

Installations Photovoltaïques Autonomes

Guide pour le dimensionnement
et la réalisation



DIRECTION
DU DEVELOPPEMENT ET
DE LA COOPERATION
DDC

Programme d'action PACER – Energies renouvelables
Office fédéral des questions conjoncturelles

Répertoire des auteurs

Chapitres 1, 3, 4, 6

- Michel Villosz, ing. EPFL, Dynatex SA, 1110 Morges

Chapitres 2, 5, 8

- André Mermoud, Dr phys., GAP Université de Genève, 1200 Genève

Chapitres 7, 9, 10

- Pascal Affolter, ing. EPFL, Solstis, 1207 Genève

Direction du projet et coordination

- Michel Villosz, ing. EPFL, Dynatex SA, 1110 Morges
Jean Graf, Solstis, 1207 Genève

Associations de soutien

- ABTIE** Association des bureaux techniques d'ingénieurs en électricité
- ASE** Association suisse des électriciens
- OFEL** Office d'électricité de la Suisse romande
- PROMES** Association des professionnels romands de l'énergie solaire
- SIA** Société suisse des ingénieurs et des architectes
- UCS** Union des centrales suisses d'électricité
- UTS** Union technique suisse

Installations photovoltaïques autonomes et électrification rurale

Guide pour le dimensionnement et la réalisation

Le secteur économique du photovoltaïque autonome n'est pas encore totalement exploité en Suisse et son potentiel à l'étranger est très important. Plusieurs milliards d'habitants ne sont pas reliés à un réseau électrique et les chances qu'ils le soient jamais sont très faibles dans les pays à faible densité de population.

Le but de ce manuel est de transmettre les connaissances théoriques et pratiques nécessaires au dimensionnement et au montage d'installations photovoltaïques autonomes pour sites isolés. Le dimensionnement de tels systèmes est plus complexe que celui des systèmes raccordés aux réseaux électriques déjà traité dans le manuel PACER "Générateurs photovoltaïques" No. 724.242 F. En effet les besoins doivent être répertoriés très précisément, le stockage correspondant correctement prévu et la disponibilité en énergie évaluée fiablement. En outre, l'expérience a montré que l'implantation économique de ces systèmes est aussi importante que leur réalisation technique.

Ce manuel est destiné prioritairement aux installateurs-électriciens des régions à faible densité de population, éloignées ou ne bénéficiant pas de réseau électrique.

- en Suisse, pour les applications dans les chalets et alpages du Jura et des Alpes,
- dans les pays en développement (PED), pour des applications domestiques et communautaires.

Les cadres de la branche des installations électriques, les distributeurs d'énergie électrique et les maîtres de l'enseignement professionnel sont également concernés.

Table des matières

1.	Introduction	7
1.1	Potentiel du photovoltaïque	9
1.2	Installations autonomes typiques	10
1.3	Systèmes hybrides	10
1.4	Structure du cours	11

2.	Rayonnement incident	13
2.1	Géométrie solaire	16
2.2	L'énergie du Soleil	19
2.3	Rayonnement horizontal	23
2.4	Rayonnement sur un plan incliné	29
2.5	Evaluations pratiques	31

3.	Générateur solaire	35
3.1	Effet photovoltaïque	37
3.2	Technologie des cellules photovoltaïques	43
3.3	Caractéristiques des cellules photovoltaïques	50
3.4	Générateur photovoltaïque	56
3.5	Dangers du courant continu	60
3.6	Montage mécanique	61

4.	Batteries	67
4.1	Batteries au Ni-Cd	69
4.2	Batteries au plomb	73

5.	Régulateurs	83
5.1	Contrôle de la charge	85
5.2	Maximum Power Tracker (MPT)	90
5.3	Contrôle de la décharge	91
5.4	Contrôles et affichage	91
5.5	Câblage, montage, protections	92
5.6	Critères de choix d'un régulateur	93

6.	Consommateurs	95
6.1	Onduleurs	97
6.2	Lampes	100
6.3	Radio - Téléviseurs	103
6.4	Pompes	103
6.5	Réfrigérateurs	105
6.6	Ventilateurs	106
6.7	Ordinateurs et périphériques	106
6.8	Connectique et câblage	106

7	Systèmes	107
7.1	Introduction	109
7.2	Types de systèmes	110
7.3	Mise en œuvre	114
8	Dimensionnement	125
8.1	Démarche	127
8.2	Limitations	128
8.3	Calcul des besoins de l'utilisateur	128
8.4	Tension nominale d'utilisation	131
8.5	Energie solaire incidente	132
8.6	Générateur solaire	133
8.7	Génératrice d'appoint	138
8.8	Dimensionnement du stockage	139
8.9	Dimensionnement des conducteurs	139
8.10	Evaluation économique	140
9	Electrification rurale photovoltaïque	143
9.1	Introduction	145
9.2	Projets et programmes d'électrification rurale photovoltaïque	146
9.3	Gestion de programme	148
10.	Etudes de cas	161
10.1	Système individuel (SHS) « solar home system au Sud Vietnam »	164
10.2	Système communautaire « pompage solaire au Sahel »	165
10.3	Système communautaire (SHS) « électrification d'un dispensaire »	166
10.4	Programme d'électrification rurale « Noor Web, Maroc »	167
10.5	Système d'infrastructure « relais de télécommunication »	168
10.6	Système d'infrastructure « parcomètre »	169
10.7	Système d'infrastructure «protection cathodique»	170
10.8	Système d'infrastructure «Système hybride»	171
Annexes		
	Glossaire et variables utilisées	173
A1	Trajectoires du soleil	175
A2	Tables de valeurs météo mensuelles	177
A3	Facteurs de transposition selon l'orientation	183
A4	Amortissement annuel d'un capital-unité (annuités)	188

1. Introduction

1.1	Potentiel du photovoltaïque	9
1.1.1	Potentiel en Suisse	9
1.1.2	Potentiel en pays chauds	10
<hr/>		
1.2	Installations autonomes typiques	10
<hr/>		
1.3	Systemes hybrides	10
<hr/>		
1.4	Structure du cours	11

1. Introduction

Les installations photovoltaïques autonomes pourraient devenir la principale source d'électrification dans les pays du sud si l'obstacle du coût initial ne ralentissait leur développement. Cependant les investissements dans ce domaine ont beaucoup augmenté, soit de la part des pouvoirs publics en Occident et au Japon qui sont poussés par les lobbies de l'environnement, soit de la part des constructeurs qui commencent à comprendre que le photovoltaïque pourrait devenir une vraie source d'énergie dans le courant du siècle prochain. Le générateur photovoltaïque devient un vrai composant électronique avec ses mêmes caractéristiques, à savoir des performances sans cesse en amélioration pour un prix toujours plus avantageux. La courbe d'augmentation de production est très importante et suit des taux de 15 à 25 % par année.

Les installations photovoltaïques autonomes se caractérisent par leur absence de liaison à un réseau. S'il y a réseau, celui-ci est alimenté depuis un stockage d'énergie solaire. L'énergie solaire qui est partiellement transformée en électricité est soit utilisée directement par le consommateur, soit stockée dans un accumulateur d'énergie sous différentes formes. Les deux types d'installation avec ou sans stockage se calculent différemment. Dans un système sans stockage, le type de consommateur, par exemple une pompe, un ventilateur, va directement déterminer le dimensionnement du générateur. Dans les systèmes avec stockage, souvent la majeure partie de l'énergie n'est pas utilisée durant le jour, dans ce cas le dimensionnement devra tenir compte de plus de variables (taille de l'accumulateur, autonomie nécessaire, rendement du stockage, ...) qui vont influencer le choix des composants.

1.1 Potentiel du photovoltaïque

1.1.1 Potentiel en Suisse

Le potentiel des installations autonomes reste important en Suisse. Plusieurs dizaines de milliers de systèmes alimentent déjà principalement des résidences secondaires comme les chalets en montagne, les mobile-homes ou caravanes de camping et les bateaux de plaisance. Ce marché n'est pas épuisé mais un marché plus intéressant n'a pas été bien exploré : c'est celui des métairies ou étables de montagne. Ces petites exploitations agricoles ont besoin d'électricité pour la lumière et faire fonctionner diverses machines. Beaucoup sont déjà équipées de génératrices, cependant lors d'amélioration ou rénovation, le solaire est souvent ajouté comme source principale ou auxiliaire d'électricité. L'avantage de tels

systèmes est que la période des besoins correspond assez bien à la densité maximale d'énergie à disposition (mai à septembre).

1.1.2 Potentiel en pays chauds

Dans le cas des pays du sud, le potentiel est si vaste que le succès de l'électricité photovoltaïque dépend plus des conditions de financement que du marché. En zone rurale, la majorité des habitants vit à des distances souvent importantes d'un réseau électrique et la solution solaire est beaucoup mieux adaptée à des premiers besoins modestes d'éclairage, réfrigération médicale, télécommunications, ... Aux chapitres 9 et 10, nous esquissons quelques exemples d'approche de ces marchés et présentons des exemples de réalisations.

1.2 Installations autonomes typiques

Les installations autonomes peuvent être classées en fonction de la puissance de leur générateur qui peut atteindre seulement quelques mW (montres, calculatrices, ...) pour les plus petites et jusqu'à quelques centaines de kW pour les plus grandes.

Les plus grandes installations indépendantes sont des micro-réseaux alimentant des îles ou de petites communautés isolées (Afrique), certaines maisons isolées habitées toute l'année et non reliées au réseau, des systèmes de télécommunication (relais hertziens, ...) et les systèmes de pompage d'eau qui, souvent, fonctionnent sans batterie au fil du soleil. On alimente également des tunnels en ventilation et éclairage dans certains pays du Moyen-Orient.

Pour dimensionner une installation autonome, il est important de connaître tous les besoins en énergie et d'utiliser des consommateurs présentant le plus haut rendement pour économiser sur la taille du générateur et de l'accumulateur.

Pour accumuler l'énergie, on utilise par exemple:

- des batteries au plomb (dans la majorité des cas)
- des batteries au Ni-Cd pour certains systèmes travaillant à basse température
- le pompage de l'eau pour faire tourner ensuite une génératrice hydraulique
- la catalyse de l'eau pour produire de l'hydrogène

Les systèmes avec stockage sont en général constitués d'un générateur photovoltaïque, d'une batterie au plomb et d'un contrôleur de batterie et consommateurs. Pour de grands systèmes utilisés toute l'année (à l'opposé des chalets de week-end), on ajoutera si nécessaire un ou plusieurs générateurs auxiliaires.

1.3 Systèmes hybrides

L'éolienne est un complément appréciable des systèmes solaires en pays tempérés; cependant son utilisation est recommandée pour des sites particuliers et très ventés. Les pays en bord de mer ont en général des gisements éoliens importants, surtout au Nord. Mais les

éoliennes dans ce type de système sont plutôt destinées à alimenter un réseau qu'une installation autonome.

La génératrice à essence, diesel ou à gaz, est un complément plus facile à mettre en oeuvre. Son prix est bon marché et correspond à environ 2 panneaux de 50 W si l'on inclut un chargeur de 20 A. Ses inconvénients sont la pollution, le bruit, son alimentation, sa maintenance et sa faible durée de vie. Cependant elle permet de rendre possible à coût abordable l'alimentation de sites isolés en hiver. Pour les pays du sud, les problèmes liés à l'approvisionnement, la fiabilité et la maintenance doivent être considérés avec soin pour le dimensionnement d'un système hybride.

Le choix de la génératrice sera basé sur une réduction maximale de son temps de fonctionnement pour limiter les nuisances. Sa taille sera un compromis entre nuisances sonores et environnementales et investissement.

1.4 Structure du cours

La matière de ce cours est présentée en gardant toujours deux zones d'application de l'énergie solaire :

- un zone pour les pays tempérés du Nord où les problèmes principaux sont la grande variation du gisement solaire au cours de l'année et les précautions à prendre lors de températures au-dessous de zéro degré,
- une zone pour les pays du sud où les problèmes principaux sont les hautes températures et les difficultés liées au financement des installations.

Dans le deuxième chapitre, on décrit tout d'abord la source d'énergie à disposition, le soleil, sa trajectoire dans le ciel et les diverses influences sur le gisement solaire.

Les chapitres 3 à 7 décrivent en détail les différents composants utilisés pour récupérer cette énergie, panneaux solaires, batteries, régulateurs, consommateurs ainsi que leur mise en oeuvre en systèmes.

Dans le chapitre 8 , on établit les règles de dimensionnement de ces systèmes en fonction des conditions locales et des besoins.

Les deux derniers chapitres sont consacrés aux exemples et projets d'électrification rurale.

Enfin une série d'annexes présente des tables utiles au dimensionnement.

2. Rayonnement incident

2.1	Géométrie solaire	16
2.1.1	Le système terre-soleil	16
2.1.2	Trajectoire du soleil	17
2.1.3	Temps solaire - temps légal	18

2.2	L'énergie du Soleil	19
2.2.1	Energie renouvelable	19
2.2.2	Rayonnement extraterrestre	19
2.2.3	La masse d'air	20
2.2.4	Rayonnements direct et diffus	20
2.2.5	Spectre du rayonnement	22

2.3	Rayonnement horizontal	23
2.3.1	Mesures d'ensoleillement	23
2.3.2	Données météorologiques	24
2.3.3	Génération de données synthétiques	25
2.3.4	Rayonnement diffus	25
2.3.5	Répartition de l'insolation en Suisse	26
2.3.6	Répartition selon la latitude	26
2.3.7	Répartition saisonnière	27

2.4	Rayonnement sur un plan incliné	29
2.4.1	Définitions géométriques	29
2.4.2	Modèle de transposition	29

2.5	Evaluations pratiques	31
2.5.1	Données météorologiques	31
2.5.2	Rayonnements dans le plan capteurs	31
2.5.3	Choix de l'orientation	31
2.5.4	Calcul de l'énergie incidente sur les capteurs	32
2.5.5	Plans suiveurs	32
2.5.6	Ombrages	33

2. Rayonnement incident

Ce chapitre doit nous amener à évaluer précisément le potentiel énergétique qu'on peut attendre du rayonnement solaire dans un lieu et pour une installation donnée. Après la géométrie solaire, nous verrons l'origine et la structure de l'énergie qui nous vient du soleil. Les données météorologiques déterminent l'énergie disponible pour le plan horizontal; elles doivent être transposées dans le plan incliné des capteurs, en tenant compte de divers effets perturbateurs tels que l'horizon, les réflexions du sol et les ombrages d'objets proches éventuels.

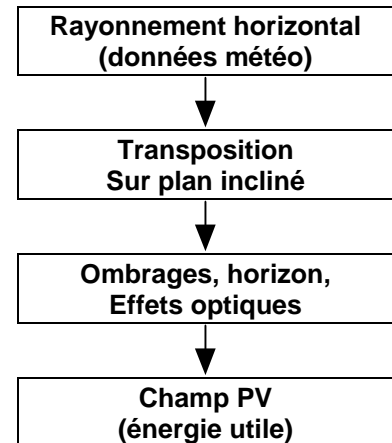
Avertissement: la majeure partie de ce chapitre donne les bases "théoriques" pour une information générale, non indispensable au strict développement d'un système PV. Le lecteur "pressé" peut passer directement au paragraphe 2.5: *Evaluations pratiques*.

Logiciels: Le rayonnement incident peut être déterminé manuellement (tables et abaques). Mais il sera toujours plus facile et plus précis de recourir à des logiciels spécialisés.

Le logiciel de dimensionnement **PVRURAL** distribué avec ce cours calcule directement le rayonnement transposé sur le plan des capteurs (sans ombrages).

Une grande partie des informations de ce chapitre peut être illustrée par le logiciel **PVSYST**. En particulier, les calculs de géométrie solaire, angles d'incidence, modèle de rayonnement pour un ciel clair, effets d'incidence, ombrages, etc, pourront être visualisés ou tabulés pour n'importe quel lieu terrestre. PVSYST dispose d'une banque de données météo étendue (sites suisses, européens et mondiaux). Les distributions horaires, journalières ou mensuelles de valeurs météorologiques y apparaissent sous forme de tables et graphiques divers.

Le logiciel **Météonorm'97** fournit des données météo standard pour plus de 650 sites à travers le monde, et effectue des interpolations pour les sites non répertoriés.



PVRURAL : calcul de dimensionnement sous EXCEL

PVSYST : géométrie solaire, base de données météo universelle, dimensionnement et simulation PV.

Météonorm'97 : données météo pour le monde entier.

2.1 Géométrie solaire

2.1.1 Le système terre-soleil

Le soleil est une sphère de matière gazeuse, composée principalement d'hydrogène et d'hélium, dont le diamètre atteint environ 1.4 millions de km.

La terre décrit autour du soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le soleil occupe un foyer (cf fig 2.1). Sa distance moyenne est de 149.6 millions de km, avec une variation de $\pm 1.7\%$.

L'axe de rotation de la terre sur elle-même est incliné de $23^\circ 27'$ par rapport au **plan de l'écliptique** (plan de l'orbite terrestre). On appelle déclinaison δ l'angle formé par l'axe terre-soleil avec le plan de l'équateur à un moment donné de l'année. La déclinaison vaut donc $+23^\circ 27'$ au solstice d'été, $-23^\circ 27'$ au solstice d'hiver, et est nulle aux équinoxes. La déclinaison est responsable des saisons, car les rayons nous parviennent avec un angle plus élevé en été, et plus bas sur l'horizon en hiver (ou le contraire dans l'hémisphère sud). Les différences saisonnières sont plus marquées vers les hautes latitudes.

Déclinaison

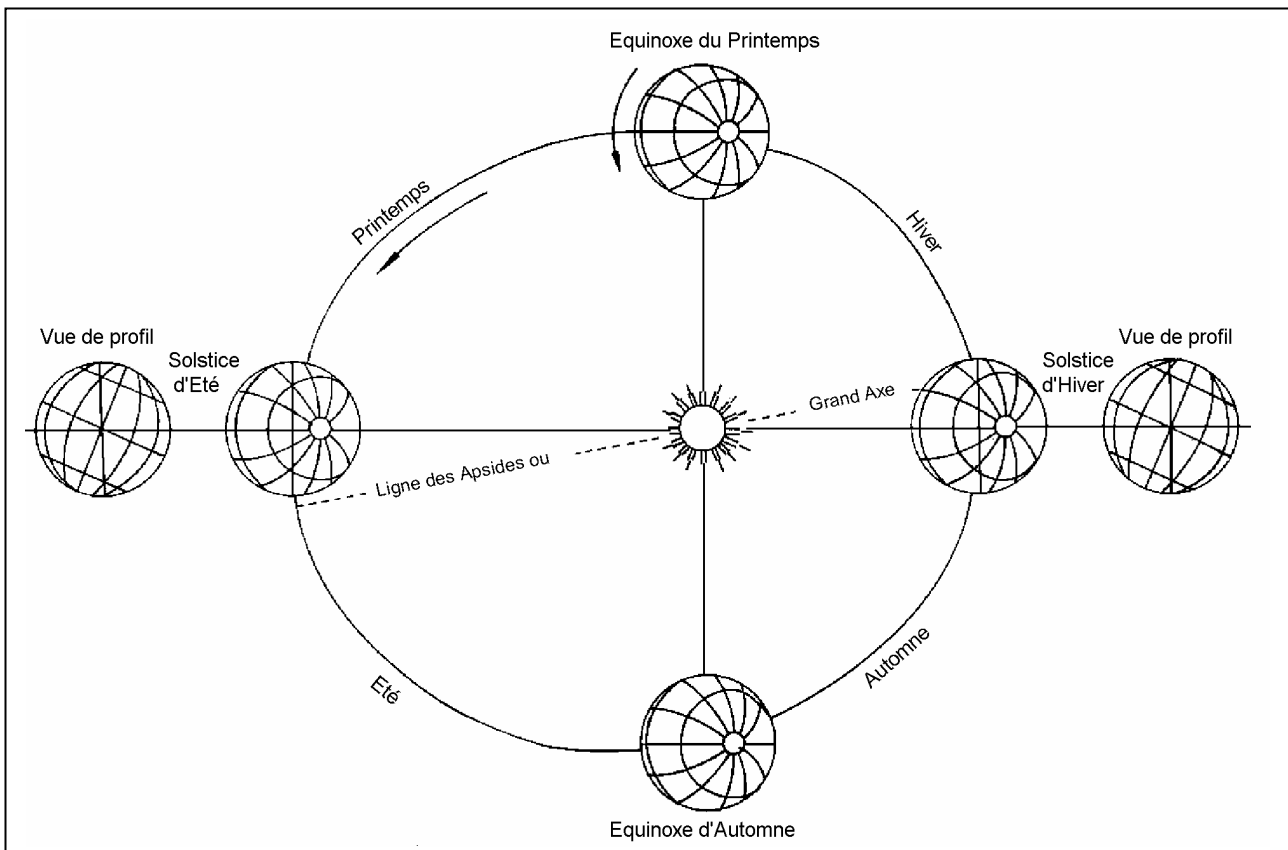


Figure 2.1
Plan de l'écliptique : l'orbite terrestre et les saisons

2.1.2 Trajectoire du soleil

Toute application solaire nécessite la connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre, caractérisé par sa **latitude** (positive pour l'hémisphère nord) et sa **longitude** (définie par rapport au méridien de Greenwich, choisi positivement vers l'est dans ce cours).

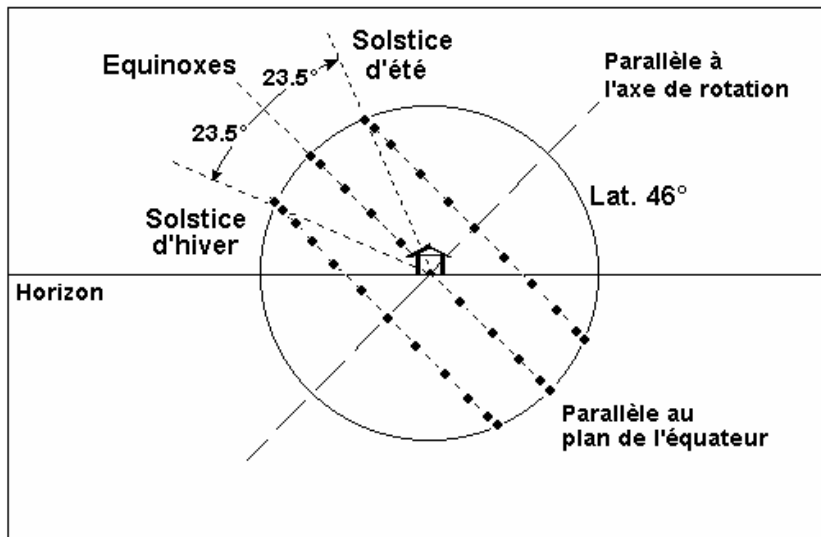


Figure 2.2
Trajectoires apparentes du soleil vues par un observateur terrestre

Pour un observateur terrestre, en considérant la déclinaison comme constante sur une journée, le soleil décrit un cercle autour de l'axe de rotation de la terre, à raison de 15° par heure ($360^\circ/24h$). Ce cercle est parallèle au plan de l'équateur, et sa hauteur apparente sur ce plan est donnée par la déclinaison.

La position du soleil est définie par deux angles: sa **hauteur HS** - l'angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu - et son **azimut AZ** - l'angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est (sens antitrigonométrique dans l'hémisphère nord) (fig 2.3).

Hauteur et azimut du soleil

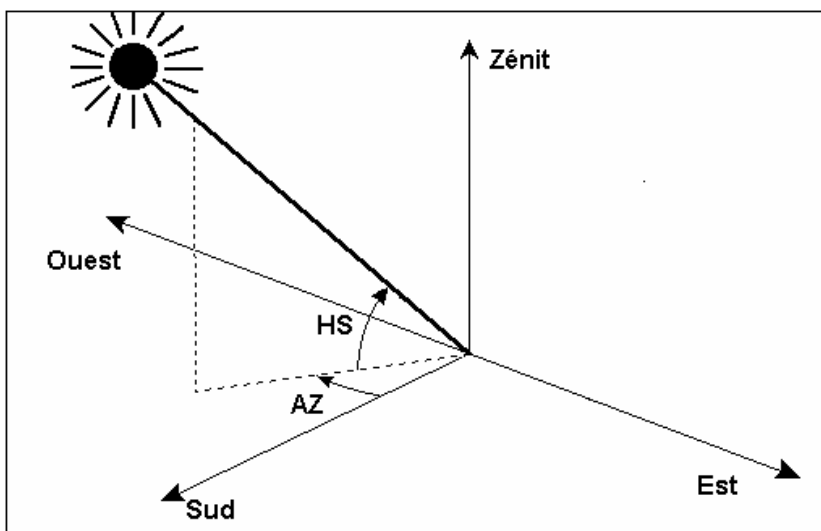
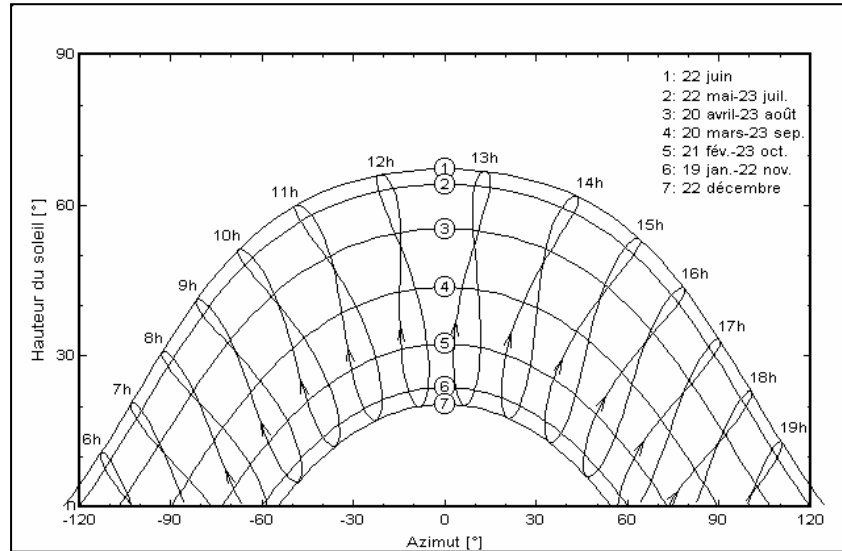


Figure 2.3
Définitions de la position du soleil

La fig. 2.4 trace les trajectoires décrites par le soleil pour un lieu donné. On peut y lire la hauteur et l'azimut du soleil pour un instant quelconque de l'année. L'annexe A donne ces trajectoires pour différentes latitudes.

Figure 2.4
Trajectoires du soleil à Genève
(lat. 46°12'N, long. 6°09' E)
Le temps de référence est
le temps légal d'hiver



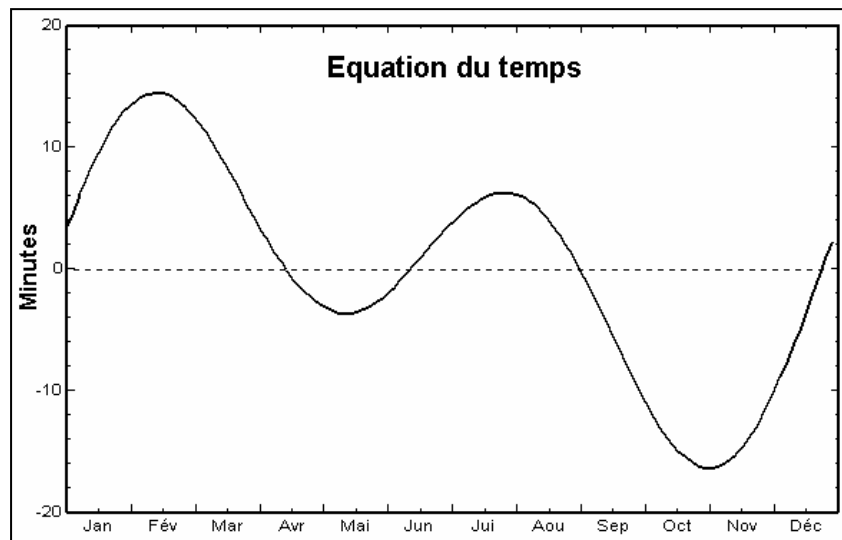
2.1.3 Temps solaire - temps légal

La durée du jour - et le temps solaire - est définie par le passage du soleil à la verticale d'un méridien donné (midi "vrai"), correspondant à un tour de la terre sur elle-même, augmenté de l'arc décrit autour du soleil durant la journée. Cependant, l'écart entre deux passages n'est pas strictement constant au cours de l'année, pour les deux raisons suivantes:

- l'orbite de la terre est elliptique, et l'arc parcouru diffère selon la loi des aires de Képler.
- L'obliquité de l'axe de rotation induit une seconde correction, ayant l'allure d'une sinusoïde avec une période de 6 mois.

La composition de ces deux corrections, appelée **équation du temps ET**, a une amplitude de +/- 12 minutes. Elle est tracée sur la fig. 2.5.

Figure 2.5
La correction de
l'équation du temps



Le temps légal - temps des horloges - en un lieu donné dépend encore de sa longitude. La référence de temps terrestre est donnée par le temps solaire moyen de Greenwich (GMT). Par convention, la surface terrestre est divisée en fuseaux horaires, correspondant à des décalages de une heure par rapport au temps universel TU (GMT, Greenwich). La majorité de l'Europe occidentale est située dans le fuseau horaire n° 1 en hiver (soit 1 heure de décalage); l'heure d'été correspond au fuseau n° 2.

La relation définitive entre temps solaire vrai TSV et temps légal TL, dépend donc aussi de la position (longitude) du lieu dans le fuseau horaire:

$$TL = TSV + FusH - Long/15^\circ + ET.$$

Temps solaire vrai TSV
Temps légal TL

2.2 L'énergie du Soleil

2.2.1 Energie renouvelable

L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi totalité de l'énergie disponible sur terre. Outre l'apport direct sous forme de lumière et chaleur, elle est à l'origine de la biomasse (photosynthèse), du cycle de l'eau, des vents, des courants océaniques, et, sous forme stockée durant des millions d'années, de nos réserves de gaz, pétrole et charbon.

Les seules ressources énergétiques non solaires sont la chaleur de la terre (géothermie, moins de 1 W/m²), les marées et l'énergie nucléaire (fission et peut-être fusion).

Nos réserves d'uranium sont très faibles (quelques dizaines d'années). Les énergies fossiles ne sont pas inépuisables, mais surtout leur utilisation mène à une libération de CO₂ qui modifie l'équilibre global du bilan thermique de la planète par l'effet de serre. Si bien qu'à long terme, la seule solution viable pour l'homme, en attendant les réacteurs à fusion nucléaire (encore hypothétiques), est de se restreindre aux énergies renouvelables: solaire, hydraulique, vent, biomasse, marées et énergie thermique des mers.

2.2.2 Rayonnement extraterrestre

L'énergie du soleil est produite par réactions de fusion thermonucléaire, les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (2 protons + 2 neutrons) avec dégagement d'énergie. Cette énergie est émise dans l'espace par la surface du soleil, notamment sous forme d'ondes électromagnétiques (lumière). Le spectre de ce rayonnement correspond à l'émission d'un corps noir porté à 5800°K, dont le maximum est situé dans le domaine visible.

La densité moyenne d'énergie reçue par la terre, appelée constante solaire, est de 1367 W/m². La valeur réelle du rayonnement extraterrestre varie de ±3.3% au cours de l'année du fait de l'ellipticité de l'orbite terrestre.

Constante solaire :
1367 W/m²

2.2.3 La masse d'air

Masse d'air optique

La masse d'air optique est définie (par ciel clair) comme la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol, par rapport à une traversée verticale au niveau de la mer.

La pression atmosphérique - et donc la quantité d'air traversée - présente une distribution exponentielle en fonction de l'altitude, avec un facteur d'amortissement (diminution d'un facteur $1/e=0.37$) de 7.8 km. Ainsi, à 4000 m d'altitude par exemple, la masse d'air traversée est diminuée de 40%.

D'autre part, la masse d'air est fonction de l'inclinaison des rayons. En première approximation, elle s'exprime donc par:

$$MA = \exp(-\text{Altitude}/7800) / \sin HS.$$

mais pour des hauteurs de soleil faibles (inférieures à 10 ou 15°), on doit tenir compte de la courbure de la terre.

2.2.4 Rayonnements direct et diffus

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes:

Rayonnement direct

- Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs.

Rayonnement diffus

- Le rayonnement diffus est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Sa structure varie avec les conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet qu'il est *isotrope*, c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du soleil (composante appelée *circumsolaire*) et souvent un renforcement sur l'horizon, la *bande horizon* (cf fig 2.17).

Albédo

- L'albédo est la partie réfléchiée par le sol. Il dépend de l'environnement du site, il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

Direct normal

On appelle direct normal le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du soleil. Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie une plus grande surface, et est donc moins intense (effet "cosinus").

$$I_{\text{plan}} = I_{\text{normal}} \cdot \cos \alpha$$

où α est l'angle d'incidence (défini sur fig 2.14).

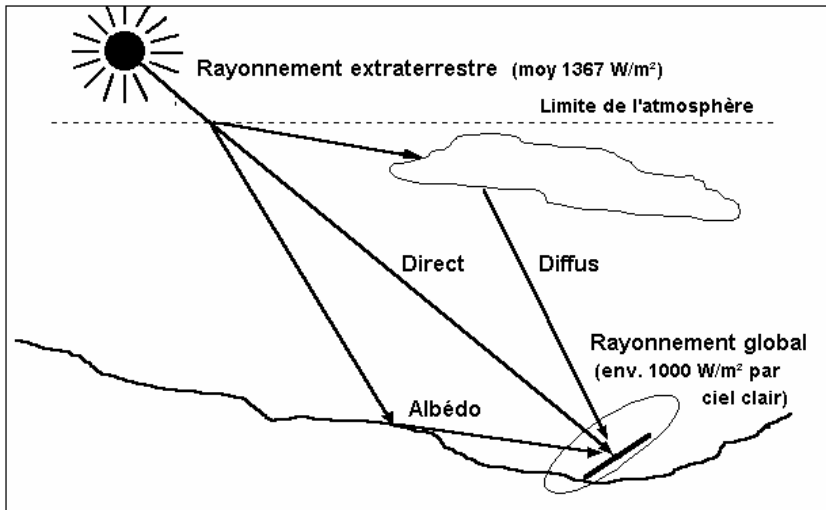


Figure 2.6
Composantes du rayonnement solaire au sol :

$Global = direct + diffus + albédo$

Par temps clair, on obtient au niveau de la mer, un rayonnement direct normal de l'ordre de 850 à 900 W/m², aussi bien dans les pays tempérés que dans les pays équatoriaux. Avec le rayonnement diffus, le rayonnement global perpendiculaire avoisine 1000 W/m².

Par temps clair :
Global normal = 1000 W/m²

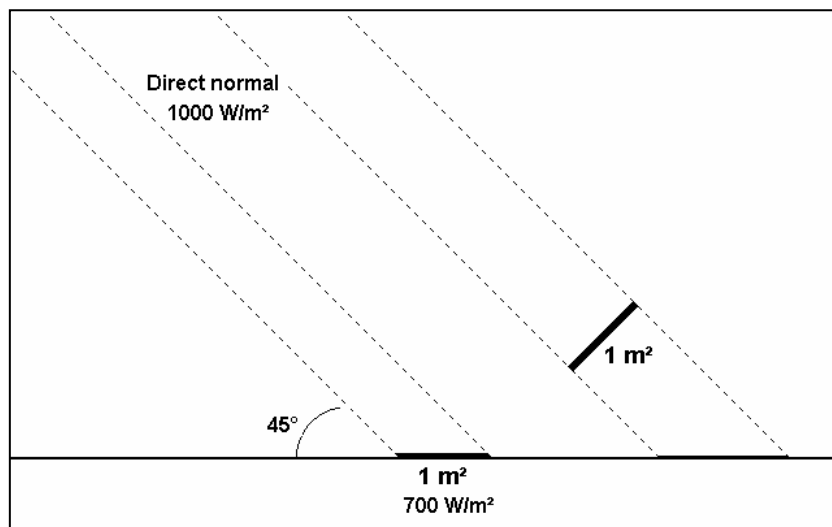


Figure 2.7
L'effet « cosinus »

Notons enfin que le rayonnement **direct** sur un plan horizontal est toujours inférieur au rayonnement dans le plan perpendiculaire au soleil (atténué d'un facteur égal au sinus de la hauteur du soleil, ou cosinus de l'angle entre le plan perpendiculaire au soleil et le plan horizontal). Par contre, le rayonnement **diffus** peut être supérieur car le plan horizontal "voit" une plus grande part de la voûte céleste.

2.2.5 Spectre du rayonnement

Le rayonnement électromagnétique est composé de "grains" de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ :

$$E = h \cdot \nu = h \cdot c / \lambda.$$

où h est la constante de Planck, ν la fréquence, c la vitesse de la lumière.

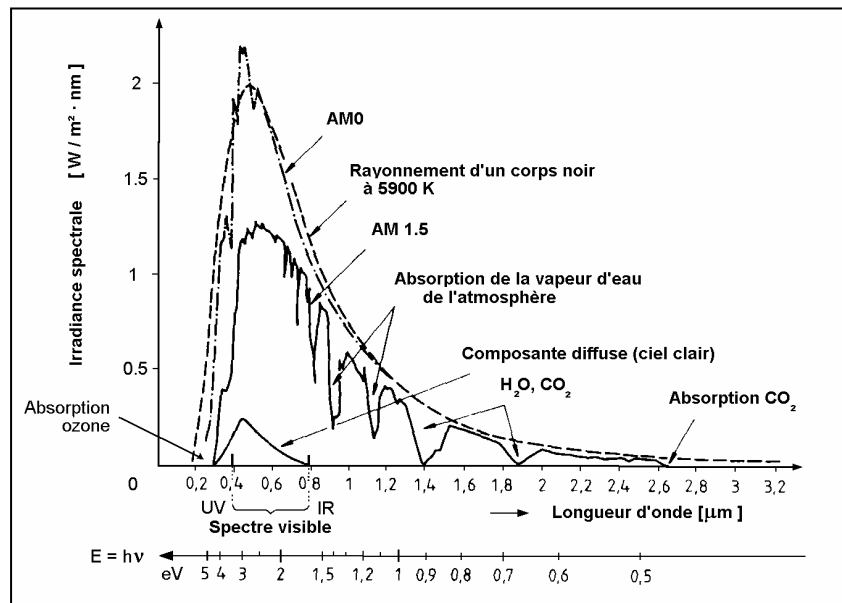
Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800°K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de **AM0**. Sa distribution en énergie est répartie en:

ultraviolet UV	$0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$	6.4 %
visible	$0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$	48.0 %
infra-rouge IR	$0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$	45.6 %

Spectre AM1.5 de référence

La figure 2.8 montre l'atténuation observée après le passage à travers une épaisseur d'atmosphère correspondant à 1.5 masse d'air, soit l'équivalent d'une hauteur du soleil de 48° au niveau de la mer. La définition de ce spectre de ciel clair, noté **AM1.5**, sert de référence pour la mesure de cellules photovoltaïques. On peut également remarquer le spectre du diffus par beau temps, nettement renforcé vers le bleu du fait de la diffusion de Rayleigh sur l'air.

Figure 2.8
Spectre du rayonnement solaire



Les diffus par ciel couvert couvrent beaucoup mieux tout le spectre visible (ciel blanc). Cela a son importance car nous verrons par la suite que la sensibilité des cellules photovoltaïques est maximale dans les régions rouge et infrarouge.

2.3 Rayonnement horizontal

2.3.1 Mesures d'ensoleillement

Le rayonnement solaire disponible au niveau du sol est donné par les mesures météorologiques. Historiquement, ces mesures n'enregistraient que les "heures d'ensoleillement", c'est-à-dire le temps durant lequel le soleil brille. Cette information est évidemment peu précise, mais on en dispose de nombreuses mesures depuis très longtemps en météorologie.

L'évaluation d'installations solaires nécessite des données énergétiques. On définit l'irradiance comme la densité de flux (puissance instantanée) incidente sur une surface donnée, exprimée en W/m^2 . L'irradiation est son intégration sur une durée déterminée, c'est donc une énergie, donnée en kWh/m^2 ou MJ/m^2 .

Heureusement, divers modèles permettent de "récupérer" approximativement les mesures d'heures d'ensoleillement existantes sous forme de valeurs d'irradiation mensuelles.

Mais les mesures météorologiques modernes enregistrent l'irradiance dans le plan horizontal, grâce à des "solarimètres", instruments de mesures fonctionnant principalement sur deux principes:

- les **pyranomètres** mettent à profit l'effet de serre dans une double coupole de verre, et utilisent des thermopiles pour déterminer la différence de température du senseur noir avec l'ambient. Ils enregistrent une très large fraction du spectre, et sont les plus précis (de l'ordre de 1% lorsqu'ils sont soigneusement calibrés). Mais leur prix reste élevé (plus de 2000 CHF).
- les **détecteurs photovoltaïques** sont plus dépendants de la température, et surtout présentent une réponse spectrale sélective localisée dans le rouge et l'infrarouge. Leur mesure dépend donc de la composition spectrale du rayonnement, et on ne peut guère en attendre une précision meilleure que 5%. Mais ils sont nettement plus économiques.

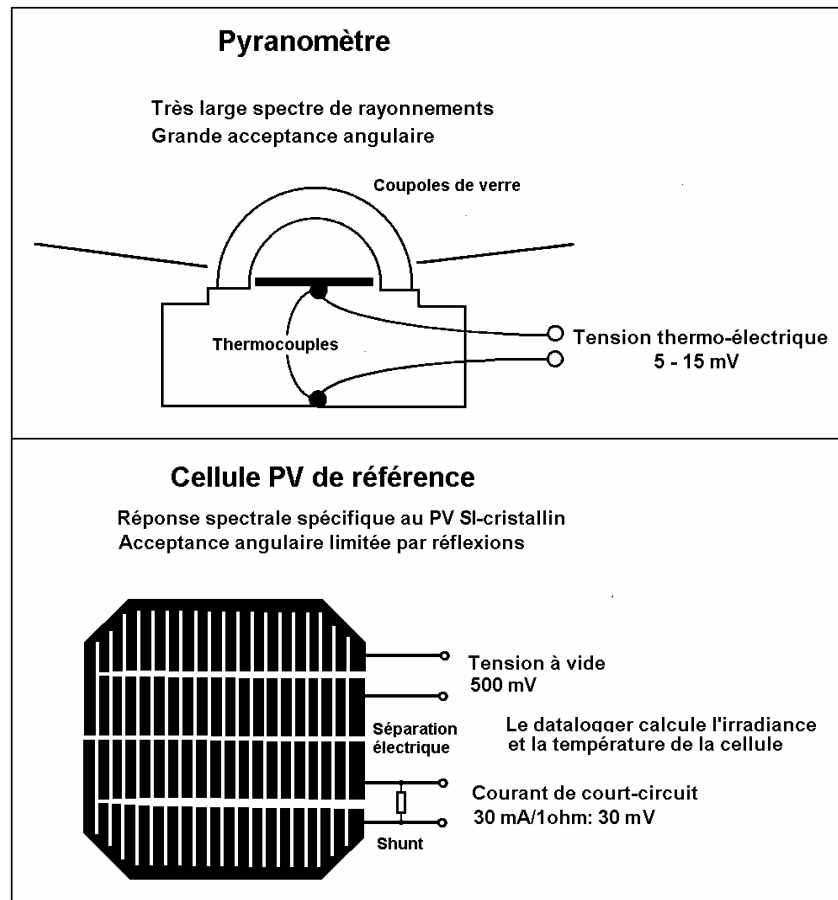
Les **cellules de référence**, calibrées et vendues par des centres "officiels" (par exemple le Centre de Recherche des Communautés Européennes CEC/JRC, à Ispra) sont un cas particulier de détecteurs photovoltaïques. Elles sont normalement destinées à la mesure des performances de panneaux PV dans les conditions standard. Néanmoins, certains les utilisent pour la mesure en continu d'installations solaires, d'une part à cause de leur prix modique (moins de 500 CHF), et d'autre part pour leur réponse spectrale proche de celle des panneaux. Cependant, le rayonnement ainsi mesuré est difficile à relier avec précision au rayonnement global des mesures météorologiques.

Irradiance :
puissance ou flux [W/m^2]

Irradiation :
énergie [kWh/m^2]

Mesures météo :
Rayonnement global sur plan horizontal

Figure 2.9
Mesure du rayonnement solaire :
Pyranomètre et cellule
PV de référence



L'évaluation de l'énergie incidente sur un plan quelconque est effectuée par des modèles de transposition, dont nous parlerons plus loin. Outre la donnée du global horizontal, ces modèles font intervenir la composante directe, ou la composante diffuse, ce qui revient au même puisque dans le plan horizontal, on a la relation:

$$G_{\text{global}} = G_{\text{direct}} + G_{\text{diffus}}$$

Mesure du rayonnement diffus

Le moyen le plus simple pour mesurer la composante diffuse est d'utiliser un solarimètre, devant lequel on cache le rayonnement direct, soit par un arceau placé le long de la trajectoire diurne du soleil, soit par un cache mobile faisant un tour en 24 heures. Très peu de stations météorologiques en sont équipées, car ils nécessitent une surveillance et un réglage périodique de l'arceau ou du cache.

2.3.2 Données météorologiques

En Suisse on dispose, depuis le début des années 80, des données enregistrées par le réseau "Anetz" de l'ISM (Institut Suisse de Météorologie) pour environ 64 stations réparties sur tout le territoire suisse. Ces données comportent en général, outre le global horizontal, la durée d'ensoleillement, la température, l'humidité, la direction et vitesse du vent.

Ces données sont publiées sous forme de manuel et logiciel par Météonorm, sous 2 formes différentes:

- en valeurs horaires (DRY) pour 22 stations. Les DRY ("Design Reference Year") sont une compilation des données de 10 années, parmi lesquelles on choisit les mois les plus représentatifs.
- en valeurs mensuelles pour n'importe quelle commune suisse, par interpolation (et corrections d'altitude) des données des stations les plus proches.

Pour d'autres pays européens, il existe également des données horaires de référence, mais elles sont parfois difficiles à obtenir et souvent chères. Par contre, il existe plusieurs ouvrages rassemblant des données du monde entier en valeurs mensuelles. Notamment, le logiciel Meteonorm 97 permet d'en obtenir pour n'importe quel site sur le globe, par interpolation des données de plus de 700 stations de mesures. L'annexe A2 donne une liste de quelques sites suisses, européens, africains et asiatiques tirés de la réf [3].

2.3.3 Génération de données synthétiques

Pour prédimensionner un système photovoltaïque, les données mensuelles peuvent suffire (cf chap 7), mais une simulation détaillée (par logiciel spécialisé) nécessite des valeurs horaires.

Lorsqu'on ne dispose que de valeurs mensuelles de l'irradiation et de la température, il est possible de générer des valeurs horaires synthétiques qui reproduisent au mieux des distributions temporelles réalistes (successions de jours, successions d'heures dans la journée). Ce processus utilise des méthodes statistiques basées sur un grand nombre de données météo enregistrées dans des régions climatiques très variées. Une telle génération est proposée dans quelques logiciels modernes, tels Météonorm'97 ou PVSYST.

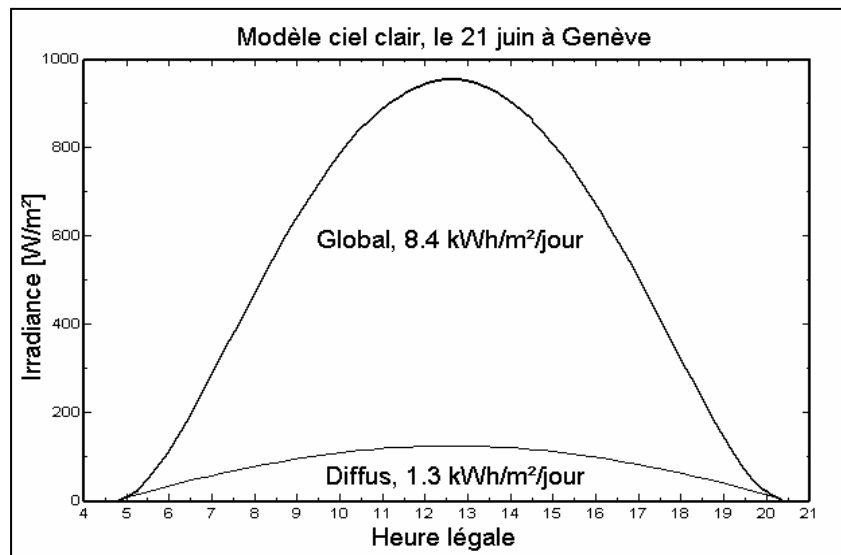
Génération de données horaires à partir de valeurs mensuelles

2.3.4 Rayonnement diffus

Le traitement de l'énergie reçue au niveau des cellules fait intervenir différemment les composantes directe et diffuse. Il est donc nécessaire de disposer d'une évaluation différenciée (global et diffus, ou direct et diffus) en valeurs horaires. En l'absence de valeurs mesurées, nous devons donc recourir à un modèle, liant la proportion de diffus à la seule donnée météo disponible, soit le global horizontal (corrélations de Liu et Jordan, ou modèles plus sophistiqués de Maxwell, Perez-Ineichen, etc.).

Le diffus constitue une part importante du rayonnement utilisé par les capteurs photovoltaïques. Dans les régions tempérées (par ex. plateau suisse) il représente plus de 50% du rayonnement annuel disponible, contre 30 à 45% dans les pays très ensoleillés ou en montagne. Durant un beau jour il représente 15 à 20% du global, même dans les pays du sud.

Figure 2.10
Global et diffus horizontaux :
Modèle pour un beau jour



2.3.5 Répartition de l'insolation en Suisse

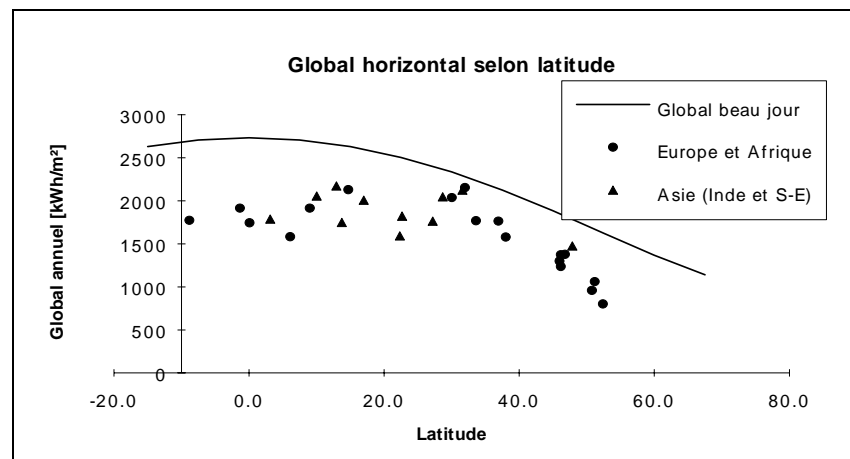
Les valeurs météorologiques mensuelles de quelques sites suisses apparaissent sur la table A1. Les énergies annuelles sont un peu plus faibles sur la plaine (brouillards hivernaux) qu'en montagne: 1234 kWh/m² à Genève, 1153 à Zurich, contre 1370 pour Sion ou Davos. Mais les écarts ne dépassent guère 10 %.

Par contre, la part de rayonnement direct est plus favorable en montagne, surtout en hiver. Ce qui permet d'optimiser plus facilement des installations solaires pour les conditions hivernales en choisissant une inclinaison plus forte des capteurs (voir paragraphe 2.4.2 et l'annexe A3).

2.3.6 Répartition selon la latitude

La fig. 2.11 montre le rayonnement global annuel pour différents sites de l'annexe A2, en fonction de leur latitude. La courbe supérieure correspond à un modèle de "beau jour": elle indique l'énergie annuelle qu'on pourrait obtenir en l'absence de nuages.

Figure 2.11
Irradiation annuelle
selon la latitude



On constate tout d'abord que pour les latitudes de l'Europe centrale, l'insolation chute assez rapidement au-delà du 45^{ème} parallèle. Ceci est dû en partie à l'incidence plus rasante des rayons solaires, et on peut gagner de l'ordre de 10 à 20% d'énergie (annuellement) en inclinant les capteurs vers le sud.

On remarque aussi que les régions les plus favorables se situent dans les régions tropicales (latitudes 25-30°). Les régions équatoriales sont en général plus perturbées par la nébulosité.

2.3.7 Répartition saisonnière

Par contre, la latitude a une très grande influence sur la répartition saisonnière: les zones équatoriales et tropicales présentent une distribution presque constante au cours de l'année, ce qui représente un très grand avantage pour l'utilisation photovoltaïque. Mais plus on s'élève en latitude, et plus les différences sont marquées. La fig 2.12 montre l'évolution annuelle du modèle de beau jour selon la latitude. Dans les pays tempérés et froids, cette courbe "idéale" est encore pénalisée par le fait que la nébulosité est habituellement bien plus élevée en hiver.

On peut être surpris du fait que le global horizontal des meilleurs jours de l'année est pratiquement indépendant de la latitude. Mais rappelons que la longueur du jour est constante à l'équateur (12 heures toute l'année), alors qu'elle atteint 15h 30' au solstice d'été à la latitude de 45°.

En fait, le global horizontal maximum observable (selon le modèle ciel clair) atteint 956 W/m² à Genève, contre 1050 W/m² aux tropiques. Ainsi l'inclinaison des rayons est compensée par l'augmentation de la longueur du jour.

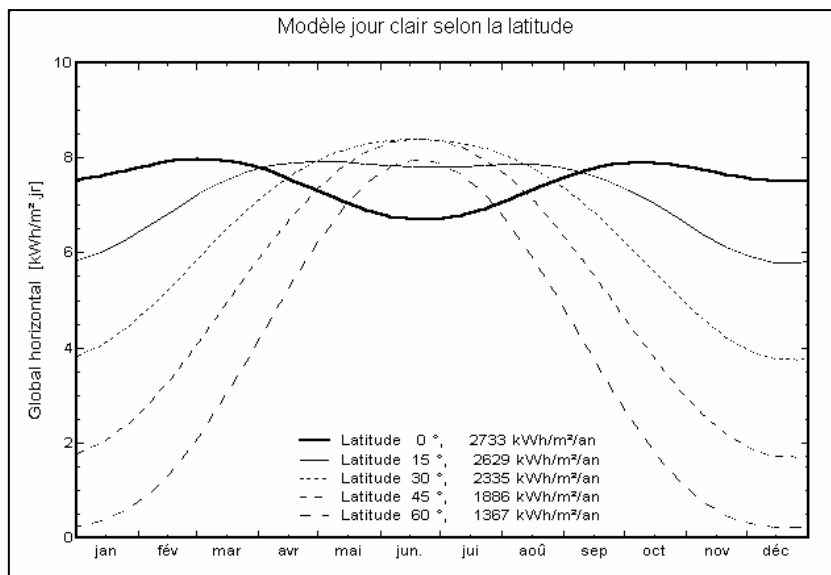
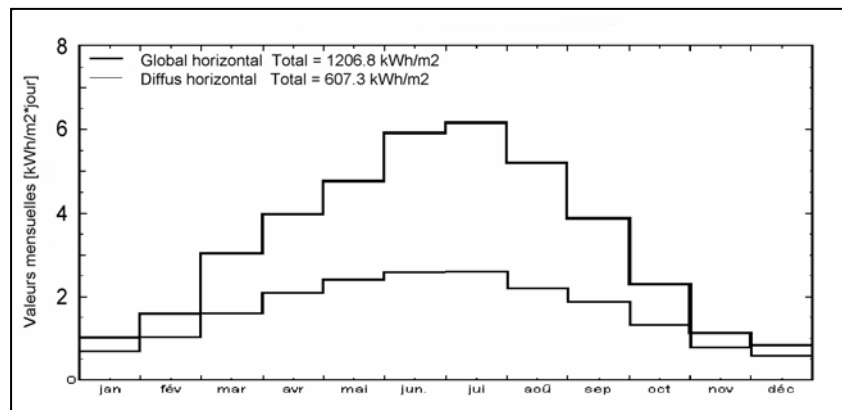


Figure 2.12
Modèle jour clair selon la latitude

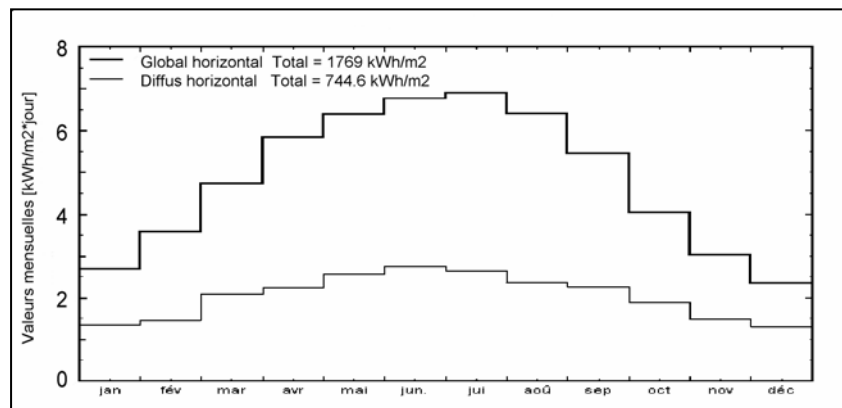
2. Rayonnement incident

Figure 2.13
Global et diffus mensuels
pour différentes latitudes

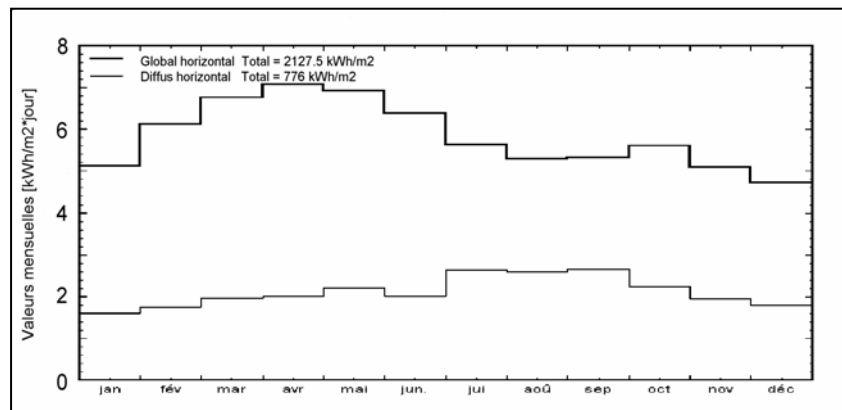
Genève, Lat. = 46°N



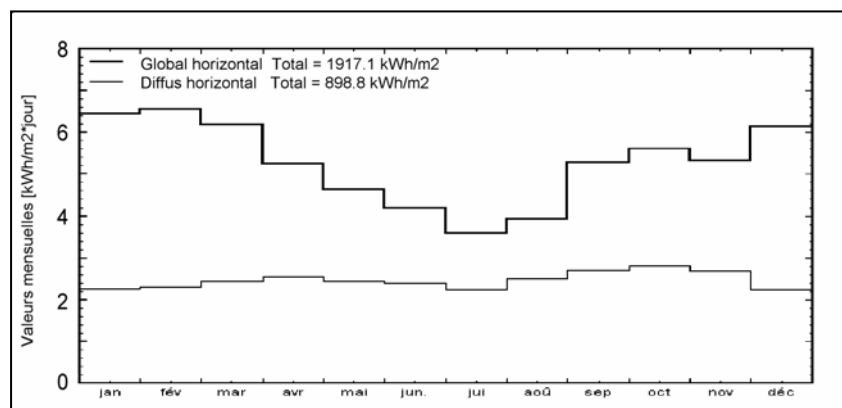
Casablanca, Lat. = 34°N



Dakar, Lat. = 15°N



Nairobi, Lat = 1°S



Les fig. 2.13 permettent de comparer le déséquilibre été-hiver réel observé aux moyennes latitudes (Genève, latitude 45°, pays tempéré de plaine, forte nébulosité en hiver) avec les situations tropicales et équatoriales.

