

Chapitre P

Les installations photovoltaïques

Sommaire

1	Intérêts de l'énergie photovoltaïque	P2
	1.1 Pratique	P2
	1.2 Ecologique	P2
2	Principe et technologie	P3
	2.1 L'effet photovoltaïque	P3
	2.2 Les modules photovoltaïques	P4
	2.3 Des appareils complémentaires : onduleur ou chargeur	P5
3	Les matériels spécifiques	P6
	3.1 Les modules	P6
	3.2 Les connexions	P6
	3.3 Les onduleurs	P7
	3.4 Les chargeurs de batterie	P8
4	Les impératifs d'installation	P9
	4.1 En site isolé	P9
	4.2 Connecté au réseau public	P9
	4.3 Les protections	P10
5	La mise en oeuvre	P13
	5.1 Normes	P13
	5.2 Précautions d'installation	P13
	5.3 Architectures d'une installation raccordée au réseau	P14
	5.4 Mode de pose	P16
	5.5 Dimensionnement	P17
6	Supervision	P18
	6.1 Principes	P18
	6.2 Les systèmes de supervision	P18
	6.3 Les capteurs	P19
	6.4 Surveillance de l'installation	P20
7	Informations complémentaires	P21
	7.1 Les coûts d'installation (année 2009)	P21
	7.2 Les aides et subventions (année 2009)	P21
	7.3 La rentabilité d'une installation (année 2009)	P21
	7.4 Les démarches administratives	P21
	7.5 Vrai ou faux ?	P22

P1

Nota :

Les spécificités des normes et réglementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Intérêts de l'énergie photovoltaïque

1.1 Pratique

Cette technique permet d'exploiter une énergie renouvelable, celle du soleil. Il faut distinguer deux types d'énergies solaires :

- thermique dont la récupération se fait par échange entre un fluide caloporteur exposé au soleil et un circuit d'utilisation (ballon d'accumulation ou pompe à chaleur).
- photovoltaïque, qui utilise le principe de la photopile découvert par Antoine Becquerel en 1839 pour produire de l'énergie électrique.

L'exploitation du rayonnement solaire qui parvient au sol est particulièrement intéressante car :

- ce rayonnement reste stable (à 10 % près) en moyenne d'une année sur l'autre ;
- il délivre en moyenne au niveau du sol 1000 Wh/m² et par jour mais il dépend des paramètres principaux suivants :
 - de la latitude,
 - de l'orientation et de l'inclinaison de la surface,
 - du degré de pollution,
 - de la période de l'année,
 - de l'épaisseur de la couche nuageuse,
 - du moment de la journée,
 - des ombrages ...

Ce rayonnement passe de 870 Wh/m² par jour dans le Nord de la France à 1890 Wh/m² par jour en Corse (et jusqu'à 3125 Wh/m² par jour dans le Sahara).

1.2 Ecologique

L'exploitation de l'énergie solaire réduit la consommation des ressources dites « fossiles » qui est vraisemblablement à l'origine du réchauffement climatique planétaire ainsi que de la pollution atmosphérique.

Elle participe au développement durable et satisfait d'ailleurs aux orientations du conseil Européen qui a voté en mars 2007 un décret fixant des objectifs à atteindre d'ici 2020 :

- réduction de 20 % d'émission de gaz à effet de serre,
- baisse de 20 % de la consommation d'énergie,
- proportion de 20 % des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie.

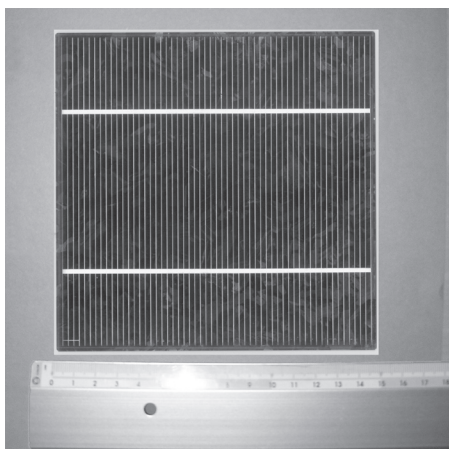


Fig. P1 : Cellule photovoltaïque réalisée dans une plaquette de silicium (source Photowatt)

2.1 L'effet photovoltaïque

Il est la capacité de transformer l'énergie solaire en électricité. Ceci est possible grâce à l'utilisation de cellules photovoltaïques -PV-. Une cellule PV (cf. Fig. P1) est capable de générer une tension comprise entre 0,5 V et 2 V suivant les matériaux utilisés et un courant directement dépendant de la surface (cellule de 5 ou 6 pouces). Ses caractéristiques s'expriment suivant une courbe courant - tension comme présentée sur la Figure P2.

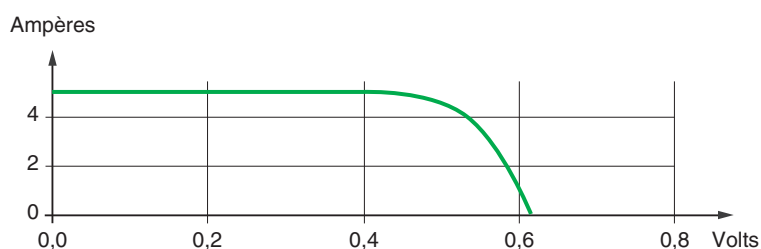
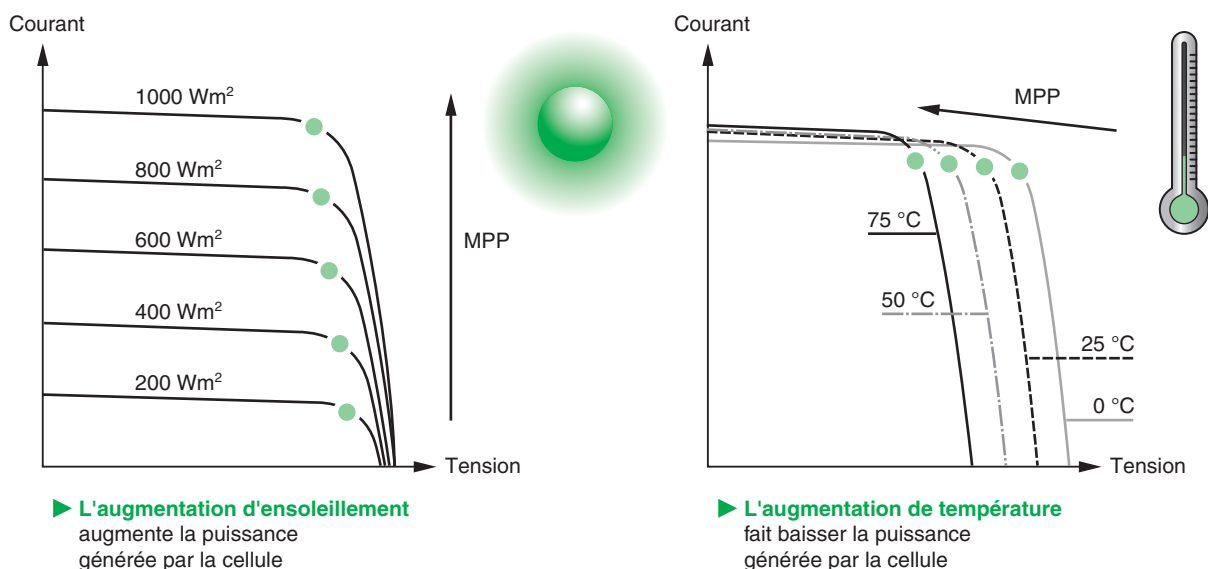


Fig. P2 : Caractéristique typique d'une cellule photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est fonction (cf. Fig. P3) de deux grandeurs physiques : l'éclairement et la température :

- plus l'éclairement E (W/m^2) est important, plus la cellule va délivrer du courant.
 - à l'inverse, plus la température (T°) est élevée, plus la tension de sortie est faible.
- Afin de pouvoir comparer les performances des cellules entre elles, la norme a défini les Conditions Standard de Tests (STC : Standard Tests Conditions) pour un éclairement de $1000 W/m^2$ à $25^\circ C$.



MPP : Point de Puissance Maximum

Fig. P3 : L'éclairement et la température influent sur l'effet photovoltaïque

Pour exploiter plus facilement l'énergie générée par des cellules photovoltaïques, les fabricants proposent des associations série et/ou parallèle rassemblées dans des panneaux ou modules.

