Polytech'Savoie
École d'ingénieurs

Systèmes photovoltaïques

Polytech' Savoie 5eme année

Alain Ricaud, Oct 2011

SOMMAIRE

LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES 10

SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES AVEC STOCKAGE ELECTRO-CHIMIQUE 12

1 Principe de fonctionnement 12
1.1 Schéma de principe. 12
1.2 Modes de fonctionnement. 12
1.2.1 Premier mode : déconnexion de la charge 12
1.2.2 Deuxième mode de fonctionnement : excédent de courant 13
1.2.3 Troisième mode de fonctionnement : courant nul 13
1.2.4 Quatrième mode de fonctionnement : déficit de courant 13
1.2.5 Cinquième mode de fonctionnement : nuit 14
1.3 Caractéristiques de fonctionnement. 14
1.4 Intérêt de la diode anti-retour. 16

2 Les panneaux 16
2.1 Le châssis. 17
2.2 Le câblage. 17
2.3 Règles d'installations des champs de panneaux 18

3 Les accumulateurs électro-chimiques 19
3.1 Généralités 19
3.1.1 Définitions et paramètres utiles. 19
3.1.1.1 Rendement d'utilisation 20
3.1.1.2 Résistance interne 20
3.1.1.3 Capacité. 20
3.1.1.4 Capacité massique 21
3.1.1.5 Auto-décharge 21
3.1.1.6 Charge d'égalisation 21
3.1.1.7 Profondeur de décharge 21
3.1.1.8 Tenue en cycles 21
3.1.1.9 Durée de vie. 21
3.1.1.10 Autonomie 22
3.2 Les accumulateurs au Plomb acide. 22
3.2.1 Description. 22
3.2.2 Principe de fonctionnement 23
3.2.2.1 Contraintes liées aux surcharges et aux décharges profondes 23
3.2.3 Caractéristiques. 23
3.2.3.1 Tension. 23
3.2.3.2 Rendement. 24
3.2.3.3 Autodécharge. 24
3.2.3.4 Durée de vie. 24
3.3 Les accumulateurs Cadmium - Nickel. 24
3.3.1 Description. 24
3.3.2 Caractéristiques. 25
3.3.3 Applications. 25
3.4 Autres couples électro-chimiques 25
3.4.1 Nickel-Zinc. 25
3.4.2 Nickel-Fer. 26

3.4.3 Nickel-NaCl.....26
3.4.4 Lithium-ion.....26
3.4.5 En résumé.....26
3.5 Utilisation des accumulateurs dans les systèmes solaires.....26
3.5.1 Stockage - tampon.....26
3.5.2 Durée de stockage.....26
3.5.3 Conditions d'exploitation des accumulateurs.....27
3.5.4 Caractéristiques souhaitées.....27
3.5.5 Conditions de charge.....27
3.6 Véhicules électriques: un moyen de stockage solaire mobile ?.....27

4 Régulation électronique de la charge.....30
4.1 Généralités.....30
4.2 Autorégulation.....30
4.3 Régulation parallèle (ou shunt).....31
4.3.1 Principe.....31
4.3.2 Etude du fonctionnement.....31
4.3.2.1 Absence de régulation.....31
4.3.2.2 Régulation.....32
4.3.3 Avantages.....32
4.3.4 Inconvénients.....32
4.4 Régulation série électronique.....34
4.4.1 Principe.....34
4.4.2 Etude du fonctionnement.....34
4.4.2.1 Absence de régulation.....34
4.4.2.2 Régulation.....34
4.4.3 Avantages.....35
4.4.4 Inconvénients.....35
4.5 Régulation série électromécanique.....35
4.5.1 Principe.....35
4.5.2 Etude du fonctionnement.....36
4.5.2.1 Absence de régulation.....36
4.5.2.2 Régulation.....37
4.5.3 Avantages.....37
4.5.4 Inconvénients.....37
4.6 Disjonction automatique de la charge.....38
4.6.1 Principe.....38
4.6.2 Etude du fonctionnement.....38

5 Dimensionnement.....40
5.1 Données d'ensoleillement.....40
5.2 Principe de calcul.....40
5.2.1 Coefficient correctif (K).....41
5.2.2 Calcul de la puissance module requise.....41
5.2.3 Calcul de la capacité de batterie requise.....42
5.2.4 Calcul économique.....42
5.3 Exemple.....43
5.3.1 Données de consommation.....43
5.3.2 Données de production.....43
5.3.3 Dimensionnement modules.....43
5.3.4 Détermination de la capacité batterie.....44
5.3.4.1 Calcul de la capacité minimale.....44
5.3.4.2 Calcul de la capacité nominale.....44
5.3.5 Premier calcul économique.....45
5.3.6 Optimisation technico-économique.....45
5.3.7 Deuxième calcul de coût de l'investissement.....47
5.3.8 Choix des options techniques.....47
5.3.9 En résumé.....48
5.4 Courant alternatif ou courant continu ?.....49
5.4.1 Comparaison de prix pour l'utilisateur.....50

LE COUPLAGE DIRECT 52

1 Charge résistive 52

2 Charge adaptée 53
2.1.1 L'Electrolyseur 53
2.1.2 Les moteurs à courant continu 54
2.1.3 Pompage solaire 56
2.1.3.1 Des pompes solaires africaines... 56
2.1.3.2 ...aux barrages hydroélectriques. 56

3 Adaptation de la charge 57
3.1.1 Principe 57
3.1.2 Différents types d'adaptateurs 57
3.1.3 Caractéristiques de fonctionnement 57
3.1.4 Conditions à remplir par l'adaptateur 59

CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES 60

1 Analyse typologique 60
1.1 Les centrales au sol 60
1.2 Les centrales rapportées sur des bâtiments 60
1.3 Les centrales intégrées aux bâtiments 60
1.3.1 Critères d'intégration 60
1.3.2 Analyse économique de l'intégration 61
1.3.2.1 Eléments de structure 61
1.3.2.2 Effet de substitution 62
1.3.2.3 Synergie de fonctions 62
1.3.3 Potentiel des surfaces de toitures disponibles 62

2 Centrales au sol 63
2.1 Modules recommandés pour centrales au sol 63
2.1.1 Faible coût 63
2.1.2 Haut rendement 64
2.1.3 Volumes, performances, prix de vente et coût du kWh 64
2.2 Structures 66
2.3 Câblage 66
2.4 Facteurs clés de succès des centrales au sol 66
2.4.1 La région 66
2.4.2 Le foncier 66
2.4.3 L'usage 68
2.5 Choix de la technologie : fixe ou « tracker » 68
2.5.1 Suivi équatorial 68
2.5.2 Suivi azimutal 68
2.5.3 Suivi deux axes 68
2.5.4 Autres types de suivi 68
2.5.5 Fabricants de systèmes de suivi 69
2.5.6 Gain apporté par un système de suivi 70
2.5.7 Inconvénients 72
2.5.7.1 Occupation au sol 72
2.5.7.2 Le vent 73
2.6 Approvisionnement /Logistique 74
2.7 Matériel 74
2.7.1 Onduleur /Poste de livraison /Raccordement au réseau 74
2.7.1.1 Précautions à prendre 74
2.7.1.2 Respect des normes (exemple de la France) 74
2.7.2 Modules photovoltaïques 75
2.7.3 Câblage courant continu (des modules aux onduleurs) 75
2.7.4 Onduleurs 75

2.7.4.1 Généralités 75
2.7.4.2 Dimensionnement 76
2.7.4.3 Impératifs techniques 76
2.7.4.4 Localisation 77
2.7.4.5 Protection de découplage 77
2.7.4.6 Protection contre la foudre et mise à la terre 77
2.8 Structure des coûts d'une centrale au sol 77
2.8.1 Foncier 77
2.8.2 BOS surfacique 77
2.8.3 BOS lié à la puissance 77
2.8.4 Installation 78
2.8.5 Coûts « fixes » 78
2.8.5.1 Aménagement terrain, accès, fermeture, grillage 78
2.8.5.2 Approvisionnement, transport sur site 78
2.8.5.3 Poste de livraison, comptage, raccordement 78
2.8.5.4 Monitoring 78
2.8.5.5 Assurances 78
2.8.5.6 Système de surveillance 78
2.8.5.7 Développement, Ingénierie 79
2.9 Coût des centrales au sol 79
2.9.1 Centrales PV fixe 79
2.9.2 Avec suivi 2 axes 80

3 Construction rapportée au bâti 82
3.1 Façades photovoltaïques 82
3.2 Toitures photovoltaïques 83
3.2.1 Structures sur toits plats 83
3.2.1.1 Calcul des charges 84
3.2.2 Structures sur toits inclinés 87
3.2.2.1 Coefficient de température 88
3.2.3 Câblage 89

4 Constructions intégrées au bâtiment 89
4.1 La situation particulière de la France 89
4.1.1 Synergie de fonctions 89
4.1.2 Effet de substitution 89
4.2 Typologie des solutions techniques 90
4.3 Principe général 90
4.4 Les modules photovoltaïques intégrés sur bacs métalliques 90
4.4.1 Les jonctions entre bacs métalliques 91
4.4.1.1 Les jonctions par recouvrement des bacs 91
4.4.1.2 Les jonctions avec jonction « sur tasseaux » 91
4.4.1.3 Les jonctions « à joint debout » 92
4.4.2 Les bacs photovoltaïques en zinc de Rheinzink 92
4.4.3 Les bacs photovoltaïques en alu Kalzip AluplusSolar de Corus Building System 93
4.4.4 Les bacs aciers photovoltaïques, Sunny Steel, de Sunland 21 94
4.4.5 Les bacs aciers photovoltaïques, Arval arsolar, de Arcelor Mittal 95
4.4.6 Conclusion sur les bacs photovoltaïques 96
4.5 Les modules photovoltaïques intégrés sur membrane 97
4.5.1 Membrane de Solar Integrated 97
4.5.2 Membrane Evalon solar d'Alwitra 98
4.5.3 Membrane Biosol PV de Centrosolar 101
4.5.4 Critères de comparaison des membranes photovoltaïques 101
4.6 Les modules translucides et semi-transparents 102
4.6.1 Les types d'ancrages et acteurs 102
4.6.2 Les modules translucides 103
4.6.2.1 MSK 103
4.6.2.2 Tenesol 103
4.6.2.3 Schüco 104
4.6.2.4 Systaic 105

4.6.3 Les modules semi-transparents ... 106
4.6.3.1 MSK ... 106
4.6.3.2 Schott Solar ... 107
4.7 Les solutions utilisant des modules photovoltaïques classiques ... 108
4.7.1 Les points communs aux différents systèmes ... 108
4.7.2 Just Roof de MSK ... 109
4.7.3 Energiedach® de SolarWorld ... 110
4.7.4 SolRif de Schweizer : ... 111
4.7.5 Système Annabelle® de ArcelorMittal ... 112
4.7.6 Comparatif des systèmes d'intégration ... 114
4.7.6.1 Les critères de classification ... 114
4.8 Les tuiles photovoltaïques ... 115
4.8.1 Tuile Imerys ... 115
4.8.2 Tuile Lafarge ... 115
4.8.3 Tuile Korasun de koramic ... 116
4.8.4 Tuile Solar Century ... 117
4.8.5 Comparatif des tuiles ... 118
4.9 Conclusion ... 119

5 Centrales hybrides ... 121
5.1 Principe ... 121
5.2 Toitures hybrides ... 121
5.3 Façades hybrides ... 121

6 Centrales de démonstration ... 122
6.1 Programme de l'AIE ... 122
6.2 Demosite ... 122

RACCORDEMENT AU RESEAU ... 123

1 Principe du raccordement ... 123

2 Eléments d'une installation ... 124
2.1 Modules ... 124
2.2 Câblage de champ ... 125
2.3 Câblage de liaison ... 126
2.4 Contacteur côté courant continu (DC) ... 127
2.5 Les onduleurs ... 128
2.5.1 Configurations possibles des onduleurs pilotés par le réseau ... 128
2.5.2 Impératifs techniques ... 129
2.5.3 Séparation galvanique ... 131
2.5.4 Pannes software et hardware ... 131
2.5.5 Efficacité ... 132
2.5.6 Plage d'entrée en tension ... 134
2.6 Spécifications du réseau et de l'environnement électromagnétique ... 134
2.6.1 Prescriptions ... 134
2.6.2 Couplage et synchronisation ... 135
2.6.3 Fonctionnement autonome ... 135
2.6.4 Perturbations de la tension du réseau ... 135
2.6.5 Perturbations basse fréquence ... 137
2.6.6 Signaux de commande du réseau ... 138
2.6.7 Perturbations électromagnétiques ... 138
2.6.8 Normes EDF ... 139
2.6.9 Certifications ... 139
2.7 Contacteur côté courant alternatif (AC) ... 140
2.8 Injection - comptage ... 140

3 Protection et sécurité ... 140
3.1 Surtensions ... 140

3.2 Parafoudre et mise à la terre 141
3.2.1 Mise à la terre 141
3.2.2 Parafoudre 141
3.2.3 Mise à la terre d'installations sans bâtiment 142
3.2.4 Mise à la terre et parafoudre d'installations sur bâtiments 142
3.2.5 Modules en couches minces. 145
3.2.6 Modules SunPower. 145

4 Dispositifs de mesures 145

5 Tarification et branchement 147
5.1 La réglementation française et les tarifs d'achat 148
5.1.1 Demande de raccordement au réseau électrique 149
5.1.2 Contrat d'achat de l'électricité 150
5.2 Le crédit d'impôt 150
5.3 Nouveaux tarifs 150
5.4 Appel d'offres : des procédures d'un autre temps 152

ADRESSES INTERNET UTILES 155

LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

Bien que fondamental dans la chaîne que représente un système, le module photovoltaïque à lui seul ne peut pas grand chose : pour répondre à un besoin défini, il faut en fait l'associer étroitement à un système complet correspondant à une application bien spécifique.

