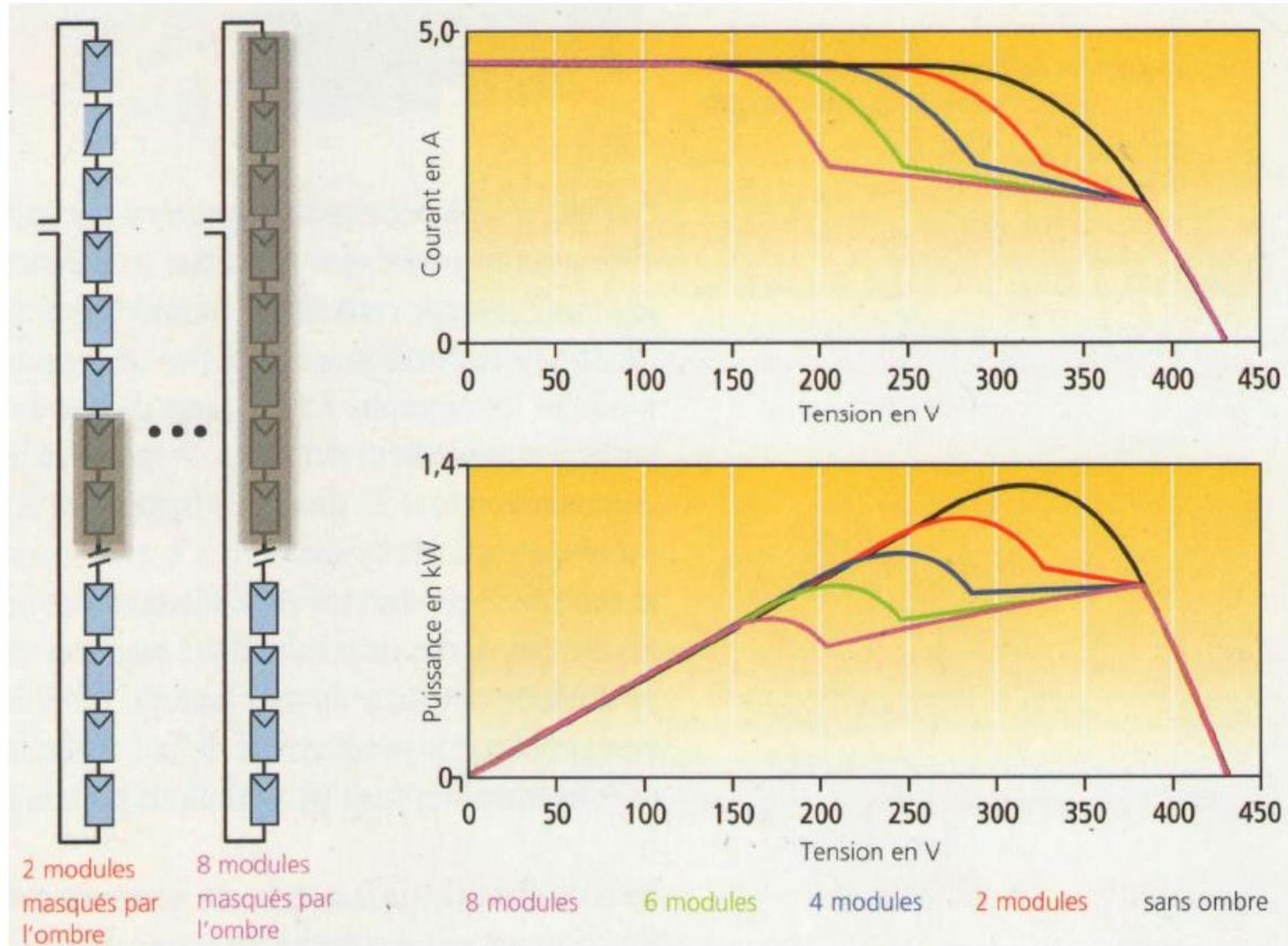
- Le nombre de modules masqués par l'ombre,
- L'interconnexion des cellules et des diodes de bypass,
- Le degré d'ombrage,
- La répartition dans l'espace et l'évolution dans le temps de l'ombrage,
- La connexion du générateur,
- La conception des onduleurs.

## □ Ombrage sur un montage vertical/horizontal des modules

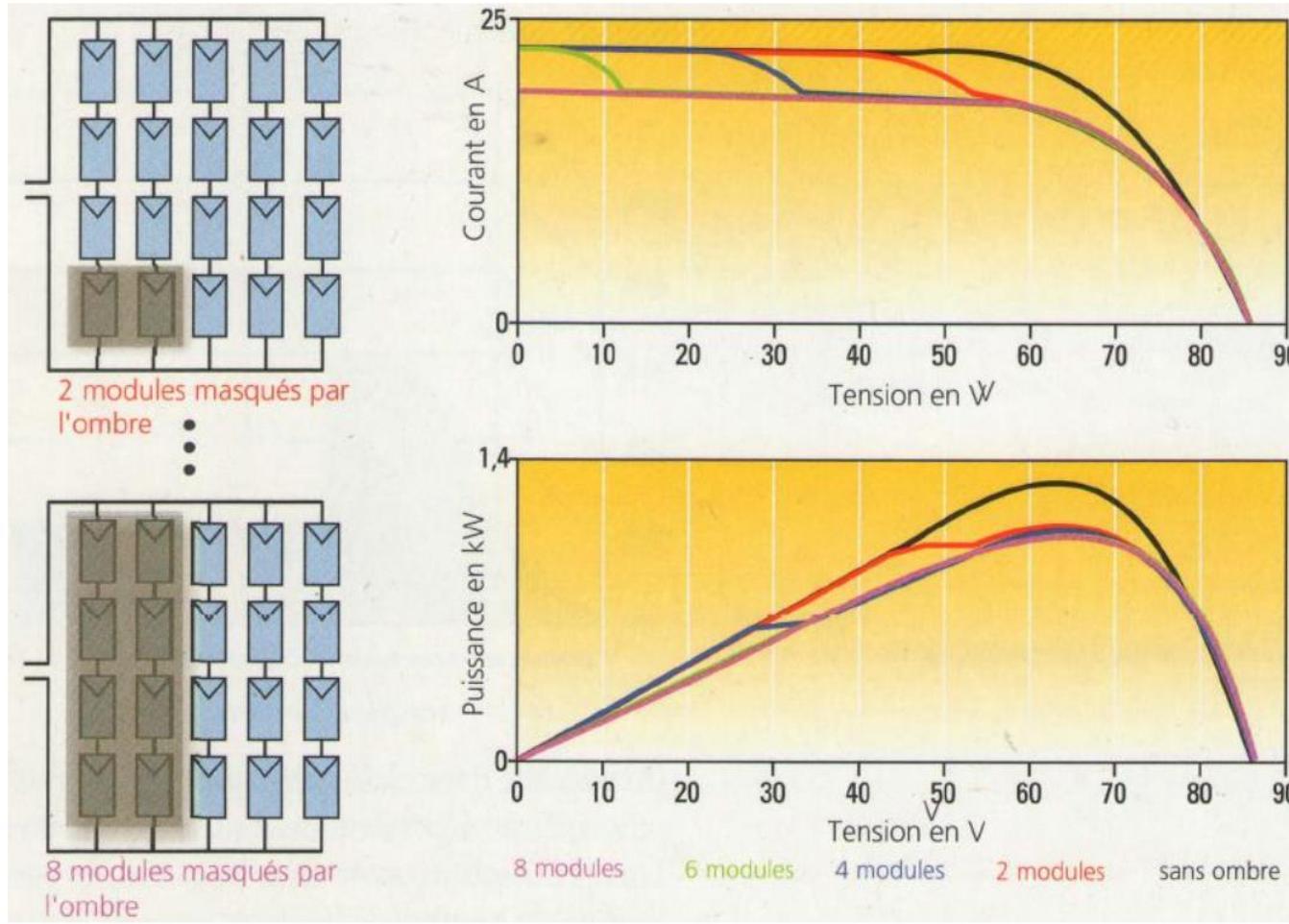


- **Montage vertical** : les cellules de 4 modules sont masquées par l'ombre.
- **Montage horizontal** : les cellules uniquement de 2 modules sont masquées par l'ombre

## □ Ombrage dans le cas de branchement en série des modules



## □ Ombrage dans le cas de branchement en parallèle des modules



Etude en fonction du nombre de modules masqués dans les mêmes branches

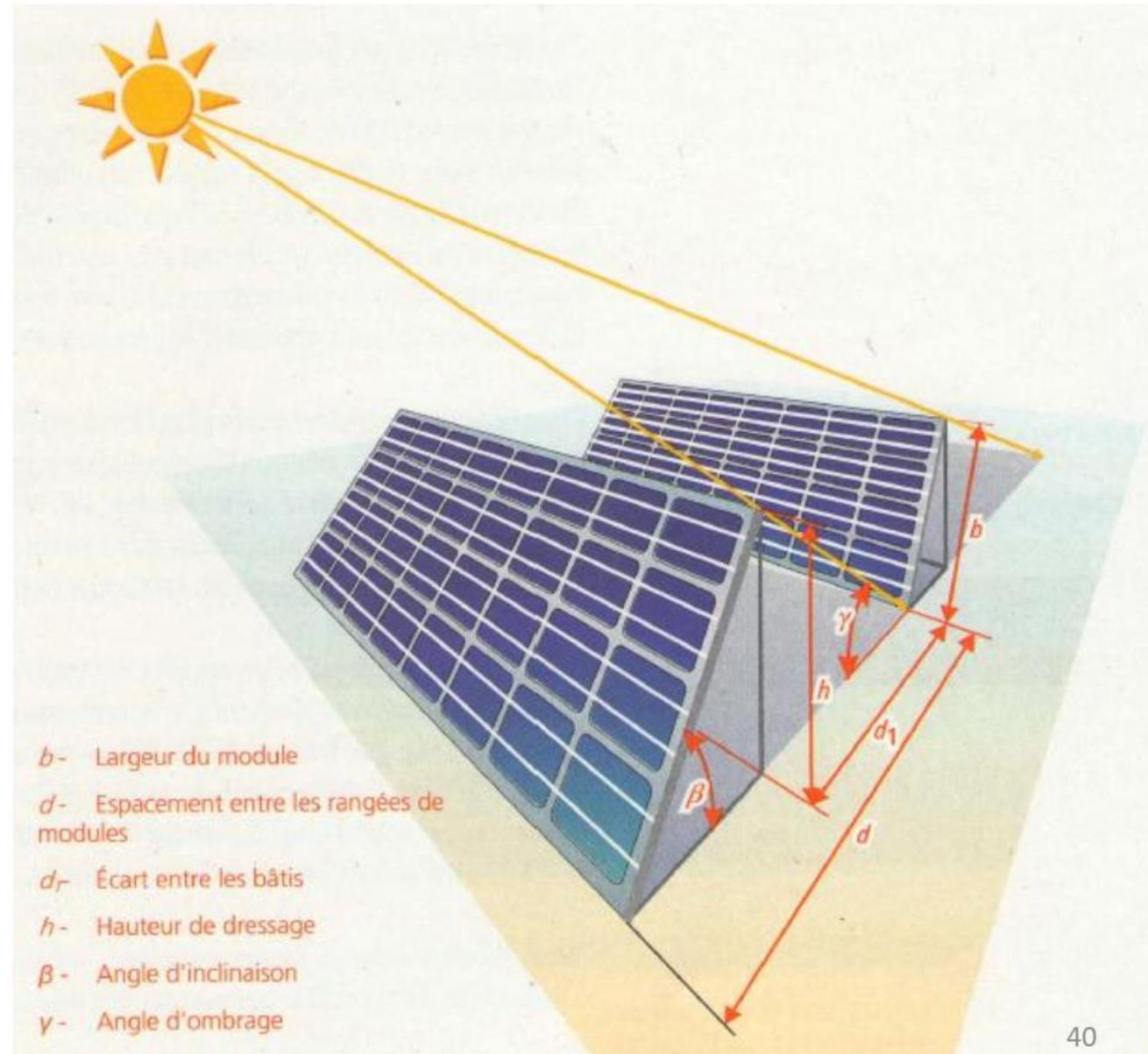
## □ Ombrage dans le cas des installations solaires montées sur châssis

L'angle d'inclinaison choisi est en général compris entre 15° et 30°.

Le taux d'utilisation de la surface

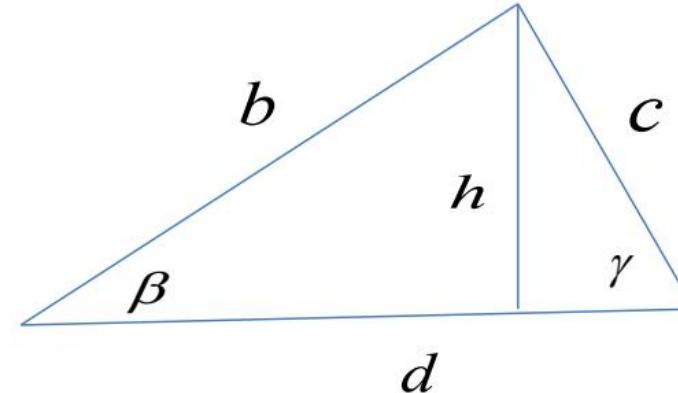
$$f = \frac{b}{d}$$

se situe entre 30 % et 45 %.

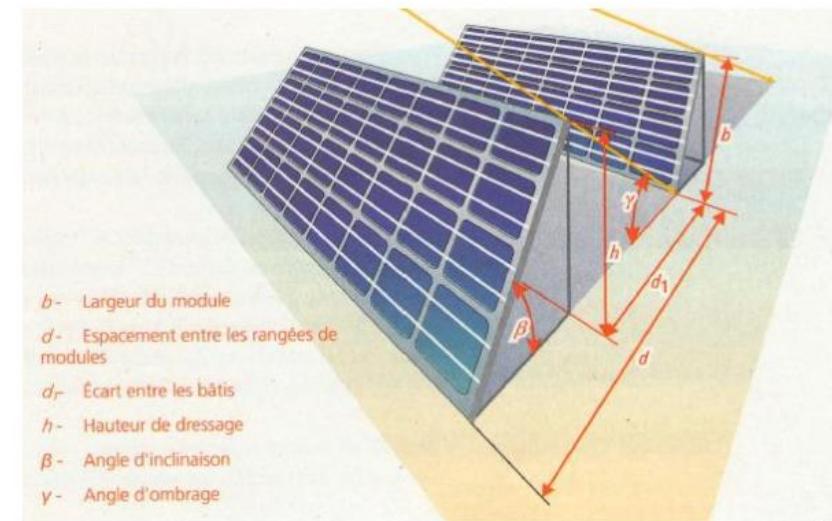


**L'espacement entre les rangées des modules dépend de la largeur des module ainsi que de l'angle d'inclinaison et de l'ombrage (relation des sinus dans un triangle quelconque):**

$$\frac{d}{\sin(\pi - \beta - \gamma)} = \frac{b}{\sin \gamma} = \frac{c}{\sin \beta}$$



$$d = b \frac{\sin(\pi - \beta - \gamma)}{\sin \gamma}$$



## Endommagement des modules par effet 'point chaud'

Quand une partie d'un groupe photovoltaïque est ombrée, cette partie sous-irradiée du module peut se trouver polarisée en inverse. Cela signifie concrètement que la partie sous-irradiée ne se comporte plus comme un générateur électrique mais comme un récepteur (résistance).

La partie sous-irradiée va donc se comporter en récepteur en dissipant une certaine puissance sous forme de chaleur pouvant dépasser les 100°C, ce qui pouvait faire griller des cellules, dégrader définitivement les performances du module photovoltaïque, et provoquer des incendies. Il s'agit du phénomène de « **hot spot** ».



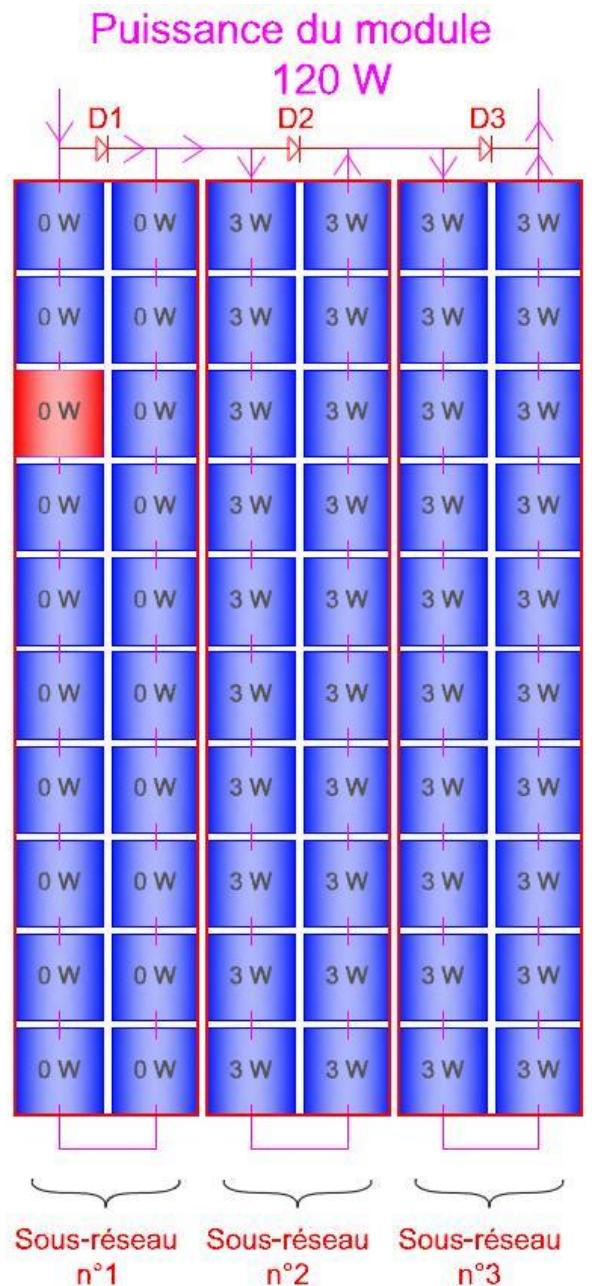
*Pour éviter ces effets indésirables, les fabricants ont implantés des diodes dites by-pass dont le principe est de court-circuiter les cellules ombragées.*

## 3 bypass diodes, est-ce beaucoup ou peu?

Les constructeurs de modules PV implantent généralement entre **2 et 5 diodes by-pass par modules** (dans le boîtier de connexion du module). Chacune des diodes by-pass est associée à un sous-réseau de cellules du module.

Supposons que notre module photovoltaïque dispose de **3 diodes by-pass (D1, D2 et D3)**, chacune étant associée à un sous-réseau de **20 cellules**.

Supposons que la cellule ombragée appartienne au sous-réseau n°1. La diode by-pass **D1** va donc court-circuiter le sous-réseau n°1 en laissant passer le courant directement vers le sous-réseau n°2.



## 3 bypass diodes, est-ce beaucoup ou peu?

L'effet immédiat est que les **20 cellules du sous-réseau n°1** ne fonctionnent plus : elles délivrent **0 W**.

Cependant, **les 40 cellules** restantes ne sont plus affectées par la cellule ombragée : elles fournissent leur pleine puissance, c'est-à-dire **3 W**.

Par conséquent, la puissance du module est de  **$40 \times 3 = 120 \text{ W}$** .

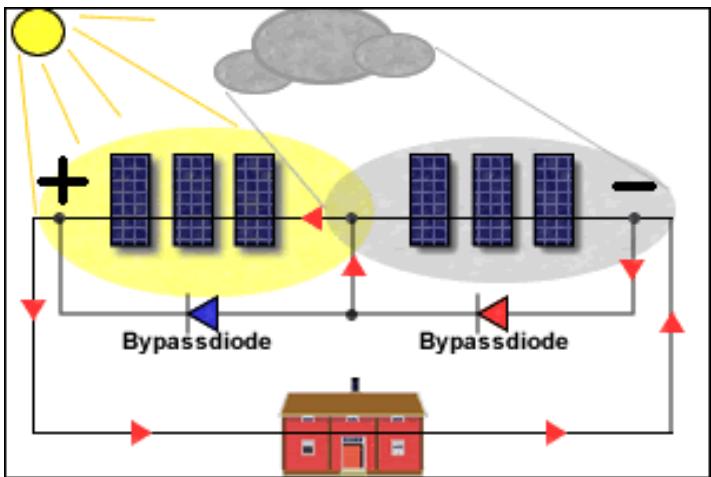
La présence des diodes by-pass a donc permis d'améliorer la performance du module.

Idéalement, il faudrait une diode by-pass en parallèle sur chaque cellule. Mais pour des raisons technico - économiques, le nombre de diodes by-pass sur un module est généralement **limité à 5**.

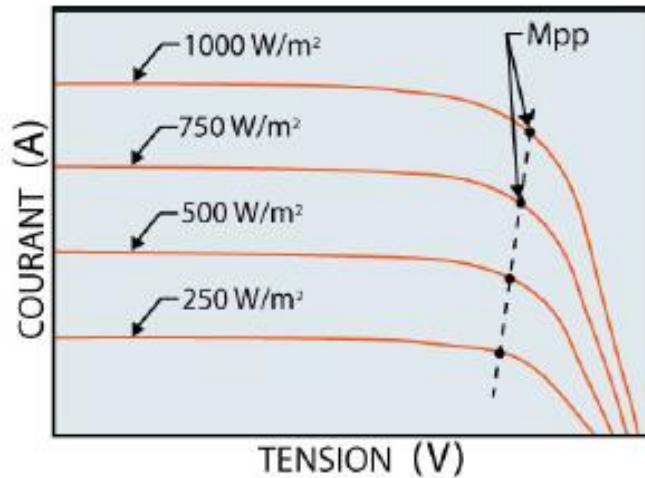
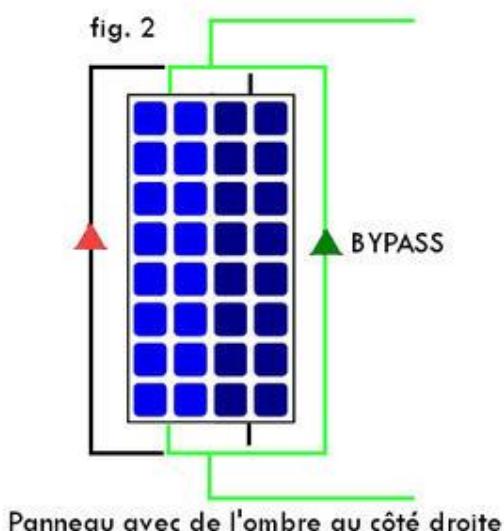
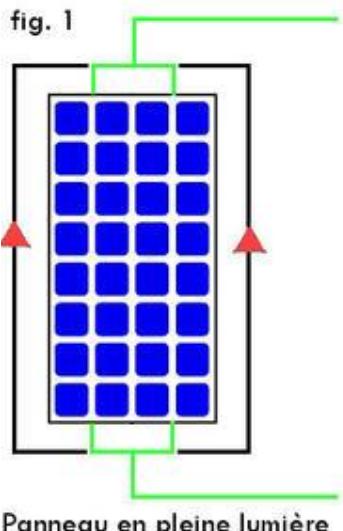
Dans le cas où les panneaux seraient complètement désactivés quand quelques cellules tombent dans l'ombre, il est possible que la tension totale de l'installation PV tombe en-dessous du champ d'application de l'onduleur et qu'il est désactivé.

3 bypass diodes est donc un bon équilibre entre une sécurité optimale et une perte minimale au niveau du rendement et du contrôle des coûts de production des panneaux.

## □ Endommagement des modules par effet 'point chaud'



Exemple: panneau avec 2 bypass diodes



**Figure 2 :** Effet de l'ensoleillement sur la courbe courant-tension.

Dans la **fig. 1** la lumière du soleil tombe sur **le panneau entier**. Les **2 diodes restent fermés**.

Dans la **fig. 2** il y a de l'ombre sur **le côté droit**. La diode droite s'ouvre et détourne le courant (provenant d'autres panneaux).

# **Chapitre V: Conception et dimensionnement des installations PV en site isolé (Off-Grid)**

## □ Importance du photovoltaïque dans les réseaux électrique isolé

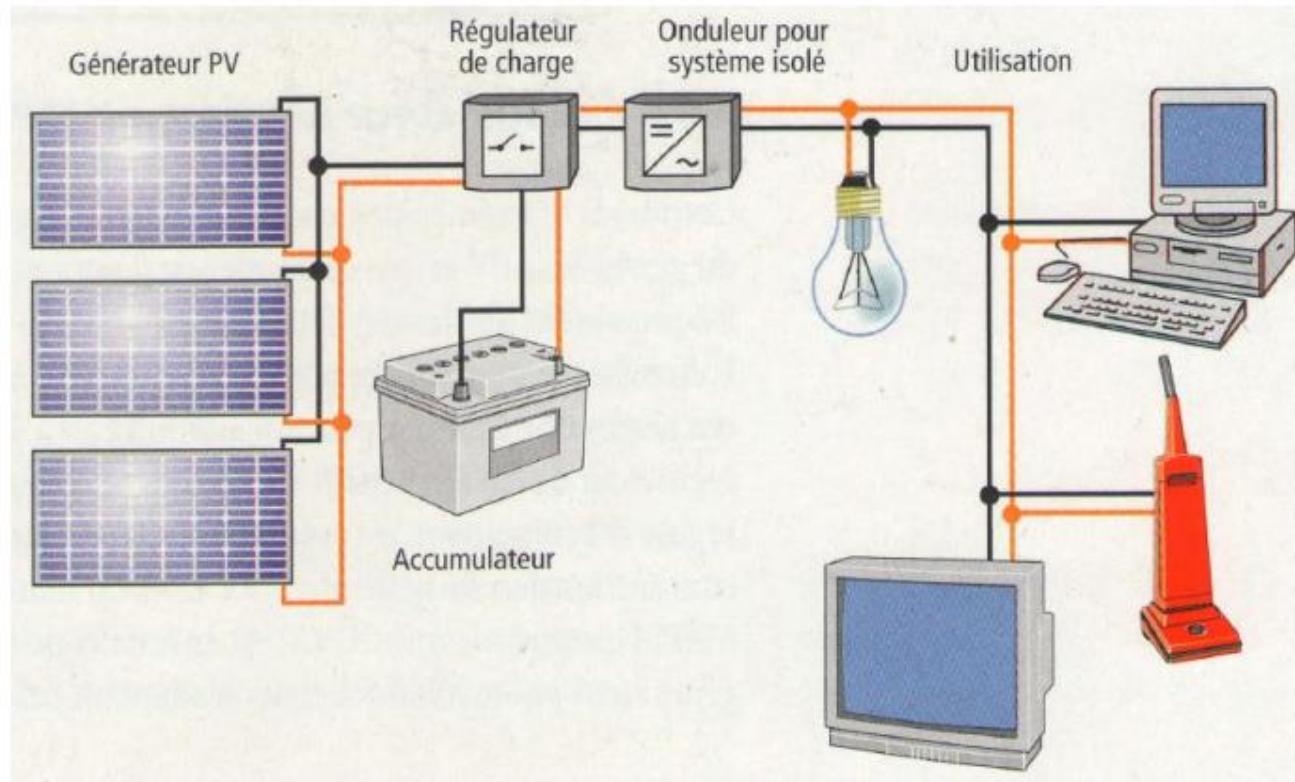
Environ 1,6 milliard de personnes dans le monde n'ont pas accès à un réseau électrique public.



## □ Conception des systèmes en site isolé

Nous allons présenter la conception pas-à-pas d'un système PV en site isolé.

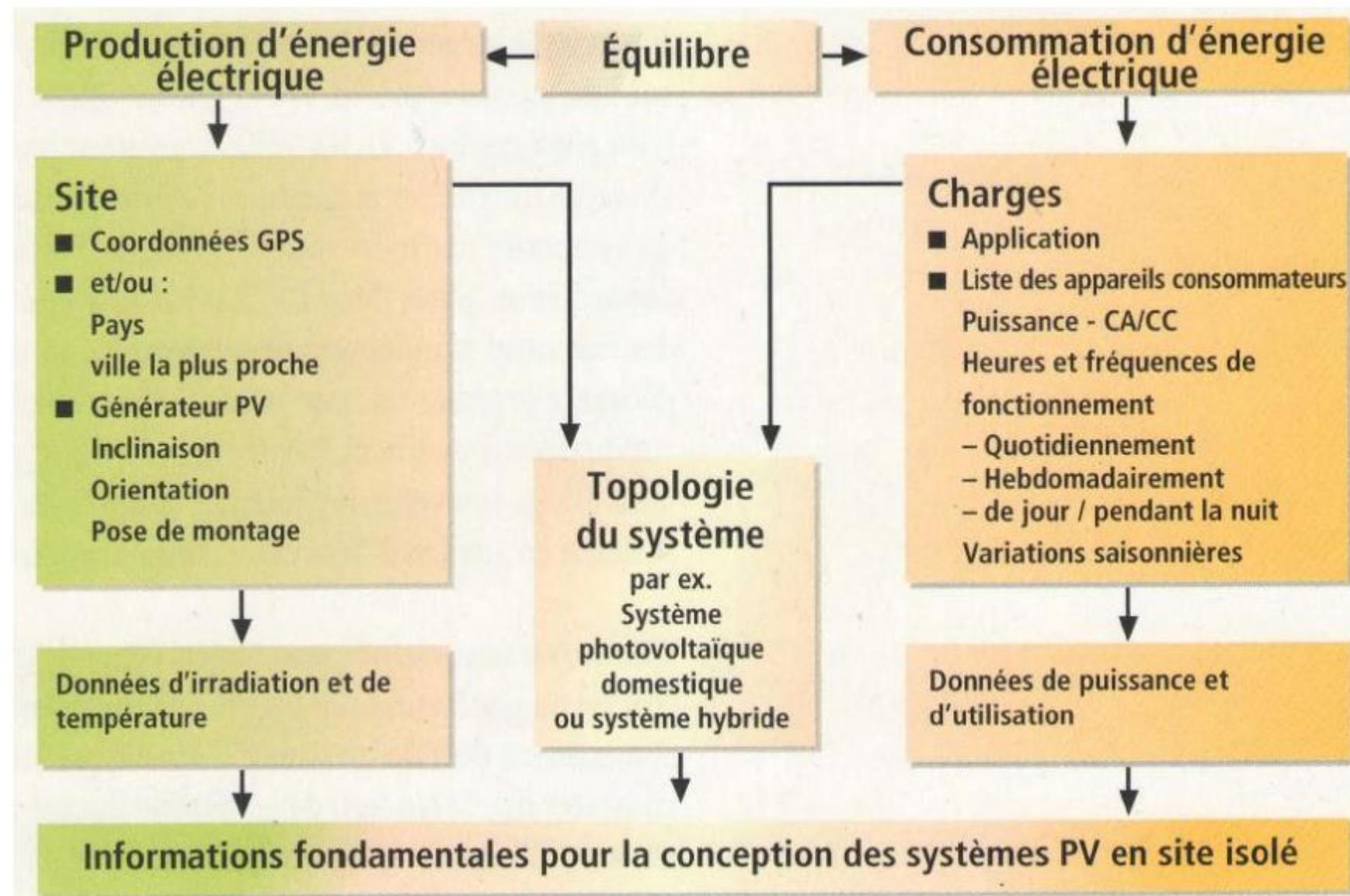
La première tâche la plus importante est la corrélation entre la consommation et la production d'énergie électrique.



Production d'énergie

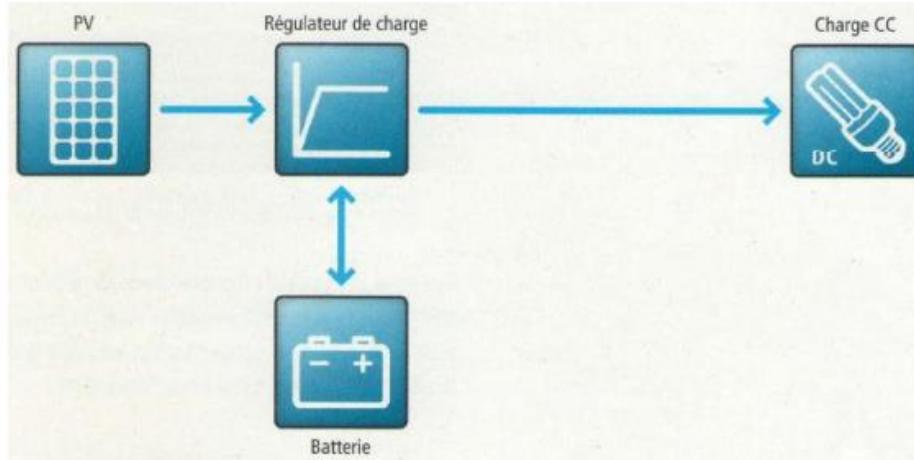
Consommation d'énergie

## ❑ Informations fondamentales et nécessaires pour la conception des systèmes en site isolé

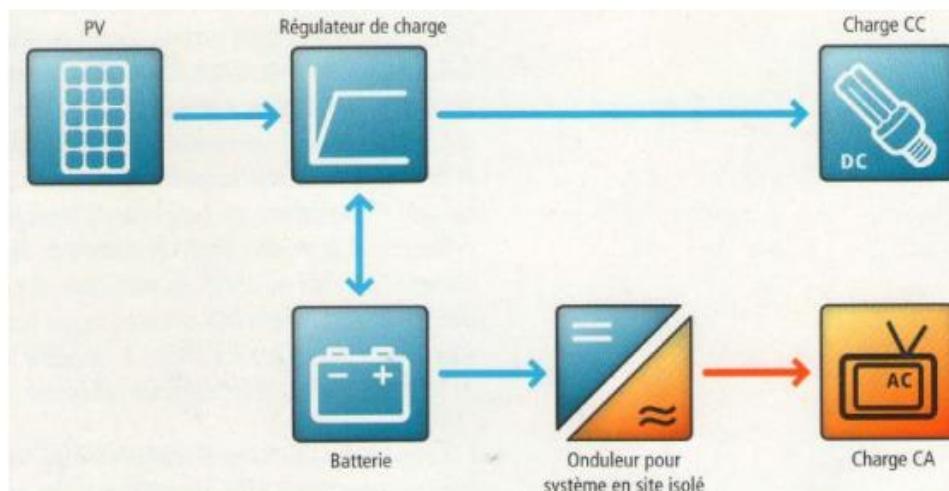


## □ Choix de départ :

Système PV avec seulement des charges à CC :



Système PV avec charges à CC et charge à CA :



## Dimensionnement système photovoltaïque

Pour faire les bons choix quand on s'équipe d'une source d'énergie autonome, il est important de faire un certain nombre de calculs et de suivre des étapes permettant de déterminer le matériel le mieux adapté. On appelle cela un dimensionnement.

Cette dimensionnement demande relativement beaucoup de réflexion car une erreur à ce stade peut rendre l'installation photovoltaïque obsolète.

Pour une installation photovoltaïque, il y a **8 étapes** à respecter.

### ➤ Procédure de calcul:

#### ✓ Etape I. Consommation énergétique

Elle consiste à déterminer la période de besoin en électricité, et la consommation requise.

Un système bien adapté nécessite l'évaluation de la puissance électrique des applications à alimenter. L'énergie nécessaire s'exprime par :

$$E_c = P \times t \quad (V.1)$$

Avec :

**E<sub>c</sub>** : énergie consommée

**P** : puissance de fonctionnement de l'appareil

**t** : temps d'utilisation

L'énergie est donc le produit de la puissance par le temps. La relation (V.1) permet de calculer les besoins journaliers en énergie.

En effet, comme un système photovoltaïque doit fournir son énergie durant une journée entière, il est naturel de prendre la période de 24 heures comme unité de temps.

L'énergie **E**, est donc l'énergie électrique consommée en **24 heures** par l'application et s'exprime en Watt-heure par jour (Wh/j). On l'appelle aussi ***consommation journalière***.