P3

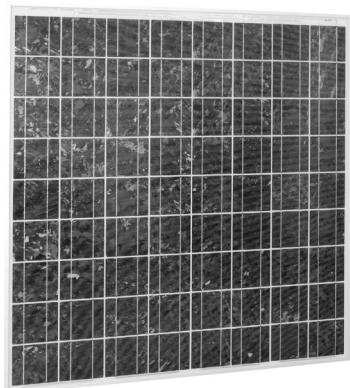


Fig. P4 : Module photovoltaïque PW1400 de dimensions 1237 x 1082 x 45 mm (source Photowatt)

2.2 Les modules photovoltaïques

Ces associations de cellules (cf. Fig. P4) permettent d'élever la tension et le courant. Pour optimiser les caractéristiques des modules, ils sont constitués de cellules ayant des caractéristiques électriques proches.

Chaque module qui délivre une tension de quelques dizaines de volts, est caractérisé par sa puissance ayant pour unité le watt crête (Wc) ou watt peak (Wp) en anglais. Elle correspond à la puissance produite par une surface de un m² soumise à un éclairage de 1000 W/m² sous 25 °C. Mais des modules identiques peuvent être de puissances différentes, habituellement la tolérance des puissances indiquées est de ± 3 % (cf. tableau de la Figure P5). Le module de puissance typique 160 Wc regroupe l'ensemble des modules dont la puissance se situe entre 155 Wc (160 - 3%) et 165 Wc (160 + 3%).

Il est donc utile de comparer leur rendement qui est égal à leur puissance (W/m²) divisé par 1000 W/m².

Par exemple, un module de 160 Wc a une superficie de 1,338 m²(*). Sa puissance crête est donc de 160/1,338 soit 120 Wc/m².

D'où un rendement pour ce module de : 120/1000 = 12 %

Encapsulation	verre/Tedlar		
Taille des cellules	125.50 x 125.5 mm		
Nombre des cellules	72		
Voltage	24 V		
Nombre de diodes by-pass	4 diodes by-pass		
Puissance typique	150 Wc	160 Wc	170 Wc
Puissance minimale	145 Wc	155 Wc	165 Wc
Tension à la puissance typique	33,8 V	34,1 V	34,7 V
Intensité à la puissance typique	4,45 A	4,7 A	4,9 A
Intensité de court circuit	4,65 A	4,8 A	5,0 A
Tension en circuit ouvert	43 V	43,2 V	43,4 V
Tension maximum du circuit	1 000 V CC		
Coefficient de température	$\alpha = (dI/I)/dt \# + 0,032 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ $\beta = dV/dt \# - 158 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ $\zeta P/P = - 0,43 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$		
Spécifications de puissance à	1 000 W/m ² : 25°C : AM 1,5		

Fig. P5 : Caractéristiques électriques d'un module PW1400 (source Photowatt)

Cependant, l'association série de cellules photovoltaïques peut engendrer un phénomène destructeur, lorsque l'une d'entre elles est partiellement ombrée, appelé « Hot Spot ». Celle-ci va fonctionner en récepteur et le courant qui va la traverser peut alors la détruire. Afin de supprimer ce risque, les fabricants intègrent des diodes ByPass qui court-circuitent les cellules endommagées. Les diodes Bypass sont habituellement fixées dans le boîtier de raccordement situé à l'arrière du module et permettent de shunter 18 ou 22 cellules selon les fabricants.

Ces modules sont ensuite associés en série pour atteindre le niveau de tension désiré : ils forment des chaînes de modules ou « string ». Puis les chaînes sont groupées en parallèle pour obtenir la puissance souhaitée et forment alors un champ photovoltaïque -champ PV- (PV array en anglais).

Enfin, le choix d'un matériel impose une sérieuse réflexion car il existe de plus en plus de fabricants de modules photovoltaïques à travers le monde, aussi l'installateur doit-il :

- s'assurer de la compatibilité des caractéristiques électriques avec le reste de l'installation (tension d'entrée de l'onduleur),
- ainsi que de leur conformité aux normes,
- mais aussi sélectionner ses fournisseurs pour leur pérennité afin de pouvoir assurer le remplacement d'un module défectueux qui devra être strictement identique à ceux déjà installés.

Ce dernier point est important puisque l'installateur est responsable de la garantie donnée à son client.

P4

Au sein d'une chaîne, un module défectueux doit être remplacé par un module strictement identique, d'où l'importance de la pérennité des fournisseurs choisis.

(*) Les dimensions de ces modules (L x l x P) du modules sont en mm : 1237 x 1082 x 38

2 Principe et technologie

2.3 Des appareils complémentaires : onduleur ou chargeur

Un générateur photovoltaïque a pour particularité de ne fournir de l'énergie sous la forme de courant continu et qu'en période d'ensoleillement.

De fait, si cette énergie doit être fournie au réseau de distribution il est nécessaire de transformer le courant continu en courant alternatif avec des convertisseurs ou onduleurs, et si l'objectif est d'en disposer en permanence il faut alors l'emmagasiner dans des accumulateurs au moyen de chargeur de batteries.

3.1 Les modules

Différentes technologies sont actuellement exploitées pour la réalisation des générateurs photovoltaïques, elles se répartissent en deux familles : les modules cristallins et les modules en couches minces ou films .

Modules cristallins

Il existe 2 grandes familles de modules cristallins. Le module monocristallin et le module multicristallin.

Le module monocristallin est à ce jour le plus performant avec des rendements autour de 16 à 18 %. Il reste aussi le plus cher.

Le module multicristallin a un rendement entre 12 et 14 %. C'est le plus courant. Il est très utilisé dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

Ces modules ont une durée de vie supérieure à 20 ans. Avec le temps il perdent une partie de leur puissance (< 1 % /an) mais continuent à produire de l'électricité.

Suivant l'esthétique recherchée, il existe des modules Bi-verre avec deux plaques de verre qui rendent le module semi-transparent, ou bien des modules Verre Tedlar ou Teflon qui sont moins coûteux mais complètement opaques.

Modules couches minces

Ces modules -Thin film en anglais- font l'objet de nombreux travaux de recherche actuellement.

En effet, les rendements actuels de l'ordre de 6 à 8 % devraient augmenter dans les années à venir. Ils sont peu chers et adaptés à de grandes superficies si la surface n'est pas un élément valorisable dans l'installation.

Cette dénomination de couches minces désigne de nombreuses technologies dont les 3 principales sont :

- a-Si le silicium en couche mince ou silicium amorphe,
- CdTe (Tellure de Cadmium),
- CIS (Séléniure de Cuivre Indium).

A noter, à ce jour, que nous n'avons pas de retour d'expérience à 20 ans pour ce type de technologie et le vieillissement de ces modules reste encore une question. Les fabricants sérieux indiquent, dans leurs spécifications techniques, des valeurs initiales et des valeurs stabilisées.

Le tableau de la **Figure P6** fait une synthèse comparative de toutes ces technologies.

Technologies	sc-Si monocristallin	mc-Si multicristallin	a-Si couches minces	CdTe couches minces	CIS couches minces
Rendement module STC					
Maximal	19 %	15 %	8.5 %	11 %	11 %
Moyen	14 %	13 %	6 %	8 %	8 %
Coût relatif (\$/Wc)	3	3	2	1	1
Coef. température à la puissance-crête (%/°C)	-0.3 / -0.5	-0.3 / -0.5	-0.2	-0.2	-0.3

Fig. P6 : Comparatif des technologies de générateurs photovoltaïques

P6

3.2 Les connexions

Une installation photovoltaïque nécessite l'emploi de câbles et de connecteurs spécifiques. En effet, les modules sont installés en extérieur, leurs raccordements sont donc soumis aux contraintes climatiques associées à des tensions élevées dues à la mise en série des modules.

Outre le besoin d'étanchéité, le matériel utilisé doit par conséquent être résistant aux rayons ultra-violet et à l'ozone. Il doit aussi posséder une bonne tenue mécanique et à une bonne résistance aux variations de températures extrêmes.

3 Les matériels spécifiques

Câbles

Les câbles doivent être homologués IEC 60228 classe 5 ou 6.

Les règles de dimensionnement de la section des conducteurs sont les mêmes que pour les câbles standards NF C 15-100.

La chute de tension entre le champ PV et l'onduleur doit être calculée pour ne pas dépasser 3% pour le courant nominal (recommandation UTE : 1 %).

Les câbles CC doivent être mono conducteur à double isolation, ces câbles ne sont pas normalisés il faut donc choisir des câbles spécifiés PV par leurs fabricants.

La dangerosité d'intervenir sur les câbles de liaison des modules impose une déconnexion préalable ou l'ouverture d'un sectionneur sur le circuit courant continu.

Connecteurs

Généralement, les modules photovoltaïques sont fournis avec deux câbles équipés de connecteurs, un mâle et un femelle. Ces câbles permettent de raccorder deux modules posés côte à côte afin de les mettre en série sans erreur possible : le connecteur mâle se raccorde au connecteur femelle du module suivant et ainsi de suite jusqu'à atteindre la tension continue désirée.