Un système photovoltaïque sera donc constitué du générateur précédemment décrit, généralement associé à l'un ou plusieurs des éléments suivants:

- un système d'orientation ou de suivi (rencontré assez rarement sous nos latitudes),

- une gestion électronique (stockage, mise en forme du courant, transfert de l'énergie),

- un stockage palliant la nature aléatoire de la source solaire,

- un convertisseur DC/AC

-une charge en courant continu basse tension ou en courant alternatif standard.

La Figure 1 représente symboliquement les divers éléments du système le plus général. Dans la pratique, bien sûr, les systèmes utilisent les éléments appropriés au type de charge et aux conditions locales.

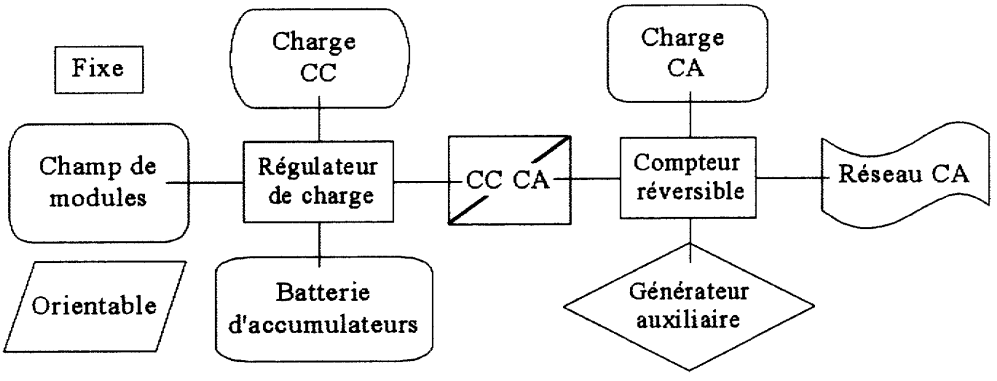

Figure 1 : Schéma synoptique décrivant le système photovoltaïque le plus général

Les systèmes PV les plus couramment utilisés sont de trois types :

1. Les systèmes PV avec stockage électrique (batterie d'accumulateurs électrochimiques). Ceux-ci alimentent des appareils d'utilisation :
    - soit directement en courant continu
    - soit en courant alternatif par l'intermédiaire d'un convertisseur continu - alternatif (onduleur)
2. Les systèmes à couplage direct sans batterie (fonctionnement dit aussi "au fil du soleil"). Les appareils d'utilisation sont branchés soit directement sur le générateur solaire, soit, éventuellement, par l'intermédiaire d'un convertisseur continu - continu (adaptateur d'impédance).

Pour les systèmes sans batterie, il y a possibilité d'avoir recours à une forme de stockage qui ne soit pas de nature électrochimique.

Exemples : Pompage: stockage par réservoir d'eau, Réfrigération: stockage de froid (stockage de glace ou eutectique), Electrolyse de l'eau : stockage d'hydrogéne.

Le choix de tel ou tel système se fera en fonction de différents critères simplicité, application, environnement, etc.

3. Les systèmes connectés au réseau local par l'intermédiaire d'un onduleur piloté à la fréquence du réseau, le réseau servant de stockage.

L'étude de systèmes photovoltaïques se ramène à l'étude de l'adaptation de la charge. On recherchera à optimiser le système pour avoir le meilleur rendement d'adaptation du système (rapport de l'énergie électrique fournie à l'utilisation à l'énergie électrique qu'aurait pu fournir le générateur fonctionnant toujours à son point de puissance maximum).

Systèmes photovoltaïques avec stockage électro-chimique

Parmi les solutions disponibles, le stockage électro-chimique par batterie d'accumulateurs offre une bonne réversibilité entre la décharge et la recharge, les batteries au Plomb acide, offrant actuellement un des meilleurs compromis entre service rendu et coût d'exploitation.

1 Principe de fonctionnement [1]

1.1 Schéma de principe.

Un générateur photovoltaïque avec batterie comprend généralement différents composants de base comme l'indique la figure suivante :

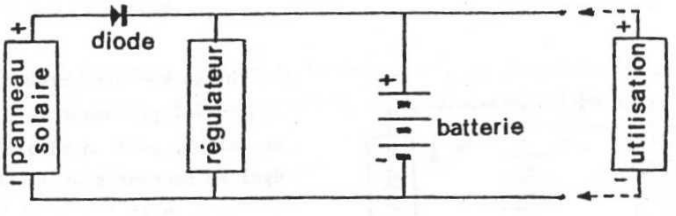

Figure 2 : Schéma de principe d'un système PV avec batterie

Le panneau solaire charge la batterie en période d'ensoleillement.

La batterie d'accumulateurs assure le stockage journalier et / ou saisonnier de l'énergie électrique.

La diode anti-retour évite la décharge des accumulateurs à travers le panneau solaire en période d'obscurité.

Le régulateur de charge protège la batterie contre la surcharge et éventuellement contre les décharges profondes occasionnelles.

Chaque composant du système devra être choisi en fonction des contraintes techniques et économiques.

1.2 Modes de fonctionnement.

Pour un système donné, 5 modes de fonctionnement peuvent exister en fonction de l'ensoleillement et du courant d'utilisation (hors régulation).

1.2.1 Premier mode : déconnexion de la charge

La charge est déconnectée. Le courant du panneau solaire, fonction de l'ensoleillement, charge la batterie

[1] Ce chapitre fait des emprunts au cours donné à l'ASDER par Gérard Moine dès 1981.

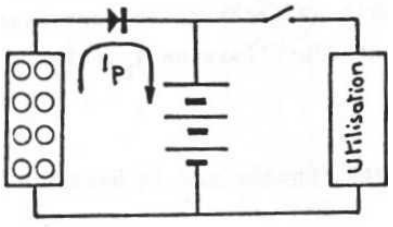

Figure 3 : Mode 1 – Charge déconnectée

1.2.2 Deuxième mode de fonctionnement : excédent de courant

La charge est connectée. Le courant provenant du panneau solaire est supérieur au courant d'utilisation. Le courant excédentaire charge la batterie : $I_P = I_B + I_U$

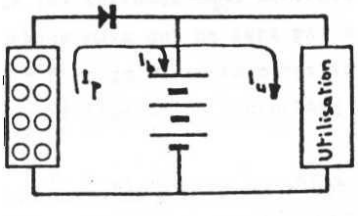

Figure 4 : Mode 2 – Batterie chargée par le courant excédentaire

1.2.3 Troisième mode de fonctionnement : courant nul

La charge est connectée. Le courant provenant du panneau solaire se trouve, pour un ensoleillement donné, égal au courant d'utilisation : $I_P = I_U$ .Aucun courant ne traverse la batterie : $I_B = 0$

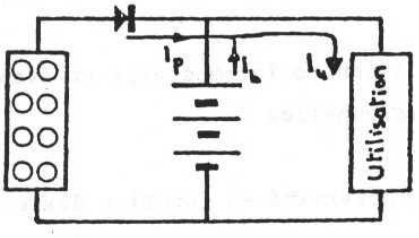

Figure 5 : Mode 3 – Courant nul dans la batterie

1.2.4 Quatrième mode de fonctionnement : déficit de courant

La charge est connectée. Le courant provenant du panneau solaire est inférieur au courant d'utilisation. La batterie se décharge en fournissant le courant déficitaire : $I_B = I_U - I_P$

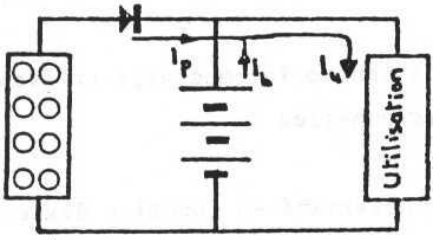

Figure 6 : Mode 4 – La batterie se décharge dans le circuit

1.2.5 Cinquième mode de fonctionnement : nuit

La charge est connectée. Le courant provenant du panneau solaire est nul $I_P = 0$ (période d'obscurité). La diode anti-retour est bloquée. La batterie se décharge en fournissant le courant d'utilisation $I_B = I_U$.

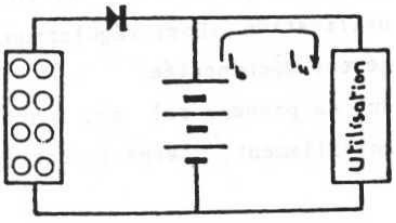

Figure 7 : Mode 5 – La batterie fournit tout le courant d'utilisation

***N.B.** : Dans tous les cas, la tension du système est imposée par la batterie.*

1.3 Caractéristiques de fonctionnement.

L'étude d'adaptation d'un module PV branché sur une batterie revient à superposer les caractéristiques courant - tension du module PV et de la batterie en charge.

En première approximation; on peut considérer qu'un accumulateur se charge sous une tension presque constante en dehors des courtes périodes de début et fin de charge.

On peut exprimer la tension de la batterie V_b vue par le module en fonction de 2 paramètres : la force contre électromotrice E_0 et la résistance interne r qui est très faible.

On a la relation $V_b = E_0 + rI$

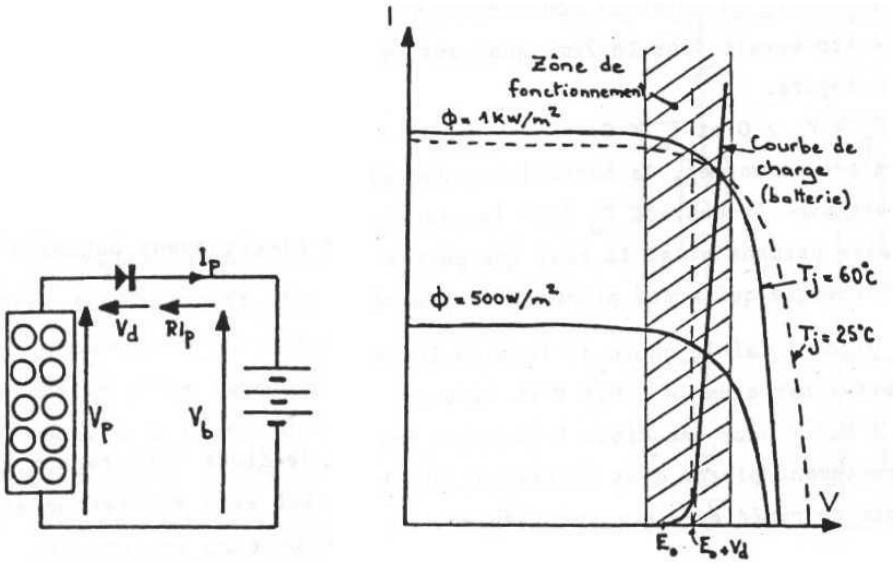

Figure 8 : Caractéristiques de fonctionnement

En réalisant la liaison module - batterie, le point de fonctionnement du module sera déterminé par l'intersection des 2 courbes.

$$I_P = f(V_P) \text{ : caractéristique du module}$$

$$V_P = V_b + RI_P + V_d = E_0 + V_d + (r + R)\, I_P$$

Avec V_d : chute de tension dans la diode, r résistance interne de la batterie, R : résistance électrique des câbles.

Une bonne adaptation est obtenue lorsque la caractéristique de charge est pratiquement perpendiculaire à l'axe des tensions dans la zone des puissances optimales. Cette condition justifie le nombre de 33 à 36 cellules pour les modules adaptés à la recharge d'une batterie de tension nominale 12 V. En effet la tension correspondante aux points de puissance maximale (14,3 V à 60 ^{0}C) est égale à la chute de tension dans les câbles et diodes (0,8 V) additionnée à la tension de fin de charge de la batterie (6 x 2,25 V / élément pour le plomb).

***N.B.** : La température des cellules solaires prise en compte est de 60 ^{0}C en considérant que celle-ci est supérieure de 20 ^{0}C environ par rapport à la température ambiante qui peut être élevée dans certaines zones géographiques (40 ^{0}C).*

En résumé :

- Le point de fonctionnement du module solaire est déterminé par la tension de la batterie et l'ensoleillement
- La tension aux bornes du module solaire est légèrement supérieure à celle de la batterie (en période de charge)
- Dans ces conditions, on peut considérer le module solaire comme un générateur de courant dont la valeur est proportionnelle à l'ensoleillement

1.4 Intérêt de la diode anti-retour.

La diode anti-retour est là pour éviter que la batterie ne se décharge dans le module pendant la nuit. Sans cette diode, le courant de décharge dépendrait bien sûr de l'impédance vue depuis la batterie. Cette impédance est très élevée pour les modules au silicium monocristallin à haut rendement, légèrement plus faible pour les modules au silicium multi-cristallin, et franchement plus faible pour les modules aux modules en couches minces en général (et silicium amorphe en particulier).