- Pour calculer la consommation totale d'une installation, on calcule d'abord l'énergie électrique consommée en 24 heures par chaque équipement ou chaque fonction électrique et ensuite on les additionne.

Elle s'exprime par :

$$E_c = P_1 \times t_1 + P_2 \times t_2 + P_3 \times t_3 + \cdots + P_n \times t_n = \sum_{i=1}^n P_i \times t_i$$

Avec :

$P_i$  : Puissance électrique d'un appareil «  $i$  » exprimée en Watt (W).

$t_i$  : Durée d'utilisation de cet appareil «  $i$  » en heure par jour (h/j).

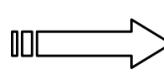


## Exemple 1: Besoin électrique

Appareils électriques	Puissance unitaire	la quantité	La durée d'utilisation	La consommation journalière
Lampe 1	30 W	1	5h	150 Wh
Lampe 2	30 W	1	3h	90 Wh
Lampe 3	60 W	1	5h	300 Wh
T.V	60 W	1	4h	240 Wh
P.C	50 W	1	4h	200 Wh
Réfrigérateur	120 W	1	6h	720 Wh
		$P_T = 350 W$		
				$E_c = 1700 \text{ Wh/j}$

La puissance totale

$$E_c = (30 \times 5) + (60 \times 5) + (30 \times 3) + (60 \times 4) + (50 \times 4) + (120 \times 6)$$


$$E_c = 1700 \text{ Wh/j}$$

Remarque :

L'énergie consommée ( $E_c$ ) est une grandeur qu'on appelle aussi le besoin journalière ( $B_j$ ) ou la consommation moyenne par jour.

## **Exemple 2:**

Appareils	Nombre	Puissance unitaire (W)	Heure de fonctionnement	Puissance totale (W)	Energie consommé (Wh)
Spot encastré échant fixé	8	50	5	400	2000
hublot étanche	1	60	8	60	480
luminaire encastré	2	72	12	144	1728
Mât d'éclairage	16	50	6	800	4800
Spot idure métallique	6	70	6	420	2520
Réflecteur double à grille encastrable	12	72	7	864	6048
<b>Total des puissances (W)</b>				<b>2688,00</b>	
<b>Total d'énergie(Wh)</b>					<b>17576,00</b>

## ✓ Bilan de consommation électrique

Nous prenons l'exemple d'une petite résidence secondaire pour laquelle nous efforcerons de garantir une alimentation électrique solaire pendant toute l'année malgré les variations entre l'été et l'hiver.

Pour cet exemple, on suppose que :

- *La saison estivale dure de mai à septembre*
- *La saison hivernale d'octobre à avril.*

Le tableau suivant présente le bilan de consommation, basé sur le relevé tous les appareils électriques prévus avec leurs consommations respectives ainsi que les durées de fonctionnement.

Récepteurs électriques	Puissance nominale $P_n$ en watts	Durée de fonctionnement quotidienne en h		Consommation quotidienne en Wh	
		Été	Hiver	Été	Hiver
3 lampes dans le salon	$3 \times 12 = 36$	1	3	36	108
1 lampe dans le salon	12	0,5	0,5	6	6
2 lampes de lecture dans la chambre à coucher	$2 \times 7 = 14$	1	1	14	14
Réfrigérateur	50	inconnue <sup>1</sup>	0 <sup>2</sup>	300	0
Téléviseur	50	2	2	100	100
Pompe à eau <sup>3</sup>	60	3,33	0,33	200	20
Totaux :	<b>222</b>			<b>656</b>	<b>248</b>

Comme ces équipements fonctionnent en alternatif et que la consommation énergétique passe par un onduleur, il est nécessaire de tenir compte du rendement de l'onduleur pour évaluer la puissance requise, on écrit alors :

$$\textcolor{red}{\text{Puissance corrigée} = \text{puissance des appareils à alimenter} \times \text{Rendement de l'onduleur}}$$

### ➤ Etape II. Energie solaire récupérable

Les données de l'ensoleillement (exprimé en KWh /m<sup>2</sup>/j) peuvent être relevées sur le site ou enregistrées sur la carte de l'ensoleillement de la région ou encore obtenues au niveau de la station météo la plus proche de la zone.

### ✓ Inclinaison et orientation optimales des capteurs photovoltaïques

L'énergie fournie par les capteurs photovoltaïques est directement proportionnelle à l'ensoleillement. Afin d'optimiser au mieux l'installation solaire il faut donc tenir compte de ce facteur, qui dépend à son tour du lieu de l'installation, de l'orientation et de l'inclinaison de ces capteurs.

Idéalement, Ils doivent être orientés en plein Sud dans l'hémisphère Nord et en plein Nord dans l'hémisphère Sud, à l'écart des zones ombragées, et inclinés d'un angle qui permet l'optimisation de l'énergie récupérée.

### ✓ Ombrage ou repérage des masques

- Il arrive que les modules soient placés face à un type d'obstacle comme les bâtiments, montagnes, arbres...etc. qui masqueront le soleil.
- Il faut faire attention aux ombrages partiels et même ponctuels puisqu'ils influent sur la production d'énergie et provoque un déficit de production important dont il faut tenir compte.
- Il faut noter que lorsqu'une cellule est ombrée, c'est le courant de toute la chaîne des cellules en série qui est limité et cela peut avoir de graves conséquences si les panneaux ne sont pas équipés de diodes anti-retour.

### ➤ Etape III. Données météorologiques

La conception des systèmes photovoltaïques nécessite la connaissance du rayonnement solaire utile sur le site d'installation. Cette connaissance est l'un des paramètres essentiels de l'étude préalable.

Pour un besoin électrique donné, plus l'énergie solaire reçue est grande, moins est le nombre de panneaux solaires à installer et inversement.

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé au sol.

**Le flux lumineux reçu au niveau du sol à un instant donné dépend d'un grand nombre de paramètres :**

- ✓ Gaz présents dans l'atmosphère,
- ✓ Nuages,
- ✓ Température ambiante,
- ✓ Vent, Humidité relative, etc...

Or tous ces paramètres dépendent du lieu géographique, de la saison, de l'heure de la journée.

## **Calcul du rayonnement solaire**

### ➤ **Obtention des données de radiation globale horizontale (0°)**

Afin de réaliser l'étude des ressources solaires on peut consulter des bases de données diverses dont on obtient les valeurs du rayonnement sur la zone d'étude.

Nous utiliserons principalement deux bases de données : **PVgis** ou **NASA**, en fonction de la localisation.

- **PVgis** est une base par satellite qui présente une couverture spatiale plus grande avec une résolution de 1 km par 1 km en Europe, Asie et Afrique.

<http://sunbird.jrc.it/pvgis/apps/radmonth.php>.

- Sur la page web de la **NASA** on trouve une grande base de données de paramètres météorologiques et de rayonnement solaire obtenus à travers plus de 200 satellites partout dans le monde.

<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.

➤ PVgis: [http://sunbird.jrc.it/pvgis/apps/radmonth.php]

▪ *Étapes :*

A) Sélectionner Horizontal irradiation:

Choose country/region and city, or set latitude and longitude and hit "Show" to see the data values for that location.

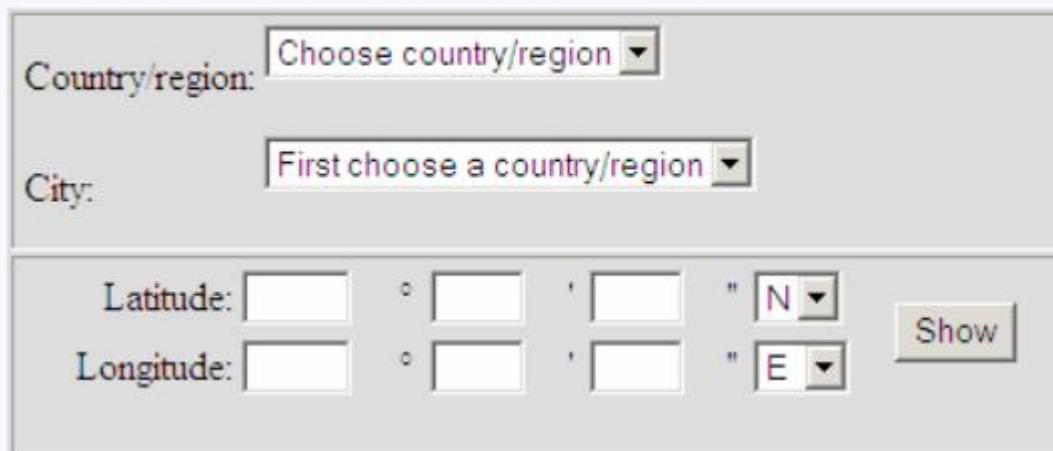
Country/region: Choose country/region ▾

City: First choose a country/region ▾

Latitude:  °  '  " N ▾

Longitude:  °  '  " E ▾

Show



## B) Introduire les coordonnées de la situation géographique

Choose the data values you want to see, then click the map to open a new window where the results will appear. [\[help\]](#)

Choose data to be seen in a table. Select individual fields using ctrl and left mouse button

- Horizontal irradiation**
- 15 deg irradiation
- 25 deg irradiation
- 40 deg irradiation
- 90 deg irradiation
- Irradiation at opt. angle
- Linke turbidity
- Dif. / global radiation
- Optimal inclination angle

Plot monthly values as graph

Plot probability distribution of daily horizontal irradiation

C) On obtient la radiation globale horizontale par jour de chaque mois, dont les unités sont kWh/m<sup>2</sup>/jour

Month	Irradiation at inclination: (Wh/m <sup>2</sup> /day)
	0 deg.
Jan	6339
Feb	6993
Mar	7193
Apr	7049
May	5922
Jun	5000
Jul	4055
Aug	3793
Sep	4746
Oct	5556
Nov	5719
Dec	5886
Year	5677

➤ NASA. <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

■ Etapes:

A) Une fois sur le site web de la NASA, on entre sur "*Meteorology and Solar energy*", et ensuite sur "*Data table for a particular location*".



- over 200 satellite-derived meteorology and solar energy parameters
- monthly averaged from 22 years of data
- data tables for a particular location
- global solar energy data for 1195 ground sites

### Data Retrieval:



[Meteorology and  
Solar Energy](#)

- [Data tables for a particular location](#)

Tables of all SSE data set parameters for a single site.

B) Introduire la latitude et la longitude de la situation géographique et spécifier “Insolation on horizontal surface”

Latitude **12.52** / Longitude **70.86** was chosen.

Select parameters and press Submit  
(Default is ALL types)

Submit    Reset

Geometry      Latitude and longitude (center and boundaries)

Parameters for Solar Cooking      Average insolation  
Midday insolation  
Clear sky insolation  
Clear sky days

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels  
and for Solar Thermal Applications      Insolation on horizontal surface (Average, Min, Max)  
Diffuse radiation on horizontal surface (Average, Min, Max)  
Direct normal radiation (Average, Min, Max)  
Insolation at 3-hourly intervals  
Insolation clearness index, K (Average, Min, Max)  
Insolation normalized clearness index  
Clear sky insolation  
Clear sky insolation clearness index  
Clear sky insolation normalized clearness index  
Downward Longwave Radiative Flux



C) On obtient la radiation globale horizontale par jour de chaque mois, dont les unités sont kWh/jour

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m <sup>2</sup> /day)													
Lat 12.52 Long 70.86	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	5.71	6.47	7.10	7.24	6.57	4.94	5.29	5.80	6.06	5.72	5.45	5.43	5.97

## □ Calcul de l'irradiation sur un plan incliné

Une fois qu'on aura l'information de la radiation globale à  $0^\circ$  ( $G(0^\circ)$ ), on devra connaître la radiation incidente sur le panneau photovoltaïque ( $G(\alpha, \beta)$ ), qui dépendra de deux facteurs, l'azimut  $\alpha$  et l'inclination  $\beta$  du générateur.

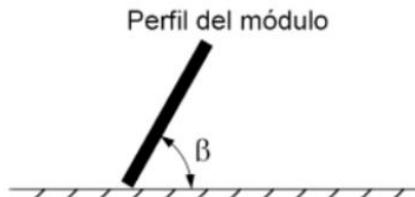


Fig. 1

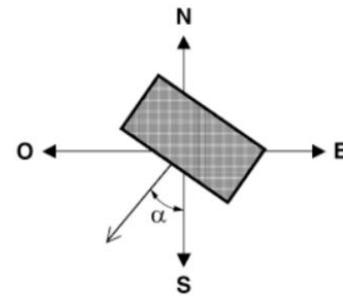
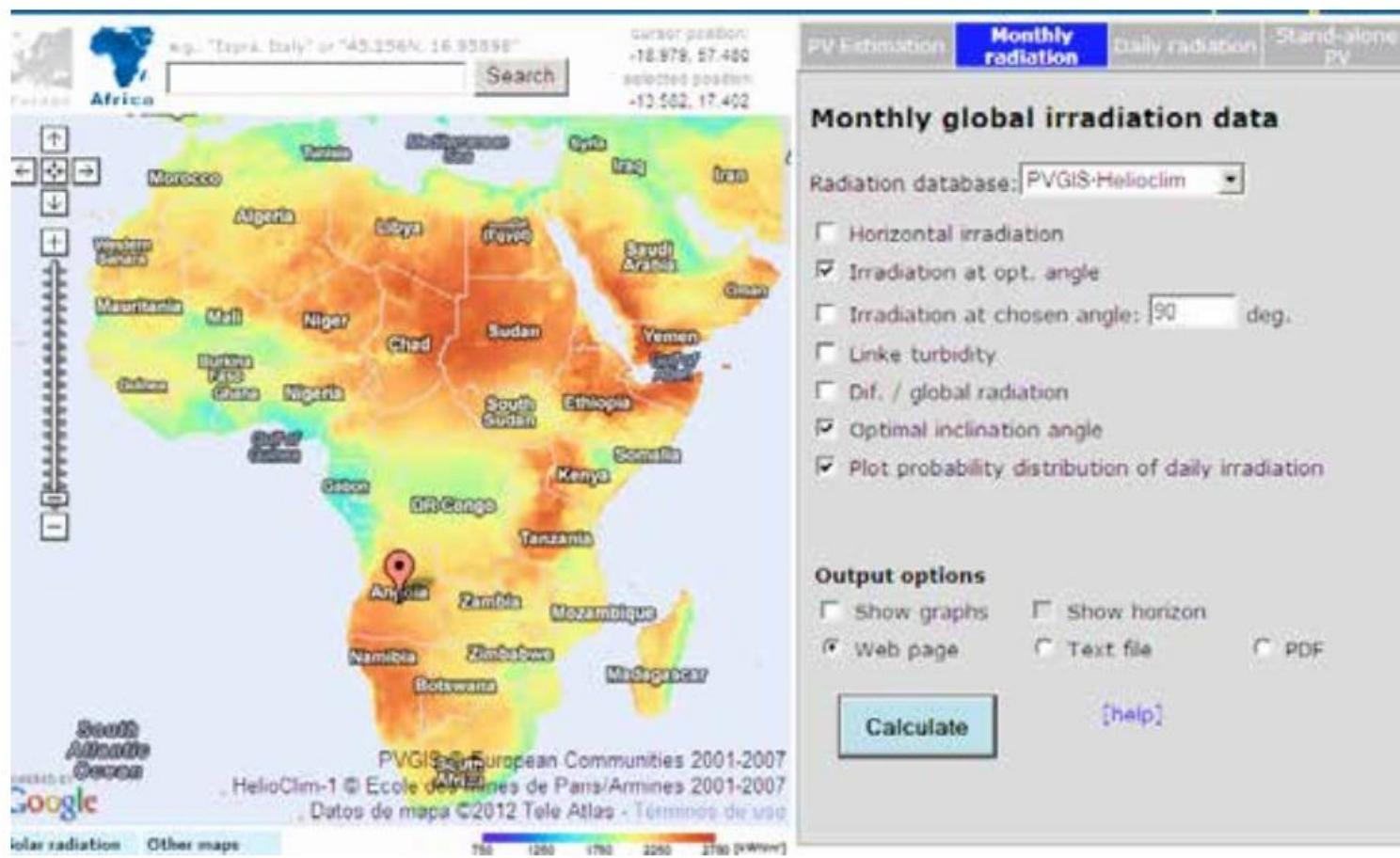


Fig. 2

## ► PVgis

Pour l'Europe et l'Afrique, le PVgis a une application permettant de calculer l'irradiation sur un plan incliné que l'on peut trouver dans le site web : <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa&lang=en>

Spécifier “Monthly radiation” et vérifier que la case “Irradiation at opt.angle” est cochée.



Si on fait le calcul on obtiendra la radiation sur le plan incliné à inclinaison optimale, dans ce cas les unités sont Wh/m<sup>2</sup>/jour.

La radiation sur le plan incliné pendant le mois le plus critique est de 5,580 kWh/m<sup>2</sup>/jour:

Month	$H_{opt}$
Jan	5580
Feb	5720
Mar	6040
Apr	6700
May	7180
Jun	7200
Jul	7320
Aug	7230
Sep	6820
Oct	6220
Nov	5780
Dec	5580
Year	6450

## ➤ Application du facteur K

Dans le cas de ne pas disposer de l'option de **PVgis**, on peut appliquer le facteur K sur l'irradiation horizontale.

✓ *Dans cet exemple, on obtiendrait:*

	G(0°)	G(5°)		G(10°)	
	kWh/m <sup>2</sup> /day	K	kWh/m <sup>2</sup> /day	K	kWh/m <sup>2</sup> /day
Janvier	5,71	1,03	5,8813	1,06	6,0526
Février	6,47	1,02	6,5994	1,04	6,7288
Mars	7,1	1,01	7,171	1,01	7,171
Avril	7,25	1	7,24	0,98	7,0952
Mai	6,57	0,98	6,4386	0,96	6,3072
Juin	4,94	0,98	4,8412	0,95	4,693
Juillet	5,29	0,98	5,1842	0,96	5,0784
Août	5,8	1	5,8	0,98	5,684
Septembre	6,06	1,01	6,1206	1,02	6,1812
Octobre	5,72	1,03	5,8916	1,05	6,006
Novembre	5,45	1,04	5,668	1,07	5,8315
Décembre	5,43	1,04	5,6472	1,07	5,8101
<b>Moyenne</b>	<b>5,981666667</b>	<b>1,01</b>	<b>6,04025833</b>	<b>1,0125</b>	<b>6,05325</b>

## ➤ Etape IV. Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Cette étape consiste à calculer la quantité de modules photovoltaïques que l'on devra posséder pour couvrir les besoins en électricité.

### ✓ Puissance crête d'un générateur photovoltaïque

La puissance crête des panneaux à installer dépend de l'irradiation du lieu d'installation. On la calcule en appliquant la formule suivante :

$$P_C = \frac{E_C}{K \times I_{r,moy}}$$

**Pch** : Puissance crête de champs photovoltaïque en Watt crête (Wc)

**Ec** : Energie consommée par jour (Wh/jour)

**Ir,moy** : l'irradiation journalière moyenne ou les heures crête hc (kWh/m<sup>2</sup>.j) (on prend la moyenne de 5 h/Jour)

**K** : Coefficient correcteur,

**Ce coefficient tient compte :**

- ✓ De l'incertitude météorologique.
- ✓ De l'inclinaison non corrigée des modules suivant la saison.
- ✓ Du point de fonctionnement des modules.
- ✓ Du rendement moyen charge/décharge de la batterie (90%).
- ✓ Du rendement de régulateur (95%).
- ✓ Des pertes dans les câbles et connexions pour les systèmes avec batterie.

**K** est en général compris entre 0,55 et 0,75. La valeur souvent utilisée dans les calculs du système avec batterie est  $k=0,65$ .

**Exemple:**

Pour la ville de Casablanca l'inclinaison optimale des panneaux est de  $33^\circ$  on prend  $I_{r,moy} = 4.5 \text{ kWh/m}^2.j$

$$P_C = \frac{E_C}{K \times I_{r,moy}} = \frac{1700}{0.65 \times 4.5} \quad \Rightarrow \boxed{P_C = 581.19 \text{ Wc}}$$

## ➤ Tension de fonctionnement du champ photovoltaïque

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque en watt. De façon générale :

$P_c$ : Puissance crête (Wc)	0 – 500 Wc	501 Wc -2000 Wc	2001 Wc -10 kWc	Plus de 10 kWc
Tension de champ (V)	12	24	48	96

### *Tension du champ en fonction de sa puissance crête*

Donc la tension de fonctionnement de notre système précédent est de: 24 V<sub>DC</sub>

#### *Remarque :*

- ✓ *Le watt crête (Wc) est différent du watt qu'on connaît déjà, c'est un watt produite par les panneaux photovoltaïque dans les conditions standard (STC).*
- ✓ *S.T.C (Standard Test Conditions): T=25°C ; I= 1000 W/m² ; AM=1.5 (La masse d'air)*

## ➤ Etape V :Le choix des panneaux photovoltaïques :

A partir de la puissance crête des panneaux on peut déterminer le nombre de :

$$N = \frac{P_c(\text{système})}{P_c(\text{panneau})}$$

$\left\{ \begin{array}{l} -N : \text{le nombre des panneaux photovoltaïque} \\ -P_c (\text{système}) : \text{la puissance crête du système} \\ -P_c (\text{panneau}) : \text{la puissance crête d'un panneau} \end{array} \right.$

### **Exemple:**

On choisit un panneau photovoltaïque d'une puissance crête de 150 W<sub>C</sub> de type polycristallin et d'une tension de 12V (DC).

- La fiche technique du panneau :

$$P_C = 150 \text{ W}_C$$

$U_{oc} = 22.5 \text{ V}$  Tension à vide (circuit ouvert)

$U_{mpp} = 18.3 \text{ V}$  Tension au point de puissance maximale

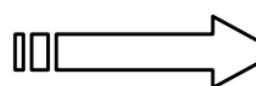
$I_{cc} = 8.81 \text{ A}$  Courant de court-circuit

$I_{mpp} = 8.27 \text{ A}$  Courant au point de puissance maximale

Remarque :

Le choix du panneau dépend de ce qu'on a dans le marché.

$$\text{Donc : } N = \frac{P_C(\text{système})}{P_C(\text{panneau})} = \frac{581.19}{150} = 3.87$$



$N = 4 \text{ panneaux}$

Pour notre installation on prend 4 panneaux de 150 W<sub>C</sub>

## ❖ Le câblage des panneaux :

On dispose de 4 panneaux, on câble les 4 sous la forme suivant :

### ▪ Le nombre de panneaux en série :

$$N_S = \frac{U_{sys}}{U_p} = \frac{24}{12} = 2$$

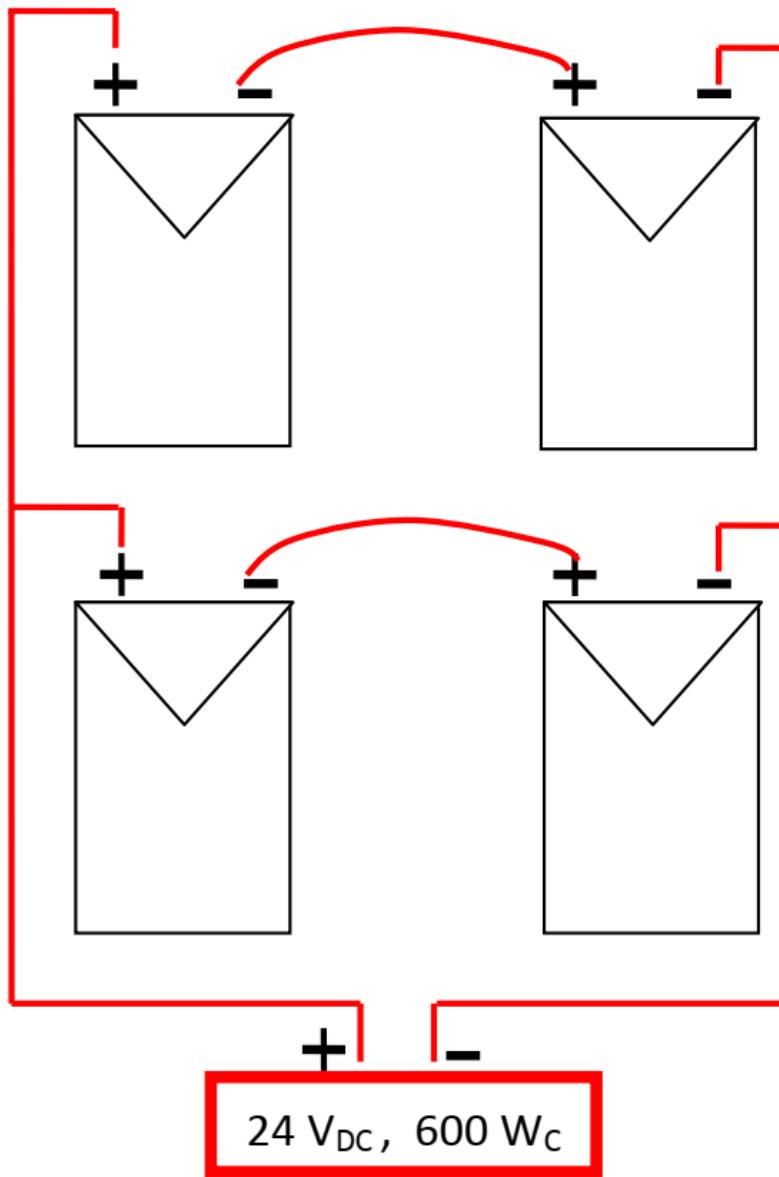
Donc on cable **deux panneaux en série**

### ▪ Le nombre de panneaux parallèles :

$$N_{pa} = \frac{N}{N_S} = \frac{4}{2} = 2$$

Puis les deux panneaux en série on les câble en parallèle.

❖ Le schéma du câblage :



## ❖ Calcul de la taille de la surface photovoltaïque :

La surface du GPV est l'aire occupée par l'ensemble des modules photovoltaïques montés en série et en parallèle, pour satisfaire les besoins énergétiques de l'utilisateur.

$$\text{Surface} = \mathbf{N_{MP}} \times \mathbf{N_{MS}} \times \mathbf{S_M}$$

**S<sub>M</sub>** : Surface du module, (m<sup>2</sup>)

**N<sub>MS</sub>** : Nombre des modules en série

**N<sub>MP</sub>** : Nombre des modules en parallèle

La surface du générateur photovoltaïque s'exprime en fonction de la surface du module (S<sub>M</sub>), du nombre des modules en série (N<sub>MS</sub>) et le nombre des modules en parallèle (N<sub>MP</sub>).

## ➤ Etape VI. Dimensionnement des batteries

Pour réaliser le dimensionnement des batteries, on procède de la façon suivante :

- ✓ On calcule l'énergie consommée (Ec) par les différents récepteurs.
- ✓ On détermine le nombre de jours d'autonomie nécessaires.
- ✓ On détermine la profondeur de décharge acceptable pour le type de batterie utilisé.
- ✓ On calcule la capacité (C) de la batterie en appliquant la formule ci-dessous :

$$C_{ch} = \frac{Ec \times N}{D \times U}$$

C<sub>ch</sub> : capacité du champ de batterie en ampère. Heure (Ah)

E<sub>c</sub> : énergie consommée par jour (Wh/j)

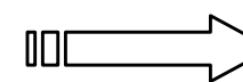
N : nombre de jour d'autonomie

D : décharge maximale admissible (0,8 pour les batteries au plomb)

U : tension de la batterie (V)

$$C = \frac{1700 \times 3}{0.8 \times 24}$$

*Exemple:*



$$C = 266 \text{ Ah}$$

- *Nombre de batteries en séries :*

$$N_s = \frac{U_{sys}}{U_{Batt}}$$

$U_{sys}$ : La tension du système

$U_{Batt}$ : La tension du batterie

- *Nombre de batterie en parallèles :*

$$N_p = \frac{C_{sys}}{C_{Batt}}$$

$C_{sys}$  : La capacité de stockage du système

$C_{Batt}$  : La capacité du batterie



*Aperçu d'une batterie solaire*

$$N_{Batt} = \left( \frac{U_{sys}}{U_{Batt}} \times \frac{C_{sys}}{C_{Batt}} \right)$$

## Exemple:

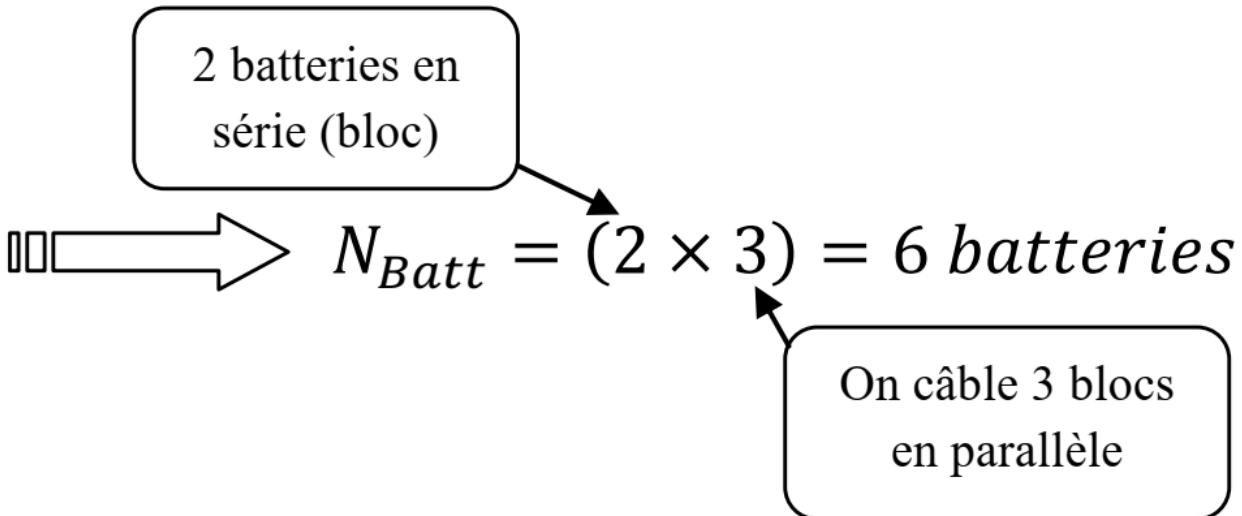
Calculer le nombre des batteries.

Pour

$$\left\{ \begin{array}{l} U_{sys} = 24V \\ U_{Batt} = 12V \\ C_{sys} = 266Ah \\ C_{Batt} = 100Ah \end{array} \right\}$$



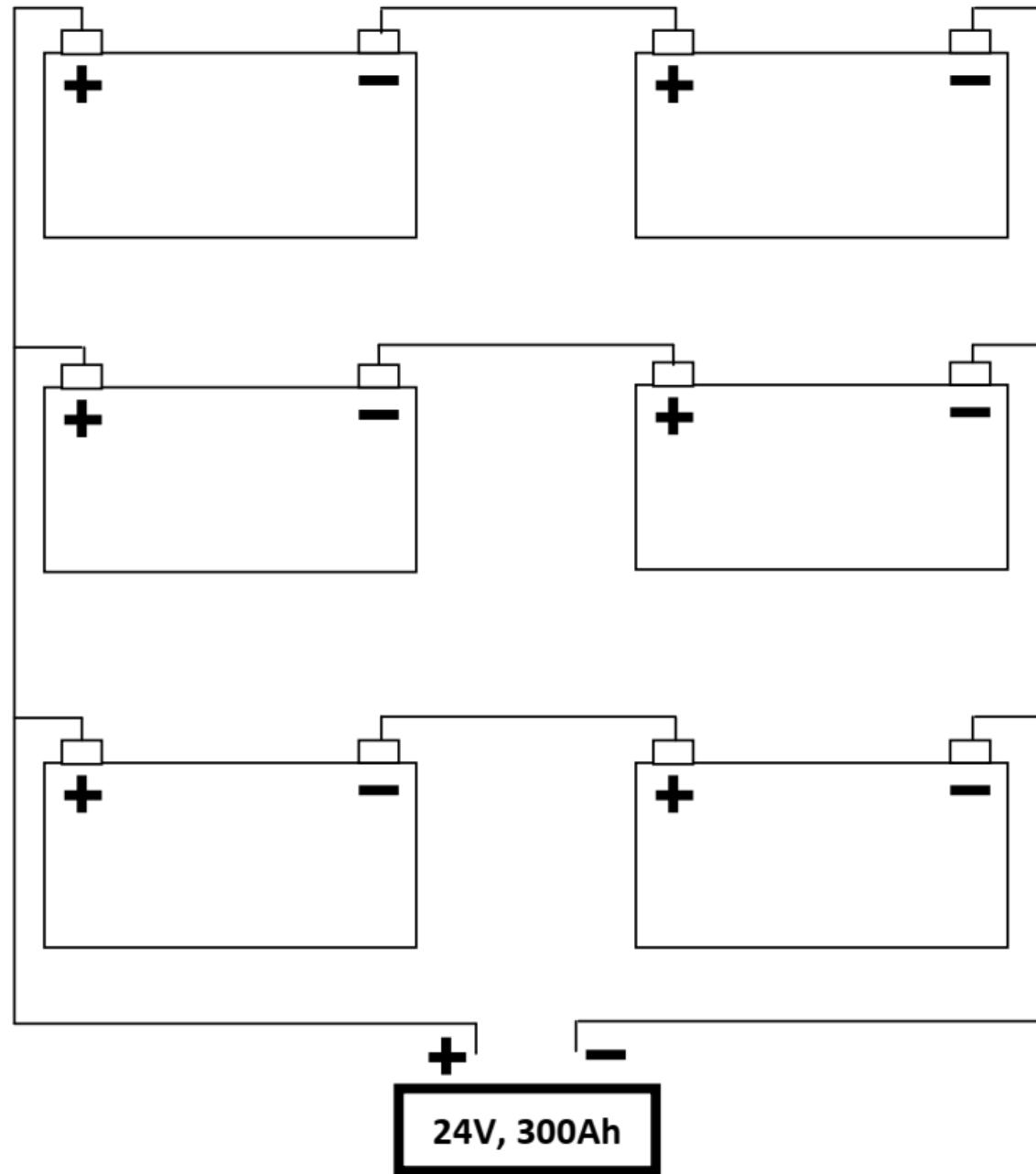
$$N_{Batt} = \left( \frac{24}{12} \times \frac{266}{100} \right)$$



### Remarque :

- La batterie est caractérisée par  $C_{20}=100\text{Ah}$  ou plus généralement  $C_{Td}=X$  ou  $X=100\text{Ah}$  : La capacité de la batterie ;  $Td=20\text{h}$ : le temps de décharge de la batterie.
- Donc  $C_{20}=100\text{Ah}$  signifie que la batterie fournit  $5\text{A}$  ( $C_{20}/Td = 100/20$ ) pendant  $20\text{h}$ , mais ça ne signifie pas que la batterie fournit  $10\text{A}$  ( $100/10$ ) pendant  $10\text{h}$   La relation n'est pas linéaire

### ➤ Le schéma du câblage des batteries :



## ➤ Etape VII. Dimensionnement du régulateur de charge:

Le régulateur solaire permet de contrôler la charge et la décharge de la batterie.

Le régulateur solaire a le rôle de réguler l'énergie accumulée dans la batterie, en évitant toute surcharge ou décharge, ou il y a des régulateurs qu'il arrête complètement la décharge pour protéger la batterie.

### ❖ *Les types des régulateurs :*

Il y a quatre types principaux des régulateurs solaires :

- ***Le régulateur shunt:*** Le régulateur shunt est bien adapté aux petits systèmes;
- ***Le régulateur série:*** Le régulateur série stoppe la circulation du courant en ouvrant le circuit électrique;
- ***Le régulateur PWM :*** Les régulateurs PWM (Pulse Width Modulation)= (modulation de largeur d'impulsion) permettent d'améliorer la recharge des batteries et connaître le niveau de charge;
- ***Le régulateur MPPT :*** Les régulateurs MPPT (Maximum Power Point Tracking) possèdent une technologie avancée qui recherche en permanence le point de puissance maximum. Ce qui permet de tirer les meilleures performances des panneaux photovoltaïques avec un rendement presque 100% c'est-à-dire **P<sub>ENTREE</sub>=P<sub>SORTIE</sub>**.