Il est intéressant de noter que les meilleurs mois sont comparables sous toutes les latitudes. Par contre l'insolation hivernale (et en particulier la composante directe) chute dramatiquement aux moyennes latitudes. Cela aura une très forte incidence sur l'utilisation de l'énergie solaire, et en particulier sur le dimensionnement des systèmes PV autonomes.

2.4 Rayonnement sur un plan incliné

2.4.1 Définitions géométriques

Un plan incliné est caractérisé par son inclinaison β (par rapport à l'horizontale), et son orientation ou azimut γ par rapport au sud (négatif vers l'est, sens antitrigonométrique).

L'angle d'incidence α est l'angle formé entre la normale du plan et les rayons du soleil à un instant donné. On parle souvent d'incidence "normale" lorsque $\alpha=0$, c'est à dire les rayons sont perpendiculaires au capteur.

Plan incliné caractérisé par :
inclinaison β et azimut γ

Angle d'incidence α

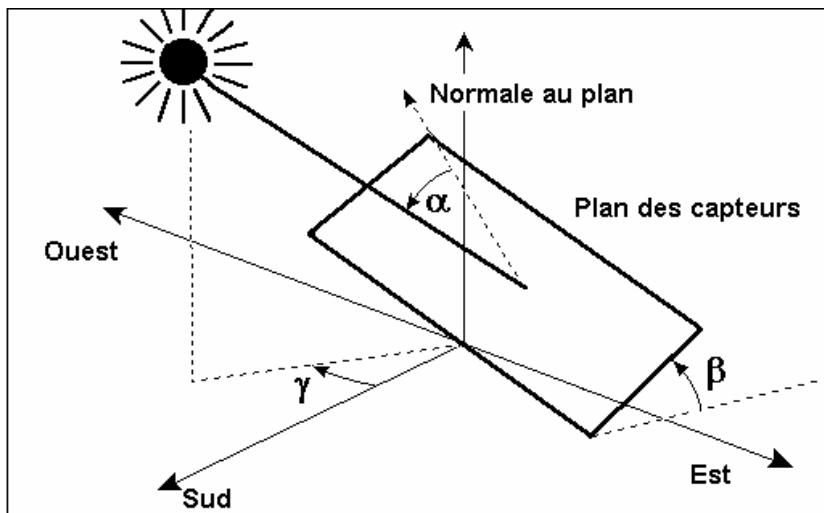


Figure 2.14
Définition des angles pour un plan incliné

2.4.2 Modèle de transposition

Nous abordons ici les principes et modèles de base, nécessitant l'emploi d'un ordinateur. Des méthodes simplifiées en valeurs mensuelles, pouvant être appliquées manuellement grâce à des tables et abaques seront présentées au chapitre suivant.

La transposition du rayonnement, du plan horizontal dans un plan quelconque dépend de la géométrie solaire, c'est donc un processus

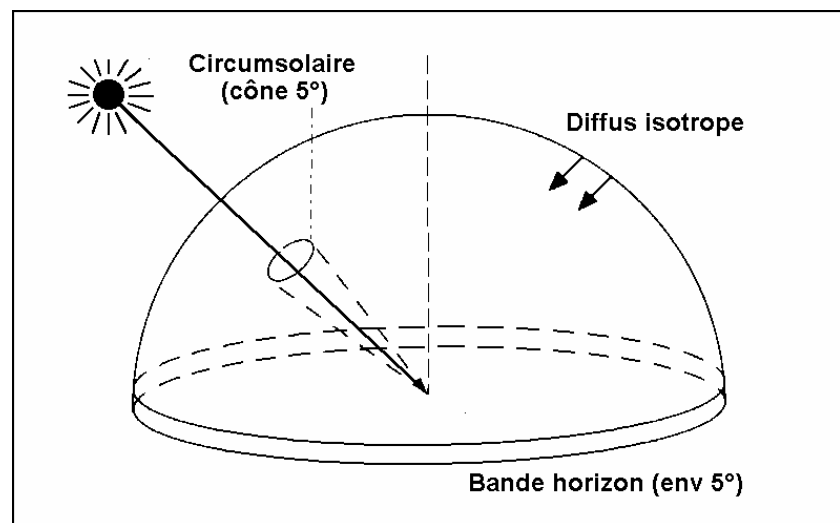
Transposition :
plan horizontal \Rightarrow plan des capteurs

à caractère **instantané**. Dans la pratique, pour des valeurs horaires, on choisit la position du soleil au milieu de l'intervalle. La transposition s'applique différemment pour chaque composante du rayonnement.

Pour la composante directe, il s'agit d'une projection dans un plan différent, donc d'une simple opération géométrique (effet "cosinus").

Dans les modèles les plus performants (par ex. Modèle de Perez-Ineichen, 1990) le diffus doit être lui-même subdivisé en diverses contributions (fig 2.15): isotrope (identique en provenance de toutes les directions), circumsolaire (régions proches du disque solaire) et bande horizon (souvent plus "brillante" par beau temps). La contribution de chaque composante est alors déterminée selon une analyse statistique de données d'une vingtaine de sites répartis dans le monde entier.

Figure 2.15
Composantes du rayonnement diffus



Albédo = réflexion du sol

Finalement, le plan incliné reçoit encore une contribution de rayonnement réfléchi par le sol: l'albédo. Le **coefficient d'albédo** ρ est une mesure de la réflectivité du sol, dépendant de sa structure (cf table 2.1).

Table 2.1
Coefficients d'albédo usuels

Milieu urbain	0.14 - 0.20
Herbe	0.15 - 0.25
Herbe fraîche	0.26
Neige fraîche	0.82
Neige mouillée	0.55-0.75
Asphalte sec	0.09 - 0.15
Asphalte mouillé	0.18
Béton	0.25 - 0.35
Tuiles rouges	0.33
Aluminium	0.85
Cuivre	0.74
Acier galvanisé neuf	0.35
Galvanisé très sale	0.08

Le rayonnement incident sur le plan des capteurs est donc la somme :

$$\text{Global}_p = \text{Direct}_p + \text{Diffus}_p + \text{Albedo}_p$$

2.5 Evaluations pratiques

2.5.1 Données météorologiques

Le pré-dimensionnement d'installations PV requiert les données de rayonnement global horizontal, en **valeurs mensuelles**. Les calculs plus précis, et les simulations détaillées, (par logiciel approprié) nécessiteront en outre la température ambiante, également en valeurs mensuelles.

Ces valeurs sont disponibles dans des bases de données sous forme de tables ou fichiers informatisés (réf. [3] et [4]), ou dans les logiciels déjà mentionnés (Météonorm et PVSYST). L'annexe A2 fournit une liste de données pour quelques sites répartis dans le monde entier.

2.5.2 Rayonnements dans le plan capteurs

L'effet de l'inclinaison et l'orientation des capteurs peut être évalué par le **facteur de transposition, noté $FT(\beta,\gamma)$** , c'est-à-dire le rapport de l'énergie reçue sur le plan considéré, par rapport à la valeur horizontale. On a:

Facteur de transposition

$$\text{Global plan } (\beta,\gamma) = FT(\beta,\gamma) \cdot \text{Global horiz}$$

Ces facteurs de transposition sont calculés à partir de données horaires d'un lieu donné, pour des périodes mensuelles, saisonnières ou annuelles. Ils sont en principe caractéristiques d'un type de climat (et en particulier de la quantité de rayonnement diffus).

Par exemple, la table des facteurs de transposition calculée pour Genève peut être utilisée avec une fiabilité acceptable pour l'ensemble du plateau suisse, qui présente de fréquents brouillards hivernaux. Mais on devra utiliser une table spécifique (Davos) pour les situations montagneuses plus ensoleillées.

2.5.3 Choix de l'orientation

Les fig. de l'annexe A3 (a, b et c) montrent les diagrammes du facteur de transposition à Genève, pour toutes les orientations de capteurs, pour l'année entière, ainsi qu'en valeurs saisonnières. Ils donnent également la fraction (en %) de rayonnement obtenu par rapport à l'orientation optimale des capteurs.

Ces diagrammes sont utiles pour déterminer l'orientation des capteurs, et évaluer rapidement les pertes si les contraintes d'installation ne permettent pas de les installer à l'optimum.

On constatera que ces optimums ne sont pas très marqués: si on reste orienté au sud, une inclinaison de 60° fera perdre moins de 10% d'énergie, et l'installation en façade environ 35%. Mais aux fortes inclinaisons, les pertes augmentent assez vite à mesure que l'azimut s'éloigne du sud. D'autant plus que dans ces cas, les effets de l'incidence du rayonnement direct sur le vitrage des capteurs prendront également de l'importance.

Mais on remarque aussi que l'optimum est très différent selon la période choisie, et dépend des conditions d'utilisation du système PV envisagé. Si toute l'énergie produite peut être utilisée (par exemple

pour un système couplé au réseau), on choisira plutôt l'optimum annuel. Par contre, pour une installation autonome dont la production hivernale doit couvrir un besoin bien défini, il est plus judicieux de choisir l'optimum hivernal, quitte à perdre de l'énergie en été, au moment où elle sera excédentaire.

Sur le plateau suisse, l'optimum annuel se situe à une inclinaison de 25-35°, très proche de l'optimum estival. Le gain par rapport à l'horizontal n'est alors que de 12%. Pour une installation autonome devant fonctionner en hiver, on choisira plutôt 45-60°.

En région montagneuse, avec beaucoup moins de diffus, l'optimum annuel passe à 35-45°. Dans ces régions, une forte inclinaison des capteurs (50-60°) est également conseillée pour faciliter le glissement de la neige.

2.5.4 Calcul de l'énergie incidente sur les capteurs

Pour le dimensionnement, le calcul de l'énergie incidente mensuelle sera effectué en utilisant les tables des annexes 2 et 3, selon la procédure (feuille de calcul) décrite au chapitre 7.

Pour chaque mois, le global horizontal relatif à la ville la plus représentative du lieu (annexe 2) sera multiplié par le facteur de transposition correspondant au climat représentatif (annexe 3) lu sur la table des facteurs de transposition pour l'inclinaison choisie des capteurs.

2.5.5 Plans suiveurs

Les systèmes de poursuite du soleil (selon un ou deux axes) ne peuvent se justifier que dans des situations avec forte composante directe.

En effet, à un instant donné, l'inclinaison optimale du capteur n'est pas forcément perpendiculaire au rayonnement direct: lorsque le capteur est incliné, il ne "voit" qu'une partie de la voûte céleste, et perd donc une fraction de rayonnement diffus isotrope (tranche d'orange).

Pour le climat du plateau suisse, un plan suiveur selon deux axes permet de gagner 21% sur l'optimum à 30°sud. Un axe horizontal est-ouest, plus simple, permettrait de gagner 4%, alors qu'un axe nord-sud incliné à 45°(parallèle à l'axe de rotation de la terre) perd 2% !

Or le système de poursuite automatique est un système mécanique cher, complexe, nécessitant de l'entretien, et qui doit résister aux charges du vent et de la neige. Il annihile tous les avantages de la simplicité d'un système PV statique. Dans la pratique suisse, on aura donc toujours intérêt à installer l'équivalent de panneaux supplémentaires.

Pays tropicaux : Capteurs orientables manuellement avec axe nord-sud

Par contre dans les pays tropicaux, il est possible de monter les panneaux sur des supports mobiles simples, orienté manuellement autour d'un axe nord-sud deux ou trois fois dans la journée. Le gain que l'on peut en attendre – pour autant qu'il soit bien géré - apparaît sur les tables du facteur de transposition de l'annexe 3. Il peut atteindre 20 à 25%.

2.5.6 Ombrages

On distingue deux types d'ombrages :

- L'**ombrage lointain**, correspondant à la disparition du soleil derrière l'horizon. On considère qu'à un instant donné, il affecte tout le champ de capteurs à la fois (fonctionnement en "tout-ou-rien").
- L'**ombrage proche**: les obstacles portent des ombrages sur une partie seulement du champ. Leur traitement nécessite de reconstruire la géométrie exacte du système et de son environnement en 3 dimensions. Il faut y porter une attention particulière car dans un système PV, une seule cellule ombrée suffit à limiter le courant de toute la chaîne de cellules en série.

**Ombrages lointains =
effet d'horizon**

**Une cellule ombrée =
limitation du courant de
toute la chaîne**

A un instant donné, l'ombrage affecte essentiellement la composante directe. Mais l'ensemble des objets environnants occulte en permanence une partie du rayonnement diffus. Le calcul des ombrages proches est donc complexe et nécessite le recours à des logiciels très spécifiques (par exemple PVSYST). Son évaluation dépasse le cadre de cet ouvrage.

Références

- [1] Jan Remund, Esther Salvisberg, Stefan Kunz.
METEONORM'95 : Energie solaire et Météorologie.
Manuel du concepteur - Notions de base, et logiciel
METEONORM V2.0.
Meteotest et Office Fédéral de l'Energie, Bern (1995).
Distribution: INFOENERGIE, Case Postale, CH-5201 Brugg.
- [2] A. Mermoud : Logiciel pour systèmes photovoltaïques: PVSYST
V2.1 (Logiciel et manuel de l'utilisateur).
GAP/CUEPE, Université de Genève / OFEN, 3003 Bern. 1996.
- [3] David Bloom et al.
International Solar Irradiation Database, Version 1.0 (Diskette).
University of Massachusetts, Lowell Photovoltaic program, USA
- [4] Commission of the European Communities (CEC), European
Solar Radiation Atlas, vol. 1: Global Radiation on Horizontal
Surfaces, Vol 2: Inclined Surfaces (W. Palz, ed.), Verlag TÜV
Rheinland, Köln (1984).

3. Générateur solaire

3.1	Effet photovoltaïque	37
3.1.1	Propriétés des semi-conducteurs	38
3.1.2	Dopage des semi-conducteurs	38
3.1.3	Jonction p-n	40
3.1.4	Cellule solaire	41

3.2	Technologie des cellules photovoltaïques	43
3.2.1	Cellules mono-cristallines	44
3.2.2	Cellules poly-cristallines	46
3.2.3	Cellules amorphes	47
3.2.4	Energie grise	49

3.3	Caractéristiques des cellules photovoltaïques	50
3.3.1	Courbe I-V en fonction de la lumière	50
3.3.2	Courbe I-V en fonction de la température	51
3.3.3	Structure d'un panneau photovoltaïque	52
3.3.4	Module au silicium cristallin	52
3.3.5	Panneau au silicium amorphe	55
3.3.6	Connexions	55

3.4	Générateur photovoltaïque	56
3.4.1	Mise en série de modules, appairage	57
3.4.2	Effets de l'ombre	57
3.4.3	Protection par diode anti-parallèle	58
3.4.4	Mise en parallèle de modules	59

3.5	Dangers du courant continu	60
3.5.1	Arc électrique	60
3.5.2	Risque d'incendie	61
3.5.3	Corrosion électrochimique	61

3.6	Montage mécanique	61
3.6.1	Panneaux montés sur une terrasse	61
3.6.2	Calculs des forces	62
3.6.2.1	Vent de face	63
3.6.2.2	Vent arrière	64
3.6.2.3	Structures sur toits inclinés	64

3. Générateur solaire

Lorsque la lumière atteint une cellule solaire, une partie de l'énergie incidente est convertie directement en électricité sans aucun mouvement ou réaction produisant des déchets ou pollutions. Cette propriété remarquable est au cœur de toute installation photovoltaïque. L'effet photovoltaïque fut observé pour la première fois par Becquerel en 1839 entre des électrodes plongées dans un électrolyte à la lumière. Dans un solide, c'est en 1876 que l'on observa un phénomène photoélectrique dans le sélénium et ce matériau fut utilisé pour la mesure de la lumière avant que le silicium ne soit développé.

Les cellules solaires sont fabriquées depuis plus de trente ans et les quantités actuelles produites dépassent 100 MW par année (en 1996). Le développement des cellules solaires a suivi les progrès de l'industrie des semi-conducteurs, en particulier ceux de l'industrie du silicium qui constitue le principal matériau à partir duquel sont fabriquées les cellules. Les premières cellules ont été conçues pour permettre une alimentation électrique fonctionnant plusieurs années sur les satellites. De grandes sociétés de l'électronique se sont au début intéressées à cette technologie pour alimenter des sites isolés (mesures, télécommunications, balises,...) avant que les successifs chocs pétroliers relancent leur intérêt dans les années septante. A partir de cette période, des sociétés spécialisées dans ce domaine se sont créées, tout d'abord aux USA, ensuite au Japon et en Europe. Aujourd'hui, on produit des cellules ou des panneaux sur chaque continent.

Certains pays du sud encouragent le recours aux énergies alternatives ; l'Inde par exemple subventionne certains produits utilisant le solaire comme source d'énergie. D'autres exonèrent de droits de douane les panneaux solaires ou les systèmes solaires complets.

La technologie des cellules au silicium est maintenant bien maîtrisée et les nouveaux développements se concentrent sur l'amélioration du rendement et l'abaissement des coûts de fabrication.

Dans ce chapitre, on présente l'effet photovoltaïque, les principales technologies actuelles, les caractéristiques électriques et mécaniques des générateurs solaires et quelques effets du courant continu.

3.1 Effet photovoltaïque

Les cellules solaires convertissent directement la lumière en électricité en utilisant certaines propriétés des matériaux semi-conducteurs. Pour comprendre le fonctionnement d'une cellule, on se limitera ci-dessous à décrire le phénomène dans le cas du silicium (pour une analyse plus complète de ces phénomènes, c.f. [1] et [2])

3.1.1 Propriétés des semi-conducteurs

Les semi-conducteurs ont comme le suggère leur nom la propriété de conduire le courant électrique dans certaines conditions. A la température du zéro absolu, ils se comportent comme des isolants ; ensuite, lorsque la température augmente, leur résistivité baisse, ce qui permet de faire passer un courant électrique.

Pour créer un courant électrique dans un semi-conducteur, il faut lui fournir une énergie qui permet d'extraire des électrons de la bande de valence pour les transférer dans la bande de conduction, soit une énergie supérieure au **gap** de la bande interdite. Une haute température ou la lumière dont les photons transportent une énergie $E = h \nu$ permettent d'atteindre cet effet : c'est l'effet photovoltaïque. La lumière pénétrant dans un semi-conducteur permet donc, si son énergie est supérieure au gap du matériau de faire passer celui-ci de l'état isolant à l'état conducteur, ce phénomène augmentant lorsque la température du semi-conducteur s'élève. Lorsqu'un électron est extrait de la bande de valence pour passer dans la bande de conduction, il laisse derrière lui une vacance ou un trou à sa place : alors un autre électron proche de la bande de valence peut combler ce trou et laisser derrière lui à son tour un trou, et ainsi de suite à travers le matériau, on aura de telle manière établi un courant de trous. Les deux types de courant ne seront pas différenciés, on parlera simplement de courant, qu'il s'agisse d'électrons ou de trous. De même on dit que l'absorption de l'énergie des photons par le semi-conducteur crée des paires de porteurs électron-trou. L'effet photovoltaïque modifie simplement la conductivité électrique de certains semi-conducteurs : ceci est utilisé pour fabriquer des résistances dépendant de la lumière (LDR), composants largement utilisés dans les appareils photographiques et partout où la lumière doit être mesurée.

Photo-résistances

Pour transformer le semi-conducteur photosensible de composant passif en composant actif, il faut pouvoir générer un courant de porteurs, donc apporter une force qui obligera les électrons et les trous à s'écouler dans deux directions opposées. Cette force sera réalisée par un champ électrique interne provenant du dopage du semi-conducteur.

3.1.2 Dopage des semi-conducteurs

On présente ci-dessous l'exemple du silicium qui usuellement est dopé au bore ou au phosphore dans les cellules solaires.

Le dopage d'un semi-conducteur pur va permettre d'amener des charges excédentaires qui amélioreront la conductivité du matériau.

A la figure 3.1, on représente une vue plane des atomes de silicium (à 4 électrons dans la couche externe) qui sont chacun liés à quatre autres atomes de silicium.

En dopant le silicium avec des atomes étrangers de phosphore qui ont 5 électrons dans leur couche externe, un électron par atome de phosphore ne pourra pas se lier avec ses correspondants du silicium, il y aura alors un excédent de charges négatives dans le cristal (fig. 3.2). Cet apport d'électrons crée un niveau d'énergie dans la bande interdite proche de la bande de conduction : il suffit alors de peu d'énergie pour faire passer ces électrons dans la bande de

conduction et créer un courant. Le silicium ainsi dopé est appelé **silicium de type n**.

Par symétrie, on peut également doper le silicium avec du bore qui a seulement trois électrons dans sa bande de valence. Le résultat est l'apparition d'un excédent de trous, donc de charges positives, puisqu'il manque un électron à chaque atome de bore pour compléter les 4 électrons du silicium (fig. 3.3). Il apparaît également un niveau d'énergie dans la bande interdite juste au-dessus de la bande de valence. Ce matériau ainsi dopé est appelé **silicium de type p**.

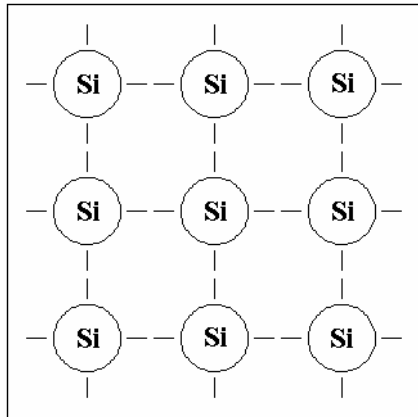


Figure 3.1
Silicium pur

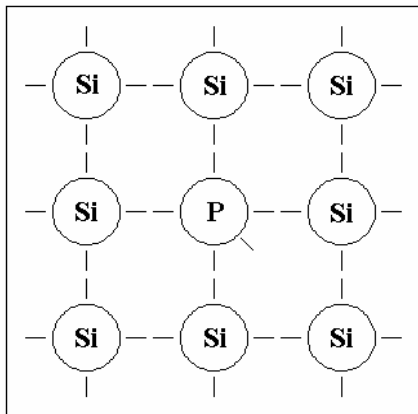


Figure 3.2
Silicium de type n

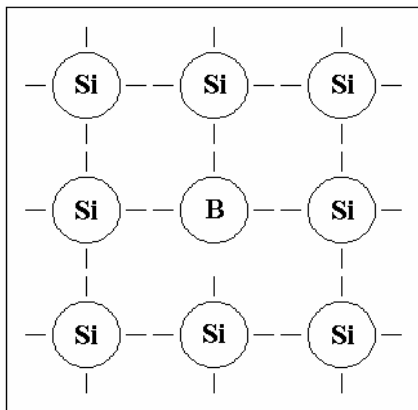


Figure 3.3
Silicium de type p

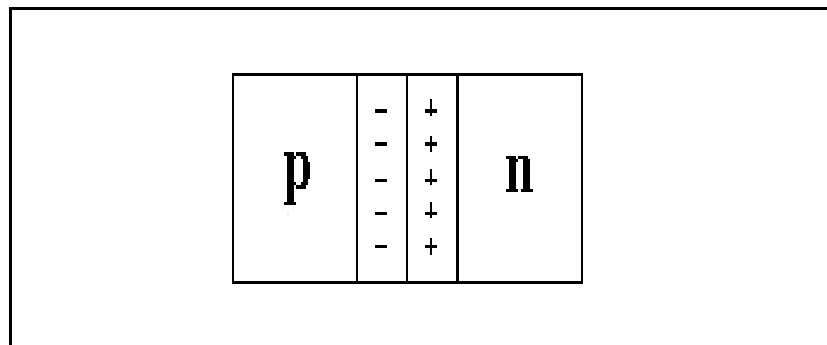
On a vu que le dopage permet d'apporter des excès de charge positive ou négative au semi-conducteur et d'ainsi faciliter le passage d'un courant électrique.

Cependant si l'on expose du silicium dopé à la lumière, la présence des atomes étrangers va seulement faciliter le passage du courant et la photorésistance aura ainsi une résistivité plus faible. Pour fabriquer une cellule solaire, élément actif pouvant générer un courant électrique, il faut encore séparer les charges électriques négatives et positives (électrons et trous) générées par les photons pénétrant dans le silicium. On utilise alors un champ électrique pour séparer les porteurs et la cellule solaire est fabriquée par la mise en contact de deux zones dopées de charges opposées. Cet élément est appelé jonction p-n.

3.1.3 Jonction p-n

La mise en contact de deux zones à dopages opposés dans un semi-conducteur constitue un élément fort connu : la diode. A l'interface où les concentrations d'atomes étrangers font passer le silicium du type p au type n apparaît une région appelée zone de charge d'espace qui provient de la tendance des électrons excédentaires de la couche n à vouloir passer du côté p où ils sont attirés par les trous excédentaires et de la tendance des trous à vouloir passer du côté n par réciprocity. Cet échange de porteurs dans la zone de charge spatiale crée un champ électrique qui va contrebalancer l'échange de charges et rétablir l'équilibre thermique.

Figure 3.4
Jonction p – n



La barrière de potentiel créée par la jonction représente la principale caractéristique de la diode : le courant ne pourra pas passer dans le sens renforçant cette barrière mais seulement dans le sens inverse. On définit la tension extérieure imposée à la diode comme positive lorsqu'elle a pour effet de diminuer ce champ électrique interne. Lorsque la tension imposée est supérieure à la barrière de potentiel, le courant peut passer.

Pour transformer la jonction p-n en diode, il faut encore lui ajouter des contacts métalliques ; on peut alors tracer sa caractéristique I - V en lui imposant une tension extérieure.

Si la tension imposée est positive, le courant va croître selon la loi exponentielle :

$$I = I_s (e^{U/U_t} - 1)$$

qui peut se simplifier en (env. 1 % d'erreur) :

$$I = I_s e^{U/U_t}$$

- avec: U = tension imposée à la diode
- U_t = kT/q = 26 mV à 300 K
- k = 1.38 * 10⁻²³ constante de Boltzmann
- q = 1.602 * 10⁻¹⁹ charge de l'électron
- T = température absolue en K
- I_s = courant de saturation

Lorsque la tension imposée est négative, le courant inverse va rester pratiquement nul jusqu'à ce que la tension atteigne une valeur qui laisse passer le courant par effet tunnel, propriété utilisée par les diodes zener, ou jusqu'à ce que la tension imposée provoque un claquage de la jonction par effet avalanche.

A la figure 3.5, on a représenté la courbe I - V typique d'une diode au silicium.

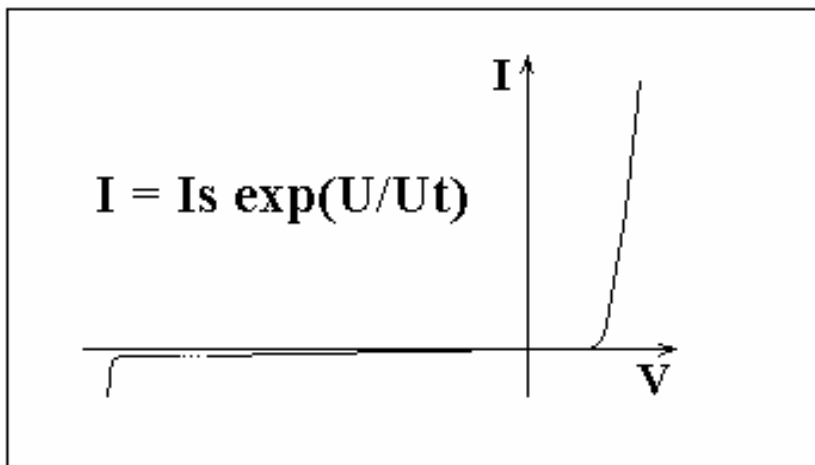


Figure 3.5
Diode au silicium

3.1.4 Cellule solaire

La cellule solaire au silicium est une diode de grandes dimensions avec des caractéristiques de fabrication et d'aspect bien particulières. Lorsqu'on s'intéresse à capter la lumière avec un cristal de silicium, on s'aperçoit que le silicium réfléchit 30 % de la lumière reçue [2] dans les longueurs d'onde utiles à la surface de la terre. Ce phénomène est dû à l'indice de réfraction élevé du silicium, passant de 2 dans le proche IR à 7 dans l'UV. Ceci impose l'ajout d'une couche antireflet à la surface du silicium si l'on veut améliorer quelque peu le rendement. Une autre propriété à étudier est de déterminer à quelle profondeur dans le cristal il faut fabriquer la jonction pour optimiser le rendement. On reviendra plus en détail sur ces critères au chapitre 3.2.

L'illumination d'une cellule solaire produit un courant proportionnel appelé **photocourant**, indépendant de la tension. Mais lorsque la tension augmente, une partie de ce courant est redissipé dans la jonction selon l'équation de la diode. La caractéristique I/V d'une cellule solaire s'écrit donc:

$$I = I_p - I_s [e^{U/Ut} - 1]$$

où: I_p = photocourant
 I_s = courant de saturation de la diode

C'est une équation implicite dont la résolution $I = f(V)$ doit faire appel à des méthodes d'approximations successives. On définit 2 points importants sur cette courbe:

- le courant de court-circuit, lorsque $V = 0$, vaut:

$$I_{sc} = I_p$$

- la tension de circuit ouvert, lorsque le courant est nul, s'écrit:

$$V_{oc} = (kT/q) \cdot \ln (1 + I_p/I_s)$$

où pour $I_{sc} \gg I_s$

$$V_{oc} = (kT/q) \cdot \ln (I_p/I_s)$$

Il est important de remarquer qu'elle varie avec le log de I_p , donc avec le log de l'illumination.

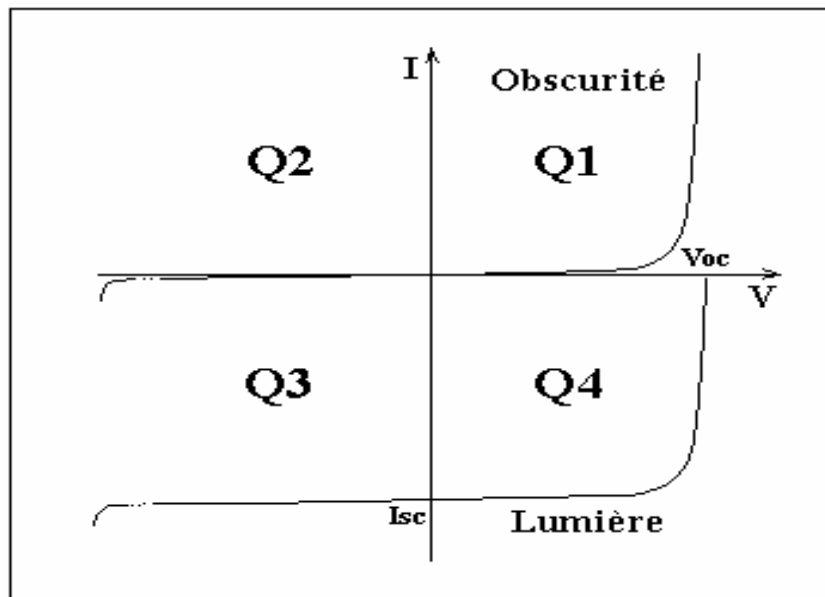
Le courant de saturation, I_s , dépend de la surface de la diode (donc de la cellule) et des caractéristiques de la jonction, il varie exponentiellement avec la température et double environ tous les 10 °K. Cette dépendance en température compense largement le terme kT/q et la tension ouverte baisse avec la température, ce qui est important dans le dimensionnement des systèmes.

A la figure 3.6, on représente la caractéristique d'une diode dans les quatre quadrants, 1 & 2 sans lumière et 3 & 4 sous illumination. La lumière permet effectivement de tirer de l'énergie du composant, le courant étant de signe opposé à la tension (quadr.4).

On remarque que la courbe sous illumination est simplement décalée vers le bas de la valeur I_{sc} , ce qui est normal, vu l'hypothèse d'une génération constante du courant par la lumière. La valeur V_{oc} représente en fait l'égalité du courant de génération par la lumière et du courant de "consommation" de la diode sans lumière.

La tension de la cellule baisse lorsque la température augmente

Figure 3.6
 Cellule solaire
 Caractéristique I / V



On peut compléter le schéma équivalent de la cellule solaire (figure 3.7) en ajoutant deux résistances pour tenir compte des pertes internes: R_s représente la résistance série qui tient compte des pertes ohmiques du matériau, des métallisations et du contact métal / semi-conducteur, R_p représente une résistance parallèle provenant de courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord en particulier et à l'intérieur du matériau par des inhomogénéités ou impuretés.

L'équation de la caractéristique I/V devient alors:

$$I = I_p - I_s [\exp (q(V+I.R_s)/kT) - 1] - (V+I.R_s)/R_p$$

et on remarque que le courant de court-circuit (condition $V = 0$) n'est plus strictement égal à I_p .

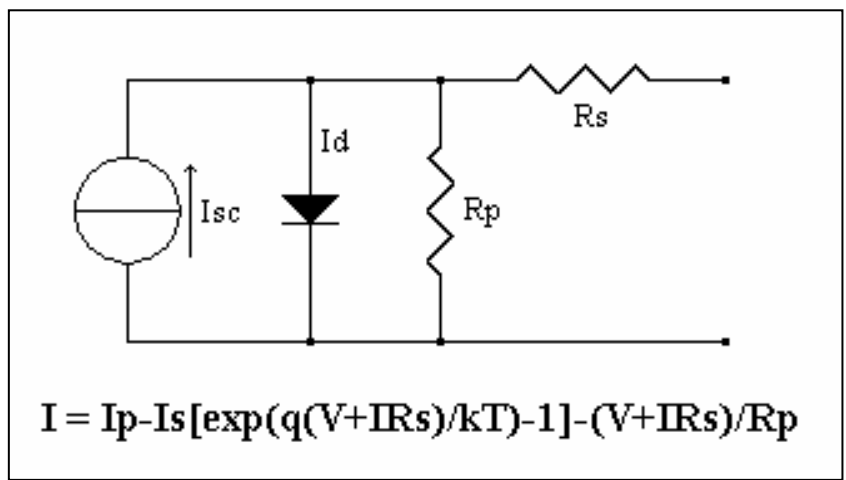
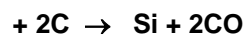


Figure 3.7
Schéma équivalent d'une cellule solaire

3.2 Technologie des cellules photovoltaïques

Les trois premiers paragraphes seront consacrés exclusivement aux cellules fabriquées à partir de silicium, deuxième élément le plus abondant dans la croûte terrestre après l'oxygène. Le dernier sous-chapitre traitera des autres matériaux de base.

Le silicium n'existe pas pur mais seulement sous forme oxydée, étant le constituant de base du sable. Pour fabriquer du silicium pur, on utilise à la base du sable de quartz qui est cristallisé. Le procédé de raffinage est une réduction dans un four à arc électrique par du carbone, la réaction suit l'équation:



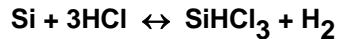
On fabrique de cette manière par année plus d'un million de tonnes de ce silicium, dit métallurgique. Sa pureté est de l'ordre de 98 à 99 %, les impuretés les plus importantes étant l'aluminium et le fer. Sa principale utilisation est comme composant de l'aluminium et de l'acier. Ce procédé d'extraction est relativement efficace, l'énergie consommée étant à peu près la même que pour l'extraction de l'aluminium ou du titane. Une petite proportion de cette production,

Silicium métallurgique

Silicium pur polycristallin

quelques dizaines de tonnes seront purifiées pour l'industrie de l'électronique.

Pour obtenir un matériau suffisamment pur pour fabriquer des composants électroniques, on utilise le procédé Siemens qui lie le silicium à un gaz à partir d'acide chlorhydrique, le trichlorosilane qui est ensuite distillé par distillation fractionnée. L'équation de base qui est réversible pour la dernière opération est:



Le silicium se dépose ensuite sur une baguette de silicium chauffée sous forme de petits grains poly-cristallins. Ce dernier pas a un mauvais rendement de matière (env. 37 %) et nécessite beaucoup d'énergie, ce qui rend son coût plus élevé que le pas précédent.

3.2.1 Cellules mono-cristallines

Pour passer de l'étape précédente, silicium pur à environ 99.999 % poly-cristallin, à un matériau mono-cristallin utilisable pour les composants électroniques, on utilise une troisième étape également gourmande en énergie, le procédé Czochralski:

Le poly-cristal est fondu dans un creuset avec un peu de dopant, par exemple du bore pour obtenir un matériau de base de type p; au sommet de ce bain, on place une bouture de silicium mono-cristallin dans l'orientation précise que l'on veut obtenir et l'on fait croître le cristal sous la bouture en tirant, tournant et contrôlant très précisément la température. On fait croître ainsi dans la même orientation que la bouture des cristaux de 1 à 2 mètres de long et jusqu'à 30 cm de diamètre. Pour obtenir des tranches de silicium (wafers) d'environ 200 à 400 µm, épaisseur utilisable, il faut ensuite couper le matériau avec une scie diamantée, ce qui perd encore à peu près la moitié de la matière.

Les fabricants utilisent aujourd'hui souvent des scies à fil qui gaspillent beaucoup moins de matière: le fil d'acier d'environ 0.2 mm de diamètre transporte un abrasif, par exemple du carbure de silicium, et passe à grande vitesse sur le silicium. Le procédé permet de scier en une fois un lingot complet de silicium, le fil tournant autour du lingot en formant une trame.

On voit donc que le procédé total a un rendement en matière faible (15 à 20%) et qu'il est très gourmand en énergie.

Fabrication des cellules au silicium

Les étapes suivantes de fabrication de la cellule seront:

- Le décapage de la surface pour éliminer les défauts de sciage, on essaie en général d'obtenir une surface texturée en petites pyramides pour améliorer la collection de la lumière dans toutes les directions.
- Une diffusion de phosphore pour réaliser la jonction pour obtenir une couche n+ en surface et n à la jonction.
- Un dopage de l'arrière avec de l'aluminium (sérigraphie et cuisson), ce qui crée une diffusion p+ et une surface améliorant la collection des porteurs.
- Le dépôt d'une couche antireflet sur l'avant.
- Le dépôt de la grille de métallisation avant.
- Le dépôt d'un métal soudable sur l'arrière.
- Le test et tri de toutes les cellules fabriquées.

La figure 3.8 montre en coupe (échelles non respectées) une cellule au silicium mono-cristallin.

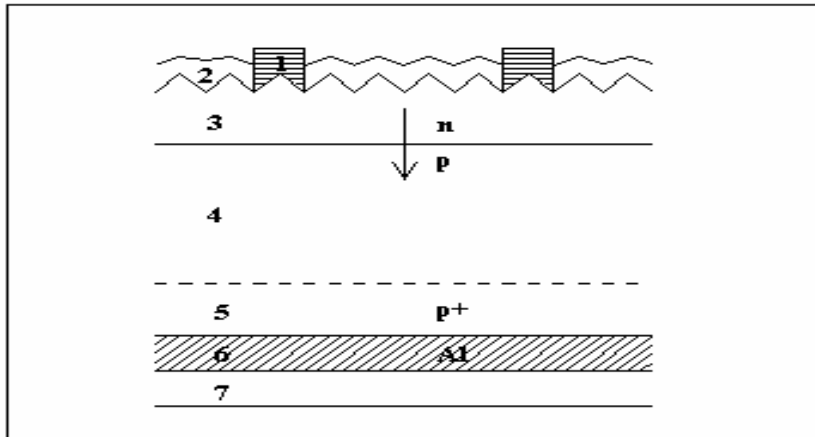


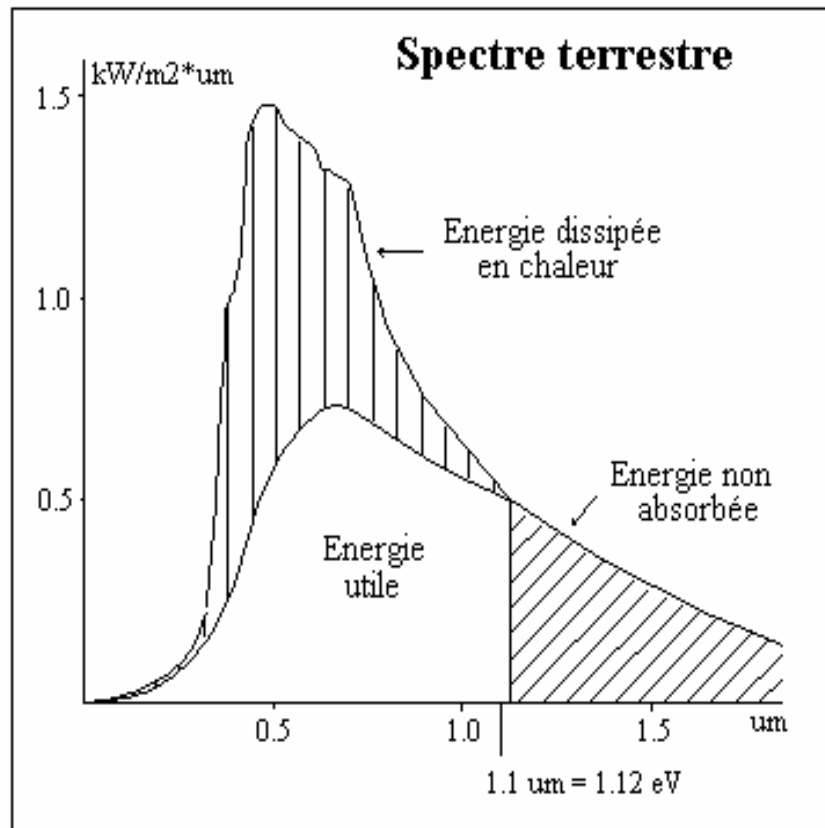
Figure 3.8
Cellule au Si mono-cristallin

- 1 Grille de métallisation avant
- 2 Couche antireflet
- 3 Surface avant dopée n et texturée
- 3-4 Jonction et champ électrique
- 4 Substrat p
- 4-5 BSF, "champ" arrière
- 5 Dopage p+
- 6 Métallisation d'aluminium
- 7 Métallisation soudable

On voit donc que cette fabrication comprend beaucoup d'étapes et qu'elle va de nouveau consommer passablement d'énergie pour tous les traitements thermiques à des températures souvent entre 400 et 900 °C. La tendance actuelle est de réaliser des chaînes de fabrication à procédés si possible secs pour éviter les manipulations de wafers telles que par exemple un transfert de cassette (découpage en milieu liquide) à une sérigraphie. Les différents traitements thermiques, et même parfois la diffusion, se font dans des fours à bande et le procédé peut être continu sans stock intermédiaire, ce qui facilite son automatisation. Une autre tendance est de scier toujours plus fin, 100 μm étant suffisant pour capter tout le spectre reçu sur terre, certains constructeurs essaient de traiter des wafers de 130 à 180 μm , mais cette épaisseur est actuellement un minimum pour limiter la casse lors de manipulations et de chocs thermiques éventuels.

La cellule au silicium mono-cristallin (couramment disponible sur le marché) atteint actuellement les rendements les plus élevés: certains constructeurs multiplient les procédés sophistiqués: diffusion très proche de la surface avant pour améliorer la collection des photons de petite longueur d'onde (photons très énergétiques et pénétrant peu dans le silicium), métallisation avant extrêmement fine déposée au fond d'une gorge gravée au laser, 2 couches antireflet, ... pour atteindre jusqu'à 20 % de rendement. Mais la majorité des panneaux mono-cristallins sur le marché (en 1997) atteignent environ 13 à 14 % de rendement. Le rendement théorique maximal dépend du spectre lumineux reçu et du gap du semi-conducteur: pour le silicium où il vaut 1.12 eV à 300 K, seuls les photons de longueur d'onde inférieure à 1.1 μm généreront donc des porteurs et même si son énergie est supérieure au gap, chaque photon générera seulement une paire de porteurs, l'excédent d'énergie étant dissipé en chaleur. En tenant compte de tous ces facteurs, le rendement théorique maximal est environ de 22 % pour le silicium cristallin. La figure 3.9 montre la portion de spectre générant effectivement du courant dans une cellule au silicium. On remarque que toute la lumière visible est utile, de même que le proche infrarouge et l'ultraviolet. Dans l'espace, le rendement théorique sera plus élevé, la proportion d'ultraviolet étant plus importante.

Figure 3.9
Spectres utiles



3.2.2 Cellules poly-cristallines

Le principal défaut des cellules mono-cristallines est leur coût qui provient en grande partie de l'utilisation d'un matériau de grande pureté et demandant beaucoup d'énergie pour sa fabrication. D'autre part, la pureté extrême du matériau, indispensable lorsqu'on fabrique des structures microscopiques (circuits intégrés) n'est peut-être pas nécessaire pour une grosse diode de plusieurs dizaines de cm². Dès le milieu des années 70, on a déterminé quels éléments étaient nocifs au bon rendement des cellules solaires et par quel moyen on pourrait fabriquer un cristal de silicium bon marché de qualité dite solaire. Ainsi est né le silicium poly-cristallin ou semi-cristallin de qualité solaire qui apparaît comme la juxtaposition de petits cristaux mono-cristallins d'orientations différentes et de dimensions du mm au cm. Le terme semi-cristallin est plus approprié, la taille des grains de cristaux étant nettement plus importante que dans les poly-cristaux usuels.

Pour fabriquer ce matériau, on refond tous les déchets provenant du tirage de monocristaux dans un creuset carré à température et atmosphère contrôlées. Le bloc obtenu est souvent un gros rectangle de 22 cm de côté et 15 cm de profondeur qui sera ensuite taillé en 4 parts de 10 x 10 x 15 cm avant d'être débité en wafers.

Le procédé économise ainsi de la surface, les wafers étant carrés et le rendement en matière est bon, les seules pertes provenant des bords en contact avec le creuset qui sont contaminés par des impuretés du creuset. La recristallisation a également pour effet d'améliorer localement la pureté du matériau, les impuretés étant concentrées aux frontières entre cristaux.

Les caractéristiques électriques des cellules poly-cristallines sont similaires aux mono-cristallines (même gap), seuls certains défauts différencient ce matériau qui est actuellement le plus utilisé pour les cellules dont les rendements de conversion atteignent 11 à 13 % en général.

La figure 3.10 présente une coupe de cellule poly-cristalline.

En comparaison des mono-cristallines, la fabrication de cellules avec un tel matériau est plus critique, les grains de cristaux n'ayant pas d'orientation préférentielle entraîne beaucoup d'effets non désirés.

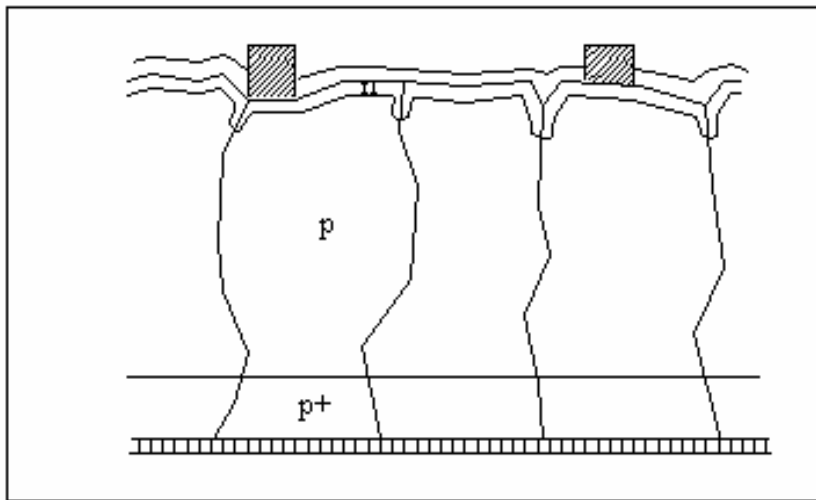
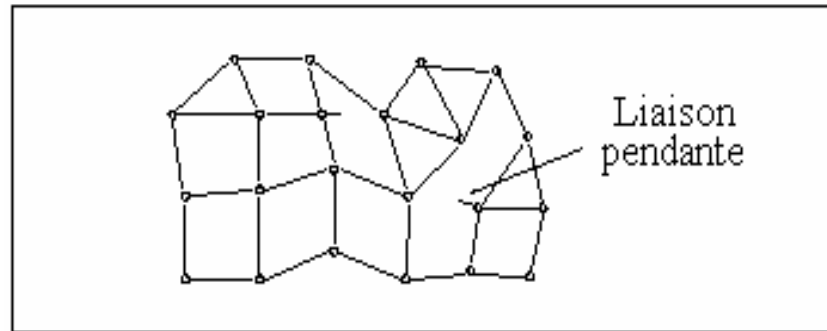


Figure 3.10
Cellule semi-cristalline

3.2.3 Cellules amorphes

La fabrication du silicium amorphe est encore moins critique que celle du poly-cristal. Directement à partir du silicium sous forme gazeuse (silane), on peut déposer sur différents substrats du silicium amorphe. On parle de silicium amorphe parce que le matériau n'a plus de structure cristalline: les atomes sont en général liés à quatre autres atomes mais sans ordre, ni périodicité ce qui entraîne des micro-vides lorsqu'un atome est parfois lié à seulement trois autres atomes. On parle ici de liaisons non satisfaites ou pendantes. Ces discontinuités créent beaucoup de niveaux d'énergie permis à travers la bande interdite (gap), ce qui empêche de doper effectivement le matériau ou d'obtenir des durées de vie raisonnables des porteurs. Cependant le silicium amorphe provenant du silane contient une proportion importante d'hydrogène (5 à 10 %) qui va se lier à ces liaisons pendantes et à d'autres défauts du matériau, réduisant la densité d'états dans la bande interdite et permettant le dopage du matériau. La figure 3.11 montre un arrangement possible d'atomes de silicium amorphe.

Figure 3.11
Aspect du silicium amorphe

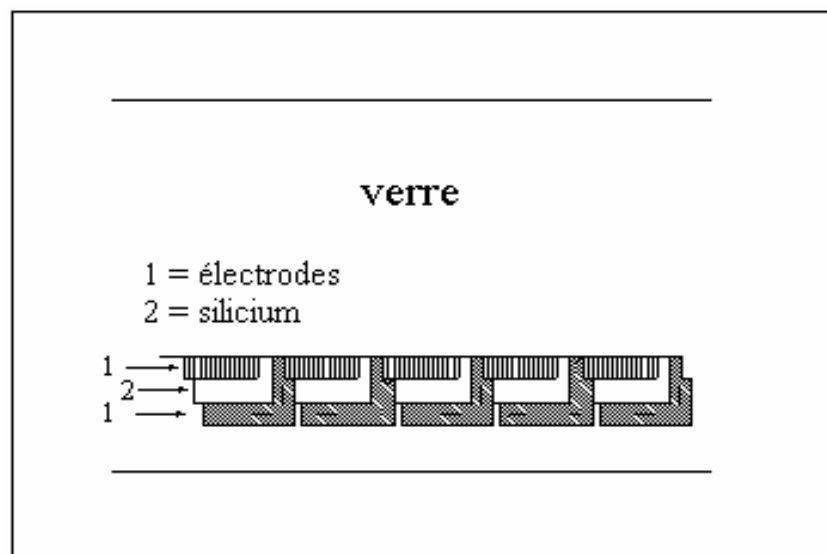


On fabrique ainsi un composé qui est un alliage de silicium amorphe et d'hydrogène: a-Si:H. Cet alliage présente un gap plus élevé que le silicium cristallin et absorbe la lumière beaucoup plus fortement, 1 μm suffisant à capter le rayonnement reçu sur terre. Ce qui signifie que la quantité de silicium nécessaire n'est plus prépondérante en regard des autres coûts de la cellule. Des films de 1 μm peuvent être déposés sur des substrats divers: sur le marché on trouve le plus souvent le verre (structure très proche) ou l'acier inoxydable, ce qui permet de fabriquer des panneaux peu fragiles et légers.

Le dopage est effectué lors du dépôt du matériau en ajoutant les éléments sous forme gazeuse au silane.

La structure inhomogène du matériau rend la structure instable: lors des premiers jours de fonctionnement, un panneau amorphe verra son courant diminuer de 10 à 20 % pour ensuite se stabiliser. A l'état actuel de la technique, les fabricants de panneaux amorphes offrent une garantie d'au moins 5 à 10 années d'une baisse maximale de performance de 10 %. Les cellules amorphes à gap plus élevé que le silicium cristallin ont une tension plus élevée mais le rendement maximal atteignable avec une jonction est de l'ordre de 13 %. A part le coût de matière beaucoup plus faible, le principal avantage des cellules amorphes est leur faible épaisseur qui permet de réaliser une structure multi-cellules en séries à tension directement utilisable pour par exemple recharger une batterie.

Figure 3.12
Cellules amorphes sur
substrat de verre



Un autre intérêt de la cellule amorphe est la possibilité de varier les dopants pour réaliser des structures multicouches à gaps différents, chaque couche étant spécialisée dans la conversion d'une bande du spectre de lumière. Les panneaux sur le marché sont soit à une seule jonction avec des rendements de 4 à 6 %, soit à deux jonctions atteignant 7 à 9 %. Le développement des cellules amorphes a bénéficié de leur utilisation à grande échelle comme source de courant dans les calculatrices solaires: plusieurs mégawatts de telles cellules sont fabriqués chaque année. Un avantage du silicium amorphe dans cet usage est son meilleur rendement à très faibles éclairagements et dans les petites longueurs d'onde (bleus d'éclairage fluorescent).

3.2.4 Energie grise

Un aspect important lorsqu'on fabrique un générateur solaire est de savoir s'il va produire plus d'énergie dans sa vie qu'il n'en a fallu pour le fabriquer. Le tableau 3.1 présente les valeurs d'un générateur seul à partir de chiffres publiés en 1989 et 1994 pour montrer l'évolution de la technique.

Technologie	Année	Energie grise (kWh/Wp)	Rendement (%)
Mono-cristalline	1989	8.06	14
	1994	4.69	15.5
Poly-cristalline	1989	7.30	12
	1994	3.52	13.5
Amorphe	1989	4.22	6
	1994	2.54	8

Table 3.1
Energie grise de générateurs solaires seuls

En calculant le retour d'énergie prévu (chiffres de 1994) avec la même irradiance que plus haut (1000 kWh/m²), on voit que pour un générateur seul amorphe de 8 % de rendement, la durée est de 2.5 ans; pour un poly-cristallin de 13.5 %, la durée est de 3.5 ans et pour un mono-cristallin de 15.5 %, la durée est de 4.7 ans.

Technologie	Année	Energie grise (kWh/Wp)	Relative (%)
Mono-cristalline	1989	11.0	100
	1994	5.9	53.6
Poly-cristalline	1989	10.8	98.2
	1994	5.0	45.5
Amorphe	1989	9.5	86.4
	1994	4.5	40.9

Table 3.2
Energie grise de générateurs solaires installés

La table 3.2 nous montre que lorsqu'on examine l'énergie grise du générateur installé, les différences entre technologies sont moins importantes : l'amorphe à plus petit rendement demande plus d'infrastructure, ce qui le pénalise dans cette comparaison. Cette technologie est actuellement intéressante surtout pour les petits systèmes de 10 à 20 W de générateur.

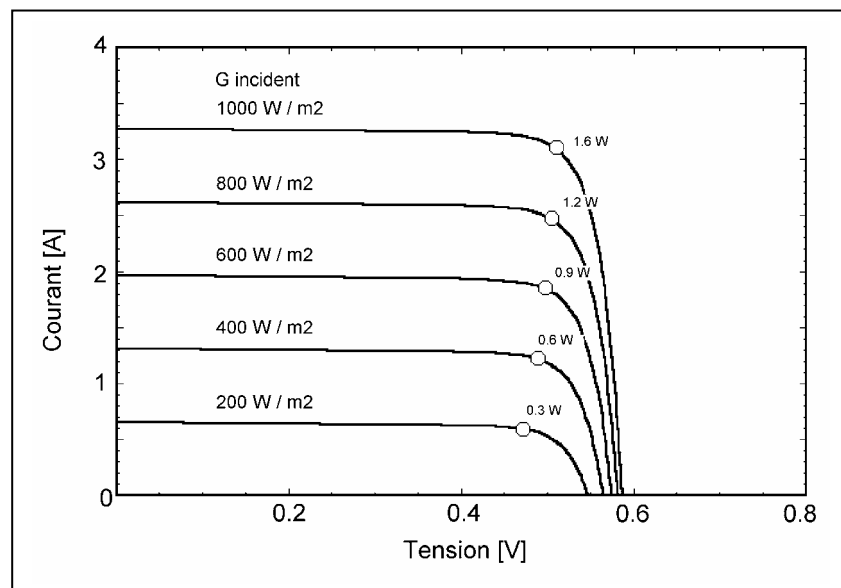
3.3 Caractéristiques des cellules photovoltaïques

On présente ci-dessous les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques au silicium cristallin ou amorphe. Les autres technologies, difficilement disponible sur le marché ne seront pas abordées; cependant la majorité des effets décrits ici peuvent être transposés à d'autres cellules par simple ajustement de paramètres.

3.3.1 Courbe I-V en fonction de la lumière

La première caractéristique intéressante est de savoir comment une cellule réagit à différentes intensités lumineuses. En fin de fabrication, toutes les cellules sont mesurées sous une irradiance de 1 kW/m² et si possible spectre AM 1.5 à l'aide de sources lumineuses au xénon qui permettent d'obtenir un spectre proche de celui du soleil.