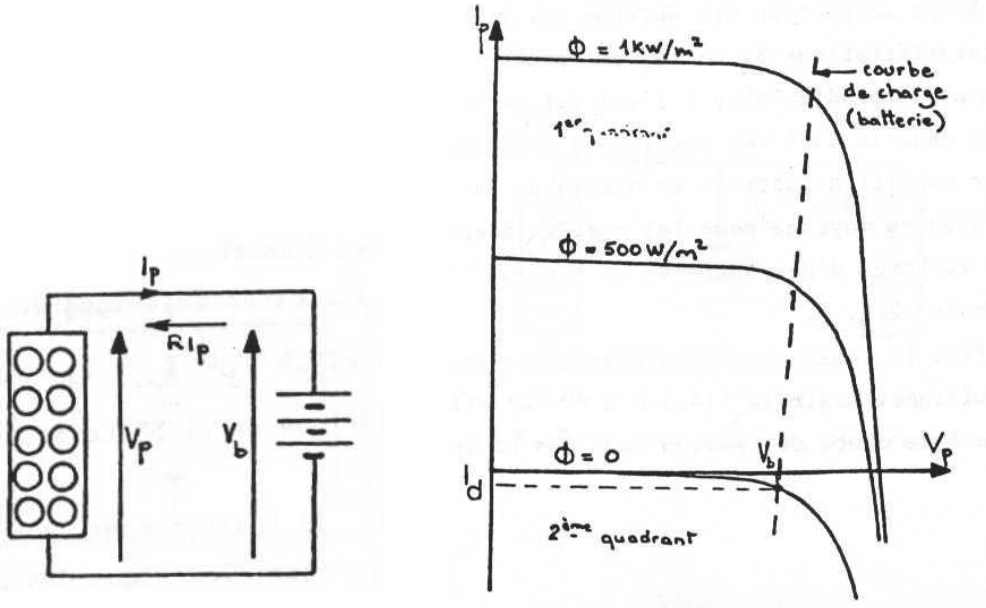

Figure 9 : Protection par une diode anti-retour

En période d'obscurité (I_{cc} = 0), le point de fonctionnement se trouve dans le 2ème quadrant de la figure et la batterie se décharge avec le courant I_d dans le module perdant ainsi la nuit une partie de l'énergie produite pendant la journée.
Une diode à faible chute de tension (type Schottky par exemple : 0,4 V au lieu de 0,7 V pour une diode à jonction PN) correctement placée dans le circuit de charge permet de remédier à cet inconvénient au prix d'une petite perte de puissance (en fait l'équivalent d'une cellule solaire).

2 Les panneaux

Pour obtenir des puissances importantes, les modules solaires doivent être associés en série - parallèle pour constituer un panneau solaire. Ceux-ci sont reliés électriquement et assemblés sur un châssis. On a l'habitude de donner la taille d'un panneau solaire par sa puissance crête. Mais ce paramètre n'est pas suffisant pour définir le système, aussi est-il nécessaire de définir le mode de groupement des modules.

Selon la puissance de l'utilisation, la tension de la batterie peut être différente (6, 12, 24 ou 48 V par exemple). Un module de 36 cellules au silicium monocristallin étant adapté pour la charge d'une batterie de 12 V, la tension d'utilisation détermine le nombre de modules à mettre en série (2 pour 24 V, 4 pour 48 V). Le dimensionnement du système solaire détermine le nombre de branches à mettre en parallèle pour un fonctionnement satisfaisant de l'ensemble en fonction de la consommation de l'utilisation et de l'ensoleillement du lieu.

2.1 Le châssis.

Dans la plupart des systèmes isolés, le panneau solaire est constitué de modules photovoltaïques assemblés sur un support généralement métallique. Cette charpente est réalisée le plus souvent en aluminium ou en acier galvanisé. Ce choix de matériau est justifié par des contraintes telles que :

- Résistance mécanique (vent)
- Tenue à la corrosion
- Conductivité thermique
- Facilité d'assemblage
- Poids, etc.

De nombreux types de châssis existent et sont fonction du nombre de modules et de leur taille, du support d'implantation (dalle, mur, toit, ...), de leur hauteur, et de leur inclinaison.

Leur hauteur doit être telle que les modules solaires soient hors de portée d'éléments indésirables (flore, faune ...). Leur inclinaison est généralement fixe et déterminée par le dimensionnement.

2.2 Le câblage.

Le câblage a pour but de regrouper électriquement les modules solaires. Généralement, les modules sont câblés tout d'abord en série pour réaliser des branches qui comportent chacune leur diode en série. La mise en parallèle de branches est réalisée, pratiquement, à l'aide de boîtes de jonction fixées sur les châssis. Il est indispensable d'apporter un soin particulier au serrage des cosses et au câblage de l'installation. Une chute de tension trop importante dans les connexions et dans les câbles peut réduire le courant de charge de la batterie. Cette chute de tension est loin d'être négligeable lorsque de forts courants sont fournis sous de faibles tensions. Cette contrainte impose l'utilisation de câbles résistant aux intempéries et dont la section sera fonction de la distance entre panneau solaire et batterie.

La chute de tension dans les câbles est donnée par la formule:

$$\Delta U = 2\ R\ l\ I, \text{ avec U en volts, R en Ohm/m, l en m, I en A}$$

Section (mm²)	1,5	2,5	4	6	10	16
Résistance 2R en Ω/m	0,0267	0,0160	0,0100	0,0067	0,0040	0,0025

Tableau 1 : Résistance de câbles de type H07RNF

Les sections de câbles doivent être calculées de façon à limiter la perte de puissance à 1%.

$$\text{Delta } P = I_N{}^2\ [(\rho * 2 * l)/A]$$

Delta P = Perte de puissance [W]
I_N = Courant nominal [A]
ρ = Résistance spécifique - $\rho_{cu} = 0{,}02\ \Omega\ mm^2/m$
l = Longueur totale du câble [m]
A = Section de câble [mm^2]

Pmax	Isc	Vco	Ipm	Vpm	FF	FI
86,48	5,31	21,60	4,78	18,09	0,75	0,79
	Rendement mod	Surf. mod	Surf. cell	Nbre	Rs mod	Rsh mod
	13,07%	6618	156	36	0,1152	230
Section (mm²)	1,5	2,5	4	6	10	16
Longueur (m)	**delta Pmax / Pmax**					
1	0,7%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%
2	1,4%	0,8%	0,5%	0,3%	0,2%	0,1%
3	2,1%	1,2%	0,8%	0,5%	0,3%	0,2%
4	2,7%	1,6%	1,0%	0,7%	0,4%	0,3%
5	3,4%	2,1%	1,3%	0,9%	0,5%	0,3%
6	4,1%	2,5%	1,5%	1,0%	0,6%	0,4%
7	4,8%	2,9%	1,8%	1,2%	0,7%	0,5%
8	5,5%	3,3%	2,1%	1,4%	0,8%	0,5%
9	6,2%	3,7%	2,3%	1,5%	0,9%	0,6%
10	6,9%	4,1%	2,6%	1,7%	1,0%	0,6%
11	7,6%	4,5%	2,8%	1,9%	1,1%	0,7%
12	8,2%	4,9%	3,1%	2,1%	1,2%	0,8%
13	8,9%	5,4%	3,4%	2,2%	1,3%	0,8%
14	9,6%	5,8%	3,6%	2,4%	1,4%	0,9%
15	10,3%	6,2%	3,9%	2,6%	1,5%	1,0%
16	11,0%	6,6%	4,1%	2,7%	1,6%	1,0%
17	11,7%	7,0%	4,4%	2,9%	1,8%	1,1%
18	12,4%	7,4%	4,6%	3,1%	1,9%	1,2%
19	13,1%	7,8%	4,9%	3,3%	2,0%	1,2%
20	13,7%	8,2%	5,2%	3,4%	2,1%	1,3%

Tableau 2 : Perte de puissance relative d'un module standard (proportionnelle au carré de l'intensité) en fonction de la section et de la longueur du câble de liaison du module à la charge.

2.3 Règles d'installations des champs de panneaux

Un certain nombre de règles dans les installations de champs de panneaux photovoltaïques se dégagent de 30 années d'expérience de terrain [2]:

- apparier les modules en usine pour en tirer la puissance maximale une fois interconnectés en panneaux.

- l'inclinaison optimale pour un usage annuel avec des besoins permanent doit être calculée à l'aide d'un logiciel (par exemple ARCHELIOS ^{TM}) tant il est vrai que le pourcentage de diffus et l'albedo du sol peuvent avoir un rôle important.

- les modules doivent être installés à une hauteur suffisante pour ne pas être atteints par les animaux, tout en restant accessibles pour un nettoyage annuel (surtout dans les zones équatoriales où leur inclinaison est faible et l'auto nettoyage par le ruissellement des pluies, peu efficace).

[2] Elles seront revues et précisées dans la suite du cours

- la structure porteuse si elle est métallique, ne doit pas présenter de couple électrochimique avec les cadres des modules.
- les cadres et structures en aluminium anodisé ou en acier galvanisé ne doivent pas être percés ou retravaillés sur le site, car l'endommagement des couches protectrices est une voie ouverte à la corrosion.
- tenir compte des dilatations différentielles induites par les grandes variations de température (typiquement -20° à + 80 °).
- éviter les occultations parasites et partielles du champ de modules (arbres, immeubles)
- protéger chaque sous station contre la foudre à l'aide de para-surtenseurs.
- soigner les mises à la terre de l'ensemble des structures métalliques en évitant les « boucles ».

3 Les accumulateurs électro-chimiques [3]

3.1 Généralités

Il y a nécessité de stockage électrique chaque fois que la demande électrique est décalée dans le temps par rapport à l'apport solaire. Une demande énergétique est caractérisée par une courbe de charge; celle-ci peut être constante au cours de la journée et variable au cours de l'année. Elle peut être totalement aléatoire, mais avec des périodes de maxima et de minima statistiquement connues. Dans tous les cas on peut tout de même ramener la puissance moyenne consommée sur une période donnée en watts permanents équivalents.

Les durées de stockage peuvent être très variables, de quelques heures pour compenser des passages nuageux, de12h pour les utilisations nocturnes, de plusieurs jours pour un usage quotidien répétitif, de plusieurs mois pour le lissage inter saisonnier.

L'intérêt des accumulateurs électrochimiques est la disponibilité d'une tension quasi-constante qui fixe le point de fonctionnement sur une droite verticale qui peut être aussi proche que possible de la droite qui définit la charge optimale d'un générateur photovoltaïque.

3.1.1 Définitions et paramètres utiles

Les accumulateurs électrochimiques sont des générateurs "réversibles" c'est-à-dire pouvant stocker l'énergie électrique sous forme chimique puis la restituer à tout moment sur demande grâce à la réversibilité de la transformation. Contrairement aux photopiles où il n'y a qu'un transport d'électron ne donnant lieu à aucune « usure », dans les accumulateurs électrochimiques il y a transfert de matière de l'électrolyte vers les électrodes et par conséquent une « usure » incontournable qui limite leur durée de vie.

De nombreux types d'accumulateurs électrochimiques existent (Pb, CdNi, NiZn,) toutefois un des plus anciens et des plus utilisés dans l'automobile est l'accumulateur au Plomb-acide.

Dans le domaine industriel, trois applications principales donnent à l'accumulateur au Pb des caractères spécifiques:

- les batteries de démarrage
- les batteries de traction
- les batteries stationnaires de secours à grande réserve d'électrolyte.

[3] Pour ce chapitre, on se réfèrera utilement à la publication: « Petit memento sur les batteries à usage solaire », Daniel Desmettre et Florence Mattera, CEA-GENEC, Avril 1998.

L'arrivée des applications photovoltaïques a imposé de nouveaux critères auxquels les fabricants de batteries ont dû s'adapter. L'accumulateur au Pb a donc subi des avancées constantes pour améliorer ses performances grâce au photovoltaïque.

Il est utile de redéfinir les principaux paramètres des accumulateurs afin d'en classer les différents types suivant leur conformité aux exigences des applications solaires.

3.1.1.1 Rendement d'utilisation

Rendement faradique: le rendement en ampère-heures (ou faradique) est le rapport entre la quantité d'électricité débitée à la décharge Qd et la quantité d'électricité fournie lors de la charge Qc (Ah récupérés lors de la décharge/ Ah fournis pendant la charge).

$$\eta q = Qd/Qc \qquad \text{Pb: > 90 \%, Ni-Cd: < 80\%}$$

Rendement énergétique : Sachant que la tension de charge est en général supérieure de 15 % (Pb) à 30 % (Ni-Cd) à la tension de décharge, le rendement énergétique utile est le produit du rendement faradique par le rendement de tension. Typiquement il vaut 56 % pour le Ni-Cd et 77 % pour le Pb.

3.1.1.2 Résistance interne

La résistance interne d'un accumulateur est toujours très faible (de l'ordre de quelques centièmes d'ohm) et négligeable en général, dans les applications numériques. Cette faible résistance interne présente d'ailleurs un inconvénient quand les deux bornes sont accidentellement, réunies par un conducteur lui-même peu résistant, la résistance totale du circuit reste très faible l'intensité du courant débité est considérable, peut provoquer un incendie et l'accumulateur, mis ainsi en court-circuit, est rapidement hors d'usage.