Le régulateur est dimensionné d'après les paramètres suivants : tension, courant d'entrée et courant de sortie.

**Tension nominale** : Elle doit être celle du champ photovoltaïque.

**Courant d'entrée I<sub>e</sub>** : C'est le courant de charge maximal que les modules sont susceptibles de débiter. Il doit être supporté sans problème par le régulateur. Pour estimer ce courant, le plus sûr est de prendre 1,5 fois le courant maximal.

**Courant de sortie I<sub>s</sub>** : L'intensité du courant de sortie du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale que peuvent tirer les récepteurs simultanément  $I_s > I_{\max}$ . Elle peut être déterminée par la formule suivante :

$$I_{\max} = P_{ch} / u$$

P<sub>ch</sub> : la puissance crête du champ de photovoltaïque qui es calculé comme suit :

$$P_{ch} = P_c \times N_p \times N_s$$

Avec :

$$I_s = 1.5 \frac{P_{conso}}{U_{installation}}$$

P<sub>conso</sub> :Puissance totale de la charge lorsque tous les appareilles fonctionnent au maximum.



- *L'intensité minimale  $I_{min}$  que le régulateur doit supporter:*

$$I_{min} = N_{\text{panneaux, parallèle}} * I_{cc, \text{panneaux}}$$

$I_{cc, \text{panneaux}}$ , : Le courant de court-circuit des panneaux;

$N_{\text{panneaux, parallèle}}$  : Le nombre des panneaux en parallèles .

Par conséquent, dans l'exemple ci-dessus, l'intensité minimale du régulateur doit être supérieure à **3 (ou 6) fois** le courant du court-circuit d'un panneau.



*Régulateur de charge*

## **Exemple: Choix du régulateur de charge**

Déterminer le type du régulation de charge pour l'installation de 12 V;

Avec : 
$$\begin{pmatrix} N_p = 3 \\ N_s = 1 \\ P_c = 100 \text{ W}_c \end{pmatrix}$$

### ➤ Etape VIII. Dimensionnement de l'onduleur:

Le convertisseur de courant se dimensionne en fonction de plusieurs critères :

- ✓ **La tension d'entrée** : c'est la même que la tension des batteries ou du régulateur (12, 24 ou 48V DC);
- ✓ **La tension de sortie** : au Maroc nous utilisons du 220V, 50Hz;
- ✓ **La puissance nominale** : c'est la puissance que les appareils consomment en électricité pour fonctionner de façon "normale".
- ✓ **La puissance maximale** : l'onduleur doit être capable de fournir une grande puissance (généralement 2 ou 3 fois la puissance nominale).
- ✓ **Le rendement** : Une partie de l'électricité transformée est consommée par le convertisseur de courant (entre 80 et 95% de l'énergie est restituée). Il est important de contrôler ce rendement, sachant qu'un bon produit se situe autour de 90%.

## **Remarque:**

- ✓ *De plus, la plupart des convertisseurs consomment de l'énergie même lorsqu'ils ne fonctionnent pas (stand-by).*
- ✓ *Il faut toujours choisir un convertisseur dont la puissance est légèrement supérieure à celle des appareils.*

### **❖ Le choix de l'onduleur :**

Pour le choix de l'onduleur (**des sites isolés**) on tient compte de **deux paramètres** :

#### **➤ La compatibilité de la puissance :**

Il faut que la puissance de l'onduleur (**Pond**) soit supérieure à la puissance totale de tous les appareils qui marche avec le courant alternatif A.C (**PT**).

$$P_{\text{onduleur}} > P_{\text{total}}$$

#### **➤ La compatibilité de la tension :**

Il faut que la tension D.C de **la sortie des panneaux (Us)** appartient à la plage de **la tension d'entrée de l'onduleur**, ou des fois il y a des onduleurs qui ont **une tension d'entrée fixe**, donc il faut que **Us (panneaux)=La tension d'entrée de l'onduleur.**

**Remarque :**

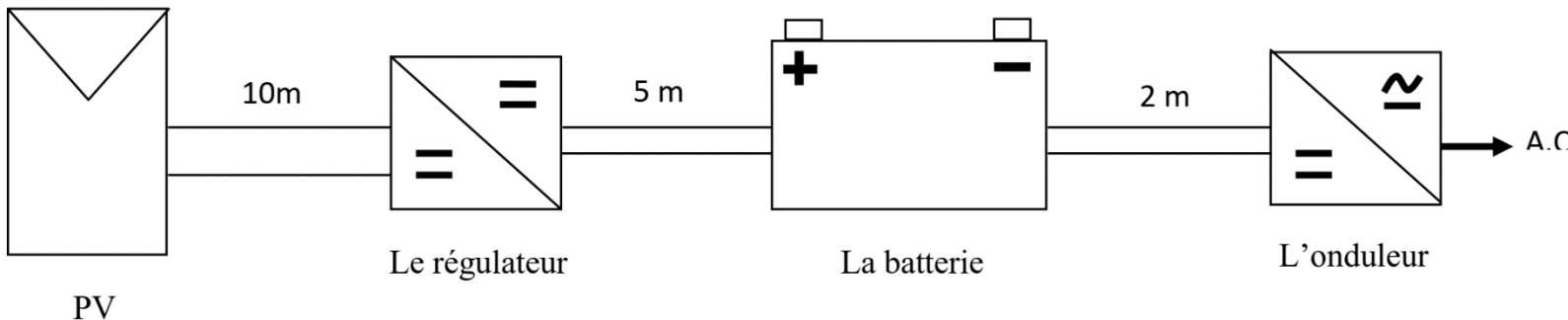
- Le réfrigérateur lors du démarrage consomme un courant appeler courant de démarrage ( $I_d$ ) ( $I_d=3$  fois jusqu'à 5 fois le courant nominal).

Le courant  $I_d$  est instantanée pendant 2S jusqu'à 4S donc il faut assurer que l'onduleur donne une puissance nécessaire pendant 3S ou 4S sans perturber le fonctionnement des autres appareils.

- Pour le choix de la puissance de l'onduleur et pour être bien sécurisé on fait :

Ponduleur=  $P_T + 0,5 P_T$  c'est-à-dire on ajout la moitié de la puissance totale des appareils à la puissance de cette dernière.

## ➤ Etape IX. Le dimensionnement des câbles électriques solaire:



Pour assurer le transport de l'énergie des modules jusqu'au régulateur de charge, on ne peut pas utiliser n'importe quel câble électrique.

- ✓ Les câbles solaires sont étudiés pour résister aux conditions liées à leur utilisation.
- ✓ Ils sont les seuls à pouvoir assurer une longue durée de vie (supérieure à 30 ans) tout en minimisant les pertes d'énergie.
- ✓ La résistance d'un câble électrique dépend :
  - de la résistivité ( $\rho$ ) du matériaux utilisé (cuivre, argent, fer, ...),
  - la longueur du câble, de sa section,
  - de sa température.

Le cuivre est de loin le conducteur le plus utilisé, et sa résistivité oscille entre  $16 \times 10^{-9} \Omega.m$  à  $0^\circ C$  et  $17 \times 10^{-9} \Omega.m$  à  $25^\circ C$ .

L'équation permettant de connaître la résistance est la suivante :

$$R = \rho \times L / S$$

Avec :

R : la résistance en ( $\Omega$ )

$$R = \Delta U / I$$

$\rho$  : la résistivité en ( $\Omega \cdot m$ )

*Section de câble électrique existant dans le marché*

L : la longueur du câble en (m)

S : la section du câble s en ( $mm^2$ )

$\Delta U$ : la chute de tension maximale

on multiplie toujours la longueur du câble fois 2 ( $L=1 \times 2$ )

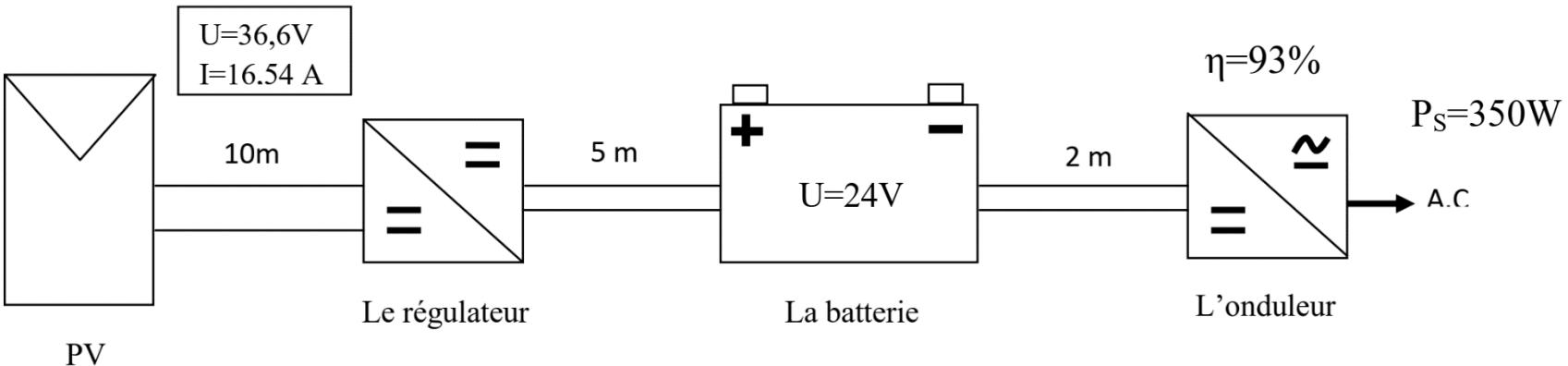
*le câble solaire*

Le Câble  
Solaire



Section ( $mm^2$ )
1,5
2,5
4
6
10
16
25
35
50
70
95
120
150
185
240

## Application :



Les données :

La chute de tension maximale :

$$\frac{\Delta U}{U} = 3\%$$

La resistivité du cuivre:  $\rho = 1,7 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot m$ .

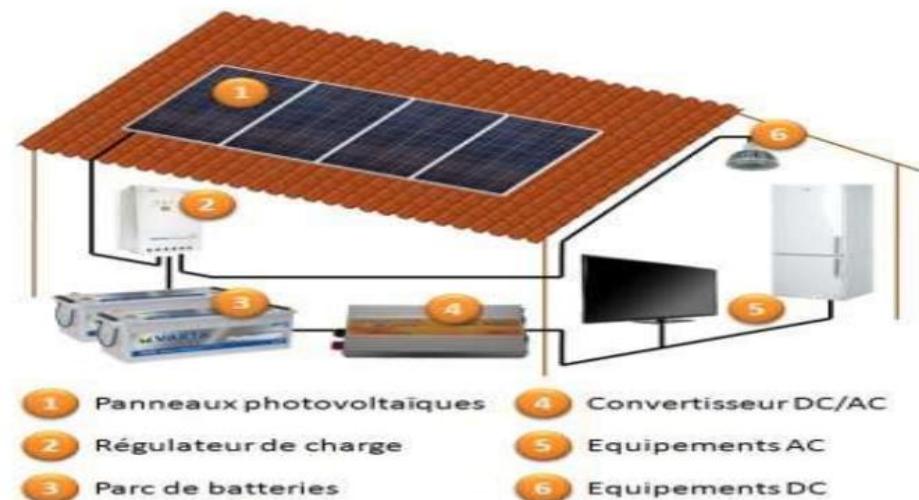
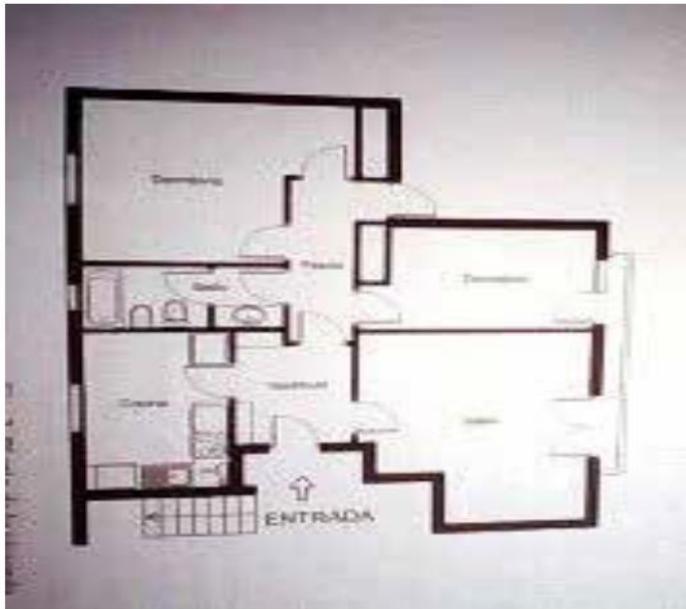
Remarque :

Dans les grandes installations industrielles  $\Delta U=8\%$

- ✓ Déterminez la section des conducteurs entre les panneaux et le régulateur.
- ✓ Déterminer la section des câbles entre le régulateur et les batteries;
- ✓ Déterminer la section des câbles entre les batteries et l'onduleur .

## Application: Dimensionnement d'une installation photovoltaïque

*Plan de la maison:*



Pour mieux comprendre les étapes utiles au dimensionnement d'une installation photovoltaïque on se propose de faire une application sur une habitation,

## ➤ Consommation énergétique (étape I)

Appareils	Nombre de charge	Puissance (W)	Heure d'utilisation (h)	Energie Consommée (Wh/jour)	Rendement De conversion	Energie corrigée du rendement
Ordinateur	1	400	4	1 600	0.95	1 520
Imprimante	1	45	1	45	0.95	42.75
Photocopieuse	1	35	1	35	0.95	33.25
Télévision	1	100	3	300	0.95	285
Réfrigérateur	1	250	24	6000	0.95	5700
Total	.....	879	.....	.....	.....	7581

Tableau IV-E : Différentes charges fonctionnant au courant alternatif

*Consommation énergétique de l'habitation*

## ➤ Localisation du site (étape II)

**Ville :** Rabat

**Latitude :**  $34^{\circ}, 27$  Nord

**Longitude :**  $6^{\circ} 49,598$  Ouest

**Altitude :** 29 mètres

**Température ambiante min :**  $+8^{\circ}\text{C}$

**Température ambiante max :**  $+38^{\circ}\text{C}$

l’Inclinaison comme suit :

$$\beta (\text{°}) = \mathbf{36^{\circ}}$$

## ➤ Données météorologiques (étape 3)

En général on prend la moyenne de : 5 h/jour

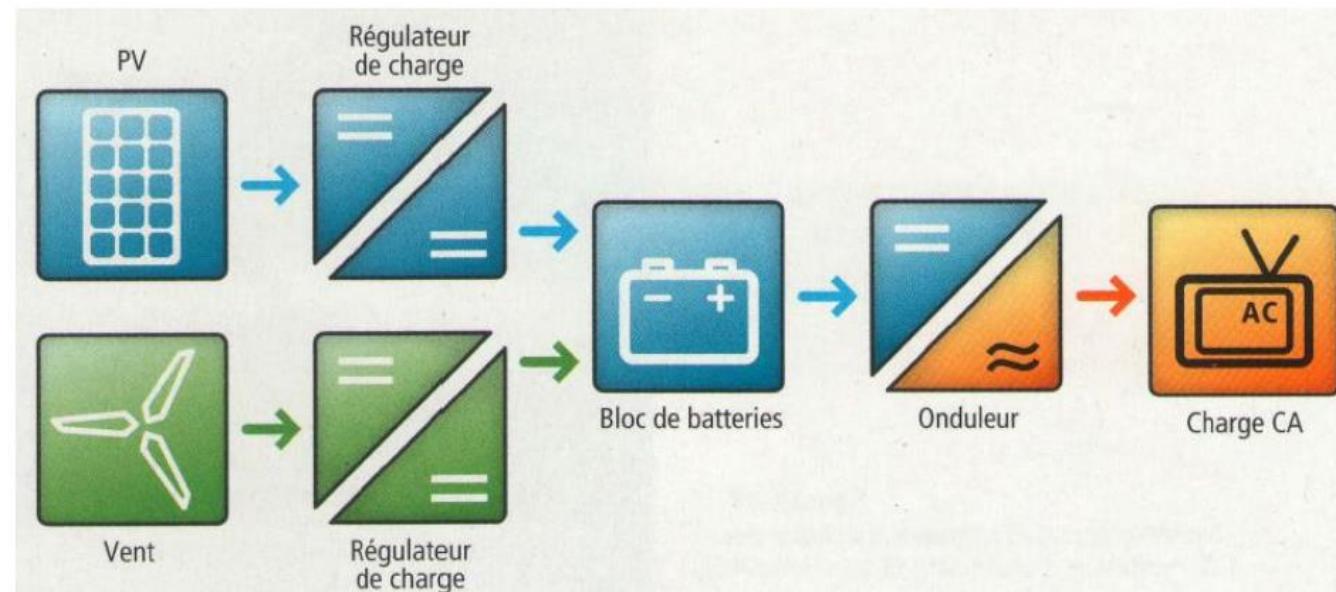
## □ Systèmes hybrides

Dans des régions tempérées, une alimentation intégrale autonome exclusivement basée sur le photovoltaïque est très difficile à réaliser en raison de l'hiver.

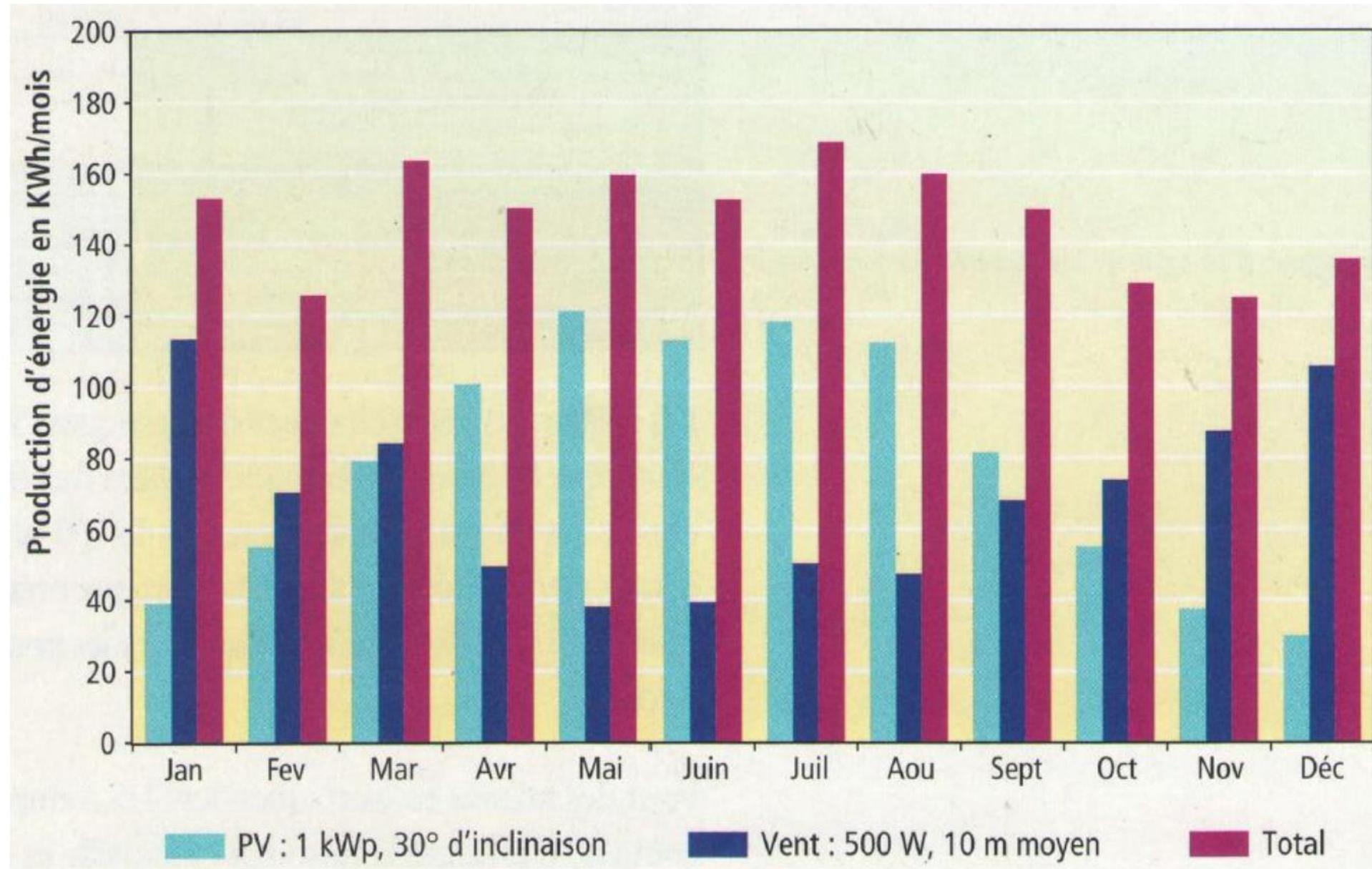
Dans plusieurs cas, on fait appel à d'autres sources d'énergie pour assister le générateurs photovoltaïque, notamment en hiver.

Les systèmes qui tirent leur énergie de plusieurs sources sont appelés ***des systèmes hybrides***.

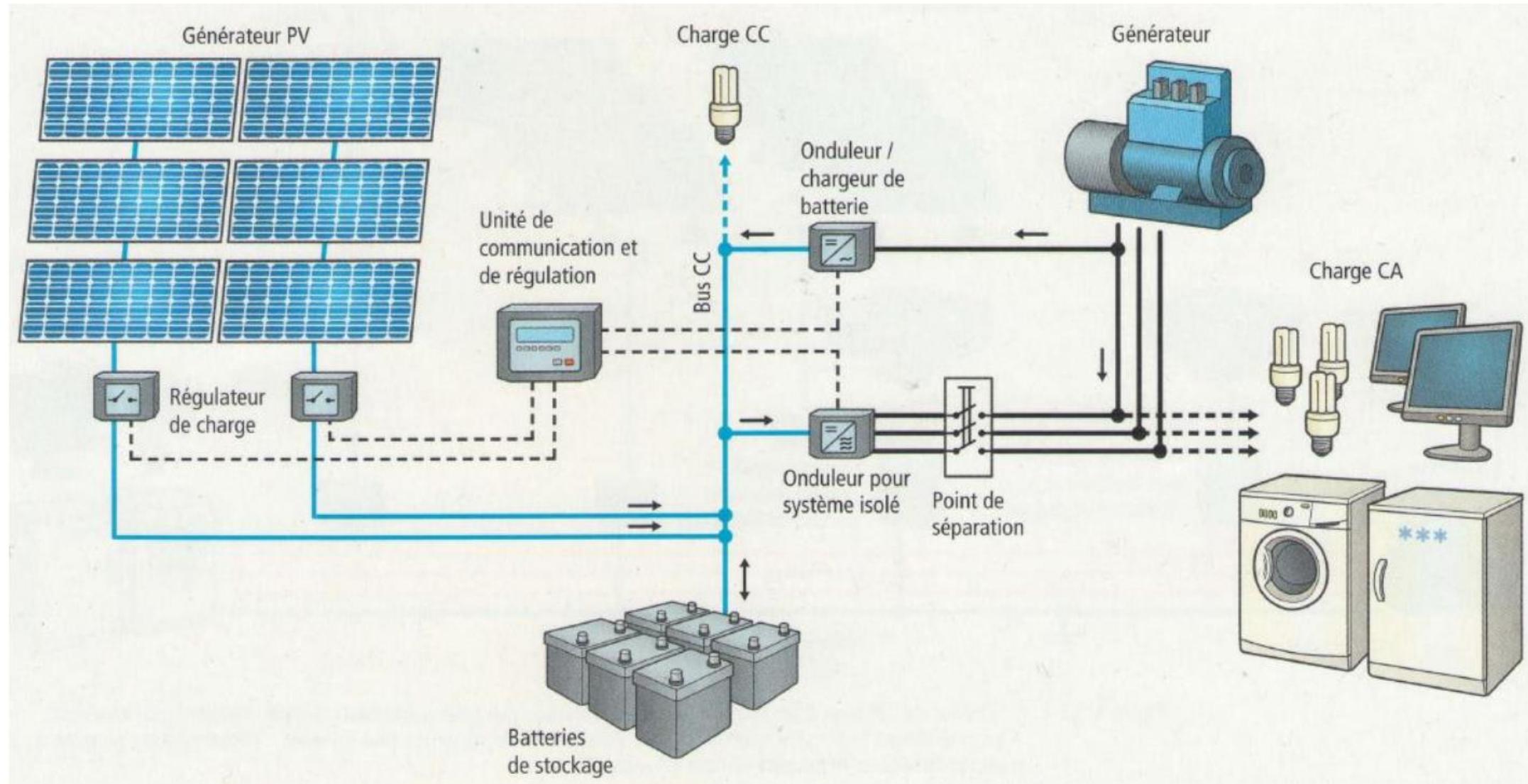
Les systèmes hybrides les plus utilisés sont basés sur un ***système PV*** et un ***centrale éolienne***.



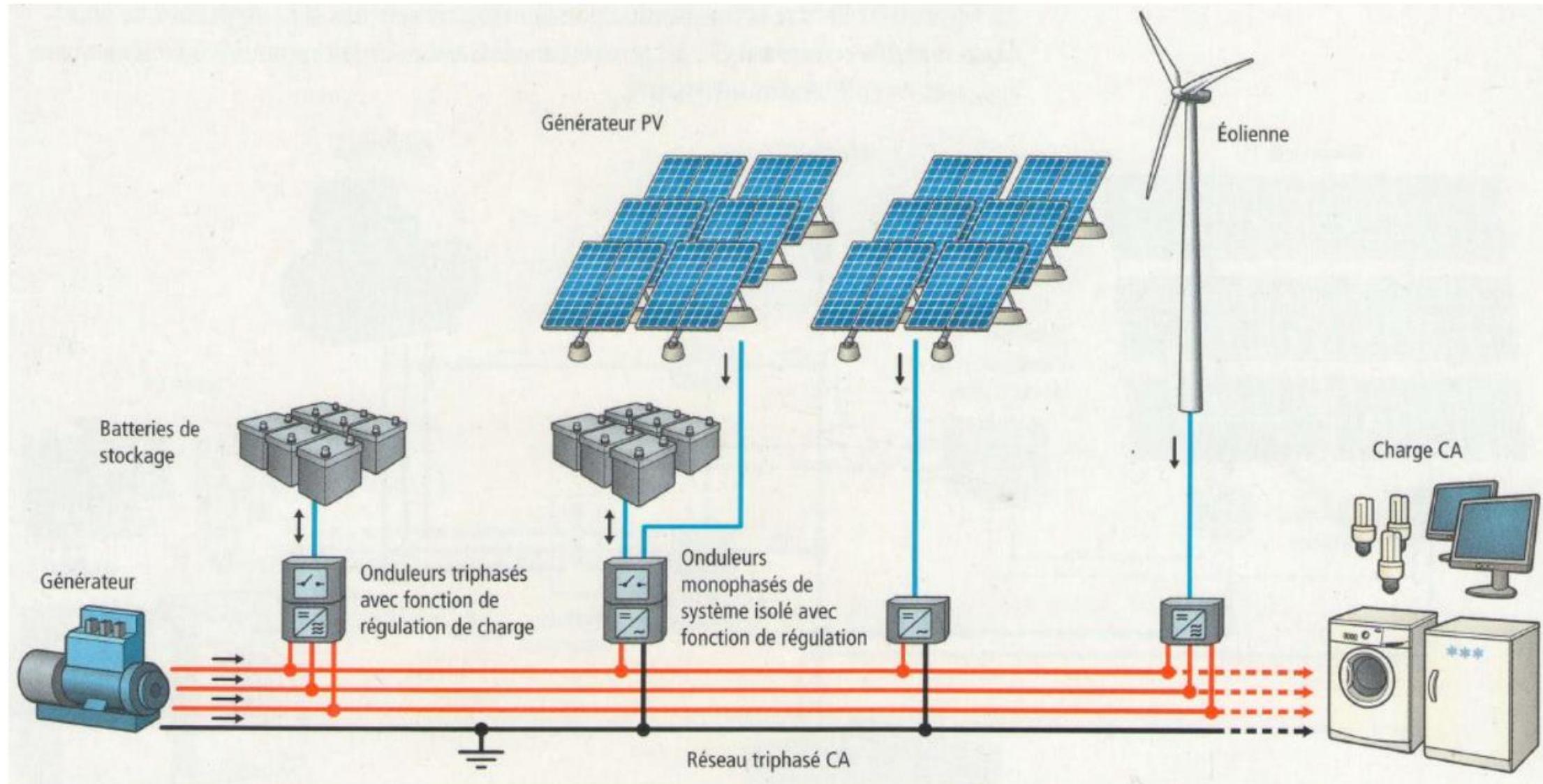
## □ Production d'énergie d'un système PV de 1 kWc et d'une petite centrale éolienne de 500 W.



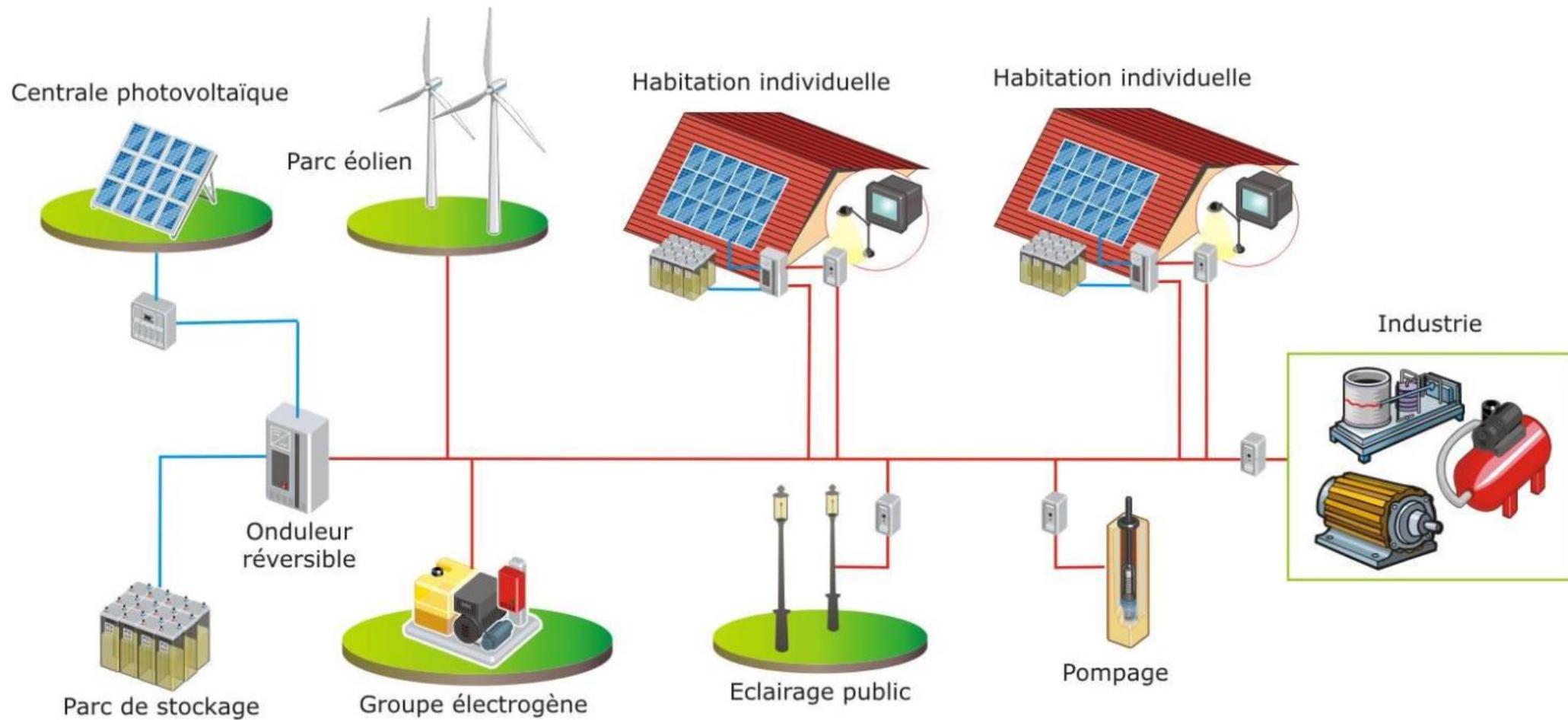
## □ Exemple d'un système hybride isolé à connexion CC et CA doté d'un générateur (groupe diesel)



## □ Exemple d'un système hybride isolé à connexion CA doté d'un générateur et d'une éolienne



## □ Systèmes hybrides pour l'électrification des villages



## ❑ Dimensionnement du système hybride de production d'énergie électrique :

Le dimensionnement d'une installation est organisé de la façon suivante :

- ✓ Détermination du profil de charge des consommateurs.
- ✓ Dimensionnement du générateur photovoltaïque et éolien.
- ✓ Dimensionnement des batteries de stockages.

### ❖ Calcul de l'énergie photovoltaïque :

L'énergie électrique produite par un générateur photovoltaïque est donnée par :

$$E_{pv} = \eta_{gen} \cdot A_{pv} G_{in}$$

Avec :

$A_{pv}$  : la surface totale du générateur photovoltaïque.

$\eta_{gen}$  : le rendement du générateur photovoltaïque.

$G_{in}$  : l'irradiation solaire sur plan incliné.

## ❖ Calcul de l'énergie éolienne:

La puissance contenue sous forme d'énergie cinétique,  $Pv$  (W), dans le vent est exprimée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_t \cdot v_v^3$$

Avec :

$A_t$  : la surface traversée par le vent.

$\rho$  : la densité de l'air (1.225 Kg/m<sup>3</sup>)

$V_v$  : la vitesse du vent.

Le générateur éolien ne peut récupérer qu'une partie de cette puissance du vent et qui représente la puissance produite par le générateur éolien  $P_t$ .

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot C_{pt} \cdot \rho \cdot A_t \cdot v_v^3$$

L'énergie produite par le générateur éolien pendant une période  $\Delta t$  est exprimée par :

$$E_t = P_t \cdot \Delta t$$

□ **Détermination de la taille des systèmes photovoltaïque et éolien :**

L'énergie mensuelle produite par le système par unité de surface est notée :  $E_{pv,m}$  (kWh/m<sup>2</sup>) pour le photovoltaïque et  $E_{t,m}$  (kWh/m<sup>2</sup>) pour l'éolien et  $E_{L,m}$  [kWh] représente l'énergie mensuelle demandée par la charge.

La surface totale des générateurs ( $A_{pv,tot,m}$  et  $A_{t,tot,m}$ ) par un mois (m) nécessaire pour assurer la couverture totale (100%) de la charge ( $E_{L,m}$ ) est exprimée par :

✓ Pour le générateur photovoltaïque :

$$A_{pv,tot,m} = \frac{E_{L,m}}{E_{pv,m}}$$

- ✓ Pour le générateur éolien :

$$A_{t,tot,m} = \frac{E_{L,m}}{E_{éol,m}}$$

#### □ Détermination de la taille des batteries:

La capacité des batteries de stockage est déterminée à partir de la charge demandée maximale,  $E_{L,m,max}$  (charge mensuelle maximale), elle est exprimée par :

$$C_{batt,tot} = \frac{E_{L,m,\max}}{\eta_{bat} \cdot U_{bat} \cdot P_{dd} \cdot N_m} \cdot N_{ja}$$

Avec :

$N_{ja}$  : le nombre de jour d'autonomie.

$P_{dd}$  : la profondeur de décharge de la batterie.