Figure 3.13
Courbes I / V sous
différentes irradiances



La figure 3.13 présente une cellule mono-cristalline typique de 10 x 10 cm: on a tracé la variation du courant par rapport à la tension pour plusieurs irradiances. On représente la courbe dans le quadrant 1 pour des raisons de commodité et facilité de lecture. On remarque que la courbe de puissance passe par un maximum à environ 0.48 volts, valeur typique dans cette technologie; à cette tension V(pmax), on fait correspondre un courant I(pmax) et en traçant le rectangle passant par ces points, on définit la surface sous la courbe. Plus une cellule sera de bonne qualité, plus cette surface sera grande pour un

courant inchangé et plus la courbe sera carrée. On définit ainsi le facteur de remplissage **FF** (fill factor):

$$FF = P_{max} / (V_{oc} * I_{sc})$$

Fill factor

Dans la fabrication, on va chercher à optimiser le fill factor sans perdre de courant ni de tension: en effet une cellule à grille de métallisation large aura peu de résistance série et un bon fill factor mais aura perdu du courant à cause de l'ombrage, l'optimum sera un compromis entre ces deux points. Les valeurs typiques de fill factor vont environ de 60 % (cellules amorphes ou médiocres) à 80 % (meilleures cellules).

On remarque également que le courant est directement proportionnel à l'irradiance à ces niveaux d'éclairement. La tension par contre n'est pas très dégradée lorsque la lumière baisse; dans une cellule monocristalline, la résistance parasite shunt reste assez élevée et la cellule peut fournir une tension correcte même à petits éclairages. Pour une cellule poly-cristalline qui présente une plus faible résistance shunt, la tension peut parfois baisser de manière importante dès que la lumière est en dessous de 30 à 50 W/m² (3 à 5 % du maximum). Au contraire si une cellule présente une résistance parasite série importante, c'est à lumière élevée que la tension au point de puissance maximale en souffrira le plus: dans ce cas lorsque l'irradiance baisse, le fill factor augmente et la courbe devient plus carrée (cas habituel des cellules amorphes).

3.3.2 Courbe I-V en fonction de la température

L'effet le plus important est l'influence de la température qui demandera des choix importants dans la conception des panneaux et des systèmes.

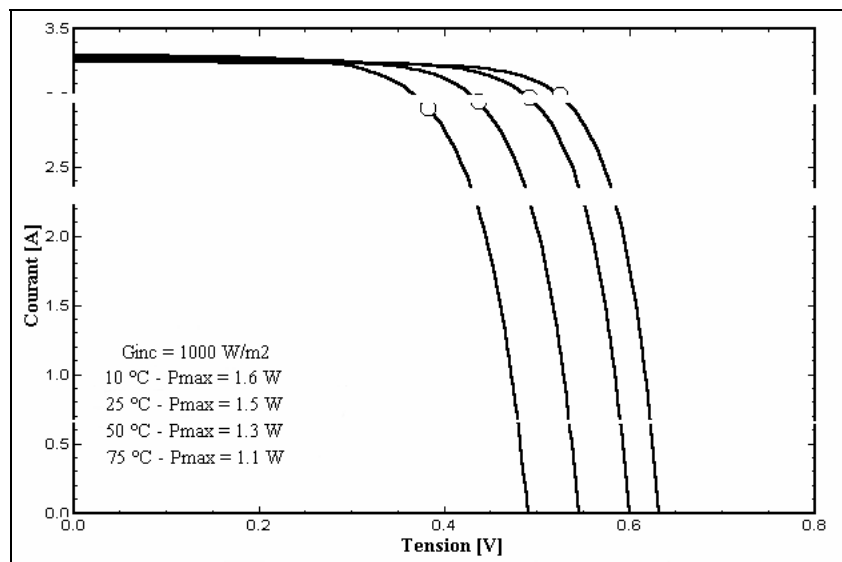


Figure 3.14
Courbe I / V en fonction de la température

La figure 3.14 présente le comportement de la même cellule sous une lumière de 1 kW/m² et à des températures entre 0 et 75 °C. On remarque l'importance des variations de la tension qui perd environ 2 à 2.5 mV/K (env. 0.41 %/K) pour une cellule au silicium cristallin. Pour d'autres technologies, les variations de la tension en fonction de la

Le rendement baisse lorsque la température augmente

température baissent lorsque le gap augmente: pour le GaAs, l'effet est environ de la moitié (env. 0.22 %/K) et pour le silicium amorphe, l'effet est réduit de 30 % (env. 0.29 %/K). Le courant gagne un petit peu d'intensité lorsque la température augmente; ceci peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière, le gap baissant lorsque la température augmente. L'accroissement du courant peut être négligé au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule en température est une perte de 0.4 à 0.5 % par degré K.

3.3.3 Structure d'un panneau photovoltaïque

On a vu qu'une cellule au silicium cristallin présente une tension ouverte de 0.55 à 0.60 V et un point de puissance maximale correspondant à environ 0.45 V. Les premiers panneaux ont été conçus pour pouvoir recharger une batterie standard au plomb de 12 V.

Considérant que le panneau doit pouvoir charger cette batterie jusqu'à sa tension maximale d'environ 14 V et que l'on va perdre 1 à 2 V en câblage et électronique de contrôle, il faudra dimensionner un panneau fonctionnant à environ 16 V à sa puissance maximale. Si l'on divise 16 par 0.45, on trouve le chiffre arrondi de 36, valeur extrêmement courante comme nombre de cellules séries des panneaux usuels du marché.

**30 à 44 cellules en série
pour un panneau « 12V »**

En pratique, on pourra choisir sur une offre qui va de 30 à 44 cellules par panneau pour les modèles les plus courants. On commence à trouver des panneaux spéciaux comportant des nombres différents de cellules conçus pour les grands systèmes connectés sur le réseau qui travaillent souvent à plus de 100 V mais ceux-ci sont encore l'exception et le panneau standard type 12 V est toujours largement majoritaire.

Les fonctions principales du panneau photovoltaïque sont la protection des cellules de l'environnement, leur mise en séries pour atteindre une tension "utilisable" et une protection mécanique.

Irradiées par un spectre solaire au niveau de la terre, les cellules ont une durée de vie illimitée pourvu que les matériaux externes utilisés pour leur confection (métaux des contacts) soient protégés des atteintes de l'environnement. Pour les cellules à usage extra-terrestre (satellites), leur durée de vie peut être limitée par des dopages dus aux radiations ionisantes solaires, radiations qui sur terre sont filtrées par l'atmosphère.

Ci-dessous on présente quelques possibilités de protection des cellules ainsi que les performances globales des panneaux obtenus.

3.3.4 Module au silicium cristallin

On utilise la même technologie pour réaliser des modules avec des cellules mono- ou poly-cristallines; la seule différence est en général un nombre plus élevé de cellules pour les polycristallins, la tension de leurs cellules au point de puissance maximale étant plus faible que celles des cellules monocristallines.

Deux technologies sont utilisées pour fabriquer un panneau solaire: la première s'appuie sur un verre trempé devant les cellules comme principal support mécanique, la seconde utilise un matériau arrière rigide comme support mécanique et une face avant plastifiée. Le

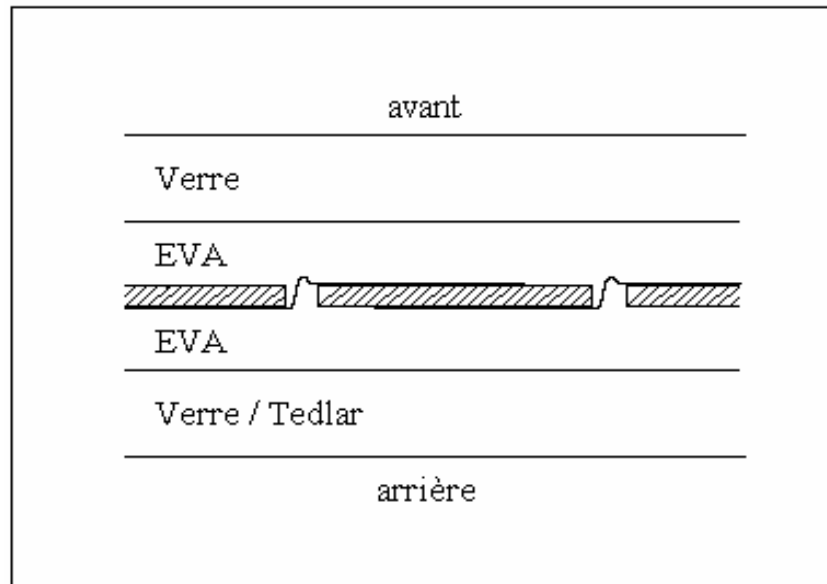
premier type est le plus courant (cf. figure 3.15) et les séquences de fabrication sont par exemple:

- Après le tri en courant à une tension donnée, dernière étape de la fabrication des cellules, on soude des bandes de cellules en plusieurs séries, la connexion du dessus d'une cellule au-dessous de la cellule suivante se faisant par une bande de cuivre étamée plate (tab); la soudure peut être réalisée à la main avec un simple fer à souder, ou par des machines soudant par points. Le tab traverse en général les trois quarts de la cellule dessus avec plusieurs points de soudure pour abaisser la résistance série. La longueur de la chaîne correspond à la longueur du panneau où l'on dispose usuellement trois rangées de 10 à 12 cellules ou 4 rangées de 9 à 11 cellules.
- Le tab entre les cellules forme une petite boucle destinée à absorber les mouvements des cellules dus aux dilatations.
- On procède ensuite à un premier contrôle électrique et optique de la chaîne avec une source lumineuse de grande surface. Les chaînes sont alors placées en parallèle et reliées entre elles la plupart du temps en série. Avant de procéder à l'encapsulation, il faut encore nettoyer les soudures pour éliminer les résidus de flux éventuels.
- Les matrices de cellules sont alors placées à l'envers dans une pile de matériaux comprenant: dessous une plaque de verre trempé, ensuite une couche d'EVA, ethylvinylacétate, une feuille de fibre de verre texturée pour l'évacuation de l'air, une feuille d'EVA et au sommet une feuille de matériau composite étanche (barrière d'humidité) ou une deuxième plaque de verre. L'EVA est utilisé comme matériau moulant et absorbant les dilatations; il est également stable et ne vieillit pas aux UV.
- La pile est ensuite transférée dans un lamineur, machine à chambre étanche qui réalise le cycle suivant: évacuation de l'air entre les couches, différents cycles thermiques dont un passage à 150 °C et compression pour liquéfier l'EVA qui pénètre partout entre les couches; on obtient après refroidissement un laminat, l'EVA ayant polymérisé et étant devenu transparent.
- Les passages de connexions, ainsi que les bords du laminat sont les endroits les plus fragiles du panneau, les plus susceptibles de laisser passer de l'humidité jusqu'aux cellules.
- On monte ensuite une boîte de connexion ou un connecteur à l'arrière englobant les sorties du panneau qui sont encore noyées dans la résine. Ensuite le laminat est entouré d'un joint étanche et utilisé tel quel dans le cas de modules intégrés à une structure porteuse (façade, toiture, ...) ou entouré d'un cadre en général en aluminium anodisé, le joint étanche absorbant les dilatations.
- La dernière opération est le test au simulateur solaire qui permet de trier les panneaux qui seront souvent vendus au watt.

Fabrication des panneaux à cellules au silicium

Pour les techniques utilisant un support mécanique arrière comme certains panneaux couche mince placés sur les bateaux ou les véhicules de course solaire, le module est fabriqué de façon similaire, une plaque d'aluminium par exemple remplaçant la barrière d'humidité arrière et le verre avant étant remplacé par une couche plastique étanche et vieillissant bien aux UV.

Figure 3.15
Coupe d'un panneau



Les premières techniques d'encapsulation utilisaient des résines silicones comme isolant à l'environnement, ce qui rendait le procédé "humide" et difficilement automatisable.

Panneaux modernes : laminés dans des plastiques résistant aux UV

Support mécanique en verre trempé

Conditions STC

Valeur NOCT

La technique de lamination est pratiquement sèche et peut être automatisée: elle est actuellement très au point et la plupart des fabricants donnent 10 ans de garantie, certains même 20 ans, pour les modules encapsulés sous verre trempé et montés dans un cadre. Les avantages du verre trempé comme support mécanique sont ses excellentes performances de transparence, son indice de réfraction qui améliore les performances de la couche antireflet des cellules et ses caractéristiques de dilatation très proches de celles des cellules, garantissant peu de tension mécanique entre les cellules.

La figure 3.16 présente la courbe I-V d'un panneau typique de 53 W en fonction de la température. La valeur de 53 W est une mesure sous une irradiance de 1 kW/m^2 , spectre AM 1.5 et température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Ces valeurs sont appelées **STC** (Standard Test Conditions) et elles sont utilisées par tous les fabricants pour définir leurs produits.

Mais ces conditions sont rarement rencontrées dans la réalité (sauf en hiver) parce que la température d'un module au soleil est en général plus élevée que $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Pour tenir compte de conditions plus réalistes et habituelles, les fabricants donnent une valeur de température typique des cellules lorsque la température ambiante est de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, l'irradiance de 800 W/m^2 et le vent de 1 m/sec . Cette valeur est appelée **NOCT** (Nominal Operating Cell Temperature) et pour les panneaux standards, elle varie entre 45 et $50 \text{ }^\circ\text{C}$.

La puissance crête à la température NOCT est une bonne valeur lorsqu'on veut intégrer l'énergie que peut produire un panneau sur une année par exemple. On peut en première approximation multiplier cette puissance par le nombre de kWh/m^2 reçus dans l'année.

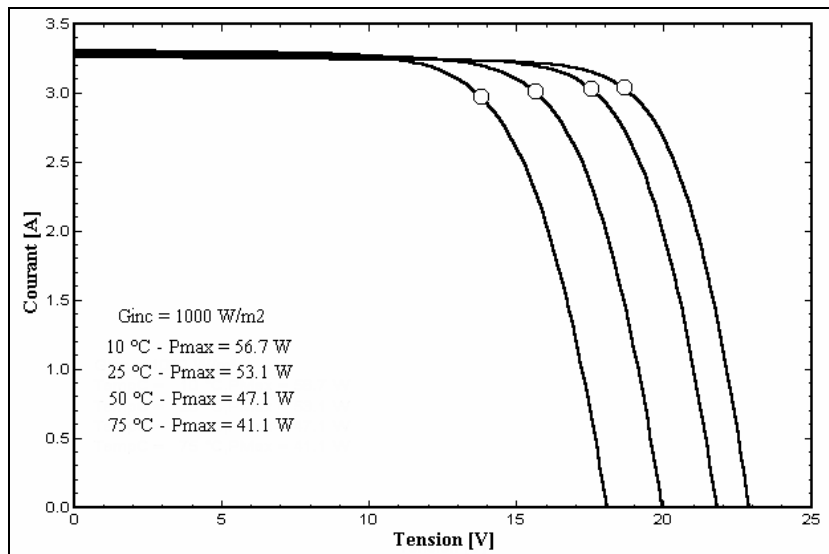


Figure 3.16
Panneau 53 W en fonction
de la température

3.3.5 Panneau au silicium amorphe

Le panneau amorphe fabriqué sous verre est beaucoup plus simple à terminer: les cellules sont fabriquées sous le verre avant en même temps que leurs interconnexions séries. Il reste alors uniquement à protéger l'arrière de la cellule de l'environnement et à connecter le plus et le moins situés aux bords de la plaque de verre. Comme protection arrière, on utilise des films plastiques ou du verre avec un joint élastique entre les deux verres. L'ensemble est alors comme pour les panneaux cristallins entouré d'un joint et d'un cadre en aluminium ou en matière synthétique. Un connecteur est souvent collé au verre arrière, les connexions + et - étant cachées dans le cadre.

Il existe également des modules amorphes de grandes dimension de plus de 1 m² destinés à l'intégration dans les bâtiments. L'intérêt de tels modules est qu'ils devraient permettre de réduire à terme le prix des panneaux intégrés, le rendement dans le cas de panneaux en façade n'étant pas un facteur de choix important lorsque la surface doit de toute façon être couverte; le module devient dans ce cas un élément de construction comme les autres.

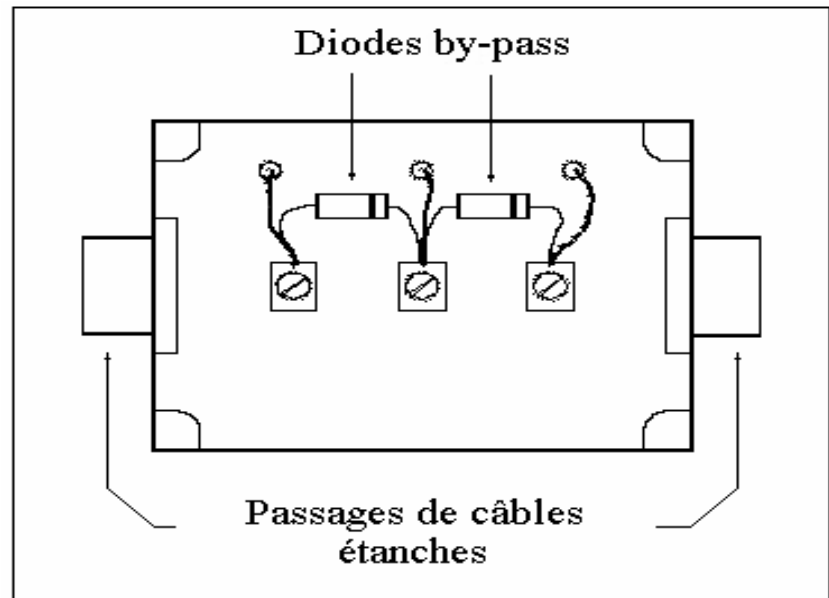
3.3.6 Connexions

Les connexions au panneau solaire sont importantes car elles vont souvent être déterminantes pour la durée de vie du module. Ces connexions sont le plus souvent rassemblées dans un ou deux boîtiers étanches à bornes à vis collés au dos du panneau ou fixés au cadre. Les sorties du panneau arrivant au bornier sont entourées de résine silicone. La plupart des borniers ont au moins trois bornes (standard européen) pour le plus, le moins et le point milieu. Dans ce même standard, on trouve souvent déjà installées deux diodes by-pass dont le rôle sera décrit au chapitre 3.5.2.

Les câbles de liaison arrivant dans le boîtier devront entrer depuis le bas pour réaliser une "goutte pendante" et éviter de transporter l'humidité courant le long des câbles.

La figure 3.17 présente un exemple de bornier typique de panneau européen. On remarque les deux diodes by-pass déjà montées en anti-parallèle.

Figure 3.17
Boîtier de connexion



On s'assurera que de l'eau ne peut pas s'accumuler dans le boîtier et que les connexions sont bien serrées. Si les conditions ambiantes sont très corrosives (bords de mer), on peut noyer la boîte entière dans une résine silicone (à préparer en atelier dans une atmosphère sèche) ou utiliser des modules spéciaux sans boîtier avec sorties par câble.

3.4 Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est l'ensemble des panneaux montés en série et en parallèle pour atteindre une tension et un courant plus grands.

Pour déterminer le nombre de panneaux à utiliser en série et en parallèle, on part de la tension nominale à atteindre que l'on divise par la tension au point de puissance maximale (V_{MP}) d'un panneau au NOCT. Le nombre de panneaux en parallèle sera fonction de la puissance désirée. Lorsque plusieurs panneaux sont connectés en série, il faut se rappeler que même à éclairage faible, la tension ouverte atteint environ 1.4 fois la tension au point de puissance maximale.

Le montage d'un champ de panneaux photovoltaïques sur une structure existante (toit, terrasse, ...) entraîne une charge pondérale supplémentaire de l'ordre de 15 kg / m^2 de module. Cette masse ne devrait pas dépasser 15 % de la charge maximale admise pour le toit ou la terrasse en question.

Les effets du vent sont également considérables surtout si les panneaux sont distants et non intégrés au bâtiment; un calcul permettant le dimensionnement des structures porteuses est proposé au chapitre 3.7.

L'aspect esthétique du champ doit être estimé avant sa construction. Par exemple on évitera de monter des panneaux sur un toit avec un angle différent de celui du toit. On préférera des supports bas sur une terrasse, moins visibles qu'une structure haute.

3.4.1 Mise en série de modules, appairage

La mise en série des modules permet d'augmenter la tension du champ. Pour déterminer le nombre de panneaux à connecter en série, il faut connaître la tension nominale nécessaire et la tension de fonctionnement des modules.

Pour des systèmes autonomes chargeant des batteries, la tension nominale est le plus souvent un multiple de 12 V, tension de charge prévue pour les panneaux ayant de 33 à 40 cellules. Le choix dans ce cas dépend de la température ambiante du site qui détermine le choix du module, les panneaux à grands nombre de cellules pour les pays chauds, à nombre de cellules plus faible pour les pays tempérés. Ensuite on connecte en série le même nombre de panneaux que de batteries 12 V en série.

Pour les installations reliées à un **MPT**, Max Power Tracker, (cf. chapitre 5) fonctionnant comme régulateur, on choisira un MPT qui abaisse la tension et permet de connecter plus de panneaux en série qu'il n'y a de batteries en série. Ceci permet de réduire la section du câblage et de minimiser les pertes ohmiques de celui-ci.

Champ photovoltaïque = plusieurs panneaux interconnectés

Avantages du MPT = rendement plus élevé pour toute température du module

3.4.2 Effets de l'ombre

On a vu que le courant d'un panneau ou d'un champ est limité par celui de la plus mauvaise cellule ou du plus mauvais panneau. L'ombre va jouer le même effet: si une seule cellule de la chaîne est à l'ombre, le courant total sera limité par le courant de cette cellule. Il est donc impératif d'éviter au maximum les ombres provoquées par les obstacles proches. Un piquet devant un champ photovoltaïque pourra considérablement réduire la puissance si son ombre balaie le champ durant la course du soleil.

Un autre effet beaucoup plus insidieux apparaît lorsqu'une cellule est ombrée, le reste du panneau étant au soleil: cet effet est appelé **Hot Spot (point chaud)** et il peut entraîner la destruction de la cellule ombrée.

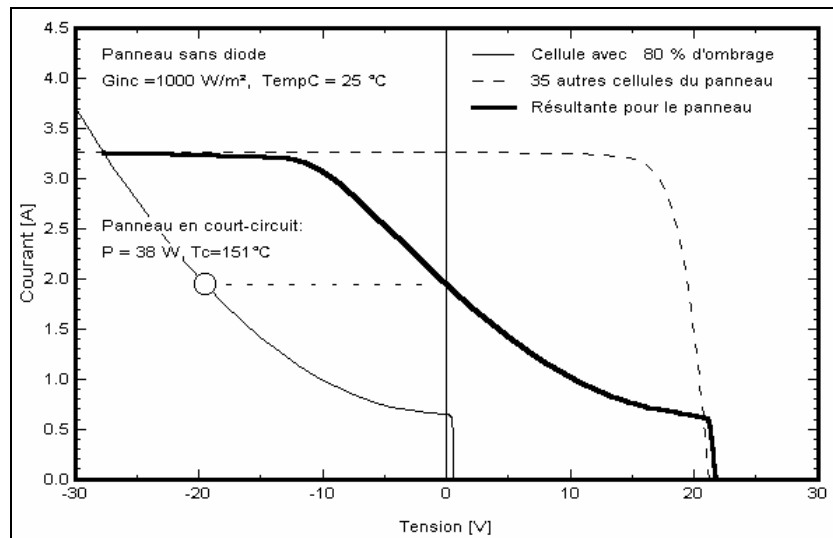
Hot spot = risque de destruction de cellule dès 2 panneaux en série

On a vu que la cellule solaire n'est ni une source de courant, ni une source de tension mais qu'elle peut jouer ces deux rôles suivant la charge qui lui est connectée: c'est-à-dire qu'elle va fonctionner au point de puissance donné par la charge. En reprenant l'exemple du panneau à 36 cellules, on peut essayer de chiffrer les dégâts à une température de cellule de 25 °C en partant des hypothèses suivantes:

- une cellule d'un panneau de la chaîne est ombrée par une feuille très opaque laissant passer seulement 20 % de lumière
- toutes les autres cellules sont sous irradiance maximale
- le panneau charge une batterie à travers un régulateur de type « shunt »
- comme la batterie est pleine, le régulateur court-circuite le panneau

La figure 3.18 présente la caractéristique I-V d'un panneau dans ces conditions: on remarque que le point de fonctionnement de la cellule est calculable par itération pour déterminer le courant.

Figure 3.18
Panneau ombré
sans protection

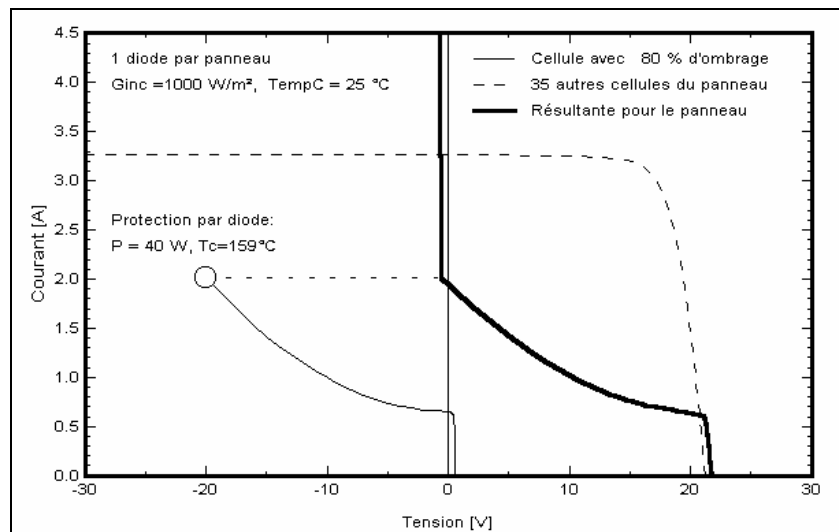


3.4.3 Protection par diode anti-parallèle

Pour remédier à ce problème, on monte en parallèle avec chaque panneau, une ou deux diodes **by-pass**, en opposition, c'est-à-dire avec la cathode au + du panneau: la tension inverse du panneau ne peut alors pas dépasser la tension directe des diodes, soit environ 1 ou 2 V. La figure 3.19 présente la courbe I-V d'un panneau protégé par une diode by-pass.

On remarque que cette diode ne sert à rien, au contraire la puissance inverse sur la cellule ombrée a encore augmenté.

Figure 3.19
Panneau avec une
diode by-pass



Ces deux exemples montrent qu'une diode by-pass n'est pas une protection suffisante. C'est pourquoi les normes européennes imposent des protections qui font appel à deux diodes by-pass.

La figure 3.20 présente la courbe I-V d'un panneau ombré à deux diodes by-pass.

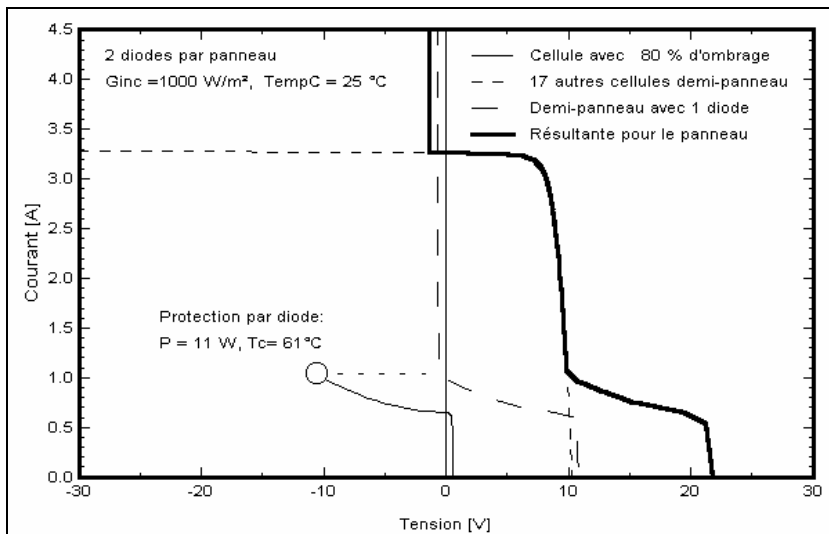


Figure 3.20
Panneau avec deux diodes by-pass

Dans ce cas, la puissance maximale que peut atteindre la cellule ombrée est de 11 W à 25 °C, ce qui fait monter sa température à 61 °C. Ce niveau de température n'est maintenant plus destructeur et le panneau est efficacement protégé.

Ces courbes ont été tracées par le logiciel PVSYST qui permet de varier les données pour s'adapter à un cas de figure précis.

Ces simulations sur l'effet des ombres partielles montrent que le choix de la technologie du régulateur est important:

- avec un régulateur « shunt », les diodes by-pass sont absolument nécessaires
- avec un régulateur « série », les diodes by-pass sont absolument nécessaires si la tension nominale dépasse 12 V

Un régulateur série fait fonctionner les panneaux soit à la tension de batterie, soit ouverts. Il peut apparaître un « hot spot » seulement pendant la charge et à 12 V de tension de panneau, si une cellule est ombrée, la tension inverse et le courant à ses bornes ne seront pas suffisants pour la détruire.

3.4.4 Mise en parallèle de modules

La mise en parallèle des modules ne pose pas de problème particulier. Plusieurs panneaux connectés en parallèle vont travailler à la même tension, leurs courants respectifs s'additionnant.

Pour des systèmes à grand nombre de panneaux en parallèles, si le régulateur est du type série, on pourra ajouter une diode de blocage dans chaque chaîne de panneaux, par exemple dans la boîte de connexion des panneaux; ce procédé apporte deux avantages:

La diode série assure qu'aucun courant ne peut circuler d'une chaîne dans l'autre: par exemple si une chaîne comporte des panneaux moins performants (résistance shunt plus faible), elle ne pourra pas absorber de courant provenant des autres chaînes. Ce phénomène est surtout important aux faibles niveaux d'irradiance ou lorsqu'un panneau d'une chaîne subit un ombrage.

Le montage des diodes de blocage par chaînes de panneaux permet d'utiliser des diodes plus petites sans refroidisseur.

**Diode de blocage
absolument nécessaire
en pays froids**

3.5 Dangers du courant continu

Un panneau photovoltaïque fournit une tension dès la présence de lumière. Pour les systèmes comportant plusieurs panneaux en série, on peut faire apparaître un arc électrique très facilement. Il suffit d'une connexion douteuse ou d'une mauvaise isolation pour faire démarrer un arc électrique qui ne disparaîtra que lorsque les contacts seront détruits ou qu'il fait nuit.

Une autre propriété du courant continu favorise l'apparition de courants parasites lorsque plusieurs métaux sont en contact dans une atmosphère humide. Ces courants parasites vont transformer la jonction des métaux en une pile, ce qui va décomposer le métal au potentiel électrochimique le plus faible; ce phénomène pratiquement négligeable avec du courant alternatif peut détruire des contacts en quelques mois si l'atmosphère est corrosive (air salin par exemple).

Enfin le courant continu est plus dangereux pour le corps humain: à faible dose, il provoque des désordres électrochimiques qui peuvent entraîner la mort et à haute intensité, il provoque des brûlures très dangereuses. Les installations fonctionnant à moins de 50 V ne représentent pas de grand danger. Dès 120 V, par contre, il faut prévoir des mesures de protections spéciales.

Sur un chantier, il faut garder à l'esprit qu'un champ de panneaux génère une tension proche de la maximale dès le lever du jour, même par temps couvert. Lors des travaux de câblage, il faut être extrêmement prudent, spécialement sur les installations fonctionnant à plusieurs centaines de volts.

3.5.1 Arc électrique

C'est le phénomène le plus spectaculaire que l'on peut faire apparaître déjà avec quelques panneaux en série au soleil lors du câblage.

Entre deux conducteurs à polarisation opposée se forme un champ électrique qui dépend de leur espacement et de la tension. Si la distance est assez petite, l'air s'ionise par l'augmentation du champ: dans le cas du courant alternatif, l'inversion du champ à 50 Hz provoque chaque fois son annulation. Par contre en DC, l'ionisation ne baisse pas et le risque d'apparition d'un arc est beaucoup plus élevé. En application habituelle d'appareils ou installation en DC mais alimentées par le réseau, un arc va provoquer un court-circuit et une forte augmentation du courant qui en général déclenchera une protection (fusible, ...). Dans le cas des panneaux photovoltaïques, le courant de court-circuit est pratiquement le même que le courant nominal et d'autre part il varie en fonction de la lumière. On ne peut donc pas protéger les appareils alimentés par des panneaux à l'aide des protections classiques.

L'arc atteint des températures de quelque 1000 °C. Les pièces de toute matière entourant l'arc commencent à fondre, l'isolation à brûler et l'arc se propage le long des conducteurs.

Tous les appareils utilisés dans le câblage et surtout ceux qui doivent interrompre le courant du générateur doivent être spécialement conçus pour supporter les niveaux de tension et courant continus du champ.

**Arc électrique =
destruction des contacts**

**Arc en DC = très
difficile à interrompre**

En particulier, les interrupteurs haute tension et grand courant DC contiennent des dispositifs spéciaux (plaques) pour fractionner un arc éventuel, dissiper son énergie et faciliter son extinction.

3.5.2 Risque d'incendie

Les conséquences d'un arc électrique peuvent conduire à un incendie qui pourra occasionner des dégâts locaux ou se propager et détruire un local technique ou une habitation. On peut citer deux exemples.

- un contact défectueux, vis mal serrée ou corrodée, a permis l'apparition d'un arc électrique dans un onduleur: la borne a été détruite mais le feu ne s'est pas propagé, la panne ayant été détectée par un contrôle de routine.
- dans l'installation du Mont-Soleil (500 kW), lors d'un essai, un arc s'est formé sur un disjoncteur, s'est propagé dans tout le local de service et a détruit la régulation et l'onduleur.

Mauvais contact = arc électrique et danger d'incendie

3.5.3 Corrosion électrochimique

La corrosion électrochimique peut apparaître à la jonction de 2 métaux en présence d'humidité. La corrosion va lentement détruire le métal au plus faible potentiel électrochimique. Pour que ce phénomène se produise, il faut:

- un élément constitué de deux métaux différents
- une liaison électrique entre ces deux métaux
- un électrolyte pouvant entrer en contact avec les métaux et transporter les ions; cet électrolyte peut être seulement en surface comme par exemple de l'eau de condensation

Attention au mélange de métaux différents, surtout en bords de mer

La vitesse de la corrosion dépend de la nature de l'électrolyte: en atmosphère saline, la vitesse augmente considérablement. Il faut ainsi veiller aux systèmes en bordure de mer ou proche de routes salées en hiver.

Le courant continu peut s'ajouter au courant galvanique et augmenter la vitesse de corrosion par un facteur 100.

3.6 Montage mécanique

3.6.1 Panneaux montés sur une terrasse

Ce type de montage est assez rare pour les installations autonomes en pays froids où l'on monte la plupart du temps les panneaux directement sur un pan de toit incliné et orienté au sud avec soit la même pente ou en inclinant davantage les panneaux. Par contre dans les pays chauds, la majorité des maisons ont un toit en terrasse et il est nécessaire de réaliser une structure porteuse se fixant ou tenant par son propre poids sur la terrasse. Le calcul ci-dessous a déjà été présenté de manière plus détaillée dans la brochure Pacer 724.243 f sur les centrales photovoltaïques et nous le résumons pour l'adapter aux besoins des plus petits systèmes.

Un système fixé ou posé sur une terrasse doit résister aux forces du vent qui peuvent soit avoir tendance à écraser la structure (vent de face) ou à l'arracher (vent arrière). Dans un pays froid, il faut

également tenir compte de la présence de neige qui alourdit la structure en hiver.

3.6.2 Calculs des forces

En Suisse, la norme SIA 160 définit des valeurs typiques à respecter pour des installations en fonction de l'altitude et de la hauteur de la construction.

Table 3.3
Charge de la neige
selon SIA 160

h	p	h	p	h	p	h	p	h	p
m	kg/m ²	m	kg/m ²	m	kg/m ²	m	kg/m ²	m	kg/m ²
400	92	500	123	600	159	700	202	800	251
900	308	1000	371	1100	440	1200	516	1300	599
1400	688	1500	784	1600	886	1700	995	1800	1111
1900	1233	2000	1362						

h = altitude du lieu
p = pression de la neige
charge minimale: 90 kg/m²

Pour des installations au-dessus de 2000 m, chaque cas doit être étudié tout particulièrement. Pour des toits à pente $\alpha < 60^\circ$ et lorsque la neige peut glisser, la charge peut être évaluée à $p' = p \cdot \cos \alpha$. Sur des pentes plus fortes, la neige en principe ne tient pas.

Table 3.4
Force du vent
selon SIA 160

Hauteur au-dessus du sol	m	0-5	5-15	15-40
Force du vent q	kg/m ²	70	85	100

Beaucoup de toits sont calculés avec des marges de sécurité pour tenir compte de la neige. En cas d'ajout de plusieurs panneaux solaires, il faudra tenir compte des sollicitations mécaniques supplémentaires et renforcer si nécessaire la structure du toit.

Le calcul ci-dessous présente un système posé en terrasse qui tient par son propre poids ; la variante fixée consiste à remplacer le poids minimal par une fixation supportant les mêmes sollicitations.

Les deux cas des vents de face et arrière sont présentés.

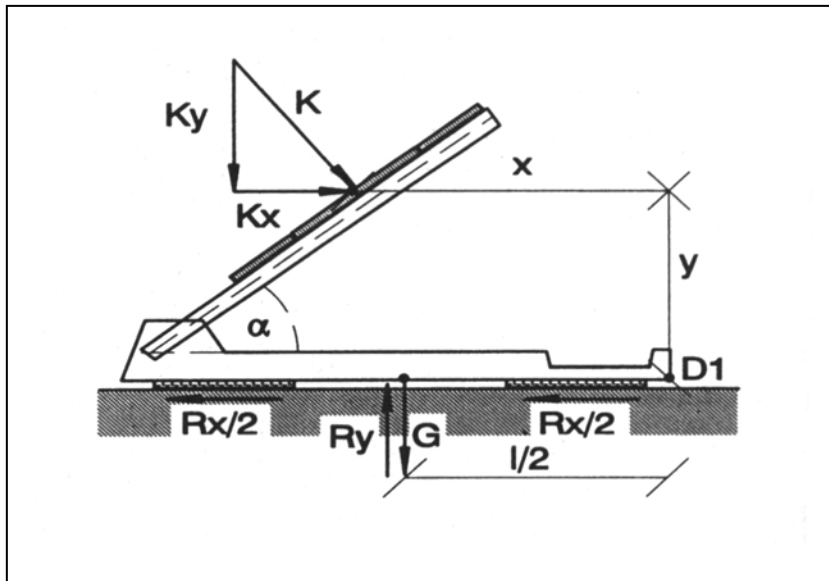


Figure 3.21
Forces exercées
par les vents

- q = pression du vent [kg/m^2]
- A = surface [m^2]
- c = facteur de courant [1 - 1.5]
- R = réaction [kg]
- D = axe du moment [D1 vent de face - D2 vent arrière]
- α = angle d'inclinaison [°]
- G = poids [kg]
- μ = coefficient de frottement [0.7]
- K = force du vent [kg]
- ls = longueur du support horizontal [m]
- y = hauteur médiane des panneaux [m (y_1 & y_2)]
- x = distance horizontale à l'axe de rotation [m (x_1 & x_2)]

3.6.2.1 Vent de face

L'action du vent est représentée par une force agissant au centre de la surface du plan des panneaux. Cette force est divisée en ses deux composantes horizontale et verticale, K_x et K_y .

K	=	$c \cdot q \cdot A$
K_x	=	$K \cdot \sin \alpha$
K_y	=	$K \cdot \cos \alpha$

L'action du vent de face entraîne des moments et des forces par rapport au point D1.

Equilibre des forces :		
R_y	=	$K_y + G$ composante verticale
R_x	=	K_x composante horizontale

Moments par rapport à D1 :

$$K_x \cdot y_1 = G \cdot l_s / 2 + K_y \cdot x_1$$

Condition d'adhérence :

$$R_x > \mu \cdot R_y = \mu \cdot (K_y + G)$$

Limite de basculement :

$$K_x \cdot y_1 < G \cdot l_s / 2 + K_y \cdot x_1$$

La terrasse doit être en mesure de supporter la force supplémentaire R_y en plus des autres charges.

La force horizontale de frottement R_x doit être supérieure à la force d'entraînement K_x .

Le moment $K_x \cdot y_1$ ne doit pas dépasser celui résultant du poids et de la composante horizontale du vent. Plus le socle sera long, plus cet effort sera faible.

3.6.2.2 Vent arrière

Le calcul est le même que pour le cas précédent, les moments se rapportant alors au point de fixation avant des panneaux (D2).

Les dangers de glissement et de basculement au point D2 sont plus importants. Pour parer à ces effets, on peut:

- augmenter le poids de la structure
- ajouter un paravent arrière
- prolonger le support horizontal vers l'avant

Equilibre des forces :

$$R_y = G - K_y \quad \text{composante verticale}$$

$$R_x = K_x \quad \text{composante horizontale}$$

Moments par rapport à D2 :

$$K_x \cdot y_2 = G \cdot l_s / 2 - K_y \cdot x_2$$

Condition d'adhérence :

$$R_x > \mu \cdot R_y = \mu \cdot (G - K_y)$$

Limite de basculement :

$$K_x \cdot y_2 < G \cdot l_s / 2 - K_y \cdot x_2$$

Ces équations présentent les valeurs marginales pour le dimensionnement de cette structure portante. Dans un cas réel, il faudra toujours s'assurer que la terrasse peut supporter les sollicitations supplémentaires.

3.6.2.3 Structures sur toits inclinés

Dans les cas de panneaux montés parallèlement à la surface d'un toit, il faudra répartir les forces d'arrachement sur l'ensemble des points de fixation; plus ce nombre de fixations sera grand, moins sera élevée chaque force.

Dans ce type de montage, il faut veiller en particulier:

- à équilibrer les forces sur chaque point de fixation
- à ne pas détruire l'étanchéité du toit
- à éviter une structure qui pourrait accumuler l'eau
- à l'étanchéité des passages de câbles et boîtiers de panneaux
- à permettre une bonne ventilation des panneaux

Pour calculer la pression d'arrachement du vent, on prend en valeur négative la pression du vent donnée à la figure 3.21.

$$K = c \cdot q \cdot A$$

Références :

[1] A. Ricaud, Photopiles solaires, 1997, Presses polytechniques et universitaires romandes, Lausanne

[2] J.-D. Chatelain, Traité d'électricité, Volume VII, Dispositifs à semi-conducteurs, 1979 Editions Georgi, St-Saphorin

4. Batteries

4.1	Batteries au Ni-Cd	69
4.1.1	Caractéristique de charge	70
4.1.2	Caractéristique de décharge	70
4.1.3	Influence de la température	70
4.1.4	Rendement	71
4.1.5	Cyclage et durée de vie	71
4.1.6	Auto-décharge	72
4.1.7	Mise en série / parallèle, montage	72
4.1.8	Effet de mémoire	72
4.1.9	Prix	72

4.2	Batteries au plomb	73
4.2.1	Construction	73
4.2.1.1	Diffusion de l'électrolyte	74
4.2.1.2	Matériel actif	74
4.2.2	Caractéristique de charge	75
4.2.3	Caractéristique de décharge	76
4.2.4	Valeurs typiques	77
4.2.4.1	Capacité	77
4.2.4.2	Etat de charge	77
4.2.5	Influences de la température	77
4.2.6	Rendement	78
4.2.7	Cyclage et durée de vie	79
4.2.8	Auto-décharge	79
4.2.9	Mise en série / parallèle, montage	79
4.2.10	Tension nominale	79
4.2.11	Vieillessement	80
4.2.12	Prix	80
4.2.13	Expériences en pays chauds	81
4.2.14	Entretien	81

4. Batteries

Les batteries sont des composants utilisés dans la majorité des systèmes autonomes. Seules quelques applications utilisant l'énergie au fil du soleil comme par exemple du pompage ou de la ventilation peuvent se passer d'accumuler l'énergie ; aussi, bien connaître les batteries, est un élément essentiel au succès des systèmes autonomes.

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes sont en général de type plomb-acide. Les batteries au cadmium-nickel sont rarement utilisées car leur prix est beaucoup plus élevé ; cependant on en donnera quelques paramètres typiques, leur emploi étant plus fréquent dans les applications professionnelles. On ne présente pas ci-dessous le dérivé de Ni-Cd, le Ni-MH qui est encore trop récent pour que l'on ait des informations sur son comportement sur le terrain. Les principaux avantages de ce matériau sont une densité énergétique 30 à 50 % plus élevée et l'absence du Cd, polluant dangereux s'il n'est pas recyclé convenablement.

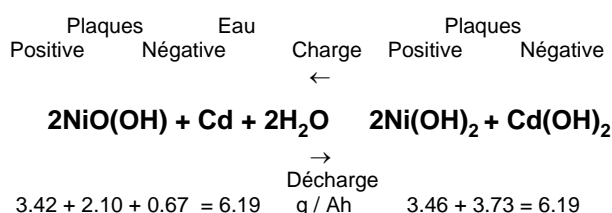
D'autres batteries sont en développement principalement chez les constructeurs s'intéressant à la voiture électrique. On peut citer un développement qui utilise de l'air comprimé comme accumulateur d'énergie, l'intérêt potentiel de ce procédé est la grande durée de vie prévue et l'absence de composants chimiques à recycler.

Pour alimenter de petits consommateurs, certains fabricants offrent depuis 1996 des piles alcalines rechargeables qui ont une durée de vie de 8 à 10 cycles. L'intérêt de ces piles est un coût beaucoup plus bas que le Ni-Cd et une utilisation de matériaux moins polluants mais le nombre de cycles actuel est encore trop faible pour espérer une généralisation de ces accumulateurs.

4.1 Batteries au Ni-Cd

Dans ce paragraphe, on passe en revue de manière raccourcie les paramètres principaux de la batterie au Ni-Cd. Cette batterie, beaucoup plus chère que celle au plomb, n'est pratiquement pas utilisée pour les systèmes solaires privés mais seulement pour des applications professionnelles.

Les équations chimiques des caractéristiques de charge et décharge sont exprimées ci-dessous :



L'électrolyte KOH n'apparaît pas dans la relation, il fournit seulement une petite partie de l'eau et sa densité ne varie pratiquement pas.

4.1.1 Caractéristique de charge

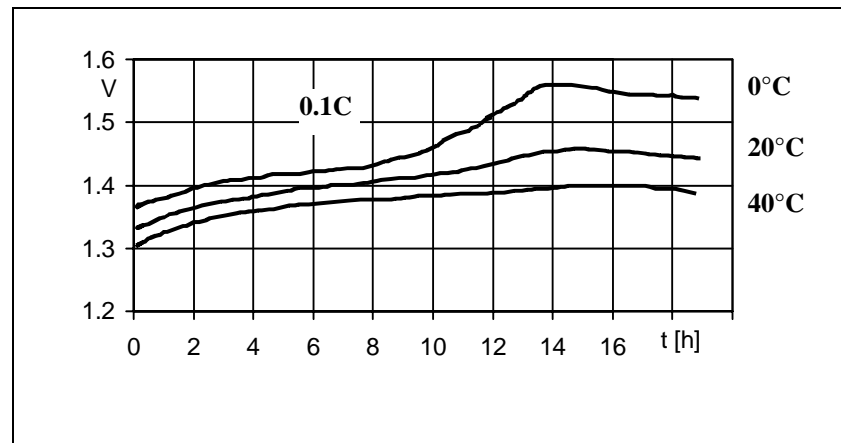
La Fig. 4.1 présente une courbe typique de charge à courant constant pour une cellule Ni-Cd à trois températures.

On remarque que les courbes de charge varient en fonction de la température et que la fin de charge dépend également de la température.

Régulateur impossible

Ces effets rendent la conception d'un régulateur solaire difficile : en effet le courant du panneau varie avec l'ensoleillement et la forte dépendance à la température impose une compensation thermique. Pour cette raison, les batteries au Ni-Cd sont dimensionnées de manière à tolérer un courant permanent de charge, ce qui est possible si ce courant ne dépasse pas quelques pour cent de la capacité.

Figure 4.1
Batterie au Ni-Cd
caractéristique de charge



4.1.2 Caractéristique de décharge

La caractéristique de décharge des cellules Ni-Cd varie suivant leur technologie, la température et le niveau de courant. On ne présente pas ici de courbe particulière, chaque fournisseur ayant des données différentes.

Un point important à noter est que le Ni-Cd peut être complètement déchargé, ce qui rend la présence d'un régulateur de décharge superflu si les utilisateurs tolèrent de fonctionner jusqu'à 0 V.

Contrairement aux batteries au plomb, les batteries au Ni-Cd ont une capacité qui varie peu avec le courant de décharge : par exemple à une capacité de 102 Ah / 5 h correspond une capacité de 110 Ah / 100 h.

4.1.3 Influence de la température

On a vu que la courbe de charge (4.1) est fortement influencée par la température. La température influence beaucoup la capacité (figure 4.2) ; à -20 °C, le Ni-Cd perd la moitié de sa capacité par rapport à

20 °C. A basse température, le principal avantage sur le plomb est que le Ni-Cd ne gèle pas. Ce dernier point peut justifier le choix du Ni-Cd pour des applications dans les pays froids ou en haute altitude, par exemple pour des installations de météorologie ou de télécommunication.

Pour son utilisation en pays chauds, le principal désavantage du Ni-Cd est son taux de pertes internes qui est environ 4 à 5 fois plus élevé que celui du plomb. A 40 °C, les pertes internes peuvent atteindre 1.2 % de la capacité nominale, ce qui pour une batterie dimensionnée avec 5 jours d'autonomie oblige à installer un générateur 6 % plus puissant pour tenir compte de ces pertes. Pour des batteries utilisées dans les pays chauds, il est impératif qu'elles soient installées dans un endroit à l'ombre et bien ventilé ou mieux dans une cave. Ne jamais installer de système compact qui contient des batteries dans un boîtier sous le panneau solaire. L'expérience a montré qu'une lampe compacte contenant à la fois un panneau solaire, un tube fluorescent et une batterie Ni-Cd utilisée en Afrique voyait son autonomie réduite à quelques minutes par jour au lieu des 3 à 4 heures prévues: la température des batteries atteignait 75 °C en milieu de journée.

Eviter les systèmes compacts panneau - batterie

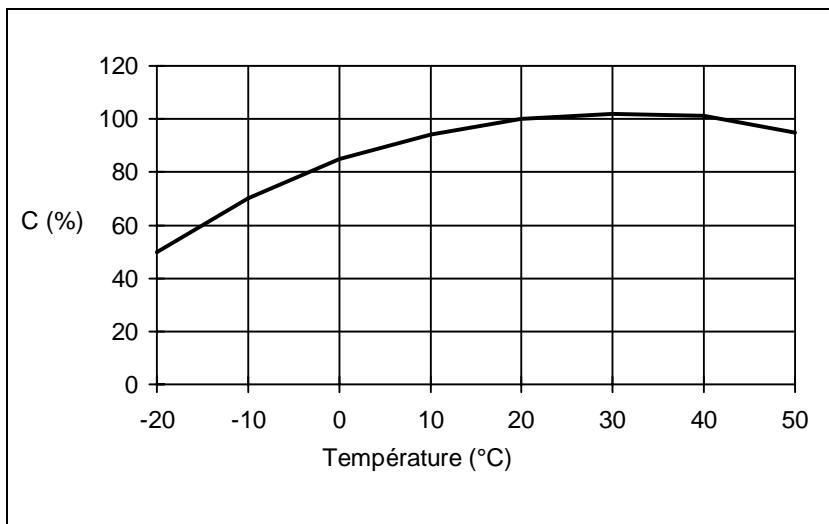


Figure 4.2
Capacité / Température
cellule Ni-Cd

4.1.4 Rendement

Le rendement charge/décharge est en général plus faible que pour le plomb : calculé en Ah, il vaut en général 70 à 80 % pour les petites cellules de 0.5 à 7 Ah. Pour les éléments de grande capacité travaillant à des courants de quelques pour cent de leur capacité, le rendement peut atteindre 90 %.

4.1.5 Cyclage et durée de vie

C'est le paramètre le plus favorable des batteries au Ni-Cd: elles supportent en général 1000 cycles à 80 % de décharge, elles supportent d'être stockées déchargées 3 à 5 ans et leur durée de vie atteint facilement 10 ans.

4.1.6 Auto-décharge

Ce paramètre est beaucoup moins favorable au Ni-Cd. Leurs pertes sont en moyenne 5 fois plus élevées que celles de batteries au plomb stockées à une température équivalente. Voir également le commentaire sous 4.2.3.

4.1.7 Mise en série / parallèle, montage

Ici également, le Ni-Cd demande plus de soins: lorsqu'on monte plusieurs cellules de 1.2 V en série, si le système n'est pas équipé d'un régulateur coupant les utilisateurs au-dessous d'environ 1 V par cellule, il faut impérativement mesurer tous les éléments de batterie et appairer les capacités avant de les connecter en série. Si les éléments ne sont pas identiques, en cas de décharge totale, l'élément à plus faible capacité va devoir supporter une inversion de sa tension alors que les autres cellules peuvent encore débitier du courant: cet effet réduit rapidement la durée de vie de cet élément. Les nouvelles cellules au Ni-MH sont en général protégées contre cet effet.

Pour la mise en parallèle, les mêmes précautions que pour le plomb doivent être observées.

Le montage de petits éléments Ni-Cd est en général plus facile grâce à leur étanchéité. Pour les grandes batteries, le bac étanche est également une bonne précaution.

4.1.8 Effet de mémoire

On a observé chez certains accumulateurs au Ni-Cd un effet de mémoire: si l'utilisation de l'accumulateur se limite en général à une décharge partielle, la capacité nominale de la batterie va lentement se limiter à cette valeur de décharge. Pour éviter cet effet qui prive l'utilisateur de la capacité restante, certains chargeurs commencent par décharger totalement l'accumulateur avant de le recharger. Ici encore les fabricants de Ni-MH prétendent que ce nouveau matériau sans Cd ne présente pas cet effet.

4.1.9 Prix

Les batteries au Ni-Cd sont nettement plus chères que celles au plomb: le coût au kWh atteint environ Fr. 2000.--; leur durée de vie et cyclage étant comparable aux batteries bloc tubulaires, leur coût énergétique est environ le double, soit environ Fr. 1.40 / kWh. Mais les batteries au Ni-Cd, supportant une décharge totale, permettent de dimensionner des systèmes à puissance photovoltaïque légèrement réduite et sans régulateur, ce qui peut partiellement compenser leur surcoût.

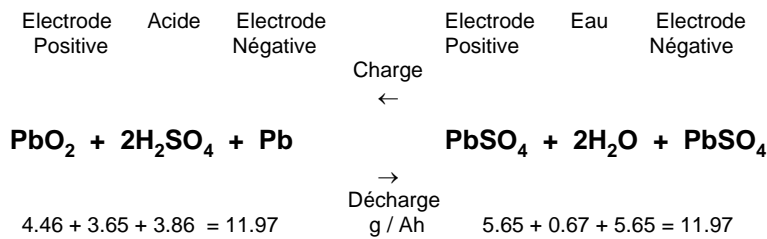
4.2 Batteries au plomb

Ce type est très connu par son utilisation dans les automobiles; le tableau ci-dessous rappelle les différences principales entre les batteries solaires et de démarrage:

Caractéristique	Batterie	
	solaire	démarrage
Courant	<< capacité	> capacité
Rendement	élevé	moyen
Cyclable	oui	faible
Auto-décharge	faible	moyenne

Ce tableau donne les caractéristiques les plus recherchées d'une batterie solaire, à savoir, un rendement élevé, une grande durée de vie avec un grand nombre de cycles et une auto-décharge faible.

Le comportement électrochimique d'une batterie suit l'équation :



La masse positive chargée est en dioxyde de plomb brun, la masse négative chargée est en plomb gris spongieux. Durant la charge, du dioxyde de plomb se forme sur l'anode tandis que la cathode se transforme en plomb pur et que de l'acide sulfurique est produit. Durant la décharge, une partie de l'électrolyte se lie au plomb et le transforme en sulfate de plomb; cette transformation produit de l'eau, ce qui fait baisser la densité de l'électrolyte. On peut calculer cette variation de densité en fonction de la charge / décharge: pour chaque Ah de décharge, 3,654 g d'acide se lie au plomb et 0,672 g d'eau est produit; la charge produisant les mêmes valeurs en retour. Cette variation de densité est facile à mesurer dans les batteries ouvertes pour contrôler l'état de charge.

La variation de densité de l'électrolyte a un autre effet important qui limite l'emploi des batteries à basse température, sa température de congélation augmentant lorsque la batterie est déchargée.

Chaque cellule de batterie plomb fournit une tension moyenne de 2 V et l'on assemble en série / parallèle le nombre d'éléments nécessaires pour atteindre une tension et un courant désirés. Les petites capacités vont souvent par batteries de 6 ou 12 V (3 ou 6 cellules en série) alors que les grandes capacités partent d'éléments 2 V, qui peuvent atteindre plusieurs milliers d'Ah, connectés en série.

4.2.1 Construction

La première batterie développée par Planté en 1859 utilisait des plaques de plomb solides. L'oxyde était formé sur une plaque durant

la charge. Ce type est encore utilisé pour des applications spéciales aujourd'hui. Les désavantages de ces batteries sont qu'elles sont lentes à fabriquer (donc chères) et que leur structure massive donne peu de contact entre la masse de plomb et l'électrolyte, ce qui augmente la résistance interne R_{Bi} .

Pour éviter ces problèmes, Sellon en 1881 inventa une électrode en deux parties: une grille de plomb solide et une matière spongieuse de remplissage de matériel actif en oxyde de plomb (PbO_2) sur l'anode et en plomb sur la cathode.

Les grilles servent de support solide et à conduire le courant. Les réactions chimiques interviennent seulement avec les masses actives de remplissage. Cette séparation des fonctions permet une fabrication plus aisée et moins chère. D'autre part la structure poreuse des électrodes permet un accès plus rapide au courant et abaisse la résistance. Cette construction est encore la règle aujourd'hui. Entre les électrodes sont disposés des séparateurs en plastique poreux laissant passer l'acide mais évitant un court-circuit des électrodes.

Il est intéressant de bien comprendre le fonctionnement d'une batterie au plomb parce que c'est un élément qui doit être entretenu pour éviter sa dégradation. Ceci spécialement dans les pays chauds où les phénomènes de corrosion interne sont plus importants.