Ces connecteurs spécifiques tels MC3, ou MC4 verrouillable de Multi-Contact assurent aussi une protection au toucher lorsqu'ils ne sont pas raccordés. Protection nécessaire car dès qu'un module photovoltaïque est soumis à un éclairage, il fournit une tension. Intervenir (pour modification ou extension) sur des câbles de liaison des modules impose une déconnexion préalable ou l'ouverture du sectionneur CC du circuit courant continu obligatoire à l'arrivée du coffret de raccordement.

Il est aussi possible d'utiliser différents connecteurs du commerce. Une attention particulière doit alors être apportée à leur choix pour la qualité de leur contact et de leur accouplement mâle-femelle afin d'éviter tout mauvais contact susceptible d'échauffement et de destruction.



Fig. P7a : Onduleur GT 500E spécifique pour l'alimentation photovoltaïque (source Xantrex – Groupe Schneider Electric)

3.3 Les onduleurs

De tels appareils qui fournissent du courant alternatif à partir du courant continu sont des onduleurs spécifiques à l'alimentation photovoltaïque (cf. Fig.P7a). Il existe différents types d'onduleurs photovoltaïques ou « onduleurs Pv ». Ils remplissent trois fonctions principales :

- Fonction onduleur : Elle transforme du courant continu en courant alternatif d'une forme adaptée au besoin (sinusoïdale, carrée, ...).
- Fonction MPPT : Elle calcule le point de fonctionnement en tension et en courant de la surface -ou champ- photovoltaïque qui produit le plus de puissance, aussi appelé le Maximum Power Point Tracker (Recherche de Point de Puissance Maximum), voir la Figure P7b.

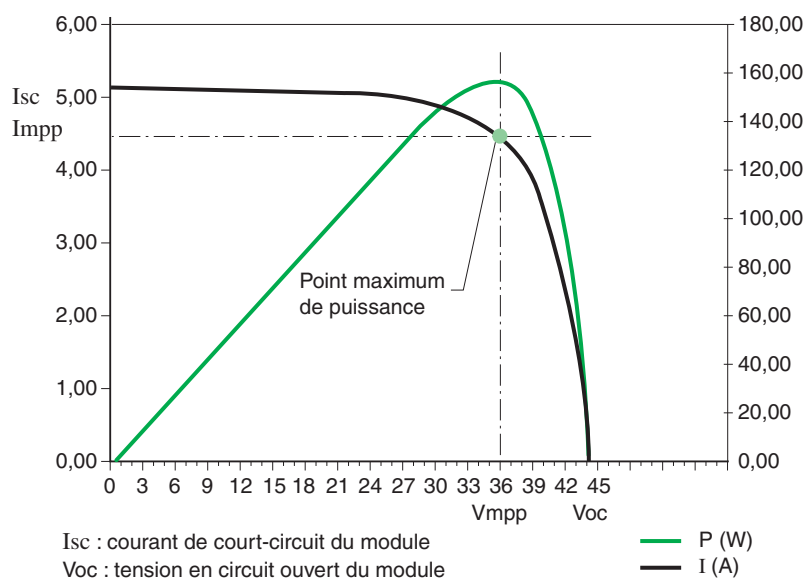


Fig. P7b : Point de fonctionnement d'un champ-photovoltaïque qui produit le plus de puissance, aussi appelé le Maximum Power Point Tracker

■ **Fonction déconnexion automatique du réseau** : Elle commande automatiquement l'arrêt de l'onduleur et la déconnexion du réseau en absence de tension sur le réseau électrique. C'est une protection pour l'onduleur et aussi pour les agents d'intervention qui peuvent travailler sur le réseau.

En cas de coupure du réseau, l'onduleur ne fournit donc plus d'énergie au réseau et il y a perte de l'énergie produite par les modules photovoltaïques. Il existe des systèmes « Grid interactive » qui permettent d'assurer un fonctionnement en secours ou « back-up ». Ils nécessitent l'installation de batteries ainsi que d'une armoire de distribution complémentaire pour assurer la déconnexion certaine du réseau avant de produire sa propre énergie.

■ **Variantes**

Certains onduleurs « multi-MPPT » ont une fonction double MPPT (ou triple ou quadruple...). Cette fonction permet d'optimiser la production PV lorsque le champ est constitué de chaînes avec différentes orientations. Elle présente le risque de perte de production totale dès qu'un onduleur est en défaut.

Il reste cependant possible de mettre plusieurs onduleurs de plus petite puissance, un par chaîne, solution plus chère, mais qui augmente la fiabilité globale de l'installation.

Il existe aussi des « onduleurs multi-strings ». Cette appellation ne signifie pas forcément multi-MPPT comme décrit ci-dessus, elle indique simplement que plusieurs chaînes peuvent être raccordées à l'onduleur, leur mise en parallèle étant effectuée dans l'onduleur.

Le rendement européen

Pour pouvoir comparer les différents appareils, un rendement basé sur différents points de fonctionnement qui simule le fonctionnement moyen et journalier d'un onduleur a été défini. Dénommé « rendement européen », il est donné par la formule :

$$0,03 \times (\eta 5\%) + 0,06 \times (\eta 10\%) + 0,13 \times (\eta 20\%) + 0,1 \times (\eta 30\%) + 0,48 \times (\eta 50\%) + 0,2 \times (\eta 100\%)$$

IP et température de fonctionnement

Ces critères d'étanchéité et de température sont importants dans le choix d'un onduleur.

Les fabricants d'onduleurs proposent presque tous des onduleurs IP65 pour être installés dehors. Ce n'est pas pour autant qu'il faut les installer en plein soleil, car la plupart des onduleurs sont déclassés dès 40°C (50°C pour les onduleurs Xantrex de Schneider Electric) et, dans ce cas, la puissance de sortie est diminuée.

L'installation extérieure en plein soleil présente un autre risque, celui du vieillissement prématuré de certains composants de l'onduleur tels que les condensateurs chimiques. L'espérance de vie de l'onduleur est alors considérablement réduite et peut passer de 10 ans à 5 ans !

Il est fortement déconseillé d'installer un onduleur sur un emplacement exposé au soleil sous peine de voir son espérance de vie considérablement réduite.

3.4 Les chargeurs de batteries

En site isolé, l'objectif est de charger des batteries pour avoir de l'énergie après le coucher du soleil. Il existe deux types de chargeurs :

■ un chargeur en courant : la tension du champ PV doit correspondre à la tension de charge de la batterie et la régulation se fait en courant.

■ un chargeur MPPT : le chargeur fonctionne au point maximal de puissance, il gère la charge de la batterie avec limitation en courant et en tension et il contrôle le floating. Ce type de chargeur est plus cher que le type précédemment cité, mais il permet d'optimiser le nombre de modules PV nécessaire à l'installation et d'avoir une installation au global moins chère.

P8

4.1 En site isolé

C'est historiquement la première utilisation des systèmes photovoltaïques, par exemple pour alimenter des relais de télécommunication ou habitats isolés difficiles d'accès et sans raccordement possible au réseau.

C'est aussi actuellement un des seuls moyens de fournir de l'électricité à 2 milliards de personnes qui n'y ont pas accès aujourd'hui.

Le dimensionnement de ces installations nécessite de connaître précisément le profil de charge de l'utilisation et le nombre de jours sans soleil auquel l'installation sera soumise pour définir l'énergie à stocker dans des batteries et donc leur taille et leur type.

Ensuite, il faut calculer la surface de capteurs photovoltaïques pour être sûr de recharger les batteries dans le cas le plus défavorable (plus courte journée hivernale).

Particularités

Cette méthode conduit à des surdimensionnements nécessaires pour assurer la continuité de fonctionnement une ou deux fois par an, mais qui rendent ce type d'installation très onéreux !

A noter que ce type d'utilisation doit représenter environ 20 % du marché du photovoltaïque en 2012, et 40 % en 2030 selon l'EPIA (European Photovoltaic Industry Association).

Stockage

Le stockage est donc un point critique de ce type d'installation.

Il existe plusieurs types de batteries :

■ Les batteries plomb

Ce sont des batteries qui fonctionnent en cycles (charge-décharge). Les batteries de type ouvert sont conseillées pour éviter des phénomènes de gonflage liés à des charges trop rapides et à un dégagement d'hydrogène important.

Leur avantage est indiscutablement leur coût d'achat, mais leur inconvénient est leur faible durée de vie. Celle-ci dépend de la profondeur des décharges, mais ne dépasse pas 2 à 3 ans dès 50 % de décharge. De plus une décharge profonde peut « tuer » la batterie. L'exploitation d'un site isolé ainsi équipé devra donc intégrer le changement régulier des batteries afin de conserver ses performances de charge.