$\eta_{bat}$ : le rendement énergétique des batteries

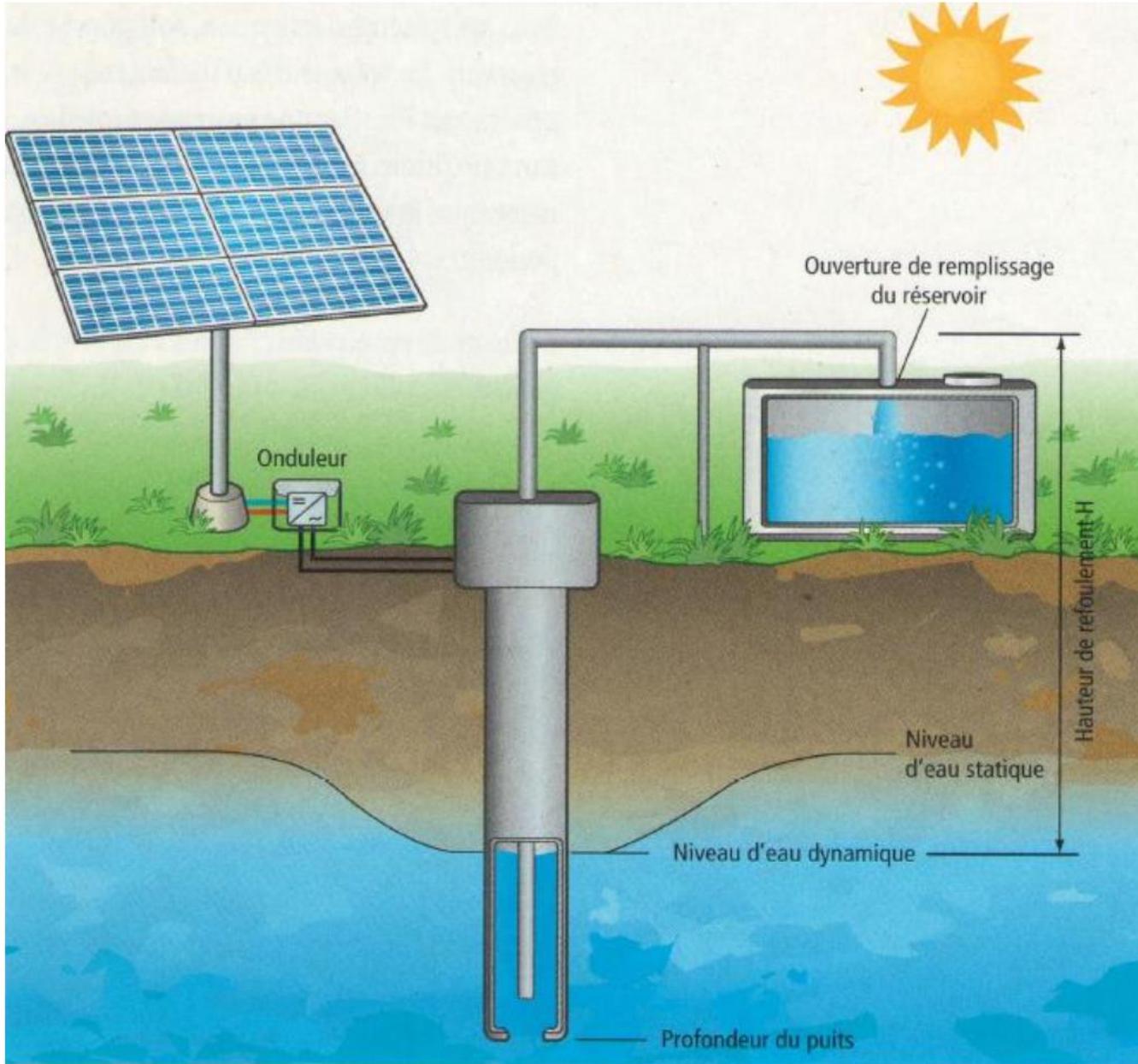
$U_{bat}$  : La tension de fonctionnement de la batterie.

$N_m$  : le nombre de jours du mois qui présentent la charge maximale.

Le nombre de batteries à retenir est déterminé à partir de la capacité d'une unité de batterie  $C_{batt,u}$ , comme pour le cas des surfaces des générateurs photovoltaïques en prenant la valeur entière du rapport par excès.

$$N_{batt} = ENT \left[ \frac{C_{batt,tot}}{C_{batt,u}} \right]$$

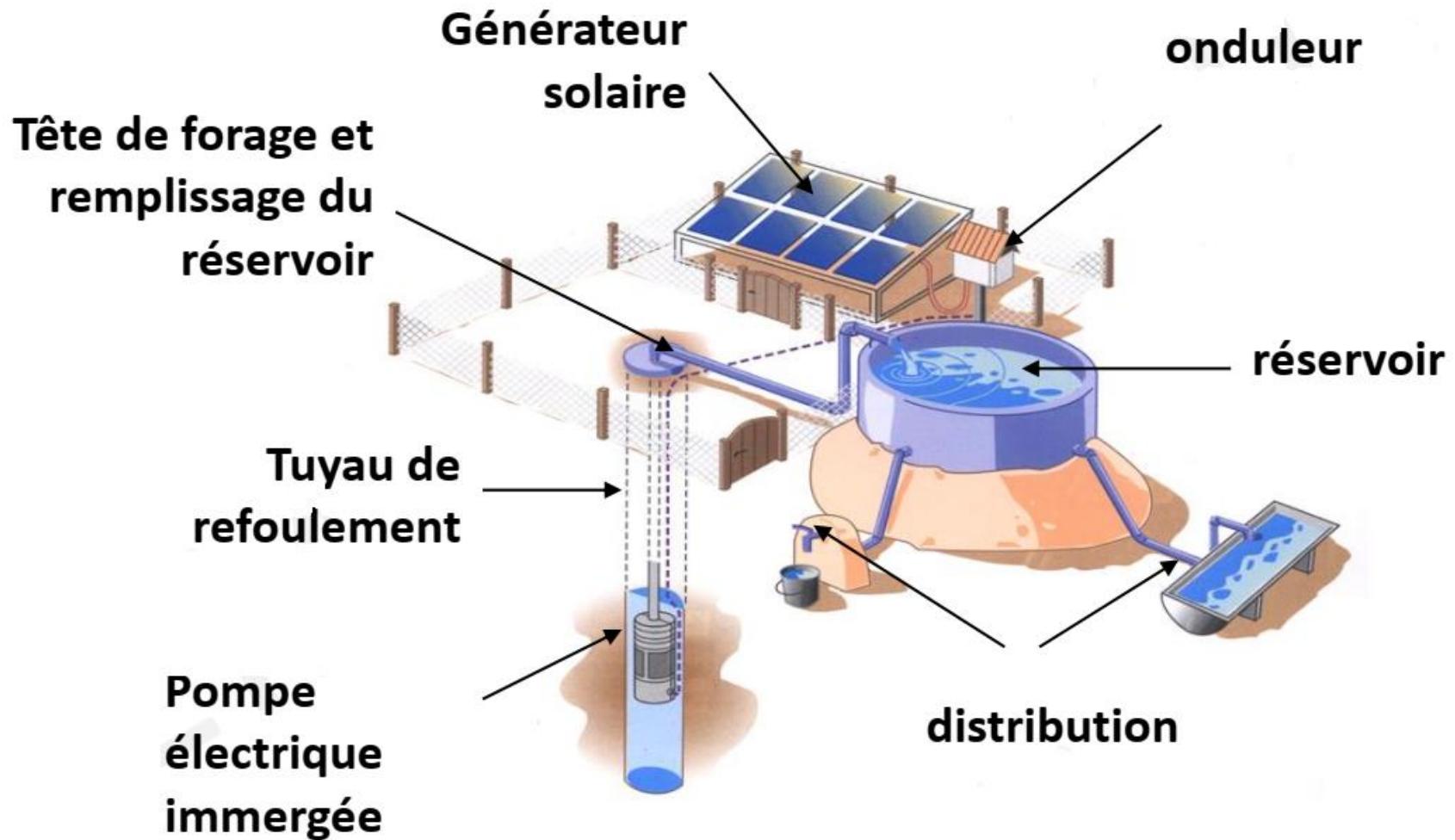
## □ Système de pompage photovoltaïque



Les systèmes photovoltaïques de pompage solaire (PVPS) sont une forme très élégante d'usage de l'énergie solaire.

L'eau pompée dans un réservoir peut être utilisée comme stockage à la place d'une batterie (qui est la composante la plus coûteux, avec une durée de vie la plus courte).

□ Schéma de principe : pompage au fil du soleil



- Données nécessaires pour dimensionner la pompe solaire et ses composants.

❖ **Débit :**

**Quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un** intervalle de temps donné.

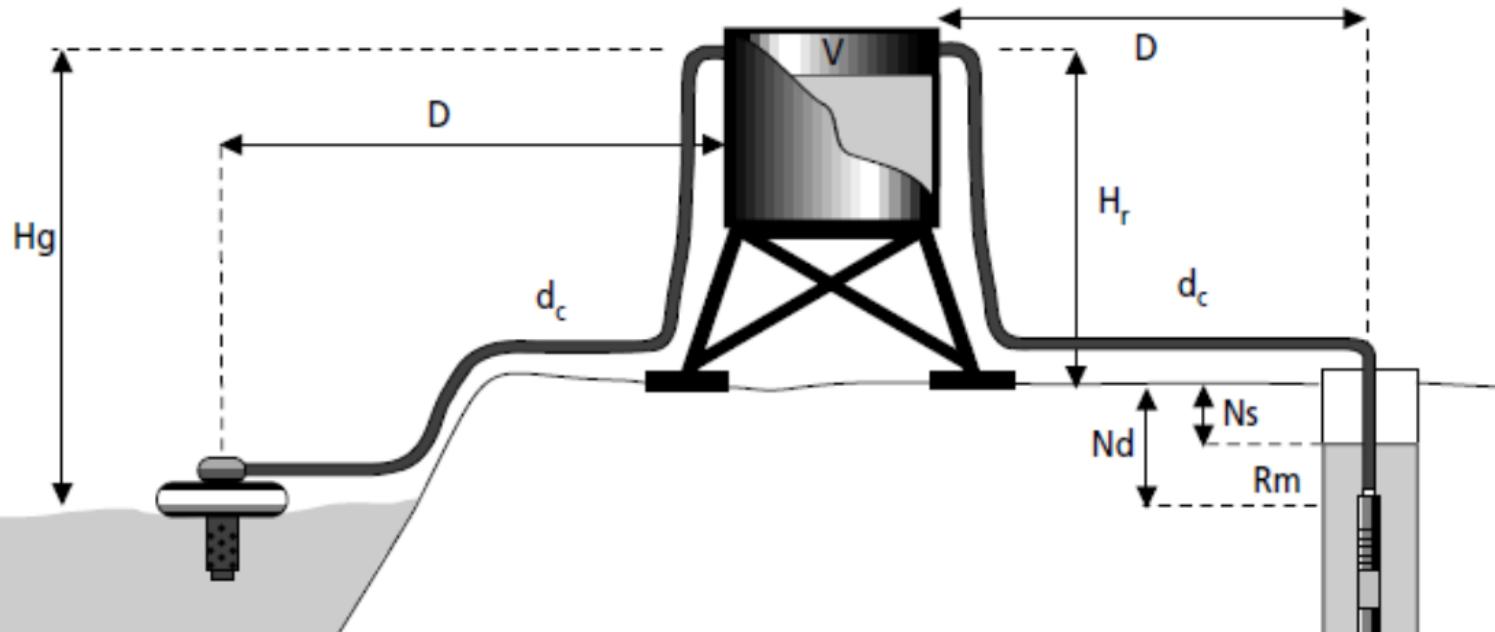
- ✓ **En pompage**, le débit est habituellement donné en litres par heure (**l/h**).
- ✓ **En pompage solaire**, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m<sup>3</sup> par jour (**m<sup>3</sup> / jour**).

❖ **Hauteur manométrique totale:**

**La Hauteur Manométrique Totale** est un calcul qui permet de déterminer la pompe à eau qui correspondra le mieux à vos besoins.

**HMT d'une pompe** est la différence de pression en mètres de colonne d'eau (mCe) entre les orifices d'aspiration et de refoulement.

## Schéma de principe : Pompage



Symbol	Désignation	Unité
<b>Ht</b>	Hauteur géométrique du sol au plan du haut du réservoir	m
<b>Ns</b>	Niveau de la nappe statique (au repos)	m
<b>Nd</b>	Niveau dynamique de la nappe (pour un débit moyen)	m
<b>Rm</b>	Rabattement maximal avant d'arrêter la pompe $Nd - Ns$	m

## ➤ Pertes de charge :

**Chutes de pression** produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Le diamètre des conduites

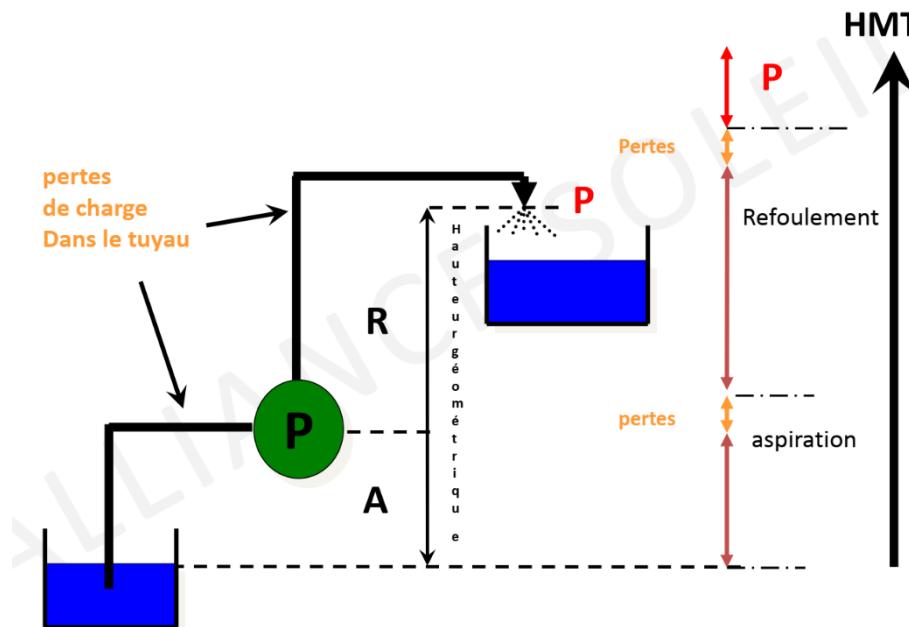
- **Niveau statique**

Le niveau statique (**N<sub>s</sub>**) d'un puits ou d'un forage est la **distance du sol à la surface de l'eau** avant pompage.

- **Niveau dynamique**

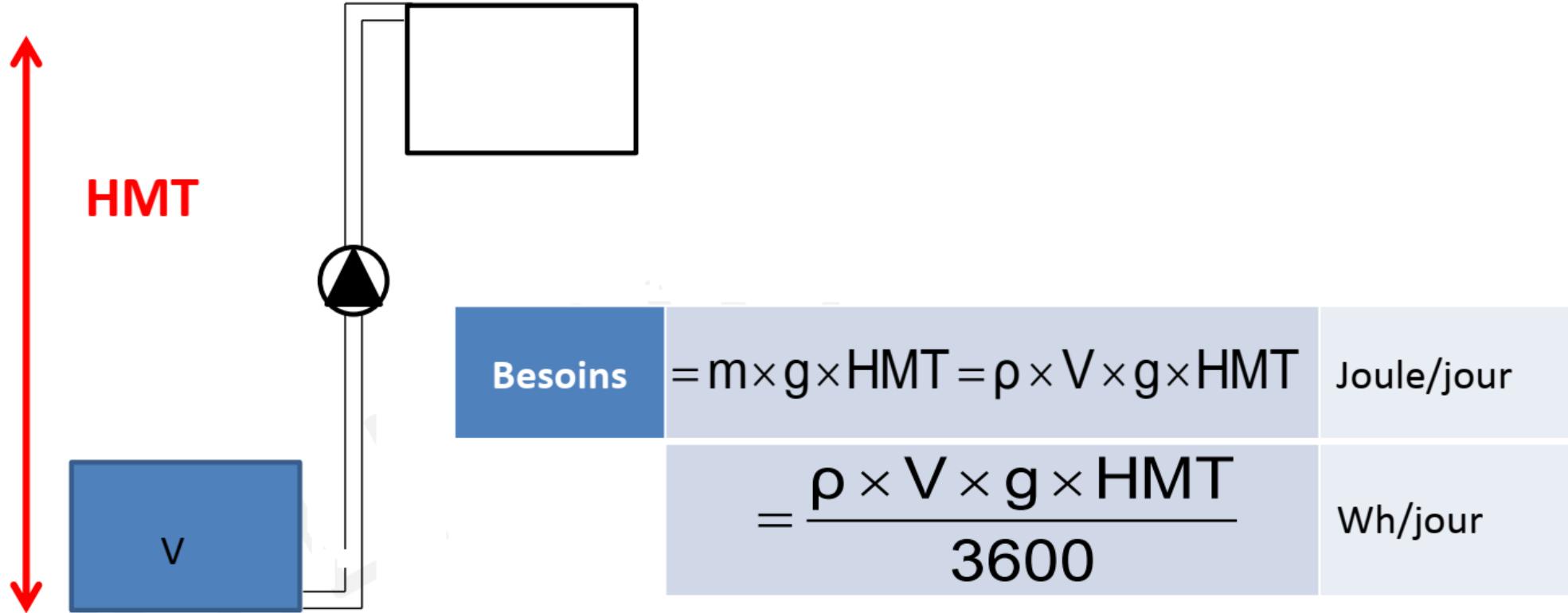
Le niveau dynamique (**N<sub>d</sub>**) d'un puits ou d'un forage est la **distance du sol à la surface de l'eau** pour un pompage à un débit donné.

$$\text{HMT} = A + R + \text{Pertes de charge} + P$$



## □ Principe de dimensionnement:

**Calcul du besoin journalier PRATIQUE : Energie nécessaire au relevage de l'eau en m<sup>3</sup> / jour**



Hypothèse : pas de perte de charge (dans les tuyauteries)

Note : 1 Wh = 3600 J

## Principe de dimensionnement : besoins quotidiens

Symbole	Désignation	Unité	Valeur
$\rho$	Masse volumique de l'eau	Kg/m <sup>3</sup>	1000
$g$	Pesanteur	m/s <sup>2</sup>	9,81
$H$	Hauteur de relevage	m	
$V$	Volume d'eau	m <sup>3</sup>	

Besoins  
énergétiques /j

$$= \frac{1000 \times V \times 9,81 \times HMT}{3600}$$

Wh/jour

$$= 2,725 \times V \times HMT$$

Wh/jour

## Principe de dimensionnement : énergie quotidienne à fournir

Symbol	Désignation	Unité	Valeur
$\rho$	Masse volumique de l'eau	Kg/m <sup>3</sup>	1000
$g$	Pesanteur	m/s <sup>2</sup>	9,81
$H$	Hauteur de relevage	mCE	
$V$	Volume d'eau	m <sup>3</sup> /j	
Rendement global	Rendement du générateur, MPPT / onduleur, groupe moteur elec +pompe	%	20 à 50

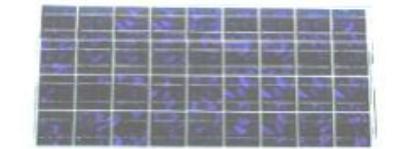
Consommation énergétique/j

$$= \frac{2,725 \times V \times HMT}{\eta \text{ global}}$$

Wh/jour

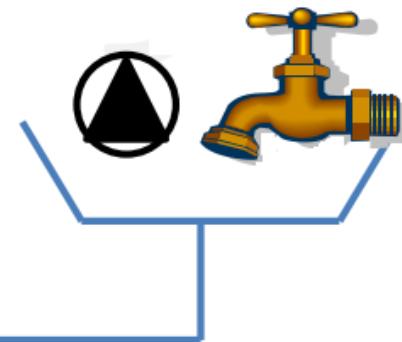
## *Principe de dimensionnement*

Energie produite par  
les modules PV +  
pertes électriques ,  
pertes du groupe  
électro-pompe



$\geq$

Energie hydraulique  
(nécessaire au relevage de  
la nappe à la citerne de  
stockage)



**Nécessité d'évaluer précisément les besoins en eau et en énergie  
pour un dimensionnement optimal**

$$Ej \times P_c \times \eta_{\text{global}} \geq 2,725 \times V \times HMT$$



$$P_c = \frac{2,725 \times V \times HMT}{Ej \times \eta_{\text{global}}}$$

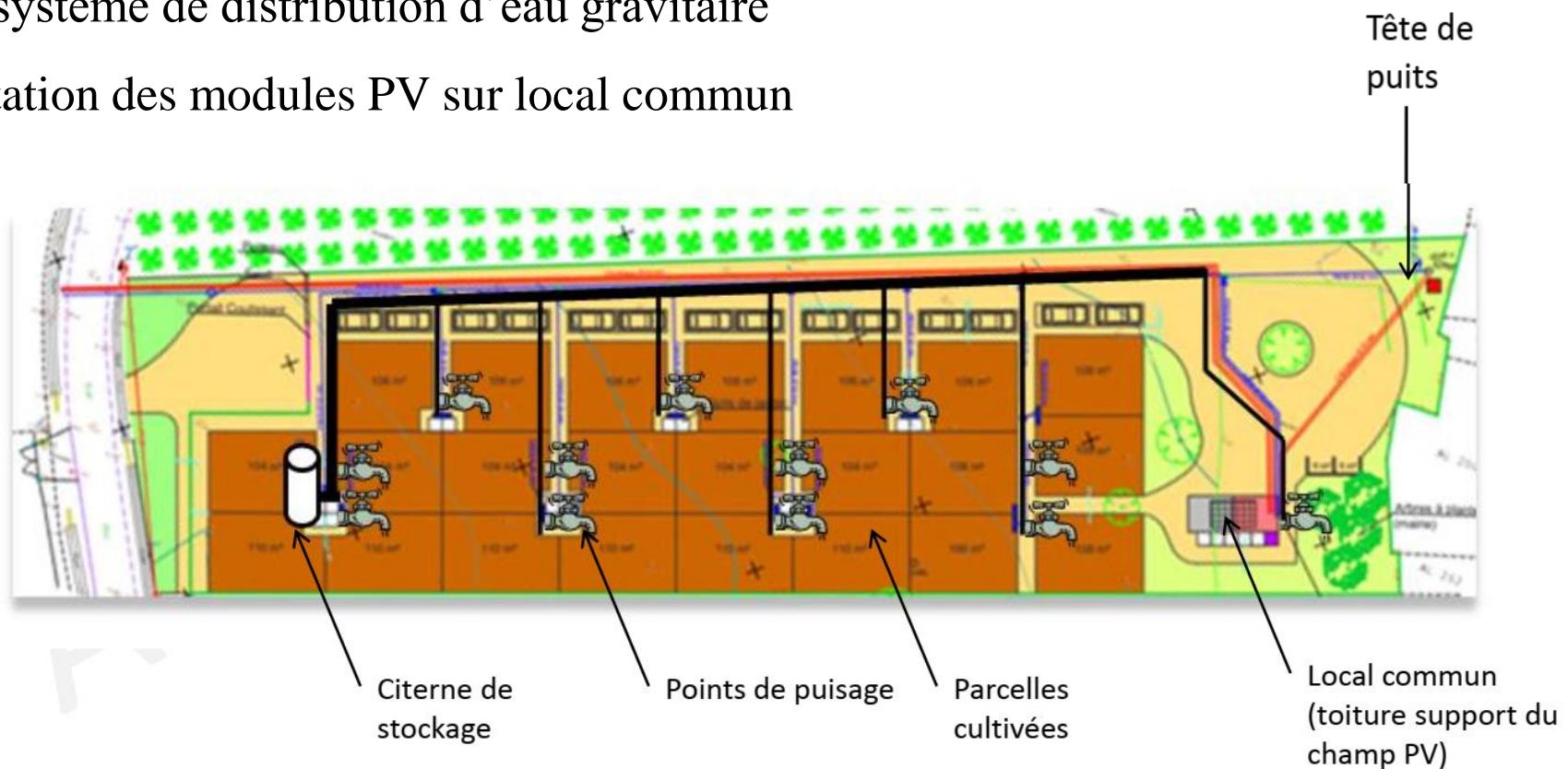
Avec  $\eta_{\text{global}} = \eta_{\text{générateur PV}} \times \eta_{\text{onduleur/adaptateur}} \times \eta_{\text{moteur électrique}} \times \eta_{\text{hydraulique de la pompe}}$



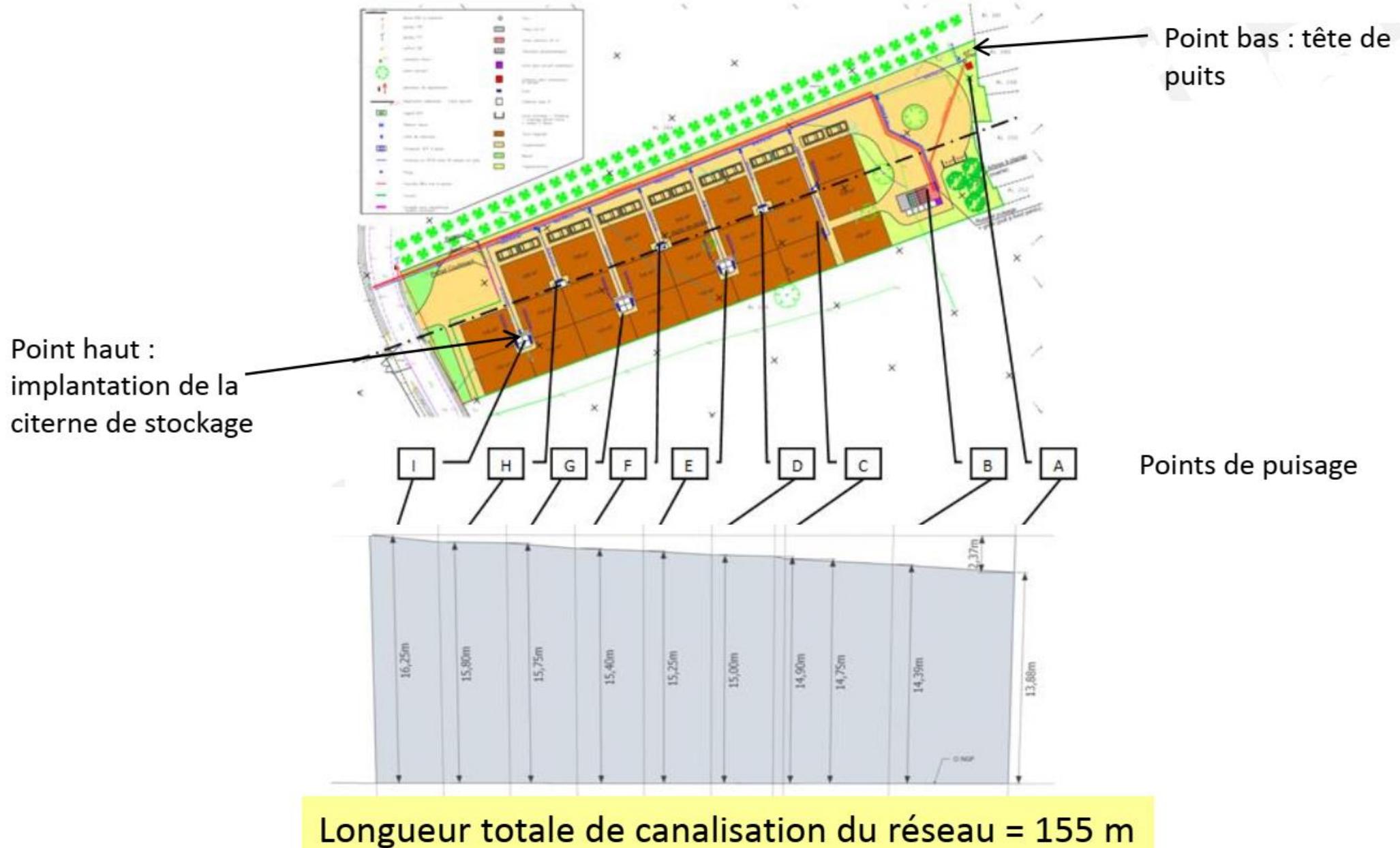
## ➤ Etape 1 :Contexte et pré-choix techniques

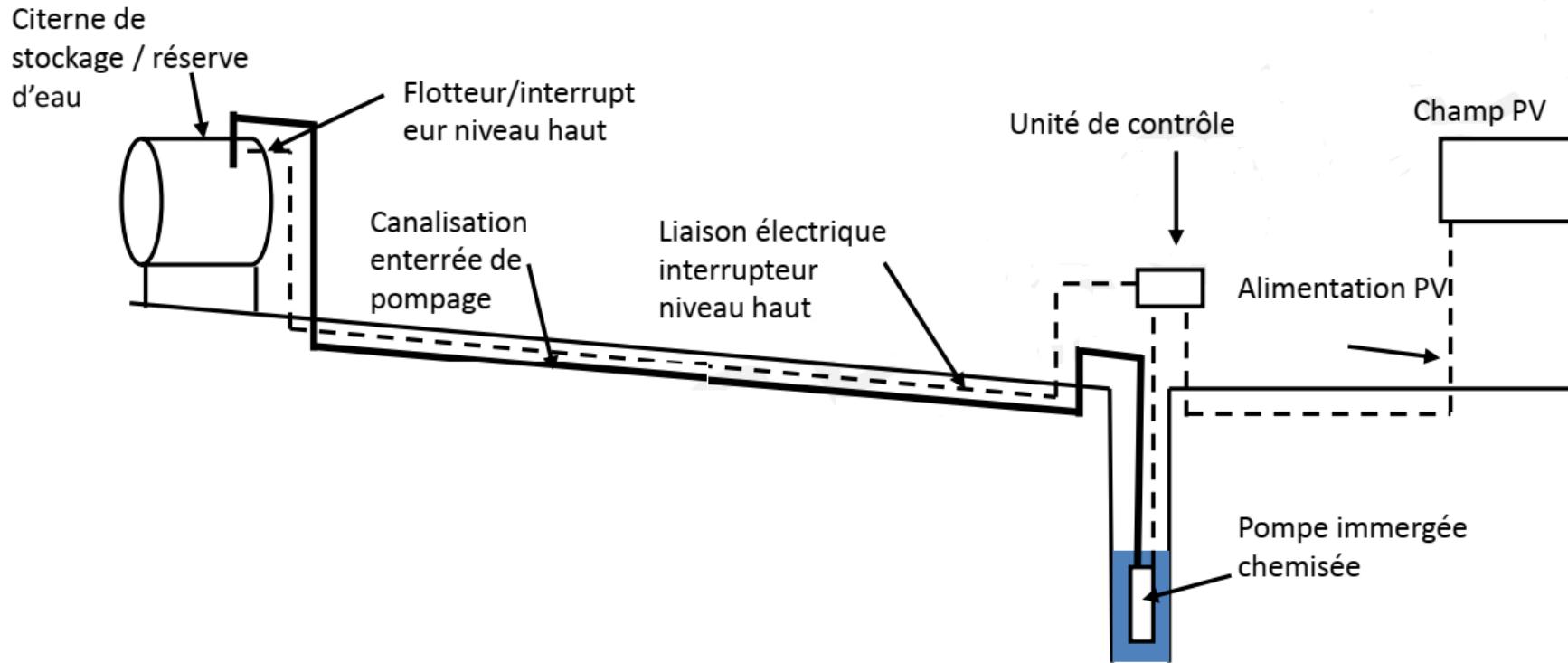
Adduction d'eau pour jardins familiaux :

- ✓ Pompage dans nappe phréatique
- ✓ Création :
  - D'une citerne de stockage surélevée (mini château d'eau)
  - D'un système de distribution d'eau gravitaire
- ✓ Implantation des modules PV sur local commun



## Dénivellation du terrain considéré



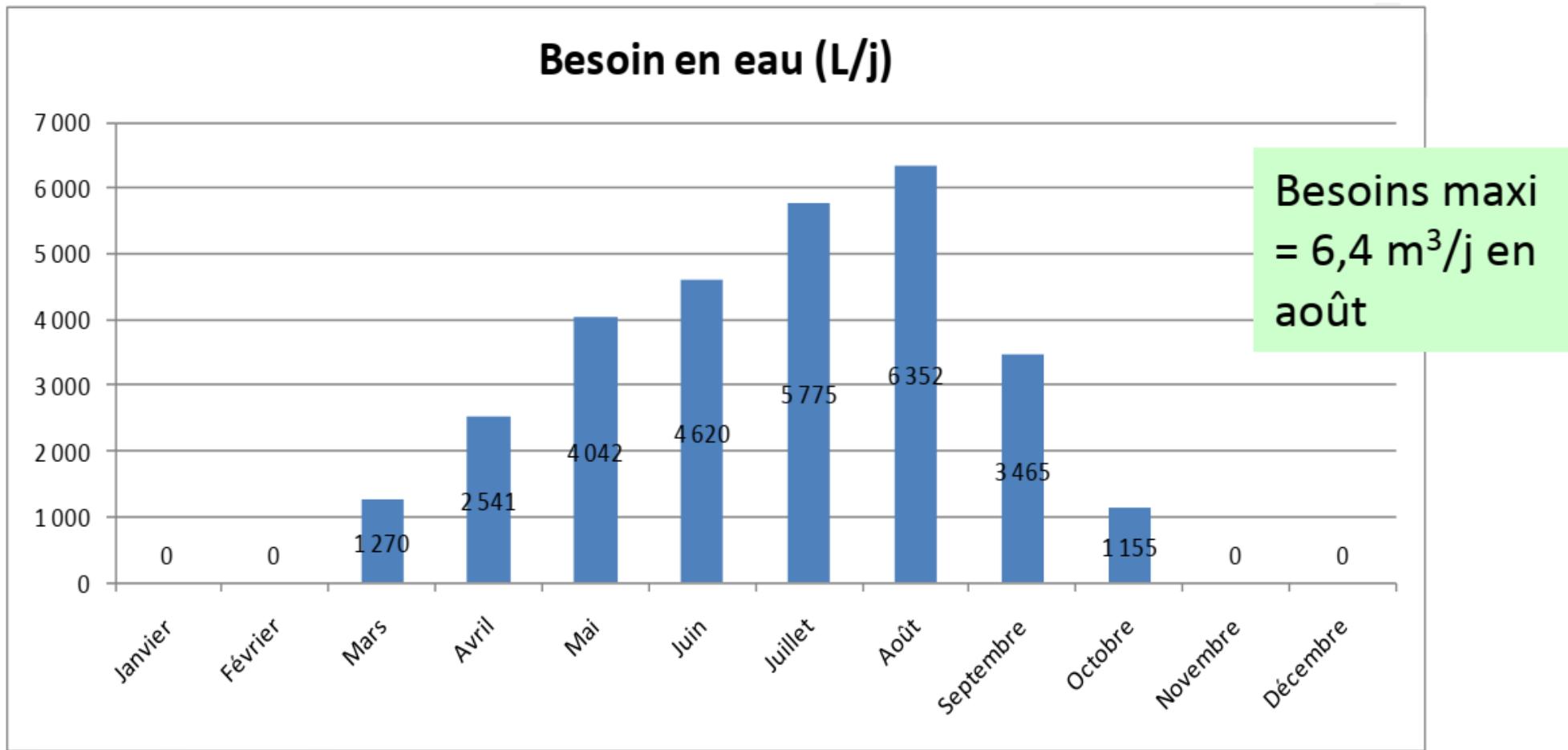


Lorsque l'éclairement solaire est suffisant, la pompe remonte l'eau de la nappe vers la citerne de stockage.