4.2.1.1 Diffusion de l'électrolyte

Le matériel actif est fait de micro-grains liés avec de nombreuses cavités ou pores. Les réactions chimiques ont lieu à la surface de ces grains et ceci demande une diffusion de l'électrolyte à travers les pores. Ce mouvement est ralenti par la petite taille des pores, ce qui rend la concentration de l'acide non uniforme à travers les plaques de la batterie.

L'uniformité n'apparaît que lorsque la batterie est au repos (en circuit ouvert) durant plusieurs heures. A ce moment, la tension peut être déterminée empiriquement par la formule:

$$V_{Bi} = \rho_e + 0.84 \quad (V)$$

où ρ_e représente la densité de l'électrolyte en g/cm^3 .

Pour des batteries pleinement chargées, ρ_e est entre 1.20 et 1.28 g/cm^3 , ce qui donne pour V_{Bi} des valeurs entre 2.04 et 2.12 V.

4.2.1.2 Matériel actif

Le sulfate de plomb $PbSO_4$ a un volume 1.5 fois plus grand que le PbO_2 et 3 fois plus grand que le plomb. En conséquence, le matériel actif des électrodes gonfle durant la décharge, empêchant la diffusion de l'électrolyte dans les pores et produisant des contraintes mécaniques dans les plaques. Ces contraintes peuvent déloger le matériel actif des grilles, spécialement de l'électrode positive. Le matériel délogé est inutile et s'accumule au fond du bac et peut ensuite court-circuiter les plaques, rendant la batterie inutile.

Dans les batteries destinées à un cyclage fréquent, on ajoute des couvertures poreuses en fibre de verre ou plastique au matériel actif pour l'empêcher de sortir de son logement. Ces couvertures sont constituées de séries de tubes dans les batteries dites tubulaires.

4.2.2 Caractéristique de charge

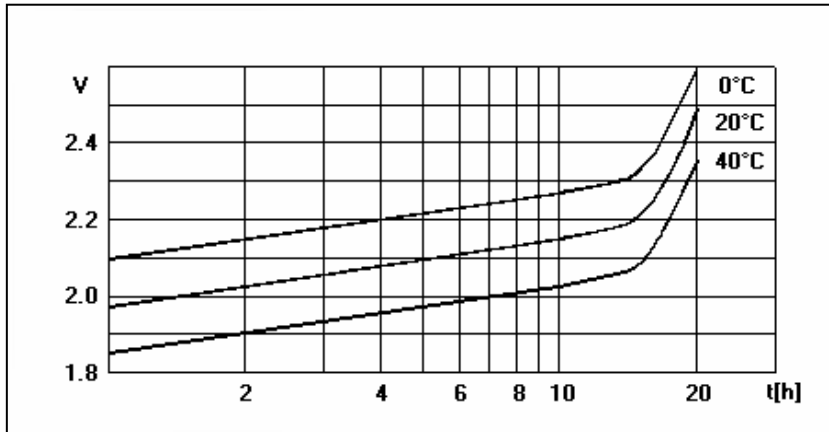


Figure 4.3
Caractéristique de charge d'une batterie au plomb

On représente à la figure 4.3 l'allure de la courbe de charge à courant constant d'une batterie au plomb pour différentes températures. Durant la charge, le courant entre dans la batterie par l'anode, ce qui produit une fabrication d'acide et augmente ainsi la densité de l'électrolyte. En conséquence, la densité d'ions augmente également, ce qui fait baisser la résistance série R_{Bi} et augmenter la tension V_{Bi} . Vers la fin de charge, la densité de matériel actif baisse et une partie du courant n'est plus absorbé. Ce courant tend alors à électrolyser l'eau, produisant de l'oxygène et de l'hydrogène (O_2 sur l'électrode positive et H_2 sur l'électrode négative). Ce phénomène, appelé gazéification, a des avantages et des inconvénients.

Les désavantages incluent la perte d'eau et la corrosion de la plaque positive. Si la surcharge est très intense, du matériel actif peut être délogé par les bulles de gaz.

Les avantages sont principalement que les bulles brassent l'électrolyte et le rendent plus homogène, éliminant la stratification de l'électrolyte. L'électrolyte s'il n'est pas remué (comme dans une batterie de véhicule) tend à se concentrer au fond de la batterie, ce qui entraîne une corrosion plus rapide du bas des plaques.

En cas de surcharge, la batterie perdra de l'eau qui devra être remplacée. Si une partie des plaques n'est pas recouverte d'électrolyte, des dommages irréversibles peuvent apparaître.

Durant la gazéification, la résistance interne augmente considérablement, ce qui correspond à une brusque augmentation de la tension ; ceci facilite la conception de régulateurs, la fin de charge étant facile à mesurer.

D'autre part, les courbes en températures suivent des parallèles régulières et on peut déterminer une dépendance linéaire de la tension maximale en température qui vaut par cellule 2V :

$$dV_{max}(T) = - 5 \text{ mV/}^\circ\text{C}$$

Pour les installations photovoltaïques, le régime de courant est très souvent faible et l'on peut considérer que la batterie reste à la température ambiante (la dissipation interne due à R_{Bi} est

Régulateur facile à fabriquer

négligeable). Les régulateurs peuvent ainsi simplement mesurer la température ambiante pour respecter ces conditions de charge.

Lorsque la température ambiante augmente, l'électrolyte se dilate, ce qui baisse la concentration d'acide. En conséquence, la densité et V_B baissent. Mais l'augmentation de température donne aux ions une plus grande mobilité et cet effet surpasse la dilatation, ce qui en définitive abaisse R_B à haute température.

La proportion de masse active par énergie emmagasinée est de 11.97 g/Ah. Comme la tension d'une cellule est de l'ordre de 2 volts, la densité énergétique de la batterie est environ de 170 Wh/kg.

4.2.3 Caractéristique de décharge

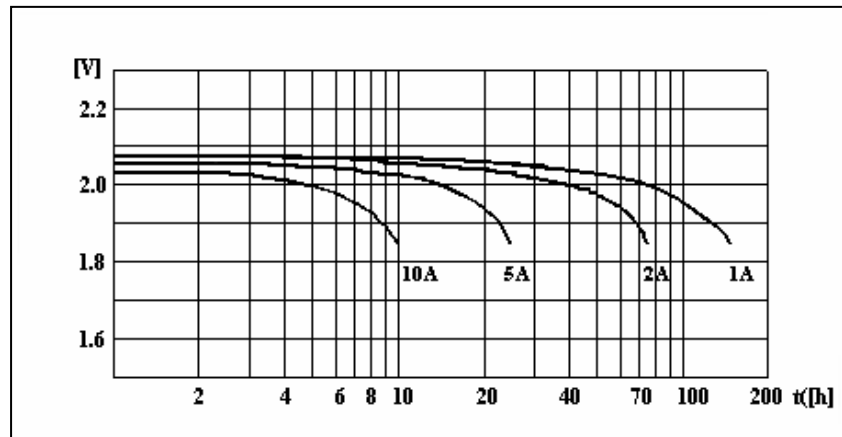
On représente à la figure 4.4 les courbes de décharge à différents courants. L'équation électrique de la décharge est:

$$V_B = V_{Bi} - I \cdot R_{Bi}$$

Décharge totale interdite

La décharge est la transformation du PbO_2 et du Pb , les matériaux actifs en $PbSO_4$ accompagné par l'absorption d'acide de l'électrolyte. Cette absorption d'acide augmente R_B , ce qui contribue à faire baisser V_B . Lorsque la batterie est fortement déchargée, le matériel actif, fortement gonflé, bloque les pores, ce qui empêche l'électrolyte d'atteindre en profondeur la masse active. A ce moment la tension chute brutalement, ce qui permet également de dimensionner facilement un régulateur qui coupe les consommateurs.

Figure 4.4
Caractéristiques de décharge
Batterie de 100 Ah (C10)



Cependant, si la décharge est très profonde et si la batterie reste dans cet état longtemps, le sulfate des plaques tend à former de grands cristaux permanents qui empêcheront le courant de passer. Ce phénomène, s'il est partiel va faire baisser la capacité de la batterie mais s'il est important, il peut complètement bloquer tout courant : on parle alors de batterie sulfatée.

4.2.4 Valeurs typiques

4.2.4.1 Capacité

La capacité nominale C_B d'une batterie est la quantité d'Ah qui peut être extraite en un temps donné. Typiquement la fin de décharge nominale est une tension de 1.85 V / cellule. L'équation de décharge montre que si le courant de décharge augmente, V_{Bi} sera plus élevé lorsque cette tension sera atteinte, donc la capacité baisse lorsque le courant augmente. La figure 4.5 quantifie ce phénomène.

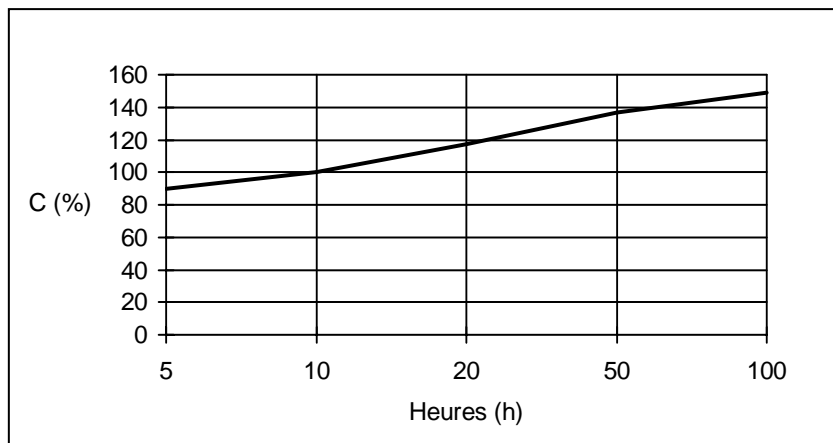


Figure 4.5
Capacité / Temps
de décharge

4.2.4.2 Etat de charge

L'état de charge d'une batterie E_{CH} est la quantité d'énergie encore disponible en Ah divisé par la capacité nominale de la batterie. Si $E_{CH} = 1$, la batterie est pleine, si $E_{CH} = 0$, alors la batterie est plate.

La profondeur de décharge P_D est le complément de l'état de charge:

$$P_D = 1 - E_{CH}$$

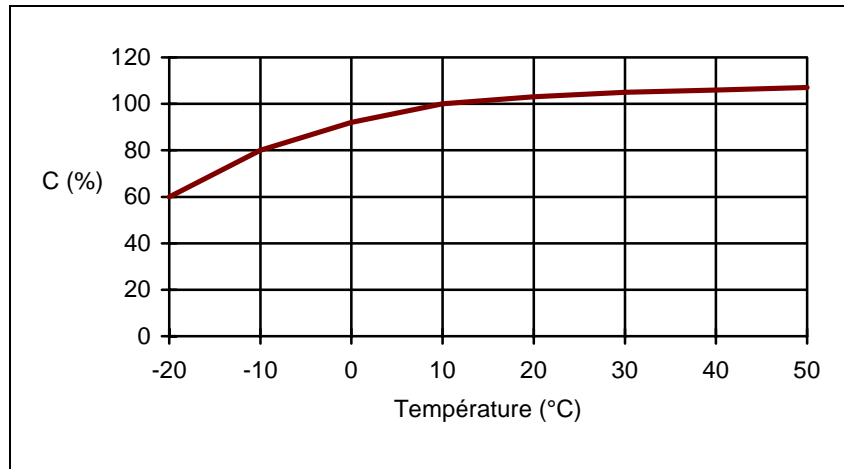
Pour comparer deux batteries, il faut connaître leur capacité au même courant de décharge, ou au moins à la même vitesse de décharge. C'est le régime de travail de la batterie. Les batteries professionnelles (par exemple tubulaires) sont souvent données pour une décharge en 10 heures alors que pour de petits systèmes photovoltaïques, la valeur de capacité pour une décharge de 20 heures est assez pratique: c'est souvent le niveau de courant d'utilisation de la batterie.

4.2.5 Influences de la température

La température ambiante influence la capacité. On remarque qu'au-dessous de 0 °C, la capacité baisse rapidement; il faut pour une utilisation à ces températures limiter fortement l'usage de l'accumulateur ou augmenter fortement sa capacité pour éviter sa destruction par le gel. On utilise dans ce cas un régulateur à tension de coupure ajustage qui permet de couper les utilisateurs au-dessus du point de congélation de l'électrolyte. Pour les systèmes travaillant au-dessous de 0°C, on utilisera un régulateur qui compense la tension maximale de charge de - 5 mV/°C . La figure 4.7 donne le minimum

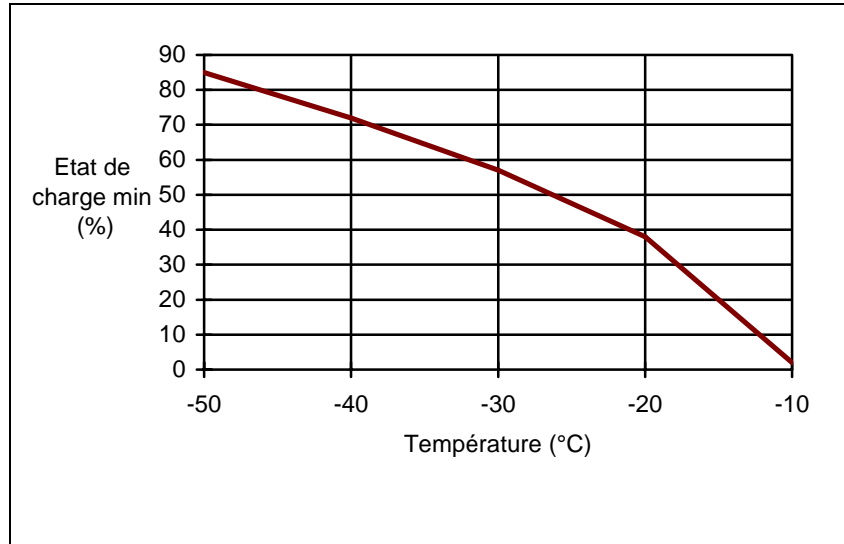
d'état de charge à respecter d'une batterie de 100 Ah / 10h en fonction de la température pour éviter la congélation de l'électrolyte.

Figure 4.6
Capacité / Température



A température élevée (>25°C), il faut également prévoir la compensation thermique pour éviter l'évaporation de l'électrolyte ; à ces températures, on utilise souvent un électrolyte moins concentré (ρ_e entre 1.20 et 1.22) pour limiter la corrosion interne de la batterie. La mobilité augmentée par la température compense la baisse de densité et R_{Bi} ne varie pas trop.

Figure 4.7
Etat de charge minimal sans congélation



4.2.6 Rendement

Le rendement à petits courants de charge / décharge est pratiquement constant : pour une batterie neuve on prend une valeur de 0.83 en Wh ou 0.9 en Ah. Pour une batterie professionnelle, type tubulaire, cette valeur peut atteindre jusqu'à 0.98 en Ah.

4.2.7 Cyclage et durée de vie

Pour une batterie solaire à plaques ou étanche, le nombre de cycles charge / décharge est d'environ 200 cycles à 80 % de profondeur de décharge; à 30 % de décharge, il dépasse en général 800 cycles. La durée de vie de telles batteries dépasse souvent 5 ans et peut atteindre jusqu'à 10 années. Les batteries blocs tubulaires dépassent 4500 cycles à 30 % de décharge et elles durent plus de 10 années (à 25 °C).

4.2.8 Auto-décharge

Cette valeur varie d'un constructeur à l'autre car elle dépend des matériaux utilisés (alliage de plomb, séparateurs, ...). Une bonne batterie solaire ne devrait pas avoir plus de 3 à 5 % de perte de capacité mensuelle à 20 °C. L'auto-décharge augmente avec la température et triple à 30 °C par rapport à 20 °C.

4.2.9 Mise en série / parallèle, montage

On peut connecter en série / parallèle des batteries solaires exactement identiques et de même âge. La mise en parallèle n'est cependant pas recommandée; il faut la réserver aux installations où la fourniture de grandes cellules n'est pas possible. Dans ce cas, il faut veiller à l'équilibrage des courants par un câblage symétrique. Pour chaque chaîne de batterie, monter un fusible en série dans le câblage. Il est toujours avantageux de surdimensionner une batterie au départ, la mise en parallèle de batteries d'âges différents étant fortement déconseillée, la batterie la plus âgée faisant vieillir prématurément la nouvelle.

Il faut toujours prévoir une bonne ventilation des batteries pour éviter l'accumulation de gaz explosif. De même un bac étanche supplémentaire est une bonne protection en cas de fuite d'acide qui attaque toutes les matières organiques. Les batteries étanches sont utiles pour les applications portables.

Pour les systèmes comportant un grand nombre d'éléments, il faut les disposer si possible dans un même plan. Les systèmes à plusieurs étages font apparaître des dissymétries dues aux différences de température. Les batteries seront alignées dans des bacs étanches avec leurs connexions et bouchons facilement accessibles.

4.2.10 Tension nominale

Les systèmes de petites dimensions seront réalisés en 12 V, tension où le nombre de consommateurs est le plus élevé.

Dès que le niveau de puissance dépasse quelques centaines de watts, la tension nominale sera de 24 volts. Il n'est pas recommandé de travailler à des tensions plus élevées pour des installations privées ou de petites collectivités.

Dans le cas de tensions nominales plus élevées, par exemple alimentation de toute une région, les batteries devront être contrôlées au niveau de chaque cellule de 2 V pour éviter des dégâts provenant de cellules en surcharge ou s'inversant lors de la décharge. En effet la mise en série d'un nombre important de cellules 2 V entraîne

Interconnexion de batteries différentes interdit

automatiquement une plus grande disparité en capacité des éléments. Dans ce cas la régulation devra mesurer chaque cellule et incorporer des protections pour éviter la décharge profonde ou la surcharge d'une cellule. De tels grands systèmes sont en général suivis par un appareillage de mesure informatisé qui collecte les principales données d'ensoleillement, de tensions, courants de charge et d'utilisation, température, ...

4.2.11 Vieillessement

Sulfatation

La principale cause de vieillissement de la batterie au plomb est la sulfatation. Ce phénomène est le lent recouvrement des plaques actives par une couche de cristaux de soufre qui progressivement empêche tout courant de passer. C'est également la cause de 80 % des pannes de batterie. Plusieurs conditions accélèrent ce processus : une température très basse ou trop haute (le taux de sulfatation double chaque 5 °C), une décharge profonde ou le stockage à faible état de charge.

Surcharge

La surcharge est également responsable d'une baisse de durée de vie : durant le processus de gazéification, les bulles ont tendance à expulser de son logement la masse active, ce qui fait tomber des particules d'oxyde de plomb au fond du bac. Ceci réduit ainsi la masse active, ce qui abaisse la capacité et lorsque la quantité expulsée est importante, celle-ci shunte les plaques entre elles, empêchant tout fonctionnement normal.

Stratification de l'électrolyte

Une troisième cause réduit la vie de la batterie. Dans les systèmes stationnaires, la batterie n'est pas remuée et l'électrolyte a tendance à se stratifier, ce qui se traduit par une augmentation de la concentration d'acide sulfurique au bas du bac. Ceci augmente la corrosion du bas des plaques.

Conditions idéales

Pour prolonger la durée de vie de la batterie, il faut idéalement :

- La maintenir entre 10 et 20 °C
- Eviter toute surcharge
- Permettre une légère gazéification pour remuer l'électrolyte et réduire la sulfatation
- Empêcher toute décharge profonde
- La stocker complètement chargée

4.2.12 Prix

Le choix d'une technologie sera fonction de l'utilisation et non d'un coût minimal de stockage. Pour un système peu utilisé comme un chalet de week-end avec 50 à 100 cycles partiels par an, on choisira la batterie la moins chère parce qu'il serait impossible de rentabiliser une batterie tubulaire. Par contre pour une utilisation quotidienne, le choix du tubulaire ou d'une technologie intermédiaire s'impose.

Dans le tableau ci-dessous, on compare l'investissement moyen par kWh à 20h de décharge et le coût de l'énergie chargée / déchargée à 30 % de décharge (sans compter les frais financiers, de remplacement et d'entretien).

Technologie	Cycles à 30 %	Investissement Fr./kWh	Coût énergétique Fr./kWh
Etanche	800	320.--	1.33
Plaques	800	250.--	1.04
Batt. OPzS	2800	550.--	0.65
Tubulaire bloc	4500	970.--	0.72

Dans l'analyse du coût d'un système réel, il faudra tenir compte des frais éventuels de remplacement ou d'entretien, spécialement si le site est difficilement accessible.

4.2.13 Expériences en pays chauds

Les batteries au plomb sont largement utilisées dans des sites ruraux de pays chauds. Beaucoup de systèmes ont été subventionnés par des ONG qui ont également étudié le comportement des usagers et la fiabilité des installations. De ces études on peut retirer beaucoup d'informations pratiques sur la manière d'éduquer les utilisateurs et sur les mesures à prendre pour garantir une longue durée de vie de ces systèmes.

Une étude au Mexique a montré par exemple que l'information **de surveiller le niveau d'eau des batteries était comprise comme** « les batteries ont besoin d'eau tout comme les plantes », ce qui conduisait plusieurs utilisateurs à régulièrement ajouter de l'eau dans les batteries, même sans nécessité. L'information d'eau distillée était comprise comme « eau propre » et les utilisateurs ajoutaient de l'eau de provenances diverses et bouillie pour la désinfecter.

L'implantation de systèmes photovoltaïques en sites ruraux doit absolument s'accompagner de la formation de spécialistes en maintenance qui pourront suivre les installations. Dans le budget de fonctionnement, il faut prévoir au départ un poste pour le suivi et la maintenance et un poste pour le remplacement des batteries après quelques années. Il faudrait également prévoir le recyclage des batteries pour éviter que n'apparaissent quantités de décharges locales de batteries usagées.

4.2.14 Entretien

Une check-list des principales mesures à effectuer par le personnel de maintenance est présentée en annexe. Pour les utilisateurs individuels, on simplifiera la procédure pour insister sur les quelques points principaux :

- Contrôle visuel des niveaux d'eau et au besoin ajout d'eau distillée.
- Si le régulateur n'est pas équipé d'un dispositif "surcharge d'égalisation" (boost charge) automatique, on pourra remplacer cette fonction par un interrupteur shuntant le régulateur et permettant un surcharge occasionnelle de la batterie à effectuer pendant 1 à 5 heures deux fois par mois (compléter ensuite l'électrolyte). Cette charge d'égalisation devra être effectuée après chaque baisse importante de tension entraînant la coupure des utilisateurs. Ceci ne sera possible que pour des utilisateurs ayant un minimum de connaissances techniques. Dans le cas de système à batteries étanches, ne pas effectuer de charge d'égalisation mais utiliser un régulateur spécial avec coupure de fin de charge correspondant aux caractéristiques de la batterie. De nouveaux

régulateurs [1] apparaissent qui utilisent une technique de charge pulsée pour réduire la sulfatation des plaques : la pulsation de charge a pour effet de faire résonner la batterie, ce qui, aux dire des constructeurs permet de re-transformer des cristaux soufrés en bon acide sulfurique et ainsi prolonger la vie de la batterie. D'autres approches similaires [2] existent utilisant des régulateurs à courant de charge pulsé (PWM) ou mesurant les énergies sortantes et entrantes de la batterie pour déterminer la fin de charge. Ces méthodes semblent très intéressantes dans le cas des batteries étanches où la fin de charge est plus difficile à déterminer.

- Entretien des connexions et nettoyage des contacts.

Références

- [1] Pulse Tech Battery Maintenance System , Pulse Tech Products Corp., 1100 South Kimball Av., Southlake, Texas 76092, USA
- [2] Tom Hund, Battery testing for photovoltaic applications, Photovoltaic System Applications Department, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 87185-0753

5. Régulateurs

5.1	Contrôle de la charge	85
5.1.1	Critères de régulation	85
5.1.2	Régulateur shunt	86
5.1.3	Régulateur série	87
5.1.4	Diode de blocage avec régulateur série	88
5.1.5	Grands systèmes : coupures par paliers	89
5.1.6	Fonctionnement auto-régulé	89
5.1.7	Éléments de coupure et fiabilité	90

5.2	Maximum Power Tracker (MPT)	90
------------	------------------------------------	-----------

5.3	Contrôle de la décharge	91
------------	--------------------------------	-----------

5.4	Contrôles et affichage	91
------------	-------------------------------	-----------

5.5	Câblage, montage, protections	92
------------	--------------------------------------	-----------

5.6	Critères de choix d'un régulateur	93
5.6.1	Pays tempérés	93
5.6.2	Pays chauds	93

5. Régulateurs

Le régulateur est le cœur du système photovoltaïque: il contrôle les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges (solaires) et décharges profondes (utilisateur). Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (alarmes, fusibles, inversions de polarité). Dans les systèmes plus élaborés, il peut aussi commander la recharge par d'autres sources d'énergie (génératrice d'appoint). Dans certains cas, il peut réaliser un conditionnement de puissance (recherche du point de puissance maximum, MPT).

Accessoirement, il affichera des indications concernant l'état de charge des batteries et les paramètres de fonctionnement du système.

Les régulateurs de charge de systèmes PV autonomes peuvent se caractériser en trois groupes principaux:

- Les **régulateurs série**, qui incorporent un interrupteur entre le générateur et l'accumulateur pour arrêter la charge.
- Les **régulateurs shunt**, dont l'interrupteur court-circuite le générateur solaire en fin de charge.
- Les régulateurs à recherche de point de puissance maximum ("**Maximum Power Tracker**", **MPT**), qui utilisent un circuit électronique spécial permettant d'utiliser en permanence le champ de capteurs au point de puissance maximale.

A ces trois types de circuits, on ajoute en général un régulateur de décharge pour empêcher les décharges profondes de la batterie.

5.1 Contrôle de la charge

La fonction première du régulateur est le contrôle de la charge de la batterie par le générateur solaire. Il doit transférer la puissance du champ PV disponible tant que l'état de charge de la batterie le permet, puis l'interrompre (progressivement ou brutalement) lorsqu'elle est pleine.

Le régulateur le plus simple agit en "tout ou rien": il coupe la charge à un seuil de tension prédéterminé, puis la rétablit à un seuil inférieur.

5.1.1 Critères de régulation

Nous ne discuterons ici que des **batteries au plomb**. Les autres types présentent des stratégies de charge spécifiques dont l'étude dépasse le cadre de cet ouvrage. Le critère indiquant que la batterie est complètement chargée est en général sa tension: 2.35 à 2.42 V/élément selon les technologies de batteries (respectivement

Fin de charge à 20 °C :
Batt. ouverte : 2.35 V/él.
Batt. étanche : 2.42 V/él.

Hystérèse = $V_{décl.} - V_{encl.}$

T > 30 °C ou T < 10 °C
compensation de tem-
pérature nécessaire :
-5 mV/°C et élément

Charge d'égalisation
périodique nécessaire

Régulateur shunt =
court-circuit du générateur
solaire en fin de charge

batteries ouvertes et étanches), et à 20°C. Ce qui correspond à 14.1V ou 14.5V pour une batterie de 12V.

Un bon régulateur devrait avoir une **hystérèse** faible. Pour l'utilisation en photovoltaïque, certains fabricants de batteries recommandent une coupure à 2.35V et un réenclenchement à 2.23 V/élément. Mais en tenant compte des variations importantes de la tension de la batterie "en charge" et "au repos" (résistance interne, surtension de gazéification en fin de charge), une hystérèse trop faible employée avec un régulateur "tout ou rien" peut provoquer des oscillations rapides, dommageables aussi bien pour la batterie que pour le régulateur. C'est pourquoi certains régulateurs sont munis d'une temporisation au réenclenchement (d'une à quelques minutes).

D'autre part, la tension nominale des batteries diminue avec la température (environ -5 mV/°C par élément, soit -30 mV/°C pour une batterie de 12V). Si le local des batteries n'est pas tempéré, la tension de référence du régulateur devrait être corrigée selon la température réelle mesurée de la batterie. L'usage d'un tel régulateur est particulièrement recommandé pour les pays chauds: en effet, si la température de la batterie augmente, la tension nominale de fin de charge diminue, et un régulateur non compensé aura alors tendance à surcharger la batterie, ce qui provoquera une dissociation rapide de l'électrolyte, donc un entretien accru et une diminution significative de la durée de vie. Ce phénomène est aggravé avec les batteries fermées (sans entretien), pour lesquelles l'adjonction d'eau distillée est impossible.

D'un autre côté, en cas d'environnement très froid (chalet de montagne non habité en permanence), un seuil à tension fixée empêche la batterie de se recharger à fond, ce qui peut conduire à une destruction par le gel.

En règle générale, l'emploi d'un régulateur compensé en température est nécessaire lorsque la températures des batteries peut s'écarter de la plage 10 à 30°C.

Notons encore que pour une bonne gestion de la batterie, il est parfois utile de la surcharger régulièrement (environ une fois par mois), et ceci pour deux raisons:

- D'une part, cela permet de rééquilibrer l'état de charge de tous les éléments: les plus chargés évaporeront un peu d'électrolyte, pendant que les plus faibles se chargeront au maximum.
- D'autre part, l'électrolyte ayant tendance à se stratifier, la montée des bulles provoque le brassage nécessaire.

Cette opération devrait être effectuée sous surveillance, et suivie immédiatement d'un contrôle du niveau de l'électrolyte (avec ajout d'eau distillée si nécessaire).

5.1.2 Régulateur shunt

Le régulateur shunt est le plus simple, en général réservé aux petites installations (moins de 10 à 15A). Lorsque la tension maximale de charge est atteinte, le régulateur court-circuite le générateur solaire en fermant le circuit (par un relais ou un transistor). Le champ photovoltaïque fonctionne alors à tension (presque) nulle et courant maximal: la puissance produite est (presque) nulle. Cet interrupteur-shunt s'ouvre à nouveau dès que la tension de la batterie redescend au seuil inférieur de l'hystérèse.

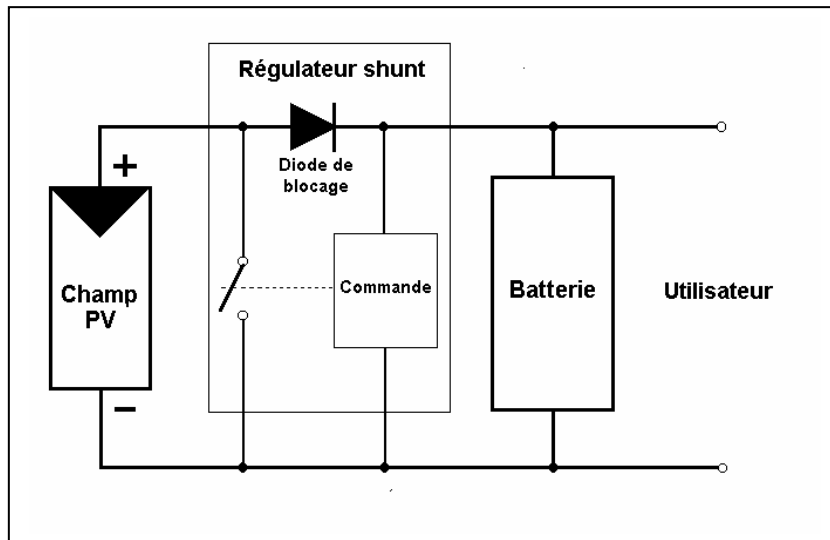


Figure 5.1
Régulateur shunt

Ce mode de fonctionnement impose l'emploi d'une **diode de blocage**, pour éviter que la batterie ne se décharge dans le dispositif de court-circuit. On emploie habituellement une diode "Schottky", à faible tension directe: une valeur typique est 0.6 V, ce qui, sous 15A, représente une dissipation de 9W. Outre la perte nette de tension de charge (qui n'interviendra que lorsque le coude de la tension de sortie du générateur arrivera au voisinage de la tension de la batterie, soit lorsque les panneaux seront très chauds), cette dissipation nécessite un radiateur extérieur sur le boîtier du régulateur.

**Diode de blocage =
courant inverse nul**

L'interrupteur de court-circuit peut être un transistor MOS (bien dimensionné, il dissipe en général moins de puissance que la diode de blocage), un transistor à jonction (dissipant l'équivalent de la diode) ou un relais.

Si les panneaux ne sont pas protégés individuellement par une diode by-pass, ce mode de régulation peut être dangereux pour un générateur solaire de 24 V (ou plus). En effet, en mode court-circuit, une cellule ombrée ou défectueuse est susceptible de devoir dissiper la totalité de la puissance réelle du champ (phénomène de "hot spot"), ce qui peut provoquer sa destruction par échauffement.

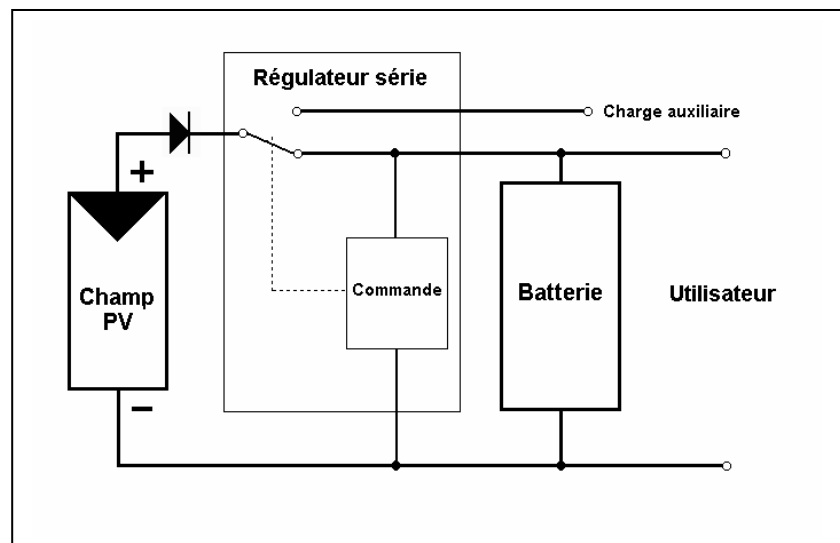
Hot spot (cf. 3.4.2)

5.1.3 Régulateur série

Il s'agit encore d'un interrupteur, mais cette fois placé en série dans le circuit: lorsque la charge est terminée, le générateur solaire est simplement déconnecté; il reste alors en mode de fonctionnement "circuit ouvert", et sa tension prend la valeur V_{oc} des panneaux. Ce mode est utilisé dans la plupart des installations simples, quelle que soit leur taille.

La diode de blocage n'est plus absolument nécessaire: nous discuterons, dans le paragraphe suivant, de son utilité et des conditions dans lesquelles on peut s'en dispenser.

Figure 5.2
Régulateur série



L'élément interrupteur peut être soit un transistor, soit un relais. Un transistor présente le désavantage d'induire une légère chute de tension (fonction de leur résistance interne pour des MOS, environ 0.3V pour des transistors bipolaires), et nécessite donc également un radiateur; sa dissipation est proportionnelle à l'énergie solaire incidente.

Relais : permet de dériver le courant du panneau vers un autre consommateur

L'emploi d'un relais permet néanmoins de dériver la puissance du générateur solaire vers une autre utilisation lorsque la batterie est pleine: on peut ainsi récupérer l'excédent d'énergie produite sous forme thermique par exemple, ce qui peut être bienvenu dans une installation de haute altitude.

5.1.4 Diode de blocage avec régulateur série

Avec un régulateur série, une diode de blocage (diode Schottky, de faible tension directe) est en général insérée dans le circuit pour éviter que la batterie ne se décharge à travers les panneaux durant la nuit.

Dans les pays tempérés, le déficit d'énergie solaire est toujours plus élevé en hiver; dans ce cas, la diode ne gêne pas puisque les panneaux sont à basse température et fournissent donc une tension bien supérieure à celle de la batterie: la chute de tension dans la diode ne modifie pas le courant de charge et ne suscite aucune perte (cf. fig. 5.3).

Dans les pays chauds, il faut comparer le gain obtenu en supprimant la diode, par rapport aux pertes de fuite nocturne.

Pays chauds : estimer les pertes dans la diode de blocage

Le courant de fuite d'un panneau PV dans l'obscurité, alimenté sous 12 V, varie beaucoup d'un type à l'autre; il dépend de la technologie et de la température, et peut varier de quelque mA à plus de 50 mA pour un panneau moderne de 50Wc. Pour un BP 250, nous avons mesuré 26 mA. Tenant compte du fait que dans les régions tropicales, la durée de la nuit est de 12 heures environ toute l'année, la perte de nuit est alors :

$$26 \text{ mA} \cdot 12\text{h} = 0.31 \text{ Ah.}$$

D'autre part, en examinant la caractéristique I/V du même panneau, on note une différence de 0.16A entre 14 et 14.5 V (points de

fonctionnement moyens avec et sans diode Schottky) à une température de panneau de 70°. Il suffit donc de 2 heures de fonctionnement sous 1 kW/m² pour récupérer la perte nocturne. A 55°C, la différence de courant est encore de 0.11 A, soit une récupération en 3 heures.

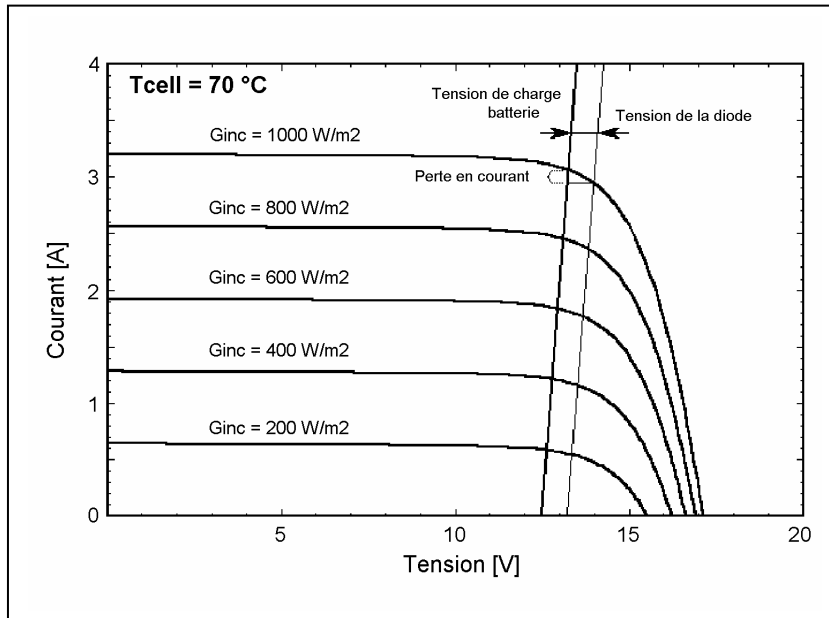


Figure 5.3
Perte de tension / courant dans la diode de blocage

Donc avec ce panneau PV, il est avantageux de travailler, en pays chauds, avec un régulateur série et sans diode de blocage. Mais cette optimisation est délicate: elle dépend du courant de fuite (présentant une grande dispersion), de la surcapacité en tension du panneau par rapport à la batterie, et de la température.

5.1.5 Grands systèmes : coupures par paliers

Sur certains grands systèmes, on utilise parfois des stratégies plus sophistiquées avec utilisation partielle du champ PV (coupure d'une ou plusieurs chaînes de capteurs selon les besoins), pour assurer une fin de charge progressive des batteries. Il n'existe pas de régulateurs de ce type pour les petits systèmes.

5.1.6 Fonctionnement auto-régulé

Dans les pays tempérés, certains constructeurs proposent des petits systèmes PV **sans régulateur**: la batterie est directement connectée au panneau PV via la diode de blocage. Ce fonctionnement n'est possible qu'avec des panneaux spécialement prévus à cet effet, qui ne comportent que 30 cellules en série, et développent une tension de l'ordre de 13.3 V à 40°C au MPP. En fin de charge, la tension de la batterie augmente, ce qui diminue le courant de charge.

Systèmes auto-régulés = risques de surcharge

Notons que ce mode de fonctionnement est fortement déconseillé. Selon la température de fonctionnement, il peut provoquer des surcharges et conduire à une destruction rapide de la batterie. D'autre part, du fait de leur faible tolérance aux surcharges, il est inutilisable

avec des batteries fermées sans entretien. L'économie d'un régulateur se retrouve rapidement dans le coût de remplacement de la batterie.

5.1.7 Eléments de coupure et fiabilité

Les divers composants utilisés pour la coupure du courant peuvent être soit des éléments électroniques, soit des relais.

Les éléments électroniques sont très simples à mettre en œuvre, ils sont plutôt adaptés aux petits et moyens courants (< 15A). Ils ont deux inconvénients: d'une part ils présentent une résistance non nulle, et les courants importants provoquent un échauffement nécessitant un refroidissement, qui limite notamment leur emploi en pays chauds. D'autre part, ils sont sensibles aux surtensions accidentelles, notamment dues à la foudre; mais en dehors de ce risque, ils ne présentent aucune usure et ont une durée de vie illimitée.

Grands courants et pays chauds : relais

Pour les courants plus élevés (50 - 100A), et particulièrement dans les pays chauds, on utilise plutôt des relais, plus robustes, mais qui consomment de l'énergie pour leur activation (de l'ordre du W). Leur durée de vie est limitée à quelques dizaines ou centaines de milliers de coupures, soit quelques années en conditions normales. Les contacts des relais à grand courant utilisent souvent la technique de "mouillage" au mercure à durée de vie beaucoup plus grande.

5.2 Maximum Power Tracker (MPT)

Jusqu'ici, nous avons traité le cas d'un couplage direct (via le régulateur) entre le générateur PV et la batterie.

MPT : optimum si V varie fortement

Dans certains cas, il peut être intéressant d'insérer un dispositif de conditionnement de puissance, qui adapte en permanence la tension du champ PV de manière à se trouver proche du point de puissance maximum (appareil appelé "Maximum Power Tracker", soit MPT en anglais), et restitue cette puissance d'entrée à la tension fixée par la batterie ou l'utilisateur.

Un tel appareil, analogue à un convertisseur DC-DC, fonctionne par découpage haute fréquence, à l'aide de circuits électroniques faisant intervenir des transistors de puissance (MOSFET, IGBT). Son efficacité peut atteindre 95 à 97 % pour les appareils les plus modernes.

L'emploi d'un convertisseur MPT peut être envisagé dans les cas suivants:

- Excursion de température très élevée au cours de l'utilisation (grandes différences été-hiver, ou matin-après-midi).
- Tension d'utilisation très variable, (par exemple, une batterie fortement cyclée). Exemple concret: une installation de réfrigération du lait, faisant passer la batterie de 28 à 22V chaque jour.
- Adaptation à la tension utilisateur. Par exemple: le couplage direct d'une pompe, sans batterie-tampon.
- Champ PV de tension bien supérieure à la tension d'utilisation (d'un facteur 2 ou 3), pour réduire les coûts de câblage (section des conducteurs) et les pertes ohmiques. Rappelons que les pertes ohmiques sont proportionnelles à I^2 : pour une même puissance, un doublement de la tension réduit les pertes ohmiques d'un facteur 4.

Mais un régulateur MPT ne se justifie économiquement que pour de grandes installations (plus de 500 Wc), pouvant utiliser toute l'énergie produite durant l'année. Les gains réels d'énergie, déduction faite de l'inefficacité de l'appareil, doivent contrebalancer le coût relativement élevé de l'appareil et de son entretien. Sinon, il est plus économique de monter des panneaux en nombre suffisant, avec une tension adaptée à la charge et à la saison de plus grand besoin d'énergie.

Outre la complexité supplémentaire (prix et fiabilité), les convertisseurs MPT présentent l'inconvénient d'émettre des parasites radiofréquences, qui perturbent les télécommunications, parfois difficiles à limiter aux normes sévères de la CEE.

5.3 Contrôle de la décharge

Pour assurer la longévité de la batterie, il est nécessaire de la protéger contre les décharges profondes. La limite de décharge doit être fixée à 15 - 30% de la charge nominale selon la technologie des batteries. Et même beaucoup plus au-dessous de zéro degré, lorsqu'il y a risque de gel de l'électrolyte.

Dans la majorité des petits systèmes, cette fonction est intégrée dans le régulateur de charge, et coupe la fourniture à l'utilisateur (en général grâce à un relais) lorsque la tension de la batterie atteint un seuil minimum. Certains appareils ne délivrent que le signal de commande, pour un relais de coupure externe.

La valeur du seuil de déclenchement dépend de la température et du courant: pratiquement, il peut être fixé à une valeur minimum de 1.85 à 1.9 V/élément à 20°C. Ce seuil pourrait théoriquement être abaissé en fonction du courant instantané pour tenir compte de la résistance interne de la batterie, mais ceci n'est que très rarement réalisé dans les régulateur de systèmes PV (cf chap. 4.1.7).

Pour le réenclenchement, on trouve deux types de stratégies:

- Dans les systèmes industriels ou non habités, on devra utiliser un système automatique. L'hystérèse doit alors être suffisante pour éviter des oscillations au réenclenchement: pratiquement, un fois la charge déconnectée, la tension de la batterie "à vide" remonte rapidement, mais le réenclenchement ne devrait pas intervenir au-dessous de 2.05 V/élément, c'est-à-dire à l'occasion d'une nouvelle recharge.
- Pour les systèmes habités, on recommandera un régulateur à réarmement manuel nécessitant une intervention humaine. En particulier, dans le cas d'un chalet de vacances, on évitera d'installer un régulateur automatique: en effet, un appareil utilisateur oublié enclenché en hiver (un lampe par exemple), provoque la coupure, puis le réenclenchement au premier rayon de soleil. Ces cycles entre 10 et 20% de la capacité détruisent la batterie en quelques mois, et sont dangereux en cas de très basse température.

A noter également la possibilité de relais de délestage, équipant certains modèles pour déclencher des utilisateurs non prioritaires avant la décharge complète de la batterie.

Tension de coupure :
1.85 à 1.9 V / élément
11.1 à 11.4 V / batterie

Chalets de vacances :
réarmement manuel

Délestage selon priorités

5.4 Contrôles et affichage

Le fonctionnement d'une installation solaire devrait pouvoir être contrôlé à tout instant par son utilisateur. C'est pourquoi tous les

régulateurs devraient au minimum comporter des indicateurs visuels (LEDS) de pleine charge et de décharge profonde (coupure de l'utilisation).

Certains régulateur électroniques "haut de gamme" offrent en outre diverses fonctions d'affichage ou même de mémorisation, permettant de contrôler le fonctionnement global du système PV. Les plus simples comportent:

- Affichage de la tension (U_{batterie} = Utilisation),
- Affichage du courant de charge,
- Affichage du courant de décharge,
- Plus rarement: décompte des Ah (charge/décharge), et état de charge de la batterie,
- Eventuellement température de la batterie.

Sur certains régulateurs munis d'un microprocesseur, les fonctions de mémorisation permettent en outre de comptabiliser la charge (ou énergie) produite et dépensée, par exemple en valeurs journalières, ainsi que les pannes du système. Si elles existent; ces données sont en général transmissibles à un ordinateur.

On peut encore mentionner l'existence de **systèmes de télésurveillance** (par réseau téléphonique ou satellites), permettant à une entreprise spécialisée d'exercer un contrôle centralisé du fonctionnement de systèmes isolés, avec éventuellement enregistrement des performances et contrat de maintenance/facturation des kWh utilisés.

5.5 Câblage, montage, protections

Le régulateur sera monté en général à proximité de la batterie (pour minimiser les câbles de liaison), dans un local bien ventilé pour permettre la dissipation éventuelle de chaleur.

Un bon régulateur doit comporter toutes les sécurités contre les mauvaises manipulations:

- Protections contre les inversions de polarité.
- Protection contre les erreurs de la tension nominale (entre systèmes 12 et 24V).
- Fusibles montés directement sur les connexions de la batterie,
- Sortie utilisateur avec fusible ou disjoncteur.

L'entrée devrait également être protégée contre les surtensions, en particulier dues à la foudre. Des éléments para-surtension de protection externes (**VDR**: "voltage dependent resistor", si possible avec fenêtre de visualisation de l'état du composant) doivent aussi être installée près du générateur PV entre les bornes de connexion.

Si on dispose d'un conducteur de mise à terre (ce qui est parfois illusoire en pays chauds et secs), il est conseillé de connecter également de tels éléments para-surtension entre chaque connexion et la terre.

Le régulateur comporte en général 6 à 8 bornes de raccordement:

- 2 bornes pour le générateur solaire (+ et -),
- 2 bornes pour la batterie (+ et -),
- 2 bornes pour l'utilisateur (+ et -).
- 2 bornes en option pour la sonde de température

Lors du montage, connecter d'abord l'utilisateur, puis la batterie, et enfin le générateur solaire. Il est essentiel de **bien respecter les polarités** !

5.6 Critères de choix d'un régulateur

Lors du choix d'un régulateur, on veillera particulièrement aux caractéristiques suivantes :

- Diodes de blocage de type "Schottky" (si nécessaire).
- Bornes de qualité, accès facile.
- Tension système commutable: 12 / 24 V
- Sécurités contre les mauvaises manipulations.
- Consommation interne minime (quelques mA).
- Régulation de surcharge avec compensation de température.
- Sonde de compensation thermique sur la batterie.
- Réenclenchement manuel pour systèmes habités.
- Indicateurs de pleine charge et de coupure de sortie (LEDS).
- Protections contre surtensions (foudre).
- Protection des sorties (fusibles).
- Résistant aux climats tropicaux.
- Protection contre les insectes (pays tropicaux).

5.6.1 Pays tempérés

Puissance du générateur	Type de régulateur		
	Shunt	Série	MPT
<100 Wc	***	***	*
100 Wc à 500 Wc	**	***	**
>500 Wc	*	***	***

*** Bien adapté ** Possible * Mal adapté

5.6.2 Pays chauds

En général le régulateur série est mieux adapté, pour des raisons de dissipation.

On utilise encore souvent des relais, pour des raisons de robustesse (résistance aux surtensions et aux courts-circuits) et de dissipation. Mais avec la diminution de leur coût, l'avenir est également aux semi-conducteurs, qui offrent une fiabilité accrue, et permettent une miniaturisation et une meilleure tropicalisation.

6. Consommateurs

6.1	Onduleurs	97
6.1.1	Caractéristiques techniques	98
6.1.1.1	Précision de la tension de sortie	98
6.1.1.2	Résistance aux surcharges et au courant réactif	98
6.1.1.3	Distorsion harmonique	98
6.1.1.4	Rendement	98
6.1.1.5	Consommation en mode d'attente (Stand-by)	99
6.1.1.6	Onduleur à onde sinusoïdale	99
6.1.1.7	Onduleur à onde carrée	99
6.1.1.8	Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale	100
6.1.2	Onduleurs / critères de choix	100

6.2	Lampes	100
6.2.1	Lampes fluorescentes	100
6.2.2	Lampes à incandescence et halogène	102
6.2.3	Lampes portables	102

6.3	Radio - Téléviseurs	103
------------	----------------------------	-----

6.4	Pompes	103
6.4.1	Pompe au fil du soleil	103
6.4.2	Réseau d'eau sous pression	104
6.4.3	Circulateurs de chauffage	105
6.4.4	Potabilisateurs d'eau	105

6.5	Réfrigérateurs	105
------------	-----------------------	-----

6.6	Ventilateurs	106
------------	---------------------	-----

6.7	Ordinateurs et périphériques	106
------------	-------------------------------------	-----

6.8	Connectique et câblage	106
------------	-------------------------------	-----

6. Récepteurs

Les récepteurs utilisés dans les installations autonomes doivent avoir un rendement maximum et doivent pouvoir fonctionner avec fiabilité dans la plage de tension de l'accumulateur:

Pour les systèmes avec batteries au plomb, en 12 V nominal par exemple, la plage usuelle va de 14 à 11 V à 25 °C. Pour d'autres tensions nominales, la plage sera la même en proportion.

Pour des systèmes à batteries au Ni-Cd, l'utilisateur doit supporter de fonctionner jusqu'à +25 % de la tension nominale environ et au-dessous jusqu'à 0 V. Si la sous-tension n'est pas tolérable, il faut ajouter un régulateur de décharge qui coupe la sortie au-dessous du seuil acceptable.

Les systèmes photovoltaïques autonomes ont induit des améliorations de rendement dans pratiquement tous les récepteurs spécialement développés pour ce marché.

Dans la conception d'une installation, il est presque toujours plus avantageux de chercher des récepteurs fonctionnant en courant continu ou de les adapter plutôt que d'ajouter un onduleur et un récepteur en 230 Vac. Ceci est également valable pour les petites machines, machines à traire, moulin à céréales, groupes de froid, ... En général, les moteurs DC de quelques kW ont un rendement supérieur à ceux en AC et un onduleur perd toujours au minimum 10 % de son énergie en chaleur.

Enfin pour l'alimentation de chalets, habitations isolées sous nos latitudes, il est souvent profitable de remplacer l'onduleur destiné à alimenter des récepteurs relativement puissants (petites machines) occasionnels par une petite génératrice qui permet également de charger les batteries en hiver.

Pour des systèmes à grand nombre de points lumineux ou lorsque les câblages deviennent importants, il peut être intéressant de travailler en 230 Vac, ce qui permet d'utiliser des lampes usuelles (moins chères) avec des tubes fluorescents compacts électroniques et de gagner sur les sections de câblage. Il existe sur le marché de nouveaux petits onduleurs sinus performants et bon-marché bien adaptés à cet usage.

6.1 Onduleurs

Les onduleurs sont des appareils électroniques chargés de transformer la tension continue de la batterie en une tension usuelle de 230 Vac / 50 Hz. Ils sont caractérisés par leur technologie et par la forme d'onde qu'ils génèrent. Nous décrivons uniquement les onduleurs statiques, les génératrices AC alimentées par un moteur à

courant continu n'étant pratiquement pas utilisées pour ces applications.

Les appareils modernes utilisent des techniques à base de micro-processeur pour générer une tension sinusoïdale à l'aide d'impulsions variables en largeur (PWM). Ces impulsions commandent des transistors MOS de puissance à faibles pertes alimentant un transformateur. A la sortie du transformateur, un filtre éventuel coupe les harmoniques provenant de la commande digitale.

La technique est largement répandue et le coût de tels appareils a tendance à baisser. On trouve par exemple des appareils sinus performants générant 150 W depuis 12 V pour environ sfr 300.-

Dès qu'un système utilise plus de 8 à 10 lampes, il est plus intéressant de choisir un système en 230 V avec un tel onduleur, car le coût moyen des lampes 12V est d'environ 60 à 70 francs. De plus les systèmes à onduleurs peuvent se passer du régulateur de délestage des utilisateurs lorsque la batterie est déchargée car cette fonction est intégrée à l'onduleur.

Historiquement, les onduleurs peuvent être classés en générateurs produisant soit une onde sinusoïdale, soit une onde carrée ou encore une onde dite pseudo-sinusoïdale. Le choix de l'onduleur va dépendre des utilisateurs qu'il devra faire fonctionner; ce choix s'appuyant sur des critères valables pour n'importe quelle onde. Les critères principaux sont:

6.1.1 Caractéristiques techniques

6.1.1.1 Précision de la tension de sortie

Ce chiffre est donné en % par rapport à 230 Vac. Utile dans certaines utilisations, appareils électroniques délicats, Hi-Fi, ...). L'onduleur doit être stable quelle que soit sa charge et quelle que soit sa tension d'entrée.

6.1.1.2 Résistance aux surcharges et au courant réactif

Pour arriver à démarrer certaines charges, l'onduleur doit produire souvent plusieurs fois sa puissance maximale pendant un temps assez bref. Comme exemple de charge à démarrage difficile, on peut citer les réfrigérateurs (P démarrage 5 à 10 fois P nominale) et les moteurs déjà chargés mécaniquement.

6.1.1.3 Distorsion harmonique

Dans certaines utilisations sensibles, la présence d'harmoniques est une gêne audible (Hi-Fi) ou elle perturbe le fonctionnement de la charge (moteurs).

6.1.1.4 Rendement

C'est sans conteste le critère de choix principal. On désire perdre le moins d'énergie possible entre les batteries et la charge en 230 Vac.

On s'intéresse à la courbe de rendement en fonction de la charge de l'onduleur: les appareils modernes performants atteignent un rendement supérieur à 90 % dès que la charge est de 5 à 10 % de leur puissance nominale.

Mais le rendement des appareils récepteurs peut dépendre de la forme de l'onde: par exemple un moteur alimenté par une onde carrée a un très mauvais rendement et va chauffer.

6.1.1.5 Consommation en mode d'attente (Stand-by)

C'est une donnée très importante pour les onduleurs qui travaillent occasionnellement et restent branchés en permanence. Souvent dans ces cas la consommation à vide est plus importante que la consommation utile. Un onduleur performant de 500 W / 12 V consomme par exemple 0.4 A en attente, ce qui fait 9.6 Ah / j ou 115 Wh / j. Il faudrait si possible déclencher l'onduleur entre deux utilisations. Pour économiser l'énergie, les appareils modernes utilisent des techniques de détection d'utilisateur pour démarrer toute la puissance dès qu'un récepteur est branché sur le réseau. L'onduleur par exemple fonctionne régulièrement pendant une très courte période et sa consommation est mesurée, si celle-ci dépasse le niveau « stand-by », alors l'appareil reste enclenché et délivre du 230 Vac. Lorsque le récepteur est déconnecté, la consommation redescend et l'appareil le détecte et retourne en mode « attente de récepteur ».

6.1.1.6 Onduleur à onde sinusoïdale

Les onduleurs modernes sinusoïdaux pour installations indépendantes utilisent les mêmes techniques que celles développées pour la liaison au réseau. Les circuits sont plus simples à mettre en oeuvre, les protections et la synchronisation au réseau n'existant pas. On trouve ainsi sur le marché de petits onduleurs (100 à 500 W) utilisant la technique digitale à relativement haute fréquence (30 à 100 kHz). Sur les appareils les moins chers, il n'y a pas de filtre à la sortie et le signal haute fréquence toujours présent peut ainsi éventuellement perturber la charge. Les appareils plus puissants utilisant cette technique ont en général un filtre éliminant les harmoniques HF.

6.1.1.7 Onduleur à onde carrée

C'est la technique la plus simple pour générer une onde alternative. Dans ce cas, on commande deux transistors dans le primaire d'un transformateur par un oscillateur de 50 Hz. S'il est parfaitement carré, le signal généré va produire une somme d'harmoniques impaires qui ne pourront souvent pas alimenter sans problème des charges inductives. Les appareils utilisant cette technique n'ont pas de réglage de la tension de sortie: celle-ci va donc varier avec la charge et la tension d'entrée. Actuellement, le choix d'utiliser un onduleur à onde carrée ne se justifie que si le récepteur fonctionne parfaitement avec cette onde. Les prix des onduleurs plus performants ayant beaucoup baissé, on choisira très rarement ce type d'appareil.