■ Les batteries Ni-Cd, ou Nickel-Cadmium

Elles présentent l'avantage d'être beaucoup moins sensibles aux conditions extrêmes de température, de décharges ou charges profondes. Elles ont une durée de vie bien supérieure (5 à 8 ans) mais sont plus chères à l'achat. Cependant, le coût du Wh stocké sur la durée de vie de l'installation sera inférieur à celui obtenu avec les batteries au plomb.

■ Les batteries Li-ion

Ce sont les batteries de demain pour ce type d'application. Insensibles aux décharges profondes, durée de vie jusqu'à 20 ans. Leur prix encore prohibitif devrait chuter d'ici 2012 avec le démarrage de la production de masse. Elles seront alors les plus économiques pour ce genre d'application.

4.2 Connecté au réseau public

En France, le propriétaire d'une installation de production raccordée au réseau a le choix entre 2 options :

- Soit vendre la totalité de sa production (option dite : « Vente de la totalité »). Cette option oblige à créer un point de raccordement au réseau indépendant du point de raccordement destiné à la consommation et nécessite une déclaration administrative.
 - Soit consommer sa production localement en fonction de son besoin et ne vendre que l'excédent (option dite « Vente de l'excédent »), avec deux intérêts :
 - l'un dans la différence des tarifs appliqués, d'achat au producteur et de vente au consommateur,
 - le second de ne pas avoir à créer un nouveau point de raccordement, dont le coût peut-être élevé et qui nécessite une déclaration administrative.
- Compte tenu des différents tarifs appliqués, une analyse de rentabilité doit être menée pour choisir la bonne option.

Installations raccordées au réseau : 3 points à bien comprendre

Dans le cas d'une installation raccordée au réseau, il est important de bien comprendre les points suivants :

- Contrairement aux installations autonomes, il n'y a pas lieu de corrélérer la consommation du bâtiment et la production d'énergie. Dans l'option « Vente de la totalité », les deux sont complètement indépendantes. Dans l'option « Vente de l'excédent », le réseau vient faire l'appoint quand la production est insuffisante par rapport à la consommation.
- La présence du réseau est indispensable pour pouvoir produire et vendre. Des moyens de déconnexion automatique en cas d'incident réseau sont exigés par les distributeurs d'énergie. Leur activation entraîne l'arrêt de la production, donc de la vente. La re-connexion se fait automatiquement lorsque le réseau retrouve ses conditions de fonctionnement nominales.
- En règle générale, il n'y a pas de stockage local sur batteries ou autre. C'est le cas en France métropolitaine où le réseau est de bonne qualité et a la capacité d'absorber la totalité de la production.

Le système possède néanmoins un défaut : en cas de perte du réseau, le propriétaire de l'installation, qui est aussi généralement consommateur, se retrouve avec une installation de production sans pouvoir l'utiliser (voir point précédent). Dans les pays où les villes où les incidents réseaux sont fréquents, il se développe des systèmes qui intègrent des batteries. La société Xantrex, filiale de Schneider Electric, est le leader mondial de ce type de système.

4.3 Les protections

Protection des personnes et des biens contre les risques électriques

En ce qui concerne la protection des personnes contre les risques électriques, le guide UTE C 15-712 prescrit l'usage de la classe II pour toute la partie CC. Pour une seule chaîne - et même jusqu'à trois chaînes connectées en parallèle à l'entrée d'un onduleur photovoltaïque, la norme ne préconise pas d'autre protection.

Cependant, pour des raisons évidentes de maintenance et d'interchangeabilité de l'onduleur, il est obligatoire d'avoir un sectionneur CC en amont de l'onduleur. Et, pour la partie CA de l'installation ce sont les règles de la NF C 15-100 qui doivent être appliquées.

Pour protéger l'installation photovoltaïque contre les risques de court-circuit et d'inversion de courant ainsi que contre les risques de foudre le guide UTE C 15-712 prescrit des protections plus adaptées.

- Coté continu, un sectionneur CC est obligatoire car, même si un connecteur peut être débranché sous tension, lorsque les modules photovoltaïques sont éclairés un arc électrique peut se produire et détériorer les connecteurs. Aujourd'hui il existe deux modes d'installation de ce sectionneur CC : soit il est intégré à l'onduleur PV, soit il est placé dans un coffret extérieur.

Lorsque l'installation du champ PV nécessite la mise en parallèle de plus de trois chaînes sur la même entrée d'un onduleur, les protections à mettre en place sont beaucoup plus complexes. En effet, il peut se produire des phénomènes d'inversions de courant dans une chaîne qui serait détruite en supportant alors toute la puissance de l'ensemble des autres chaînes.

En France, le guide UTE C15-712 préconise la mise en place de protections sur les deux polarités de chaque chaîne (cf. **Fig. P8**). Ces protections doivent interrompre un courant continu. Le seuil de déclenchement minimum doit être de $1,27 \times I_{sc}$. Sa tenue en tension doit être de $1,2 \times V_{oc} \times \text{nombre de modules en série}$.

Schneider Electric propose aussi des coffrets de mise en parallèle de chaînes et des coffrets de protection intégrant un interrupteur-sectionneur général qui permet d'intervenir en aval de ce coffret en toute sécurité, même en pleine journée.

Nombre de chaînes	Obligation de protection	Valeur de la protection
1, 2 ou 3	Non	Sans objet
> 3	Oui	Sur les deux polarités (+ et -) $1,25 I_{sc} < \text{Valeur fusible} < 2 I_{sc}$

Fig. P8 : Résumé des protections contre les risques électriques prévues par la guide UTE C 15-712

P10

4 Les impératifs d'installation

■ Coté alternatif, les protections proposées sont plus classiques. Il faut protéger le câble entre l'onduleur et le réseau, car tout défaut sur cette liaison est soumis à la puissance de courts-circuits du réseau. Une protection contre les courts-circuits doit donc être placée près du raccordement au réseau, alors que l'onduleur se déconnecte automatiquement faute d'avoir la présence tension dans la plage autorisée. Schneider Electric propose des coffrets intégrant les protections amont et aval.

Protection de l'installation photovoltaïque contre les effets de la foudre

Différentes surtensions peuvent apparaître dans une installation électrique. Elles peuvent avoir pour source :

- le réseau de distribution, avec pour origine la foudre ou des manoeuvres ;
- des coups de foudre (à proximité ou sur des bâtiments et des installations PV, ou encore sur des paratonnerres).
- des variations de champ électrique dues à la foudre.

Comme toutes les constructions qui sont en extérieur, les installations photovoltaïques sont soumises au risque de foudre variable selon les régions. Le guide UTE C 15-712 donne sur ce sujet des compléments à la norme NF C 15-100 et au guide UTE C 15-443, il renvoie aussi à la norme NF EN 62305-3. Ainsi, la norme NF C 15-100 présente une carte de France donnant la densité annuelle de foudroiement ou niveau kéraunique (nombre de jour par an où le tonnerre est entendu) pour chaque département.

■ L'équipotentialité

La première des protections à mettre en oeuvre est l'équipotentialité en reliant avec un conducteur d'équipotentialité tous les éléments conducteurs et masses métalliques de l'installation photovoltaïque.

La section minimale de ce conducteur est de :

- 4 mm² s'il n'y a pas de paratonnerre ou s'il y a un paratonnerre non relié à l'installation,
- 10 mm² si l'installation est raccordée au paratonnerre du bâtiment (raccordement obligatoire par câble de 10 mm² lorsque le paratonnerre est à une distance inférieures de 2,5 m de l'installation).

■ Les parafoudres

Ils doivent être installés conformément au guide UTE C 15-443.

Le tableau de la **Figure P9** présente les choix de protection par parafoudres ainsi que leur type (1 ou 2) prescrits par le guide UTE C 15-712.

Niveau kéraunique (relevé sur une carte)	Nk < 25		Nk > 25	
	CC	CA	CC	CA
Partie de l'installation				
Caractéristiques de l'installation				
Bâtiment ou structure équipé d'un paratonnerre	Obligatoire Type 2	Obligatoire (1) Type 1	Obligatoire Type 2	Obligatoire (1) Type 1
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Obligatoire (2) Type 2
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2

(1) Pas obligatoire dans le cas des bâtiments intégrant le poste de transformation, si la prise de terre du neutre du transformateur est confondue avec la prise de terre des masses interconnectées à la prise de terre du paratonnerre.