Le pompage s'arrête :

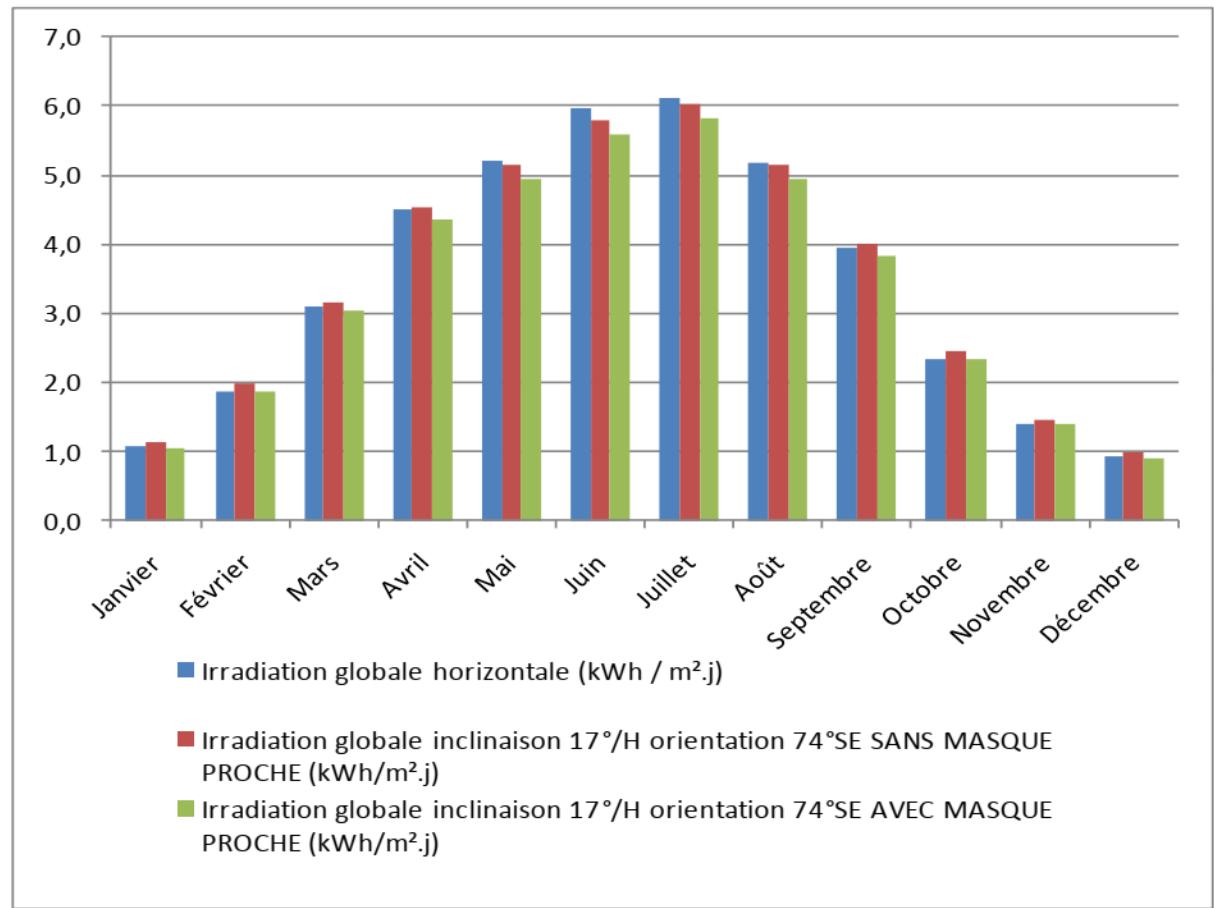
- ✓ lorsque l'éclairement solaire est trop faible;
- ✓ lorsque la citerne est pleine (flotteur/interrupteur de niveau).

## Etape 2 : Besoins en eau



## Etape 3 : Ressources en eau et énergie solaire

### ➤ Données météorologiques :

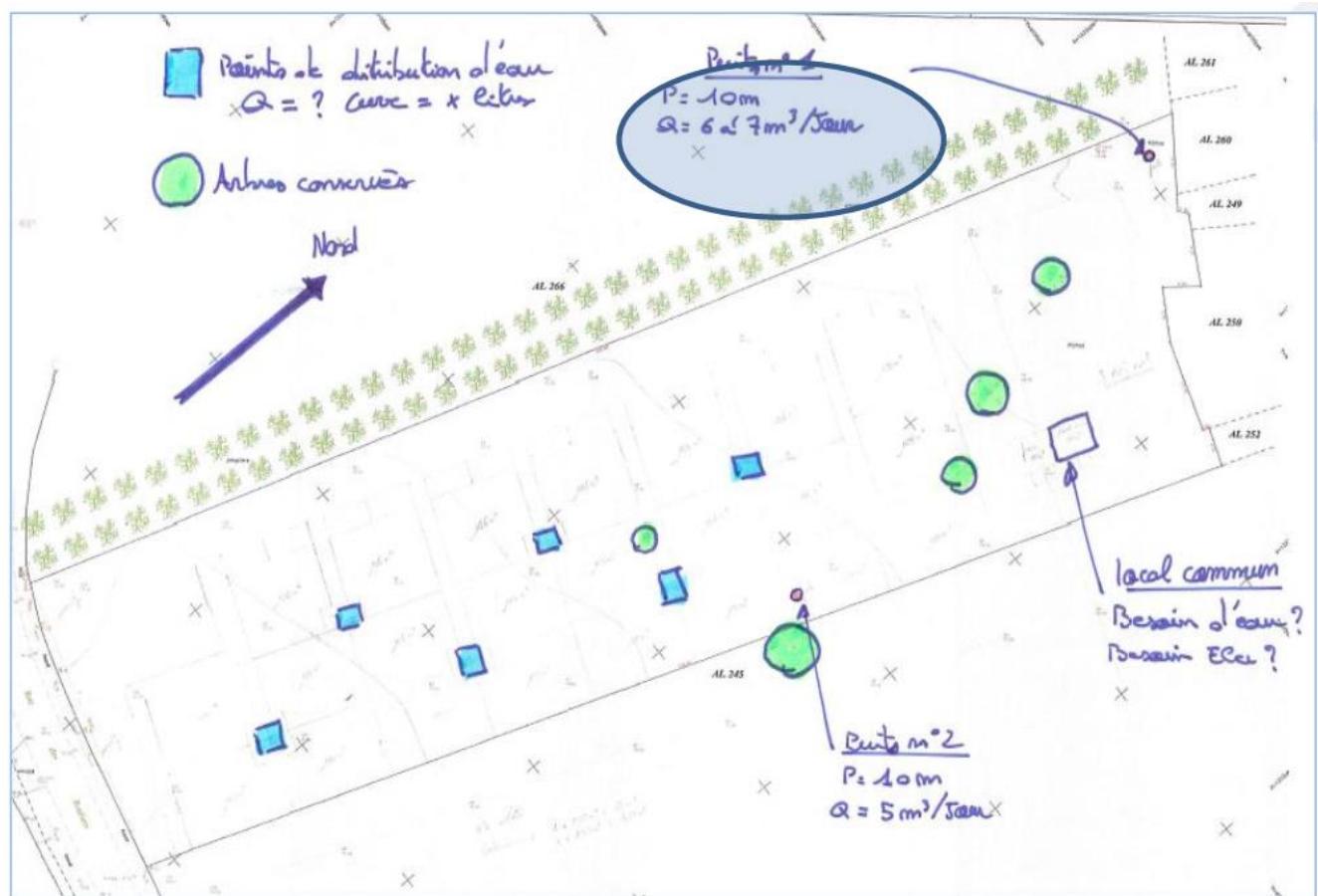


Masque proche

**Hypothèse :** installation PV sur la toiture d'un local (inclinaison : 17°/H - orientation : 74° SE)

## ➤ Evaluation de la ressource en eau:

- Réalisations d'essais de pompage de longue durée et par paliers
  - Détermination du débit d'exploitation quotidien maximum de l'ouvrage, **qui doit permettre de subvenir aux besoins.**



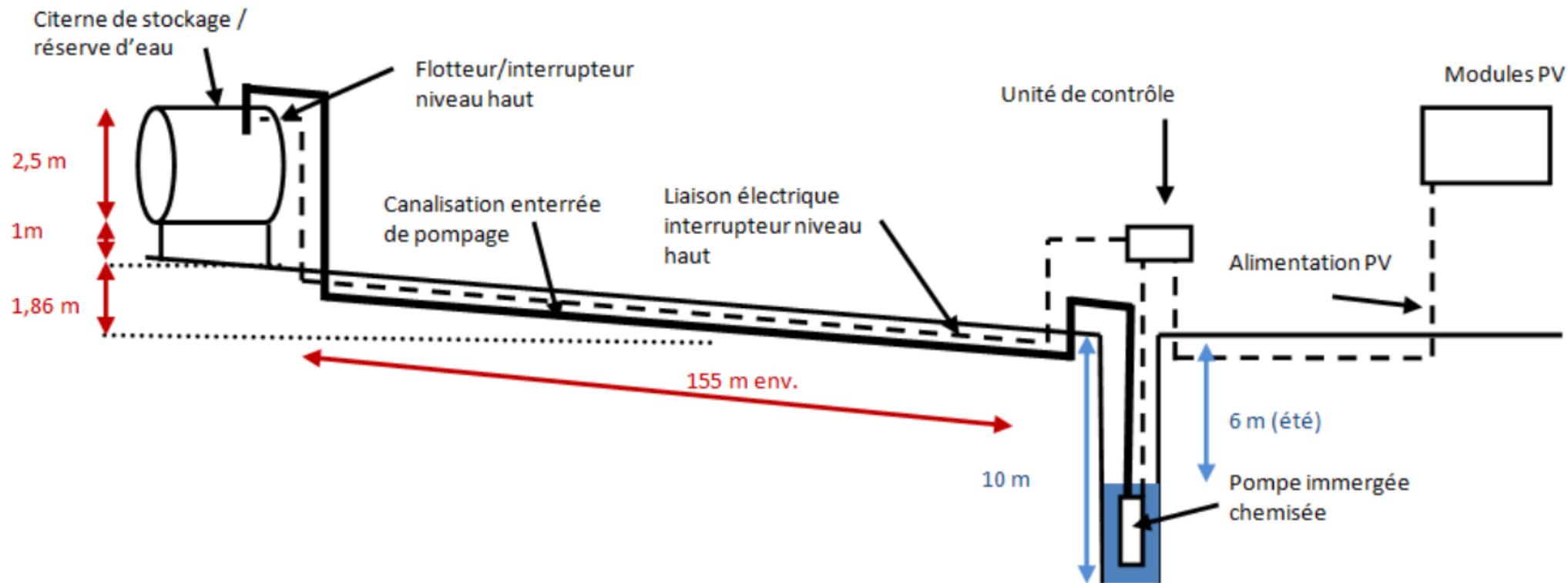
Ressource puits n° 1 =  
6 à 7 m<sup>3</sup>/j en août

Besoins maxi =  
6,4 m<sup>3</sup>/j en août

Puits n°1 foré  
2<sup>ème</sup> puits envisageable  
si nécessaire

## Détermination Hauteur manométrique totale (HMT) :

### 1-Hauteur statique (Ht + Ns):

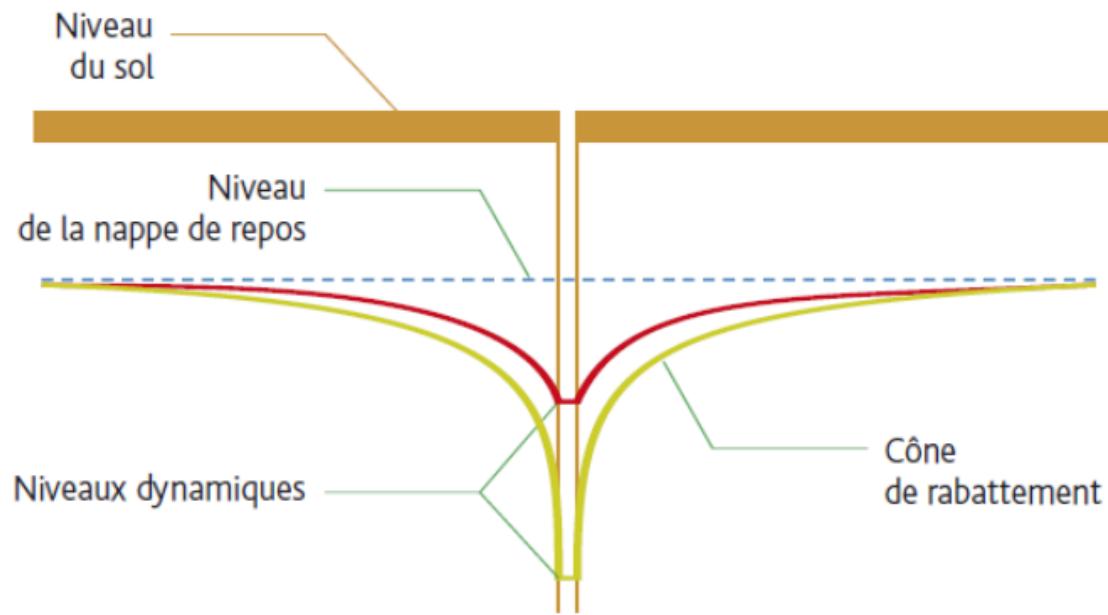


$$\begin{array}{lcl} Hr & = & \text{profondeur nappe (Ns)} + \text{dénivelé terrain tête de puits / support citerne} + \text{hauteur pied citerne} + \text{hauteur citerne} \\ \\ H_{\text{stat}} & = & 6 + 1,86 + 1 + 2,5 = 11,36 \text{ m} \end{array}$$

## Détermination Hauteur manométrique totale

### 2-Détermination du rabattement

Sous l'effet du pompage, le niveau de la nappe baisse :



Le niveau dynamique de la nappe doit être évalué par des tests de pompage effectués sur site. A un débit maximum de la pompe égal à 1/6 du volume journalier ( $6 \text{ m}^3/\text{h}$ ) soit **1  $\text{m}^3/\text{h}$** ,

on a considéré une hauteur de rabattement de  **$H_{\text{ran}} = R_m = 0,5 \text{ m}$** .

## □ Détermination Hauteur manométrique totale

### 3- Calcul des pertes de charge

Pour calculer les pertes de charge, on a besoin du débit maximum de la pompe :

**Q max = Volume journalier/6 (en m<sup>3</sup>/h) pour un ensoleillement de référence  
de 6 kWh/m<sup>2</sup>/jour)**

❖ Hypothèses :

- ✓ Canalisation polyéthylène DN 63, épaisseur = 3mm : Diam int = 57 mm
- ✓ Débit max de pompage Qv = 1 m<sup>3</sup>/h,



❖ Perte de charge régulière :

$$J = \frac{\lambda}{D} \times \frac{U^2}{2g}$$

Symbole	Désignation	Unité
J	Coefficient de perte de charge régulière	mCE/m canalisation
$\lambda$	Coefficient de perte de charge (à déterminer)	Sans dim
D	Diamètre de la canalisation circulaire	m
U	Vitesse d'écoulement du fluide dans la canalisation	m/s
g	Constante d'accélération	m/s <sup>2</sup>

## ❖ Caractérisation de l'écoulement :

<b>Re</b>	$= \frac{U \times D_{int}}{\nu}$	$= \frac{0,109 \times 0,057}{1,31 \cdot 10^{-6}} = 4743$
-----------	----------------------------------	--

Symbol	Désignation	Unité
<b>Re</b>	Ecoulement	
<b>U</b>	Vitesse d'écoulement de l'eau dans la canalisation	mCE/m canalisation
<b>Dint</b>	Diamètre intérieur de la canalisation	m
<b><math>\nu</math></b>	Viscosité cinétique de l'eau ( $1,31 \cdot 10^{-6}$ à $10^\circ\text{C}$ , $1 \cdot 10^{-6}$ à $20^\circ\text{C}$ , $0,8 \cdot 10^{-6}$ à $30^\circ\text{C}$ )	

Si **Re < 3000** : écoulement **laminaire**

Utilisation de la corrélation de Hagen Poiseuille pour la détermination des pertes de charges.

<b><math>\lambda</math></b>	$= \frac{64}{\text{Re}}$
-----------------------------	--------------------------

Si  $Re > 3000$  : écoulement turbulent (notre cas)

Utilisation de la corrélation de Colebrook :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left( \frac{k}{3,7D} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right)$$



Avec  $k$  = Rugosité de la canalisation,  $k=0,01$  mm pour tube PE (Polyéthylène)

□ Perte de charge singulières (approximation):

$$Pdc \sin g = NbT * X * \frac{U^2}{2g}$$



Symbol	Désignation	Unité
Nbt	Nombre total de T, vannes, clapets, etc.	
X	=1,5 (pour un coude à 90°, extrapolé aux autres singularités)	
U	Vitesse d'écoulement de l'eau dans la canalisation	mCE/m canalisation
g	Constante d'accélération	m/s <sup>2</sup>



Pdcsing

$$= \text{NbT} \times \chi \times \frac{V^2}{2g} = 10 \times 1,5 \times \frac{(0,109)^2}{2 \times 9,81} = 0,009 \text{ mCE}$$

❖ Calcul des pertes de charge :

Perte de charge

$$= \text{Pdc rég} + \text{Pdc sing} = 0,031 + 0,009 = 0,04 \text{ mCE}$$

❖ Hauteur manométrique totale:

HMT

$$= \text{Hstat} + \text{Hrab} + \text{Pertes de charge}$$

$$= 11,36 + 0,5 + 0,04$$

$$= 11,9 \text{ m}$$

## Etape 5 : Détermination de la Puissance crête

- Dimensionnement : puissance crête nécessaire (mensuel)

$$P_c = \frac{2,725 \times V \times HMT}{Ej \times \eta_{\text{global}}}$$

Symbol	Désignation	Unité
P <sub>c</sub>	Puissance crête nécessaire	W <sub>c</sub>
V	Besoins maximum en eau	m <sup>3</sup> /j
HMT	Hauteur manométrique totale	mCE
Ej	Irradiation moyenne du mois le plus défavorable	kWh/m <sup>2</sup> .j

Pc

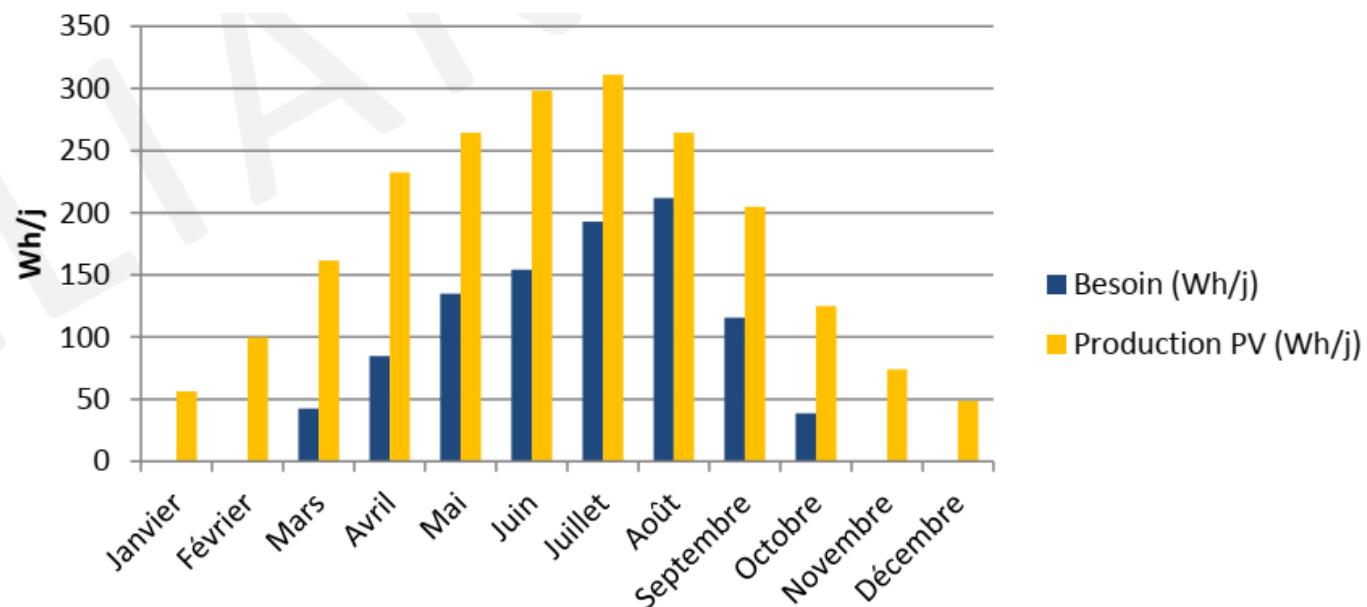
$$= \frac{2,725 \times V \times H}{Ej \times \eta \text{ global}}$$

$$= \frac{2,725 \times 6,4 \times 11,9}{4,95 \times 0,36}$$

Puissance crête minimale nécessaire : 116,4, soit 120 Wc (avec rdt global = 36% - à priori)

### ➤ Sélection du matériel:

Module solaire monocristallin 150 Wc 24 V, implantés sur la toiture du local commun (surdimensionnement = 25 %).



## **Etape 6 : Choix de la pompe**

Le dimensionnement du générateur PV ne met en jeu que l'énergie hydraulique, c'est-à-dire le produit V x HMT en m<sup>4</sup>/j.

- Le générateur PV sera donc le même pour une pompe donnant par exemple **20m<sup>3</sup>/jour à 40 mètres** ou une autre donnant **40m<sup>3</sup>/jour à 20 mètres** de HMT.
- le moteur (sa puissance) est vraisemblablement le même, ce n'est pas du tout le cas pour la partie hydraulique du groupe.
- **Une pompe immergée est définie par son débit et sa HMT qui définissent le point de fonctionnement au meilleur rendement à vitesse nominale** (autour de 2 850 t/min pour une fréquence de 50 Hz pour une pompe centrifuge).
- **La meilleure pompe est celle qui travaillera à son meilleur rendement autour de midi solaire.**

## ➤ Choix de la pompe

Avec le générateur PV sélectionné : 150 Wc

$$Q_{réel} = \frac{P_c \times E_j \times \eta \text{ global}}{H \times 2,725} = \frac{150 \times 4,95 \times 0,36}{11,9 \times 2,725} = 8,3 \text{ m}^3/\text{j}$$

### ▪ Dimensionnement : pompe

Avec le générateur PV sélectionné

$$Q_{max} (\text{m}^3/\text{j}) = \frac{\text{volume quotidien [m}^3/\text{j]}}{6} = \frac{8,3}{6} = 1,38 \text{ m}^3/\text{h}$$

*Formule valable pour Irr de référence = 6 kWh/m<sup>2</sup>.jour, soit 6 heures équivalent pleine puissance.*

Le rendement de la pompe doit être maximum à midi solaire pour :

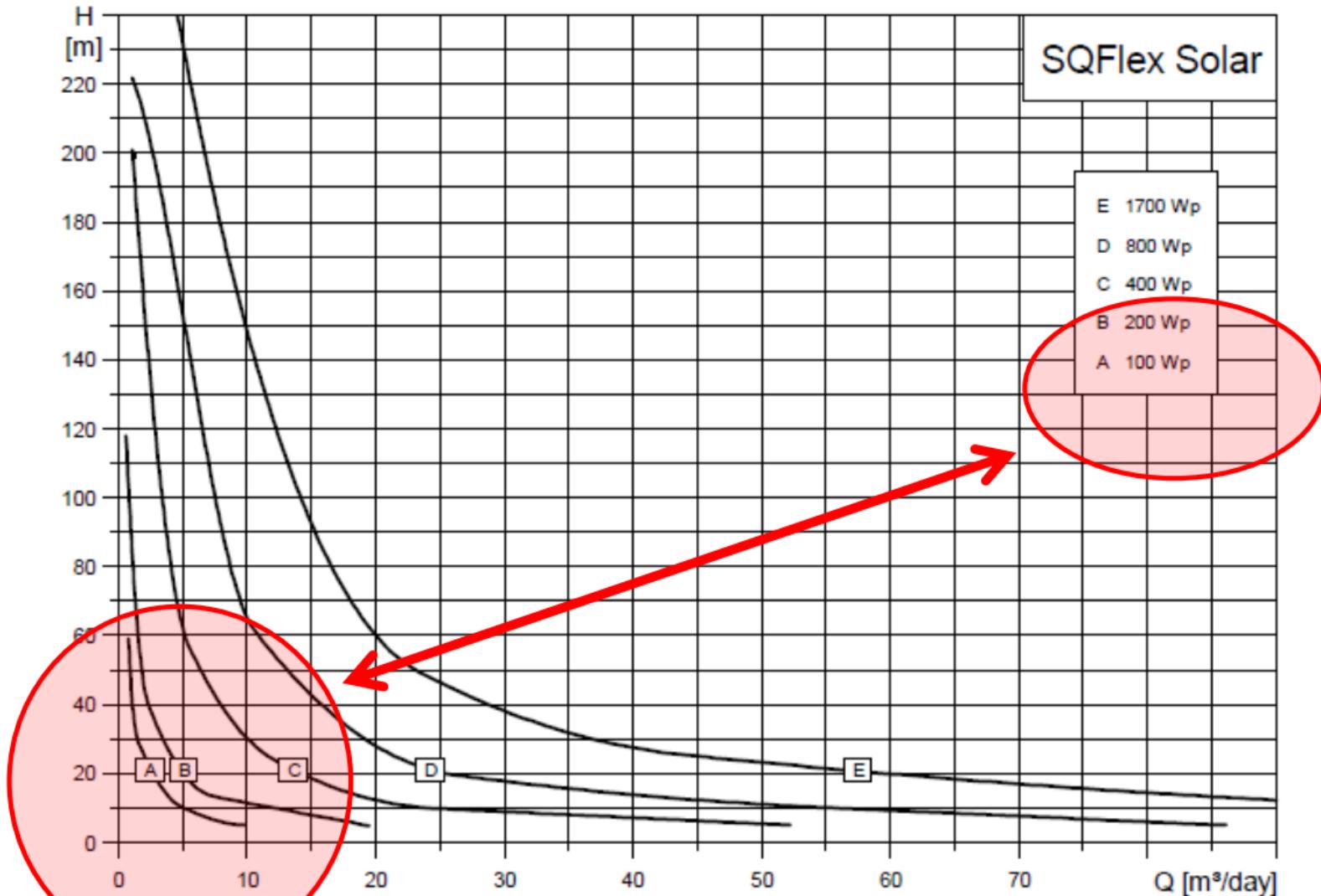
- un débit **de 1,38 m<sup>3</sup>/h** et
- une **HMT de 11,9m.**

## **Choix de la pompe :**

### **« SQFlex 3' '(3 pouces) de Grundfos**

- ✓ Moteur à aimant permanent à commutation
- ✓ électronique : 1400 W maxi
- ✓ Intensité maxi : 8 A
- ✓ Vitesse maxi : 3600 tr/mn
- ✓ MPPT intégré
- ✓ Alimentation:
  - o 30 à 300 VDC (solaire PV ou aérogénérateurs)
  - o ou 90-240 VAC 50/60Hz (réseau, groupe électrogène)

## Choix Pompe



Performances basées sur une irradiation de 6 kWh/ $\text{m}^2\text{.jour}$ ; temp. ambiante 30°, latitude 20°N

## *Choix Pompe*

« SQFlex 3' '(3 pouces) de Grundfos

- Pompe
- Flotteur
- Interrupteur général

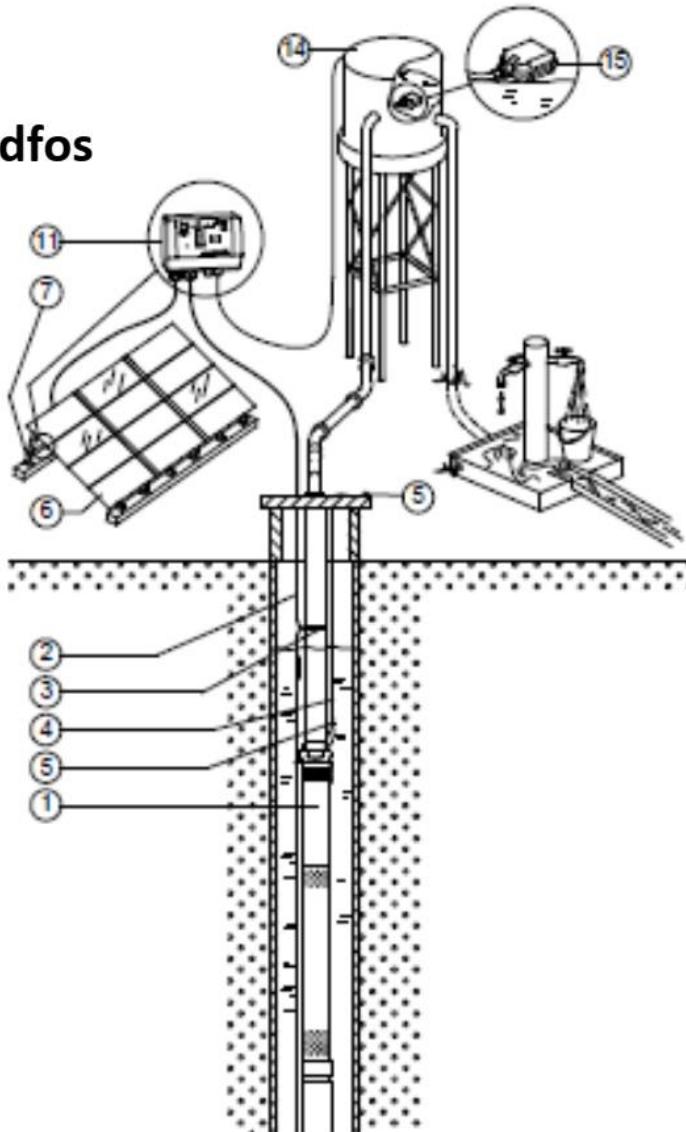
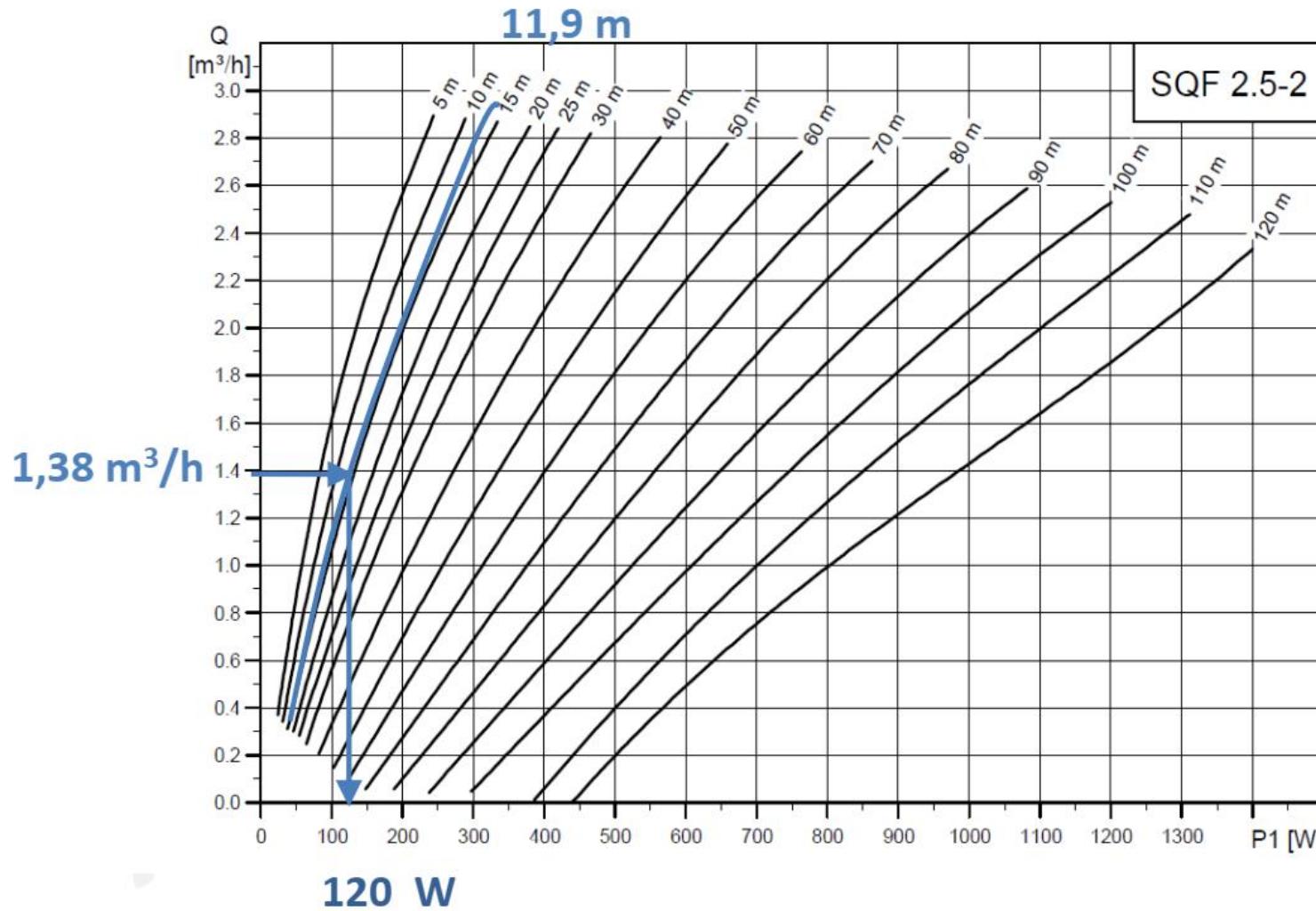


Fig. 7 SQFlex Solar with CU 200 and level switch

## Dimensionnement : pompe

Hypothèse: un débit de **1,38 m<sup>3</sup>/h** et **HMT de 11,9m.**

Grundfos **SQF 2.5-2**



Vérifications:

$$\begin{aligned}\text{Phydro} &= \rho \cdot g \cdot Q \cdot HMT \\ &= 1000 \times 9,81 \times \\ &1,38 / 3600 \times 11,9 \\ &= 44,8 \text{ W}\end{aligned}$$

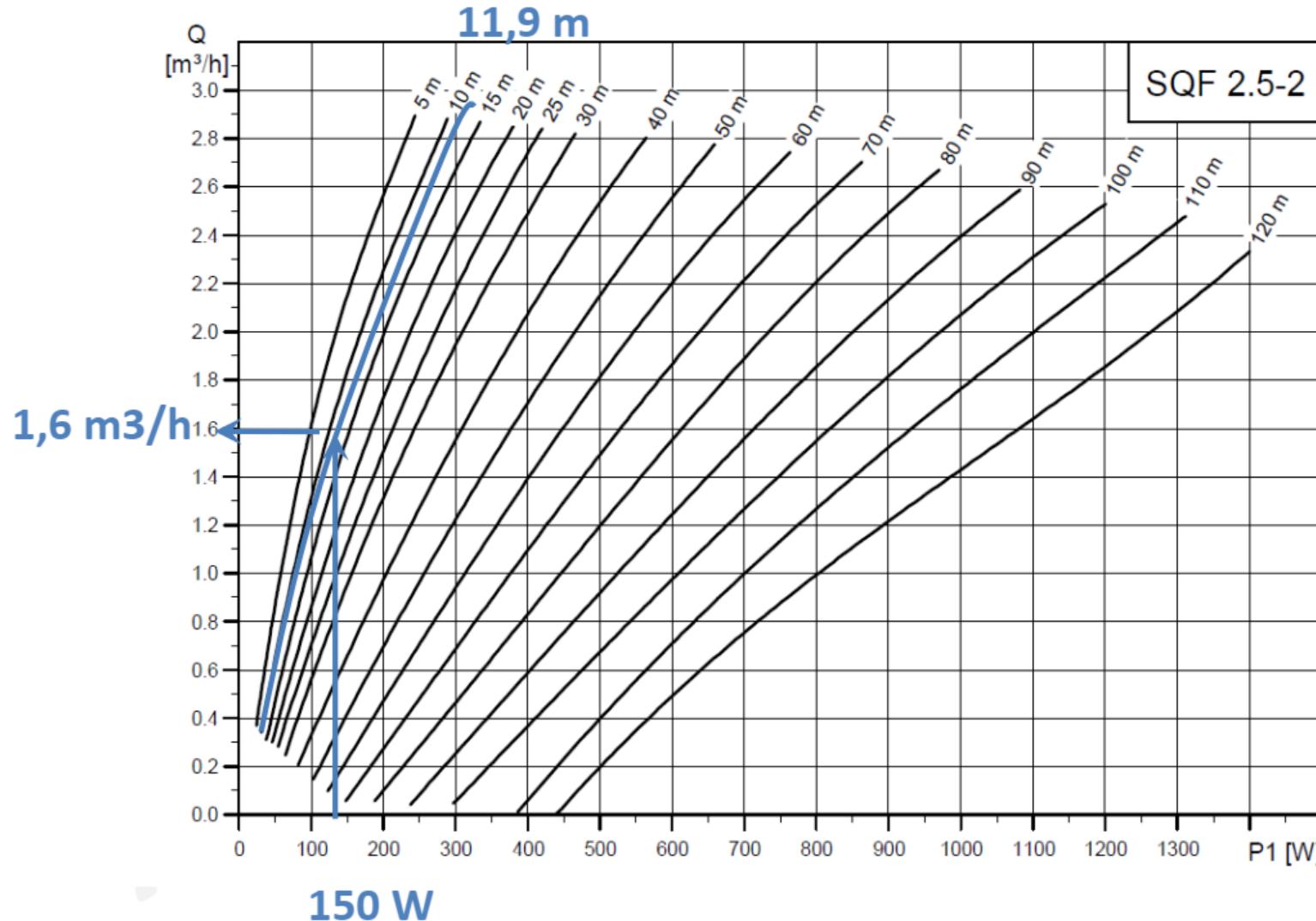
$$\text{Pél} = 120 \text{ W}$$

$$\begin{aligned}\eta &= \text{Phydro} / \text{Pél} \\ &= 44,8 / 120 \\ &= 37\%\end{aligned}$$