6.1.1.8 Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale

C'était il y a quelques années les appareils les plus performants en terme de rendement mais ils ont été rattrapés par les modèles sinusoïdaux modernes. Le signal produit est un double carré (positif et négatif) avec passages par zéro : le passage par zéro à chaque commutation réduit les harmoniques par rapport au signal carré. Le carré de largeur variable en fonction de la charge et de la tension d'entrée permet un ajustage précis de la tension de sortie. Cette impulsion de largeur variable permet également de faire fonctionner l'onduleur à tension de sortie plus faible en mode d'attente à faible consommation: dès qu'un récepteur est branché, le circuit détecte l'augmentation de consommation et fait fonctionner l'onduleur à 230 Vac.

6.1.2 Onduleurs / critères de choix

Avant de choisir un onduleur il faut s'assurer:

- qu'une solution en courant continu souvent plus économe en énergie n'existe pas
- que la consommation éventuelle en mode d'attente ne pénalise pas trop l'installation solaire
- que l'onduleur peut démarrer la charge (essai !)
- que son rendement est suffisant au point de fonctionnement de la charge
- que la charge tolère la distorsion de l'onduleur (forme d'onde !)
- que les variations de la tension de sortie sont acceptées par la charge
- que l'onduleur est protégé contre les surcharges côté DC et AC et contre la surchauffe
- que l'onduleur coupe les utilisateurs en cas de basse tension DC (protection de la batterie)

6.2 Lampes

Les lampes représentent les principaux récepteurs des systèmes autonomes. Le principal type utilisé est la lampe fluorescente qui présente le rendement le plus élevé. Les autres sources de lumière comme les lampes à incandescence et à halogène seront réservées aux courtes durées d'utilisation. On utilise parfois des lampes à vapeur de sodium pour des candélabres, leur rendement est plus élevé mais leur lumière orange mono-chromatique et leur prix limitent leur usage.

6.2.1 Lampes fluorescentes

Ce sont les lampes les mieux adaptées en terme de rendement. Le tableau 6.1 ci-dessous donne les valeurs de flux lumineux et de rendement des meilleurs tubes de chaque dimension ainsi que quelques valeurs pour les lampes à incandescence, à halogène et à vapeur de sodium. Nous avons utilisés les valeurs des modèles Osram mais ces données comparatives sont valables pour d'autres fournisseurs de lampes. Tous les modèles sont à basse tension (12 ou 24 V), les types fluorescents et à vapeurs de sodium doivent être alimentés par des ballasts électroniques ou par un onduleur.

Type de lampe	Puissance (W)	Dimensions (cm)	Flux (lm)	Rendement (lm/W)	Rendement (rel.)
Incandescence	25	dia 6 x 10.5	325	13	0.8
Incandescence	40	dia 6 x 10.5	580	14.5	0.9
Incandescence	60	dia 6 x 10.5	980	16.3	1.0
Halogène	10	dia 0.9 x 3.1	120	12	0.74
Halogène	20	dia 0.9 x 3.1	350	17.5	1.07
Halogène	35	dia 1.2 x 4.4	650	18.6	1.14
Halogène	50	dia 1.2 x 4.4	1000	20	1.23
Halogène	100	dia 1.2 x 4.4	2300	23	1.41
Fluo. droite	8	dia 1.6 x 29	430	54	3.31
Fluo. droite	13	dia 1.6 x 52	950	73	4.48
Fluo. U (PL)	9	2.7 x 14.5	600	67	4.11
Fluo. U (PL)	11	2.7 x 21.5	900	82	5.03
Fluo. U (PL double)	10	3.4 x 9.5	600	60	3.68
Fluo. droite	18	dia 2.6 x 59	1450	81	4.97
Fluo. droite	36	dia 2.6 x 120	3450	96	5.89
Sodium	18	dia 5.3 x 22	1800	100	6.14
Sodium	36	dia 5.3 x 31	4800	137	8.41

Table 6.1
Flux lumineux et
rendement de lampes

Ce tableau montre que le rendement augmente avec la puissance, ceci pour tous les types de lampes. Pour comparer les valeurs, nous avons pris comme référence la lampe à incandescence de 60 W qui correspond à une puissance très fréquente pour une petite lampe. Les valeurs de rendement des lampes fluorescentes ne tiennent pas compte des pertes du ballast mais celles-ci sont compensées par le gain dû au fonctionnement à haute fréquence (20 à 50 kHz) qui atteint de 10 à 15 % selon les tubes par rapport à 50 Hz.

Pour qu'un tube fluorescent émette de la lumière, il faut faire passer un courant électrique entre les deux électrodes du tube: ce courant est véhiculé par le plasma qui s'établit dans le gaz remplissant le tube. Le plasma ne peut s'établir que si la tension atteint une tension élevée dépendant de la longueur du tube et du gaz utilisé; par exemple pour une tube de 120 cm, il faut au minimum 700 volts pour que le courant passe. Pour abaisser cette tension, on chauffe les deux électrodes pour libérer plus facilement des électrons, ce qui facilite également le démarrage à froid. A 230 Vac et 50 Hz, on insère avec le tube une inductance sur un pôle et un starter comme indiqué sur la figure 6.1: lorsque le montage est mis sous tension, le starter, qui contient un gaz du même type que le tube, s'allume et chauffe, son bi-lame se ferme, ce qui fait passer un grand courant dans les électrodes du tube qui chauffent. Le starter, étant fermé, s'est éteint; il refroidit et s'ouvre, ce qui provoque une tension élevée aux bornes du tube due à l'inductance série. L'enclenchement peut durer quelques secondes suivant la phase et la tension instantanées où cette séquence se passe, ce qui explique les clignotements usuels au démarrage.

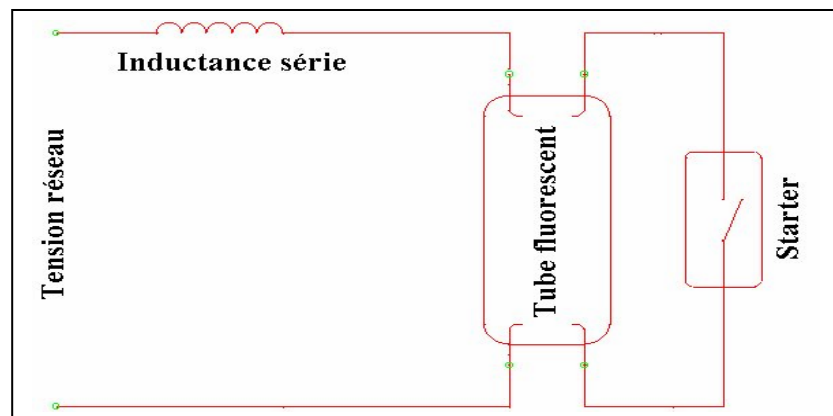
En basse tension DC, pour remplacer le starter et l'inductance, on fabrique un élévateur de tension à haute fréquence qui, lorsqu'il n'est pas chargé, fournit une tension assez élevée pour démarrer le tube. Les fabricants proposent un grand choix de lampes fluorescentes en 12 et 24 Vdc: elles sont en général proposées sous forme de réglettes en boîtier aluminium ou plastique et conçues pour le marché du caravaning. On peut également trouver les ballasts électroniques seuls pour alimenter par exemple des tubes en forme de U (type "PL") qui peuvent être incorporés plus facilement dans des lampes de forme traditionnelle.

Critères de choix:

- Circuit à préchauffage des électrodes garantissant un nombre d'enclenchements élevé (par exemple 5000 au minimum). Les circuits sans préchauffage noircissent le tube aux extrémités, les électrodes en se détruisant s'y déposant.
- Oscillateur HF produisant un onde proche d'un sinus (facteur de crête inférieur à 2 et symétrie de l'onde meilleure que 60 / 40 %) : une étude récente a montré que la durée de vie de telles lampes était nettement plus élevée. D'autre part, les lampes à onde sinusoïdale produisent beaucoup moins d'interférences radio, ce qui est important pour les produits vendus en Afrique, où la radio AM est pratiquement la seule reçue dans les campagnes.
- Circuit à haut rendement (> 80%), résistant aux variations de tension (10 à 15 V) et à la température ambiante.
- Circuit résistant au vieillissement du tube et supportant de fonctionner sans tube ou avec un tube à moitié ou non allumé : lorsque le tube vieillit, il est plus difficile à démarrer et peut parfois s'allumer "à moitié", l'oscillateur électronique n'est alors pas correctement chargé.

Peu de fournisseurs peuvent répondre à tous ces critères; il faut alors faire un compromis et choisir en fonction de l'usage.

Figure 6.1
Lampe fluorescente en AC



6.2.2 Lampes à incandescence et halogène

Lorsqu'on compare les rendements lumineux (Tableau 6.1) on remarque que les lampes à incandescence ont entre 4 et 6 fois moins de rendement à puissance égale que les fluorescentes: on peut alors recommander ces lampes uniquement pour des utilisations très courtes (par exemple corridor avec minuterie). La lampe halogène est très légèrement meilleure, son rendement à puissance égale étant 20 % supérieur à la lampe incandescente, mais il faut la garder pour le même type d'utilisation de courte durée.

6.2.3 Lampes portables

Lanternes

Les lampes portables sont un cas particulier des lampes fluorescentes: elles incorporent en plus une électronique de contrôle de la batterie.

Critères de choix supplémentaires:

- Eviter les modèles incorporant le panneau avec la lampe: la batterie dans un boîtier panneau-lampe au soleil peut atteindre jusqu'à 70 °C (mesuré sur une lampe d'un grand constructeur en Afrique).

- Si la batterie est de type Ni-Cd, s'assurer qu'il y a un délestage en basse tension, sinon le tube vieillira trop vite.
- Avec une batterie au plomb, s'assurer que le régulateur de charge est de type série pour que l'on puisse recharger depuis un autre système ou un chargeur secteur. Contrôler qu'il existe également un régulateur de décharge (délestage à basse tension).
- S'assurer que la consommation continue éventuelle de la batterie (par le régulateur) ne pénalise pas le stockage.

6.3 Radio - Téléviseurs

Le choix des radios et chaînes Hi-Fi est très grand en 12 V grâce aux auto-radios. Le critère de choix principal, à qualité d'écoute égale, est la consommation continue la plus faible.

Pour les téléviseurs, le choix est plus limité: pour les appareils à alimentation directe DC, seuls quelques modèles de petits formats sont disponibles, la consommation des grands tubes restant importante. Si l'utilisation du téléviseur est rare, il peut être avantageux de récupérer une petite TV et d'ajouter un petit onduleur sinus performant.

6.4 Pompes

Le pompage de l'eau est une des priorités du solaire en Afrique. Pour les utilisations en Europe, les besoins les plus courants sont la mise en pression de l'eau d'une habitation, d'une caravane ou d'un bateau.

6.4.1 Pompe au fil du soleil

Une installation de pompage solaire en Afrique doit être soigneusement conçue: même si la technique est parfaitement adaptée, une pompe demande toujours de la maintenance, donc un minimum de formation des utilisateurs. D'autre part, la pompe doit s'adapter aux conditions locales de pompage: comment va évoluer la nappe phréatique lorsqu'on pompe plus fortement, quels seront les variations de niveau, les variations de qualité de l'eau, ...

On ne détaillera pas ici les avantages et inconvénients des systèmes avec ou sans batterie; avant d'installer une pompe directement sur un générateur solaire, il faudra s'assurer que celle-ci accepte les grandes variations de courant et tension du générateur durant la journée.

Trois systèmes principaux de pompes sont disponibles:

- Les pompes centrifuges sont destinées aux forages relativement profonds (en solaire typiquement jusqu'à 120 m): les pompes sont entraînées soit par un moteur à courant continu, étanche immergé ou en surface avec un arbre, soit par un moteur alternatif immergé alimenté par un onduleur. La hauteur de refoulement est proportionnelle à la puissance de la pompe, ce qui limite ce type aux relativement grandes puissances (> kW, dizaines de l/min). Le rendement moyen est le plus mauvais des systèmes disponibles, typiquement de 30 %. Ce système est délicat si le niveau de la nappe varie fortement, la pompe ne supportant pas de tourner à sec; la pompe est également très sensible à la qualité de l'eau. En cas de problème mécanique, tout le système est au fond du forage ou du puits, la maintenance et le contrôle sont difficiles.

Pompes centrifuges

Pompes béliers

- Les pompes béliers sont intéressantes pour des forages jusqu'à 100 m parce que les seules parties mécaniques immergées sont deux clapets, le pompage de l'eau se faisant en surface par une pompe "standard" entraînée par un moteur quelconque. Le rendement est meilleur, de l'ordre de 40 %. L'intérêt de cette technique est que la hauteur de refoulement ne dépend pas de la puissance: des systèmes pour habitations isolées à besoins réduits sont disponibles. La maintenance des éléments mécaniques les plus sollicités (pièces tournantes) est en surface, donc beaucoup facilitée. De plus le système immergé tolère une qualité de l'eau moins bonne et permet de travailler avec très peu de fond.

Pompes à membrane

- Les pompes à membrane sont également intéressantes jusqu'à environ 60 m pour les petits besoins (quelques l/min). Fonctionnant à l'aide d'un moteur DC étanche, leur rendement peut atteindre 50 %. La pompe est assez tolérante aux variations de qualité de l'eau et peut fonctionner à sec; un problème rencontré est que certains modèles ne supportent pas une trop grande pression à l'entrée (variation de hauteur de la nappe). Le désavantage principal est une durée de vie plus limitée qui impose une maintenance accrue.

6.4.2 Réseau d'eau sous pression

Le pompage principal sous nos latitudes est la mise en pression d'eau d'une habitation. Le système utilise soit une pompe commandée par un pressostat, démarrant lorsqu'un utilisateur ouvre un robinet (cf. fig. 6.2), soit un réservoir dans les combles alimenté depuis un puits par la pompe.

Les deux systèmes ont leurs avantages et leurs inconvénients:

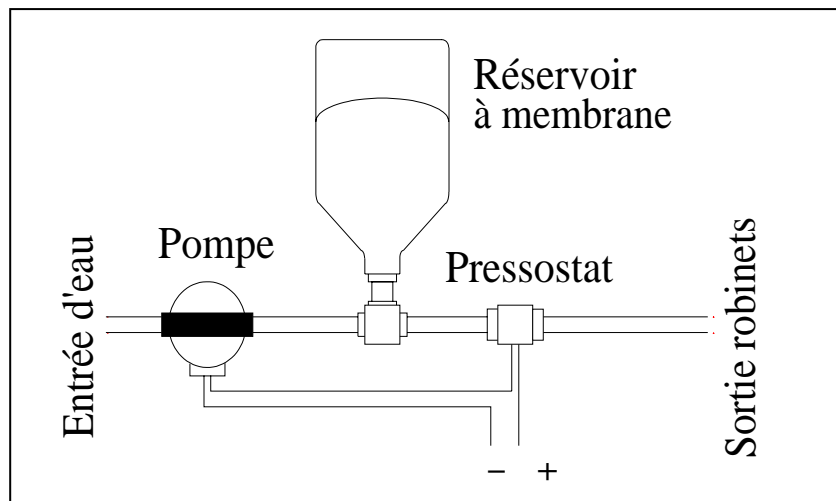
Système sous pression

- Le système en pression permet d'assurer une pression élevée, ce qui est agréable pour le fonctionnement d'une douche ou pour tirer rapidement de l'eau. Un autre avantage est qu'il n'y a pas de grand réservoir à purger en hiver; les désavantages sont que la pompe s'enclenche chaque fois que l'on tire plus de quelques litres d'eau (dépendant de la taille du vase d'expansion) et que la robinetterie doit tenir continuellement la pression.

Système à accumulation

- Le système à accumulation est plus simple à mettre en oeuvre: la résistance à la pression de la robinetterie n'est pas critique, la pompe peut être commandée soit par un système automatique à flotteur dans le réservoir, soit manuellement. Les désavantages sont la faible pression et la nécessité de purger le réservoir en hiver.

Figure 6.2
Système de pompe en pression



Pour ces deux moyens, on peut utiliser des pompes centrifuges ou à membranes du type de celles développées pour les bateaux.

6.4.3 Circulateurs de chauffage

Un troisième usage des pompes solaires est la commande de la pompe de circulation de collecteurs solaires. La pompe peut soit fonctionner au fil du soleil, en espérant que son débit est adapté aux performances thermiques des collecteurs, ou être enclenchée par un régulateur mesurant la différence de température collecteurs / accumulateur. Les pompes pour cet usage sont en général centrifuges: des modèles entre 8 et 40 W permettent de résoudre les cas habituels pour des besoins familiaux. Le même type de circulateur peut être utilisé par exemple pour un chauffage central à bois dans un chalet.

6.4.4 Potabilisateurs d'eau

Ce type d'appareil est absolument nécessaire dans les pays chauds si l'on veut boire l'eau sans la cuire au préalable. Il existe des techniques qui permettent de traiter l'eau d'un puits sans additif chimique de manière parfaitement potable pour le récepteur. Une étude récente a montré que l'énergie d'origine solaire nécessaire au traitement de l'eau était 20 000 fois moins élevée que pour la faire bouillir.

La technique d'un tel système est de faire passer l'eau à travers un filtre à particules, un ou deux filtres à charbon et une lampe UV pour tuer les bactéries. Des techniques récentes de dépôt d'argent sur le filtre à charbon permettent encore d'améliorer l'efficacité, de l'ozone étant généré, ce qui permet de conserver plus longtemps l'eau traitée.

6.5 Réfrigérateurs

Les réfrigérateurs pour installations autonomes utilisent des compresseurs fonctionnant avec un moteur DC et une armoire à isolation renforcée. Leur prix est beaucoup plus élevé que les modèles standards en 230 Vac (environ 2 à 3 fois plus cher) mais leur consommation est inférieure à la moitié pour les meilleurs modèles. Pour améliorer le rendement des réfrigérateurs ou congélateurs, il faut:

- Les placer dans un endroit frais, à différence de température intérieure / extérieure la plus faible possible.
- S'assurer que l'échangeur est bien ventilé pour qu'il puisse travailler efficacement.
- Ajouter des accumulateurs de froid (glaçons ou éléments fermés) pour que le compresseur travaille plus longtemps et moins souvent, son efficacité est ainsi augmentée.
- Les charger avec des aliments aussi froids que possible pour éviter de devoir les refroidir.
- Ne pas les utiliser en hiver.

On trouve aussi des réfrigérateurs à vaccins pour les dispensaires médicaux isolés; ceux-ci ont été testés par l'OMS où l'on peut en obtenir les résultats.

Il est fortement déconseillé d'utiliser un réfrigérateur en 230 Vac alimenté par un onduleur: même si la puissance du compresseur est seulement de 50 à 100 W, l'onduleur devra être capable de démarrer une charge facilement 10 fois plus élevée suivant l'état de charge mécanique du moteur. D'autre part la consommation continue de l'onduleur pourra être une part importante de l'énergie et les modèles 230 Vac sont moins bien isolés que les modèles solaires spécialement développés.

6.6 Ventilateurs

Pour la ventilation de petits espaces, on trouve des ventilateurs DC utilisés en électronique. Certains sont même déjà montés avec des cellules solaires dans une bouche de ventilation pour caravane ou bateau.

Pour les besoins plus importants, séchage du foin par exemple, beaucoup de ventilateurs industriels peuvent être obtenus avec un moteur DC. Pour ces besoins, le système de démarrage du moteur est plus difficile à résoudre que la modification en DC.

Pour les pays chauds, on trouve un ventilateur plafonnier en 24 Vdc qui a environ 40 % plus de rendement que son équivalent en 230 Vac.

6.7 Ordinateurs et périphériques

La plupart des ordinateurs portables peuvent être connectés à une alimentation 12 Vdc (prise allume cigarette), ce qui résout le problème d'alimentation. Pour évaluer la consommation réelle, il est conseillé de mesurer l'appareil en tenant compte des cycles de charge / décharge de l'accumulateur intégré qui est le plus souvent au Ni-Cd.

Pour l'imprimante, les modèles les moins gourmands en énergie sont les modèles à jet d'encre (12 à 150 W); les modèles à impact consomment en général plus de 100 W et les types à laser de 300 à 1500 W.

6.8 Connectique et câblage

Peu de fournisseurs proposent des connecteurs spéciaux pour le solaire. L'un cependant offre une gamme de prises, fiches et interrupteurs bien adaptés: les contacts sont largement dimensionnés (tiennent plus de 50 A) et indétrompables. Il existe même la possibilité de monter un fusible miniature à l'intérieur de la fiche (Imax 16 A). Parallèlement, il offre aussi des régulateurs utilisant ces prises, ce qui permet une maintenance et un contrôle faciles, les entrées / sorties pouvant être déconnectées sans accès au câblage.

7 Systèmes

7.1	Introduction	109
------------	---------------------	------------

7.2	Types de systèmes	110
7.2.1	Systèmes domestiques	110
7.2.2	Systèmes collectifs	111
7.2.3	Systèmes communautaires	112
7.2.4	Les systèmes d'infrastructure	113

7.3	Mise en œuvre	114
7.3.1	Fabrication des modules et des cellules	115
7.3.2	Fabrication des composants électroniques	115
7.3.3	Fabrication des accumulateurs	116
7.3.4	Fabrication des matériaux de construction et du matériel d'installation électrique	116
7.3.5	Assemblage des systèmes	116
7.3.6	Recommandations pratiques	117
7.3.7	Fiabilité	118
7.3.7.1	Générateur photovoltaïque	118
7.3.7.2	Support	118
7.3.7.3	Accumulateurs de démarrage dérivés « solaires »	119
7.3.7.4	Capacité de l'accumulateur p.r. au générateur	119
7.3.7.5	Profondeur de décharge maximale	119
7.3.7.6	Accumulateur : recommandations diverses	120
7.3.7.7	Régulateur – autres recommandations	120
7.3.7.8	Points lumineux	121
7.3.7.9	Installation électrique	121
7.3.8	Sécurité	122
7.3.9	Efficacité du système	122
7.3.10	Commodité d'usage	122
7.3.11	Evaluation de programmes	123

7. Systèmes

7.1 Introduction

Les différents composants de l'installation photovoltaïque sont assemblés ensemble et forment ainsi le **système** photovoltaïque. La taille de chacun des composants dépend du cahier des charges du système. Ce cahier des charges prend en compte les besoins à satisfaire. Le calcul de la taille de chacun des composants du système fait l'objet du **dimensionnement** décrit au chapitre suivant. La **mise en œuvre** (choix et assemblage) du système doit être faite avec soin. La qualité du service rendu et la fiabilité de fonctionnement en dépendent. Elle est décrite en détail au chapitre 7.3.

Le système de base comprend les éléments suivants:

- le **générateur photovoltaïque** (voir chap.3) assurant la production d'électricité
- l'**accumulateur** (ou **batterie**, abréviation de batterie d'accumulateurs ; voir chap.4)
- le **régulateur**, dont le rôle principal est d'éviter la surcharge et la décharge profonde de l'accumulateur (voir chap.5)
- l'**installation** de distribution, formée par tous les appareils (voir chap.6) et leurs lignes d'alimentation.

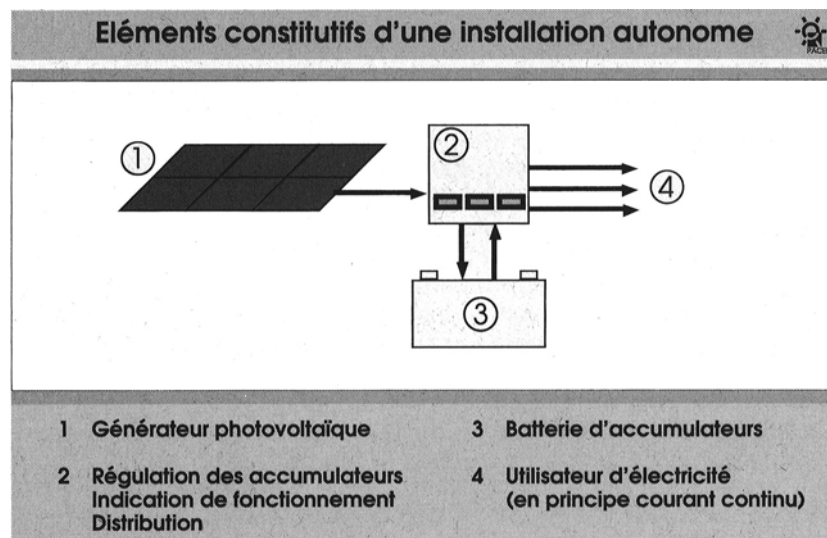


Figure 7.1
Installation autonome

Ce système est décrit à la fig. 7.1. Sa structure très simple est gage de fiabilité. Dès que le cahier des charges s'étoffe quelque peu, les fonctions supplémentaires voulues par l'utilisateur entraîneront le rajout de dispositifs supplémentaires au système. Les plus courants de ces dispositifs sont :

- **convertisseur statique** (ou **onduleur** ; voir chap. 6.1): appareils permettant la conversion du courant continu en courant alternatif,

- **génératrice d'appoint:** utile au cas où l'approvisionnement en électricité doit être garanti quelles que soient les conditions météorologiques. Comme un autre type de producteur d'électricité entre en jeu, on parle alors de système hybride (voir chap.10.6).

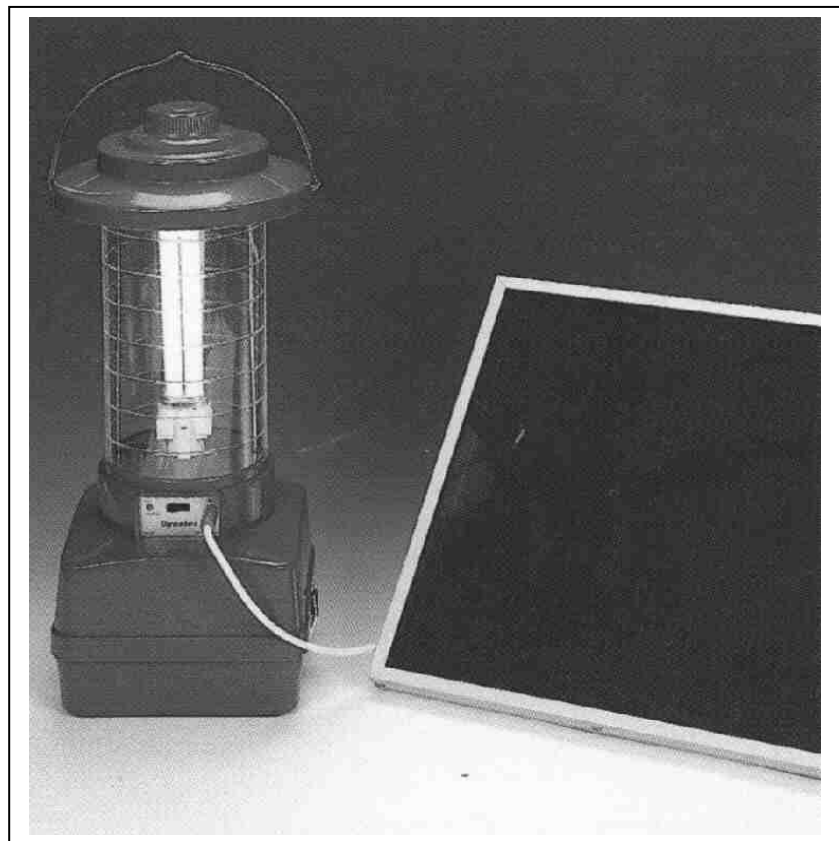
7.2 Types de systèmes

La modularité et la flexibilité des systèmes photovoltaïques sont telles que les applications possibles sont très nombreuses. Pour pouvoir classer ces différents types de systèmes, plusieurs types de critères peuvent être pris en compte:

- la taille du système, exprimée en Watt aux conditions standard (STC), également désigné par Watt crête (Wc)
- la nature de l'utilisateur : ménage, entreprise ou collectivité
- le type d'application : éclairage, audiovisuel, réfrigération, pompage, télécommunications, . . .

Il est exhaustif de vouloir faire une classification complète des différents systèmes. Il est par contre utile de décrire les principaux types de systèmes courants et leurs caractéristiques.

Figure 7.2
Lampe solaire portable



7.2.1 Systèmes domestiques

Dans les applications domestiques, on distingue les systèmes portatifs et les systèmes fixes.

Les plus connus des **systèmes portatifs** sont les **lampes solaires**. Certains modèles sont des systèmes photovoltaïques complets mais

réduits à leur plus simple expression: une lanterne intégrant régulateur et ballast et un module photovoltaïque. (voir fig. 7.2). Par rapport aux lampes à pétrole ou à gaz, ces lampes représentent une alternative offrant un éclairage de meilleure qualité et le meilleur rapport coût-performance (voir table 7.1).

Type	Puissance Lumen	Durée	Prix \$ US /h	Coût lum. Frs./kLm
Lampes tempête à pétrole	45	33 h/litre	0.02	0.4
Bougie	1	8 h	0.058	50
Lampe à cartouche de gaz	300	5h30	0.27	0.90
Torche à piles (2 piles R-20 ordinaire)	1	2 h	0.16	22
Torche à piles (2 piles R-20 alcaline)	1	10 h	0.10	14
Torche avec accumulateurs (R-20 CdNi) et chargeur photovoltaïque individuel (2 Wc)	1	1 h	0.06	8
Torche à accumulateurs CdNi et chargeur photovoltaïque collectif (20 Wc)	1	1 h	0.04	6
Lampe portable solaire (tube fluorescent de 5W)	200	3h	0.02	0.14

Table 7.1: Coût du service éclairage pour différents types de systèmes portatifs conventionnels et photovoltaïques (source [5], durées de vie considérée pour le calcul : 20 ans pour le module photovoltaïque, 4 ans pour les batteries, 2 ans pour le tube fluorescent ; dollars base 1993 ; source : [5])

Le recours au photovoltaïque peut également permettre de remplacer l'utilisation de piles électrochimiques jetables. En effet, il existe des chargeurs pour accumulateurs CdNi ou NiMH. Si ce système est utilisé avec des torches à faible rendement lumineux (ampoules à incandescence), le coût du service est certes inférieur au cas avec piles jetables mais reste notablement supérieur au coût de la lampe solaire.

Les systèmes domestiques les plus répandus sont toutefois les installations photovoltaïques fixes qui assurent l'alimentation en électricité d'un foyer. Ils sont communément désignés par leur désignation anglaise « solar home systems » (SHS). Ces systèmes solaires domestiques sont constitués d'un ou plusieurs modules photovoltaïques, d'un régulateur et d'une batterie. Ils peuvent être de taille variable :

- 10 à 50 Wc pour l'éclairage seulement
- 20 à 100 Wc, pour la combinaison éclairage et audiovisuel (radio, télévision)
- 100 à 1000 Wc, pour l'éclairage, l'audiovisuel et la réfrigération.

Dans une optique de standardisation, certains fabricants ont mis sur le marché des kits solaires complets comprenant module PV, régulateur, et quelques réglottes fluorescentes et tout le matériel nécessaire au câblage. Seule la batterie est à se procurer séparément.

Solar Home Systems = Systèmes solaires domestiques

7.2.2 Systèmes collectifs

On désigne ainsi un système offrant le service « électricité » à un ensemble de plusieurs foyers, voir à une localité entière.

Mini-réseaux

La technologie photovoltaïque ayant atteint un degré de maturité suffisamment élevé, plusieurs projets pilotes de mini-réseaux ont été réalisés. Dans ce cas, l'objectif est de distribuer l'énergie de manière identique au réseau urbain ou au réseau équipé d'un groupe diesel, soit en courant alternatif basse tension (230V, 50 Hz ou 110V, 60 Hz). Les avantages de cette solution sont :

- Un confort comparable à celui du « réseau urbain »
- Un recours à des appareils standardisés donc bon marché

Les inconvénients sont :

- Les coûts du réseau à installer se rajoutent aux coûts du système photovoltaïque, rendant l'investissement colossal, ne correspondant donc parfois pas du tout aux moyens des populations rurales
- Les frais d'entretien et de réparation du réseau augmentent les coûts d'exploitation
- Les pertes en ligne peuvent devenir non négligeables si les différents utilisateurs sont trop dispersés
- La gestion de la consommation de chaque utilisateur et de la facturation peut parfois être très compliquée.

Les différentes expériences de tels réseaux ont montré que les désavantages priment sur les avantages. Ce genre de solution devrait normalement être évitée.

Centrale de recharge

Une alternative aux mini-réseaux se présente sous la forme du concept de centrale de recharge. Dans ce cas, la distribution de l'électricité est assurée au moyen de batteries que les utilisateurs apportent à recharger à la centrale. Celle-ci est équipée d'un certain nombre de chargeurs de batterie. Cette centrale est parfois également appelée maison de l'électricité (cas du PPER, programme pilote d'électrification rurale au Maroc). Les avantages de cette solution par rapport au mini-réseau sont :

- Investissement réduit grâce à l'économie du réseau électrique de distribution
- Séparation très nette entre équipements de production (centrale de recharge) qui peuvent être financés par un projet extérieur et équipements d'usage (installations électriques intérieures, points lumineux, radio et téléviseurs) qui sont à la charge de l'utilisateur
- Coût d'exploitation raisonnable et adapté au pouvoir d'achat des utilisateurs.

Il est utile de préciser que ce type de distribution d'électricité n'a pas attendu l'essor du photovoltaïque pour se développer. Ce type de service existe déjà dans certaines régions rurales. Soit la recharge des batteries est faite en ville où elles doivent être acheminées, soit elle est faite au moyen de chargeurs de fortune (alternateurs de moteurs de voiture ou petites génératrices). Les centrales photovoltaïques de recharge constituent une alternative tout à fait compétitive pour un faible nombre d'utilisateurs (consommation inférieure à 16 kWh/jour) à condition que le financement soit assuré (voir chap. 10.4, étude de cas – projet Noor Web).

7.2.3 Systèmes communautaires

La nuance par rapport aux systèmes collectifs réside dans le fait que ces systèmes alimentent en énergie un ouvrage ou un bâtiment public utile à une localité entière. Les exemples typiques sont :

- Alimentation d'un dispensaire ou d'un hôpital de brousse en électricité pour la réfrigération des vaccins, l'éclairage et l'alimentation de différents équipements hospitaliers
- Alimentation d'une pompe pour l'eau potable (population, bétail)
- Alimentation de bâtiments communautaires : écoles, lieux de culte, salles de spectacle, salles de réunion, . . .

Par rapport à ce qui a déjà été décrit, les deux nouveaux services apportés par l'énergie photovoltaïque sont le service « froid » et le service « eau potable ».

La réfrigération solaire présente de nombreux atouts. Le principal est la concordance entre besoins en froid et disponibilité en énergie solaire. Ceci est vrai partout mais plus marqué dans les pays du Sud. La conservation des vaccins et des médicaments est une fonction de première nécessité qui peut facilement être assurée par l'énergie solaire. La conservation des aliments peut également être vitale mais l'investissement peut éventuellement ne pas se justifier pour cette application (le séchage représente une alternative foncièrement meilleure marché).

La compétitivité de la réfrigération photovoltaïque par rapport aux systèmes à essence ou à gaz est plus marquée si le site est peu accessible ou si la région est en guerre ou en crise (difficulté d'approvisionnement en combustible). Les réfrigérateurs les plus performants sont ceux à compresseur (voir chap. 6.x). Lors du choix d'un appareil, il est important de considérer aussi bien la consommation en régime permanent (sans modification du contenu) que la consommation lors du refroidissement de la marchandise.

Dans certains cas, le pompage solaire peut également être une application intéressante. Du fait de la présence d'un réservoir, on peut très bien s'affranchir de batteries. La pompe fonctionne donc au « fil du soleil ». Si sa qualité est suffisante, une très haute fiabilité peut être obtenue. Toutefois, le principe de faire payer l'eau n'étant pas coutumier, la rentabilité de ces systèmes est difficile à atteindre.

Hôpital, dispensaire

Pompe villageoise

Bâtiments communautaires

Réfrigération solaire

Pompage solaire

7.2.4 Les systèmes d'infrastructure

Les télécommunications ont été un des premiers marchés pour les systèmes photovoltaïques (alimentation électrique des satellites). Pour l'alimentation de nombreux équipements terrestres (relais hertziens, balises marines, acqui-seurs de données, systèmes de protection cathodique,), les systèmes photovoltaïques constituent la solution la plus rentable.

Les configurations photovoltaïques utilisées dans ces cas sont similaires à celles des systèmes domestiques. Pour des raisons de qualité du service, une disponibilité accrue est souvent de mise. L'autonomie en cas de mauvais temps doit être telle qu'un fonctionnement irréprochable soit garanti pendant dix jours ou plus.

Une multitude de nouvelles applications voit le jour grâce au fait que le photovoltaïque est toujours meilleur marché et de plus en plus performant. De nouvelles exigences en terme de confort ou de sécurité rendent la solution photovoltaïque tout à fait adaptée, même en milieu urbain des pays industrialisés à faible ensoleillement, dans les cas où les puissances appelées sont suffisamment faibles. Les exemples typiques sont:

- Eclairage d'abris de bus isolés.

- Alimentation de cassettes à journaux équipés d'un système de prépaiement à pièces ou à cartes à puce et d'un verrou électromagnétique.
- Alimentation de parcomètres (voir étude de cas 10.5).
- Signalisation ferroviaire et maritime.

La table 7.2 présente un résumé des différentes applications et la capacité approximative des systèmes correspondants

Table 7.2
Systèmes d'infrastructure

Système d'infrastructure	Puissance
	W
Boîte à journaux, parcomètres	5 – 10
Balise maritime	10
Eclairage (abri de bus, de rue, . . .)	50 – 100
Relais radiotéléphone	80 – 250
Réémetteur	500 – 1000
Relais hertzien	500 - 2000

Pour ces cas d'équipements industriels où d'infrastructure, les avantages de la solution photovoltaïque sont :

- Souplesse d'utilisation
- Maintenance légère pouvant se limiter :
 - au nettoyage de la surface des modules solaires (régions peu pluvieuses)
 - au contrôle du niveau d'électrolyte des batteries et à l'addition d'eau distillée en cas de besoin
 - au graissage des bornes de batterie
 - au remplacement des accumulateurs (tous les cinq à 15 ans)
- Absence de pollution (pas de fumée, de bruit ou de perturbation électromagnétique pouvant déranger l'émission ou la réception radiophonique)
- Fiabilité de fonctionnement ; le taux de pannes enregistrées avec ces systèmes est en général inférieur à celui observé avec une alimentation conventionnelle.

Au niveau du financement, la problématique de ce genre de système est très différente de celle des systèmes destinés à l'électrification rurale. Dans ces cas de figure, le financement propre au système solaire est compris dans un investissement global d'infrastructures dont les durées d'amortissement sont en général très courtes.

7.3 Mise en œuvre

La réalisation des systèmes photovoltaïques autonomes fait appel à plusieurs types d'activité industrielle :

- Fabrication des cellules et des modules
- Fabrication d'appareils électroniques (régulateurs, onduleurs, ballasts électroniques pour lampes fluorescentes, . . .)
- Fabrication des accumulateurs

- Fabrication des matériaux de construction (acier, béton, quincaillerie, ...) et du matériel d'installation électrique (câbles, serre-fils, connecteurs, canal, boîtes de dérivation, ...)
- Mise en œuvre du système par assemblage des différents composants

Il va de soi que ces différentes activités sont assumées par différents acteurs de la scène photovoltaïque.

7.3.1 Fabrication des modules et des cellules

Ce processus comporte trois phases :

- Production de la matière première (silicium)
- Fabrication des cellules
- Fabrication des modules.

Le premier processus est un savoir-faire détenu par un nombre très restreint d'industries (...), étant donné la technologie pointue et la taille critique du système productif. Certains de ces industriels s'intéressent à donner plus de valeur ajoutée à leur activité en s'équipant de manière à utiliser leur matière première pour produire des cellules (Bayer).

Les plus grands fabricants intègrent les deuxième et troisième phases : ils achètent la matière première, fondent des lingots qu'il transforment ensuite en cellules (Solarex, Siemens, BP Solar, Kyocera, Photowatt). Ces cellules sont ensuite interconnectées et encapsulées sous forme de modules photovoltaïques.

Etant donné la part non négligeable du coût de transport des modules, l'activité d'encapsulation est concurrentielle aux endroits où le marché est suffisamment développé. Ces unités modernes s'approvisionnent en cellules et produisent des modules de manière très automatisée, à des conditions tout à fait compétitives: Solon, Solar Werk (Allemagne), Atlantis, Solution (Suisse), Shell Solar (Pays-Bas), Taqa Shams (Maroc). Il est à relever que cette activité n'est pas forcément adaptée aux pays en développement parce que la part de main d'œuvre dans le prix de revient n'est pas aussi grande que l'on s'imagine (10 à 15%). Il est aussi important de pouvoir compter sur une infrastructure performante (télécommunication, transports, . . .) et un approvisionnement en intrants à des prix avantageux (eau, énergie, verre, résines d'encapsulation, produits divers, . . .). Il n'empêche que plusieurs pays en développement possèdent une industrie photovoltaïque : Inde (3.8 MW en 1994), Chine (1.2 en 1994) et Brésil (0.1 MW en 1994).

7.3.2 Fabrication des composants électroniques

Sans électronique, pas de système photovoltaïque: le régulateur en est le premier exemple. Les diverses fonctions qu'il est censé offrir sont réalisées par différents composants électroniques soudés sur un circuit imprimé. Il en va de même pour le module d'alimentation (ballast électronique) des tubes fluorescents. Les convertisseurs statiques sont également des composants électroniques évolués.

Ces différents composants sont actuellement disponibles auprès de nombreux fournisseurs. Ce sont soit des firmes spécialisées dans ce genre de produits, soit ce sont les fabriques de modules qui offrent leur propre produit. L'électronique pour ce genre de produits doit avant tout être fonctionnelle et robuste plutôt que sophistiquée. Pour

cette raison, la fabrication de tels produits est tout à fait faisable dans les pays en développement. C'est actuellement loin d'être le cas et il reste beaucoup à faire pour démarrer ce créneau dans de nombreux pays où la demande est largement suffisante. Il faut tout de même préciser que le développement de ce genre de produit fait appel à un savoir-faire somme toute assez peu répandu dans les pays en développement. L'option de fabrication sous licence est sans aucun doute une formule intéressante. Il faut également bien préciser qu'il ne sera pas possible de faire tous les types de composants partout. Il s'agit d'adapter la production au marché local ainsi qu'au savoir-faire existant ou réalisable.

7.3.3 Fabrication des accumulateurs

La technologie liée à la fabrication d'un accumulateur au plomb-acide est relativement facile à acquérir. Le poids de la batterie rend rapidement les coûts de transport prohibitifs et le marché de la batterie de démarrage est suffisamment important où que ce soit pour qu'une telle industrie puisse se justifier dans chaque agglomération d'une certaine importance. Le problème est que l'accumulateur de démarrage n'est pas directement adapté au cyclage (charges et décharges profondes) auquel il sera soumis dans un système autonome. On peut l'utiliser mais il faudra prendre certaines précautions (voir chap. « recommandations pratiques »). Il est à remarquer qu'une simple modification de conception, sans changement de technologie, peut rendre une batterie de démarrage beaucoup mieux adaptée au cyclage (épaississement des plaques et augmentation de la capacité du boîtier).

Dernière excellente raison pour produire les accumulateurs localement : le recyclage des batteries usées, qui d'un point de vue technologique est parfaitement maîtrisé et qui est pratiqué depuis des décennies par la plupart des fabricants, devient alors non seulement possible mais aussi économique.

En terme d'accessibilité de la technologie et de recyclabilité, ce qui est vrai pour l'accumulateur plomb-acide ne l'est pas forcément pour les nouvelles technologies d'accumulateur: cadmium-nickel, nickel-hydrure métallique et autres. Comme ces nouvelles technologies ne sont concurrentielles que pour les petits accumulateurs ou pour des applications spéciales (cadmium-nickel pour les systèmes soumis à de basses températures), cela est sans importance pour le marché des systèmes solaires domestiques.

7.3.4 Fabrication des matériaux de construction et du matériel d'installation électrique

Ce genre de matériel est disponible partout, avec les spécificités dépendant des matériaux disponibles et des habitudes de l'artisanat local. Cette partie du système devra donc être conçue de manière à utiliser au mieux les matériaux et éléments disponibles localement.

7.3.5 Assemblage des systèmes

Bien que cette activité puisse paraître triviale, il est important de remarquer que la fiabilité des systèmes dépend autant de la qualité des composants que celle de leur assemblage. Les entreprises

spécialisées dans la réalisation de systèmes autonomes ont donc une responsabilité importante dans le bon fonctionnement des systèmes. On appelle communément ces entrepreneurs des « ensembliers ». Pour que l'assemblage soit réalisé de manière optimale, les points suivants sont à respecter :

- Les employés de l'entreprise d'assemblage doivent être parfaitement formés
- Le choix des composants doit être fait de manière rigoureuse et basé si possible sur des normes ou des tests officiels
- Le travail doit être fait dans les règles de l'art. Peu de normes ou de recommandations existent sur le sujet. Pour que l'industrie du photovoltaïque acquière une crédibilité suffisante, il est important que tous ses acteurs travaillent avec le même sérieux.

Au chapitre suivant, on donne différentes recommandations pour l'assemblage des systèmes photovoltaïques. Ces recommandations [6] proviennent en partie d'un recueil récemment édité par la communauté européenne qui lui-même tire parti de l'expérience acquise au cours de nombreuses années sur de nombreux projets et programmes.

Ensembliers

7.3.6 Recommandations pratiques

L'objectif du présent chapitre est de constituer un recueil des différentes recommandations à disposition de l'ensemblier, qu'il soit expérimenté ou débutant. Elles complètent les recommandations des chapitres 3 à 6 et de la référence [1] et sont présentées sous forme de tableaux sur :

- La fiabilité
- La sécurité
- L'efficacité du système
- La commodité d'usage

La distinction entre les trois premières catégories n'est pas toujours évidente. Par exemple : l'efficacité des appareils apporte une fiabilité du système, donc une sécurité de l'approvisionnement.

Les recommandations portant sur la fiabilité sont classées selon les différentes parties du système :

- Le générateur photovoltaïque
- Le support
- L'accumulateur
- Le régulateur
- Les lampes
- L'installation électrique

Ces différentes règles sont d'importance variable, aussi il a été jugé utile de les classer comme :

Impératives (fond blanc)

Recommandées (fond grisé clair)

Suggérées (fond grisé foncé)

Il va également de soi que certaines règles puissent entrer en contradiction avec l'une ou l'autre. Certaines règles ne sont également pas facilement attribuables à tel ou tel partie du système.

Pour ces raisons, l'ensemble de ces recommandations doit être considéré plus comme un guide et moins comme un cadre normatif.

Comme ces recommandations concernent tous les composants du système, certaines seront avant tout du ressort du fabricant. D'autres pourront être observées par l'ensemblier. Nous avons préféré les laisser en vrac sans les classer par type d'utilisateur parce que la limite n'est pas bien définie et surtout parce qu'il peut parfois être primordial pour l'ensemblier de pouvoir donner des spécifications techniques précises à ses fournisseurs. Ces recommandations sont données pour des systèmes de 12V mais sont applicables aux autres tensions de service.

7.3.7 Fiabilité

Le premier sous-ensemble de recommandations concerne le **générateur photovoltaïque**:

7.3.7.1 Générateur photovoltaïque
Les modules doivent avoir passé avec succès la procédure de test CEC-Spec.503, IEC-1215 (effectuée au Joint Research Centre (JRC) à Ispra-Italie) ou bénéficier d'une certification équivalente.
La tension au point de puissance maximale à la température ambiante maximale et à une irradiance de 800W/m ² doit être comprise entre 14 et 14.5V.

Le deuxième concerne le **support** :

7.3.7.2 Support
Le support doit être de conception et de réalisation robuste. Aucune race de corrosion ne doit apparaître après 10 ans d'exposition aux intempéries.
Les modules doivent être fixés au moyen de vis en acier inoxydable.
Les modules doivent être montés de manière à faciliter le nettoyage et l'inspection de la boîte de connexion
Dans le cas de montage en toiture, il faut laisser un vide d'air d'au moins 5cm pour permettre un bon refroidissement des modules
Dans le cas de montage en toiture, les modules doivent être fixés à la structure du toit (poutre, chevron) et non aux éléments de couverture (tuiles, tôle)
Le calcul de l'angle d'inclinaison par rapport à l'horizontale se calcul en ajoutant 10° (+/- 3°) à la latitude, si aucune contrainte particulière ne l'empêche (horizon non dégagé, intégration architecturale, optimisation pour un mois particulier, . . .).
L'angle minimal est de 15° par rapport à l'horizontale.
Un ajustage manuel de l'orientation peut être envisagé (2 à 3 positions par jour). La production supplémentaire engendrée ne devrait pas être considéré par le dimensionnement.

Les batteries sont vraiment un point critique du système photovoltaïque autonome. Ceci dit, il est utile de préciser que la durée de vie de l'installation sera maximisée si les conditions idéales présentées sous 4.2.11 sont respectées.

Les meilleures batteries pour les systèmes autonomes sont les batteries à électrodes tubulaires. Ces batteries sont toutefois chères et ne sont pas forcément disponibles partout. Pour cette raison, on ne peut pas proscrire l'utilisation de batteries de démarrage mais il faut être conscient que la durée de vie en sera notablement réduite. L'alternative offerte par les accumulateurs dits « solaires » qui sont des accumulateurs de démarrage modifiés pour le stationnaire reste un bon compromis qui mérite d'être développé dans les programmes d'électrification rurale. Pour ce dernier type de batteries, on émet les recommandations suivantes :

7.3.7.3 Accumulateurs de démarrage dérivés « solaires »
L'épaisseur de chaque plaque doit être de 2mm au moins.
La quantité d'électrolyte doit être supérieure à 1.15 l par cellule de 100 Ah de capacité nominale (décharge en 20h).
Le séparateur doit être en polyéthylène microporeux
La densité de l'électrolyte ne devrait pas dépasser 1.25 g/cl.

Pour garantir à l'accumulateur une durée de vie maximale, quel que soit sa nature, il est utile de vérifier à l'issue du dimensionnement si la capacité nominale n'est pas exagérée par rapport à la taille du générateur. Le tableau suivant permet de faire cette vérification de la manière suivante: la capacité nominale de la batterie (en Ah / 20h) ne devrait pas dépasser CR fois le courant de court-circuit (en A aux conditions STC) du générateur. Le tableau suivant donne la valeur obligatoire ou recommandée pour les différents types de batteries.

7.3.7.4 Capacité de l'accumulateur p.r. au générateur		
Type de batterie	CR	
	Obligatoire	Recommandé
Tubulaire	20	15
Démarrage standard	40	30
Démarrage dérivé « solaire »	40	35
Démarrage « faible entretien »	40	30

La capacité de la batterie doit de plus être dimensionnée en prenant en compte le type de batterie pour définir la profondeur de décharge maximale (depth of discharge : DOD_{max}). Le tableau suivant donne de manière analogue à précédemment la valeur idéale à considérer pour le DOD_{max} .

7.3.7.5 Profondeur de décharge maximale		
Type de batterie	DOD_{max} [%]	
	Obligatoire	Recommandé
Tubulaire	80	70
Démarrage standard	50	30
Démarrage dérivé « solaire »	60	40
Démarrage « faible entretien »	30	20

Les dernières recommandations ne dépendent pas du type de batterie. Elles sont les suivantes.

7.3.7.6 Accumulateur : recommandations diverses

L'accumulateur doit être garanti par le fabricant. La capacité réelle ne doit pas être inférieure de plus de 5% à la capacité spécifiée

La capacité doit être telle qu'une autonomie de 3 à 5 jours soit assurée.

Bien que le coût du **régulateur** ne dépasse que rarement 5% du prix final du système, son rôle est vital puisque son bon fonctionnement conditionne la durée de vie de la batterie, élément coûteux.

Les spécifications des régulateurs ne sont pas évidentes à fixer. Certains experts divergent du point de vue de certaines particularités. Les recommandations sous 5.1 et 5.3 doivent absolument être suivies de même que les points suivants plus généraux :

7.3.7.7 Régulateur – autres recommandations

Les borniers de raccordement doivent facilement supporter des câbles de 4mm² au moins

Le régulateur de charge doit pouvoir supporter tout fonctionnement sans batterie, quelle que soit l'état de fonctionnement du générateur et des charges

Le boîtier du régulateur doit offrir une protection d'au moins IP32, conformément à la norme IEC529 ou DIN40050

Le régulateur ne doit produire aucune perturbation susceptible de perturber la réception radiophonique

Le régulateur de charge doit permettre la recharge de la batterie même si la tension est très basse ($\geq 1.5V$ /cellule)

Le régulateur doit être protégé contre l'inversion de polarité, que ce soit au niveau du raccordement de la batterie ou du générateur

Le régulateur devrait être protégé contre les surtensions induites au moyen d'un dispositif parasurtension (varistors, diodes avalanches, . . .) de 1000W ou plus

entre les bornes + et – de raccordement au générateur

entre les bornes + et – de raccordement aux charges

La surcharge contrôlée doit être faite à 2.5V/cellule. Elle doit être lancée pour une durée de 1 à 5 heures après une décharge profonde et/ou tous les 15 jours.

La surcharge contrôlée peut éventuellement être déclenchable

Pour des raisons de sécurité, le régulateur de charge peut éventuellement être doté d'un circuit de mesure de la tension de batterie indépendant du circuit de puissance

Le boîtier du régulateur devrait offrir une protection IP54, conformément à la norme IEC529 ou DIN40050

La première application de l'électrification rurale photovoltaïque étant l'éclairage domestique, la prochaine série de recommandations porte sur les points lumineux, qui ont une importance cruciale sur la qualité du service rendu. Les critères mentionnés au chapitre 6.2.1 doivent absolument être respectés de même que :

7.3.7.8 Points lumineux
Les tubes fluorescents doivent être un modèle disponible localement
Les lampes doivent être conçues de manière à éviter l'intrusion d'insectes (grilles, . . .)
Les lampes doivent être telles que l'entretien soit facilité (remplacement du tube, nettoyage, . . .)
Le rendement lumineux de la lampe peut être amélioré moyennant l'utilisation de réflecteurs

La dernière partie du système à faire l'objet de recommandations est **l'installation électrique** en tant que telle.

7.3.7.9 Installation électrique
La section minimale des conducteurs ne doit en tout cas pas être inférieure à : <ul style="list-style-type: none"> • 2.5 mm², des modules PV au régulateur • 4.0 mm², du régulateur à la batterie
Les câbles extérieurs doivent supporter l'exposition aux intempéries conformément à la norme internationale IEC60811 et à la norme en vigueur dans le pays concerné
Toutes les connexions doivent garantir un contact électrique sûr et robuste. La résistance de contact ne doit pas entraîner une chute de tension supérieure à 0.5% de la tension nominale
Les borniers ne doivent pas être sujet à la corrosion électro-chimiques (deux métaux différents dans de l'eau forment une pile et génèrent un courant provoquant une corrosion très rapide)
L'extrémité des câbles de section $\geq 4\text{mm}^2$ doivent être munis d'un embout en cuivre étamé.
Les câbles de section $\leq 2.5\text{mm}^2$ doivent être torsadés et étamés pour assurer une connexion irréprochable
Les fusibles doivent être dimensionnés de manière à ce que le courant maximal soit compris entre 50 et 80% de leur valeur nominale
Les combinaisons de prises doivent être choisies de manière à protéger l'appareil contre une inversion de polarité
Les câbles apparents doivent être fixés à la structure ou au mur de manière à éviter toute traction sur les appareils raccordés (coffret de raccordement, régulateur, ballasts, ...)
Les câbles doivent être fixés au mur de manière à être protégés des chocs. Au cas où cela est jugé nécessaire, on protégera mécaniquement les conducteurs (tubes, canal, caisson, ...)
Tous les câbles doivent être repérés grâce à des couleurs adéquates et/ou étiquetés
Les fusibles doivent si possible être installés du côté positif
Les interrupteurs doivent être prévus pour le fonctionnement en DC. Les interrupteurs AC sont toutefois autorisés mais les valeurs nominales en AC doivent valoir au moins 200% du courant DC maximal à déclencher
Dans les régions à précipitations importantes, les trous faits dans les murs extérieurs de bâtiments doivent être inclinés de manière à ce qu'aucune infiltration d'eau ne puisse avoir lieu
Les câbles doivent être hors de portée des petits enfants
En règle générale, les câbles doivent être horizontaux ou verticaux, jamais obliques

7.3.8 Sécurité

Afin d'assurer une sécurité optimale, un certain nombre de mesures s'imposent.

La batterie et le régulateur doivent être protégés contre les surintensités et les courts-circuits (au moyen de fusibles, diodes, etc.) sur les lignes provenant du générateur et celles allant vers les charges
La batterie doit être placée à un endroit bien ventilé et d'accès protégé
Des précautions doivent être prises pour éviter un court-circuit accidentel des bornes de la batterie
Les électrodes des ballasts ne doivent jamais être connectées à l'installation parafoudre
Dans les régions avec orages fréquents, il est utile de prévoir un sectionneur manuel permettant de découpler momentanément les modules (interrupteur bipolaire) lorsqu'il y a risque d'éclairs

7.3.9 Efficacité du système

Le générateur photovoltaïque doit être entièrement libre de toute ombre durant au moins 8h par jour et ce durant toute l'année
La consommation stand-by du régulateur en fonctionnement normal ne doit pas dépasser 15mA
La consommation quotidienne pour un système standard de 50W devrait être comprise entre 120 et 160 Wh/jour (pays chaud)
La capacité utile (capacité nominale multipliée par la profondeur de décharge maximale DOD_{max}) doit permettre une autonomie de 3 à 5 jours (pays chaud)
La tension à puissance maximale à une irradiance de $800W/m^2$ et à la température ambiante maximale doit être comprise entre 14.5 et 15.0 V
La consommation stand-by du régulateur en fonctionnement normal ne doit pas dépasser 5mA.

7.3.10 Commodité d'usage

Le terme « user-friendly » est souvent utilisé pour qualifier des équipements informatiques dont l'emploi est facile et où l'interface seule est suffisamment transparente pour permettre une utilisation immédiate. On utilisera ici l'adjectif français commode pour exprimer cette notion mais pour les équipements photovoltaïques.