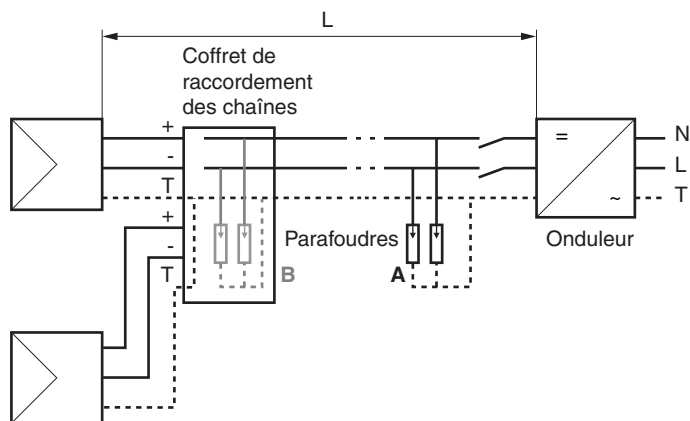
Dans les autres cas et lorsque le bâtiment comporte plusieurs installations privatives, le parafoudre de type 1 ne pouvant être mis en oeuvre à l'origine de l'installation est remplacé par des parafoudres de type 2 ($I_n \geq 5$ kA) placés à l'origine de chacune des installations privatives.

Fig. P9 : Choix de parafoudres selon l'installation

P11

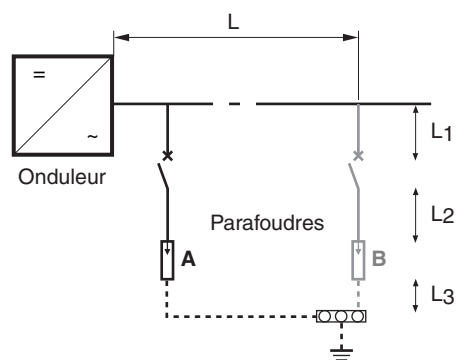
4 Les impératifs d'installation

Les emplacements des parafoudres sont expliqués par les **Figures P10** et **P11**.



Si $L \leq 30$ m : Le seul parafoudre **A** suffit.
 Si $L > 30$ m : Deux parafoudres **A** et **B** sont prescrits.

Fig. P10 : Emplacements des parafoudres sur la partie CC prescrits par le guide UTE C 15-712



Si $L \leq 30$ m : Le seul parafoudre **A** suffit.
 Si $L > 30$ m : Deux parafoudres **A** et **B** sont prescrits.
 Pour une meilleure efficacité des parafoudres : $L1 + L2 + L3 < 50$ cm.

Fig. P11 : Emplacements des parafoudres sur la partie CA prescrits par le guide UTE C 15-712

5.1 Normes

Il y a lieu de respecter les prescriptions des normes NF C 14-100 pour le raccordement au réseau (branchement) et NF C 15-100 pour toutes les autres installations électriques BT (logement et autres), ainsi que du guide UTE C 15-712 pour la toute partie de génération électrique (panneaux, onduleur et/ou chargeur, protection). La **Figure P12** explicite les limites de leur application

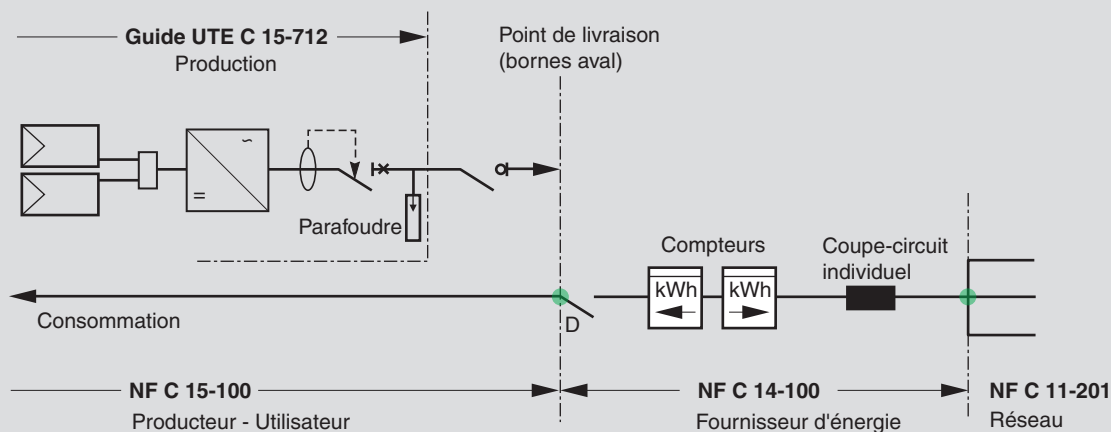


Fig. P12 : Limites d'application des normes d'installation pour les installations photovoltaïques

Et, cette réalisation doit mettre en oeuvre des matériels conçus selon différentes normes « produits ».

■ Pour les modules :

CEI 61215 (NF EN 61215) : Modules photovoltaïques au silicium cristallin ;

CEI 61646 (NF EN 61646) : Modules photovoltaïques en couches minces ;

CEI 61730-1-2 (NF EN 61730-1-2) : Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques .

■ Pour les onduleurs :

VDE 126-1-1 : Protection de découplage ;

CEI 55014 (NF EN 55014) : Compatibilité Electromagnétique ;

NF EN 50178 : Equipement électronique utilisé dans les installations de puissance ;

CEI 61000-3-2 (NF EN 61000-3-2) : Limites pour les émissions de courant harmonique.

■ Pour les coffrets :

CEI 60439-1 (NF EN 60439-1) : Ensembles d'appareillage à basse tension

– Ensembles de série et ensembles dérivés de série

En conséquence, pour une installation dans les pays européens tous ces produits doivent avoir le marquage CE symbolisé par le logotype.

5.2 Précautions d'installation

Un champ PV est constitué de la mise en série - parallèle d'un certain nombre de modules pour correspondre aux caractéristiques d'entrée de l'onduleur, mais l'interconnexion de ces modules rend le champ très sensible à un ombrage ou une différence d'orientation.

Quelques règles simples de câblage permettent d'optimiser la production et éventuellement d'éviter des problèmes de fonctionnement.

L'orientation des panneaux

Si l'installation du champ PV nécessite plusieurs orientations sur un toit, il est indispensable de constituer au moins autant de chaînes que d'orientations et que chaque chaîne soit sur une seule et unique orientation pour avoir une production optimisée. Chaque chaîne devant être reliée à un onduleur spécifique (ou bien sur des entrées d'un onduleur multi-MPPT. (Voir le s/chapitre 3).

Le non respect de cette consigne n'est pas destructeur pour le champ, mais impacte la production qui est diminuée et qui augmente donc la durée du retour sur investissement.

Ombrages

Outre le risque de destruction « Hot Spot » de module ombragé au sein d'un champ PV expliqué au paragraphe 2.2 et auquel les fabricants ont apporté des réponses, d'après des études menées par l'Institut National des Energies Solaires (INES), un ombrage sur 10 % de la surface d'une chaîne peut engendrer une perte de production supérieure à 30 % !

Il est donc très important de supprimer les ombrages directs. Cependant, dans beaucoup de cas, il est difficile de les supprimer (arbres, cheminée, mur voisin, pylône...).

Lorsqu'un champ PV comporte plusieurs chaînes :

- si possible il faut regrouper sur une même chaîne les modules ombragés,
- sinon il est conseillé de choisir une technologie qui réagit mieux à l'éclairage diffus que direct.

Suppression des boucles

Lors des raccordements, la première précaution est d'éviter les boucles dans le câblage des chaînes.

En effet, même si les coups de foudre directs sur un champ sont relativement rares, il est beaucoup plus fréquent d'avoir des courants induits par la foudre ; courants d'autant plus destructeurs que les surfaces de boucles sont grandes. La **Figure P13** présente comment améliorer un champ comportant une grande boucle

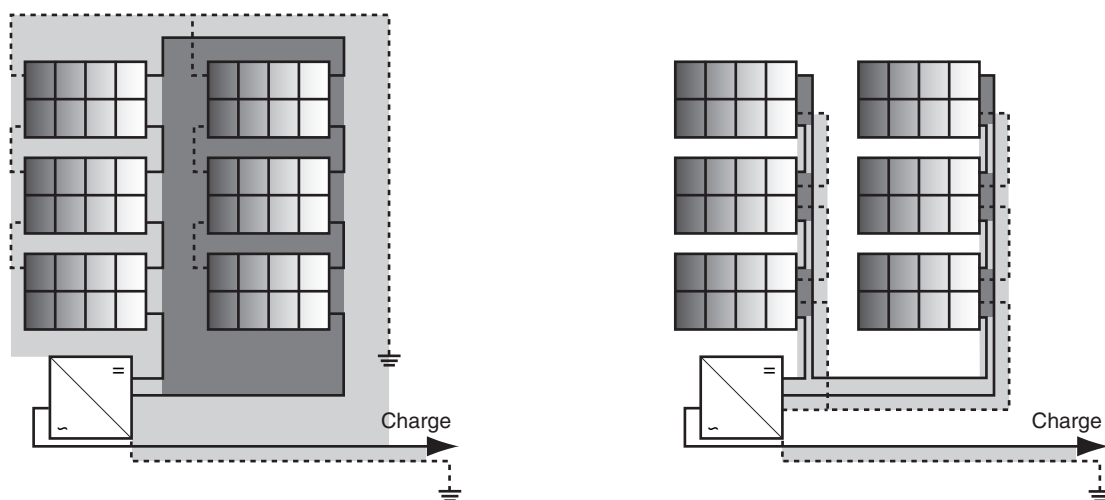


Fig. P13 : Une précaution à prendre est d'éviter les boucles dans le câblage des chaînes

5.3 Architectures d'une installation raccordée au réseau

Règles générales

Pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau avec vente de l'énergie, les besoins d'optimisation du rendement et de réduction des coûts d'installation conduisent à privilégier une tension d'utilisation continue relativement élevée : entre 200 et 500 V pour les applications résidentielles, jusqu'à 1000 V pour les applications de plus forte puissance.