**Correspond aux hypothèses de départ (36%)**

## Dimensionnement : pompe au STC

Grundfos  
**SQF 2.5-2**



Au STC ( $1000\text{W/m}^2$ ,  
 $T_{\text{cell}} 25^\circ\text{C}$ , AM1,5) :

Le champ PV produit :  
150 W

La pompe débite  $1.6 \text{ m}^3/\text{h}$   
Soit Phydro =  
 $\rho.g.Qv.H/3600 = 51.9\text{W}$

Rdt = Phydro / Pél  
 $= 51.9/150 = 34.6\%$

## □ Puissance requise du générateur photovoltaïque pour un système de pompage photovoltaïque



La formule empirique suivante est utilisée couramment pour estimer la puissance requise du générateur photovoltaïque :

$$P_{PV} = 11,6 \times H \times Q / G$$

### Caractéristiques

$P_{PV}$  : Puissance nominale requise du générateur PV

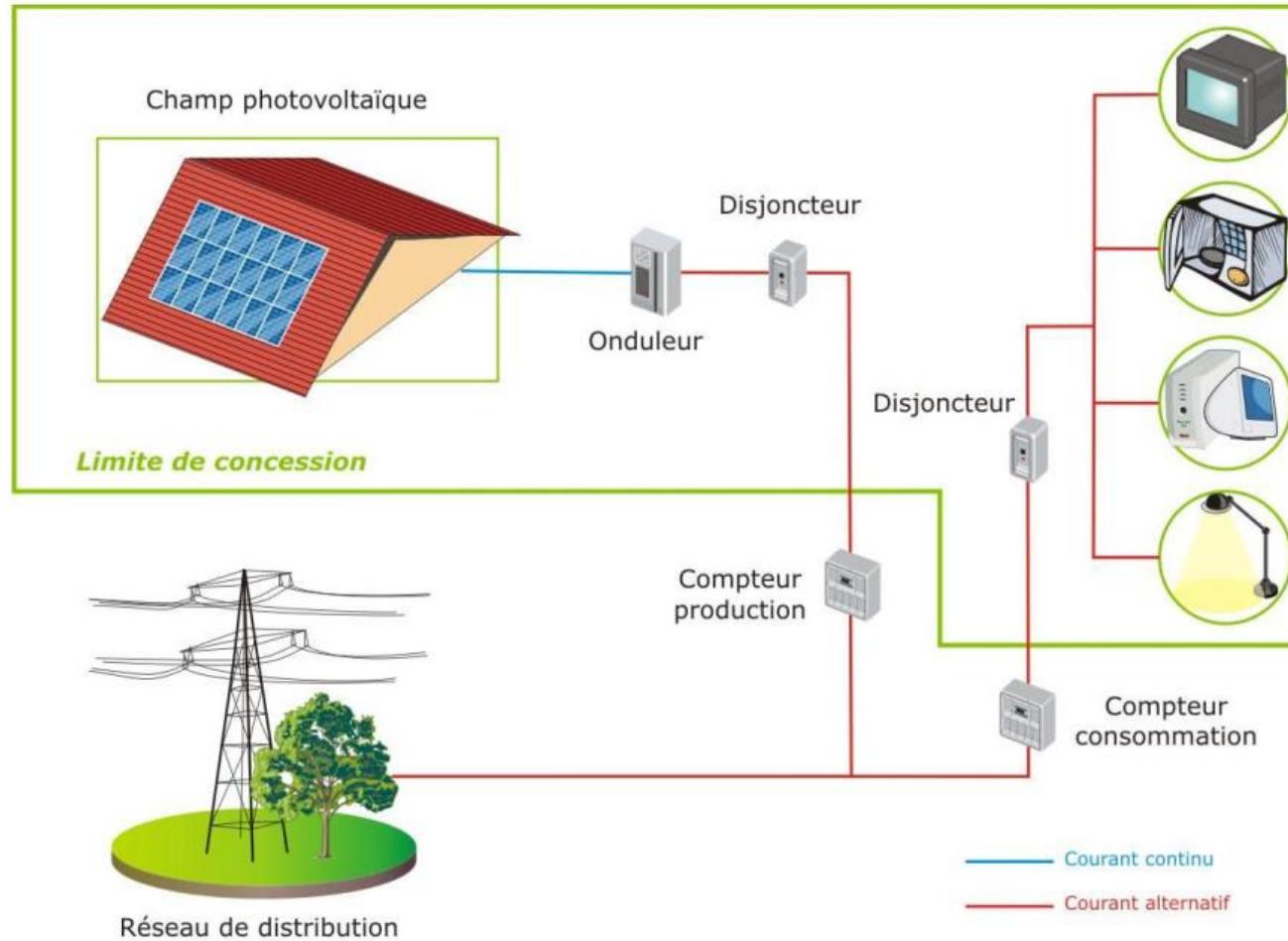
H : Hauteur de refoulement totale (m)

Q : Volume d'eau nécessaire quotidiennement en  $m^3/j$

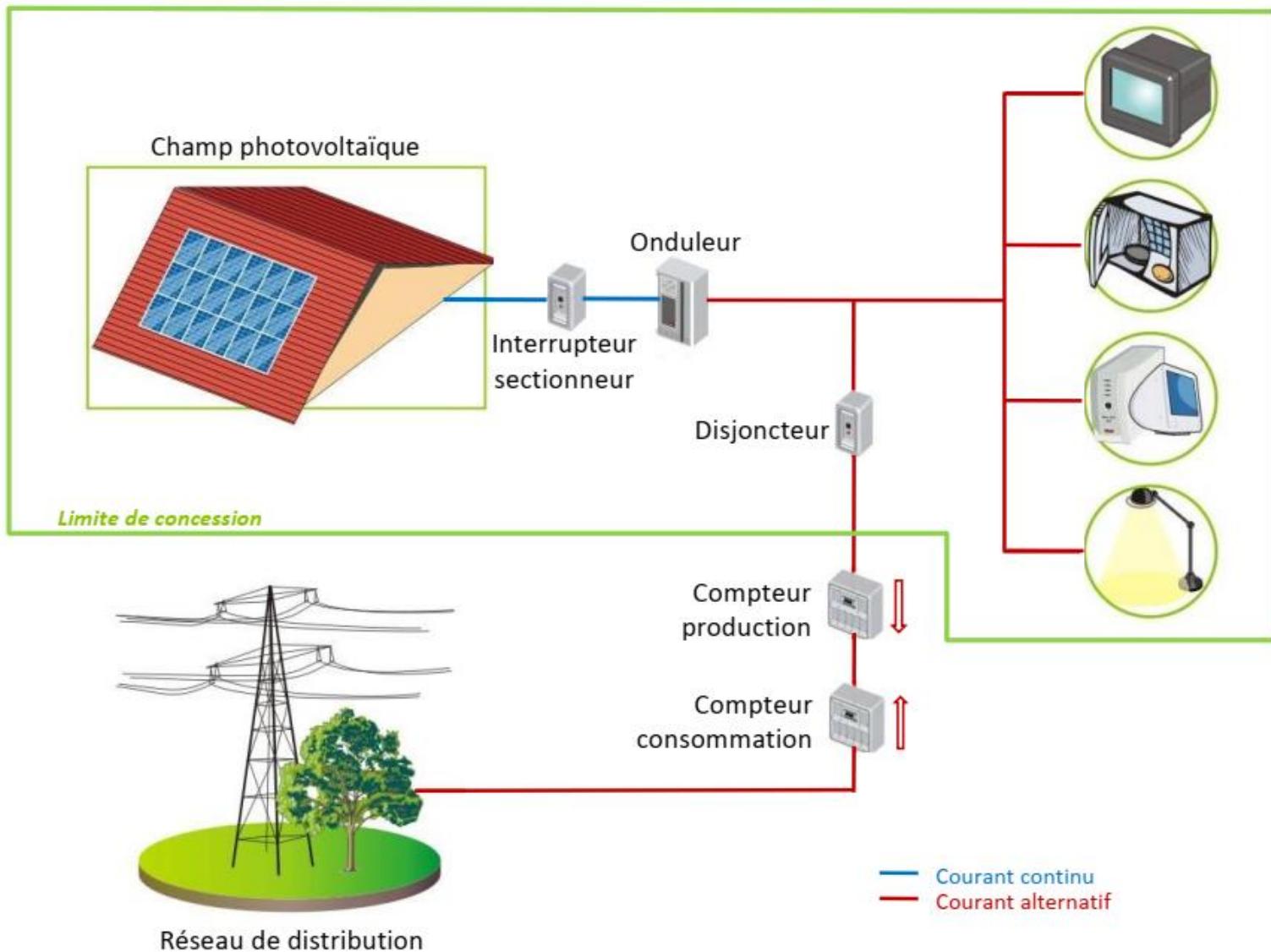
G : Irradiation du générateur PV en  $kWh/(m^2 \times j)$

# Chapitre VI: Conception et dimensionnement des systèmes PV raccordés aux réseaux

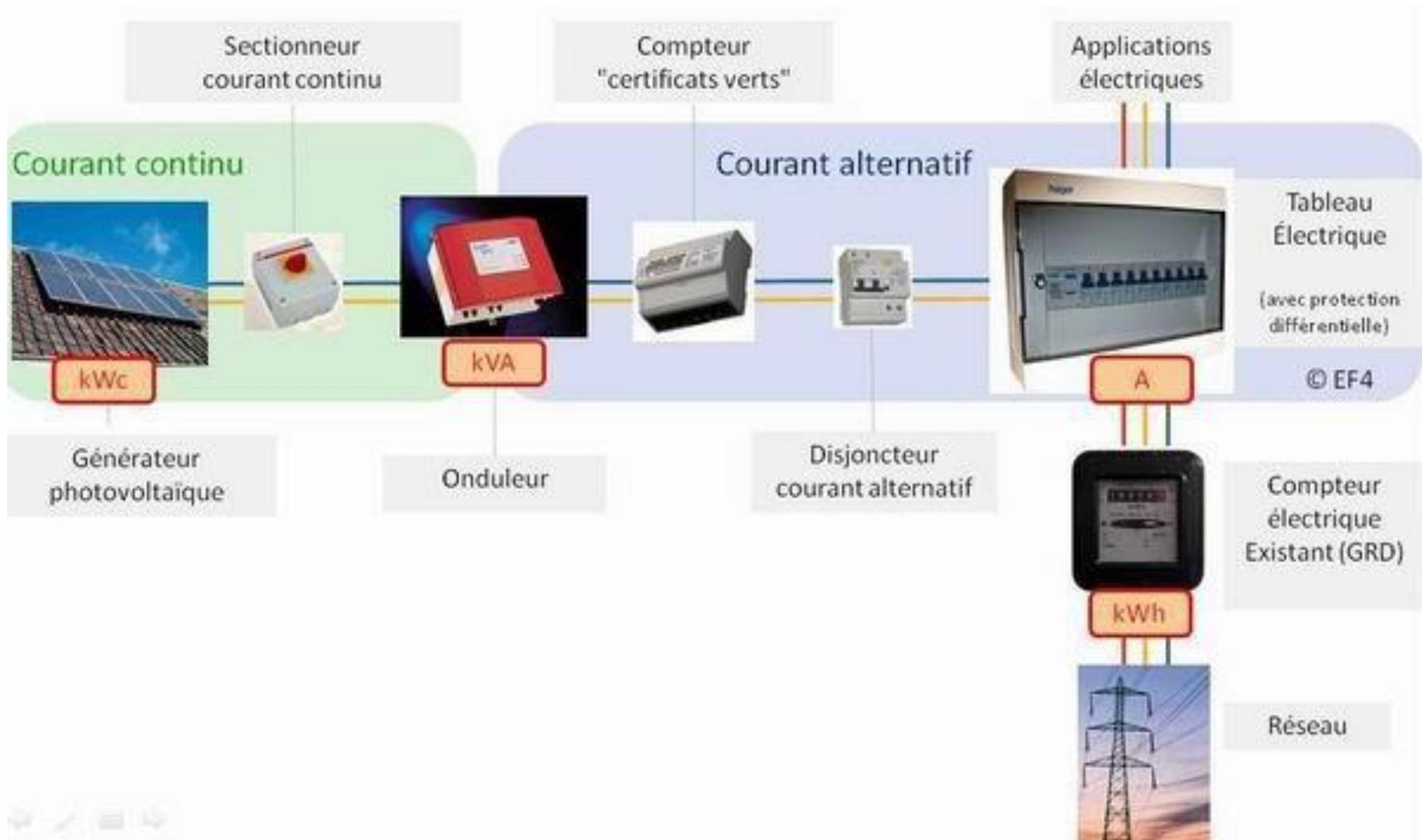
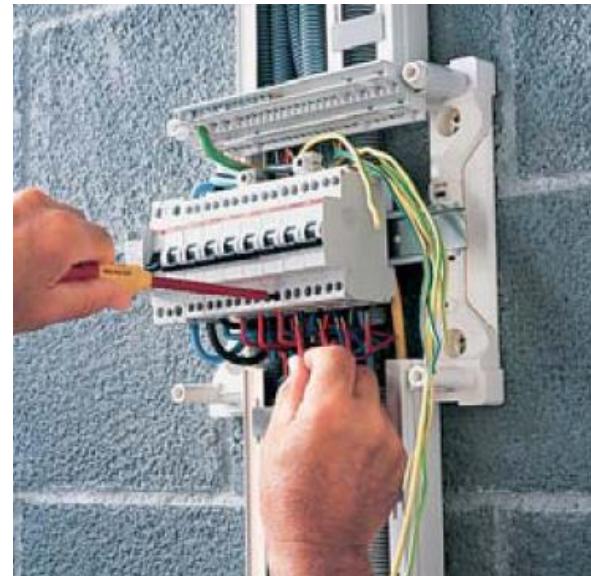
## ❖ Les systèmes PV raccordés réseau *Vente totale*



## ❖ Les systèmes PV raccordés réseau *Vente du surplus*



## ➤ Schéma électrique type d'un système photovoltaïque raccordée au réseau électrique



## Composantes d'une installation solaire raccordée au réseau

1. Panneaux solaires (Générateur PV);
2. Onduleurs : onduleurs spécifiques ( onduleur synchronisé, réseau );
3. Dispositif de protection;
4. Comptage de l'énergie : 2 compteurs montés en cascade et en opposition.

### **1. Le panneau solaire est caractérisé par:**

- **Sa tension continue maximum:** dite tension de circuit ouvert ou tension à vide;
- **Sa puissance crête:** C'est la puissance ( $P=U \times I$ ) maximale que peut fournir un module PV.
- **Son rendement maximal:** rapport entre la Puissance crête générée et la puissance lumineuse reçue en condition STC.

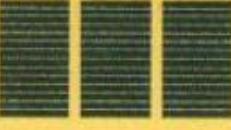
## ➤ Taille du système PV et sélection des modules

- ✓ Dans le cas d'une vente total de la production photovoltaïque, la puissance et la taille de l'installation PV sont déterminées par le coût de l'investissement et la surface disponible (par exemple, la surface de la toiture inclinée).
- ✓ En cas d'autoconsommation (vente de surplus), il faut en plus tenir compte de la consommation des appareils utilisés.
- ✓ La surface appropriée pour l'installation PV est déterminée en accord avec le client lors de la visite sur site.
- ✓ Il faut ensuite déterminer le nombre de modules qui peuvent être installés sur la surface ce qui permettra de déduire la puissance totale de l'installation.

***Règle empirique : 1 kWc = 8 m<sup>2</sup> de surface PV***

Le tableau suivant peut être utilisé pour une estimation plus précise de la surface requise en fonction de la technologie des cellules :

## ➤ Estimation de la surface requise en fonction de la technologie des cellules

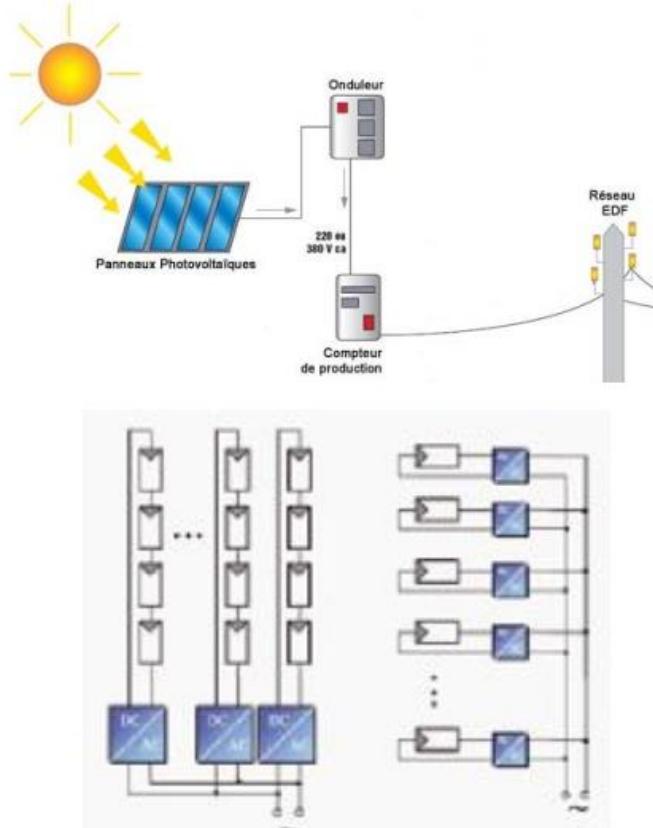
Technologie de cellules	Rendement	Surface nécessaire pour 1kWc
Cellules en silicium à haut rendement contact arrière HIT	17-20%	5-6m <sup>2</sup> 
Silicium monocristallin	11-17%	6-9m <sup>2</sup> 
Silicium polycristallin	10-16%	6-10m <sup>2</sup> 
Couches minces Cuivre-Indium-Tellure	7-14%	7-12,5m <sup>2</sup> 
Cadmium Tellure	7-13%	9-17m <sup>2</sup> 
Silicium micromorphe	7-12%	8,5-15m <sup>2</sup> 
Silicium amorphe	4-7%	15-26 m <sup>2</sup> 

## ➤ Configuration électrique de l'installation en fonction du type d'onduleur

La configuration électrique du champ photovoltaïque est déterminée en fonction des types d'onduleurs utilisés :

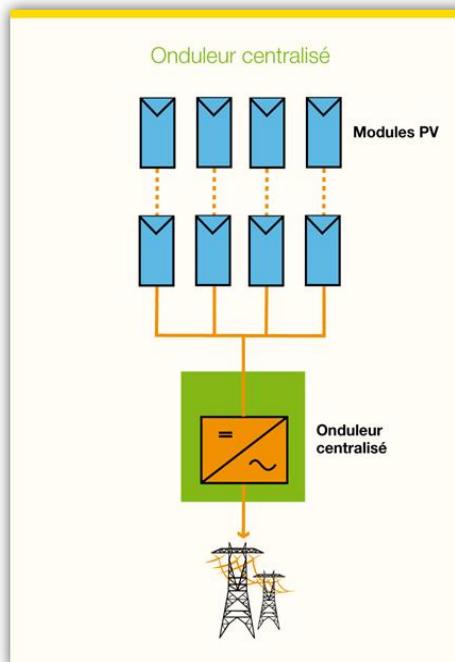
- ✓ **Onduleurs centraux,**
- ✓ **Onduleurs de chaîne (onduleurs string),**
- ✓ **Onduleurs de module (micro-onduleurs).**

Le choix de type d'onduleurs est dicté par la taille de l'installation et par son implantation.



## ➤ Les onduleurs centralisés

- Les onduleurs centralisés sont quasi exclusivement utilisés pour des systèmes photovoltaïques de grande taille (**> 100 kWc**).
- Ils permettent de disposer d'un seul onduleur pour tout le système. Leur puissance unitaire varie de quelques **kW** à quelques **MW**.
- Les différents strings sont mis en parallèle dans des boîtes de jonction avant d'être connectés à l'onduleur centralisé.
- La tension d'entrée de ces onduleurs varie entre 300 et 900 V et l'injection se fait principalement en triphasé.



SMA

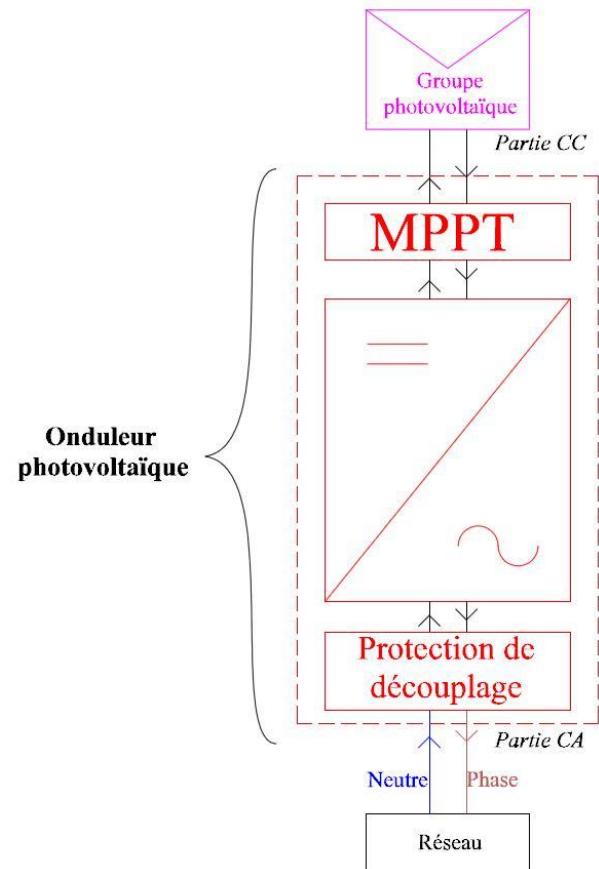


Kaco

## ❑ Connexion monophasée/triphasée

### ➤ Connexion monophasée

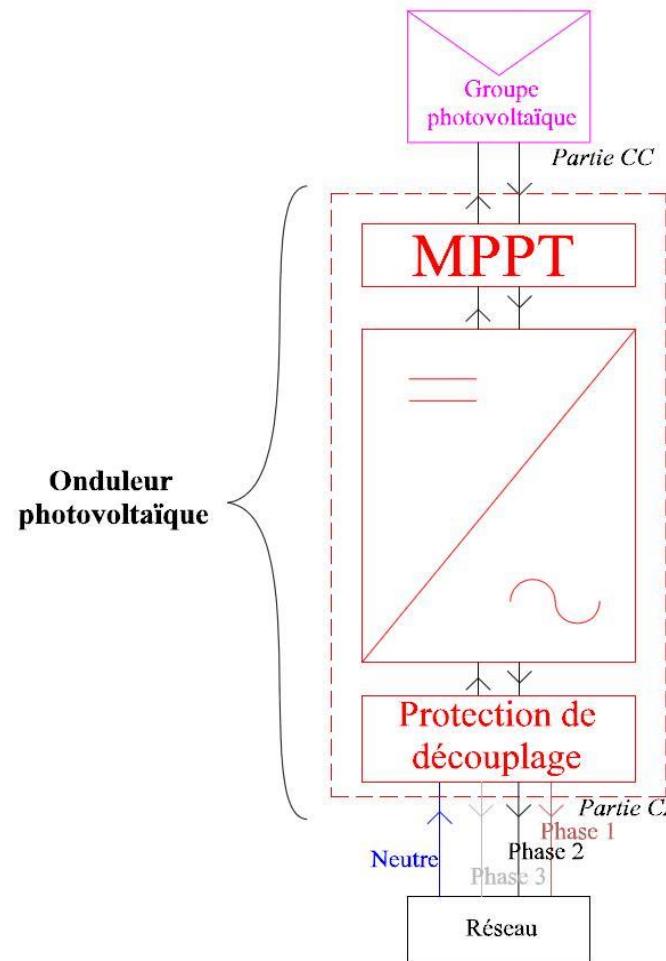
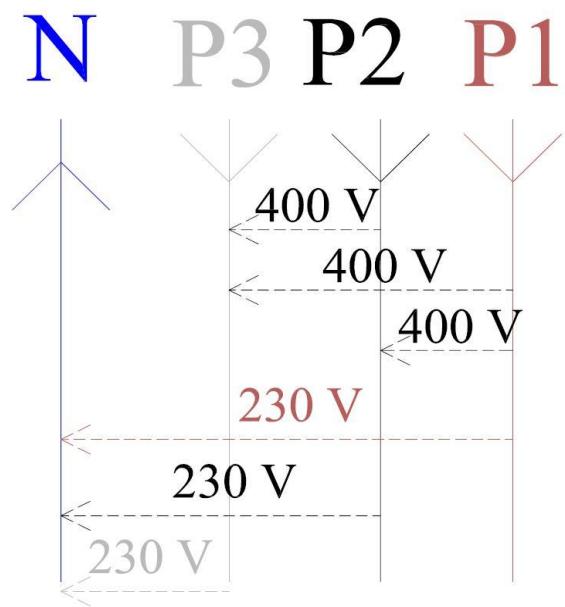
- ✓ Une connexion monophasée est constituée d'une phase et d'un neutre, en sortie d'onduleur.
- ✓ La tension efficace entre la phase et le neutre est de 230 V.



## ➤ Connexion triphasée

Une connexion triphasée est constituée de 3 phases et d'un neutre, en sortie d'onduleur.

La tension efficace entre chacune des 3 phases et le neutre est toujours de 230 V. Par contre, la tension entre chacune des phases entre elles est de 400 V.

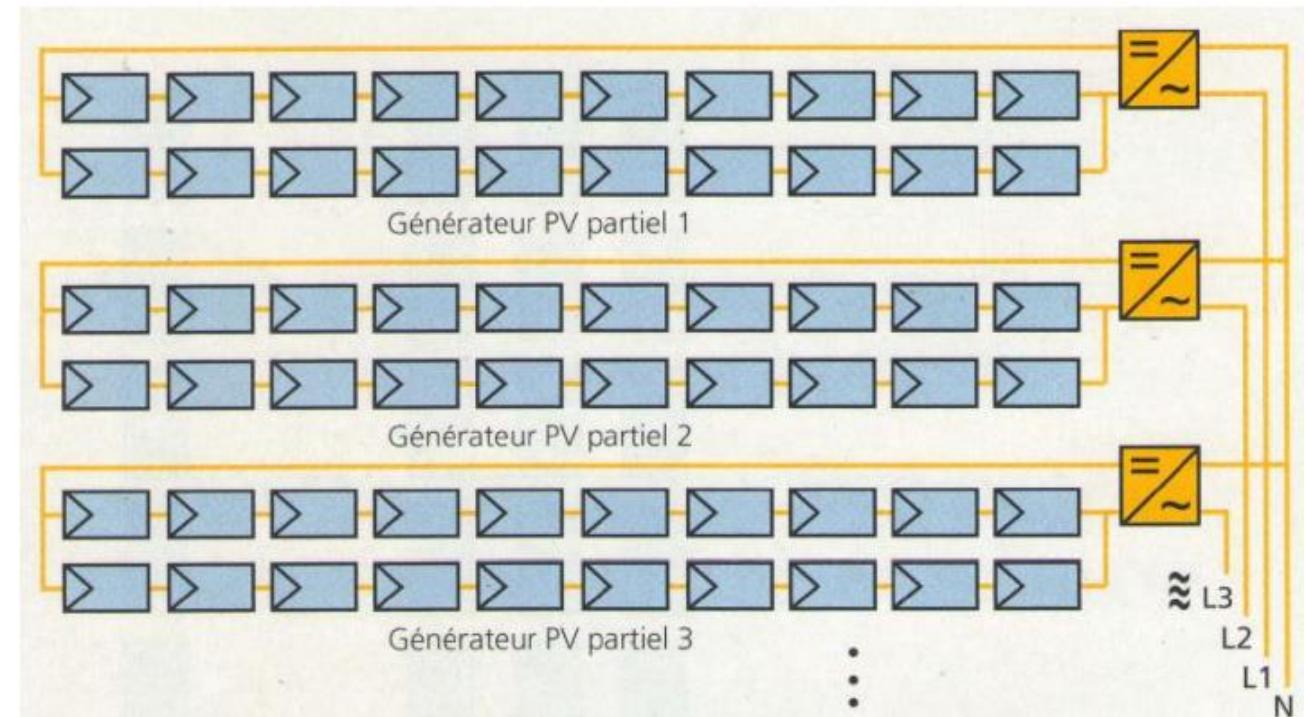


## ➤ Configuration avec onduleurs de chaîne (string) et générateurs partiels

Dans ce système, un onduleur est utilisé par générateur partiel formé par des modules en série (string).

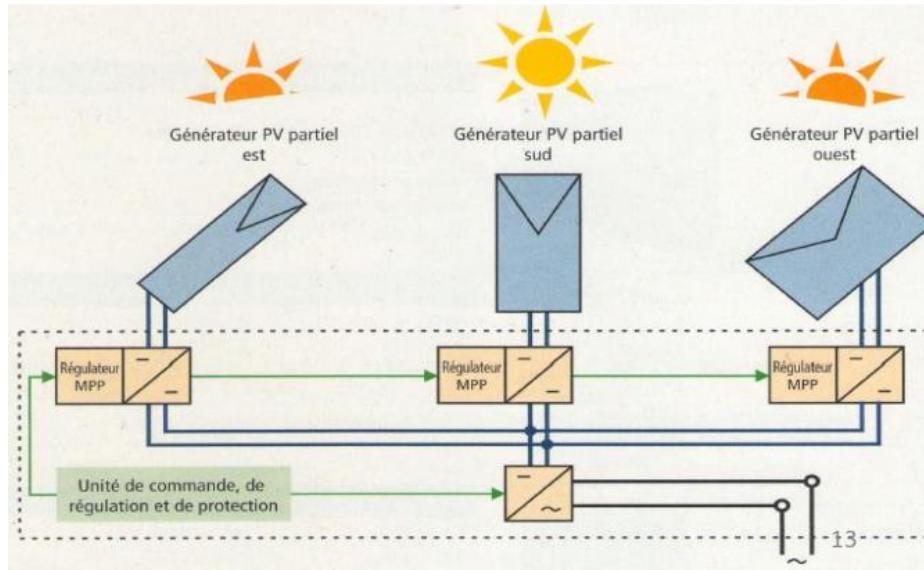
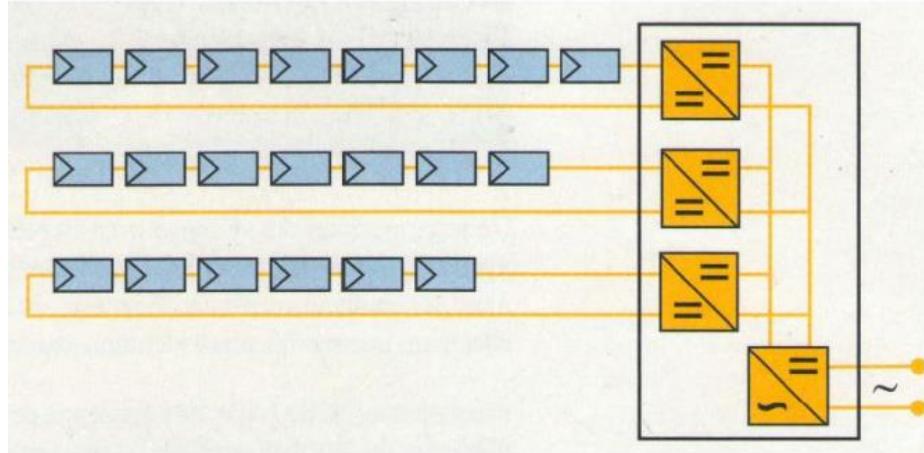
Il faut veiller à grouper au sein d'une même chaîne uniquement des modules identiques avec des conditions environnementales similaires (orientation, ombrage, etc.).

Les chaînes de modules étant raccordées directement aux onduleurs, les boîtes de jonction deviennent inutiles (réduction de câblage).



## ➤ Configuration avec MPPT multiples

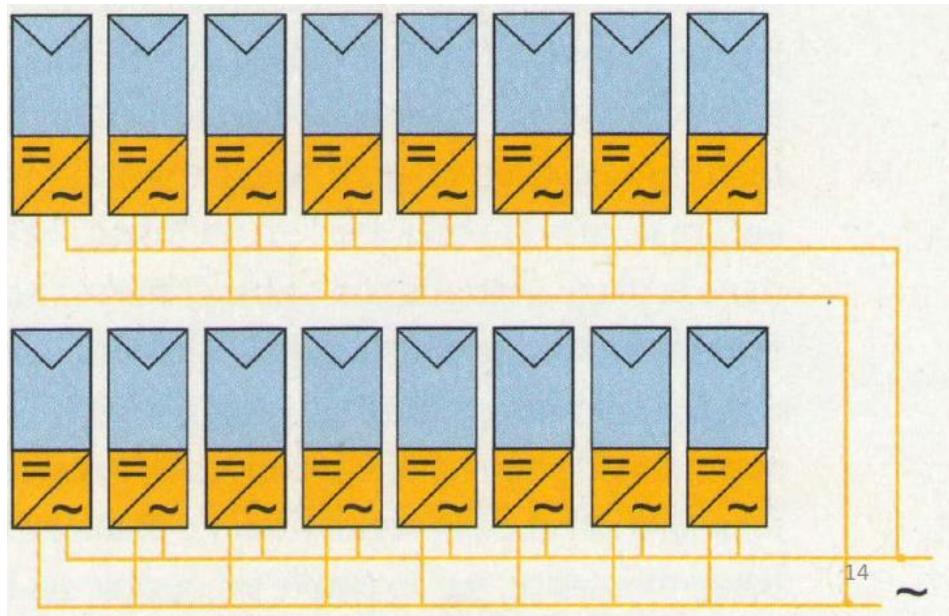
Sur des installations sous ombrages ou sur les installation dont les générateurs ont des orientations différentes, il est intéressant d'utiliser plusieurs régulateurs et un onduleur doté de plusieurs MPPT.