3.1.1.3 Capacité

On appelle capacité la quantité d'électricité, évaluée habituellement en ampères-heures (Ah), qu'un accumulateur pleinement chargé peut faire circuler pendant une période de décharge donnée jusqu'à une tension d'arrêt et une température définies.
La capacité d'une batterie est toute relative et dépend considérablement des conditions d'utilisation. Pour les applications automobiles on définit la capacité pour une décharge en 5 ou 10h, mais pour les applications solaires une capacité donnée pour une décharge en 50 ou 100 h convient mieux.
Par exemple, une batterie de capacité C_{100} égale à 140 Ah devra fournir à 25°C pendant 100 h au moins un courant de 1.4 A jusqu'au seuil d'arrêt de 1.75 V par élément.
Typiquement pour une capacité dite C_{100} de 140 Ah, la capacité à C_{10} sera de 100 Ah et la capacité à C sera de 60 Ah.

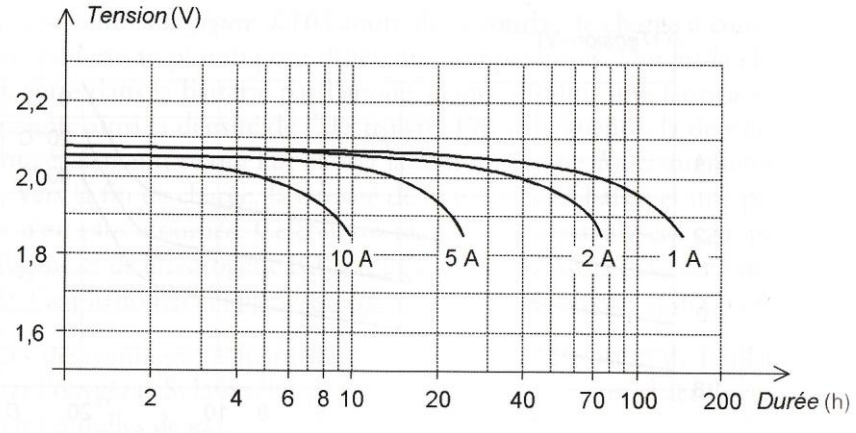

Figure 10 : Caractéristique de décharge type d'une batterie au Plomb de 100 Ah

La capacité nominale augmente avec la température de 0.7 % /°C dans la plage de température autorisée. Elle se détériore avec le vieillissement et avec le nombre de cycles.

3.1.1.4 Capacité massique

On l'exprime en Wh / kg. De 28 Wh/kg pour le Ni-Cd, elle peut varier de 12 (Plomb pur) à 50 Wh/kg pour le Pb-Ca.

3.1.1.5 Auto-décharge

Le taux d'autodécharge d'un accumulateur représente la perte moyenne relative de capacité par mois et pour une température donnée.

$$\tau(\%) = \frac{Q_{AS} - Q_{pS}}{n.Q_{AS}}$$

Q_{AS} = capacité avant stockage, Q_{PS} = capacité après stockage, n = durée de stockage en mois

L'autodécharge est une caractéristique interne découlant de la technologie utilisée et est généralement donnée pour une température de 20°C. Les valeurs typiques sont de 3 à 15%/mois pour le Pb et jusqu'à 30 % /mois pour le Ni-Cd.

C'est une fonction linéaire du temps. Elle augmente avec l'âge et la température. Pour les batteries au Pb, elle est croissante avec la proportion d'antimoine inclus dans les armatures des plaques (afin d'en renforcer la tenue mécanique). Comme l'auto-décharge est un paramètre très important dans les applications solaires, on utilisera de préférence des batteries à faible taux d'antimoine. Un taux d'Antimoine compris entre 1.5 et 3% semble actuellement la valeur retenue.

3.1.1.6 Charge d'égalisation

On appelle charge d'égalisation une charge excédentaire appliquée pendant 5 à 7 heures à une batterie déjà pleinement chargée. Cette surcharge se fait à courant constant à un régime proche de C_{20}. Les éléments présentent alors une meilleure homogénéité dans leur état de charge. Dans les batteries Pb-acide, la charge d'égalisation a pour effet de prévenir ou de résorber en partie la sulfatation dure résultante d'un état de décharge prolongé.

3.1.1.7 Profondeur de décharge

Sans importance pour le Ni-Cd qui peut se décharger complètement, ce paramètre en revêt une considérable pour les batteries au Pb puisqu'elles survivent rarement à une décharge totale. On limite en général la décharge à 80% de la capacité nominale. Pour les applications solaires, la profondeur de décharge ne dépasse guère 40 %, les accumulateurs étant souvent surdimensionnés afin d'augmenter leur durée de vie .

3.1.1.8 Tenue en cycles

Dépendant beaucoup de la profondeur de décharge, ce paramètre varie typiquement de 400 cycles à 80 % de décharge à 2000 cycles à 40 % de décharge.

3.1.1.9 Durée de vie

Les contraintes sont si nombreuses qui agissent sur ce paramètre que les constructeurs sont obligés de préciser le mode de fonctionnement pour pouvoir donner des valeurs approximatives: les durées de vie exprimées en années sont données pour un fonctionnement en floating à 25 °C.

La durée de vie varie de 2 à 7 ans pour les batteries au Pb et de 10 à 25 ans pour les Ni-Cd. Elle diminue de moitié pour chaque élévation de 10 °C de la température d'utilisation.

3.1.1.10 Autonomie

Dans le cas du Pb, il y a usure de l'électrolyte, d'autant plus prononcée que l'on surcharge les batteries. Même au repos, l'évaporation de l'eau est inévitable. Cependant, les constructeurs ont trouvé un moyen de la limiter en utilisant un électrolyte gélifié et des bouchons catalysant la réaction de recombinaison des gaz dans les accumulateurs étanches dits sans entretien.

D'éventuelles surpressions dans la batterie sont éliminées par des soupapes de sécurité.

3.2 Les accumulateurs au Plomb acide

Les accumulateurs au plomb sont la transposition dans le domaine industriel, du voltamètre $Pb/H_2SO_4/Pb$. Une batterie est constituée d'un ensemble d'éléments de 2 V connectés en série pour obtenir la tension d'utilisation désirée. La valeur usuelle de la tension d'une batterie de démarrage est de 12 V, soient six éléments intégrés dans un même bac, mais dans les systèmes de telecommunication la tension de batterie peut-être de 24 ou 48 V. Le standard qui s'est imposé dans le photovoltaïque pour applications en sites isolés est de 24 V.

3.2.1 Description.

L'élément de 2V est constitué de plaques positives et négatives assemblées en alternance, le nombre de plaques de chaque polarité et leur surface définissant la capacité en courant de l'élément. Pour éviter les court-circuits entre plaques, un séparateur micro-poreux isolant est disposé entre elles.

L'électrode positive est une plaque rectangulaire en plomb renforcée par des nervures entre lesquelles sont disposées des lamelles ou des tubes constitués par des oxydes de plomb (PbO_2).

L'électrode négative est une plaque de plomb à surface gaufrée dont les alvéoles sont garnies de plomb spongieux.

L'électrolyte est une solution aqueuse (eau distillée) d'acide sulfurique dont la densité varie en fonction de l'état de charge de la batterie.

La réaction réversible mise en jeu est donnée par :

$$\underset{\text{négative}}{Pb} + \underset{\text{électrolyte}}{2H_2SO_4} + \underset{\text{positive}}{PbO_2} \underset{\text{charge}}{\overset{\text{décharge}}{\rightleftharpoons}} \underset{\text{négative}}{PbSO_4} + \underset{\text{électrolyte}}{2H_2O} + \underset{\text{positive}}{PbSO_4}$$

Organisation : L'énergie qu'on peut emmagasiner dans un accumulateur étant proportionnelle à la surface des électrodes, on a intérêt à augmenter leurs dimensions. Pour éviter un trop grand encombrement, on constitue deux faisceaux de plaques parallèles positives et négatives intercalées. L'ensemble des plaques est immergé dans l'électrolyte contenu dans un bac en matière isolante (verre ou matière plastique).

Il existe au moins 4 catégories d'accumulateurs au Pb.

- Plomb pur de type Planté.
- Plomb-Calcium.
- Plomb à fort taux d'antimoine (batteries de démarrage).
- Plomb à faible taux d'antimoine (applications solaires).

3.2.2 Principe de fonctionnement

L'accumulateur au plomb est le siège de réactions complexes. Le principe de transformation, très simplifié, est loin de rendre compte de toutes les observations courantes.

En fait, pendant la décharge, le PbO_2 de l'anode est réduit, et se transforme en Sulfate de Plomb; partie de l'acide sulfurique étant consommé, la concentration de l'acide sulfurique décroît. A la cathode on observe une oxydation du Pb qui se transforme aussi en Sulfate de Pb. La sulfatation est donc le résultat normal de la décharge d'un accumulateur au Pb-acide. A ne pas confondre avec la sulfatation « dure » formée à partir de gros cristaux de sulfate de Pb difficilement solubles qui peut fortement diminuer la capacité.

Inversement pendant la charge, à l'électrode positive, le dioxyde de plomb se reforme ainsi que le Pb spongieux au niveau de la plaque négative et de l'acide sulfurique se reformant, l'électrolyte voit sa densité augmenter. Le moyen le plus sûr de vérifier l'état de charge est de mesurer et la tension et la densité de l'électrolyte, ce qui permet de connaître la concentration en acide.

3.2.2.1 Contraintes liées aux surcharges et aux décharges profondes

En fin de charge, si on prolonge le passage du courant, l'hydrogène et l'oxygène résultant de la décomposition de l'eau se dégagent à l'état gazeux sur les électrodes (Electrolyse).

Si la décharge se produit trop longtemps, ou trop profondément, ou si on ne surveille pas la concentration d'acide sulfurique, celui-ci peut attaquer les plaques en donnant du sulfate de plomb $PbSO_4$, qui n'est plus détruit par la suite. L'accumulateur se sulfate, il finit par devenir inutilisable.

***N.B.** : On voit qu'il est important de surveiller l'état de charge ou décharge d'une batterie au plomb pour la conserver en bon état car un fonctionnement prolongé dans un sens ou dans l'autre aboutirait à la destruction définitive de l'accumulateur. Cet inconvénient peut être surmonté si le système est équipé d'un régulateur de charge-décharge avec correction en température des seuils de tension.*

3.2.3 Caractéristiques

3.2.3.1 Tension

La tension aux bornes d'un élément d'accumulateur au plomb est voisine de 2V. Sa valeur varie entre 1,7 V et 2,4 V suivant l'état de charge en conditions normales de fonctionnement.

Charge. Pendant la charge, l'accumulateur est un récepteur. Si on trace graphiquement la différence de potentiel aux bornes en fonction du temps, on constate (cf Figure 11) qu'après un court régime transitoire elle s'établit aux environs de 2,2 V. En fin de charge (point M), on note un accroissement rapide de la tension. Les plaques, complètement polarisées, ne retiennent plus l'oxygène et l'hydrogène dégagés. La fin de charge est atteinte à 2,6 V ou 2,7 V en charge cyclique. En charge flottante (régulation de charge) on se limite entre 2,25 V et 2,35 V par élément.

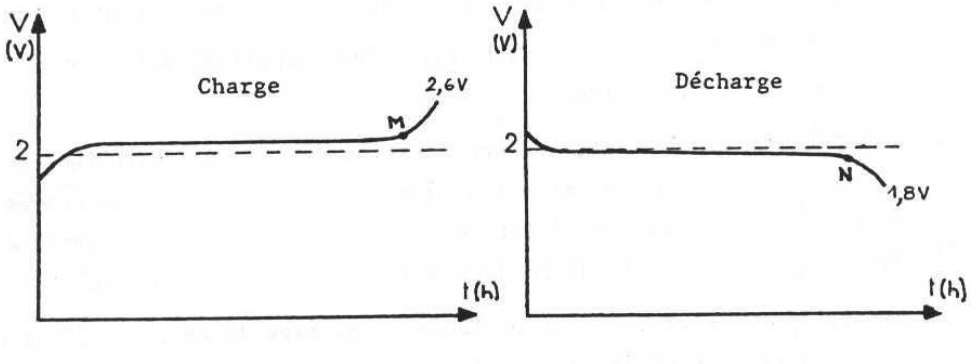

Figure 11 : Tension de charge des accumulateurs

Décharge. Pendant la décharge, la force électromotrice varie, en fonction du temps comme l'indique la figure. Pendant une assez longue durée d'utilisation, elle reste remarquablement constante à la valeur de 2 V environ. A partir du point N, elle diminue brusquement (1,8 V), il faut alors recharger l'accumulateur, sous peine de voir apparaître la sulfatation des plaques. En pratique, on ne descend pas en général au-dessous de 20% ou davantage de la capacité batterie. Sinon, la sulfatation entraîne une perte de capacité et une augmentation de la résistance interne d'où une baisse de tension.

3.2.3.2 Rendement.

Le rendement faradique du Pb est de l'ordre de 90%. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70 à 80%.