Tous les modules d'un champ PV doivent être identiques (même marque et même type) et choisis avec le même grade de puissance, par exemple être tous de 180 W dans la gamme PW1700, bien qu'il existe trois grades de puissance 170 W, 180 W, 190 W dans cette gamme de la marque Photowatt.

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

5 La mise en oeuvre

Champ PV avec une seule chaîne de modules

Cette configuration est la plus simple (cf. **Fig P14**). Elle s'applique aux champs PV de petite taille, pour une puissance crête allant jusqu'à 3 kWc, en fonction des modules utilisés. Elle est principalement utilisée pour les applications PV en résidentiel.

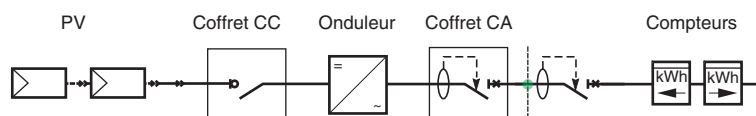


Fig. P14 : Schéma d'un champ photovoltaïque mono chaîne

Les modules sont connectés en série pour obtenir une tension continue dans ce cas comprise entre 200 et 500 VCC. Cette plage de tension permet d'obtenir le rendement optimal de l'onduleur.

Une ligne CC unique est tirée jusqu'à l'onduleur. Un interrupteur-sectionneur au voisinage de l'onduleur permet d'isoler le champ PV de l'onduleur

Champ PV avec plusieurs chaînes de modules en parallèle

Cette configuration (cf. **Fig. P15**), principalement utilisée pour les applications sur des bâtiments ou des petites centrales PV au sol, est utilisée pour des installations PV pouvant aller jusqu'à une trentaine de chaînes en parallèle, soit une puissance de l'ordre de 100 kWc. Cette limite est d'ordre technico-économique : au-delà, la section du câble CC principal devient trop importante.

Le nombre de modules en série par chaîne permet de déterminer la tension continue, dans ce cas comprise entre 300 et 600 VCC. Puis la mise en parallèle de chaînes identiques permet d'obtenir la puissance souhaitée de l'installation. Les chaînes sont mises en parallèle dans une boîte de jonction de groupes ou « Pv array box ». Cette boîte intègre les protections requises pour la mise en parallèle des chaînes et les moyens de mesure du courant des chaînes. Une ligne CC unique relie ces boîtes à l'onduleur. Un interrupteur-sectionneur au voisinage de l'onduleur permet d'isoler le champ PV de l'onduleur.

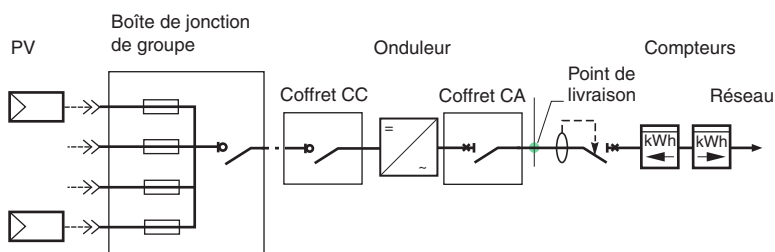


Fig. P15 : Schéma d'un champ photovoltaïque multi-chaînes avec un seul onduleur.

Une variante de ce schéma est de mettre plusieurs onduleurs monophasés raccordés en triphasé (cf. **Fig. P16**)

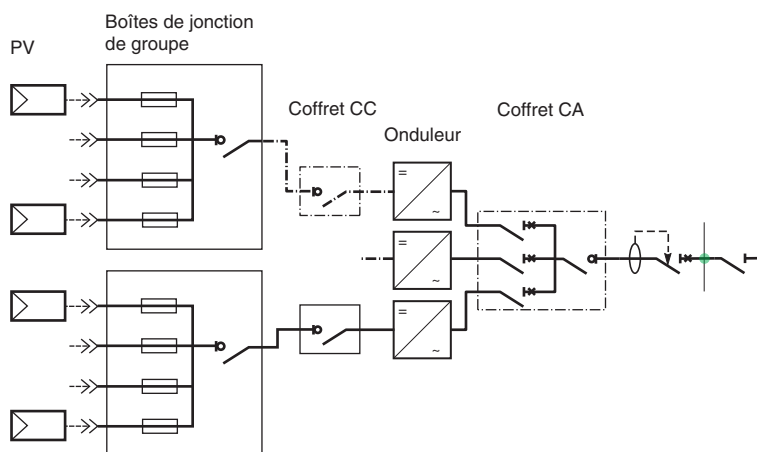


Fig. P16 : Schéma d'un champ photovoltaïque multi-chaînes avec plusieurs onduleurs monophasés raccordés en triphasé

Champ PV avec plusieurs chaînes réparties en plusieurs groupes

Au-delà d'une puissance de l'ordre de 50 ou 100 kW, pour faciliter les raccordements électriques le champ photovoltaïque est partagé en sous-groupes (cf. Fig. P17). La mise en parallèle des chaînes se fait à deux étages.

- Les chaînes de chaque sous-groupe sont mises en parallèle dans des boîtes de jonction de sous-groupes. Cette boîte intègre les protections, les moyens de mesure nécessaires et de monitoring.

- Les sorties de ces boîtes sont mises en parallèle dans une boîte de jonction de groupes à proximité de l'onduleur. Cette boîte intègre aussi les protections requises et les moyens de mesure et de monitoring nécessaires à la mise en parallèle des sous-groupes.

Un interrupteur-sectionneur, intégré ou non à la boîte de jonction de groupes, permet d'isoler le champ de l'onduleur. La tension continue du champ est voisine de 1000 VCC.

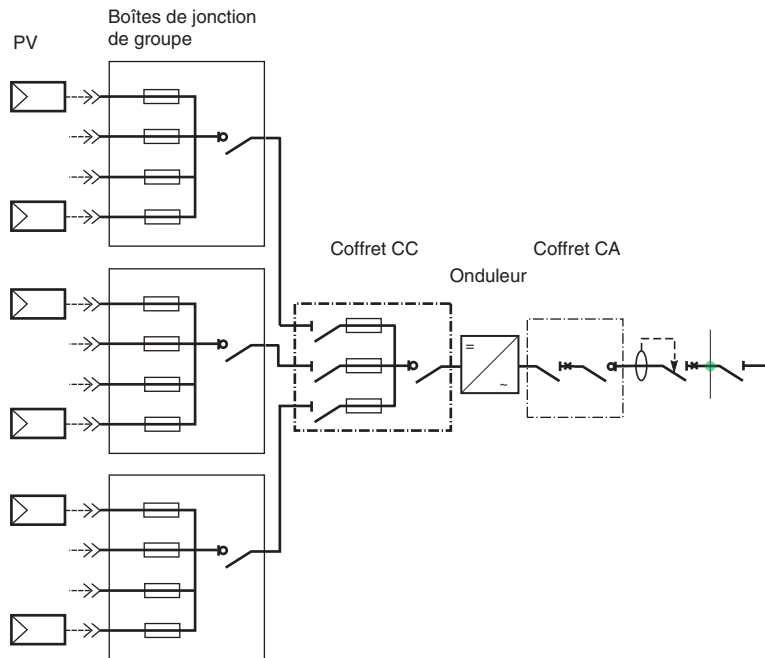


Fig. P17 : Schéma d'un champ photovoltaïque multi-groupes

5.4 Dimensionnement

Calcul d'un champ photovoltaïque

Dans tous les cas, il est indispensable de tenir compte du lieu (situation géographique, latitude, altitude, ombrage,...) et de l'installation (orientation, inclinaison,...).