Si le système peut être utilisé sans restriction aucune, une lampe verte sera allumée
Si les charges ont été déclenchées, une lampe rouge sera allumée
Une lampe jaune sera allumée pour avertir du risque d'une prochaine décharge profonde, c'est-à-dire du déclenchement du système (fonction « avertissement »)
La fonction d'avertissement peut être rendue plus efficace et plus sûre de la manière suivante : dès que le seuil « avertissement » est atteint, une coupure des charges est faite. Cette première coupure est juste un

avertissement. Les charges peuvent être réenclenchées manuellement

Au cas où il serait jugé utile d'économiser la consommation des LED's d'affichage, on peut prévoir une activation manuelle des témoins de l'état de charge

7.3.11 Evaluation de programmes

En résumé, pour évaluer les chances de succès d'un programme, les critères suivants pourront être évalués :

- structure de l'organisation (rôles des différents protagonistes et relation entre eux)
- insertion du programme dans le plan national d'électrification (contact avec l'office en charge de l'électricité)
- stratégie de développement du marché
- dissémination de l'information
- nature, pérennité et compatibilité des différentes sources de financement (subvention, prêt, stabilité du marché)
- politique des prix
- cadre législatif et fiscal
- organisation de la formation (de base et continue)
- contrôle qualité
- service après vente
- disponibilité en pièces de rechange
- recyclage des batteries

L'expérience a montré qu'une approche trop peu globale et non coordonnée peut être à la base de l'échec complet d'un programme. Au contraire, il est vital de bien considérer tous les aspects ci-dessus et de s'assurer que rien n'est laissé au hasard. On parlera même de programme intégré dans le cas où un maximum de dispositions sont prises au niveau de la direction pour inclure dans l'organisation tous ces aspects annexes mais cruciaux. Les zones rurales des pays du sud n'offrant pas l'infrastructure nécessaire, il s'agit d'en créer une dédiée à la filière d'électrification pour donner un maximum d'atouts au programme. L'intégration d'un mécanisme de financement approprié, d'une formation complète et d'un réseau de service performant est une nécessité première. Le programme pourra intégrer par ailleurs des composantes aptes à préparer le terrain de manière optimale (programme de recyclage des batteries, parfaite collaboration de l'Etat qui intervient au niveau fiscal et législatif, parfaite coordination avec tout autre filière d'électrification rurale décentralisée, . . .).

Référence

- [1] Universal technical standard for solar home systems, Directorate for Energy (DG XVII), Joule-Thermie-RES, Thermie B : SUP-995-96, IES-UPM, GENEC, WIP, ESTI-JRC, 1998

8 Dimensionnement

8.1	Démarche	127
<hr/>		
8.2	Limitations	128
<hr/>		
8.3	Calcul des besoins de l'utilisateur	128
8.3.1	Calcul en énergie	128
8.3.2	Calcul en termes de charge [Ah]	129
8.3.3	Choix des consommateurs	129
<hr/>		
8.4	Tension nominale d'utilisation	131
<hr/>		
8.5	Energie solaire incidente	132
8.5.1	Météo	132
8.5.2	Orientation du plan de capteurs	132
8.5.3	Ombrages	133
<hr/>		
8.6	Générateur solaire	133
8.6.1	Choix du type de panneaux	133
8.6.2	Tension du champ PV: choix du nombre de cellules	134
8.6.3	Calcul en termes d'énergie	136
8.6.4	Calcul en termes de charge	137
8.6.5	Détermination du nombre de panneaux	137
<hr/>		
8.7	Génératrice d'appoint	138
<hr/>		
8.8	Dimensionnement du stockage	139
<hr/>		
8.9	Dimensionnement des conducteurs	139
<hr/>		
8.10	Evaluation économique	140
8.10.1	Investissement	141
8.10.2	Frais d'exploitation	141
8.10.3	Coût annuel de l'installation	142
8.10.4	Coût du kWh	142

8. Dimensionnement

Ce chapitre décrit les critères permettant l'étude d'un système PV autonome: tension d'utilisation, nombre et type de panneaux PV, batteries, régulateur, génératrice d'appoint, câbles.

Le dimensionnement peut être effectué manuellement grâce au formulaire et aux données de l'annexe A5, ou par le logiciel PVRURAL fourni avec le cours, fonctionnant sous EXCEL.

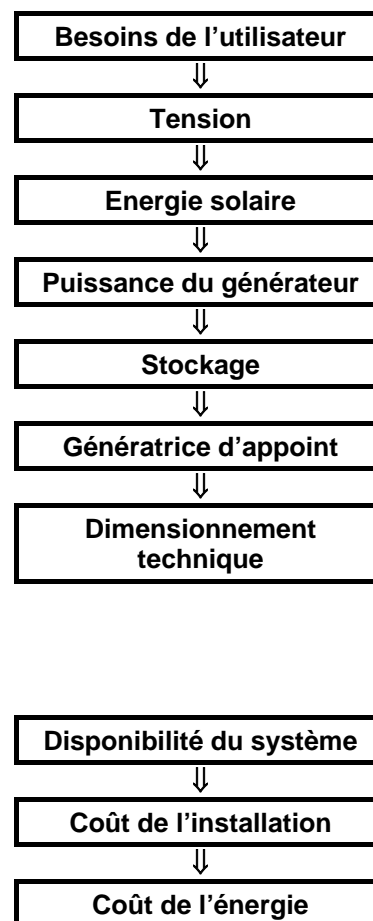
8.1 Démarche

Le dimensionnement d'un système PV autonome est un processus relativement complexe, faisant intervenir de nombreux paramètres. Il comporte les étapes suivantes :

1. Détermination des besoins de l'utilisateur (puissances, énergie moyenne par jour).
2. Choix de la tension de fonctionnement.
3. Détermination de l'énergie solaire disponible sur les capteurs (en kWh/m² par jour).
4. Choix de la puissance du générateur solaire (type, nombre de panneaux PV, puissance en Wc).
5. Dimensionnement du stockage (capacité des batteries en Ah).
6. Décider de la nécessité d'une génératrice d'appoint pour couvrir la demande durant les périodes les plus défavorables, en particulier si l'adaptation production/consommation présente des insuffisances saisonnières très marquées.
7. Dimensionnement technique: choix du régulateur, sections de conducteurs, types de connexions, etc...

Plusieurs de ces options sont interdépendantes, et leur optimisation devra se faire par essais successifs, en tenant compte des critères suivants :

- Disponibilité du système (soit la probabilité de pouvoir satisfaire la demande en toutes circonstances).
- Coût de l'installation (investissement), habituellement traduit en annuités (remboursements annuels de l'emprunt, sur la durée de vie de l'installation).
- Coût de l'énergie (coût du kWh consommé), calculé sur la base du coût annuel, soit la somme de l'annuité et des frais d'exploitation (entretien, provision pour remplacement périodique des batteries, fuel pour génératrice, assurances, etc).



8.2 Limitations

Par rapport à une installation électrique conventionnelle dans laquelle le réseau peut être sollicité à volonté dans la limite de la puissance souscrite (6 kW, 9 kW ou plus...), une installation PV autonome se distingue par les caractéristiques suivantes:

- le coût élevé de l'énergie (de l'ordre de 10 fois plus chère que dans un réseau),
- la limitation de l'énergie disponible,
- la probabilité de non-disponibilité selon les conditions météo ou l'abus de consommation,
- le mode de distribution, le plus souvent en courant continu.
- le mode de paiement: l'investissement d'un système PV correspond à l'acquisition, en une seule fois, de toute l'énergie produite durant la durée de vie de l'installation (aux frais d'entretien près).

Ces contraintes influent fortement sur la manière de consommer, et le fonctionnement même du système est intimement lié au comportement de l'utilisateur. De fait, il ne faut plus raisonner en termes de consommation d'énergie, mais beaucoup plus de service rendu: les utilisations usuelles de l'électricité devront être analysées en détail, et on ne pourra conserver que celles qui lui sont strictement spécifiques: éclairage, radio-TV-informatique, télécommunications, moteurs, pompage, ventilation et réfrigération. En particulier, le coût réel de chaque utilisation devra être évalué en détail, ce qui conduira souvent à écarter les utilisations les plus gourmandes en énergie (utilisations thermiques, chauffage d'un lave-vaisselle ou d'un lave-linge, fer à repasser, climatiseur, etc.). On portera une attention toute particulière à la consommation "de veille" des appareils modernes.

8.3 Calcul des besoins de l'utilisateur

Ainsi, vu le coût élevé du Wc installé et du kWh disponible, le système de production PV doit être adapté au plus juste aux besoins de l'utilisateur. C'est pourquoi le dimensionnement commence toujours par une évaluation très précise des besoins, sachant que toute exigence supplémentaire devra se traduire par une extension du système de production (plus de panneaux, plus de batteries).

Ce calcul peut être effectué de deux manières :

8.3.1 Calcul en énergie

Le besoin d'énergie doit être évalué en moyenne journalière, en estimant la somme des consommations de chaque appareil:

$$Eu = P1 \cdot t1 + P2 \cdot t2 + \dots + Pi \cdot ti$$

où Eu [Wh/jour] = Energie journalière utilisée
 Pi [W] = Puissance de chaque appareil i,
 ti [heures/jour] = Temps moyen d'utilisation quotidienne.

Le calcul des consommations est effectué selon la grille de calcul de la table 8.1.

Période : été (juillet)	Nbre	Puissance	t. utilis.	Energie
Appareils		W	hres/jr	Wh/jr
Lampes PLC	5	11	2	110
Armoire frigorifique	1	---	24	500
Circulateur capteurs solaires thermiques	1	15	8	120
Télévision, magnétoscope	1	60	2	120
Onduleur, standby	1	5	24	120
Onduleur, utilisation	1	500	0.25	125
Total énergie journalière				1095

Période : hiver (janvier)	Nbre	Puissance	t. utilis.	Energie
Appareils		W	hres/jr	Wh/jr
Lampes	5	11	5	275
Armoire frigorifique: inutilisée	1	---	0	0
Circulateur capteurs solaires thermiques	1	15	2	30
Télévision, magnétoscope	1	60	5	300
Onduleur, stand-by	1	5	24	120
Onduleur, utilisation	1	500	0.25	125
Total énergie journalière				850

Table 8.1 : Grille de calcul des consommateurs, en Wh.
(exemple: maison de campagne, été et hiver, occupation continue)

8.3.2 Calcul en termes de charge [Ah]

Dans la pratique, les concepteurs de petites installations préfèrent souvent raisonner en termes de charge:

$$C = I \cdot t \quad [\text{Ah}]$$

Avec: C [Ah] quantité de "Charge" coulombique,
I [A] courant consommé,
t [h] temps d'enclenchement

ce qui, à tension fixée, est équivalent au calcul énergétique. Ceci pour les raisons suivantes:

- La capacité de stockage des batteries est usuellement spécifiée en Ah. En effet, l'**efficacité "coulombique"** d'une batterie (sa capacité à restituer le courant de charge) est de l'ordre de 0.97 au-dessous du seuil de gazéification; on admet qu'elle se situe à 85-90 % en cours d'utilisation normale (sans surcharges excessives). Alors que son efficacité en **énergie**, plus difficile à établir, est pénalisée par la différence de tension durant les processus de charge et de décharge; on peut l'estimer à 75-85% dans les mêmes conditions.
- La production des panneaux photovoltaïques utilisés à tension fixée, peut également être exprimée en Ah pour une irradiation donnée. Au-dessous du coude PV, le courant produit est directement proportionnel à l'irradiance. Il se situe à une valeur proche de courant au point de puissance maximum, donné par le constructeur pour les conditions "standard" (1000 W/m² et 25 °C), et ne dépend que très peu de la température du panneau.
- Le courant produit par les panneaux PV est intégralement transféré à la batterie. Les pertes (ohmiques, chute de tension dans la diode et le régulateur, désadaptation selon température) n'affectent que la tension, et donc l'énergie.

Dans ce cas, la grille de calcul prend la forme de la table 8.2.

Période : été	Nbre	Courant	t. utilis.	Charge
Appareils - Tension nominale de batterie: 12V		A	hres/jr	Ah/jr
Lampes	5	0.9	2	9
Armoire frigorifique	1	---	24	42
Circulateur capteurs solaires thermiques	1	1.25	8	10
Télévision, magnétoscope	1	5	2	10
Onduleur, standby	1	0.41	24	9.8
Onduleur, utilisation	1	42	0.25	10.5
Total énergie journalière				91.3

Table 8.2 : Grille de calcul des consommateurs en Ah

8.3.3 Choix des consommateurs

Pour une installation à fort effet saisonnier (latitudes moyennes, par exemple en Europe), la structure de consommation, aussi bien que les apports solaires, peuvent être très différents selon les époques de l'année. Il convient alors de déterminer la consommation probable pour deux ou plusieurs périodes typiques. L'exemple ci-dessus montre que le frigo est un appareil particulièrement gourmand en énergie, mais on peut très bien s'en passer en hiver. Par contre, les temps d'utilisation de l'éclairage et de la télévision sont allongés en hiver.

D'autre part, pour les locaux d'utilisation intermittente, l'énergie est évidemment captée durant la période d'absence. La puissance PV nécessaire est donc l'énergie utile, moyennée sur la durée totale de captation, à condition d'augmenter la capacité des batteries en conséquence. Par exemple, pour un chalet de vacances utilisé le week-end seulement, la production moyenne d'énergie pourra être réduite à :

$$E_p = 2 / 7 \cdot E_u.$$

en choisissant une batterie dont la capacité assure plus de 7 jours de consommation.

Onduleur : enclenché seulement en cas de besoin

On constate en outre qu'un éventuel onduleur ne devrait être enclenché que durant son utilisation réelle. En effet, pour une utilisation intermittente (par exemple un aspirateur à poussière, un appareil de bricolage) sa consommation de veille devient prohibitive.

Attention aux consommateurs de veille

Lors du choix de ses appareils, l'utilisateur d'une installation PV devra d'ailleurs être particulièrement attentif à la consommation de veille. La généralisation des appareils électroniques non déconnectables (télévisions, ordinateurs, imprimantes, chaînes Hi-Fi, fax ou téléphones, fours, etc), même nécessitant une faible consommation, pèsent lourd sur le bilan d'une installation solaire du fait du prix élevé de l'énergie. Ainsi, une consommation ininterrompue de 5 W consomme la totalité de la production d'un panneau de 50Wc !

8.4 Tension nominale d'utilisation

La tension de distribution sera choisie en fonction:

- de la puissance du système PV,
- de l'extension géographique de l'installation.

En effet, pour une puissance donnée, une tension faible implique des courants élevés, qui produisent des pertes importantes dans les conducteurs. Rappelons que les pertes ohmiques sont proportionnelles au carré du courant, et qu'un doublement de la tension provoque une diminution de moitié pour le courant, et donc d'un facteur 4 pour la perte d'énergie (cf. paragraphe 8.6).

Dans la plupart des installations photovoltaïques autonomes, la distribution de l'énergie utile se fait directement à partir des batteries, en courant continu (DC). Une distribution en courant alternatif (AC) généralisée, analogue à un réseau standard, ne peut se concevoir que pour de grandes installations (plus d'un kWc), par exemple à l'échelle d'un village. L'utilisation de courant alternatif standard 230V (réservé à l'usage spécifique d'appareils courants) requiert l'emploi d'un convertisseur spécial appelé onduleur, décrit au chap. 6.

La distribution en courant continu oblige l'utilisateur à s'équiper de matériels conçus pour cet usage, présentés au chapitre 6. Ces équipements spéciaux sont souvent plus chers à l'achat que les appareils standards de consommation courante. Cependant, leur efficacité énergétique (soit une consommation minimale pour un service donné) est particulièrement étudiée, et les économies sur l'énergie - de prix élevé - compensent à terme le surcoût de l'investissement initial.

Dans une installation modeste (< 100 à 200 Wc), destinée essentiellement à l'éclairage et la radio-TV, la tension est habituellement de 12V. Ce qui représente déjà un courant de 8A pour un consommateur de 100 W !

Mais dès qu'on envisage l'utilisation d'appareillages plus puissants (réfrigérateur, appareils électroménagers, machines agricoles, pompes, etc), ou si le réseau est très étendu (plusieurs dizaines de mètres), on devra passer à des tensions plus élevées (24 ou 48V).

Dans la pratique, la plupart des appareillages conçus pour les installations autonomes sont disponibles dans le commerce soit en 12V, soit en 24V. Néanmoins, le choix doit être fait dès le départ, car si au cours de l'extension d'une petite installation on décide de changer de tension, il faudra remplacer tous les appareils déjà acquis (ou acheter des convertisseurs, relativement onéreux).

Surcoût de matériels performants compensés par les économies sur la consommation

Tension du système PV (distribution)	12V	24V	48V	96V	230Vac
Puissance des appareils	< 240 Wc	< 800 Wc	< 3 kW	< 10 kW	> 3 kW
Courant correspondant	< 20 A	< 33 A	< 62 A	< 104 A	> 13.6 A
Onduleur	< 0.8 kW	< 5 kW	< 10 kW	< 30 kW	

Table 8.3. - Tension d'utilisation conseillée pour diverses puissances d'utilisation. (L'onduleur est branché directement sur la batterie).

Notons que les tensions élevées (48 ou 96V) doivent être réservées à des usages très spécifiques: pompes, grosses machines agricoles (machines à traire, réfrigération du lait), etc. En effet, on trouve encore

Tensions > 48 V : danger pour les personnes !

**Tensions élevées ⇒
surveillance accrue
des batteries**

peu d'appareillages de consommation courante adaptés à ce type de tensions.

Précisons également qu'au-delà de 50V, les dangers du courant continu pour les personnes deviennent importants, la législation sur les installations change, et des précautions d'emploi importantes doivent être respectées.

D'autre part, avec des tensions élevées, la gestion du système de batteries devient délicate: sitôt qu'un élément devient défectueux, il peut subir des décharges profondes et même des inversions de polarité entraînant rapidement sa destruction. Il convient donc d'exercer une surveillance régulière du comportement individuel de chaque élément, avec possibilité de rééquilibrages occasionnels par surcharges contrôlées.

8.5 Energie solaire incidente

8.5.1 Météo

L'étape suivante est l'estimation de l'irradiation disponible sur les capteurs, à partir des données météorologiques du site considéré, et tenant compte de l'inclinaison des capteurs, d'éventuels ombrages, etc.

Au stade du pré-dimensionnement, ce calcul est effectué en moyennes mensuelles. Si on désire par la suite effectuer une vérification du comportement du système par simulation détaillée, on devra alors passer à des valeurs horaires (mesures, année standard ou valeurs synthétiques), par un logiciel spécialisé adéquat.

On établit une grille mensuelle, avec en première colonne l'énergie moyenne sur le plan horizontal, exprimée en [kWh/jour]. Ces données seront reprises de données météorologiques standard (par exemple tables en annexe A2, Météonorm [1], logiciel PVSYST [2], Solar Irradiation Database [3], etc).

8.5.2 Orientation du plan de capteurs

Pour tenir compte de l'inclinaison et l'orientation des panneaux, on reportera, à la seconde colonne, les valeurs lues (ou interpolées) dans les tables du facteur de transposition (annexe A4). Rappelons que ces tables sont en principe caractéristiques d'une latitude et d'un type de climat donné (ensoleillé, montagne, brouillards hivernaux, etc...). Néanmoins, pour des orientations proches de l'optimum, l'utilisateur pourra se contenter de la table la plus appropriée parmi celles fournies à l'annexe A4. Dans les régions tropicales, où les panneaux sont installés avec une faible inclinaison, le facteur de transposition est habituellement assez proche de 1, ce qui signifie que l'énergie incidente sur les panneaux est très semblable aux données météorologiques.

La troisième colonne contient l'énergie incidente sur le plan des capteurs [kWh/m²], qui s'obtient simplement en multipliant la valeur météo sur plan horizontal par le facteur de transposition.

8.5.3 Ombrages

En cas d'ombrages importants, on pourra éventuellement multiplier ces résultats par un facteur d'ombrage, estimé mensuellement. Malheureusement, les effets d'ombrages sont très difficiles à estimer intuitivement, et nous ne pouvons pas donner ici une méthode manuelle pour les évaluer, même grossièrement.

L'effet sur la composante **directe** est souvent relativement faible en moyenne mensuelle ou annuelle. Notons cependant qu'il faut faire très attention aux ombrages partiels, même très **ponctuels**: si une seule cellule est ombrée, c'est le courant de toute la chaîne de cellules en série qui est limité.

Pour les ombrages proches, cela se traduit par des conséquences momentanées complexes sur la production photovoltaïque.

Attention en particulier aux montages en sheds (rangées): pour limiter l'effet de l'ombrage mutuel d'un shed sur l'autre, on veillera à connecter tous les panneaux PV du bas du shed dans la même série, de manière à ce que l'ombrage mutuel n'affecte qu'une seule chaîne de cellules.

Par contre, les obstacles proches ou lointains occultent une partie du diffus isotrope. Cet effet perdure durant l'année entière, et ses effets sont souvent sous-estimés, surtout dans les régions à forte proportion de rayonnement diffus (moyennes latitudes). En présence d'un sérieux problème d'ombrages, nous conseillons donc vivement de recourir à un logiciel spécialisé (par exemple PVSYST).

Une cellule ombrée = toute la chaîne désactivée !

Ombrage sur le diffus = effet permanent

8.6 Générateur solaire

On peut maintenant insérer dans notre grille les besoins des consommateurs calculés sous (8.3) pour les mois correspondants. Il nous reste à déterminer le type et le nombre de panneaux à installer.

8.6.1 Choix du type de panneaux

La caractéristique principale d'un panneau photovoltaïque est sa puissance nominale. Cette puissance P_{nom} est spécifiée en Wc, (Watt-crête) pour une utilisation dans les conditions standard (STC), c'est-à-dire: rayonnement 1000 W/m^2 , température des cellules 25°C , spectre de rayonnement solaire AM 1.5 (cf. chap. 3). Les modèles les plus courants ont une P_{nom} entre 40 et 60 Wc (environ 0.5 m^2).

Jusqu'au milieu des années 90, la grande majorité des panneaux de plus de 40Wc étaient constitués de cellules au silicium mono- ou polycristallin. Les panneaux en silicium amorphe (a:Si-H) ou d'autres technologies en couches minces étaient réservées à des usages spécifiques (panneaux souples) ou à de très petites installations (5 à 20 Wc). Des panneaux amorphes de plus de 40 Wc commencent à émerger à des prix (au Wc) compétitifs. Néanmoins, leur rendement étant de l'ordre de 6 % au lieu de 12 %, les surfaces nécessaires - et donc les frais de supports - sont doublés.

8.6.2 Tension du champ PV: choix du nombre de cellules

Dans la pratique, la plupart des panneaux du commerce sont adaptés à une utilisation en sites isolés, et fournissent une tension compatible avec un système PV équipé de batteries 12V (ou un multiple).

La table suivante donne les tensions moyennes délivrées par des panneaux au silicium (mono ou poly-cristallin), pour divers nombres de cellules et températures:

On y constate tout d'abord que les panneaux poly-cristallins (p-Si) délivrent une tension très légèrement inférieure aux panneaux mono-cristallins (m-Si): en moyenne -2%.

Technologie	m-Si	p-Si	m-Si	m-Si	m-Si	p-Si	p-Si
Nb. de cellules	1	1	30	33	36	36	40
Voc (25 °C)	0.595	0.588	17.85	19.63	21.42	21.17	23.52
Vmpp (25 °C)	0.476	0.467	14.28	15.71	17.14	16.81	18.68
Vmpp (50°C)	0.423	0.414	12.69	13.96	15.23	14.90	16.56
Vmpp (75°C)	0.370	0.361	11.10	12.21	13.32	13.00	14.44

Table 8.4 : Tension des cellules et panneaux PV destinés aux systèmes autonomes .

D'autre part, on observe en général, pour les panneaux cristallins :

$$V_{MPP} = 0.8 V_{oc} \quad \text{et} \quad I_{MPP} = 0.91 I_{sc}$$

36 cellules standard

La grande majorité des panneaux comporte 36 cellules en série, délivrant une tension proche de 17.1 V (m-Si) ou 16.8 V (p-Si) aux STC.

40 cellules : pays chauds

D'autres modèles sont proposés avec 40 cellules (p-Si). Ils peuvent être nécessaires pour des installations en pays très chauds. Mais la tension délivrée par les 4 cellules supplémentaires ne sera jamais utilisée en pays tempérés avec une régulation classique!

Détermination de la température de cellules

Rappelons que les cellules au silicium ont un coefficient de température de -2.1 mV/°C environ, donc -76 mV/°C pour 36 cellules. Pour les panneaux en couches minces (silicium amorphe, tandems, etc.), les coefficients de température dépendent beaucoup de la technologie de fabrication, et nous ne pouvons pas donner ici de règles générales.

La température des cellules sous ensoleillement peut être déterminée par les relation suivante:

$$T_c = T_{amb} + \alpha \cdot G_{inc} / K$$

- où T_{amb} = température ambiante [°C],
- G_{inc} = rayonnement incident [W/m²],
- α = coeff. d'absorption ≈ 0.9 ,
- K = coeff. de déperditions du panneau [W/m²k].

Pour des panneaux "nus" bien ventilés, on observe habituellement une valeur $K = 29 \text{ W/m}^2\text{k}$. Les panneaux intégrés dans le bâtiment présentent plutôt des valeurs $K = 15 \text{ à } 25 \text{ W/m}^2\text{k}$ selon la ventilation de la face arrière.

Donc, pour la plupart des panneaux montés avec une ventilation arrière suffisante, l'élévation de température des cellules T_c - T_{amb} , sous 800 W/m^2 , est d'environ 25°C .

La table 8.4 indique la tension délivrée pour différentes situations typiques:

- $T_c=25^\circ\text{C}$ est caractéristique des pays tempérés, en conditions hivernales et mi-saison: Cela correspond par exemple à $T_{amb} \approx 6^\circ\text{C}$ et $G_{inc} \approx 600 \text{ W/m}^2$.
- $T_c=50^\circ\text{C}$: pays tempérés en conditions estivales ($T_{amb} \approx 25^\circ\text{C}$, $G_{inc} \approx 800 \text{ W/m}^2$).
- $T_c=75^\circ\text{C}$: est atteint en plein midi dans les pays chauds ($T_{amb} \approx 44^\circ\text{C}$, $G_{inc} \approx 1000 \text{ W/m}^2$).

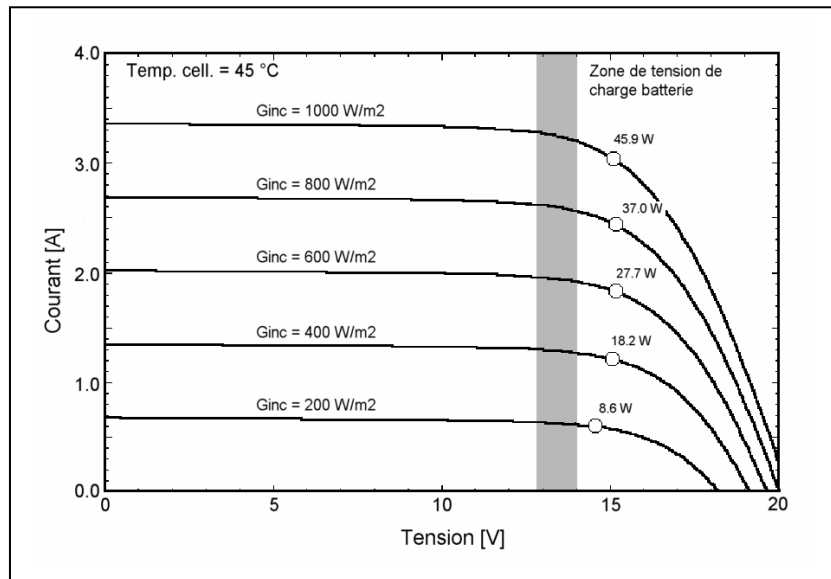


Figure 8.1
Panneau solaire chargeant directement une batterie

Pour obtenir la tension réelle de fonctionnement du champ PV, il convient d'ajouter à la tension de la batterie:

- La chute de tension due aux **pertes ohmiques** dans les câbles de liaison. La table 8.5 du paragraphe suivant permet de les déterminer. Par exemple, un courant de 5 A (2 à 3 panneaux PV en parallèle) dans un câble de 2.5 mm^2 provoquera une chute de tension de $2 \times 40 \text{ mV}$ par mètre, soit 1V pour un éloignement de 12.5m! Nous constatons donc que la distance du champ à la batterie ne doit pas être excessive et la section des câbles bien adaptée, et ceci tout particulièrement dans les pays chauds où l'on ne dispose que d'une très faible réserve de tension.
- La chute de tension à travers la diode de protection série (0.5 à 0.7 V pour une diode Schottky, > 1.0 V pour une diode Si normale) et éventuellement le transistor du régulateur (env. 0.4V). Rappelons que dans les pays chauds et régulièrement ensoleillés, si la tension de charge de la batterie est trop rapprochée du coude de puissance maximum, il peut être avantageux de supprimer cette diode; le courant de fuite perdu durant la nuit doit alors être compensé par les gains dus au déplacement sur la caractéristique PV du panneau (cf. paragraphe 5.1.4).

La tension nominale de charge d'une batterie au plomb se situe autour de 2.1 à 2.35 V/élément environ (soit 12.6 à 14.1V pour une batterie de 12V) selon l'état de charge, le courant, et à 20°C . Cette tension diminue avec la température (environ $-30 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ pour une batterie de 12V). Bien qu'il soit conseillé de placer la batterie dans un

endroit frais (sa durée de vie diminue de moitié pour une augmentation de 10°C), ce phénomène compense en partie la faible tension délivrée par le générateur solaire dans les pays chauds.

Pour évaluer le nombre de panneaux nécessaire pour le champ photovoltaïque, nous pouvons utiliser **deux méthodes** selon les cas:

8.6.3 Calcul en termes d'énergie

Comme la production électrique est quasi-proportionnelle au rayonnement, chaque kWh d'énergie incidente devrait pouvoir produire une énergie "nominale" équivalente à une heure de fonctionnement aux conditions standard (STC):

$$E_{STC} \text{ [Wh/jour]} = E_{\text{incid}} \text{ [kWh/m}^2\text{-jour]} \cdot P_{\text{nom}} \text{ [W}_c \text{ pour 1 kW/m}^2 \text{ et 25}^\circ\text{C]}$$

Mais cette énergie n'est pas représentative de l'énergie réellement utilisable. Pour dimensionner le champ PV, nous devons tenir compte des sources de pertes suivantes:

- La diminution de la tension avec la température des cellules.
- La chute de tension dans la résistance de câblage, la diode de protection série et éventuellement le transistor du régulateur.
- Avec une régulation traditionnelle, la tension de fonctionnement du champ PV est dictée par la tension de charge de la batterie, augmentée des chutes de tension citées ci-dessus. Le panneau ne travaille donc pas à son point de puissance maximum.
- Avec un régulateur MPT, l'efficacité globale du régulateur approche 90 à 95% à pleine charge, mais chute à faible ensoleillement.
- L'efficacité énergétique de la batterie (énergie restituée / énergie de charge) est de l'ordre de 75 à 85 % selon les conditions d'utilisation.
- Les performances réelles des panneaux sont la plupart du temps inférieures aux données des constructeurs (à la suite de nombreuses mesures en conditions réelles, et par de nombreux groupes d'utilisateurs, on a très souvent observé jusqu'ici des déficits de 5 à 15%).

**Coefficient de performance
PR**

Notons que l'efficacité de la batterie dépend fortement de l'état de charge: lorsqu'on s'approche de la charge maximale, une partie de l'énergie est gaspillée pour la gazéification de l'électrolyte, ce qui pénalise d'autant le rendement. Néanmoins, pour le dimensionnement on se base surtout sur les mois de production minimale par rapport aux besoins, donc avec risque modéré de surcharge des batteries. C'est pourquoi, pour ce cas particulier, l'efficacité énergétique de la batterie peut être choisie relativement élevée (85 ou même 90 %).

Globalement, nous définissons le **coefficient de performance** (noté PR: Performance Ratio) comme le rapport de l'énergie utile [Wh] à l'énergie idéale ESTC, intégrant toutes les pertes citées ci-dessus:

$$PR = E_{\text{utile}} / E_{STC} = E_{\text{utile}} \text{ [Wh]} / (P_{\text{nom}} \text{ [W}_c] \cdot E_{\text{inc}} \text{ [kWh/m}^2\text{)})$$

Le PR ainsi défini inclut encore une autre perte très importante que nous appellerons "**perte de régulation**": c'est l'énergie solaire disponible, mais qui ne peut être utilisée parce que la batterie est complètement chargée (coupure du régulateur).

La perte de régulation dépend essentiellement du dimensionnement du système: c'est l'énergie de surplus par rapport aux besoins de l'utilisateur. Elle sera d'autant plus importante que les différences

annuelles entre besoins et potentiel solaire sont plus marquées (latitudes moyennes, faible insolation hivernale).

Pour effectuer le dimensionnement nous choisirons le mois le plus défavorable, pour lequel la perte de régulation peut être négligée. Dans ce cas, on peut alors admettre un valeur PR de 65 à 75% selon les cas (température, adaptation des panneaux, pertes ohmiques).

8.6.4 Calcul en termes de charge

Nous pouvons tirer le parallèle en termes de "Charge" (cf. 8.3.2). Choisissons parmi les caractéristiques constructeur du panneau PV le courant IMPP au point de puissance maximum:

$$C_{STC} [Ah/jour] = E_{incid}[kWh/m^2 \cdot jour] \cdot I_{MPP} [A \text{ pour } 1 \text{ kW/m}^2 \text{ et } 25^\circ C]$$

Si nous travaillons avec une régulation traditionnelle (à tension "constante":

- Le courant ne dépend pratiquement plus de la température.
- Les pertes ohmiques et la chute de tension dans la diode ne feront que déplacer légèrement le point de fonctionnement du champ, sans incidence notable sur le courant si le panneau a une réserve suffisante de tension pour ne pas passer au-delà du point de puissance maximum.
- L'efficacité coulombique (restitution du courant) de la batterie est de l'ordre de 97% au-dessous du seuil de "gazéification".
- Seule la qualité des panneaux par rapport aux données du constructeur accuse toujours une perte du même ordre de grandeur que précédemment.

Le coefficient de performance en termes de charge:

$$PRC = C_{utile} / C_{STC} = C_{utile} / (E_{inc}[kWh/m^2] \cdot I_{MPP})$$

Coefficient de performance pour la charge PRC

est donc beaucoup plus facile à estimer: il se situe autour de 90 à 95% pour le mois le plus critique (peu de pleine charge), l'incertitude étant essentiellement liée à la qualité des panneaux.

8.6.5 Détermination du nombre de panneaux

Avec une régulation traditionnelle, nous choisirons de travailler en mode "charge". Le mode "énergie" convient plutôt pour un régulateur MPPT.

D'après les relations précédentes, la puissance ou le courant minimal à installer, nécessaire pour couvrir les besoins d'un mois, s'écrivent:

$$P_{nom} [Wc] = E_{utile} [Wh/jour] / (PR \cdot E_{inc} [kWh/m^2 \cdot jour])$$

ou

$$I_{MPP} [A] = C_{utile} [Ah/jour] / (PRC \cdot E_{inc} [kWh/m^2 \cdot jour])$$

Reportons ces valeurs pour chaque mois dans le tableau général de dimensionnement. Le champ requis pour couvrir les besoins **dans tous les cas** doit être au moins égal à la valeur P_{nom} ou I_{MPP} la plus élevée. On peut y ajouter un coefficient de sécurité de 10% pour tenir compte de la variabilité annuelle de la météo.

Tenant compte de la puissance nominale d'un panneau, ceci détermine le nombre de panneaux du modèle choisi (ou de chaînes de panneaux si on travaille en 24V ou plus):

$N_{chaînes} = P_{nom\ max} / P_{nom\ pann}$	arrondi à l'entier supérieur:
$N_{chaînes} = I_{MPP\ max} / I_{MPPpann}$	arrondi à l'entier supérieur:

8.7 Génératrice d'appoint

En cas de disparité trop importante entre les besoins mensuels, ce dimensionnement sur le mois le plus défavorable peut conduire à surdimensionner le générateur solaire. Il y aura donc surproduction durant les mois favorables, conduisant à une baisse de l'efficacité globale du système et à des coûts prohibitifs.

Dans ces cas il faudra envisager l'emploi d'une génératrice d'appoint, munie d'un convertisseur AC-DC permettant de recharger les batteries en cas de besoin. Le générateur solaire pourra alors être réduit à une valeur intermédiaire, compromis entre la couverture solaire désirée et le financement disponible. Son dimensionnement est moins critique: il peut être choisi de manière à couvrir les besoins de 6 ou 8 mois de l'année.

Pour les génératrices d'appoint, on utilise habituellement des moteurs à essence pour les petites puissances (< 5 kW) et des moteurs diesel pour les puissances plus importantes. Les petite génératrices et les moteurs à essence nécessitent plus d'entretien que les grosses.

Sachant qu'un moteur a un rendement plus faible dans le premier quart d'heure d'utilisation, et d'autre part que les batteries utilisées pour des installations PV ne sont pas conçues pour des courants de charge trop importants, on choisira la puissance de la génératrice de manière à recharger les batteries en quelques heures (10 heures minimum, 15 ou 20 heures maxi). La puissance de la génératrice sera:

Génératrice : recharge en 10 à 20 heures

$P_{gén} [kWe] = 0.001 \cdot U_{batt} [V] \cdot C_{10} [Ah] \cdot (1 - SOC_{min}) / t_c [h]$
--

- où U_{batt} = tension nominale pack de batteries
- C_{10} = capacité nominale pour décharge en 10 heures
- t_c = temps de recharge désiré
- SOC_{min} = taux de charge minimal autorisé.

Néanmoins la génératrice peut avoir d'autres usages annexes: par exemple actionner épisodiquement des appareils spécifiques sous 230V AC. Dans ce cas la puissance sera choisie en fonction de ces divers besoins, et le convertisseur ("chargeur de batterie") devra limiter le courant de charge de la batterie à une valeur acceptable.

Dans les petits systèmes, le groupe électrogène sera mis en marche (et arrêté) manuellement, au vu de l'état de charge indiqué par le régulateur (coupure ou voyant lumineux d'avertissement). Pour les gros systèmes la régulation peut enclencher le groupe électrogène automatiquement.

8.8 Dimensionnement du stockage

Le dimensionnement des batteries nécessite d'abord de décider de la durée d'autonomie NJ [jours] désirée, c'est-à-dire le temps durant lequel l'utilisateur pourra être alimenté par la batterie sans recharge.

Cette durée est liée à la probabilité de trouver une série de plus de NJ mauvais jours d'affilée dans la météo. Or cette probabilité n'est jamais nulle: il faut donc décider en plus d'une limite de probabilité (risque) que l'utilisateur ne puisse pas être satisfait.

Pour une utilisation normale en pays tempérés, on peut admettre une autonomie de 4 à 6 jours, assurant un risque de pénurie de l'ordre du pour-cent (soit 3 jours de coupure par an). Elle peut être réduite si on dispose d'une génératrice d'appoint

Dans les pays tropicaux où la météo est plus régulière (avec des apports solaires significatifs même par jours de pluie) on peut diminuer cette autonomie à 2 ou 3 jours.

Par contre, en cas d'utilisation périodique du système (par exemple 2 jours sur 7), on diminuera le générateur solaire de manière à couvrir les besoins complets des deux jours d'activité par une captation sur la semaine. Il faudra donc dimensionner la batterie pour stocker au moins l'énergie d'une période, plus une sécurité de NJ mauvais jours calculée comme précédemment.

La capacité nécessaire pour la batterie est alors calculée sur la base des besoins journaliers E_j les plus importants (en Ah). Mais rappelons qu'une batterie ne doit pas être déchargée au-delà d'une limite SOC_{min} (pour "State-Of-Charge" en anglais), dépendant de la technologie (et de la température s'il y a risque de gel): soit environ 15 à 40% de la capacité nominale (cf. 4.1.5).

**Décharge maximale :
SOC_{min} = 15 à 30 % de
la capacité nominale
selon la technologie**

La capacité réellement utilisable est donc réduite à

$$C_{utile} = C_{nom} \cdot (1 - SOC_{min}),$$

et donc:

$$C_{nom} [Ah] = E_j [Ah/jour] \cdot NJ [jours] / (1 - SOC_{min}).$$

Les catalogues de fabricants donnent en général une capacité C20, valable pour une décharge en 20 heures. Ce qui est le cas par exemple pour un système fonctionnant le soir (durant 4 heures) avec une autonomie de 5 jours. Une utilisation à courant instantané plus faible augmente la capacité effective.

8.9 Dimensionnement des conducteurs

La chute de tension dans les conducteurs est donnée par la loi d'ohm:

$$\Delta V = R \cdot I \quad \text{où} \quad R = \rho \cdot l / s.$$

Avec: R = résistance [W]

l = longueur [m]

s = section [mm²] du conducteur

ρ = résistivité.

Typiquement on prendra $\rho = 20 \text{ m}\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre à 40°C.

Chute de tension admissible : 5 % de la tension nominale

Le tableau suivant donne les chutes de tension occasionnées par différents courants dans 1 mètre de divers conducteurs standards. Rappelons que pour évaluer la chute de tension totale au niveau de l'utilisateur, il faut compter deux fois la longueur du câble (pôles positif et négatif). La chute de tension devrait être limitée à environ 5% de la tension nominale. La table donne également la longueur acceptable de conducteur double (aller/retour) pour une installation sous 12V. Ces longueurs pourront être doublées avec une installation sous 24V.

D'autre part, pour éviter un échauffement des conducteurs, on limitera le courant à 7 A/mm² (cuivre) dans tous les cas.

Section du câble	mm ²	1.5	2.5	4	6	10	15	25
Résistance	mΩ / m	13.3	8.0	5.0	3.3	2.0	1.3	0.8
Chute de tension par mètre de câble simple :								
Courant 1 A	mV/m	13.3	8	5	3.3	2	1.3	0.8
Courant 2 A	mV/m	26.7	16	10	6.7	4	2.7	1.6
Courant 5 A	mV/m	66.7	40	25	16.7	10	6.7	4
Courant 10 A	mV/m	133.3	80	50	33.3	20	13.3	8
Courant 20 A	mV/m	266.7	160	100	66.7	40	26.7	16
Courant 50 A	mV/m	666.7	400	250	166.7	100	66.7	40
Longueur (de câble double) maximale pour 12V: (Hypothèse: max. 5% de pertes totales)								
Courant 1 A	m	22.5	37.5	60	90	150	225	375
Courant 2 A	m	11.3	18.8	30	45	75	113	188
Courant 5 A	m	4.5	7.5	12	18	30	45	75
Courant 10 A	m	2.3	3.8	6	9	15	23	38
Courant 20 A	m	-----	-----	3	4.5	7.5	11.3	18.8
Courant 50 A	m	-----	-----	-----	-----	3.0	4.5	7.5
Longueur maximale pour 24V: Doubler les longueurs ci-dessus !								

Table 8. 4 : Résistance, pertes de tension et longueurs maximales des conducteurs de distribution.

Lors de l'étude du réseau de la distribution, les conducteurs destinés à chaque poste utilisateur seront dimensionnés à partir de ce tableau, selon la puissance de chaque appareil prévu.

8.10 Evaluation économique

Le coût global d'une installation PV se compose de deux parties distinctes: l'investissement et les frais d'exploitation.

Investissement = achat d'un coup de toute l'électricité utilisée pendant 20 ans

La spécificité d'un système de production PV par rapport à une installation classique tient à l'investissement élevé: il faut bien comprendre que l'on achète d'un seul coup l'énergie qui sera produite sur le temps de vie de l'installation.

8.10.1 Investissement

L'investissement comprend le coût de l'installation du système de production d'énergie: champ de captation, stockage et éventuelle génératrice d'appoint.

Pour rester comparable à d'autres ressources d'énergie, on évitera d'y inclure les appareillages de consommation: lampes, armoires frigorifiques, radio-TV, machines, etc.

Néanmoins, on peut tenir compte des surcoûts engendrés par rapport aux systèmes conventionnels 230V.

Le coût direct de l'installation comprend les postes suivants:

- Panneaux photovoltaïques
- Supports
- Batteries
- Génératrice d'appoint
- Régulateur
- Matériel de câblage
- Montage, câblage, transport, etc...
- Honoraires de l'étude

On ne peut donner ici une indication générale, même approximative, du coût relatif de chaque poste, qui dépend notamment de la taille, du dimensionnement, du lieu d'implantation de l'installation.

Pour obtenir l'investissement global supporté par l'utilisateur (investissement net) , il faut:

- ajouter les taxes (TVA),
- déduire les éventuelles subventions,
- déduire les moins-values de substitution d'éléments éventuellement remplacés par l'installation: ligne d'alimentation au réseau, toiture traditionnelle en cas d'intégration, etc.

En termes économiques, on peut traduire cet investissement en emprunt, sur une durée correspondant à la durée de vie probable de l'installation. Avec un taux d'intérêts (déterminé selon le contexte économique), la table A5 en annexe permet de calculer les annuités (remboursements constants au cours de la durée du prêt) que devra payer l'exploitant pour l'amortissement de son installation.

8.10.2 Frais d'exploitation

Les frais d'exploitation sont essentiellement:

- La surveillance périodique du système (si effectuée par un agent extérieur).
- L'entretien des batteries: visite périodique, ajout d'eau distillée, cycle de surcharge pour éviter la stratification.
- Une provision pour le remplacement périodique des batteries (selon leur durée de vie).
- L'entretien du groupe électrogène.
- Le coût du carburant.
- Les assurances.

8.10.3 Coût annuel de l'installation

Le coût annuel total est la somme des annuités et des frais d'exploitation.

8.10.4 Coût du kWh

Le coût du kWh est simplement le coût annuel total, divisé par le nombre de kWh utilisés.

Le coût du kWh augmente lorsqu'on souhaite un fort du taux de couverture solaire: si le champ de capteurs est surdimensionné, le système produira certes un peu plus d'énergie en absolu, mais moins d'énergie utile par Wc installé, parce qu'une partie de la production potentielle sera gaspillée par les pertes de régulation.

Ceci est particulièrement sensible dans les cas où la disparité mensuelle entre la demande et la production est élevée. Nous voyons ici que le dimensionnement du champ PV et l'emploi d'une génératrice - avec ses frais de fonctionnement et de carburant - sont le résultat d'un compromis à étudier soigneusement de cas en cas.

L'estimation du coût de kWh produit a son importance lors du choix des appareils de consommation: il permet d'estimer le coût d'utilisation de chaque appareil. Dans certains cas il peut justifier l'achat d'un appareil plus cher, mais avec une meilleure efficacité énergétique (moins de consommation pour le même service).

9 Electrification rurale photovoltaïque

9.1	Introduction	145
<hr/>		
9.2	Projets et programmes d'électrification rurale photovoltaïque	146
9.2.1	Historique	146
9.2.2	Situation actuelle	147
<hr/>		
9.3	Gestion de programme	148
9.3.1	Initiative des usagers et des collectivités locales	149
9.3.2	Rôle des institutionnels	149
9.3.3	Le rôle clé de l'ensemblier	150
9.3.4	Organisation et stratégie	152
9.3.5	Infrastructure et logistique	152
9.3.6	L'importance du financement	153
9.3.7	Paiement comptant	154
9.3.8	Crédit individuel	154
9.3.9	Leasing	155
9.3.10	L'ESCO	155
9.3.11	Programmes à contrat de licence (franchising)	156
9.3.12	Récapitulation	157
9.3.13	Evaluation de programmes	158

9. Electrification rurale photovoltaïque

Il est bien connu que la plupart des compagnies d'électricité du Sud perdent de l'argent au niveau de l'électrification rurale. Et ce malgré leur accès à des capitaux prêtés à des conditions avantageuses (Banque Mondiale, Banque Asiatique de Développement, etc...). Tout contribue à ce que les coûts ne soient pas couverts : lignes longues, nombreuses pertes techniques et non techniques (jusqu'à 40% dans certains pays), consommation unitaire assez faible et pression sociale pour maintenir des prix très bas.

9.1 Introduction

Le coût des lignes est un facteur important puisqu'il peut représenter jusqu'à 90% du budget total d'un projet d'extension du réseau électrique. Les coûts typiques sont de l'ordre de 20'000 à 30'000 US\$ par kilomètre. Un autre facteur important est le nombre d'utilisateurs par kilomètre de ligne. La valeur minimale acceptable au Bangladesh est 75/km. La consommation mensuelle par utilisateur est très faible puisqu'elle est comprise entre 20 et 40 kWh/mois. Tous ces facteurs entraînent un coût élevé de l'électricité distribuée, allant de 10 cent US jusqu'à 1 US\$. La fig. 9.1 présente une manière de représenter graphiquement le domaine de rentabilité du photovoltaïque par rapport à l'extension du réseau.

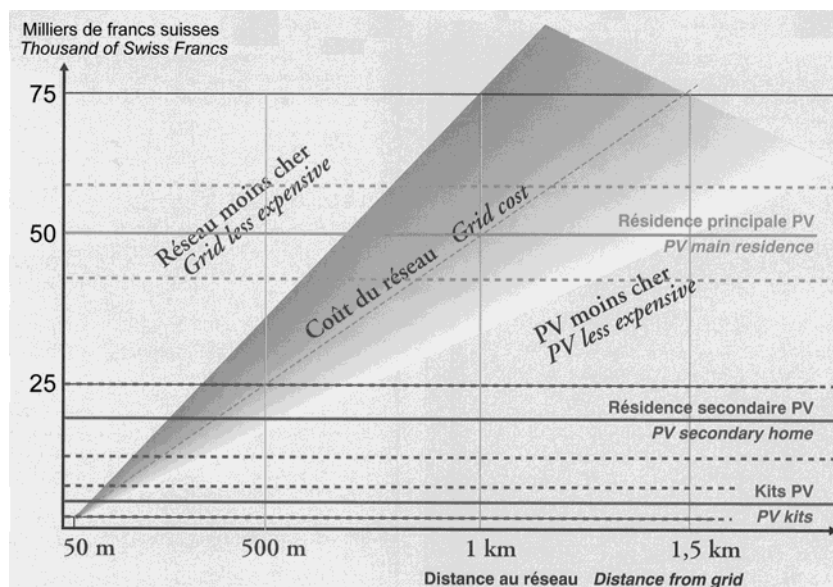


Figure 9.1
Domaine de rentabilité de
l'électrification rurale
photovoltaïque (source Ademe)

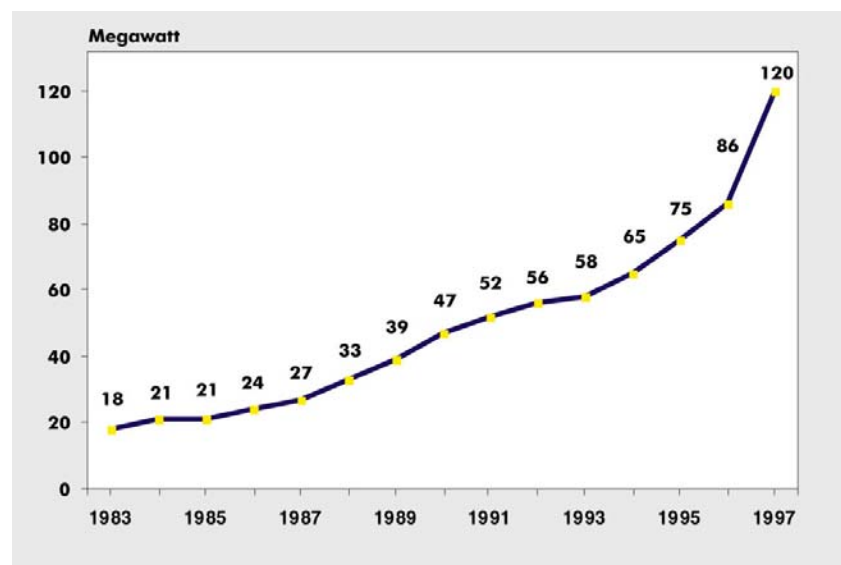
Dans ces conditions, on sait bien que l'on ne pourra jamais étendre le réseau électrique de manière à raccorder les deux milliards d'habitants des zones rurales qui n'ont toujours pas l'électricité. Pour ces personnes, les systèmes décentralisés représentent un potentiel formidable. Parmi eux, les systèmes photovoltaïques décentralisés devraient jouer un rôle non négligeable.

9.2 Projets et programmes d'électrification rurale photovoltaïque

9.2.1 Historique

A l'origine, le photovoltaïque est avant tout développé pour les applications spatiales où il représente une solution compétitive pour l'alimentation des satellites. Le premier satellite a en effet été lancé en 1957. Dès lors, les applications photovoltaïques terrestres ont été envisagées. Les projets réalisés dans les années 60 étaient fortement orientés « recherche ». Dans les années 70, on voit apparaître les premières installations promues par l'ONU appelées « integrated energy systems ». Ces premières installations n'étaient pas légion mais ont permis de donner naissance au système domestique tel qu'on le connaît aujourd'hui. A partir du milieu des années 80, des projets de développement ont permis de mieux connaître les systèmes photovoltaïques et de les vulgariser. Par exemple, le « Programme Régional Solaire » a été mis sur pied par le CILSS (Comité International pour la Lutte contre la Sécheresse au Sahel) afin de créer un réseau de pompes solaires. Ce programme a été financé par les ministères des différents pays concernés et par le Fonds Européen pour le Développement. En 1995, 625 pompes et plusieurs systèmes communautaires étaient installés.

Figure 9.2
Evolution de la capacité mondiale de production



Des agences de coopération ont mis sur pied de nombreux projets d'électrification basés sur le photovoltaïque. La coopération allemande, la GTZ, a été un des organismes les plus actifs dans ce

domaine. Par son entremise, ce sont des milliers de systèmes qui ont été construits entre 85 et 95 (Indonésie, Pérou, Philippines, Rwanda et Sénégal). La France fut aussi assez active mais a surtout opéré dans ses DOM-TOM (Guyane, Martinique, Guadeloupe, Nouvelle Calédonie, Polynésie, La Réunion). Ses interventions concernent souvent des systèmes de taille moyenne (entre 100 et 1000W) et non les SHS « standard » de 50W. Les agences de coopération des USA et des Pays-Bas ont également eu une activité non négligeable en matière d'électrification rurale photovoltaïque.

9.2.2 Situation actuelle

Au début des années 90, beaucoup d'expériences ont déjà été faites. La technologie a mûri et le marché s'est passablement développé (voir Table 9.1).

Projet/programme	Pays	Durée	Financement	Montant [mio de \$ US]	Systèmes (nombre, type)
Programme Régional Solaire	9 pays du Sahel	89-94	Fonds Européen pour le Développement (FED) CILSS (villageois): 10% Différents ministères <u>CERER</u> Total	38	625 pompes + Systèmes communautaires 200 kW
Enersol	République Dominicaine	86-92	USA (début)		2000 SHS
Special Energy Program	Philippines	87			
Banpres Project	Indonésie	91-92	Gouvernement		3000 SHS
Projet sénégalais-allemand	Sénégal	93-95	GTZ (coopération allemande) République du Sénégal <u>SENELEC (compagnie d'électricité nationale)</u> Total	2	1700 SHS 10 mini-centrales 2 centrales villageoises 6 pompes solaires
Solar Home Systems Project	Indonésie	93-	Banque Mondiale GEF <u>Gouvernement</u> Total	24 20 111	200'000 SHS (poursuite du projet Banpres)
Projet pilote d'électrification rurale	Maroc	94-	Maroc <u>Ademe (France)</u> Total	7.5	170 centrales communautaires
Energy Services Delivery	Sri Lanka		IDA GEF <u>Gouvernement</u> Total	24 5.5 25.5 55	20000 foyers 3 MW inst.éolienne pilote utilisation rationnelle de l'électricité
Photovoltaic Market Transformation Initiative	Kenya	94-	IFC		20000 foyers équipés
	Zimbabwe	94-	GEF	7	9000 SHS
Noor Web	Maroc	95-	IFC	55	centres de recharges de batterie concernant 2000 foyers
SHS for Santa Cruz department	Bolivie		SIF <u>Gouv. Néerlandais (MILIEV)</u> Total	2.5 4.5 7.5	10000 SHS for Cooperativa Rural de Energia (150000 membres)
PRONASOL	Mexique		Gouvernement		37'000 SHS (état 93)

Abbreviations
 SHS solar home system
 GEF Global Environment Facility
 IFC International Finance Corporation
 SIF Solar Investment Fund

Table 9.1
Principaux projets et programmes en électrification rurale

**GEF = Global
Environment Facility**

Alors que le photovoltaïque ne fait plus aucun doute depuis de nombreuses années quant à son adéquation pour l'infrastructure (télécommunications, protection cathodique, divers systèmes industriels,...), on commence seulement à le considérer comme susceptible d'être diffusé de manière purement commerciale et à grande échelle au niveau de l'électrification rurale. La Banque Mondiale l'a bien compris et a commencé de soutenir activement des programmes d'électrification décentralisée. La mise sur pied en 1991 d'un fonds spécial, le Global Environment Facility (GEF), lui permet de financer des projets à énergie renouvelable qui sont à la limite de la rentabilité. Les programmes démarrés avec le soutien du GEF et associant les prêts de la Banque Mondiale à des crédits gouvernementaux (Zimbabwe, Sri Lanka et Indonésie) concernent jusqu'à 200'000 systèmes. Ils sont d'une ampleur sans précédent. Plusieurs nouveaux programmes devraient voir le jour tout prochainement (Chine, Inde, Brésil, Argentine, . . .). Le fonds de l'IFC (International Finance Corporation), fonds parallèle de la Banque Mondiale, peut servir à financer des plus petits projets. C'est le cas pour la « Photovoltaic Market Transformation Initiative » établie en collaboration avec le GEF pour financer les programmes de consortiums privés au Maroc, au Kenya et en Inde. Plus récemment, en 1996, la Banque Mondiale et US Foundations ont lancé l'idée de mettre sur pied une société de financement, la « Solar Development Corporation ». Dotée d'un capital de 50 à 100 millions de \$US, cette société offrira des services dans le domaine du photovoltaïque. Elle offrira également des financements permettant à ses clients de développer leur activité de distribution de produits photovoltaïques et de renforcer leur capacité à procurer des crédits à leurs clients.

La table 9.1 donne un aperçu des principaux projets et programmes d'électrification rurale.

En 1994, on dénombrait environ 200'000 systèmes installés dans le monde. Des pays comme le Sri Lanka, l'Inde, le Zimbabwe et la République Dominicaine en possédaient plus de 4'000. L'Indonésie devait en abriter plus de 10'000. Il y en avait plus de 20'000 en Colombie, au Brésil et au Kenya. Et le Maroc, l'Afrique du Sud et le Mexique en comptaient probablement plus de 30'000. Ces chiffres évoluent à une vitesse fulgurante puisque des programmes importants continuent de se mettre en place dans différents pays. Les papiers les plus récents font état de 400'000 systèmes installés dans le monde.