3.2.3.3 Autodécharge.

Elle est de l'ordre de 10 % par mois à T = 20°C, pour les plaques au plomb - antimonieux (on a vu que cet alliage a pour but d'augmenter la tenue mécanique). Elle est de l'ordre de quelques % par mois pour le plomb doux (à faible teneur d'antimoine) ou le plomb - calcium mais les éléments sont plus fragiles. L'autodécharge varie très rapidement avec la température. Elle double de valeur tous les 10 °C.

3.2.3.4 Durée de vie.

En limitant la profondeur de décharge journalière (< 15% Cn) et la profondeur de décharge saisonnière (< 60% Cn), on estime la durée de vie des accumulateurs au Pb à 6 ou 7 ans, ceux-ci étant protégés contre la surcharge.

3.3 Les accumulateurs Cadmium - Nickel

3.3.1 Description.

Les accumulateurs Cadmium-Nickel sont réalisés à partir de 2 électrodes (hydroxyde de Nickel et Cadmium) immergés dans une solution de potasse.
La réaction réversible globale est la suivante:

$$2\ NiOOH + 2\ H_2O + Cd \rightarrow\ 2\ Ni(OH)_2 + Cd(OH)_2$$ dans le sens de la décharge.

L'électrode positive est l'hydroxyde de Nickel, et le Cadmium l'électrode négative. L'électrolyte est à base de potasse, d'où le nom d'accumulateur alcalin. La tension varie de 1.15 à 1.45 V par élément avec une valeur nominale à 1.2 V.

3.3.2 Caractéristiques

La tension nominale est de 1,2 V mais elle varie entre 1,15 V et 1,45 V par élément suivant l'état de charge.

- Les éléments sont par construction, plus robuste et moins lourds que ceux au plomb
- Pour les petites capacités, ils se présentent sous forme cylindrique (comme les piles) en version étanche
- Ils peuvent fonctionner sur une grande plage de température
- Ils nécessitent un entretien réduit ce qui leur confère, en pratique une grande durée de vie.

En revanche

- Le rendement de l'accumulateur est faible (rendement faradique 70%)
- L'autodécharge est plus élevée que celle des accumulateurs au plomb (> 15%)
- Les écarts de tension entre charge et décharge sont plus importants
- Leur coût est élevé.

3.3.3 Applications

Bien que moins performants que les accumulateurs au Plomb, les accumulateurs au Cd-Ni présentent les avantages suivants:

- très bonne résistance mécanique (applications embarquées)
- ne craignent pas le gel et supportent les températures élevées.
- supportent les décharges totales
- pas d'émanation toxique

En raison de leur insensibilité au froid, les accumulateurs Cadmium – Nickel sont préférés dans les climats extrêmes; leur très bonne robustesse fait qu'ils sont utilisés comme systèmes de sécurité dans une proportion de 10% du total. On trouve aussi des batteries au Cd-Ni dans les satellites en orbite basse dont la durée de vie n'excède pas 5 ans.

3.4 Autres couples électro-chimiques [4]

3.4.1 Nickel-Zinc

Dans le contexte actuel de souci environnemental, le remplacement du Cadmium par le Zinc serait le bienvenu. La tension de ce couple varie de 1.6 à 1.8 V. La durée de vie reste le problème majeur à résoudre.

[4] Pour en savoir plus, on se réfèrera pour ce chapitre au document riche en informations : « Nouveaux types de batteries pour applications en sites fixes et pour systèmes portables » Journée d'Etudes organisée par l'ENSEEG à Grenoble le 28-01-99

3.4.2 Nickel-Fer

Ils peuvent subir un très grand nombre de cycles. Pour cette raison Peugeot les a utilisés dans les préséries de 205 électrique. Ils ont un très fort taux d'auto-décharge et un rendement faible. La tension varie entre 1.2 et 1.4 V.

3.4.3 Nickel-NaCl

Simples, de très forte capacité pouvant subir un très grand nombre de cycles et extrêmement robustes, ces accus fonctionnent malheureusement à 200°C et nécessitent qu'une partie de l'énergie soit utilisée pour les maintenir à cette température. Leur développement est provisoirement arrêté mais pourrait bien reprendre.

3.4.4 Lithium-ion

Ces accumulateurs utilisent un électrolyte liquide organique et la réaction réversible mise en jeu fait intervenir l'insertion d'ions lithium dans du bisulfure de titane. Leur tension présente une grande amplitude de variation 2,5V à 3,7V. Grande capacité massique (150Wh/kg), faible masse volumique, bonne stabilité en température, étanchéité totale. D'un coût 10 fois plus élevé que le Pb (600 €/ kWh), ils ne sont encore utilisés couramment que pour les applications de petites puissances. Autre inconvénient du Li-ion, l'échauffement. Pour contourner l'obstacle, il faut signaler un nouveau concept d'accumulateur au Li, le Li-Métal-Polymère, mis au point par HydroQuébec, dans lequel, l'électrolyte qui est solide, se présente sus la forme de plusieurs feuilles minces de polymères. Cette technique, bien que moins performante, sera utilisé dans la voiture électrique « Blue car » de Bolloré.

3.4.5 En résumé

Technologie	Applications	Densité de puissance	Coût	Avantages / défauts
Pb acide	Stationnaire	30-35 Wh /kg	# 30 € /kWh	Faible coût/ faible capacité
Ni MH	Froid, embarqué	50-80 Wh /kg	# 300 € /kWh	Robustesse/ prix
Li -ion	Embarqué	100-200 Wh /kg	# 600 € /kWh	Capacité / sécurité ; prix

Tableau 3 : Avantages et inconvénients des principales technologies de batteries

3.5 Utilisation des accumulateurs dans les systèmes solaires.

3.5.1 Stockage - tampon

Dans les systèmes solaires avec batterie, on utilise les accumulateurs en tampon, autrement dit le générateur solaire et l'utilisation restent branchés en permanence sur la batterie.

3.5.2 Durée de stockage

Le stockage électrique caractérisé par sa capacité (en Ah) détermine directement la durée du stockage si on rapporte cette énergie stockée à l'énergie moyenne consommée.

Les durées de stockage peuvent être très variables : quotidiennes (par exemple pour les pays à fort ensoleillement) ou de plusieurs jours ou semaines (par exemple pour les pays à plus faible ensoleillement).

La capacité du stockage est déterminée par le dimensionnement du système en fonction de critères techniques et économiques.

3.5.3 Conditions d'exploitation des accumulateurs.

Le cyclage imposé aux accumulateurs sera directement lié à la capacité de stockage et à l'apport énergétique solaire. Pour un stockage journalier, l'accumulateur sera soumis à un grand nombre de micro cycles liés à l'alternance jour / nuit, beau temps / mauvais temps. Pour un stockage saisonnier, l'accumulateur sera soumis à des cycles plus profonds liés à l'alternance des saisons auxquels seront superposés des micro cycles journaliers.

3.5.4 Caractéristiques souhaitées

Compte tenu des conditions d'exploitation des accumulateurs dans les systèmes solaires, on recherchera des éléments à faible autodécharge (< 5%), cyclage profond, faible maintenance, durée de vie supérieure à 5 ans.

Actuellement, les accumulateurs les mieux adaptés aux systèmes PV sont les éléments au plomb. Pour certaines applications spécifiques (miniaturisation, robustesse, etc...) on utilise le couple Cadmium - Nickel au prix des inconvénients cités précédemment.

3.5.5 Conditions de charge.

La batterie est branchée en permanence sur le générateur solaire. La surcharge est évitée en utilisant un régulateur de charge qui maintient la batterie dans un état voisin de la pleine charge. Cette condition de fonctionnement dite "batterie flottante" ou "floating" est obtenue en limitant la tension à une valeur constante de l'ordre de 2,25 V à 2,35 V par élément.

D'autre part, on augmentera considérablement la durée de vie si on limite la profondeur de décharge de la batterie. Différents systèmes électroniques sont envisageables pour limiter la charge et la décharge des accumulateurs, rôle généralement réalisé par le régulateur de charge associé.

3.6 Véhicules électriques: un moyen de stockage solaire mobile ?

Source : Renault Communication

L'augmentation inéluctable du coût des énergies fossiles, les changements climatiques et la hausse des besoins électriques forcent la France à réfléchir au problème du renouvellement de son parc nucléaire vieillissant et à l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité. Mais les sources auxquelles on pense – éolien et solaire PV - ont le défaut majeur de l'aléa, du moins pour la première, la seconde étant plus prévisible. Avec un parc probable de 20 GW d'éolien et de 10 GW de PV en 2020, la France pourrait produire 50 TWh d'électricité nouvelle renouvelable - soit la production actuelle des centrales thermiques de pointe, ou le dizième environ de ce que sera notre consommation d'électricité à cette époque si nous faisons quelques efforts de sobriété.

En France, le cycle journalier de consommation d'électricité se distingue par 3 pics : 13h, 19h et 23h, et par un creux vers 5h du matin. Contrairement aux centrales nucléaires qui assurent « la base », les sources dites «de pointe» sont utilisées pour faire face à ces pics. Ce sont pour la « mi-base » les barrages hydroélectriques et pour « les pointes » les centrales thermiques (à énergie fossile), et les STEP (lacs à 2 niveaux), rapides au démarrage (entre 5 et 20 minutes) donc très réactives en cas de besoin. Leur production peut connaître d'importantes variations horaires, journalières ou mensuelles. À partir de 1985, la production thermique s'est stabilisée pour être sensiblement la même qu'aujourd'hui (50 TWh). La production hydroélectrique quant à elle, a peu varié depuis 1973 (60 TWh). Jusqu'à présent la hausse de la demande en électricité a donc uniquement été absorbée par le développement du nucléaire qui constitue aujourd'hui 78% de la production. Il satisfait jusqu'à 84% de la production en août et connaît un minimum de 71% en mars en raison de la production hydroélectrique.

On peut alors se demander quelle place sera laissée dans ce mix pour le solaire et l'éolien. Elles n'ont pour l'instant que peu d'effet sur celui-ci - 11 TWh pour l'éolien et 0.25 TWh pour le PV en 2009 - malgré leur constante augmentation, mais quel sera leur rôle si leur part vient à augmenter ? Un rôle de pointe ou un rôle de base ?

Pour le solaire, on le voit bien effacer la pointe la plus importante : celle de 13h. Mais contrairement aux moyens de production conventionnels, la production d'électricité éolienne ne s'effectuant pas sur commande, elle ne peut être définie comme énergie de pointe; n'étant pas non plus assurée de produire de façon constante sur une période donnée, peut-elle faire partie de «la base» telle qu'on la définit aujourd'hui ?

En même temps que se posent ces questions, un autre problème tout aussi fondamental se pose dans les transports. A échéance de 2020 il sera très mal vu de faire ses petits déplacements avec des véhicules conventionnels. Les pouvoirs publics se montrent donc très volontaristes en faveur des véhicules électriques –du moins pour les trajets de commutation. Ainsi, l'Allemagne veut en 2020 un million de voitures électriques dans son plan pour le développement de l'électro-mobilité. Avec beaucoup d'optimisme, Carlos Gohn estime à 10 % en 2020 la part des véhicules électriques sur le marché français…

Les véhicules 100 % électriques offrent l'énorme avantage de ne pas émettre de polluants (HC, Nox, particules...) ni rejet de CO_2 lors de leur utilisation avec de l'électricité française, ceci dans un silence total de fonctionnement, et pour un coût extrêmement bas (2.5 € /100 km au tarif domestique de jour).

Les nouvelles générations de batteries lithium-ion sont la clé du développement des véhicules électriques. La hausse des capacités (Batterie packagée : Bol 100 Wh/kg et Eol garanti: 80 Wh/kg) s'accompagne aussi d'une recharge partielle en quelques dizaines de minutes et de la mise en place de systèmes de remplacements rapides dans des stations spécifiques comme celles proposées par le projet Better Place de Renault. La prochaine LEAF de Nissan avance une autonomie de 160 km et

une recharge en 30 minutes à 80 % de ses batteries lithium-ion, associées à un système intelligent pour estimer son rayon d'action et trouver les stations de recharge. Nissan teste, un nouveau système de recharge sans contact par induction électromagnétique. Des voies roulantes de recharge dédiées sont aussi à l'étude… Un espace d'innovation et de grande activité s'ouvre donc pour le véhicule électrique et son infrastructure de recharge.

Inscrivons-nous maintenant dans une situation où il y aurait 10 million de véhicules disposant d'une capacité de stockage de 20 kWh/véhicule soit 200 GWh répartis sur tout le territoire. En prélevant 10% maximum de cette capacité pour des besoins domestiques, il y a là un stockage quotidien de 20 GWh qui peut être utilisé pour effacer la pointe du soir. Chargés au travail et déchargés en différé, les véhicules « transportent » l'énergie solaire du midi vers le soir, rendant ainsi à la collectivité un service d'usage autre que le seul transport. **Ce faisant, on a créé le stockage mobile d'énergie solaire électrique** !

En outre, les 10 millions de batteries qui au bout de 6 à 8 ans n'auront plus assez de capacité pour le transport en auront encore assez pour former un parc stationnaire de stockage domestique distribué. En effet la batterie Li-ion ayant une dégradation continue linéaire, en fin d'activité automobile, elle peut encore stocker 80 Wh /kg pour la maison, ce qui représente quand même 2 fois la densité du Plomb-acide.