En premier lieu, la surface disponible permet de quantifier une puissance approximative de production :

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

$$7140 \text{ m}^2 (\text{= stade de football}) = 700 \text{ kWc}$$

L'organisation du champ PV se fait toujours en fonction de l'onduleur : son calcul se fait par aller-retour entre les caractéristiques des modules et celles de l'onduleur jusqu'à trouver la configuration optimale.

- Constitution des chaînes :

Danger : $\text{Nb de modules} \times \text{Voc} (\text{à } t^{\circ} \text{ min}) < \text{Vmax onduleur}$

La tension à vide de la chaîne ($\text{Voc} \times \text{nombre de modules en série}$) à température minimale du lieu d'installation doit impérativement être inférieure à la tension maximale d'entrée de l'onduleur.

=> à respecter impérativement : risque destructif pour l'onduleur.

Outre la règle précédemment citée pour éviter la destruction de l'onduleur

$$\text{Nb de modules} \times \text{Voc} (\text{à } t^{\circ} \text{ min}) < \text{Vmax onduleur}$$

deux autres limites sont aussi à respecter :

5 La mise en oeuvre

- Nb de modules $\times V_{mpp}$ (à t° max) $> V_{min}$ onduleur

La tension de fonctionnement ($V_m \times Nb$ modules en série à toutes températures du lieu d'installation) doit être dans la plage de tension MPPT de l'onduleur. Sinon, il y a décrochage de l'onduleur et arrêt de la production d'énergie.

- I_{sc} chaînes $< I_{max}$ onduleur

La somme des courants I_{sc} des chaînes en parallèle doit être inférieure au courant d'entrée max de l'onduleur. Sinon, l'onduleur limite la production d'énergie injectée sur le réseau.

Définition de l'onduleur

- En Europe, la puissance de l'onduleur doit être comprise entre 0,8 et 1 fois la puissance du champ :

$$0,8 < P_{onduleur} / P_{champ} < 1$$

- En deçà (inférieur à 0,8 P_{champ}), l'onduleur limite la puissance d'une façon significative. L'énergie vendue au réseau est alors inférieure à ce que peuvent fournir les panneaux et en conséquence la durée de l'amortissement de l'investissement se trouve allongée.

- Au delà (supérieur à P_{champ}), l'onduleur est surdimensionné par rapport à la puissance du champ. Dans ce cas, la durée de l'amortissement est allongée.

- Monophasé ou triphasé

Ce choix se fait en accord avec le distributeur local d'énergie, et selon les appareils existants dans les gammes d'onduleurs des constructeurs, souvent avec les limites suivantes :

- P_n onduleur < 10 kW \Rightarrow onduleur monophasé,
- 10 kW $< P_n < 100$ kW \Rightarrow soit onduleur(s) triphasé(s), soit des onduleurs monophasés répartis entre les trois phases et le neutre. Dans ce cas, la gestion des déséquilibres entre phases est un point à vérifier.
- $P_n > 100$ kW \Rightarrow onduleur(s) triphasé(s).

- Logiciel d'aide à la configuration.

Les constructeurs d'onduleurs aident les bureaux d'études et les installateurs à dimensionner les chaînes en fonction de leurs appareils pour les installations résidentielles ou tertiaires en leur proposant des logiciels d'aide au dimensionnement.

5.5 Mode de pose

Le mode de pose est un critère à ne pas négliger car, par exemple en France, le tarif d'achat de l'électricité produite en dépend. Il est à prendre en compte dans le choix d'un module, au même titre que l'ombrage.

Il existe 3 modes de pose : intégré au bâti, en surimposition ou au sol :

- intégré au bâti ou BIPV « Building Integrated PhotoVoltaic »

Ce mode d'installation photovoltaïque cumule une double fonction (production d'énergie et étanchéité du toit, ou brise soleil, ...). C'est le seul qui, en France après validation par la DRIRE (Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement, le seul organisme habilité), permet de bénéficier du tarif d'achat le plus élevé.

- en surimposition

Ce montage a le mérite d'être plus simple à installer et surtout de ne pas changer l'étanchéité d'un toit mais le grand inconvénient, en France, est de ne pas bénéficier du tarif le plus avantageux. Ce mode d'installation est le plus employé en Allemagne et en Suisse.

- au sol

Ce mode est utilisé pour des grandes surfaces de production (ferme photovoltaïque).

P17

6 Supervision

La rentabilité d'une installation photovoltaïque dépendant principalement de son fonctionnement, il est donc essentiel de s'assurer que celle-ci est en permanence opérationnelle. La meilleure façon de s'en assurer est de disposer d'un système de supervision de l'installation. Ce système doit signaler au plus vite tout dysfonctionnement et être capable de détecter des dérives de production.

6.1 Principes

Il existe plusieurs principes de supervision des installations :

- des systèmes communicants avec les onduleurs et capables de récupérer l'ensemble des grandeurs électriques de production de l'installation ainsi que l'état des onduleurs ;
- des systèmes ne disposant pas des protocoles de communication avec les onduleurs mais pourvus d'entrées de mesure à même de surveiller la production photovoltaïque ;
- des systèmes « hybrides » complétant les informations issues des onduleurs par des mesures externes à l'installation telles que l'ensoleillement ou la température. Seuls les systèmes disposant de mesure d'ensoleillement permettent une corrélation sur l'ensemble de l'installation, des modules à la sortie des onduleurs. En effet, les prévisions de production reposant généralement sur des données statistiques météorologiques, il est assez difficile d'interpréter des données de production sans les corréler à un ensoleillement réel. Une production anormalement faible peut être liée à :

- un ensoleillement faible sur une période (hors norme par rapport aux statistiques météorologiques),
- un problème sur les modules (encrassement, ombrage, défaut de connexion),
- ou un problème de fonctionnement de l'onduleur.

La discrimination de ces défauts ne peut se faire qu'en instrumentant l'installation avec des capteurs d'ensoleillement et de température, et en comparant la capacité de production avec la production effective.

Selon la taille de l'installation, pour détecter des écarts de production anormaux entre chaînes, une surveillance individuelle ou par groupe des chaînes de modules photovoltaïques peut être prévue.

6.2 Les systèmes de supervision

Ils peuvent être autonomes ou avec une télésurveillance.

- Autonome (cf. Fig. P18)

Une fois les données acquises en local, le système transmet les alarmes, dès qu'elles sont générées, directement à des opérateurs de maintenance.