## ➤ Configuration avec onduleurs de module (micro-onduleur)

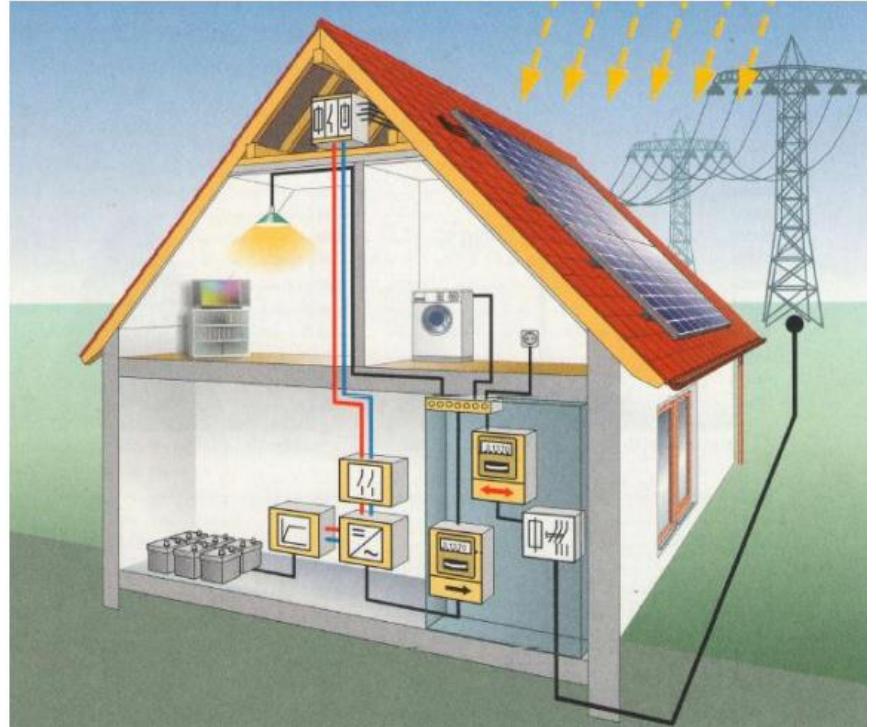
Dans cette configuration, un onduleur de module ou micro-onduleur est dédié à un module.

- ✓ C'est la meilleure condition d'un rendement élevé et d'une adaptation optimale de l'onduleur aux modules PV.



## ➤ Configuration avec autoconsommation de l'électricité solaire

Plus les coûts de production d'électricité photovoltaïque baissent, plus il sera intéressant pour un exploitant de consommer lui même l'électricité qu'il produit.

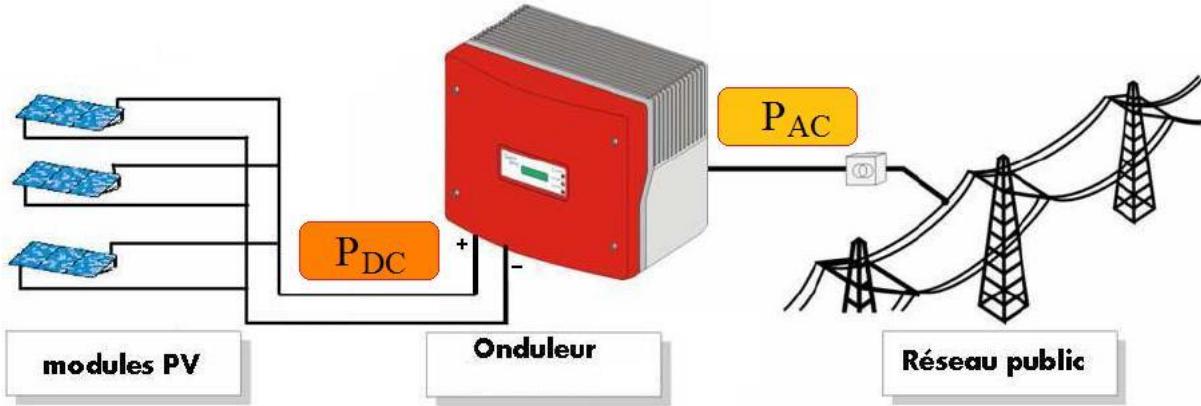


$$\text{Consommation propre (\%)} = \frac{\text{Consommation propre d'électricité solaire (kWh/a)}}{\text{Production d'électricité solaire (kWh/a)}}$$

$$\text{Part de couverture solaire (\%)} = \frac{\text{Consommation propre d'électricité solaire (kWh/a)}}{\text{Consommation d'électricité (kWh/a)}}$$

## □ Le rendement de l'onduleur

➤ Le rendement exprime l'efficacité de l'onduleur.



Le rendement de l'onduleur s'exprime selon la formule:

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

- La puissance d'entrée  $P_{DC} = U_{DC} \times I_{DC}$ .
- La puissance de sortie  $P_{AC} = U_{\text{eff},AC} \times I_{\text{eff},AC} \times \cos \varphi$ .

Le rendement est un nombre comprise entre 0 et 1. On peut aussi l'exprimer en pourcentage. Dans ce cas, il prend des valeurs comprises en 0 % et 100 %.

A cause de l'échauffement des composants de l'onduleur, le rendement n'atteint jamais 100 %. Ainsi, un onduleur d'aujourd'hui présente généralement un rendement de l'ordre de 95-98 %.

## ➤ Lieu d'installation de l'onduleur

Le lieu d'installation idéal des onduleurs est un endroit frais, sec, non poussiéreux et à l'intérieur. Il est judicieux de les installer à proximité du coffret du conteur ou à côté du boîtier de jonction si les conditions ambiantes l'autorisent.

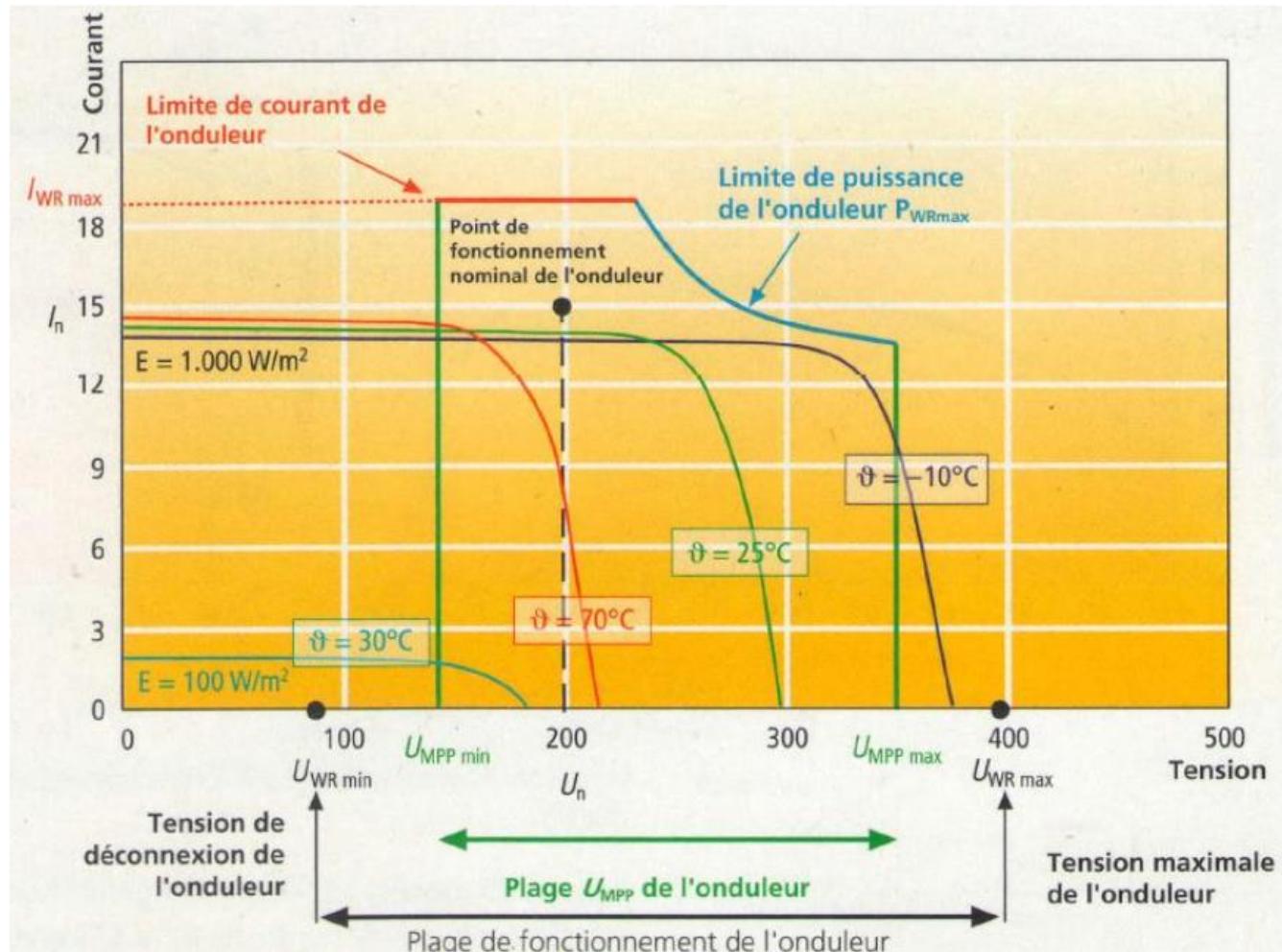
Les onduleurs centraux de grande taille sont souvent installés dans une armoire à onduleur, conjointement avec les dispositifs de protection et de commutation, ainsi que les compteurs.

Les onduleur sont aussi de plus en plus disposés en toiture ou à l'extérieur.

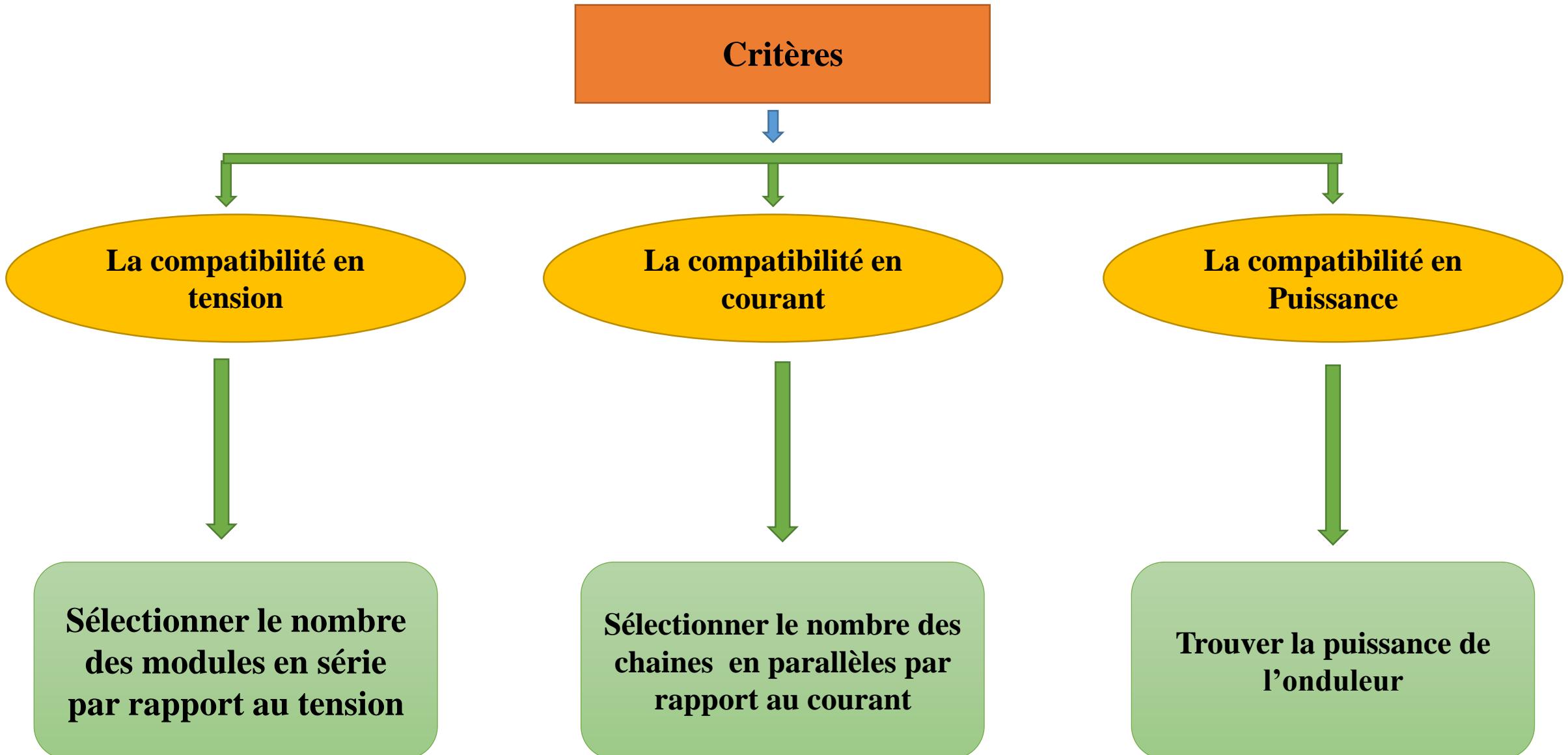
## ➤ Choix de la tension aux bornes de l'onduleur

La tension aux bornes de l'onduleur résulte de la somme des tensions des module branchés en série dans une chaîne.

Cette tension dépend principalement de la température.



➤ Le choix et le nombre d'onduleurs repose sur 3 critères :



## □ La compatibilité en tension

La tension délivrée par les modules ne doit jamais être supérieure à la tension d'entrée maximale admissible  $U_{max}$  de l'onduleur.

- Le nombre maximum de modules photovoltaïques en série se calcule par la formule simple suivante :

$$\text{nombre maximal de modules en série} = E\left(\frac{U_{max}}{U_{co} \times 1.15}\right)$$

où  $E(x)$  signifie la partie entière de  $x$ .

Le coefficient **1.15** est un coefficient de sécurité imposé par le guide **UTE C15-712**.

### Exemple:

$U_{max} = 550V; U_{co} = 14V. \quad E(550/14 \times 1,15) = E(34,161) = 34$  Modules en série

- ❖ Il faut donc s'assurer que la tension délivrée par le groupe photovoltaïque est comprise dans la plage de tension MPPT de l'onduleur auquel il est connecté.

**Umax et la plage de tension MPPT** sont indiquées sur la fiche technique de l'onduleur. Par exemple, la plage de tension MPPT de l'onduleur **SB 4 000 TL** de la marque **SMA**:

### Caractéristiques techniques SUNNY BOY 4000TL / 5000TL

	SB 4000TL-20	SB 5000TL-20
<b>Entrée (DC)</b>		
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
<b>Sortie (AC)</b>		

Cette plage de tension MPPT va donc aussi avoir un impact sur le nombre de modules photovoltaïques en série. En effet, on cherchera idéalement à obtenir une tension délivrée par le groupe photovoltaïque comprise dans la plage MPPT, et ce quelque soit la température des modules.

Le nombre minimum et le nombre maximum de modules photovoltaïques en série se calculent par la formule simple suivante :

$$\begin{cases} \text{nombre minimal de modules en série} = E\left(\frac{U_{mppt,min}}{U_{mpp} \times 0.85}\right) \\ \text{nombre maximal de modules en série} = E\left(\frac{U_{mppt,max}}{U_{mpp} \times 1.15}\right) \end{cases}$$

où  $E(x)$  signifie la partie entière de  $x$ .

Le coefficient **1.15** est **un coefficient de majoration** permettant de calculer la tension MPP à -20 °C.

Le coefficient **0.85** est **un coefficient de minoration** permettant de calculer la tension MPP à 70 °C.

## La compatibilité en courant

le courant débité par la groupe PV ne doit pas dépasser la valeur du courant maximal admissible  $I_{max}$  par l'onduleur.

Comme les courants s'ajoutent lorsque les modules sont en parallèles, la valeur de  $I_{max}$  va déterminer le nombre maximum de chaînes photovoltaïque en parallèle.

Dans le calcul de dimensionnement on considérera que le courant délivré par la chaîne est égale au courant de court-circuit des modules photovoltaïques, noté  $I_{cc}$  et indiqué sur la fiche technique des modules photovoltaïques.

Le nombre maximum de chaînes photovoltaïques en parallèle se calcule par la formule simple suivante :

$$Nombre\ de\ chaînes\ en\ parallèle = E\left(\frac{I_{max}}{I_{cc} \times 1.25}\right)$$

où  $E(x)$  signifie la partie entière de  $x$ .

Le coefficient 1.25 est un coefficient de sécurité imposé par le guide UTE C15-712.

## □ La compatibilité en puissance

Un onduleur est caractérisé par une puissance maximale admissible en entrée.

La plage de puissance suivante peut être indiquée pour la conception :

$$0,8 \times P_{PV} < P_{WR} < 1,2 \times P_{PV} \rightarrow \text{Recommandation } P_{WR CA} = 1,1 \times P_{PV}$$

Le ratio de puissance est le rapport entre la puissance du générateur PV et la puissance nominale CA de l'onduleur :

$$SR_{CA} = P_{PV} / P_{WR CA} \rightarrow 0,83 < SR_{CA} < 1,25 \rightarrow \text{Recommandation : } SR_{CA} = 0,9$$

### ❖ Exemple de dimensionnement des onduleurs:

On considère une installation photovoltaïque comportant 40 modules PV.

Les modules photovoltaïques sont les modules **SeT230G** de la marque **SILIA**.

Les données importantes de la fiche technique des modules photovoltaïques sont les suivantes :

**La puissance crête :**  $P_c = 230 \text{ Wc}$   
**La tension à vide :**  $U_{co} = 37.95 \text{ V}$   
**La tension MPP :**  $U_{mpp} = 30.45 \text{ V}$   
**Le courant de court-circuit :**  $I_{cc} = 8.1 \text{ A}$

L'installation est composée de **40** modules d'une puissance crête de **230 Wc**, soit une **puissance crête totale de 40 x 230 = 9.200 Wc**.

En explorant la gamme d'onduleurs que propose **SMA**, on pourrait imaginer qu'un onduleur **SMC 9 000 TL** peut convenir. On peut aussi remarquer qu'un onduleur **SB 4 000 TL** et un onduleur **SB 5 000 TL** peuvent convenir aussi.

Explorons cette dernière solution : 1 onduleur **SB 4 000**

<b>SB 4 000 TL</b>	<b>SB 5 000 TL</b>
<p><b>Entrée (DC)</b></p> <p>Tension DC <b>max. 550 V</b></p> <p>Courant d'entrée max. 2x15,0 A</p> <p>Nombre de trackers MPP 2</p> <p><b>Plage de tension MPPT en entrée de l'onduleur = [125 V - 440 V ].</b></p>	<p><b>Entrée (DC)</b></p> <p>Tension DC <b>max. 550 V</b></p> <p>Courant d'entrée max. 2x15,0 A</p> <p>Nombre de trackers MPP 2</p> <p><b>Plage de tension MPPT en entrée de l'onduleur = [125 V - 440 V ].</b></p>
<p><b>Sortie (AC)</b></p> <p>Puissance AC max. <b>4000 W</b></p> <p>Tension nominale AC 220 V - 240 V</p> <p>Fréquence du réseau AC 50 Hz / 60 Hz</p>	<p><b>Sortie (AC)</b></p> <p>Puissance AC max. <b>5000 W</b></p> <p>Tension nominale AC 220 V - 240 V</p> <p>Fréquence du réseau AC 50 Hz / 60 Hz</p>
<p><b>Rendement</b></p> <p>Rendement max. 97,0 %</p> <p>Euro-eta 96,2 %</p>	<p><b>Rendement</b></p> <p>Rendement max. 97,0 %</p> <p>Euro-eta 96,5 %</p>
<p><b>Dispositifs de protection</b></p> <p>Interrupteur sectionneur DC intégré ESS</p>	<p><b>Dispositifs de protection</b></p> <p>Interrupteur sectionneur DC intégré ESS</p>

La fiche technique des onduleurs **SB 4 000 TL** et **SB 5 000 TL** nous indiquent les éléments suivants :

- ✓ La tension maximale admissible en entrée de l'onduleur est  $U_{\max} = 550 \text{ V}$ .
- ✓ La plage de tension MPPT en entrée de l'onduleur est  $[U_{\text{mppt, min}} - U_{\text{mppt, max}}] = [125 \text{ V} - 440 \text{ V}]$ .

### En utilisant la formule:

$$\begin{cases} \text{nombre minimal de modules en série} = E\left(\frac{U_{\text{mppt,min}}}{U_{\text{mpp}} \times 0.85}\right) \\ \text{nombre maximal de modules en série} = E\left(\frac{U_{\text{mppt,max}}}{U_{\text{mpp}} \times 1.15}\right) \end{cases}$$

La tension MPP du panneau:

$$U_{\text{mpp}} = 30.45 \text{ V}$$

On obtient que le nombre de **modules en série** doit être compris entre **4** et **12**.

Il reste alors à vérifier qu'avec **12 modules en série**, on atteindra jamais la tension maximale admissible en entrée de l'onduleur  $U_{\max} = 550 \text{ V}$ .

La tension maximale que peut fournir une chaîne photovoltaïque composé de **12** modules en série:

$$12 \times U_{co} \times 1.15 = 12 \times 37.95 \times 1.15 = 519.57 \text{ V.}$$

Cette tension maximale délivrée par la chaîne photovoltaïque est bien inférieure à la tension maximale admissible en entrée de l'onduleur ( **$U_{max} = 550 \text{ V}$** ).

Par conséquent, une configuration à **12 modules en série** est **compatible** avec la tension maximale admissible de l'onduleur.

- ❖ COURANT MAXIMAL ADMISSIBLE PAR L'ONDULEUR :  $I_{max}(\text{A})= 15\text{A}$ .
- ❖ COURANT DE COURT-CIRCUIT DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES :  $I_{cc} (\text{A})= 8,1\text{A}$ .

$$\boxed{Nombre \ de \ chaînes \ en \ parallèle = E \left( \frac{I_{max}}{I_{cc} \times 1.25} \right)}$$

NOMBRE MAXIMUM DE CHAÎNES EN PARALLELE : 1

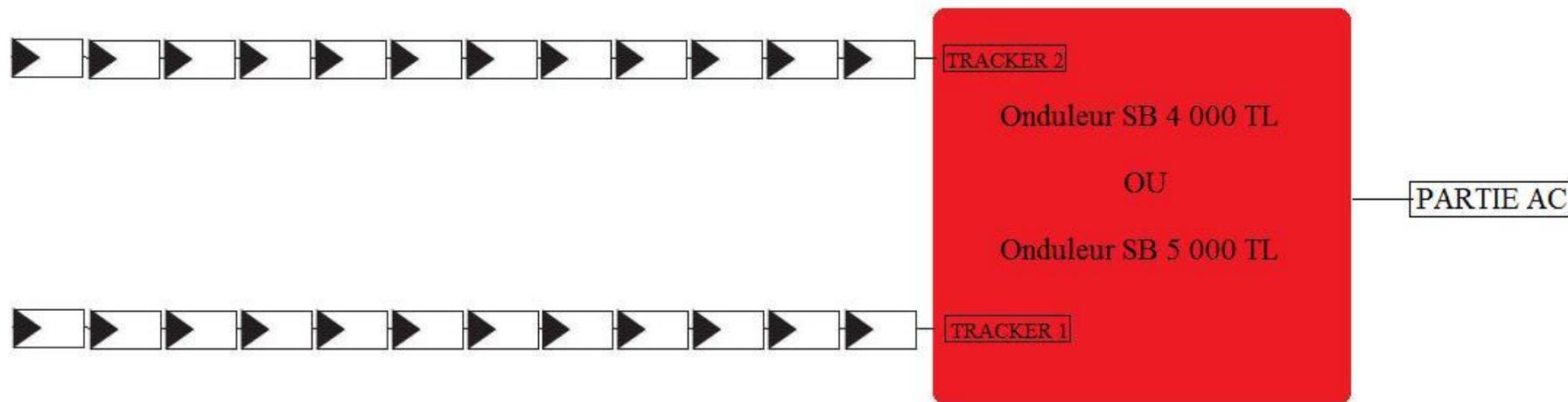
## Vérifier la compatibilité en puissance:

La fiche technique des onduleurs **SB 4 000 TL** et **SB 5 000 TL** nous indiquent les éléments suivants :

La puissance maximale admissible de l'onduleur SB 5 000 TL : **P<sub>max</sub> = 5 300 Wc.**

La puissance maximale admissible de l'onduleur SB 4 000 TL : **P<sub>max</sub> = 4 200 Wc.**

D'après les calculs précédents, 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** :



Cette configuration maximale (**1 chaîne de 12 modules, par tracker**) présente donc **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 ( **$P_{\max} = 5\,300 \text{ Wc}$**  pour l'onduleur SB 5 000 TL et  **$P_{\max} = 4\,200 \text{ Wc}$**  pour l'onduleur 4 000 TL).

Nous décidons donc de retirer **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  **$22 \times 230 = 5\,060 \text{ Wc}$** .

Cette puissance installée est compatible avec la puissance maximale admissible en entrée de **l'onduleur SB 5 000 TL**.

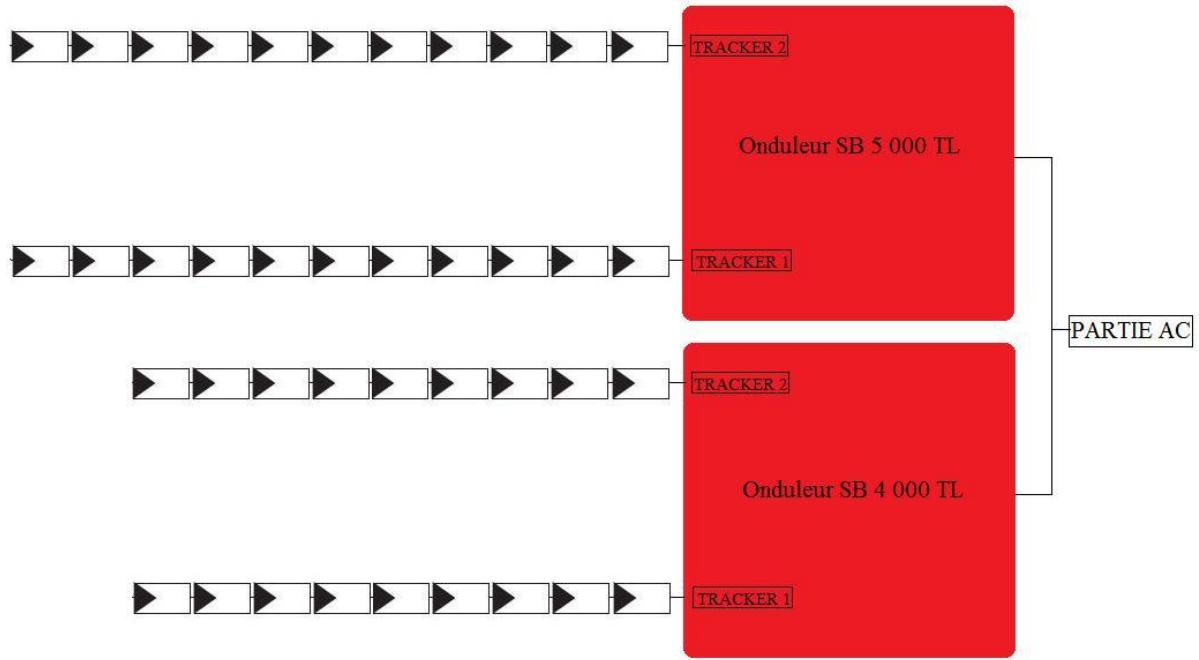
**Nous utiliserons donc un onduleur SB 5 000 TL raccordé à un groupe photovoltaïque de 22 modules photovoltaïques configuré de la façon suivante : 1 chaîne de 11 modules en série, par tracker.**

Mais nous avions, au départ, **40 modules** photovoltaïques à installer. Il reste donc **18 modules** à placer.

La puissance crête correspondante est  **$18 \times 230 = 4\,140 \text{ Wc}$** .

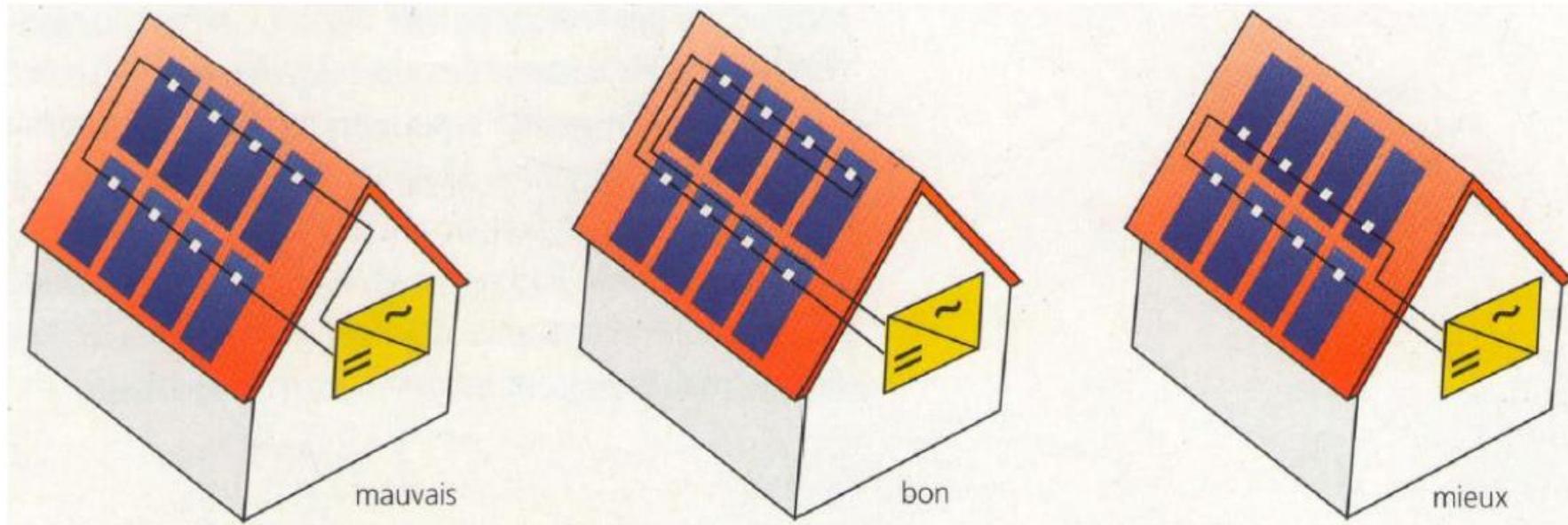
Cette puissance installée est compatible avec la puissance maximale admissible en entrée de l'onduleur **SB 4 000 TL..**

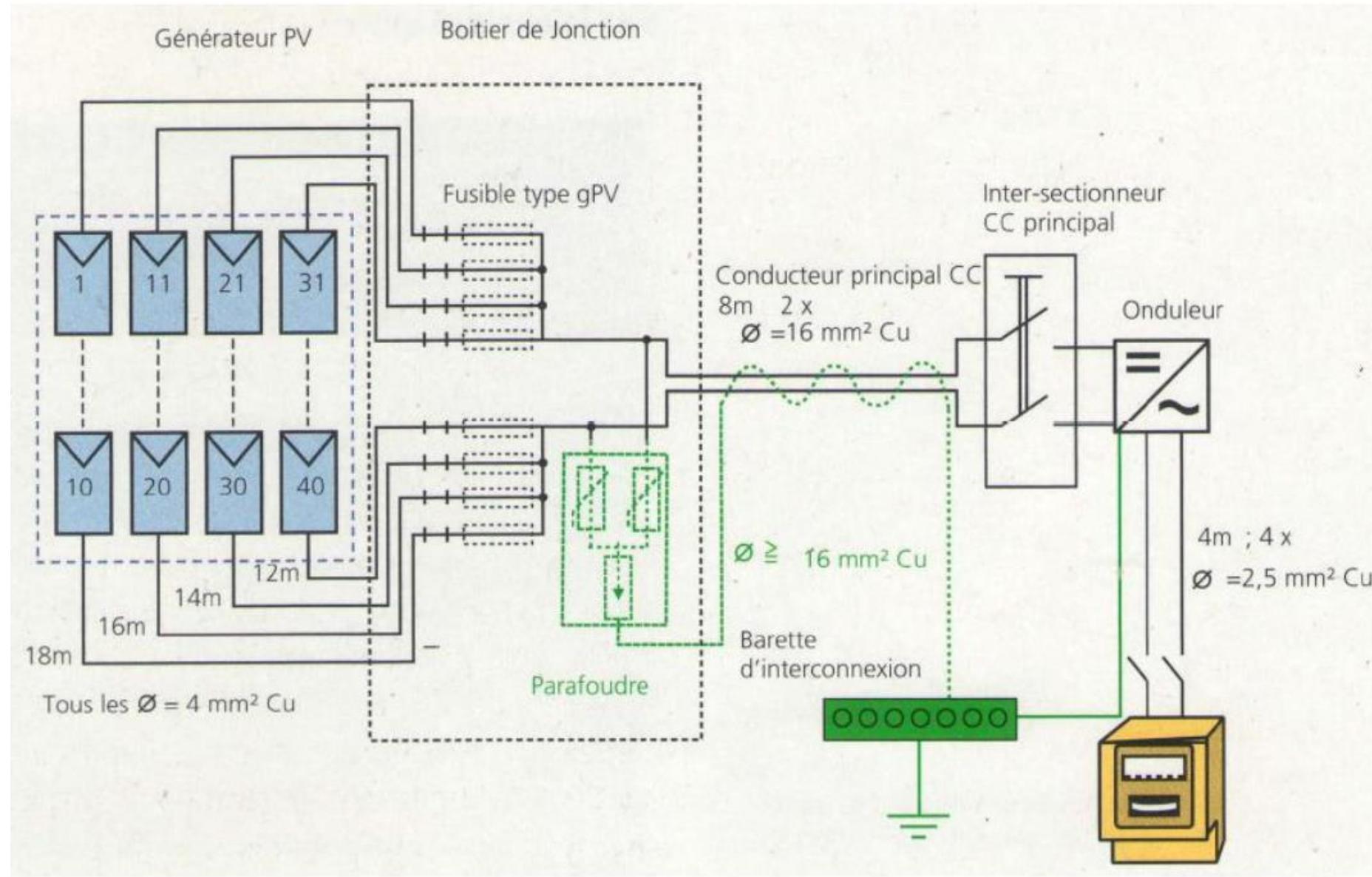
## ➤ schéma électrique de l'installation



## □ Dimensionnement des câbles:

Une disposition adéquate des modules permet de minimiser la longueur des lignes de câblage en réduisant les pertes.





*Exemple de schéma de câblage d'un système 6 kW avec onduleur central.*

## ➤ Courant admissible des câbles solaires

	Section des conducteurs en mm <sup>2</sup>	Intensités de courant maximales en A					
		Pose individuelle			Groupement : 6 fils en faisceau		
		30 °C	55 °C	70 °C	55 °C	70 °C	
Radox 125 Huber+Suhner (max. 125°C)	2,5	49	38	34	20	18	
	4	66	51	45	27	24	
Titanex 11 (max. 85°C)	2,5	33	24	17	13	9	
	4	45	33	23	17	12	
Solar-Kabel*C (- 25 °C à 105 °C)	2,5	45	36	30	16	13	
	4	61	49	40	21	17	
	6	78	63	51	27	22	
Câbles spéciaux selon VDE 0298 Partie 4 Tab. 17 (- 25 °C à 90 °C)	2,5	41	31	24	17	13	
	4	55	42	32	21	17	
	6	70	53	41	27	22	
	10	98	74	57	40	30	

## ➤ Dimensionnement d'un câble de module ou de chaîne

### ✓ *Dimensionnement des câbles DC photovoltaïques:*

Cette section des câbles se calcule par la formule:

$$S = \frac{\rho \times L \times I}{\varepsilon \times V_A}$$

$\varepsilon$  la chute de tension admissible (DC devra être inférieure à 3%)

### ✓ *Dimensionnement des câbles AC photovoltaïques:*

La chute de tension dans un circuit électrique alternatif se calcule de la façon suivante:

$$\Delta V = b \left( \rho_1 \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi \right) \times I_B$$

où :

**ΔV** : Chute de tension ( V )

**b** : Coefficient qui vaut 1 en triphasé et 2 en monophasé

**ρ<sub>1</sub>** : Résistivité du matériau conducteur (cuivre ou aluminium) en service normal, soit 1.25 fois la résistivité à 20°C

( $\rho_1=0.0225 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  pour le cuivre et  $\rho_1 = 0.036 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  pour l'aluminium)

**L** : Longueur de la canalisation ( m )

**S** : Section des conducteur (mm<sup>2</sup>)

**cos(φ)** : facteur de puissance ( $\varphi$  est le déphasage entre le courant et la tension alternatif); cette donnée est inscrite sur la fiche technique des onduleurs et vaut 1 généralement.