A la maison ZEN qui dans son utilisation tertiaire, ne consomme que 7 000 kWh par an pour 10 000 kWh produits, la puissance solaire résiduelle de 3 kWc permet de générer les 3 000 kWh nécessaires pour parcourir 12 000 km /an avec une Renault Kangoo électrique.

Si l'on prend en compte d'autres paramètres tels que la durée de vie comparée des moteurs électriques et thermiques, la faible maintenance, le couple au démarrage, l'absence totale de nuisances (bruit, pollution, GES,…), il est facile de montrer que le véhicule rechargé au soleil n'est finalement pas si couteux… et que – cerise sur le gâteau - il pourra un jour contribuer à éteindre définitivement nos centrales thermiques au gaz, au fioul et au charbon.

4 Régulation électronique de la charge [5]

4.1 Généralités

On a vu que les accumulateurs sont caractérisés par deux variables électriques fonction de leur état de charge et de la température: la f e.m. Vb et la résistance interne r.

Dans les accumulateurs au Pb, on doit limiter la tension de décharge à 1.75 V par élément, et la tension de charge à 2.35 V par élément. La résistance interne peut varier du simple (pleine charge) au double (décharge profonde).

On a vu que la diode anti-retour est là pour empêcher que la batterie ne se décharge dans le module pendant la nuit. En fait ce courant de fuite est très faible et dans la plupart des cas la perte d'énergie nocturne est à peine plus élevée que la perte d'énergie diurne due à la tension de déchet de la diode. En effet, pour les modules dont la tension de puissance optimale est supérieure à 16V et qui alimentent une batterie de 12 V, le courant qui traverse les cellules en inverse lorsqu' elles fonctionnent en récepteur ne dépasse pas quelques mA, car dans cette zone de tension, leur impédance dynamique est très élevée.

La tension de batterie étant une bonne indication de l'état de sa charge, elle sera généralement utilisée pour effectuer la commande de la régulation. On peut réguler la charge d'une batterie de trois manières différentes: l'autorégution, la régulation shunt et la régulation série, chacune de ces méthodes s'appliquant en fonction des cas d'espèces. Le plus souvent on prendra soin d'installer un circuit de délestage de l'utilisation qui s'actionne quand la tension des batteries descend au-dessous d'un certain seuil afin de ne pas en endommager les plaques par sulfatation.

4.2 Autorégulation

Le principe de l'auto-régulation consiste à déterminer le nombre de cellules du module de sorte que la région verticale à droite du coude de la caractéristique corresponde (à la température de fonctionnement), avec la zone critique de fin de charge de la batterie (voir Figure 12). Pour une batterie au plomb de 12 V, il faut limiter la tension de charge à 14.5 V, soit en utilisant la formule vue au chapitre sur les modules, où l'on a remplacé la tension optimale par la tension de circuit ouvert:

$$N = \frac{14.5 + 0.6}{0.580 - 0.044} = 28$$

Certains fabricants ont proposé dans leur catalogue (Arco–Solar, France-Photon), pour des petites applications où l'on veut faire l'économie du régulateur, des modules dits auto-régulés de 30 cellules. En fait ces modules ne s'adaptent bien que pour des conditions de température limitées. Ils ne surchargent pas les batteries mais ils ne les chargent pas toujours dans les conditions optimales. On montre sur la Figure 12, le double effet de l'éclairement et de la température sur l'intersection de la caractéristique du module et de la tension effective de charge d'une batterie avec un module autorégulé.

[5] Ce chapitre fait des emprunts à l'ouvrage de référence «Photovoltaic Engineering Handbook » de F Lasnier and TG Ang, Adam Hilger, 1990.

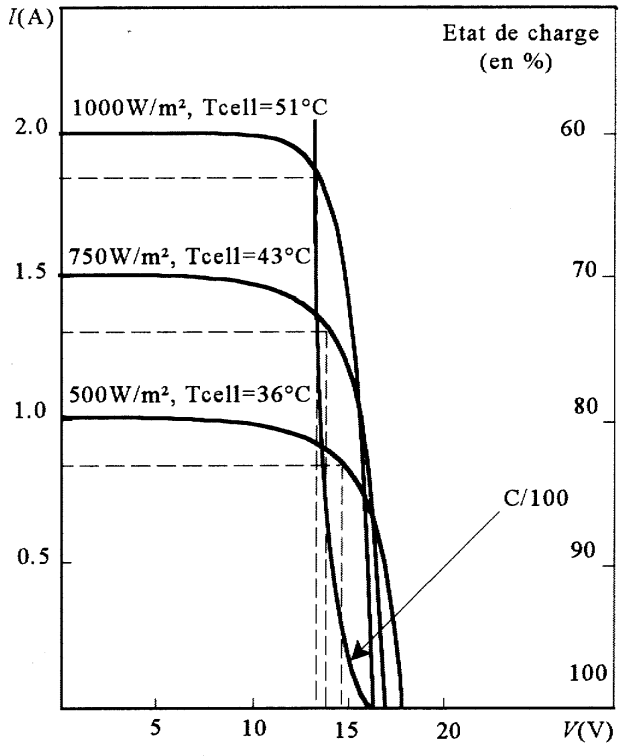

Figure 12 : Charge autorégulée d'un accumulateur au plomb.

4.3 Régulation parallèle (ou shunt)

4.3.1 Principe.

Le régulateur de charge intervient en dérivation sur le panneau solaire pour dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique, grâce à des composants de puissance.

4.3.2 Etude du fonctionnement.

Le panneau solaire étant branché sur la batterie, il va se comporter comme un générateur de courant dont la valeur sera directement fonction de l'ensoleillement. Pour un ensoleillement donné, I_P = Cte.

4.3.2.1 Absence de régulation

La tension batterie V_b est inférieure à la tension de limitation (V_{lim}). Dans ce cas : $V_+ < V_{réf}$ d'où $V_S \cong 0$, i = 0, le transistor T est bloqué ($I_r = 0$). Le régulateur de charge n'intervient pas: il n'introduit aucune chute de tension dans le circuit, le courant du panneau solaire est entièrement utilisé pour la recharge de la batterie ($I_P = I_b$).

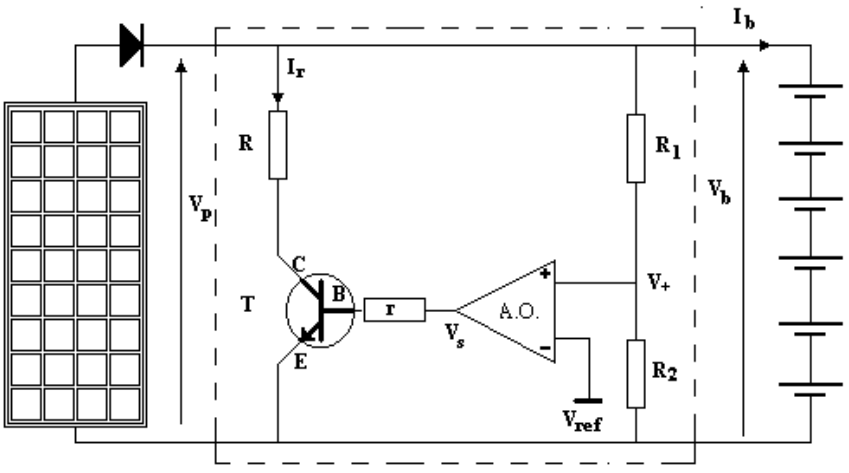

Figure 13 : Principe d'une régulation shunt

4.3.2.2 Régulation

Supposons $V_b > V_{lim}$ **,** dans ce cas $V_+ > V_{réf}$ et $V_S \neq 0$, $i \neq 0$, le transistor T conduit ($I \neq 0$).

$I_P = Cte = I_r + I_b$. La présence de I_r provoque une diminution de I_b donc de la tension V_b. On atteint un équilibre lorsque le courant I_b est tel qu'il est suffisant pour maintenir la batterie à la tension de limitation.

Dans ce cas $V_b = V_{lim}$ et $V_+ = V_{réf}$

4.3.3 Avantages.

La régulation est du type proportionnel. Elle n'introduit pas de chute de tension dans le circuit de charge.

La consommation du régulateur est négligeable en absence de régulation

Une défaillance du régulateur autorise encore la charge de la batterie.

4.3.4 Inconvénients.

Le régulateur doit pouvoir dissiper la puissance crête du panneau solaire En effet, en régulation le point de fonctionnement du transistor satisfait aux 2 équations suivantes :

$$V_{lim} = V_{CE} + RI_r$$

$$I_C = I_r = f(V_{CE})$$

Le transistor doit pouvoir dissiper le 1/4 de la puissance totale

La résistance doit pouvoir dissiper la puissance totale (transistor saturé).

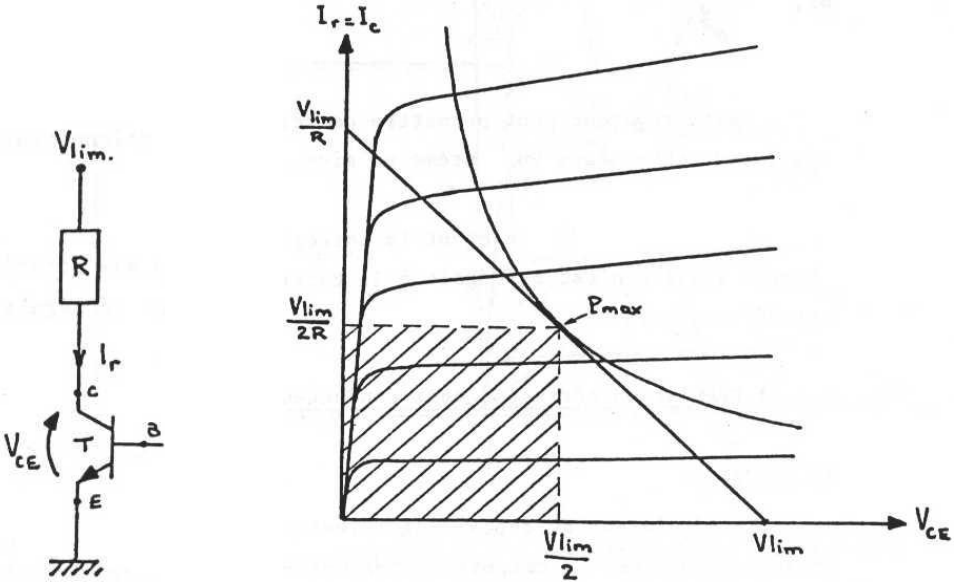

Figure 14 : Caractéristiques de fonctionnement d'une régulation shunt

REMARQUE : le régulateur de type "shunt" peut fonctionner sans batterie.

En effet, supposons $I_r = 0$, le panneau solaire a pour charge une forte résistance ($R_1 + R_2$) d'où $V_P \cong V_{CO} > V_{lim}$. Donc $V_+ > V_{réf}$ et $i \neq 0$. Un équilibre s'établit avec un courant $I_r = I_P$ tel que $V_b = V_{lim}$.

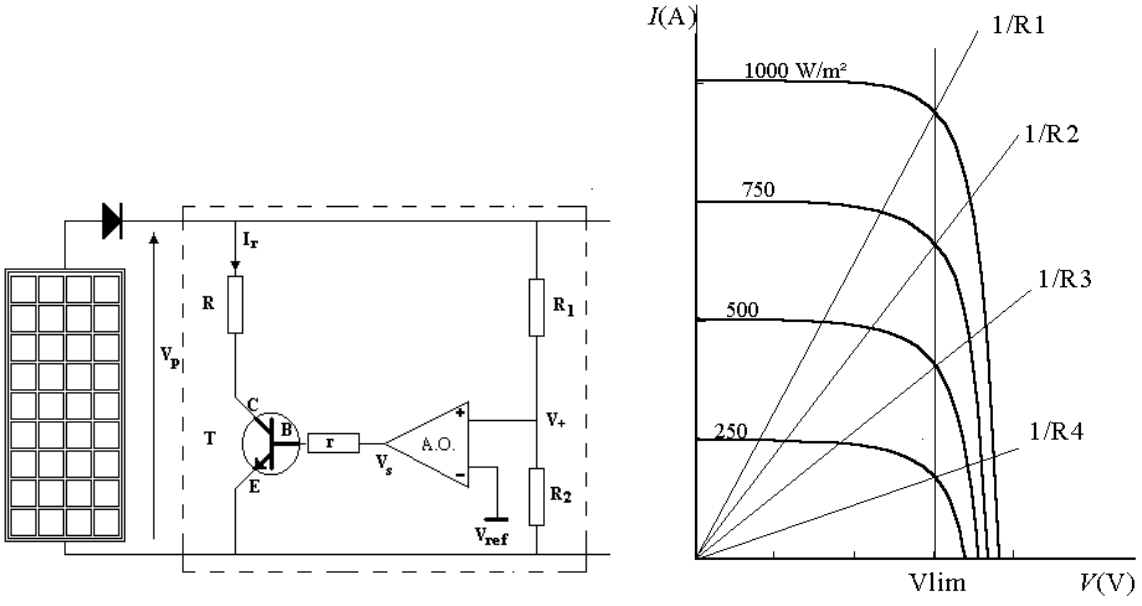

Figure 15 : Fonctionnement sans batterie d'un régulateur shunt

Quel que soit l'ensoleillement, la tension aux bornes du panneau solaire sera maintenue à la tension de limitation. Le régulateur shunt se comporte, dans ce cas comme une charge variable en fonction de l'éclairement. Ceci peut permettre de vérifier le bon fonctionnement d'un régulateur shunt dans un système solaire. En effet, en déconnectant la batterie, si la tension aux bornes du panneau solaire n'est pas égale à la tension de limitation, c'est que le régulateur est défectueux.