9.3 Gestion de programme

Projet

On appelle projet une action menée localement et disposant de son financement propre. Ce financement est souvent assuré par une organisation d'entraide. Dès le moment où l'approche d'électrification rurale concerne un pays entier, s'étend sur plusieurs années et a pour objectif de toucher des milliers, voir des millions d'usagers, on parle alors de programme d'électrification rurale décentralisée. Ces programmes nécessitent une approche moderne ainsi que des méthodes nouvelles. Ils doivent tirer profit des expériences faites par le passé et mettre en œuvre des solutions qui surmontent les obstacles inhérents à l'électrification rurale photovoltaïque. Le premier obstacle est bien évidemment l'investissement important nécessaire à l'acquisition du système. Les autres obstacles sont de nature institutionnelle (législation, plan-directeur des compagnies électriques), socio-culturelle (acceptation des systèmes, formation),

Programme

techniques (qualité) ou sont liés à l'infrastructure (transports, logistique).

9.3.1 Initiative des usagers et des collectivités locales

Le succès de l'électrification solaire dépend fortement de la participation des bénéficiaires, qui doivent être demandeurs et s'organiser en vue de s'équiper de systèmes solaires individuels ou communautaires. Ceci va de soi lorsque le programme d'électrification rurale repose sur des bases entièrement commerciales. Cela est moins évident dans le cas de programmes financés en grande partie par des dons de la coopération ou d'organismes humanitaires. Cette dernière variante est moins recommandée puisque l'expérience a montré que la pérennité des systèmes n'est pas garantie si l'utilisateur n'en est pas propriétaire. L'organisation des usagers n'a pas de forme standard car elle dépend beaucoup de la culture de la région concernée et du type de programme. Dans le cas de systèmes communautaires, les collectivités devront entre autres:

- mobiliser les ressources financières nécessaires à l'accueil du programme
- assurer la réalisation de certains aménagements avec la participation des bénéficiaires
- suivre l'exécution des travaux
- négocier avec les différents protagonistes du programme le rôle qu'elles joueront dans la gestion des systèmes.

Usager propriétaire

9.3.2 Rôle des institutionnels

Bien que le fonctionnement de tout programme dépende avant tout de la motivation des usagers et de la qualité des systèmes, les institutionnels jouent un rôle d'encadrement primordial. Par institutionnels, on entend :

- les entreprises électriques
- L'Etat.

Dans la plupart des pays, les entreprises électriques sont des sociétés para-publics, c'est-à-dire des sociétés dont les actionnaires majoritaires sont des collectivités publiques. Dans certains cas, une seule compagnie nationale s'occupe de produire, transporter et distribuer l'électricité, à l'image d'EDF en France. Quoiqu'il en soit, il est important que la ou les entreprises électriques soient informées de tout programme d'électrification rurale pour pouvoir coordonner au mieux tous les efforts qui seront faits en la matière. Idéalement, le programme d'électrification rurale photovoltaïque devrait être intégré à part entière dans le plan d'aménagement du réseau électrique. Ceci éviterait en effet les gaspillages énormes que représenterait l'équipement photovoltaïque d'une région vouée à être connectée au réseau.

Rôle des compagnies d'électricité

L'Etat quant à lui doit assurer un cadre législatif et institutionnel encourageant au maximum le développement du marché des systèmes photovoltaïques. Ceci peut être fait en évitant de pénaliser les énergies renouvelables par des taxes douanières. Ceci peut également être réalisé en prenant garde à ne pas trop déséquilibrer le marché en subventionnant les combustibles concurrents aux systèmes photovoltaïques. Etant donné les moyens limités qu'ont la

plupart des états du Sud, ils ont tout intérêt à ce qu'une filière d'électrification, privée ou associative, se développe rapidement.

L'Etat joue également un rôle en matière de réglementation. Il peut en effet constituer un organe neutre responsable pour la mise sur pied de normes techniques, gages de qualité des systèmes.

Par le biais des ministères concernés, il peut également participer au développement de la filière photovoltaïque en informant les populations et en complétant les différents programmes de formation. En effet, l'énergie solaire photovoltaïque est une branche passablement pluridisciplinaire qui n'est pas forcément enseignée dans les programmes d'enseignement, à tout niveau.

9.3.3 Le rôle clé de l'ensemblier

L'existence de normes techniques ne suffit pas à assurer la qualité. Comme déjà dit précédemment, l'ensemblier joue à ce niveau un rôle clé puisqu'il se charge de:

- Importer les modules et si nécessaire, les autres appareils électroniques
- Acheter sur place les composants qui sont moins chers que les produits importés à qualité comparable (batteries, lampes, supports, câbles...)
- Organiser l'assemblage des pièces pour construire les différents éléments du système (par exemple, monter les ballasts électroniques importés dans les supports locaux de tubes fluorescents)
- Organiser l'installation des systèmes et si nécessaire, créer un centre de maintenance
- Organiser le processus de collecte des remboursements de crédit
- Poursuivre des activités d'information et de publicité

Rôle de l'ONG

Cette fonction pourra être assumée par une association, une ONG (Organisation Non Gouvernementale) ou une entreprise locale. Dans un programme d'électrification, l'ensemblier aura tout avantage à bien connaître les mœurs, les coutumes, la langue et les particularités de la culture locale. Grâce à la proximité des utilisateurs, il sera également à même de pouvoir répondre dans les meilleurs délais à tout appel. Ceci est gage de qualité du service après-vente, donc de la pérennité du système. Cette structure locale pourra très bien fonctionner comme ESCO (Energy Service Company, voir chap.9.3.10). Les risques pour le programme seront minimisés s'il s'agit d'une structure existante. Toutefois, il sera possible de créer une structure d'ensemblier à condition qu'elle bénéficie du soutien total de l'Etat ou de la collectivité locale.

L'activité de l'ensemblier est non seulement primordiale dans le sens où c'est lui qui est garant de la qualité mais aussi où son activité elle-même est un excellent vecteur de diffusion du programme d'électrification. Les meilleurs agents publicitaires sont les clients satisfaits.

	Niveau international	Niveau Etat	Niveau régional	Niveau communautaire	Niveau usager
UNDP	financement GEF	suivi du projet			
Industriels étrangers		fourniture d'équipements au GEF Warehouse sur appel d'offres			
Locaux		financement complémentaire unité de management (PMU) marketing maîtrise d'ouvrage	qualification des installateurs		inspection des installations
Gouvernement (DOE)		gestion du fond tournant (revolving fund)	agences de l'AFC mise à disposition des crédits individuels paiement des installateurs		
Entrepreneur		achat des équipements			
Installateur		au GEF Warehouse accès au crédit facilité par la PMU	facturation à l'AFC		installation formation des usagers maintenance service après-vente
Administration locale (district council)			éventuellement aide financière		
Association d'usagers et ONGs			transmission d'emprunts individuels regroupés	animation marketing regroupement associatif des usagers éventuellement crédit rural associatif	
Usagers			emprunts auprès de l'agence AFC	participation à une éventuelle association	paiement 15% comptant puis remboursement crédit

Table 9.2 : Programme UNDP-GEF d'électrification rurale au Zimbabwe (répartition des fonctions par niveau territorial (source : CIRED)

9.3.4 Organisation et stratégie

Un programme d'électrification comprend donc un certain nombre d'acteurs provenant de la fonction publique, d'entreprises internationales, nationales et locales privées et de la société civile. Son fonctionnement est donc assez complexe. Pour cette raison, il est utile de schématiser son fonctionnement. L'exemple d'un tel schéma est donné à la table 9.2.

Ce schéma donne une excellente idée du rôle de chacun des acteurs et des relations qui s'établissent entre eux. Il permet également aux principaux responsables de programme d'avoir une vue d'ensemble de la situation et de prévoir quels seront les conséquences de telle ou telle décision sur son fonctionnement. Il permet également d'établir une « win-win strategy ». Celle-ci consiste à opter pour des actions dont les effets sont bénéfiques pour tous les acteurs.

9.3.5 Infrastructure et logistique

Infrastructure

Pour assurer la pérennité des systèmes, l'expérience a montré qu'il ne faut pas sous-estimer l'entretien. Bien qu'il ne soit réellement pas très coûteux en pièces de rechange et en temps, il est toutefois vital pour le fonctionnement de l'installation. Pour qu'un programme réussisse, il est donc primordial de bien définir comment sera assuré cet entretien. D'une manière ou d'une autre, les systèmes devront faire partie d'un réseau de service. Cela demande donc une infrastructure minimale qu'il n'est pas forcément facile de mettre sur pied en zone rurale. Pour cette raison, avant de démarrer le programme dans une région, il est important de vérifier si ce service d'entretien sera réalisable à moindre coût. Si tel ne devait pas être le cas, il y a lieu de remettre en question le démarrage de l'activité et de vérifier s'il n'y aurait pas une alternative mieux adaptée à fournir le service électricité.

Ensemble locaux

Le fait de travailler avec des ensemble locaux est également important pour opérer ce service dans les meilleures conditions. Il faut toutefois que ceux-ci aient pris soin de mettre sur pied, avec le soutien des responsables de programme, une logistique de service performante où rien ne soit laissé au hasard (registre d'entretien pour tous les abonnés au service, moyens de transport et de télécommunications, outillage, stock de matériel d'entretien et de pièces de rechange, ...).

Logistique

Formation

Cette infrastructure doit également être complétée par un excellent niveau de formation des gestionnaires et des techniciens. Il est donc de première nécessité de prévoir lors du lancement du programme un plan de formation bien ciblé et bien adapté au bagage préalable des bénéficiaires. Il est également important de bien informer les utilisateurs du fonctionnement de leur installation. Ils pourront facilement se charger des interventions élémentaires (contrôle de l'état de charge, remplissage d'eau distillée, nettoyage des panneaux et des bornes de batterie, ...).

9.3.6 L'importance du financement

Comme tous les systèmes à agents renouvelables, les systèmes photovoltaïques se caractérisent par un investissement élevé et des frais d'exploitation bas. Cette structure est l'opposé de la structure des systèmes à agents fossiles. Ceci restreint l'accessibilité de ce genre

de systèmes à qui dispose d'un capital. Si l'on veut généraliser les systèmes solaires, il s'agit bien de généraliser l'accès à des capitaux. Ceci ne peut se faire que si les conditions d'obtention du capital restent raisonnables. Ce genre de crédits avantageux existent bel et bien pour les entreprises étatiques désirent étendre leur réseau électrique national. Il serait donc normal que tout programme d'électrification rurale décentralisée puisse bénéficier des mêmes conditions, quand bien même il est géré par des organismes privés ou à caractère associatif.

Crédits bon marché

Le financement de l'électrification rurale photovoltaïque implique d'établir un lien entre des capitaux provenant d'investisseurs internationaux et le villageois désirent obtenir un micro-financement pour son système domestique. Cette mise en relation passe par une ou plusieurs structures intermédiaires qui peuvent être une ONG, une entreprise, une banque agricole ou même un service de l'administration locale. Quel qu'il soit, cet agent a pour objectif d'organiser un réseau dynamique de promotion et de diffusion des systèmes PV au sein de la population villageoise. Pour bien visualiser le mécanisme financier, il est intéressant de le représenter sous la forme d'une chaîne de valeurs (financial value chain, table 9.3).

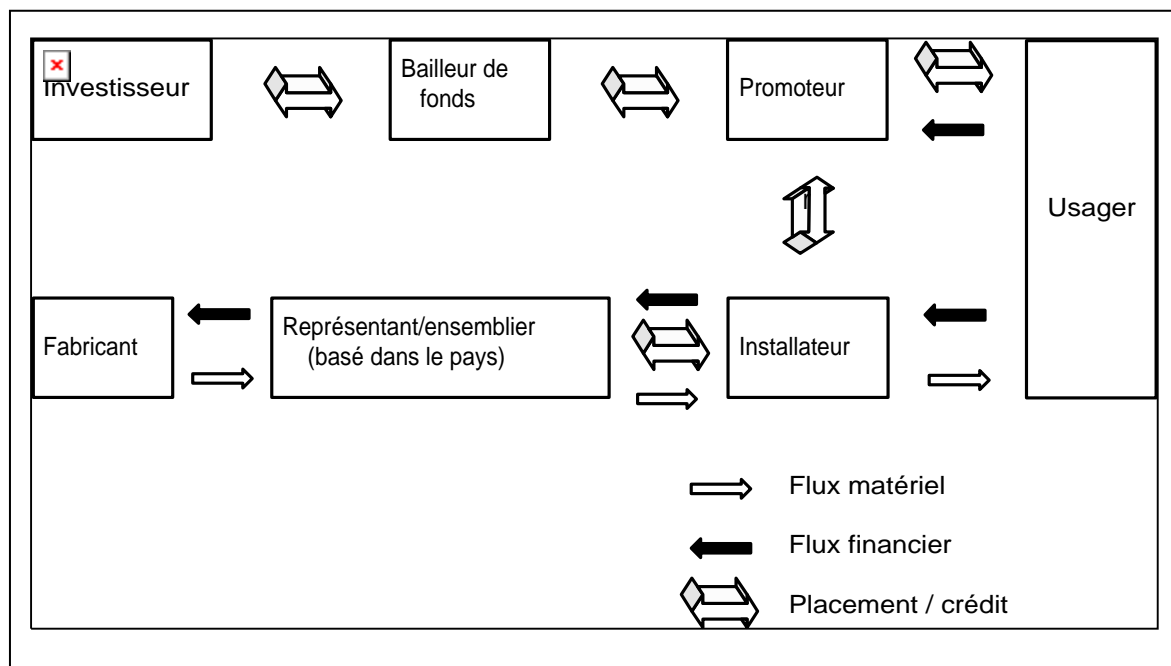


Table 9.3
Chaîne des valeurs du mécanisme de financement (source : Environmental Advantage)

La chaîne de valeurs représente tous les flux matériels et de liquidités existant entre les différents acteurs du processus de transformation de matières premières en produits finis distribués aux clients. Cette chaîne inclut :

- la production
- la distribution
- la vente au détail.

Ces fonctions sont en règle générale assumées par différentes entités. La représentation sous forme de chaîne de valeurs permet une meilleure compréhension du fonctionnement du marché photovoltaïque. Il est important que cette chaîne qui est en fait une structure multi-niveaux fonctionne bien, c'est-à-dire que tous les acteurs puissent y opérer de manière rentable. L'opinion partagée par la plupart des professionnels du solaire est que le goulet d'étranglement de la chaîne qui a considérablement limité l'expansion du marché photovoltaïque jusqu'ici est le manque de crédits disponibles au niveau de la fabrication et au niveau de la distribution.

Les différentes méthodes de financement de l'électrification rurale photovoltaïque pratiquées dans différents pays jusqu'ici sont les suivantes:

- le paiement comptant
- le crédit individuel
- le leasing
- le système ESCO (energy service company)

9.3.7 Paiement comptant

La vente au comptant est un moyen très répandu de commercialiser les systèmes photovoltaïques. C'est même parfois la seule possibilité. Les revendeurs s'approvisionnent auprès des grossistes ou des agences de distribution régionales. Les clients sont soit des professionnels, soit des ménages à haut revenu. Etant donné le revenu limité de la plupart des ménages ruraux des pays du Sud, ce type de paiement ne permet pas à un programme d'électrification rurale de toucher une majorité de la population.

Un autre inconvénient de ce type de paiement est dû au fait que la relation entre le revendeur et le client s'estompe dès l'installation terminée (les garanties ne sont souvent pas faites dans les règles de l'art). On a donc le risque que la maintenance minimale exigée par le système ne soit pas réalisée et que le système tombe en panne rapidement.

9.3.8 Crédit individuel

Dans ce cas, une banque ou le distributeur de modules solaires lui-même offre un crédit à court terme (un à trois ans) aux taux du marché pour aider à l'acquisition du système solaire. C'est un moyen très répandu pour favoriser l'achat de biens de consommation tel que machines à coudre, motocyclettes, télévisions ou réfrigérateurs. Les clients peuvent obtenir un contrat de service après vente, plus particulièrement durant la durée du prêt. Comme les distributeurs de modules sont proches de la clientèle, ils connaissent leur revenu et peuvent très bien se passer d'une garantie ou alors considérer le système photovoltaïque comme caution.

L'accès à un tel crédit est assez limité. Par ailleurs, le montant du paiement initial et le taux d'intérêt sont assez élevés. Par contre, la période de remboursement est plutôt courte.

Un exemple de ce mode de financement a été mis sur pied par un vendeur de systèmes solaires en Indonésie, Sudimara Solar. 5000 SHS ont été diffusés via un réseau d'installateurs locaux. Les clients paient 30% à la commande et le reste au cours de mensualités

étagées sur 18 mois. L'expérience montre que la décision d'acquérir un système est plus influencée par le montant du paiement initial que par le nombre ou le montant des mensualités.

9.3.9 Leasing

La pratique du leasing n'a pas reçu une attention suffisante au cours des nombreuses années d'effort pour transférer la technologie et développer le marché du photovoltaïque. Ce mécanisme financier permet un accès facilité au photovoltaïque par rapport à un prêt classique. Les avantages du leasing sont :

- aucun paiement initial n'est exigé
- la durée d'amortissement est souvent assez longue
- le risque financier est moins élevé que celui d'un crédit conventionnel car le bailleur de fonds reste propriétaire du système pendant toute la durée du contrat.

Un bon exemple de programme à leasing est celui implanté en République Dominicaine. Soluz, une entreprise solaire américaine en coopération avec Enersol, une ONG américaine et Industria Bella Vista (IEBV), un commerçant local, ont développé le mécanisme suivant : sur la base d'une étude de marché montrant que la plupart des foyers dominicains ont un budget « éclairage » mensuel compris entre 6\$ et 20\$, Soluz a conçu un programme de leasing destiné aux familles ne pouvant pas acquérir un système. Avec l'appui d'une fondation américaine, un projet pilote a été mis sur pied en 1995 avec pour objectif l'équipement de 1000 ménages. Trois types de systèmes étaient offerts aux utilisateurs :

- un petit système de 17W pour un service de 2kWh par mois à 7.5 US\$ par mois
- un système de 25W pour un service de 3kWh par mois à 10 US\$ par mois
- un système de 35W pour un service de 4kWh par mois à 12.5 US\$ par mois.

Puisque ce système n'exige aucun paiement initial, le potentiel de clients est beaucoup plus étendu que les 5 à 15% de la population accessible par un paiement comptant ou un prêt à court terme.

9.3.10 L'ESCO

L'Energy Service Company (ESCO) est une alternative au système de leasing. Cette structure est en quelque sorte une entreprise électrique rurale qui offre le service « électricité » à des abonnés isolés moyennant paiement d'un abonnement. Celui-ci couvre les coûts du service complet comprenant la mise à disposition de l'équipement, l'entretien et les réparations éventuelles. Contrairement au cas du leasing, l'ESCO reste propriétaire du matériel photovoltaïque. La fonction d'ESCO peut être assurée aussi bien par une entreprise privée que par une ONG ou une société coopérative. L'ESCO est responsable pour la gestion financière et pour l'administration. Les avantages du système ESCO sont :

- étaler le remboursement du système PV sur une période plus longue (10 ans ou plus) permet de réduire le montant des mensualités
- le coût du service étant plus abordable, le bassin de clients s'accroît suffisamment pour atteindre une taille critique

- ce champ d'activité accru permet à l'ESCO d'augmenter la fiabilité des systèmes, de pouvoir faire baisser les prix grâce à des commandes groupées, de pouvoir rationaliser et systématiser l'installation des systèmes, de standardiser les produits utilisés, de garantir la qualité, de faciliter l'échange et le recyclage des batteries usagées et enfin de pouvoir mieux se protéger contre le vandalisme et le vol.

Bien que ce système comporte de nombreux avantages, il n'est encore que fort peu répandu. Cela est peut être dû au fait que les compétences techniques et commerciales sont exigeantes et peut-être difficiles à rencontrer en milieu rural. Cette difficulté n'est toutefois pas insurmontable.

Dans l'archipel de Tuvalu (Pacifique), par exemple, une intéressante expérience d'ESCO a été réalisée par la « Tuvalu Solar Electric Cooperative Society » (TSECS). Cette société possède 500 SHS dans les 8 plus grandes îles de l'archipel et 8 systèmes PV pour l'alimentation de salles de réunion. En 1992, le tarif d'installation était de 40 US\$. La mensualité pour un module était ensuite de 5 US\$ et 6.10 US\$ pour deux modules. Plus récemment, un système à trois modules a été proposé pour permettre de compléter le système par un réfrigérateur.

9.3.11 Programmes à contrat de licence (franchising)

Le « franchising » n'est pas une technique de financement mais bien un mécanisme de pénétration du marché. Il a été proposé par la Banque Mondiale en 1991 pour développer le marché photovoltaïque. Il s'agit d'une relation contractuelle qui s'établit entre un producteur de modules et un agent local qui acquiert le droit de vendre ou louer ces modules. L'avantage du contrat de licence ou « franchising » est de pouvoir rassembler une grande quantité de petits prêts auprès d'une seule entreprise et d'obtenir ainsi des conditions de crédit avantageuses.

A l'occasion d'un séminaire organisé par la Banque Mondiale, un business plan faisait part d'une stratégie basée sur le franchising et désirent opérer en Indonésie, Malaisie et aux Philippines. Dans chacun de ces pays, Photocomm voulait conclure un contrat de licence d'une durée de 10 ans. L'idée était de mettre sur pied des agences nationales qui elles-mêmes gèreraient jusqu'à 10 centres régionaux appelés Regional Marketing Centres (RMC). Chacun de ces centres aurait pour rôle d'offrir du conseil technique, de donner les garanties et d'être le coordinateur d'un réseau de représentants. L'entreprise bénéficiant d'un contrat de « franchising » aurait alors les avantages suivants :

- le soutien au démarrage d'activité commerciale
- une formation technique et en marketing
- l'expertise en photovoltaïque de la maison-mère
- au vu de ces différents points, un risque commercial réduit.

De son côté, l'entreprise de production de modules signant un contrat de licence bénéficie de la connaissance du terrain de l'entreprise « franchisée ». Grâce au fait qu'elle fait partie du milieu, celle-ci sera bien plus efficace pour entrer en contact avec la future clientèle. La mise sur pied d'un RMC était évaluée à 250'000 US\$. La commission sur les ventes est de 5%. Le business plan présentait un revenu net de 4.5 million de US\$ après 5 ans d'activité avec 10 RMC.

En 1996, le premier cas de programme de franchising a été concrètement lancé au Maroc. Ce programme est l'étude de cas présenté au chapitre 10.4 « Programme d'électrification rurale –Noor Web ». Ce programme porte sur la mise sur pied de centrales de recharges. Peu de temps après le démarrage de ce projet, déjà 8 centrales de recharges étaient en activité.

9.3.12 Récapitulation

Au-delà des problèmes techniques, on a montré que le développement de la filière photovoltaïque passe par la mise sur pied de mécanismes financiers adéquats. Le prix d'achat du système est tel qu'il est important que les usagers puissent tout de même bénéficier du service électricité grâce à des mécanismes financiers appropriés. Grâce à cela, ils peuvent en effet payer les frais d'exploitation du système photovoltaïque qui sont de l'ordre de leurs dépenses énergétiques régulières. L'expérience a montré que les usagers, conscients de la qualité du service offert par le photovoltaïque, sont même prêts à payer sensiblement plus.

La table 9.4 récapitule les principales caractéristiques de ces mécanismes de financement.

La table 9.5 présente les conditions pratiquées dans différents projets et programmes d'électrification rurale dans quatre pays où les systèmes photovoltaïques sont déjà très répandus.

Propriété du Financement	ESCO	Leasing Location-vente	Vente à crédit	Paiement comptant
Accessibilité	importante	moyenne	faible	faible
Taux-d'intérêt	faible	moyen	important	-
Durée du prêt	longue	moyenne	courte	-
Paiement initial / Abonnement	faible	moyen	important	(coût complet à l'achat)
Risques pour le créancier	faibles	modérés	importants	-
Risques pour l'utilisateur	faibles	modérés	importants	importants
Propriétaire du système	ESCO	usager (à l'échéance)	usager	usager
Qualité du service	importante	normale	normale	faible

Table 9.4
Comparatif des différents modes de financement des programmes d'électrification rurale décentralisée (source : Banque Mondiale)

Pays / responsable du programme	Type de financement	Source du financement	Paiement initial % du coût total	Taux d'intérêt annuel %	Durée d'amortissement (ans)
Indonésie BANPRES Revendeurs Revendeurs	Leasing	Etat	5	0	10
	Crédit ind.	Grossiste	30	18	30
	Crédit ind.	Grossiste	50	18	2
Sri Lanka Etat Revendeurs Coopérative ONG Revendeurs	Leasing	Don/Etat	0	0	20
	Crédit ind.	Revendeurs	25	30-34	2
	Leasing	Don	15	7	8
	Leasing	Don	10	10	10
	Crédit ind.	Banque	20	22	5
Philippines Coopérative	ESCO	Etat/Don	18	22	10
République Dominicaine Revendeurs ONG	Crédit ind.	Revendeurs / Grossiste	50	0-50	0.5
	Crédit ind.	Don/Banque	25	20-36	1-2

Table 9.5

Exemples de conditions de prêt pour le financement de systèmes photovoltaïques (source : Banque Mondiale)

9.3.13 Evaluation de programmes

En résumé, pour évaluer les chances de succès d'un programme, les critères suivants pourront être évalués :

- structure de l'**organisation** (rôles des différents protagonistes et relation entre eux)
- insertion du programme dans le **plan national d'électrification** (contact avec l'office en charge de l'électricité)
- **stratégie** de développement du marché
- **dissémination de l'information**
- nature, pérennité et compatibilité des différentes **sources de financement** (subvention, prêt, stabilité du marché)
- politique des **prix**
- cadre **législatif et fiscal**
- organisation de la **formation** (de base et continue)
- contrôle **qualité**
- **service après vente**
- disponibilité en **pièces de rechange**
- **recyclage** des batteries

L'expérience a montré qu'une approche trop peu globale et non coordonnée peut être à la base de l'échec complet d'un programme. Au contraire, il est vital de bien considérer tous les aspects ci-dessus et de s'assurer que rien n'est laissé au hasard. On parlera même de **programme intégré** dans le cas où un maximum de dispositions sont prises au niveau de la direction pour inclure dans l'organisation tous ces aspects annexes mais cruciaux. Les zones rurales des pays du sud n'offrant pas l'infrastructure nécessaire, il s'agit d'en créer une dédiée à la filière d'électrification pour donner un maximum d'atouts au programme. L'intégration d'un mécanisme de financement approprié, d'une formation complète et d'un réseau de service performant est une nécessité première. Le programme pourra intégrer par ailleurs des composantes aptes à préparer le terrain de manière optimale (programme de recyclage des batteries, parfaite collaboration de l'Etat qui intervient au niveau fiscal et législatif, parfaite coordination avec tout autre filière d'électrification rurale décentralisée, . . .).

Référence :

- [1] Réseau international d'énergie solaire (RIES) sous la direction de Michel RODOT et Abdelhanine BENALLOU : électricité solaire au service du développement rural, Ed. et diffusion Quadrichromie, Rabat (1993)

10. Etudes de cas

10.1	Système individuel (SHS) « solar home system au Sud Vietnam »	164
10.2	Système communautaire « pompage solaire au Sahel »	165
10.3	Système communautaire (SHS) « électrification d'un dispensaire »	166
10.4	Programme d'électrification rurale « Noor Web, Maroc »	167
10.5	Système d'infrastructure « relais de télécommunication »	168
10.6	Système d'infrastructure « parcomètre »	169
10.7	Système d'infrastructure «protection cathodique»	170
10.8	Système d'infrastructure «Système hybride»	171

10. Etudes de cas

Le chapitre suivant présente différentes études de cas des principaux types de systèmes, projets ou programmes.

Ces études de cas veulent tout simplement donner un aperçu concret de ce à quoi ressemblent les systèmes photovoltaïques autonomes. L'ensemble des différents cas présentés devrait constituer une vue d'ensemble du marché actuel et futur des systèmes autonomes.

10.1 Système individuel (SHS) « solar home system au Sud Vietnam »



Objectif Apporter le service électricité à un maximum des 80% de la population vietnamienne qui vit en zone rurale.

Avantages Le programme complet comprend la mise sur pied de différentes applications (éclairage de locaux publics, alimentation de dispensaires, alimentation de relais de télécommunication), toutefois ce sont les « Solar Home Systems » standard qui constituent le plus grand nombre de systèmes installés.

Remarques A part les modules qui sont importés (Photowatt ou Solarex), tous les composants sont fabriqués localement. Les régulateurs et les ballasts électroniques ont été développés et sont fabriqués par Solarlab à Ho-Chi Minh.

Marché Aspects financiers

Région :	zones isolées du Sud Vietnam
Nombre de systèmes installés :	> 2000 en 1994
Nombre potentiel :	200'000
Utilisateur :	ménage rural
Financement :	privé/aide extérieure
Coût du système :	600 \$US
Part du coût du générateur :	50%

Caractéristiques Techniques

Taille du générateur :	50 Wp
Taille de l'accumulateur :	100 Ah / 12V
Production :	120-160 Wh/jour
Sources auxiliaires :	-
Date :	dès 1992

Contact **Contact** : Solarlab, Tél. +84 8 22 20 28, Fax, +84 8 295 905

10.2 Système communautaire « pompage solaire au Sahel »



Pomper de l'eau potable au bénéfice des populations villageoises des pays du Sahel (9 pays, 39 millions d'habitants, 5 millions de km²).

L'approvisionnement en eau potable des personnes et de leurs troupeaux est une des premières priorités de ces pays. Le pompage solaire s'est révélé être une solution fiable et efficace pour les régions isolées.

Depuis 1974, de nombreux projets d'installations de pompes photovoltaïques ont été menés dans la région du Sahel. La technologie a fait d'énormes progrès. Elle est désormais fiable grâce à la mise sur pied de grands programmes tel que celui du CILSS.

Région :	Sahel
Nombre de systèmes installés :	1300
Nombre potentiel :	5000
Utilisateur :	villageois
Financement :	communauté européenne
Coût du système :	-
Part du coût du générateur	-

Taille du générateur :	0.3 – 4 kWp (720 kWp au total)
Taille de l'accumulateur :	pas de batterie, couplage direct
Production :	-
Sources auxiliaires :	néant
Date :	1990-1994

Contact : Total Energie, France, tél.+33 78 47 44 55, fax : +33 78 64 91 00

Objectif

Avantages

Remarques

Marché Aspects financiers

Caractéristiques techniques

Contact

10.3 Système communautaire (SHS) « électrification d'un dispensaire »



Objectif Alimenter en électricité l'annexe nouvellement construite d'un dispensaire de brousse situé à Haïti, à Fonds-des-Nègres, à 110km à l'est de Port-aux-Princes. Cette annexe abrite un dépôt et un laboratoire. Celui-ci étant doté de centrifugeuses électriques, il a été décidé d'équiper le système d'un onduleur fournissant du courant alternatif.

Avantages Le dispensaire est animé par 2 médecins et une dizaine de personnes s'occupant des soins et de l'administratif. Deux cent consultations sont faites chaque jour. L'éclairage des locaux (dont la maternité) et l'alimentation des appareils de laboratoire permet d'assurer un confort minimal et de gagner beaucoup de temps en pouvant effectuer les analyses sur place.

Remarques Un groupe électrogène de 12kW a été mis hors service un an auparavant.

Marché Aspects financiers

Région :	Fonds-des-Nègres, Haïti
Nombre de systèmes installés :	1
Nombre potentiel :	1000 dans la région
Utilisateur :	Dispensaire de brousse
Financement :	Armée du Salut
Coût du système :	2000 \$US
Part du coût du générateur :	35%
Distance du réseau :	>100km

Caractéristiques Techniques

Taille du générateur :	110 Wc
Taille de l'accumulateur :	24V, 110Ah
Production :	500 Wh / jour
Sources auxiliaires :	-
Date :	1995

Contact Contact : Solstis, tél. +41 22 786 37 00, fax. +41 22 786 63 80

10.4 Programme d'électrification rurale « Noor Web, Maroc »



Développer le photovoltaïque en tant qu'alternative aux sources conventionnelles pour l'électrification rurale (le Maroc comprend 42'000 villages non électrifiés).

La stratégie Noor Web est de développer un réseau de micro-entreprises villageoises offrant :

- un service de recharge de batteries (voir photo)
- la vente, l'installation et le service de SHS
- la vente et l'installation d'accessoires électriques (batteries, lampes, interrupteurs, câbles, ...). Ces entreprises passent un contrat de franchising avec la maison mère située à Marrakech.

Le programme a reçu des financements provenant de différents investisseurs marocains et internationaux.

Région :	région Marrakech
Nombre de systèmes installés :	
Nombre potentiel :	1000 après 10 ans
Utilisateur :	villageois
Financement :	Investisseurs marocains et intern.
Coût du système :	10'800 \$US
Part du coût du générateur :	55%

Taille du générateur :	1 kW (station de recharge)
Taille de l'accumulateur :	recharge de 4 à 8 batteries / jour
Production :	3200 Wh / jour
Sources auxiliaires :	-
Date :	dès 1996

Contact : Noor Web S.A., tél. +212 4 310427, fax +212 4 310499,
noorweb@cybernet.net.ma

Objectif

Avantages

Remarques

Marché
Aspects financiers

Caractéristiques techniques

Contact

10.5 Système d'infrastructure « relais de télécommunication »



Objectif Alimentation de relais de télécommunications dans la province de Guangxi en Chine.

Avantages Solution la meilleure marché en site isolé, fiabilité importante.

Remarques Un avantage pour le dimensionnement est que la consommation de ces relais est très régulière tout au long de l'année. Les systèmes sont de fabrication finlandaise.

Marché Aspects financiers

Région :	Chine, prov. de Guangxi
Nombre de systèmes installés :	> 200 dans le monde entier
Nombre potentiel :	
Utilisateur :	entreprises de télécomm.
Financement :	privé
Coût du système :	55'000 \$US
Part du coût du générateur :	
Distance du réseau :	>100km

Caractéristiques Techniques

Taille du générateur :	3.7 kWp
Taille de l'accumulateur :	24 V / 4000 Ah, tubulaire
Production :	10 kWh / jour
Sources auxiliaires :	-
Date :	dès 1988

Contact NESTE, tél. +358 0 45 01, fax +. +358 0 450 5744

10.6 Système d'infrastructure « parcomètre »



Alimentation d'un distributeur de ticket de parking (entre 200 et 500 tickets par jour).

Pas de frais de connexion au réseau, pas de frais d'électricité, meilleur marché qu'un système conventionnel, système indépendant et transportable.

L'appareil est fourni prêt à l'emploi.

Région :	Allemagne
Nombre de systèmes installés :	5000
Nombre potentiel :	20000 (monde)
Utilisateur :	autorités locales
Financement :	contribuables-utilisateurs
Coût du système :	475 \$US
Part du coût du générateur :	20%

Taille du générateur :	9Wp (200 tickets/j.), 23Wp (500)
Taille de l'accumulateur :	288 Wh
Consommation :	3.3 Wh/jour (200 t/j), 6.2 (500 t/j)
Sources auxiliaires :	-
Date :	dès 1994

Contact : IEH, Allemagne, tél.+49 721 608 61 25, fax +49 721 691 776

Objectif

Avantages

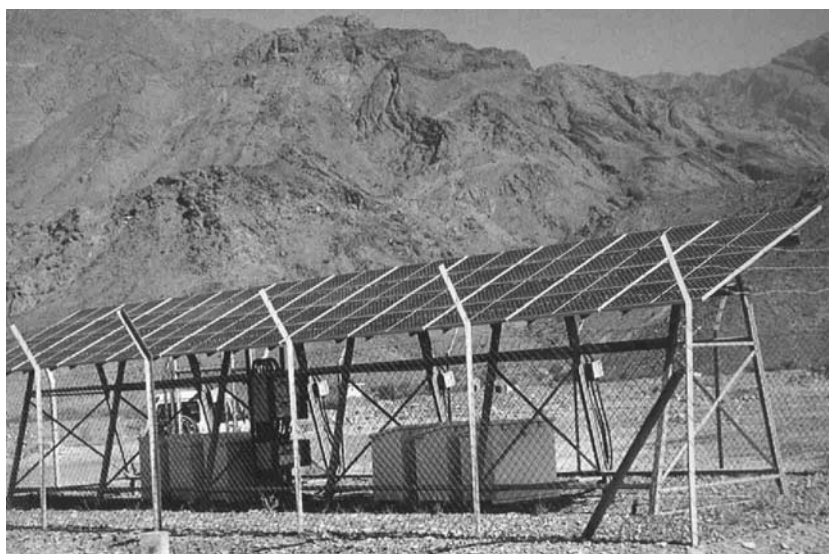
Remarques

Marché Aspects financiers

Caractéristiques techniques

Contact

10.7 Système d'infrastructure «protection cathodique»



Objectif Les systèmes de protection cathodique servent à protéger les ouvrages métalliques contre la corrosion causée par une réaction électro-chimique entre les parties métalliques et le milieu environnant

Avantages Le photovoltaïque constitue une alimentation fiable pour l'alimentation de tels systèmes en sites isolés. Par rapport à des groupes électrogènes, les systèmes photovoltaïques ne requièrent aucune alimentation en carburant et nécessitent un entretien réduit.

Marché Aspects financiers

Région :	Sultanat d'Oman
Nombre de systèmes installés :	45
Nombre potentiel :	plusieurs x 100kW par an
Utilisateur :	Entreprises pétrolières
Financement :	Entreprises pétrolières
Coût du système :	25'000 \$US
Part du coût du générateur :	env. 35%

Caractéristiques Techniques

Taille du générateur :	2.4 kW
Taille de l'accumulateur :	4000 Ah, 24V
Production :	6800 Wh/jour
Sources auxiliaires :	-
Date :	dès 1970

Contact

Contact : Solapak, UK, tel.+44 1494 452 9941, fax. +44 1494 437 045

10.8 Système d'infrastructure «Système hybride»



Alimenter en électricité un camp de base d'un parc national canadien.

Réduction du bruit et de la consommation de carburant. Augmentation de la fiabilité de l'alimentation.

Grâce à un système hybride composé:

- d'un générateur photovoltaïque
- d'un aérogénérateur (éolienne)
- d'une batterie
- et d'un onduleur pour la production de courant alternatif.

la dépendance par rapport au gaz et au diesel est notablement réduite. L'économie de carburant et la réduction du bruit sont des avantages immédiats pour l'utilisateur.

Région :	Canada du Nord
Nombre de systèmes installés :	1
Nombre potentiel :	100
Utilisateur :	Dép. des Parcs/Gouv. du Canada
Financement :	Dép. des Parcs/Gouv. du Canada
Coût du système :	20'000 \$US
Part du coût du générateur :	-

Taille du générateur :	580 Wp PV / 750 W éolien / 5kW diesel
Taille de l'accumulateur :	900 Ah / 12V
Production :	2 – 3 kWh /jour
Sources auxiliaires :	aérogénérateur, groupe diesel
Date :	1994

Contact : Soltek Solar Energy, Canada, tél. +1 604 727 7720,
fax : 1 604 727 2136

Objectif

Avantages

Remarques

**Marché
Aspects financiers**

**Caractéristiques
techniques**

Contact

Glossaire et Variables utilisées

B_{hor}	Direct ("Beam") plan horizontal (irradiance, W/m^2)
CdNi	cadmium-nickel (type d'accumulateur)
C_{20}	Capacité d'une batterie pour une décharge en 20 heures (donnée habituelle des fabricants).
D_{hor}	Diffus plan horizontal (irradiance, W/m^2)
DOD	Profondeur de décharge ("Depth of Discharge" en anglais)
DOD_{max}	Profondeur de décharge maximale autorisée.
E_{hor}	irradiation globale horizontale mensuelle [kWh/m^2 mois]
E_{incid}	Global sur plan capteurs (irradiation, kWh/m^2 pour une période donnée).
E_{uj}	Energie journalière demandée par l'utilisateur [$kWh/jour$].
E_{pj}	Energie journalière produite par le générateur [$kWh/jour$].
f, u	paramètres adimensionnels pour dimensionnement simplifié
G_{hor}	Global plan horizontal (irradiance, W/m^2)
G_{incid}	Global plan capteurs (irradiance, W/m^2)
k	Facteur de pertes thermiques d'un capteur installé [W/m^2k]. Pour des capteurs "nus": $k = 29 W/m^2k$.
Ni-MH	Nickel-hydrure métallique (type d'accumulateur plus performant et plus écologique que l'accu au CdNi vu qu'il ne contient aucun metal lourd)
NJ	nombre de jours [1]
NOCT	"Nominal Operating Collector Temperature": température du capteur "nu" sous $800W/m^2$, $T_{amb}=20^{\circ}C$ et vitesse du vent= $1 m/sec$. C'est une caractéristique du capteur, souvent mentionnée par le fabricant de capteurs.
ONG	Organisation non gouvernementale
PV	photovoltaïque
Q_m	consommation journalière en Ah
R	Résistance [Ω]
SHS	solar home system : système photovoltaïque domestique
SOC	Etat de charge d'une batterie ("State of Charge" en anglais).
STC	"Standard Test Conditions": conditions standard pour la définition des paramètres d'un panneau PV :
T_{amb}	Température ambiante.
Wc	watt crête ($1 Wc = 1 W S.T.C.$)

Annexes

Les annexes suivantes doivent permettre de dimensionner manuellement un système PV autonome.

L'annexe A1 donne les trajectoires du soleil, soit sa position dans le ciel (hauteur et azimut), pour un jour et une heure donnés (heure solaire).

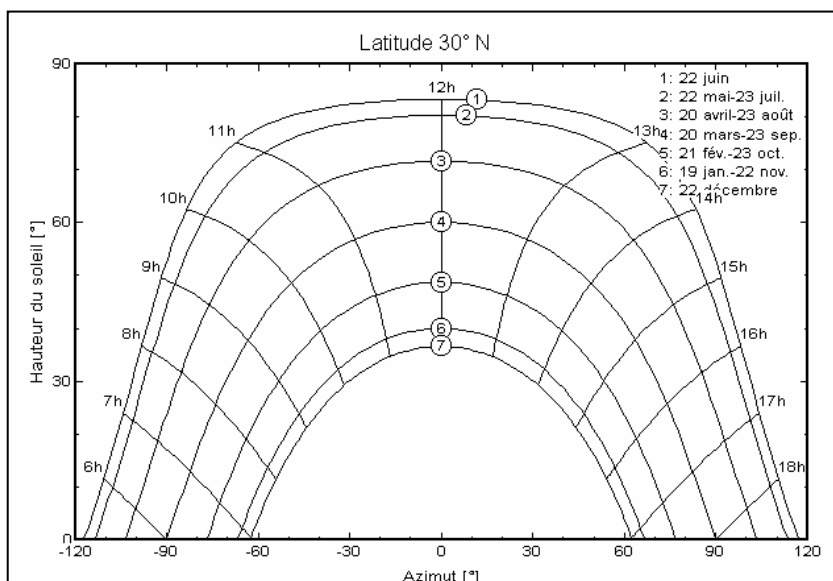
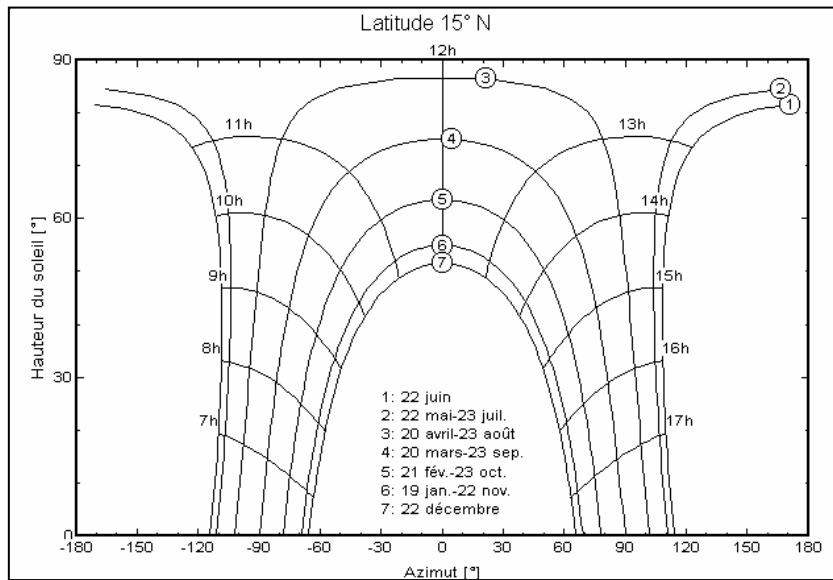
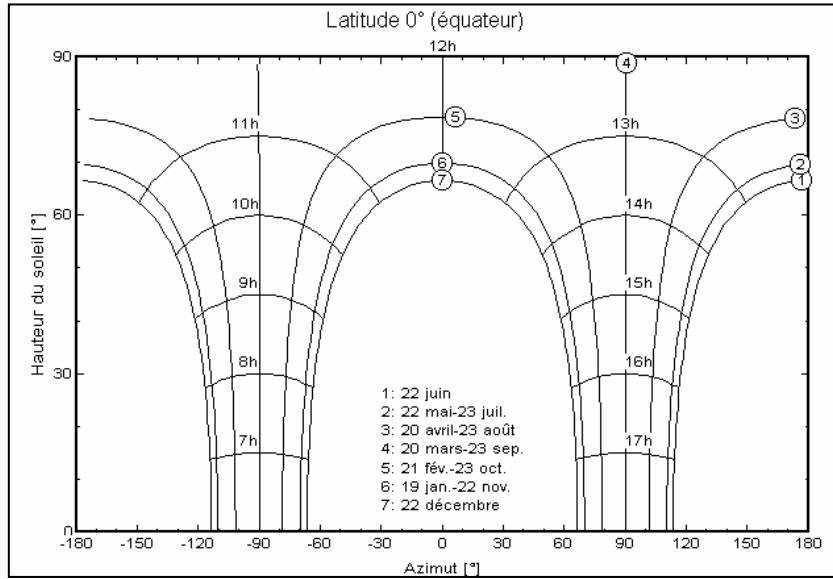
L'annexe A2 rassemble les données météorologiques (global horizontal, et températures moyennes pour certains sites) pour de nombreux sites des 5 continents.

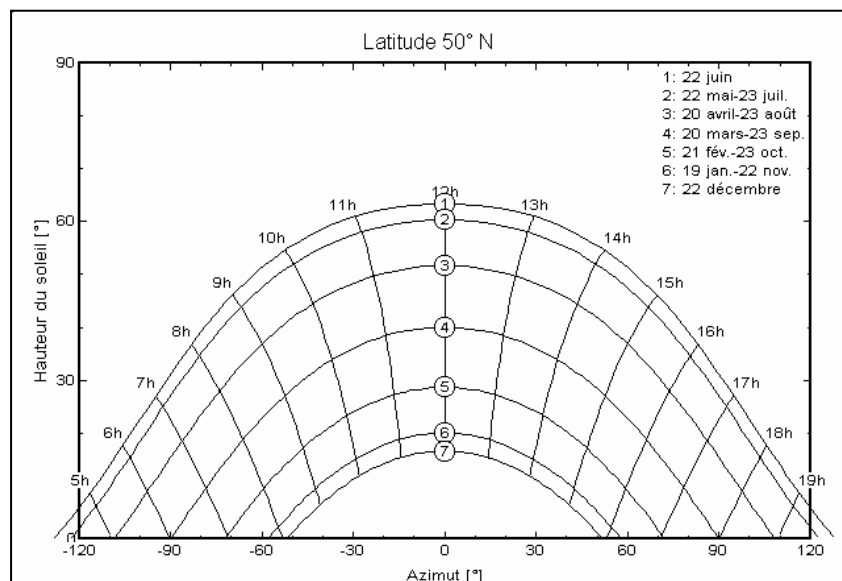
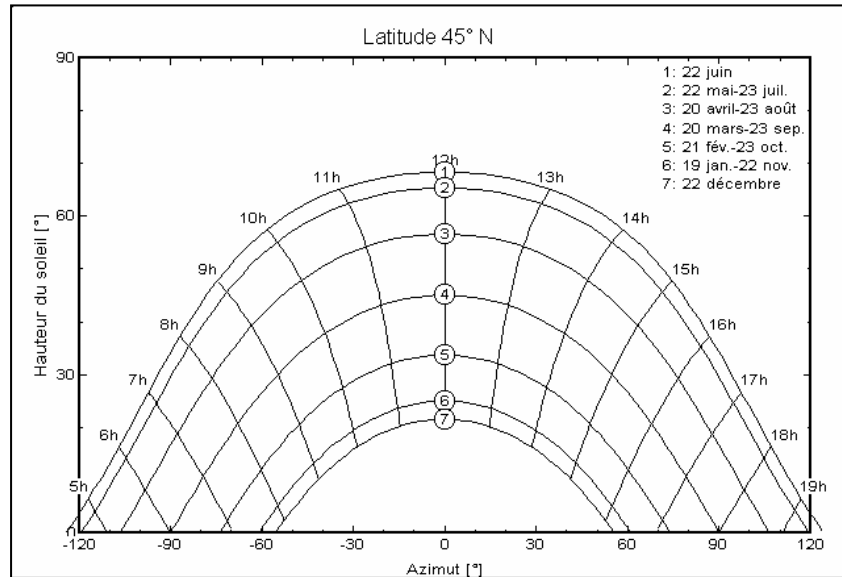
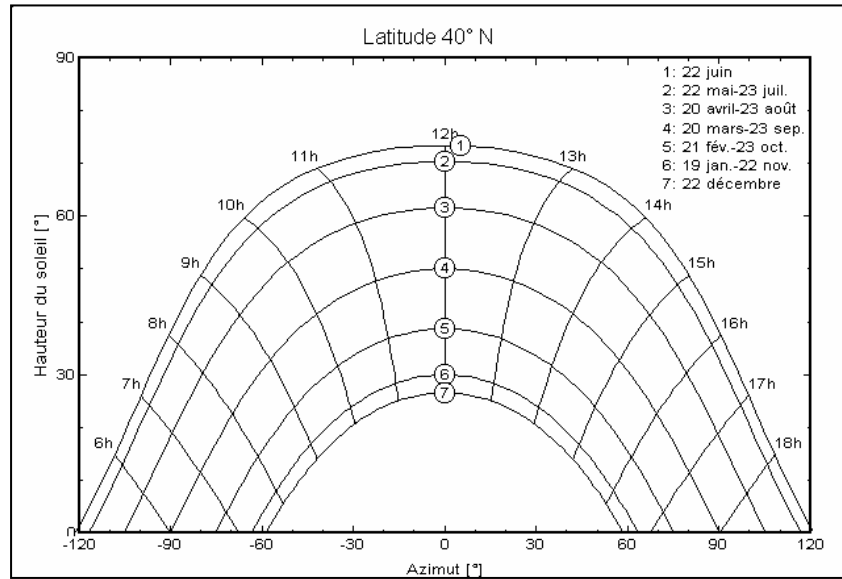
L'annexe A3 montre le facteur de transposition en moyenne annuelle (et saisonnières pour des pays tempérés comme Genève). Ces diagrammes permettent de déterminer l'orientation optimale du champ PV, ou d'estimer les pertes selon l'orientation choisie.

L'annexe A4 donne les facteurs de transposition mensuels pour diverses régions climatiques et diverses orientations. Il sont utilisés pour le calcul de l'énergie incidente mensuelle sur le plan des capteurs, à partir des valeurs météo du global horizontal.

L'annexe A5 est une table des facteurs d'annuités pour l'amortissement d'une dette.