**I<sub>B</sub>** : Courant maximal d'emploi

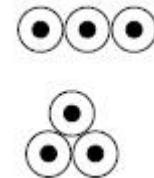
**λ** : Réactance linéïque des conducteurs ( $\Omega/\text{m}$ )

La réactance des conducteurs, notée  $\lambda$ , dépend de la disposition des câbles entre eux.

$\lambda = 0.08 \times 10^{-3} \Omega/m$  pour les câbles tripolaire:



$\lambda = 0.09 \times 10^{-3} \Omega/m$  pour les câbles unipolaires serrés en nappes ou en triangle



$\lambda = 0.15 \times 10^{-3} \Omega/m$  pour les câbles unipolaires espacés entre eux d'une distance égale à  $d = 8 \times$  rayon :



### Remarque:

Dans le cas des installations photovoltaïques, le facteur de puissance  $\cos(\varphi)=1$ . Cela signifie que  $\sin(\varphi)=0$ . Par conséquent, le deuxième terme de la formule de la chute de tension des câbles côté AC est nul, quelle que soit la valeur de la réactance. Ainsi, il n'est pas nécessaire de connaître la réactance des conducteurs pour calculer la chute de tension côté AC.

$$\Delta V = b \left( \rho_1 \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \cancel{\sin \varphi} \right) \times I_B$$

Le calcul de la chute de tension côté AC d'une installation photovoltaïque se calculera donc de la façon suivante :

$$\Delta V = b \frac{\rho_1 \times L \times I_B}{S} \times \cos(\varphi)$$

### ➤ Calcul de la section des câbles

La section des câbles AC entre l'onduleur et le point de raccordement sera effectué en fonction du critère suivant :

Limitation de la chute de tension à une valeur inférieur à 1% (en Basse Tension)

Notons  $\varepsilon$  la chute de tension admissible tolérée par la NF C15-100.

Par définition :

$$\varepsilon = \frac{\Delta V}{V_n}$$

où :

$\Delta V$  : Chute de tension ( V )

$V_n$  : Tension nominale de calcul;  $V_n=230$  V ou  $V_n=400$  V selon les cas

En combinant ces deux dernières relations, on trouve l'expression qui permet de calculer la section d'un câble AC :

$$S = b \times \frac{\rho_1 \times L \times I_B}{\varepsilon \times V_n} \times \cos(\varphi) \quad \text{avec } \varepsilon=0.01.$$

## □ Choix des équipements de protection

### ➤ En amont de l'onduleur: Interruuteur-sectionneur

Toute installation photovoltaïque doit être munie d'un dispositif de sectionnement côté DC (interruuteur-sectionneur) pour isoler les panneaux du reste de l'installation..

#### interruuteur sectionneur:

un appareil qui possède un pouvoir de coupure ; il permet de:

- ✓ mettre en service une installation.
- ✓ mettre à l'arrêt.
- ✓ séparer l'installation de toute source de tension.



*Certains fabricants (par exemple la SMA) proposent un dispositif de sectionnement côté DC intégré à l'onduleur. Ce dispositif de sectionnement côté DC est nommé ESS (Electronic Solar Switch).*

## Dimensionnement de l'interrupteur sectionneur:

L'interrupteur-sectionneur doit être dimensionné selon la règle suivante :  $V = 1,15 \times V_{co}$  et  $I = 1,25 \times I_{cc}$ .

**M**, le nombre de modules en série:

Dans une chaîne photovoltaïque, plusieurs modules photovoltaïques sont connectés en série afin d'obtenir la tension DC souhaitée.

**N**, le nombre de chaînes en parallèle:

Dans un groupe photovoltaïque, plusieurs chaînes photovoltaïques sont connectés en parallèle.

**$I_{cc}$** , le courant de court-circuit du module photovoltaïque (dans les conditions standard de test STC):

Le courant assigné de l'interrupteur doit être au minimum égal à  $N \times I_{cc}$ , majoré d'un coefficient 1.25

**$V_{co}$** , la tension en circuit ouvert de la chaîne (dans les conditions standard de test STC):

La tension assignée de l'interrupteur doit être au minimum égale  $M \times V_{co}$ , majoré d'un coefficient 1.15

**Deux technologies de disjoncteurs existent :**

**Les disjoncteurs thermiques** : Ils protègent contre les surcharges prolongées qui provoquent un échauffement. Il n'est pas efficace contre les surintensités brèves.

**Les disjoncteurs magnétiques** : Ils protègent contre les surintensités brèves avec une grande précision, qui peut être contrôlée

#### ➤ **Les disjoncteurs pour protection des branches**

La protection d'un champ photovoltaïque est réalisée à l'aide de fusible installé sur chaque branche. Il sera placé à la sortie de chaque branche parallèle et sera choisi en tenant compte de :

- La tension de fonctionnement d'un fusible doit être de **1,15 fois** la tension à vide dans les conditions STC des modules raccordés en série : **1,15 x V<sub>co</sub> x N<sub>ms</sub>**

#### ➤ **Les disjoncteurs pour protection générale**

$$(1,5 \times I_{cc} \times N_{BP} \leq \text{calibre fusible} \leq 2 \times I_{cc} \times N_{BP})$$

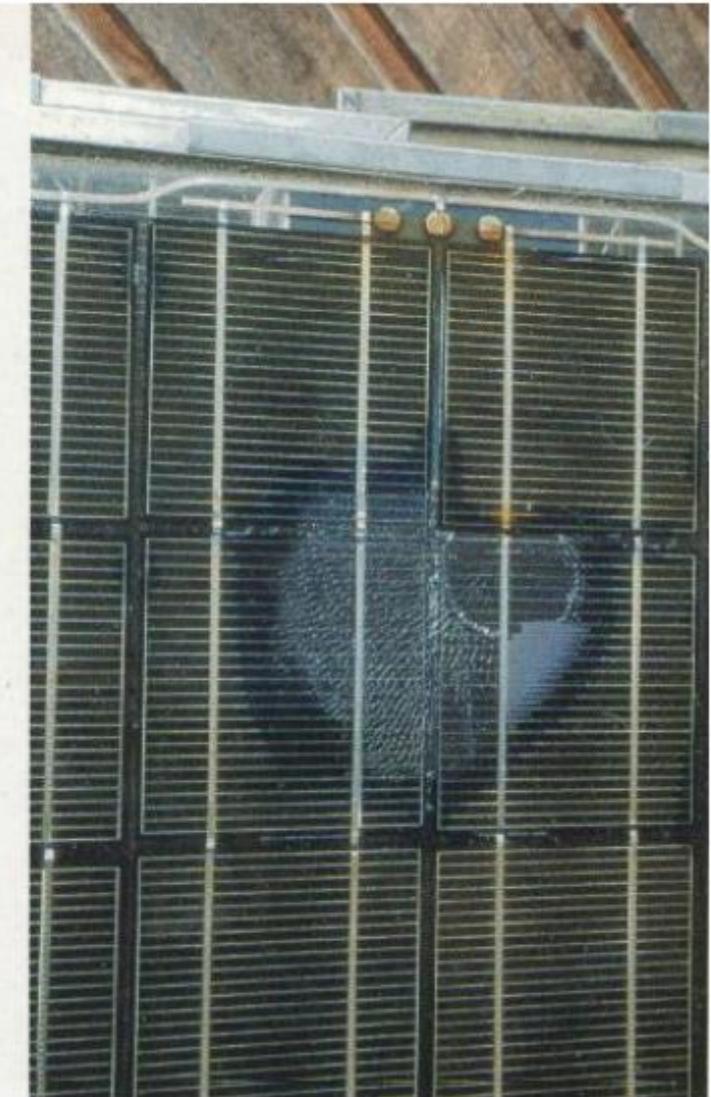
## ➤ Le disjoncteur différentiel :

mesure le courant d'une phase et doit retrouver le même courant sur le fil neutre. S'il y a une différence, c'est-à-dire une fuite à la terre, le disjoncteur déclenche pour éviter une électrocution.

Dans le côté AC d'une installation photovoltaïque, un disjoncteur différentiel magnétothermique de sensibilité inférieure ou égale à 30 mA doit être mis en place en amont de chaque onduleur.

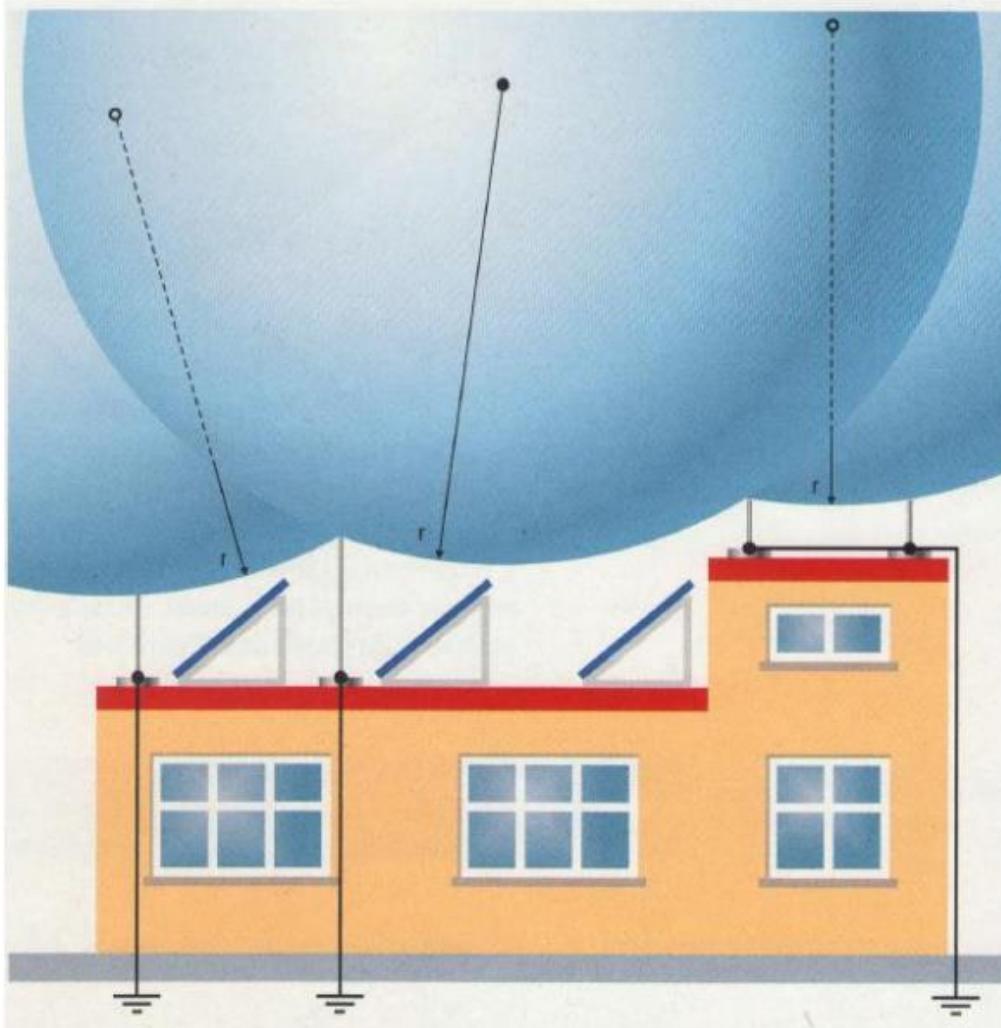
Pour protéger les usagers contre les risques d'électrocution, tous les circuits de l'installation doivent être protégés par des disjoncteurs différentiels de

## Protection contre la foudre et mise à la terre et protection contre les surtensions



## Protection contre la foudre et mise à la terre

Un système de protection contre les foudre se compose d'un dispositif de capture, de descente de paratonnerre (fil de cuivre de 16 mm<sup>2</sup> minimum) et de l'équipement de mise à la terre.



La flèche ou la profondeur de pénétration  $p$  d'une sphère fictive entre deux dispositifs de capture se calcule par la méthode de la sphère fictive :

$$P = r - (r^2 - (d/2)^2)^{1/2}$$

$r$  est le rayon de la sphère fictive,

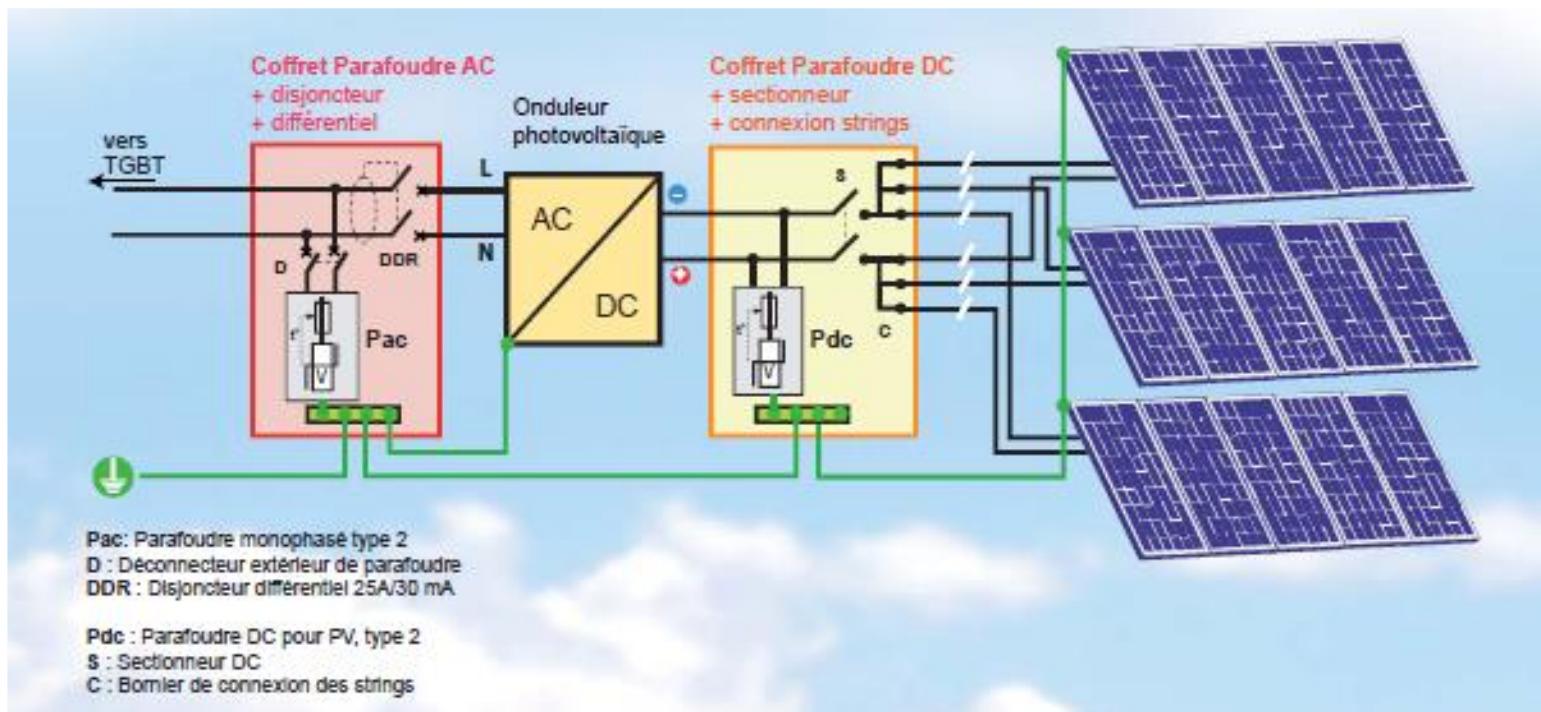
$d$  est l'écart entre deux tiges de capture.

## ➤ Protection contre la foudre

Coffret Parafoudre Type 2 pour accès BT  
d'onduleur Photovoltaïque

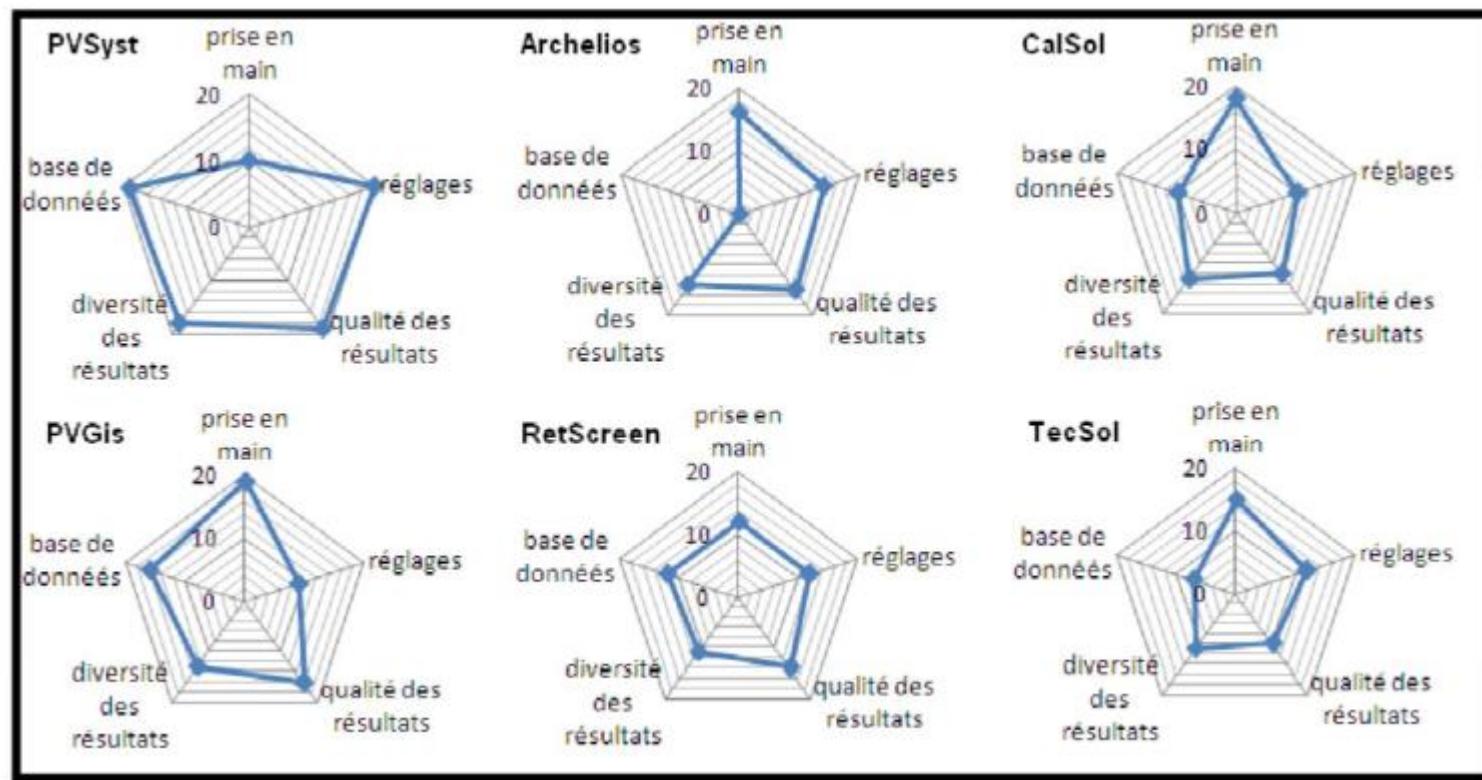


Coffret Parafoudre Type 2 pour accès DC  
d'onduleur Photovoltaïque



## □ Logiciels pour la planification et le dimensionnement des installations photovoltaïques

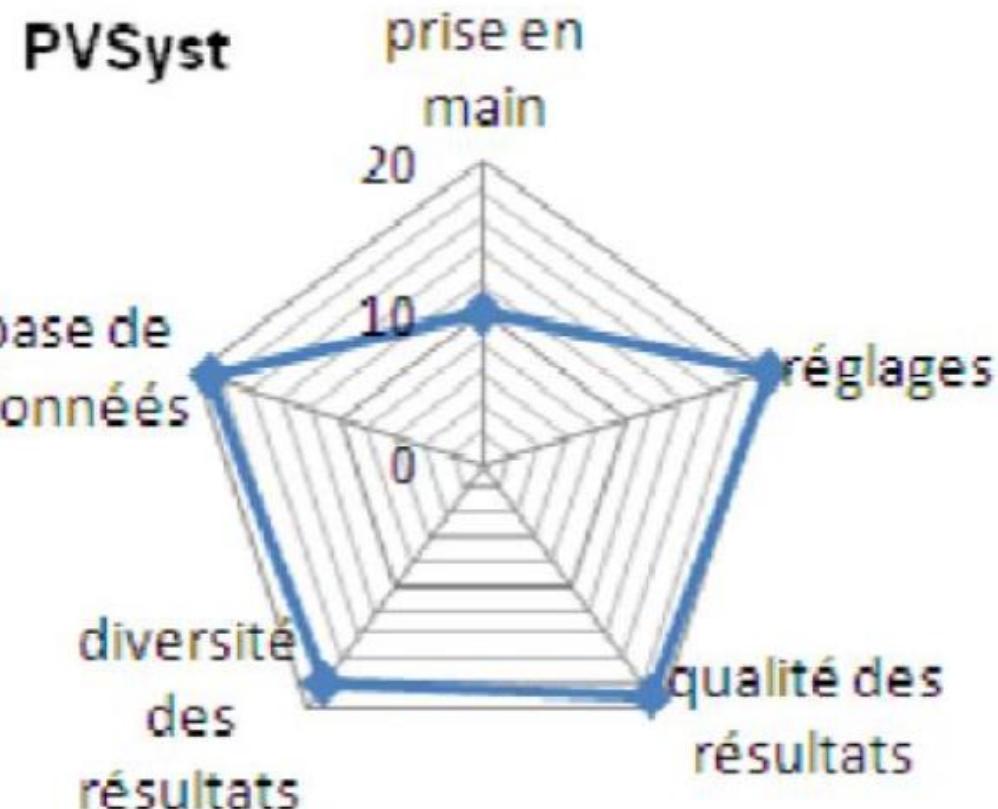
- ✓ Il existe sur le marché de nombreux logiciels qui permettent la planification et le dimensionnement des installations photovoltaïques.
- ✓ D. MAZILLE, V. BOITIER présentent une étude comparative entre six logiciels disponibles en version française.



## ➤ Logiciel PVsyst

PV Syst est un logiciel développé par l'université de Genève.

Il a la particularité de proposer une version totalement gratuite et complète pendant 30 jours.



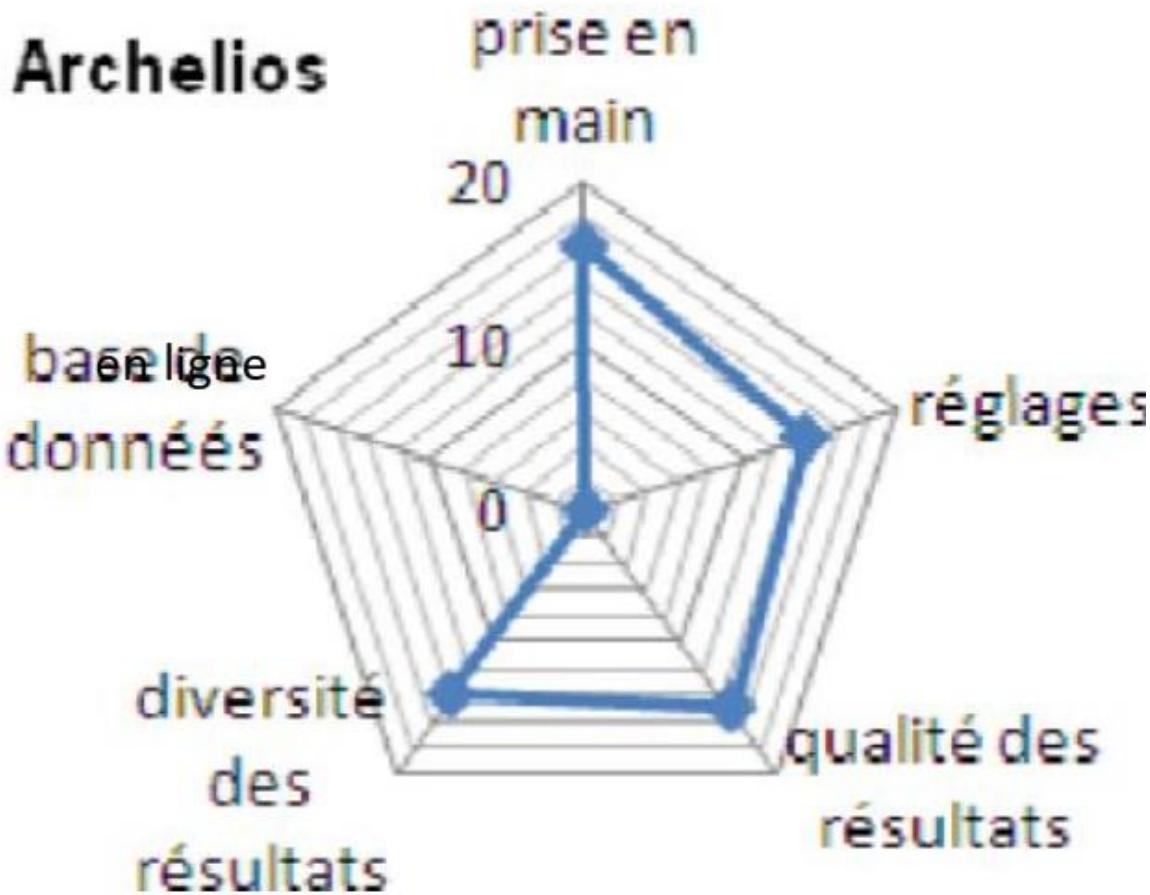
Téléchargement en mode évaluation pendant 1 mois :  
<http://www.pvsyst.com/fr/download>

## ➤ Logiciel Archelios

Le logiciel Archelios est conçu par Alain Ricaud de l'université de Savoie.

Le logiciel est totalement gratuit, mais sans plugins et sans la base de données.

### Archelios



Utilisation de Archelios en ligne :

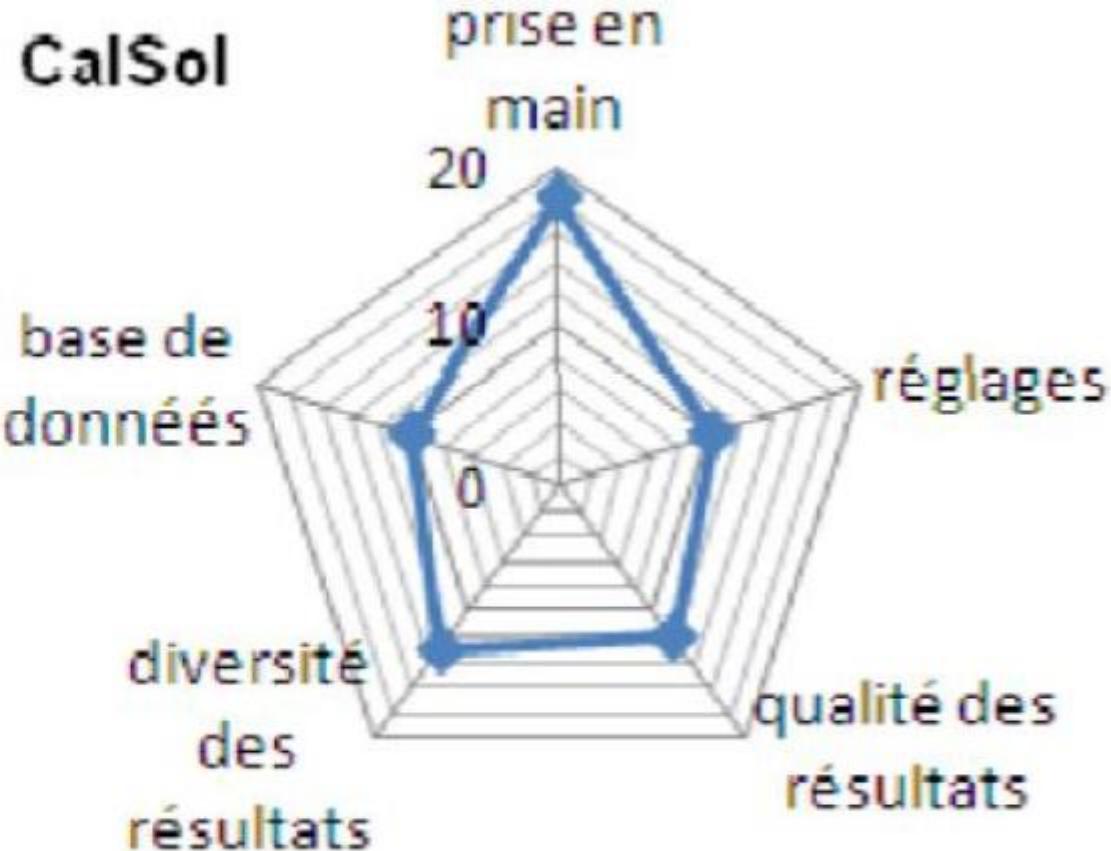
<https://www.archelios.com/online/bin/Archelios-Online-Login.php?lang=fr>

## ➤ Logiciel CalSol

Le logiciel CalSol est disponible en ligne.

Ce logiciel n'est pas un logiciel dédié au dimensionnement, néanmoins il fournit un ordre de grandeur.

Il dispose d'autres outils très pratiques qui serviront dans les autres logiciels.



Utilisation de CalSol en ligne :  
<http://ines.solaire.free.fr/>

## ➤ Logiciel PVGIS

PVGIS est un logiciel en ligne disponible sur le site internet de la Commission Européenne.

Il s'agit en fait des carte interactives couplées à un système de calcul.



Utilisation de PVGIS en ligne :

Logiciel <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

## ➤ Logiciel RETScreen

Retscreen International est un centre d'aide à la décision sur les énergies propres financé par Ressource Naturel Canada.

La partie photovoltaïque permet d'étudier plusieurs types d'installations.

RetScreen

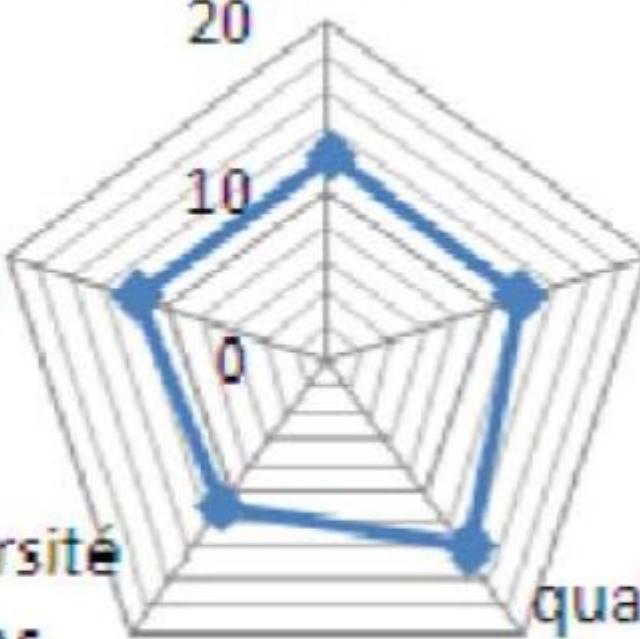
base de données

diversité des résultats

prise en main

réglages

qualité des résultats



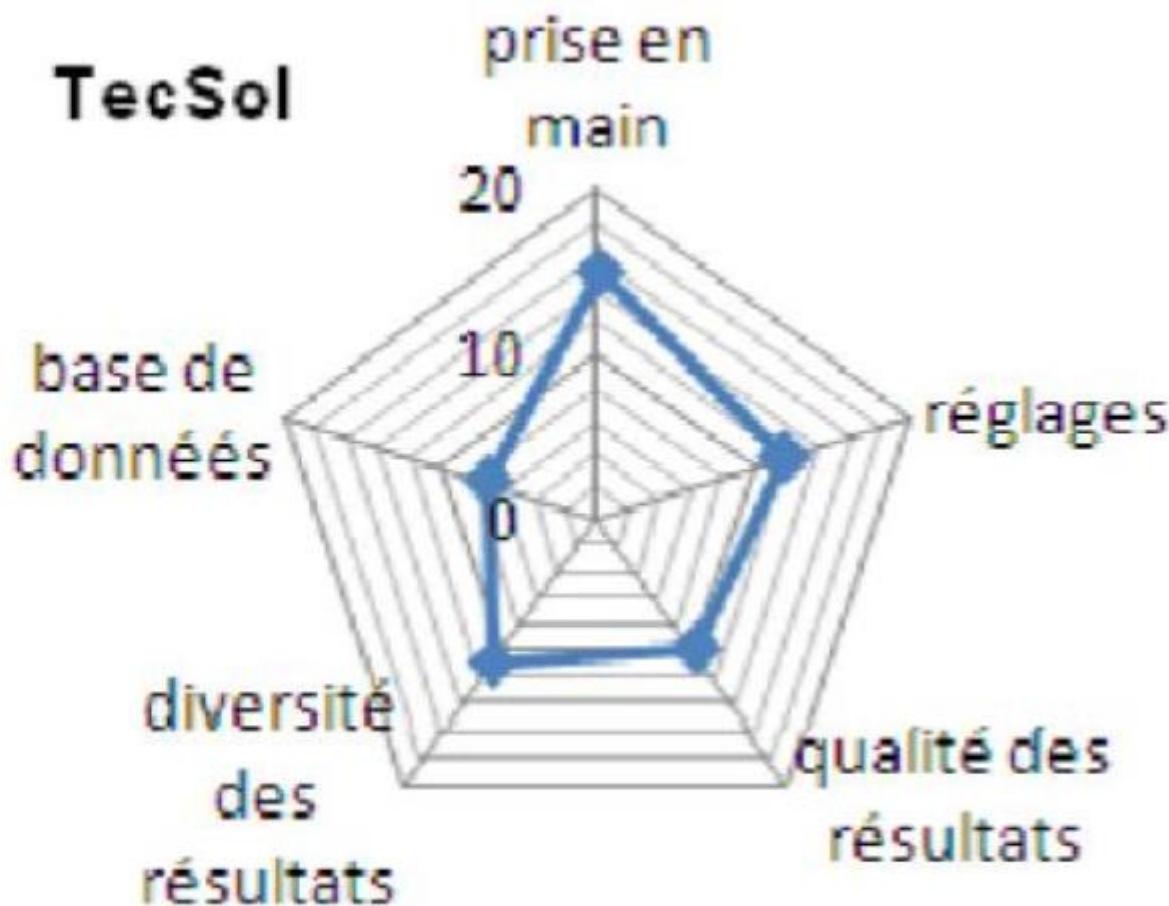
Téléchargement gratuit de RETScreen :  
[www.retscreen.net/](http://www.retscreen.net/)

## ➤ Logiciel TecSol

TecSol est un logiciel en ligne.

Il dispose d'outils de dimensionnement des installations photovoltaïques pour un site isolé ou raccordé au réseau.

**TecSol**



Utilisation de TecSol en ligne :  
<http://www.tecsol.fr/calculs/>

## ➤ Logiciel Sunny Design

- ✓ Le Logiciel Sunny Design est disponible en versions web et PC.
- ✓ C'est un logiciel conçu pour la planification et la configuration des installations photovoltaïques.
- ✓ Il fournit des recommandations de dimensionnement pour l'installation photovoltaïque et pour le système photovoltaïque hybride.
- ✓ Il propose des générateurs photovoltaïques et des onduleurs qui répondent au mieux aux exigences en termes de puissance, de rendement énergétique et de rentabilité.
- ✓ Il fournit la possibilité de déterminer et d'optimiser l'autoconsommation, le dimensionnement des câbles et l'analyser de la rentabilité.

<https://www.sma.de/fr/produits/logiciel-de-planification/sunny-designweb.html>