4.4 Régulation série électronique.

4.4.1 Principe

Le régulateur de charge intervient en série avec le panneau solaire. Le transistor se comporte comme une résistance variable en fonction de l'état de charge de la batterie.

4.4.2 Etude du fonctionnement.

On déduit le point de fonctionnement du système à partir des 3 équations suivantes :

$V_P = V_b + V_{EC}$ (en négligeant les chutes de tension dans les câbles)

$I_P = f(V_{EC})$: caractéristique du transistor,

$I_P = f(V_P)$: caractéristique du panneau solaire

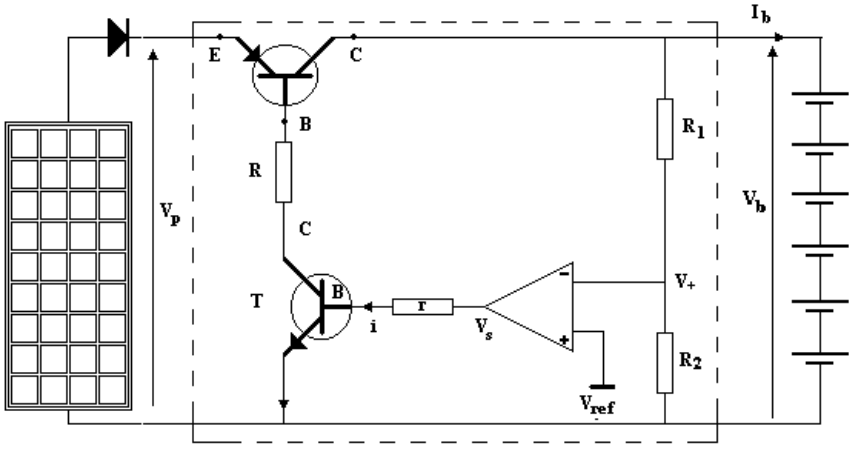

Figure 16 : Principe de la régulation série

4.4.2.1 Absence de régulation.

La tension batterie V_b est inférieure à la tension de limitation (V_{lim})**.** Dans ce cas $V_- < V_{réf}$ d'où $V_S \neq 0$, $i \neq 0$, $i_B \neq 0$, le transistor T est saturé ; $V_{EC} = V_{ECsat}$ (quelques dixièmes de volts). Le point de fonctionnement est en A, le courant de charge de la batterie est maximum pour un ensoleillement donné.

4.4.2.2 Régulation.

Supposons $V_b > V_{lim}$, dans ce cas $V_- > V_{réf}$ et $V_S \cong 0$, $i = 0$, $i_B = 0$, le transistor T se bloque,

$I_P = 0$ (Point D).

Par absence de courant de charge, la tension batterie va diminuer et un équilibre va s'établir par régulation ($V_- = V_{réf}$ et $V_b = V_{lim}$).

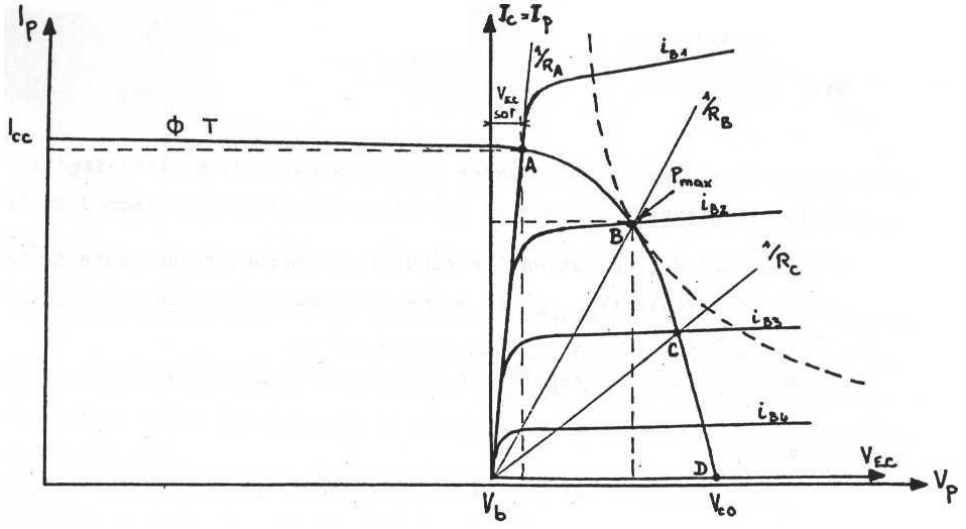

Figure 17 : Caractéristiques de fonctionnement d'une régulation série électronique

Le point de fonctionnement (point C) sera tel que le courant correspondant permettra de maintenir la batterie à la tension de limitation.

Le transistor se comporte comme une résistance dont la valeur devient de plus en plus élevée lorsque la batterie se charge ($R_A < R_B < R_C$... avec $R=V_{EC} / I_P$).

4.4.3 Avantages.

La régulation est du type proportionnel.

La puissance dissipée aux bornes du transistor est faible vis-à-vis de la puissance crête du panneau solaire ($P_{max} = V_{EC} \times I_P$ au point B).

4.4.4 Inconvénients.

En absence de régulation, le régulateur introduit une chute de tension dans le circuit (V_{ECsat}) et a une consommation de courant (courant de base $i_B = i_{B1} \neq 0$).

Une défaillance du régulateur provoque l'arrêt de la charge de la batterie.

REMARQUE : Pour diminuer les pertes de puissances, il est possible d'utiliser un transistor à effet de champ à faible résistance passante (commande en tension).

4.5 Régulation série électromécanique.

4.5.1 Principe.

Le régulateur de charge intervient en série avec le panneau solaire.

Il interrompt la charge de la batterie par coupure électromécanique lorsqu'elle atteint un seuil maximum. La remise en charge est automatique à partir d'un seuil de tension inférieur.

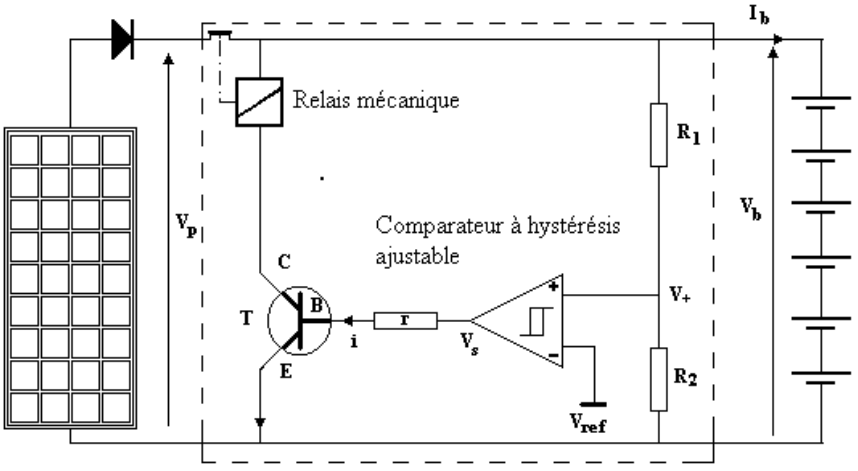

Figure 18 : Régulateur série à relais mécanique avec hystérésis ajustable

4.5.2 Etude du fonctionnement.

Le circuit électronique de commande du relais est un comparateur à double seuil. La sortie du comparateur passe au niveau "haut" lorsque $V_+ > V_{réf}$ et reste dans cet état tant que V_+ n'est pas inférieure à ($V_{réf} - H$)

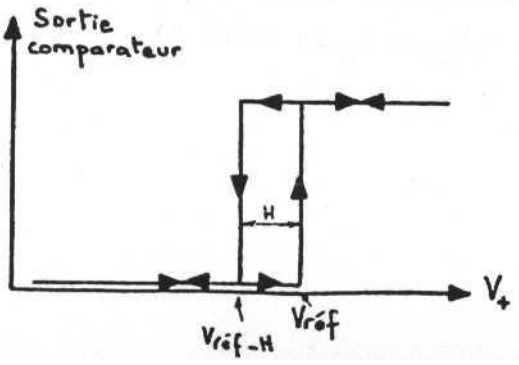

Figure 19 : Principe de la régulation série à relais mécanique avec hystérésis ajustable

L'hystérésis H représente l'écart entre les deux seuils de comparaison (seuil de comparaison différent selon que la tension V+ est croissante ou décroissante).

4.5.2.1 Absence de régulation.

La tension batterie V_b est inférieure à la tension de limitation (V_{lim})**.** Dans ce cas $V_+ < V_{réf}$ d'où $V_s = 0$, $i = 0$, le transistor T ne conduit pas, le relais n'est pas alimenté, le contact est fermé. La batterie se charge sous le courant I_P correspondant à l'ensoleillement.

4.5.2.2 Régulation.

Supposons que $V_b > V_{lim}$, $V_s \neq 0$, le relais change d'état et son contact s'ouvre ce qui provoque l'interruption de charge de la batterie.

Cet arrêt de charge engendre une baisse de la tension batterie (effet de la résistance interne).

Il faut une baisse de tension suffisante (V_{lim} - H) pour remettre la batterie en charge par commutation du relais.

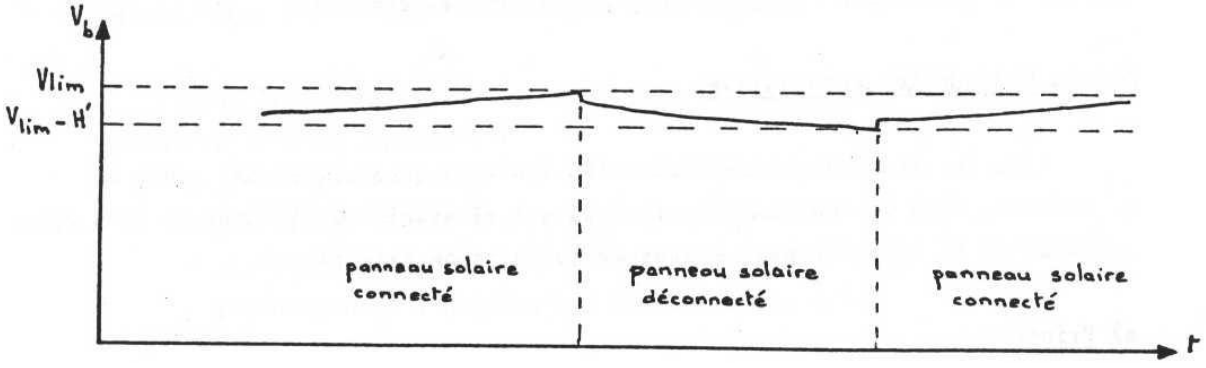

Figure 20 : Tension batterie en régulation

En régulation, la tension batterie sera maintenue entre deux seuils préréglés (de l'ordre de 2,1 V et 2,3 V par élément pour les accumulateurs au plomb).

REMARQUES : Si le comparateur n'a qu'un seul seuil de comparaison, il apparaît un phénomène d'oscillation très rapide du relais (effet de sonnette) préjudiciable pour sa durée de vie. En régulation, la fréquence de commutation du relais dépend du courant de charge, de la capacité de la batterie, du courant de décharge, de la température ambiante etc.

4.5.3 Avantages.

Aucune puissance n'est à dissiper au niveau du régulateur de charge (l'énergie électrique non récupérée en circuit ouvert est dissipée dans le panneau solaire)

Possibilité de réguler de fortes puissances sans problème (un relais à plusieurs contacts peut commander plusieurs branches de modules)

4.5.4 Inconvénients

Régulation par tout ou rien (conditions de charge moins bonnes)

Commutation électromécanique (durée de vie du relais liée au courant et à la fréquence de commutation).

REMARQUE: A partir des trois principes de régulation présentés, il est possible de réaliser des "variantes" pour s'affranchir de certains inconvénients (régulation par découpage, régulation par coupure fractionnée, etc.)

4.6 Disjonction automatique de la charge.

Lors de situations exceptionnelles (ensoleillement insuffisant prolongé, panne du générateur, abus de consommation,...) il est nécessaire de limiter la décharge profonde de la batterie pour éviter sa détérioration prématurée par sulfatation des plaques.

4.6.1 Principe.

L'utilisation est déconnectée de la batterie à partir d'un certain seuil de tension (de l'ordre de 1,9 V par élément) et est rebranchée automatiquement lorsque la batterie a de nouveau atteint un niveau de charge suffisant.