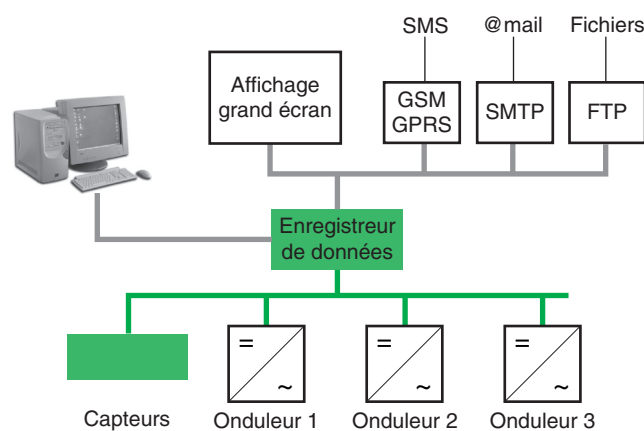


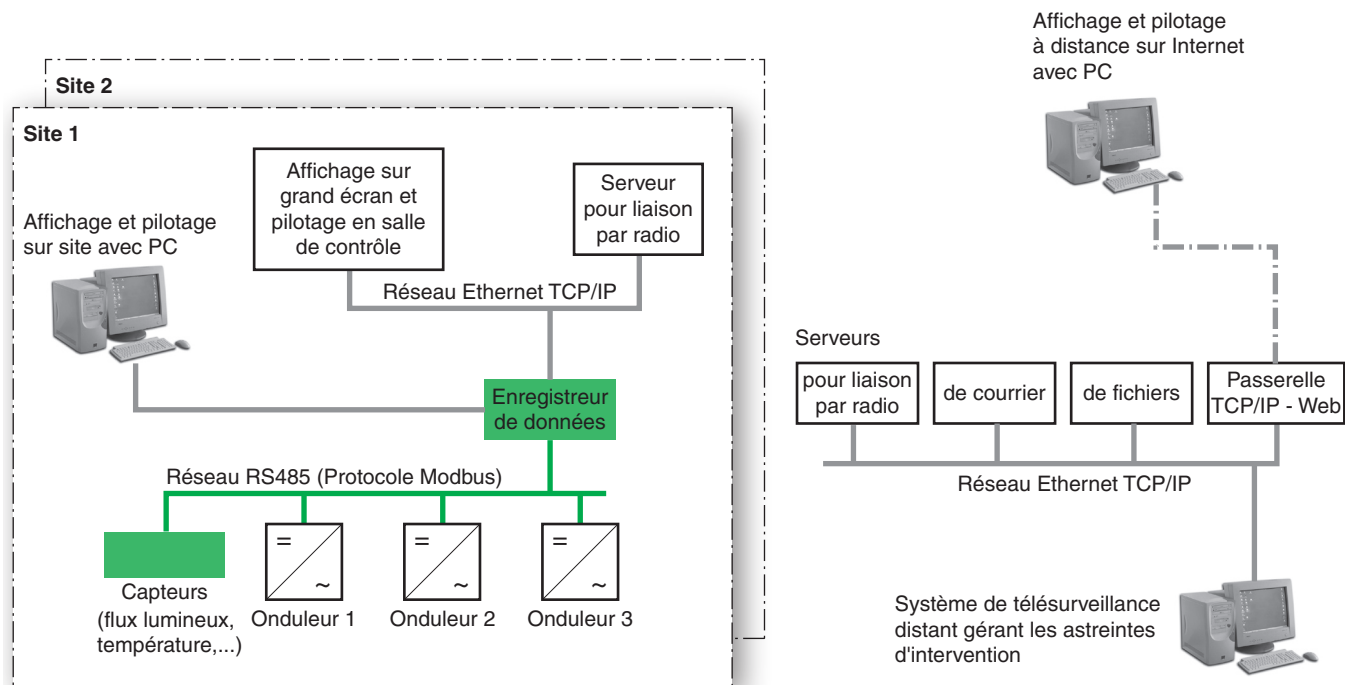
Fig. P18 : Exemple d'un système de supervision autonome.

P18

6 Supervision

■ Avec une télésurveillance (cf. Fig. P19)

Une fois les données acquises en local, le système transmet les données de production et les alarmes dès qu'elles sont générées à un système de télésurveillance distant capable de gérer les astreintes d'intervention. Ce qui permet un suivi précis de l'installation, suivi quasiment indispensable pour des installations multi-sites ou pour lesquelles l'exploitant de l'installation photovoltaïque n'est pas nécessairement l'occupant du site.



Serveurs :

- informatique pour liaison radio : au protocole GPRS -*General Packed Radio Service*- évolution de la norme GSM
- de courrier : au protocole SMTP -*Simple Mail Transfer Protocol*-
- de fichiers : au protocole FTP -*File Transfer Protocol*-

Fig. P19 : Exemple d'un système de supervision avec télésurveillance.

6.3 Les capteurs

Ce sont les capteurs qui fournissent les données aux systèmes de supervision.

■ Un capteur pour mesurer le flux lumineux instantané, tel une pyranomètre (capteur de flux thermique utilisé pour mesurer la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle (W/m²), cf. Fig. P20). C'est la référence étalon au niveau de l'installation. Il peut servir à repérer des dérives dans le temps. Il est préconisé à tout producteur qui veut faire sur son installation des analyses comparatives et des statistiques.

■ Un capteur de température, un paramètre influent pour une production photovoltaïque (cf. paragraphe 2.1). C'est le rôle d'une sonde extérieure ou collée à l'arrière d'un module.

■ Un compteur d'énergie

Pour la vente de l'énergie, le seul compteur d'énergie qui fait foi est celui du distributeur d'énergie qui achète l'électricité.

Les autres compteurs placés dans une installation (dans l'onduleur ou à côté du compteur officiel), ne sont que des indicateurs avec leur propre précision. Des écarts de plus de 10 % entre les valeurs fournies par les appareils d'une installation et celle du compteur officiel sont possibles. Mais ces écarts ne sont pas dus qu'aux différences de précision, ils sont aussi la conséquence des pertes dans les câbles et les appareils de protection aval de l'onduleur.

Il est donc important d'essayer d'avoir les longueurs minimales de câbles et d'identifier précisément :

- le lieu où sera raccordé l'installation au réseau,
- et où seront branchés les compteurs du distributeur d'énergie.



Fig. P20 : Pyranomètre -Kipp & Zonen-.

P19

6.4 Surveillance de l'installation

Le coût des modules, et pour certains leur accessibilité par toute sorte de public, justifie une surveillance du site par caméra vidéo. Attention, cette surveillance qui est autorisée sur un site privé ne doit pas filmer la voie publique.

7.1 Les coûts d'installation (année 2009)

Le tableau suivant (cf. Fig. P21) présente les coûts moyens d'installation appréciés en 2008 selon le type de surface et de module.

Type surface	Type module	P/m ²	Nb m ² /kW	Prix/Wc pour 10 kW	Prix/Wc pour 100 kW
Toiture inclinée (intégration)	standard	120 W/m ²	9 m ² /kW	7-8 €	5-6 €
Toiture inclinée (surimposition)	standard	120 W/m ²	9 m ² /kW	6-7 €	5-6 €
Toiture inclinée (intégration)	standard en bac acier	65 W/m ² (*)	15 m ² /kW	8-9 €	6-7 €
Toiture inclinée (intégration)	couches minces	45 W/m ²	22 m ² /kW	5-6 €	4-5 €
Toiture terrasse (Non intégré)	standard	120 W/m ²	22 m ² /kW	5-6 €	4-5 €
Verrière (intégration)	standard	120 W/m ²	9 m ² /kW	13-15 €	9-10 €
Brise soleil (intégration)	standard	120 W/m ²	9 m ² /kW	9-10 €	7-8 €

7.2 Les aides et subventions (année 2009)

En France, l'état propose un crédit d'impôt de 50 % du coût d'achat du matériel (énergie renouvelable) limité à 8000 euros pour un couple sans enfant. Suivant les régions, d'autres aides peuvent être données par la région, l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie), ou d'autres organismes. Ces subventions servent à promouvoir le développement de certaines technologies, et leur attribution peut s'arrêter du jour au lendemain par décision gouvernementale.

7.3 La rentabilité d'une installation (année 2009)

La rentabilité est directement liée au prix d'achat de l'électricité. Ce prix est, en France, fixé par l'état. Pour une installation photovoltaïque raccordée au réseau et avec vente totale il est de :

- 0,60176 € par kWh pour des capteurs intégrés
- 0,32823 € par kWh pour des capteurs non intégrés

A ces gains, il faut ajouter différentes aides possibles qui dépendent des caractéristiques du projet et de son lieu d'implantation.

Les seuls frais à déduire sont ceux de la maintenance, et des abonnements des compteurs dus au distributeur.

7.4 Les démarches administratives

En France, un producteur souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat doit déposer un dossier auprès de la Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) dont dépend son installation. Le site national de la DRIRE : <http://www.drivre.gouv.fr/>

Et pour bénéficier des tarifs d'achat d'énergie légalement définis, un décret impose :

- une autorisation pour toutes installations de puissance > 4,5 MW,
- une déclaration pour les installations de puissance < 4,5 MW.

Pour les installations < 450 kW, la demande peut être faite sur internet via l'application AMPERE : <https://ampere.industrie.gouv.fr/AMPERE>

P21

7.5 Vrai ou faux ?

■ Un panneau solaire produit moins d'énergie que sa fabrication a nécessité.

Faux : La durée de vie d'un panneau solaire est supérieure à 20 ans et seulement 18 à 36 mois, selon son orientation, suffisent à générer l'énergie nécessaire à sa fabrication. Ainsi, à la fin de sa vie, un panneau solaire a produit plus de 10 fois l'énergie consommée pour le fabriquer.

■ Les énergies renouvelables intermittentes déséquilibrent les réseaux.

Vrai : Les réseaux électriques ont été créés selon trois niveaux (distribution, répartition et transport) et ne sont adaptés à l'injection de fortes énergies qu'en des points très précis du réseau de transport et ils sont pilotés verticalement du producteur vers le consommateur. Le raccordement de sources de production réparties sur le réseau de distribution modifie les usages actuels. Cependant de par sa puissance relativement faible, une installation résidentielle prise individuellement n'a pas d'impact direct sur le réseau de distribution. C'est la multiplicité et la disparité des installations qui imposent une gestion plus délicate des différents réseaux.

■ Une des caractéristiques de certaines énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) est l'intermittence de production : la production dépendant du soleil (ou du vent) qui s'arrête lorsqu'un nuage passe ou que le soir arrive. Ce n'est donc pas une énergie sûre, disponible selon notre besoin.

Vrai, sauf lorsqu'en site isolé la charge des batteries d'accumulateurs a été bien étudiée.

Vrai, sauf quand le générateur est raccordé au réseau, car le réseau supplée alors le manque d'énergie renouvelable.