Annexe 1 - Trajectoires du soleil





Annexe 2 - Table de valeurs météo mensuelles

	Lat. °N	Long. °E	Alt. m	Jan	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.	Année kWh/jr	Année kWh/an	
Bâle	47.6	7.6	316	Gh	0.97	1.61	2.55	3.57	4.61	5.17	4.74	3.37	2.00	1.10	0.81	3.01	1097	
				Te	1.2	1.7	6.1	9.1	13.3	16.3	19.6	19.1	15.3	10.8	5.1	2.6	10.0	°C
Berne	46.9	7.4	540	Gh	1.06	1.75	2.81	3.73	4.68	5.20	4.84	3.53	2.06	1.13	0.84	3.11	1135	
				Te	-0.5	0.2	4.5	7.7	12.1	15.1	18.6	18	14.3	9.5	3.7	0.8	8.7	°C
Coire - Ems	46.8	9.5	600	Gh	1.42	2.18	3.26	4.37	5.10	5.33	5.68	4.77	3.70	2.52	1.47	1.10	3.41	1244
				Te	-0.2	0.7	5.2	8.5	12.9	15.3	18.7	18	14.5	10.4	4.3	1.1	9.1	°C
Davos	46.8	9.9	1590	Gh	1.68	2.64	4.03	5.03	5.61	5.70	5.87	5.00	3.97	2.77	1.73	1.35	3.78	1381
				Te	-4.9	-5	-1.6	1.5	6.1	8.9	12.5	11.8	8.9	5.3	-0.5	-3.4	3.3	°C
Genève	46.3	6.1	420	Gh	0.94	1.64	2.97	4.07	5.03	5.73	6.10	5.19	3.87	2.23	1.03	0.77	3.30	1204
				Te	1	1.8	5.6	8.8	13.2	16.6	20.3	19.6	15.9	11	5.3	2.6	10.1	°C
La Chaux-de-Fonds	47.1	6.8	1020	Gh	1.32	2.07	3.06	3.87	4.39	5.00	5.61	4.74	3.53	2.29	1.40	1.10	3.20	1168
				Te	-2	-1.5	1.3	4.4	8.7	11.7	15.4	14.7	11.6	7.8	2.4	0	6.2	°C
La Frétez	46.8	6.6	1200	Gh	1.32	2.04	3.00	3.77	4.45	5.00	5.58	4.74	3.53	2.19	1.37	1.10	3.17	1159
				Te	-1.5	-1.7	1	3.5	7.9	10.7	14.6	14.2	11.1	7.3	2.3	0.5	5.8	°C
Locarno-Monti	46.2	8.8	366	Gh	1.45	2.11	3.32	3.97	4.77	5.67	6.03	5.26	3.83	2.29	1.50	1.19	3.45	1259
				Te	3.1	4.1	8.2	10.8	14.8	18.1	22	21.2	17.5	12.5	7	4.4	12.0	°C
Lausanne-Pully	46.5	6.7	480	Gh	1.03	1.71	2.94	4.00	5.06	5.60	6.06	5.10	3.77	2.23	1.13	0.87	3.29	1202
				Te	1.7	2.2	5.9	8.9	13.3	16.5	20.3	19.7	16.1	11.5	5.9	3.2	10.4	°C
Lugano	46.0	9.0	273	Gh	1.26	1.89	2.84	3.37	4.19	5.03	5.39	4.97	3.67	2.13	1.40	1.06	3.10	1131
				Te	3	4.1	8	10.8	14.9	18.4	22.3	21.4	17.7	12.9	7.4	4.3	12.1	°C
Neuchâtel	47.0	6.6	485	Gh	0.84	1.57	2.77	3.83	4.81	5.30	5.84	4.94	3.57	2.00	0.93	0.68	3.09	1128
				Te	1	1.5	5.5	8.8	13.3	16.3	20.2	19.6	15.8	10.9	5.2	2.4	10.0	°C
Sion	46.2	7.3	480	Gh	1.39	2.18	3.32	4.63	5.58	5.93	6.35	5.39	4.03	2.68	1.47	1.13	3.67	1341
				Te	-0.8	1	6	9.6	13.9	16.7	20	19	15.2	10.1	3.8	0.1	9.6	°C
Saint-Gall	47.4	9.4	780	Gh	1.06	1.79	2.77	3.77	4.68	4.93	5.39	4.58	3.23	2.00	1.10	0.87	3.01	1100
				Te	-0.6	-0.5	3.5	6.5	11	13.6	17.2	16.7	13.4	9.1	3.4	1	7.9	°C
Zurich-Kloten	47.5	8.5	436	Gh	0.90	1.68	2.68	3.77	4.77	5.20	5.58	4.71	3.40	1.94	0.93	0.68	3.02	1102
				Te	0	0.3	4.8	8.2	12.8	15.7	19	18.3	14.6	9.8	4	1.4	9.1	°C

 Gh = Global horizontal en kWh/m², Te = Température extérieure en °C

Données météorologiques pour la Suisse

Pays	Lieu	Lat.	Long.	Alt. m	Jan	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.	Année kWh/jr	Année kWh/an	
Allemagne	Hambourg	53.5 N	10.0 E	14	Gh	0.41	0.96	1.73	2.83	3.62	4.34	3.72	3.36	2.23	1.15	0.53	0.31	2.10	766
					Te	0.0	3.3	3.3	7.5	12.0	15.3	17.0	16.6	13.5	9.1	4.9	1.8	8.4	°C
	Berlin	52.4 N	13.3 E	51	Gh	0.46	0.98	1.87	2.78	3.67	4.34	4.06	3.55	2.45	1.22	0.6	0.36	2.20	801
					Te	-0.6	-0.3	3.6	8.7	13.8	17.0	18.5	17.7	13.9	8.9	4.5	1.1	8.9	°C
Belgique	Oostende	51.2 N	2.9 E	4	Gh	0.65	1.32	2.45	3.84	4.97	5.57	5.04	4.46	3.19	1.85	0.86	0.53	2.89	1056
					Te	3.6	3.6	5.1	7.4	11.3	14.1	16.1	16.6	14.4	10.9	7.0	4.5	9.6	°C
	Uccles(Bruxelles)	50.8 N	4.4 E	105	Gh	0.65	1.27	2.21	3.29	4.49	4.97	4.56	3.94	3.02	1.75	0.79	0.5	2.62	956
					Te	3.2	3.9	5.9	9.2	13.3	16.2	17.6	17.5	15.2	11.1	6.3	3.5	10.2	°C
Espagne	Almeria	36.9 N	2.4 W	7	Gh	2.5	3.46	4.68	5.83	6.5	6.94	6.94	6.26	5.11	3.96	2.81	2.16	4.75	1735
					Te	11.7	11.8	14.1	16.1	18.4	22.0	24.7	25.3	23.4	19.4	15.6	12.8	17.9	°C
	Barcelone	41.4 N	2.2 E	93	Gh	1.61	2.47	3.67	4.44	4.78	6.11	5.75	4.89	3.86	2.81	2.25	1.39	3.67	1339
					Te	9.5	10.3	12.3	14.6	17.7	21.5	24.3	24.3	21.9	17.6	13.5	10.3	16.5	°C
	Madrid	40.4 N	3.7 W	667	Gh	1.97	2.86	4.25	5.44	6.53	7.25	7.64	6.69	5.28	3.58	2.39	1.83	4.64	1695
					Te	5.0	6.6	10.0	12.7	15.8	20.6	24.2	23.7	19.8	14.0	9.0	5.6	13.9	°C
France	Carpentras	44.1 N	5.1 E	100	Gh	1.63	2.42	3.7	5.11	6.07	6.89	7.22	6.05	4.54	3.05	1.87	1.39	4.16	1519
					Te	5.3	6.5	8.5	11.6	15.9	19.4	22.3	21.5	17.7	12.9	8.2	5.0	12.9	°C
	Limoges	45.8 N	1.3 E	280	Gh	1.18	1.8	3.07	4.22	4.9	5.74	5.71	4.9	3.91	2.59	1.44	1.13	3.38	1235
					Te	3.9	4.6	6.1	8.7	12.5	15.8	18.1	17.9	14.8	10.9	6.6	3.7	10.3	°C
	Mâcon	46.3 N	4.8 E	220	Gh	0.96	1.68	2.88	4.22	4.99	5.76	6	4.97	3.91	2.21	1.15	0.77	3.29	1201
					Te	2.7	4.1	6.3	9.5	13.8	17.2	19.7	19.0	15.3	10.5	5.8	2.3	10.5	°C
	Nancy	48.7 N	6.2 E	200	Gh	0.77	1.51	2.59	3.98	4.85	5.35	5.42	4.56	3.48	1.92	0.94	0.65	3.00	1086
					Te	2.1	2.6	5.0	8.3	12.9	16.1	18.1	17.5	13.9	9.3	5.1	1.6	9.4	°C
	Nice	43.7 N	7.2 E	10	Gh	1.68	2.4	3.67	5.04	6.02	6.85	7.01	5.83	4.51	3.12	2.04	1.22	4.10	1486
					Te	8.1	8.9	10.3	12.9	16.1	19.6	22.6	22.6	19.7	15.9	11.6	8.5	14.7	°C
	Trappes (Paris)	48.8 N	2.0 E	170	Gh	0.79	1.49	2.64	3.98	4.68	5.23	5.28	4.54	3.43	2.06	1.06	0.67	2.99	1080
					Te	3.9	3.9	5.9	8.6	12.5	15.7	17.8	17.6	14.5	10.7	6.3	3.3	10.1	°C
Grande-Bretagne	Kew (Londres)	51.5 N	0.3 W	77	Gh	0.6	1.06	2.21	3.14	4.37	4.92	4.42	3.79	2.86	1.63	0.79	0.48	2.52	921
					Te	4.0	4.9	6.8	9.4	12.5	15.9	16.9	16.5	14.7	11.8	7.5	4.9	10.5	°C
Grèce	Athènes	38.0 N	23.6 E	20	Gh	1.87	2.64	3.55	4.9	6.13	6.8	7.06	6.52	4.97	3.35	2.33	1.74	4.32	1577
					Te	9.4	10.3	11.7	15.8	20.6	25.2	27.9	27.8	23.9	18.7	15.0	11.4	18.1	°C
	Heraklion	35.3 N	25.0 E	20	Gh	1.9	2.68	3.55	5.03	6.32	7.13	7.29	6.61	5.23	3.39	2.5	1.87	4.46	1627
					Te	5.5	7.0	9.9	14.6	19.7	24.1	26.7	26.3	22.2	16.7	11.9	7.4	16.0	°C
	Kalamata	37.0 N	22.1 E	20	Gh	2.13	2.71	3.74	4.5	6.19	6.97	7	6.39	4.97	3.42	2.5	1.77	4.36	1590
					Te	11.2	11.6	13.1	16.2	20.0	24.3	27.1	27.1	24.1	20.0	16.2	12.8	18.6	°C
	Ioannina	39.7 N	20.8 E	600	Gh	1.55	2.11	3.06	4.13	5.32	5.9	6.32	5.71	4.23	2.94	1.87	1.35	3.71	1353
					Te	5.2	6.3	9.0	13.0	17.5	22.2	25.5	25.0	20.6	15.3	10.4	6.7	14.7	°C
Irlande	Dublin	53.4 N	6.3 W	85	Gh	0.53	1.42	1.97	4.39	5.57	4.92	4.66	4.32	2.74	1.85	0.91	0.6	2.82	1031
					Te	5.3	4.9	6.0	7.8	10.5	13.5	15.4	15.1	13.2	11.2	6.9	6.1	9.7	°C
Italie	Milan	45.4 N	9.3 E	103	Gh	1.01	1.9	3.12	4.7	5.86	6.48	6.84	5.66	4.22	2.59	1.18	0.84	3.70	1351
					Te	0.1	3.2	7.6	12.4	16.8	20.4	23.0	21.4	17.7	12.6	7.0	1.3	12.0	°C
	Naples	40.9 N	14.3 E	20	Gh	1.86	2.67	3.94	5.25	6.56	7.28	7.78	6.64	5.03	3.42	2.14	1.67	4.52	1650
					Te	8.5	9.0	11.0	13.5	17.0	21.0	23.5	23.5	20.0	16.5	13.0	10.0	15.5	°C
	Palerme	38.1 N	13.3 E	15	Gh	2.06	2.58	3.83	5	5.97	6.69	6.64	6.11	4.64	3.19	2.64	1.81	4.26	1556
					Te	12.1	12.2	12.8	14.9	18.4	21.5	24.2	24.7	22.8	19.0	16.2	13.1	17.7	°C
	Rome	31.8 N	12.6 E	131	Gh	1.8	2.45	3.89	5.14	6.58	7.22	7.56	6.46	4.85	3.43	1.94	1.49	4.40	1606
					Te	6.2	7.1	9.7	12.3	16.5	20.6	23.7	23.3	19.6	15.4	11.5	7.6	14.5	°C
Pays-Bas	De Bilt	52.1 N	5.2 E	40	Gh	0.6	1.22	2.18	3.53	4.63	4.97	4.49	4.1	2.83	1.68	0.79	0.5	2.63	959
					Te	2.3	2.8	4.9	7.6	12.2	15.3	16.7	16.7	13.9	10.4	5.7	3.3	9.3	°C
Portugal	Lisbonne	38.7 N	9.2 W	77	Gh	2.26	3.22	4.42	6.12	7.01	7.82	8.18	7.25	5.54	3.94	2.62	2.06	5.04	1838
					Te	10.8	11.6	13.6	15.6	17.2	20.1	22.2	22.5	21.2	18.2	14.4	11.5	16.6	°C

Gh = Global horizontal en kWh/m² - Te = Température extérieure en °C

Données météorologiques pour l'Europe

	Lat.	Long.	Alt. m	Jan	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.	Année		
																kWh/jr	°C	
Afrique du Sud	25.75 S	28.23 E	1369	Gh	6.49	6.22	5.62	4.67	4.27	3.93	4.24	4.92	5.83	6.11	6.59	6.75	5.49	2004
				Te	21	21	20	17	13	10	10	10	13	16	20	20	21	21
Algérie	36.72 N	3.20 E	345	Gh	2.10	3.03	3.79	5.44	6.26	6.70	6.13	5.88	4.93	3.52	2.56	2.07	4.37	1595
				Te	12.4	13.1	12.9	14.0	17.2	21.1	24.7	25.6	23.8	20.1	16.4	14.0	16.4	17.9
Angola	-8.82 S	13.22 E	45	Gh	5.61	5.81	5.43	5.16	4.81	4.08	3.52	3.50	4.38	5.01	5.60	5.41	4.86	1774
				Te	26	27	27	27	25	22	20	21	22	25	26	26	26	24.5
Centrafrique	4.37 N	18.57 E		Gh	4.51	5.17	5.82	5.68	5.45	4.78	4.46	4.64	5.09	5.28	4.65	4.36	4.99	1821
				Te	26	27	27	27	26	26	25	26	25	25	25	26	26	26.0
Egypte	30.65 N	31.25		Gh	3.29	4.33	5.37	6.43	7.31	7.76	7.53	7.01	6.10	4.96	3.68	3.09	5.57	2034
				Te	14	15	17	21	25	27	28	28	26	24	19	15	15	21.6
Ethiopie	9.03 N	38.75	2408	Gh	5.32	5.82	5.91	5.66	5.36	4.60	3.79	3.90	4.74	6.04	6.19	5.59	5.24	1913
				Te	17	18	19	19	19	17	15	15	17	17	17	17	17	17.2
Israel	31.77 N	35.25 E	789	Gh	3.37	4.20	5.30	6.81	7.83	8.57	8.40	7.85	6.73	5.28	3.74	3.05	5.93	2164
				Te	12	13	14	17	21	24	25	26	25	22	18	14	14	19.3
Jordanie	31.97 N	35.97 E		Gh	2.79	3.34	4.54	5.30	7.17	7.67	7.93	7.44	6.30	4.97	3.97	2.32	5.27	1924
				Te	7.0	8.0	10.3	14.6+	18.2	20.9	22.9	23.0	21.6	18.2	13.4	8.7	15.7	15.7
Kenya	1.30 S	36.75 E	1798	Gh	6.45	6.55	6.19	5.25	4.64	4.19	3.59	3.93	5.28	5.61	5.31	6.13	5.27	1924
				Te	18	18	19	19	18	16	15	16	17	19	18	18	18	17.6
Madagascar	18.90 S	47.53 E		Gh	5.97	5.95	5.69	5.42	4.72	4.24	4.43	5.49	6.53	7.19	7.25	6.74	5.80	2117
				Te	21.7	21.7	21.1	20.6	18.3	16.1	15.0	16.1	17.8	19.4	20.6	21.1	19.1	19.1
Maroc	33.57 N	7.67 W	58	Gh	2.68	3.57	4.72	5.82	6.39	6.75	6.89	6.41	5.45	4.04	3.02	2.35	4.84	1767
				Te	12	13	15	16	18	20	22	23	22	19	16	13	13	17.4
Namibie	22.57 S	17.10 E	1728	Gh	7.12	6.89	6.06	5.83	5.30	4.86	5.14	5.87	6.83	7.30	7.54	7.68	6.43	2347
				Te	25.0	23.3	22.2	20.0	17.2	13.9	13.9	16.7	20.6	22.8	25.0	25.6	20.5	20.5
Nigéria	6.55 N	5.62 E	156	Gh	4.28	4.66	4.79	4.75	4.78	4.25	3.55	3.50	3.87	4.42	4.82	4.46	4.34	1584
				Te	27	28	28	28	28	26	25	25	26	27	28	27	28	27
Sénégal	14.73 N	17.50 W	24	Gh	5.11	6.11	6.76	7.06	6.92	6.39	5.62	5.29	5.32	5.60	5.09	4.72	5.88	2146
				Te	21	20	21	22	23	26	27	27	28	27	28	27	26	23
Soudan	13.62 N	25.33 E	730	Gh	5.68	6.46	7.04	7.23	7.12	6.79	6.40	6.42	6.53	6.33	6.03	5.69	6.44	2351
				Te	18	20	25	27	30	30	27	25	26	26	22	19	24.6	24.6
Tanzanie	6.88 S	39.20 E	55	Gh	5.29	5.37	4.82	3.88	4.24	4.27	4.27	4.59	4.94	5.10	5.71	5.48	4.83	1763
				Te	27.8	28.3	27.8	26.7	25.6	24.4	23.9	23.9	24.4	25.6	26.7	27.8	26.1	26.1
Tunisie	36.87 N	10.35 E	127	Gh	2.44	3.12	4.42	5.43	6.66	7.27	7.50	6.60	5.29	3.96	2.94	2.30	4.84	1767
				Te	11	12	13	16	19	23	26	27	25	20	16	12	18.3	18.3
Uganda	0.05 N	32.45 E	1146	Gh	5.00	5.04	5.05	4.84	4.54	4.45	4.29	4.57	5.01	4.94	4.88	4.83	4.83	1763
				Te	22	22	22	22	22	21	21	21	21	21	21	22	22	21.7
Zambie	15.32 S	28.45 E	1154	Gh	4.97	4.73	5.13	4.97	4.92	4.67	4.77	5.69	5.93	5.96	5.77	4.96	5.20	1898
				Te	22.80	22.80	22.20	21.10	18.90	16.70	16.70	18.90	22.80	25.00	24.40	22.80	21.3	21.3
Zimbabwe	18.00 S	31.06 E	1344	Gh	6.16	5.82	5.80	5.50	5.16	4.80	5.00	5.80	6.63	6.70	6.46	5.83	5.91	2157
				Te	20.1	20.1	20.1	19.0	16.8	14.0	14.0	15.7	19.0	20.1	21.2	20.7	18.2	18.2

 Gh = Global horizontal en kWh/m²/jour - Te = Température extérieure en °C

Données météorologiques pour l'Afrique

	Lat.	Long.	Alt.	Jan	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.	Année kWh/jr	kWh/an	
Birmanie	17.00 N	96.00 E	30	Gh	5.69	6.51	6.86	7.09	6.16	4.53	4.42	4.07	4.07	5.46	5.69	5.35	5.50	2008
Chine	31.28 N	121.47 E	3	Gh	2.67	2.67	3.95	4.77	5.46	4.88	6.04	6.04	5.00	3.95	2.91	2.44	4.23	1544
Hong-Kong	22.30 N	114.20 E	65	Gh	3.72	3.65	3.59	3.81	4.53	4.82	5.53	4.66	4.35	5.39	4.63	3.81	4.37	1595
Inde	27.17 N	78.03 E		Gh	3.72	4.30	5.11	5.81	6.04	5.69	5.35	5.00	5.00	4.65	3.95	3.37	4.83	1763
	18.93 N	72.83 E		Gh	5.35	6.04	6.74	7.09	7.32	5.35	4.53	4.30	5.35	5.93	5.81	5.23	5.75	2099
	22.65 N	88.45 E	10	Gh	4.01	4.95	5.66	6.01	6.30	5.32	4.93	5.02	4.53	4.38	4.70	4.21	5.00	1825
	28.67 N	77.25 E		Gh	4.18	5.00	5.93	6.74	7.32	7.09	5.81	5.81	5.23	5.58	4.65	4.07	5.61	2048
	31.58 N	74.30 E		Gh	3.72	4.77	5.93	7.09	7.67	7.55	6.39	6.62	6.39	5.58	4.53	3.60	5.82	2124
	13.00 N	80.18 E	16	Gh	5.05	6.14	6.71	6.82	6.30	5.61	5.43	5.54	5.48	4.61	4.31	3.97	5.50	2008
				Te	25	26	28	31	32	32	30	30	30	28	26	25	28.6	
	28.58 N	77.20 E	216	Gh	3.72	4.84	5.89	6.73	6.90	6.21	5.39	4.96	5.34	5.17	4.30	3.72	5.25	1916
				Te	15	18	23	29	33	35	31	30	30	26	20	19	25.8	
	18.53 N	73.85 E	559	Gh	5.59	6.62	7.16	7.68	7.73	6.17	4.68	4.65	5.51	5.75	5.40	5.02	6.00	2190
Japon	39.72 N	140.10 E	9	Gh	1.73	2.64	3.67	4.83	5.47	5.36	5.07	5.10	4.10	3.21	2.02	1.42	3.72	1357.8
				Te	-1	0	3	9	14	18	22	24	19	13	7	2	10.8	
	24.33 N	124.17 E		Gh	2.73	2.89	3.34	3.70	4.53	4.39	5.02	4.93	5.63	4.23	3.71	2.93	4.00	1460
	31.57 N	130.55 E	5	Gh	2.35	2.78	3.56	3.94	4.21	4.07	4.74	4.95	3.88	3.44	2.59	2.28	3.56	1299.4
				Te	7	9	12	16	19	23	27	28	25	19	14	9	17.3	
	34.68 N	135.18 E	58	Gh	2.15	2.66	3.28	3.79	4.13	3.65	3.89	4.20	3.16	2.74	2.28	1.95	3.16	1153
	43.05 N	141.33 E	17	Gh	1.48	2.27	3.28	4.17	4.72	4.79	4.53	4.06	3.48	2.62	1.73	1.35	3.21	1172
	35.68 N	139.77 E	4	Gh	2.16	2.63	3.11	3.56	3.91	3.45	3.82	3.85	2.89	2.30	2.10	1.93	2.98	1088
Corée	39.03 N	125.77 E	35	Gh	2.22	3.09	4.11	4.80	5.70	5.41	4.42	4.24	4.14	3.42	2.28	1.87	3.88	1416
	37.57 N	126.97 E	86	Gh	2.44	3.14	4.07	4.88	5.58	5.81	5.23	4.88	4.42	3.60	2.56	2.09	4.06	1482
	3.12 N	101.55 E	17	Gh	4.91	5.30	5.40	5.21	4.92	4.66	4.76	4.84	4.76	5.09	4.31	4.65	4.90	1789
				Te	26	27	27	27	27	27	27	27	26	26	26	26	26.6	
Pakistan	24.80 N	66.98 E	4	Gh	4.54	5.20	5.86	6.31	6.63	6.52	5.60	5.16	5.77	5.49	4.79	4.26	5.50	2008
				Te	19	22	25	27	30	31	30	29	28	27	25	21	26.2	
	31.55 N	74.33 E	214	Gh	2.79	3.80	4.97	5.67	6.29	6.16	5.56	5.26	5.09	4.33	3.38	2.78	4.71	1719
				Te	13	16	21	27	32	34	32	31	30	26	19	14	24.6	
Philippines	14.65 N	121.07 E	73	Gh	3.77	4.52	5.21	5.71	5.26	4.84	4.34	3.93	4.25	3.91	3.78	3.56	4.39	1602
Singapour	1.37 N	103.92 E	32	Gh	4.64	4.89	4.96	4.63	4.27	4.19	4.32	4.38	4.51	4.34	3.86	3.99	4.41	1610
				Te	26	26	27	27	27	28	27	27	27	27	26	26	26.8	
Sri Lanka	6.90 N	79.87 E	7	Gh	4.60	4.83	5.45	5.43	5.02	4.70	4.45	4.44	4.44	4.30	4.51	4.74	4.80	1752
				Te	26	28	29	30	30	29	28	28	28	28	27	25	28.0	
Taiwan	25.03 N	121.52 E	23	Gh	2.16	2.51	3.03	3.63	4.43	4.57	4.65	4.79	3.96	3.95	3.44	2.62	3.65	1332
Thaïlande	13.73 N	100.50 E		Gh	4.70	4.93	5.47	5.57	5.07	4.73	4.58	4.46	4.30	4.38	4.75	4.71	4.81	1756
				Te	26	28	29	30	30	29	28	28	28	28	27	25	28.0	

Gh = Global horizontal en kWh/m²/jour - Te = Température extérieure en °C

Données météorologiques pour l'Asie

Amérique Centrale et Antilles		Lat.	Long.	Alt.	Jan	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.	Année	
					Jan	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.	kWh/jr	°C
Caraïbes	Puerto Rico	18.4 N	56 W		4.18	4.84	5.64	5.96	5.72	5.73	5.91	5.80	5.28	4.78	4.31	3.90	5.17	1887
					24	24	25	25	26	27	27	27	27	27	27	27	26	25
Costa Rica	San Jose	9.93 N	84.08 W	1172	3.61	4.39	4.39	4.61	3.78	3.25	3.28	3.42	3.33	2.92	3.03	3.44	3.62	1322
					18	18	19	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	19
Cuba	Casa Blanca	23.17 N	82.35 W	51	3.86	4.58	5.33	6.22	5.92	4.39	6.06	5.58	4.78	4.22	3.22	3.28	4.79	1747
					22	22	24	25	26	28	28	28	28	28	28	28	28	25
El Salvador	San Salvador	13.70 N	89.20 W	700	5.41	5.33	5.58	5.50	5.50	4.88	5.50	5.13	4.55	4.69	4.77	4.75	5.13	1872.45
					23	24	25	26	25	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Haïti	Damien	18.60 N	72.28 W	20	4.64	5.33	5.94	6.42	5.94	6.28	6.28	6.11	5.78	4.92	4.50	4.28	5.54	2020
					22	22	24	25	26	28	28	28	28	28	28	28	28	26
Mexique	Ciudad Univ.	19.33 N	99.18 W	2268	4.57	5.42	5.93	6.06	5.56	5.45	5.13	4.91	4.41	4.57	4.35	4.33	5.06	1846
					12	14	16	17	17	17	16	16	16	15	13	12	12	12
Martinique	Lamentin	14.60 N	61.00 W	3	4.45	4.81	5.23	5.64	5.50	5.50	5.53	5.27	5.09	4.50	4.23	4.07	4.99	1820
					25	25	26	26	27	28	28	28	28	27	27	27	27	27

Amérique du Sud

Argentine	Buenos Aires Obs.	34.58 S	58.48 W	25	7.44	6.46	5.04	3.77	2.73	2.12	2.36	3.23	4.40	5.60	6.55	7.47	4.77	1741
					5.39	4.97	4.08	3.39	3.00	2.75	3.06	3.75	4.25	5.28	5.25	5.44	4.22	5.44
Bolivie	Alto La Paz	16.50 S	68.20 W	4105	4.86	5.22	4.78	5.08	5.31	4.67	4.94	5.44	5.84	5.94	6.28	5.33	5.29	1931
					4.75	5.14	4.78	4.72	4.89	4.50	5.03	5.44	5.84	5.86	6.00	5.22	5.16	1883
	Ciudad La Paz	16.53 S	68.13 W	3632	5.42	5.76	5.24	5.22	5.06	4.70	5.00	5.60	6.22	6.69	7.02	5.96	5.66	2066
					5.67	5.16	4.76	4.05	3.21	2.88	3.45	4.32	4.39	5.51	5.95	5.65	4.58	1672
	Santa Cruz	17.78 S	63.15 W	416	5.67	5.16	4.76	4.05	3.21	2.88	3.45	4.32	4.39	5.51	5.95	5.65	4.58	1672
					5.67	5.09	4.96	4.58	4.96	4.86	4.88	5.59	6.27	6.68	6.77	5.69	5.48	2000
Brésil	Belem	1.47 N	48.45 W	24	4.33	4.17	4.17	4.11	4.89	5.06	5.67	6.03	5.58	5.89	5.61	5.11	5.05	1843
					4.67	5.58	4.53	5.00	4.72	4.75	4.97	5.50	5.25	4.69	4.75	4.72	4.93	1799
	Sao Paulo	23.50 S	46.62 W	795	4.50	5.00	4.06	3.61	3.19	2.94	3.22	3.72	3.75	4.03	5.00	4.53	3.96	1445
					5.94	5.47	3.86	2.18	1.31	0.96	1.10	1.86	3.22	4.78	5.89	6.05	3.55	1296
Chili	Alto Palena	43.62 S	71.78 W	226	6.81	6.11	5.58	4.44	3.42	3.06	3.31	3.83	4.78	5.83	6.50	6.89	5.03	1836
					5.89	5.89	5.36	4.36	3.42	2.81	2.72	3.44	4.08	5.11	5.67	6.72	4.62	1686
	Cerro Galan	33.40 S	70.53 W	840	6.89	6.25	4.86	3.31	2.22	1.75	1.75	2.33	3.61	4.56	5.78	6.69	4.17	1522
					6.17	5.25	4.25	2.89	1.97	1.58	1.81	2.61	3.64	4.58	5.78	6.11	3.89	1420
Colombie	Bogota (El Dorado)	4.72 N	74.15 W	2547	4.42	4.58	4.53	4.42	4.31	3.97	4.67	4.58	4.39	4.22	4.22	4.36	4.39	1602
					4.33	4.61	4.72	4.64	4.58	4.81	5.56	5.22	4.69	4.39	4.33	4.28	4.68	1708
Equateur	Izobamba	0.37 S	78.55 W		4.33	4.39	4.70	4.18	4.23	4.40	5.24	5.02	4.99	4.42	4.56	4.43	4.57	1668
					6.14	5.86	5.33	4.39	3.61	3.00	3.47	3.86	4.56	5.56	6.00	6.42	4.85	1770
Paraguay	Asuncion	25.28 S	57.62 W	116	7.37	6.71	6.54	6.54	6.17	6.27	6.29	6.74	7.17	7.46	7.75	7.21	6.85	2500
					4.06	4.48	4.70	4.51	4.42	4.45	4.68	4.75	4.67	4.19	3.94	3.74	4.40	1606
Pérou	Huancayo	12.12 S	75.33 W	3380	4.06	4.48	4.70	4.51	4.42	4.45	4.68	4.75	4.67	4.19	3.94	3.74	4.40	1606
					4.34	4.75	4.94	4.58	4.30	4.62	4.89	4.84	4.57	4.18	3.86	4.00	4.49	1639

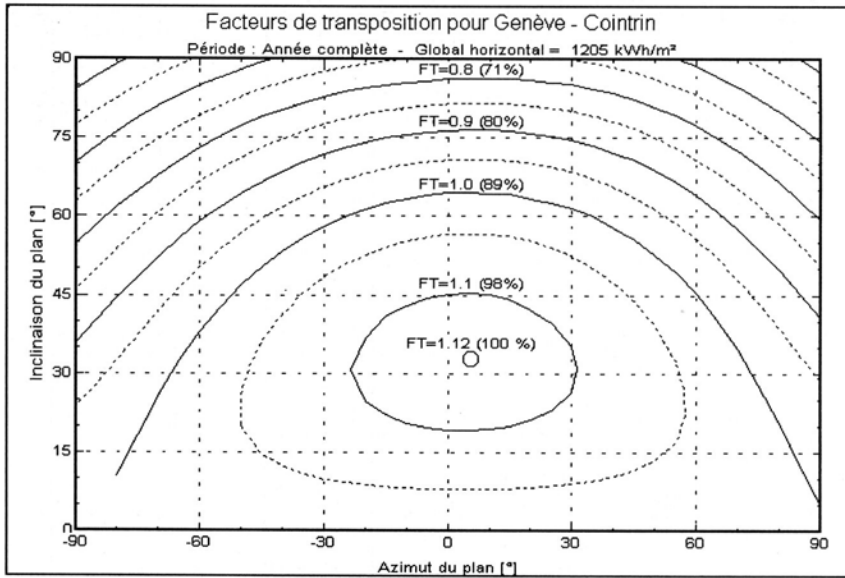
 Gh = Global horizontal en kWh/m²/jour - Te = Température extérieure en °C

Données météorologiques pour l'Amérique Centrale et du Sud

	Lat.	Long.	Alt.	Jan	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept	Oct	Nov.	Déc.	Année kWh/jr	Année kWh/an		
Fidji	17.75 S	177.45 W	16	Gh	5.45	5.34	4.78	4.42	3.65	3.64	3.81	4.43	5.00	5.48	5.81	5.87	4.80	1752	
Nlle Zélande	41.28 S	174.76 E	126	Gh	6.18	5.41	4.04	2.78	1.74	1.41	1.52	2.14	3.37	4.75	5.90	6.22	3.80	1387	
				Te	18.4	18.4	17.3	14.5	12.7	11.1	9.9	11.1	11.7	13.4	15.0	16.7	14.18	°C	
Réunion	20.87 S	55.52 E	14	Gh	6.44	5.85	5.76	4.67	4.20	3.90	4.02	4.76	5.30	5.86	6.44	6.37	5.30	1935	
Australie	23.80 S	133.88 E	546	Gh	7.51	7.21	6.46	5.42	4.29	3.92	4.20	5.35	6.40	6.88	7.24	7.45	6.02	2197	
				Te	28.9	28.3	25.6	20.6	16.1	12.8	12.2	15.0	18.9	22.8	26.1	28.3	21.30	°C	
	38.03 S	145.10 E	6	Gh	7.04	6.11	4.63	2.90	2.17	1.74	2.03	2.64	3.74	5.05	6.12	6.71	4.24	1548	
				Te	23.2	23.2	21.8	19.0	15.8	13.4	12.3	13.4	15.7	17.9	19.9	22.6	18.18	°C	
	27.47 S	153.03 E		Gh	6.51	6.04	5.23	4.30	3.49	3.02	3.25	3.95	4.88	5.81	6.39	6.62	4.96	1810	
				Te	23.2	23.2	21.8	19.0	15.8	13.4	12.3	13.4	15.7	17.9	19.9	22.6	18.18	°C	
	12.43 S	130.87 E	27	Gh	4.87	5.20	5.10	5.78	5.35	5.51	5.85	6.26	6.56	6.45	6.83	5.42	5.84	2132	
				Te	28.3	28.3	28.3	28.9	27.8	25.6	25.0	26.1	27.8	29.4	28.9	27.82	°C		
	31.93 S	115.95 E	15	Gh	7.73	7.10	5.87	4.09	2.96	2.55	2.75	3.70	4.93	6.17	7.26	7.98	5.25	1916	
				Te	28.3	28.3	28.3	28.9	27.8	25.6	25.0	26.1	27.8	29.4	28.9	27.82	°C		
	37.82 S	144.97 E	35	Gh	7.47	6.30	3.66	3.37	2.50	2.05	2.21	2.79	3.91	5.04	5.44	6.23	4.24	1548	
				Te	19.1	19.6	18.0	15.2	12.4	10.2	9.1	10.2	11.3	13.5	15.2	17.4	14.27	°C	
	31.93 S	115.95 E	17	Gh	7.52	6.80	5.61	3.71	3.10	2.31	2.83	3.69	4.89	6.00	6.72	7.51	5.12	1869	
				Te	24.5	24.5	22.9	19.5	16.2	14.0	13.4	13.4	14.5	16.2	19.5	21.8	18.37	°C	
	33.92 S	151.23 E	64	Gh	6.28	5.72	4.74	3.91	2.90	2.36	2.87	3.60	4.59	5.56	6.38	7.09	4.67	1705	
				Te	23.0	23.0	21.9	19.1	16.3	13.5	12.4	13.5	15.8	18.0	19.6	21.9	18.17	°C	
Canada	53.58 N	113.52 W	676	Gh	1.03	2.05	3.63	4.80	5.92	5.96	6.11	4.75	3.46	2.18	1.29	0.77	3.50	1277.5	
				Te	-15	-10	-5	4	11	15	17	16	11	6	-4	-10	3.0	°C	
	Montreal	45.50 N	73.62 W		Gh	1.46	2.42	3.46	4.39	5.13	5.82	5.88	4.77	3.66	2.30	1.26	1.05	3.47	1266.55
					Te	-10	-9	-2	6	13	18	21	20	15	9	2	-7	6.3	°C
	Ottawa	45.45 N	75.62 W	98	Gh	1.67	2.65	3.89	4.68	5.78	6.49	6.36	5.45	4.13	2.57	1.43	1.27	3.86	1408.9
					Te	-11	-9	-3	6	13	18	21	19	15	9	2	-7	6.1	°C
	Vancouver	49.33 N	123.00 W		Gh	0.88	1.21	2.17	3.99	5.44	5.60	6.33	3.58	2.93	1.86	1.10	0.65	2.98	1087.7
					Te	3	5	6	9	12	15	17	17	14	10	6	4	9.8	°C
	Winnipeg	49.90 N	97.23 W	240	Gh	1.52	2.62	4.22	5.10	5.93	6.10	6.60	5.49	3.71	2.38	1.38	1.07	3.84	1405.25
					Te	-19	-16	-8	3	11	17	20	18	12	6	-5	-14	2.1	°C

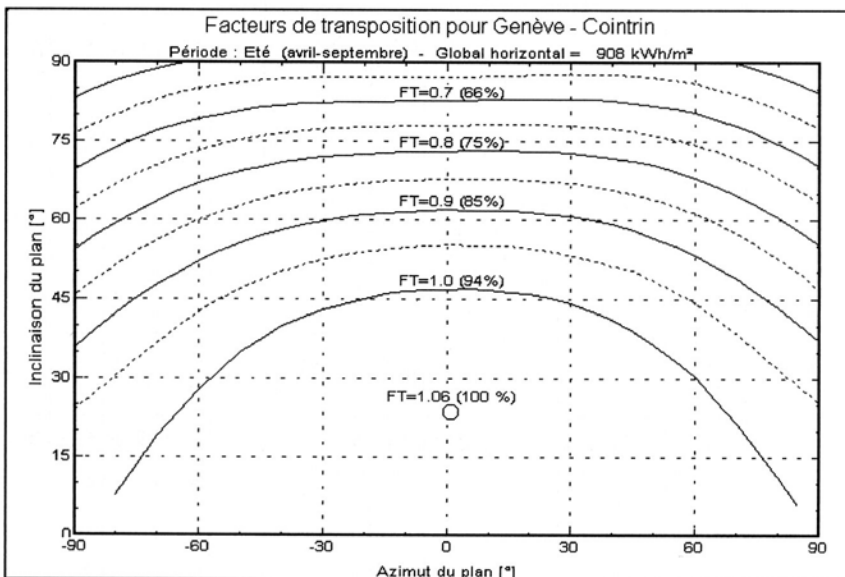
Données météorologiques pour l'Australie, le Pacifique et le Canada Gh = Global horizontal en kWh/m²/jour - Te = Température extérieure en °C

Annexe 3 – Facteur de transposition selon l'orientation

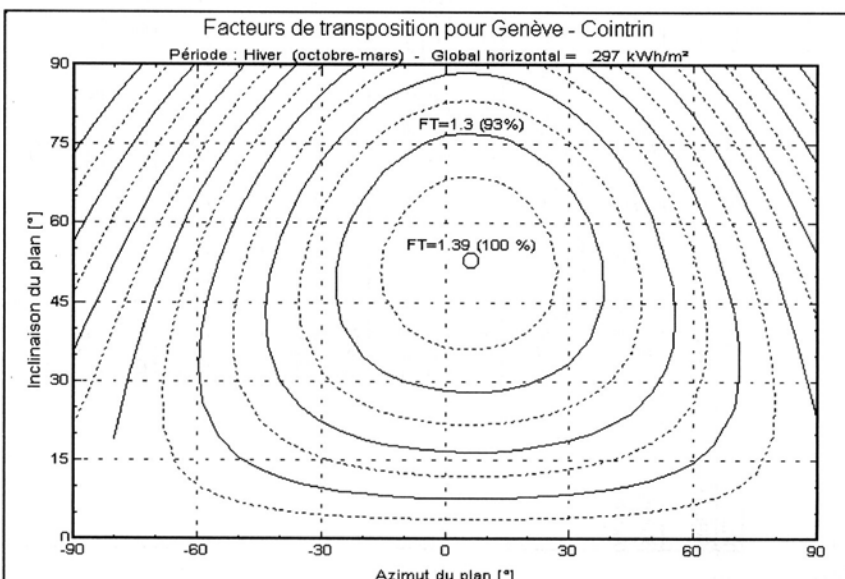


Genève, latitude $\approx 46^\circ$
année complète

Représentatif des pays
tempérés de latitude
moyenne, plateau suisse, ...

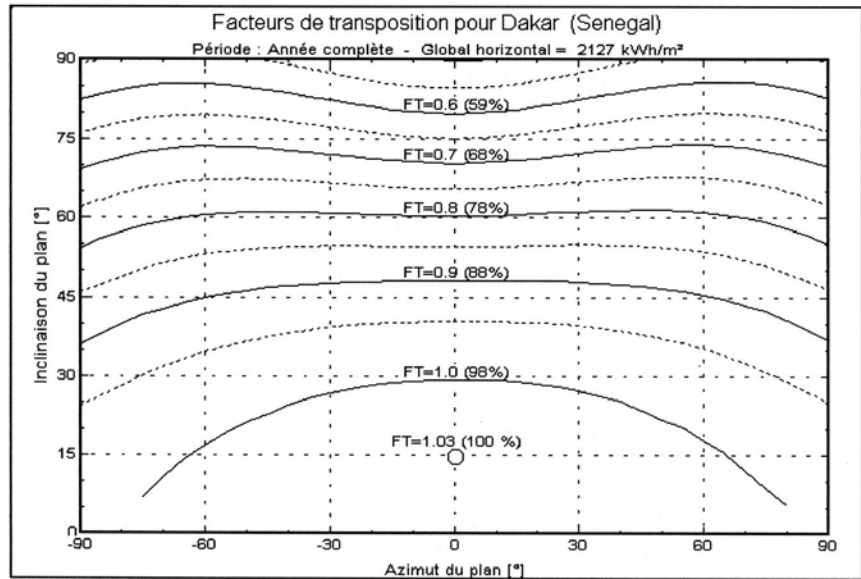


Genève : été
avril – septembre

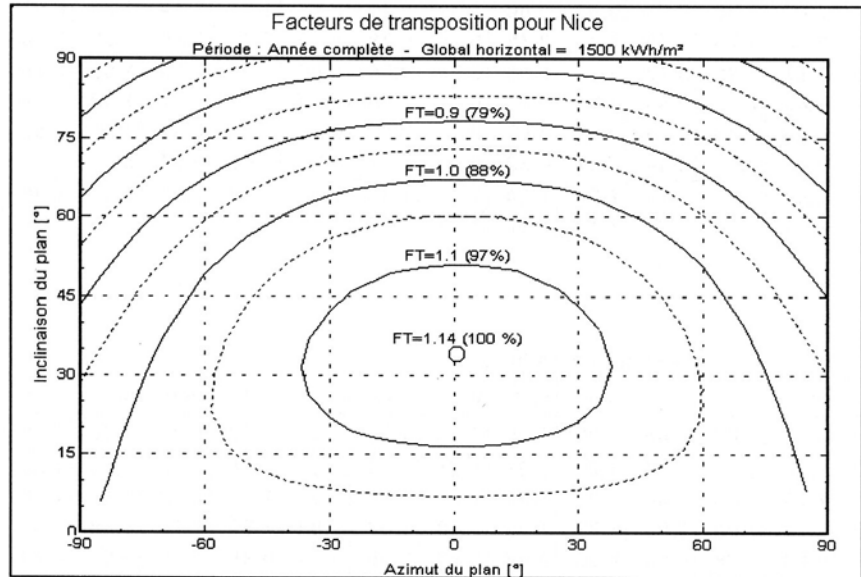


Genève : hiver
octobre - mars

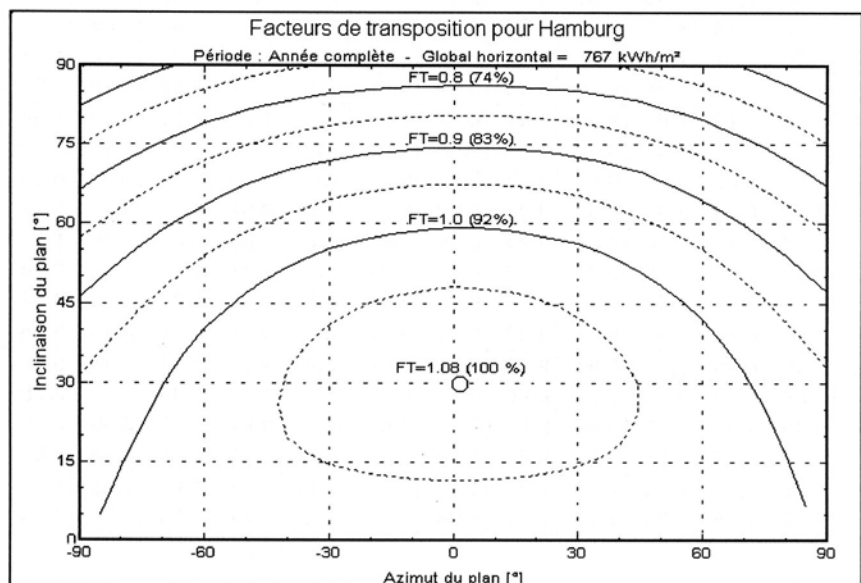
Dakar, latitude $\approx 15^\circ$



Nice, latitude $\approx 44^\circ$



Hambourg, latitude $\approx 53^\circ$



Annexe 4: Tables du facteur de transposition



Météo de Genève - Cointrin

Incl.	Azim.	jan.	fév.	mars	avr.	mai	juin	jui.	août	sep.	oct.	nov.	déc.	ann.
0°	+/- 0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
15°	+/- 0°	1.23	1.18	1.15	1.07	1.03	1.02	1.03	1.07	1.12	1.18	1.21	1.26	1.09
15°	+/- 30°	1.19	1.15	1.12	1.06	1.03	1.01	1.03	1.06	1.11	1.15	1.18	1.23	1.07
15°	+/- 60°	1.11	1.08	1.07	1.03	1.01	1.00	1.01	1.03	1.06	1.08	1.10	1.13	1.03
15°	+/- 90°	0.99	0.99	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.99	0.99	1.00	0.98
30°	+/- 0°	1.40	1.30	1.24	1.10	1.02	0.99	1.02	1.08	1.19	1.30	1.37	1.47	1.12
30°	+/- 30°	1.34	1.25	1.20	1.08	1.01	0.99	1.01	1.07	1.16	1.25	1.31	1.40	1.10
30°	+/- 60°	1.17	1.12	1.09	1.01	0.98	0.96	0.98	1.02	1.07	1.12	1.16	1.22	1.03
30°	+/- 90°	0.97	0.95	0.94	0.93	0.93	0.92	0.93	0.94	0.94	0.95	0.97	0.99	0.94
45°	+/- 0°	1.51	1.37	1.27	1.07	0.96	0.92	0.95	1.04	1.20	1.36	1.46	1.61	1.10
45°	+/- 30°	1.42	1.29	1.21	1.04	0.95	0.92	0.94	1.03	1.16	1.29	1.38	1.51	1.07
45°	+/- 60°	1.20	1.12	1.07	0.96	0.92	0.90	0.91	0.97	1.04	1.12	1.17	1.26	0.99
45°	+/- 90°	0.93	0.90	0.87	0.85	0.86	0.84	0.85	0.87	0.87	0.89	0.92	0.95	0.87
60°	+/- 0°	1.55	1.36	1.23	0.99	0.86	0.80	0.84	0.95	1.15	1.35	1.49	1.67	1.03
60°	+/- 30°	1.44	1.28	1.17	0.96	0.85	0.81	0.84	0.94	1.10	1.27	1.39	1.55	1.00
60°	+/- 60°	1.17	1.07	1.00	0.88	0.84	0.80	0.81	0.89	0.97	1.07	1.14	1.24	0.91
60°	+/- 90°	0.86	0.83	0.79	0.76	0.78	0.75	0.75	0.79	0.79	0.82	0.86	0.89	0.78
90°	+/- 0°	1.40	1.17	0.99	0.72	0.56	0.49	0.53	0.65	0.89	1.14	1.33	1.55	0.76
90°	+/- 30°	1.27	1.08	0.92	0.69	0.58	0.52	0.55	0.66	0.84	1.05	1.21	1.40	0.74
90°	+/- 60°	0.98	0.86	0.76	0.63	0.60	0.55	0.56	0.64	0.72	0.84	0.94	1.06	0.67
90°	+/- 90°	0.68	0.63	0.58	0.54	0.57	0.53	0.53	0.57	0.57	0.61	0.67	0.71	0.57
Suiveur	2 axes	1.67	1.50	1.44	1.24	1.26	1.24	1.27	1.38	1.43	1.54	1.62	1.82	1.36
Suiveur	axe=latit.	1.66	1.51	1.44	1.22	1.19	1.16	1.19	1.34	1.42	1.55	1.61	1.79	1.32

Météo de Hamburg

Incl.	Azim.	jan.	fév.	mars	avr.	mai	juin	jui.	août	sep.	oct.	nov.	déc.	ann.
0°	+/- 0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
15°	+/- 0°	1.17	1.22	1.11	1.07	1.03	1.01	1.01	1.04	1.09	1.15	1.26	1.19	1.06
15°	+/- 30°	1.15	1.19	1.09	1.06	1.02	1.01	1.01	1.04	1.07	1.12	1.22	1.16	1.05
15°	+/- 60°	1.08	1.11	1.05	1.03	1.01	1.00	1.00	1.02	1.04	1.07	1.13	1.09	1.03
15°	+/- 90°	1.00	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.99
30°	+/- 0°	1.30	1.40	1.17	1.09	1.01	0.99	0.99	1.05	1.13	1.24	1.47	1.33	1.08
30°	+/- 30°	1.25	1.33	1.14	1.07	1.01	0.99	0.99	1.04	1.11	1.20	1.40	1.28	1.07
30°	+/- 60°	1.13	1.18	1.07	1.03	0.99	0.97	0.97	1.00	1.05	1.10	1.22	1.14	1.02
30°	+/- 90°	0.99	0.98	0.97	0.96	0.95	0.94	0.94	0.95	0.97	0.98	1.00	0.98	0.96
45°	+/- 0°	1.37	1.50	1.18	1.07	0.96	0.93	0.94	1.01	1.12	1.29	1.61	1.43	1.06
45°	+/- 30°	1.30	1.42	1.14	1.05	0.96	0.93	0.93	1.00	1.09	1.23	1.51	1.35	1.04
45°	+/- 60°	1.14	1.20	1.06	0.99	0.94	0.92	0.92	0.96	1.03	1.10	1.26	1.15	0.99
45°	+/- 90°	0.96	0.95	0.94	0.90	0.89	0.89	0.89	0.90	0.93	0.94	0.98	0.94	0.91
60°	+/- 0°	1.39	1.54	1.15	1.00	0.87	0.84	0.85	0.93	1.07	1.28	1.68	1.46	1.00
60°	+/- 30°	1.31	1.43	1.11	0.99	0.87	0.84	0.85	0.93	1.04	1.21	1.56	1.37	0.98
60°	+/- 60°	1.10	1.18	1.01	0.93	0.86	0.85	0.84	0.89	0.97	1.06	1.25	1.12	0.92
60°	+/- 90°	0.90	0.89	0.88	0.83	0.82	0.82	0.81	0.82	0.87	0.89	0.92	0.88	0.84
90°	+/- 0°	1.25	1.39	0.95	0.76	0.61	0.58	0.61	0.69	0.85	1.10	1.57	1.34	0.77
90°	+/- 30°	1.16	1.27	0.90	0.76	0.63	0.60	0.62	0.69	0.83	1.03	1.43	1.23	0.76
90°	+/- 60°	0.94	0.99	0.82	0.72	0.65	0.63	0.63	0.68	0.77	0.87	1.09	0.95	0.72
90°	+/- 90°	0.73	0.71	0.71	0.64	0.62	0.62	0.62	0.63	0.68	0.71	0.76	0.70	0.65
Suiveur	2 axes	1.47	1.71	1.38	1.29	1.25	1.21	1.13	1.23	1.33	1.45	1.84	1.48	1.29
Suiveur	axe=latit.	1.51	1.72	1.38	1.25	1.16	1.11	1.04	1.18	1.32	1.47	1.83	1.52	1.23

Météo de Nice

Incl.	Azim.	jan.	fév.	mars	avr.	mai	juin	jui.	août	sep.	oct.	nov.	déc.	ann.
0°	+/- 0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
15°	+/- 0°	1.31	1.22	1.14	1.06	1.02	1.00	1.01	1.06	1.12	1.21	1.35	1.28	1.09
15°	+/- 30°	1.26	1.19	1.12	1.06	1.02	1.00	1.01	1.05	1.10	1.17	1.30	1.24	1.08
15°	+/- 60°	1.14	1.10	1.06	1.03	1.00	0.99	1.00	1.02	1.05	1.09	1.17	1.13	1.04
15°	+/- 90°	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98
30°	+/- 0°	1.55	1.39	1.22	1.08	1.00	0.96	0.98	1.06	1.18	1.35	1.62	1.50	1.14
30°	+/- 30°	1.46	1.32	1.18	1.07	1.00	0.96	0.98	1.05	1.15	1.29	1.52	1.43	1.11
30°	+/- 60°	1.24	1.16	1.09	1.02	0.98	0.96	0.97	1.01	1.07	1.15	1.28	1.22	1.05
30°	+/- 90°	0.97	0.96	0.96	0.95	0.94	0.93	0.93	0.95	0.95	0.96	0.98	0.98	0.95
45°	+/- 0°	1.71	1.48	1.24	1.04	0.93	0.88	0.90	1.01	1.18	1.42	1.80	1.65	1.12
45°	+/- 30°	1.59	1.39	1.19	1.03	0.93	0.89	0.90	1.01	1.14	1.34	1.67	1.54	1.09
45°	+/- 60°	1.29	1.18	1.08	0.98	0.92	0.89	0.90	0.97	1.05	1.16	1.35	1.26	1.02
45°	+/- 90°	0.94	0.92	0.92	0.89	0.88	0.87	0.87	0.89	0.90	0.92	0.96	0.94	0.90
60°	+/- 0°	1.78	1.49	1.20	0.95	0.81	0.75	0.77	0.91	1.12	1.42	1.89	1.72	1.05
60°	+/- 30°	1.63	1.38	1.15	0.95	0.83	0.78	0.80	0.92	1.09	1.32	1.72	1.58	1.03
60°	+/- 60°	1.27	1.14	1.03	0.91	0.84	0.80	0.82	0.90	0.98	1.11	1.34	1.24	0.95
60°	+/- 90°	0.89	0.86	0.86	0.82	0.80	0.78	0.79	0.82	0.83	0.86	0.91	0.88	0.82
90°	+/- 0°	1.63	1.28	0.94	0.65	0.50	0.44	0.44	0.59	0.84	1.20	1.73	1.58	0.77
90°	+/- 30°	1.46	1.16	0.90	0.68	0.55	0.50	0.50	0.63	0.82	1.09	1.54	1.42	0.77
90°	+/- 60°	1.08	0.93	0.81	0.68	0.60	0.56	0.57	0.66	0.75	0.90	1.14	1.05	0.72
90°	+/- 90°	0.71	0.67	0.67	0.62	0.59	0.57	0.57	0.62	0.63	0.67	0.73	0.70	0.62
Suiveur	2 axes	2.00	1.76	1.57	1.43	1.36	1.33	1.39	1.48	1.52	1.73	2.20	1.88	1.52
Suiveur	axe=latit.	1.94	1.74	1.57	1.40	1.29	1.24	1.32	1.45	1.52	1.72	2.12	1.82	1.48

Météo de Dakar (Senegal)

Incl.	Azim.	jan.	fév.	mars	avr.	mai	juin	jui.	août	sep.	oct.	nov.	déc.	ann.
0°	+/- 0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
15°	+/- 0°	1.14	1.11	1.04	0.98	0.93	0.92	0.94	0.97	1.01	1.07	1.13	1.15	1.03
15°	+/- 30°	1.12	1.09	1.03	0.98	0.94	0.92	0.94	0.97	1.00	1.06	1.11	1.13	1.02
15°	+/- 60°	1.06	1.04	1.01	0.98	0.96	0.95	0.96	0.97	1.00	1.03	1.05	1.06	1.00
15°	+/- 90°	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97	0.98
30°	+/- 0°	1.23	1.15	1.02	0.91	0.82	0.79	0.83	0.89	0.97	1.09	1.20	1.25	1.00
30°	+/- 30°	1.18	1.12	1.01	0.91	0.84	0.82	0.85	0.90	0.96	1.07	1.16	1.20	0.99
30°	+/- 60°	1.07	1.04	0.99	0.93	0.88	0.87	0.89	0.92	0.96	1.02	1.06	1.08	0.97
30°	+/- 90°	0.93	0.93	0.94	0.93	0.92	0.93	0.92	0.93	0.93	0.94	0.93	0.92	0.93
45°	+/- 0°	1.24	1.14	0.95	0.79	0.67	0.64	0.69	0.77	0.88	1.05	1.20	1.27	0.92
45°	+/- 30°	1.18	1.09	0.94	0.81	0.71	0.68	0.72	0.80	0.89	1.02	1.15	1.20	0.92
45°	+/- 60°	1.04	1.00	0.92	0.85	0.79	0.77	0.79	0.83	0.88	0.96	1.02	1.04	0.90
45°	+/- 90°	0.86	0.86	0.87	0.86	0.85	0.85	0.84	0.86	0.86	0.87	0.86	0.85	0.86
60°	+/- 0°	1.19	1.05	0.83	0.63	0.49	0.47	0.53	0.63	0.76	0.96	1.14	1.23	0.80
60°	+/- 30°	1.12	1.00	0.83	0.68	0.57	0.54	0.59	0.67	0.77	0.93	1.07	1.15	0.81
60°	+/- 60°	0.96	0.92	0.83	0.74	0.68	0.67	0.68	0.73	0.79	0.88	0.95	0.97	0.81
60°	+/- 90°	0.77	0.78	0.78	0.76	0.75	0.75	0.74	0.76	0.77	0.78	0.78	0.76	0.77
90°	+/- 0°	0.90	0.73	0.47	0.26	0.21	0.24	0.28	0.32	0.44	0.64	0.85	0.95	0.50
90°	+/- 30°	0.82	0.69	0.52	0.38	0.30	0.29	0.33	0.41	0.50	0.63	0.78	0.86	0.53
90°	+/- 60°	0.71	0.66	0.58	0.50	0.44	0.43	0.45	0.50	0.55	0.63	0.69	0.71	0.56
90°	+/- 90°	0.56	0.56	0.56	0.54	0.52	0.53	0.52	0.55	0.55	0.56	0.56	0.54	0.54
Suiveur	2 axes	1.50	1.50	1.42	1.35	1.30	1.29	1.21	1.20	1.22	1.39	1.48	1.49	1.36
Suiveur	axe=latit.	1.42	1.46	1.42	1.33	1.24	1.21	1.15	1.18	1.21	1.37	1.41	1.39	1.31

Météo de Nairobi (Kenya)

 Période : Année complète - Global horizontal = 1917 kWh/m²

Azimut Inclin.	-90°	-75°	-60°	-45°	-30°	-15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
90°	0.55	0.53	0.50	0.46	0.42	0.39	0.38	0.39	0.42	0.47	0.51	0.54	0.55
80°	0.62	0.61	0.58	0.54	0.50	0.46	0.45	0.46	0.50	0.54	0.58	0.61	0.63
70°	0.70	0.68	0.66	0.62	0.58	0.54	0.53	0.54	0.58	0.62	0.66	0.69	0.70
60°	0.77	0.75	0.73	0.70	0.66	0.63	0.62	0.64	0.67	0.70	0.73	0.76	0.77
50°	0.83	0.82	0.80	0.77	0.75	0.73	0.72	0.73	0.75	0.78	0.80	0.82	0.83
40°	0.89	0.88	0.86	0.84	0.83	0.81	0.81	0.81	0.83	0.85	0.86	0.88	0.89
30°	0.93	0.92	0.91	0.90	0.89	0.88	0.88	0.89	0.89	0.91	0.92	0.93	0.93
20°	0.97	0.96	0.96	0.95	0.95	0.94	0.94	0.94	0.95	0.95	0.96	0.96	0.97
10°	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Plans suiveurs :

- Plan suiveur 2 axes: FT = 1.28 [128 % de FT optimum]
- Axe horizontal Est-Ouest: FT = 1.05 [105 % de FT optimum]
- Axe horizontal Nord-Sud: FT = 1.24 [124 % de FT optimum]
- Axe N/S, Incl. = Latitude: FT = 1.24 [124 % de FT optimum]

Annexe 5 : Amortissement annuel d'un capital-unité (annuités)

Amortissement annuel d'un capital-unité (annuités)												
N années	Intérêt [%]											
	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8
1	1.02500	1.03000	1.03500	1.04000	1.04500	1.05000	1.05500	1.06000	1.06500	1.07000	1.07500	1.08000
2	0.51883	0.52261	0.52640	0.53020	0.53400	0.53780	0.54162	0.54544	0.54926	0.55309	0.55693	0.56077
3	0.35014	0.35353	0.35693	0.36035	0.36377	0.36721	0.37065	0.37411	0.37758	0.38105	0.38454	0.38803
4	0.26582	0.26903	0.27225	0.27549	0.27874	0.28201	0.28529	0.28859	0.29190	0.29523	0.29857	0.30192
5	0.21525	0.21835	0.22148	0.22463	0.22779	0.23097	0.23418	0.23740	0.24063	0.24389	0.24716	0.25046
6	0.18155	0.18460	0.18767	0.19076	0.19388	0.19702	0.20018	0.20336	0.20657	0.20980	0.21304	0.21632
7	0.15750	0.16051	0.16354	0.16661	0.16970	0.17282	0.17596	0.17914	0.18233	0.18555	0.18880	0.19207
8	0.13947	0.14246	0.14548	0.14853	0.15161	0.15472	0.15786	0.16104	0.16424	0.16747	0.17073	0.17401
9	0.12546	0.12843	0.13145	0.13449	0.13757	0.14069	0.14384	0.14702	0.15024	0.15349	0.15677	0.16008
10	0.11426	0.11723	0.12024	0.12329	0.12638	0.12950	0.13267	0.13587	0.13910	0.14238	0.14569	0.14903
12	0.09749	0.10046	0.10348	0.10655	0.10967	0.11283	0.11603	0.11928	0.12257	0.12590	0.12928	0.13270
14	0.08554	0.08853	0.09157	0.09467	0.09782	0.10102	0.10428	0.10758	0.11094	0.11434	0.11780	0.12130
16	0.07660	0.07961	0.08268	0.08582	0.08902	0.09227	0.09558	0.09895	0.10238	0.10586	0.10939	0.11298
18	0.06967	0.07271	0.07582	0.07899	0.08224	0.08555	0.08892	0.09236	0.09585	0.09941	0.10303	0.10670
20	0.06415	0.06722	0.07036	0.07358	0.07688	0.08024	0.08366	0.08718	0.09076	0.09439	0.09809	0.10185
22	0.05965	0.06275	0.06593	0.06920	0.07255	0.07597	0.07947	0.08305	0.08669	0.09041	0.09419	0.09803
24	0.05591	0.05905	0.06227	0.06559	0.06899	0.07247	0.07604	0.07968	0.08340	0.08719	0.09105	0.09498
26	0.05277	0.05594	0.05921	0.06257	0.06602	0.06956	0.07319	0.07690	0.08069	0.08456	0.08850	0.09251
28	0.05009	0.05329	0.05660	0.06001	0.06352	0.06712	0.07081	0.07459	0.07845	0.08239	0.08641	0.09049
30	0.04778	0.05102	0.05437	0.05783	0.06139	0.06505	0.06881	0.07265	0.07658	0.08059	0.08467	0.08883
35	0.04321	0.04654	0.05000	0.05358	0.05727	0.06107	0.06497	0.06897	0.07306	0.07723	0.08148	0.08580
40	0.03984	0.04326	0.04683	0.05052	0.05434	0.05828	0.06232	0.06646	0.07069	0.07501	0.07940	0.08386
45	0.03727	0.04079	0.04445	0.04826	0.05220	0.05626	0.06043	0.06470	0.06906	0.07350	0.07801	0.08259
50	0.03526	0.03887	0.04263	0.04655	0.05060	0.05478	0.05906	0.06344	0.06791	0.07246	0.07707	0.08174
55	0.03365	0.03735	0.04121	0.04523	0.04939	0.05367	0.05805	0.06254	0.06710	0.07174	0.07643	0.08118
60	0.03235	0.03613	0.04009	0.04420	0.04845	0.05283	0.05731	0.06188	0.06652	0.07123	0.07599	0.08080
Exemple : une dette de 50'000 Fr sera amortie en 20 ans à 5% grâce à des versements annuels de 50'000 Fr * 0.08024 = 40'10.20 Fr												