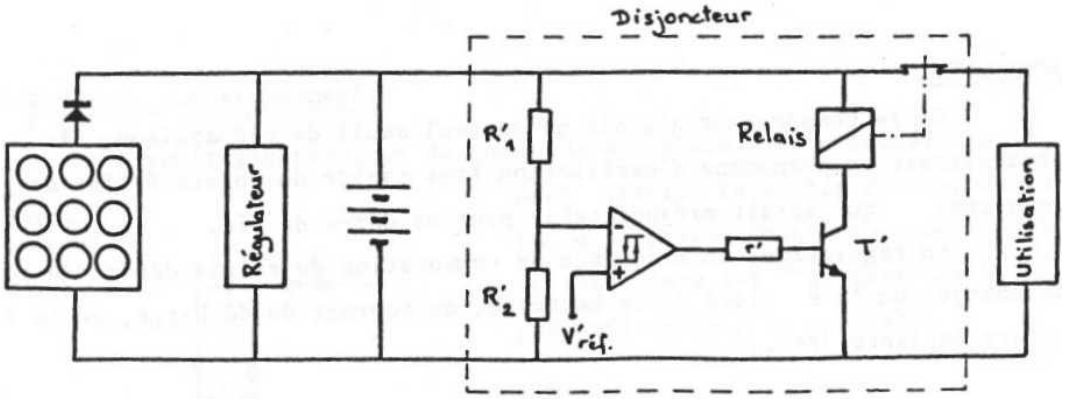

Figure 21 : Principe de la disjonction automatique de la charge

4.6.2 Etude du fonctionnement.

L'état de décharge de la batterie est évalué en mesurant sa tension (V < 1,9 V / élément pour le plomb déchargé à plus de 90%).

Profondeur de décharge	**Courant de décharge**		**Courant de charge**	
	C/100	C/10	C/100	C/10
10%	2,14	2,08	2,46	2,61
20%	2,12	2,07	2,32	2,43
30%	2,10	2,05	2,26	2,34
40%	2,08	2,04	2,21	2,27
50%	2,05	2,01	2,16	2,23
60%	2,02	1,98	2,14	2,19
70%	1,99	1,95	2,09	2,15
80%	1,96	1,92	2,06	2,12
90%	1,93	1,89	2,02	2,09
100%	1,80	1,80	1,99	2,08
	Tensions de délestage recommandées (V /élément)		Tensions de ré-enclanchement après délestage	

Tableau 4 : Seuils de tension de délestage et de ré-enclanchement recommandés par élément pour des batteries au plomb en fonction des conditions de décharge/ charge (d'après M. Villoz)

Le principe de disjonction est identique à celui de la régulation à coupure électromécanique. Un circuit électronique à double seuil va commander un relais dont le contact se trouve dans le circuit de décharge.

Remarque : La disjonction de l'utilisation se trouve généralement précédée d'une alarme qui a pour rôle de prévenir l'utilisateur de la défaillance momentanée du système.

La régulation électronique est pratiquement toujours indispensable dans les systèmes solaires PV avec batterie. Pour les installations importantes, le régulateur de charge regroupe souvent plusieurs fonctions :

- limitation de charge
- protection contre la décharge (disjoncteur)
- appareils de contrôle (ampèremètre, voltmètre)
- protection de l'utilisation (fusible, etc...).

5 Dimensionnement

Le dimensionnement d'un générateur PV a pour but de déterminer l'optimum technico-économique entre la puissance crête du champ de panneaux solaires et la capacité de batterie associée à partir des besoins électriques de l'utilisateur d'une part, des données d'ensoleillement du site d'autre part et du prix et de la qualité des composants dont on peut disposer sur le marché.

La détermination de la taille des composants doit permettre de garantir une fourniture d'énergie tout au long de l'année ou éventuellement sur une période déterminée.

5.1 Données d'ensoleillement.

Les données d'ensoleillement pour une région déterminée sont généralement disponibles mois par mois[6] dans les atlas solaires et correspondent à l'irradiation globale quotidienne moyenne sur un plan horizontal. Les unités sont exprimées soit en cal/cm^2 ou Langleys [7], soit en kWh/m^2 sachant que les valeurs de l'ensoleillement sont évidemment fonction de la latitude mais aussi des conditions climatiques locales et des masques naturels ou artificiels.

Pour déterminer l'énergie incidente heure par heure et mois par mois sur le plan des panneaux, on effectue le calcul à partir des données d'ensoleillement sur un plan horizontal[8] et de l'inclinaison donnée aux panneaux solaires.

Si les panneaux doivent rester fixes, l'inclinaison et l'orientation optimales sont déterminées en fonction de la saisonnalité de la demande, de l'irradiation correspondante et de la capacité correspondante des batteries de stockage.

5.2 Principe de calcul.

A partir des données de consommation fournies par l'utilisateur, on détermine l'énergie annuelle qui lui est nécessaire et l'énergie journalière moyenne W_U consommée.

On fait comme première hypothèse qu'en moyenne, sur une année, l'énergie journalière fournie par le champ de panneaux solaires (W_S) doit être au moins égale, à un coefficient correctif K près, à l'énergie journalière moyenne consommée par l'utilisation (W_U).

Pour déterminer l'énergie quotidienne moyenne incidente dans le plan des modules, on effectue le calcul à partir des données d'ensoleillement sur un plan horizontal et de l'inclinaison donnée aux modules à l'aide du programme de calcul de l'apport solaire passif tenant compte des masques. Ceci ne peut être obtenu de façon précise qu'avec un logiciel de dimensionnement solaire.

Dans le cas d'un système avec stockage par batterie, la méthode proposée est de comparer les Ah/ jour consommés par l'utilisation avec les Ah/j jour fournis par les panneaux solaires dans des conditions d'ensoleillement et de température bien définis. Cette méthode permet de s'affranchir de la tension qui dépend de deux paramètres : son état de charge et sa température [9].

[6] Voir le cours de Gisement solaire.

[7] 1 cal/cm² = 11,62 Wh/m²

[8] Les données d'ensoleillement dont nous avons besoin sont le global, le diffus, le direct et la fraction solaire du site ou de la station météo la plus proche.

[9] En principe les caractéristiques des modules à 36 cellules sont calculées pour que le courant de charge des batteries soit légèrement supérieur à Ipmax quels que soient l'éclairement et la température. Dans la pratique, il peut arriver que la

Lorsqu'on fait du stockage intersaisonnier, en été l'énergie moyenne fournie par le panneau est supérieure à l'énergie consommée : la batterie se charge. En hiver, l'énergie moyenne fournie par le panneau est inférieure à l'énergie consommée: la batterie se décharge.

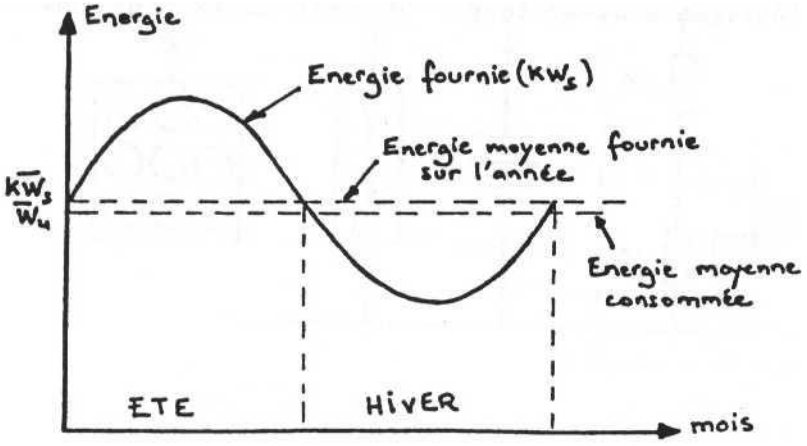

Figure 22 : Evaluation de la consommation journalière

K : coefficient correctif de l'installation, $W_U \leq K\, W_S$

5.2.1 Coefficient correctif (K).

Pour déterminer l'énergie nette disponible à la sortie de la batterie, il faut faire intervenir le coefficient correctif global K qui tient compte :

- De l'incertitude météorologique (de l'ordre de ± 5 %)
- De l'encrassement des modules dans le temps (de l'ordre de 5 %)
- De l'intégrale de la traversée du vitrage du module sous tous les angles (de l'ordre de 5%)
- Du vieillissement des modules (de l'ordre de 5 %)
- De la dispersion des caractéristiques des modules lorsqu'ils sont montés en série (de l'ordre de 5 %)
- Du rendement faradique de la batterie (perte de l'ordre de 10 %).

La prise en compte de tous ces paramètres amène un coefficient correctif global (K) compris entre 0,65 et 0,75. Retenons pour l'instant la valeur de 0,70 [10].

5.2.2 Calcul de la puissance module requise.

La détermination de la puissance crête du champ de panneaux revient à déterminer le nombre total de modules c'est-à-dire le nombre connecté en série multiplié par le nombre de branches en parallèle.

Le nombre de modules en série est connu dès lors que la tension de l'utilisation est spécifiée.

Le nombre de branches parallèles peut être rapidement déterminé par un calcul simple.

tension de charge de la batterie se trouve dans la partie verticale de la caractéristique du champ de modules, autrement dit que le courant de charge soit très inférieur à la valeur Ipmax.

[10] On fait l'hypothèse que la perte de puissance dans les câbles de connexion n'affecte pas le point de fonctionnement.

Si l'irradiance est donnée en Langleys, il est commode de multiplier l'irradiation en cal/cm^2/j par le facteur 0,0116 pour convertir l'énergie incidente totale reçue sur une journée en un nombre d'heures d'ensoleillement équivalent à 1 kW/m^2. En effet, la puissance d'un module exprimée en Wc est donnée pour un ensoleillement de 1 kW/m^2 (Puissance STC). Ainsi, en première approximation, la production journalière d'énergie (en Ah/j) pour une branche est obtenue en multipliant le courant de module I_{pmax} par le nombre d'heures (h) d'ensoleillement équivalent à 1 kW/m^2. En fait, nous avons vu en TD que les conditions STC de mesure de la puissance crête d'un module (1 kW/m^2 à une température de cellules de 25°C) sont irréalistes; si elle sont données par le constructeur, il vaut mieux prendre les valeurs à la NOCT (TUC), et après avoir vérifié que la tension V_{pnoct} est toujours supérieure à la tension requise pour la fin de charge de batterie : 15,1 V.[11]

Si la consommation journalière de la charge (en Ah/j) doit être satisfaite tout au long de l'année, on somme sur l'année les productions journalières d'énergie obtenues. Le nombre de branches en parallèle est obtenu simplement, au coefficient K correctif près, en divisant la consommation annuelle de l'utilisation (en Ah/j) par la production annuelle (en Ah/j) délivrée par une branche.

L'inclinaison optimale du champ de module est d'abord fixée par la minimisation du nombre de branches parallèles nécessaires. Elle est en général proche de la latitude –10°.

5.2.3 Calcul de la capacité de batterie requise.

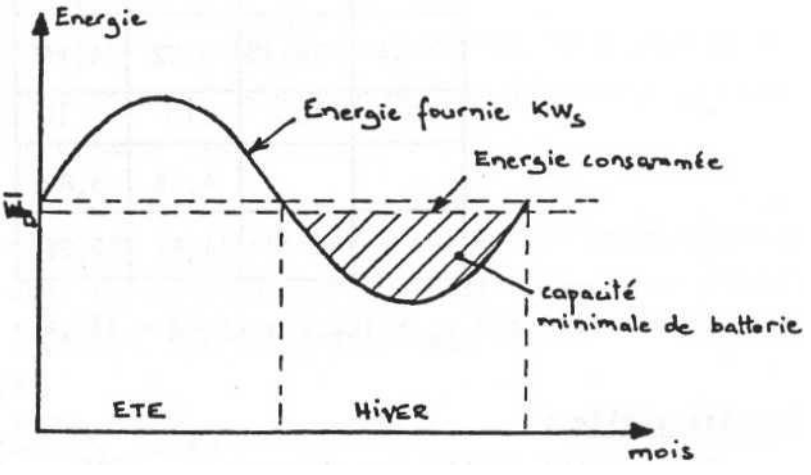

Figure 23 : Stockage saisonnier de la batterie

Si le besoin est permanent sur l'année et qu'il y a un déficit hivernal, le programme de dimensionnement prendra directement en compte la capacité correspondante minimale des batteries de stockage.

5.2.4 Calcul économique.

On fait alors un premier calcul de coût prenant en compte : Coût modules, Coût installation modules, Coût batteries, Coût installation batteries, Coût régulateur de charge.

[11] On peut éventuellement prendre la valeur Ipnoct à condition de la multiplier par le nombre d'heures d'ensoleillement équivalent à 800 W/m², par définition plus élevé que le nombre d'heures équivalent plein soleil.

Puis dans un deuxième temps, on corrige l'inclinaison des modules jusqu'à minimiser le déficit.

Si le déficit reste tel qu'il nécessite encore un parc de batteries important et donc trop coûteux, on augmentera le nombre de modules, quitte à générer une forte surproduction en été, jusqu'à l'obtention d'un minimum pour le coût global de l'installation.

5.3 Exemple

Considérons un réémetteur de faisceaux hertziens installé sur le Mont du Chat travaillant sous 24 V et consommant 20 A en émission (4h/jour) et 0.75 A en état de veille (20h/jour).

Cet appareil est à alimenter sur la région de Chambéry où l'ensoleillement journalier moyen est donné mois par mois dans la feuille « Chambéry.xls »

La consommation journalière est définie à partir des données ci-dessus. On détermine ainsi la consommation moyenne journalière en Ah. Et l'on ramène cette consommation à une puissance moyenne permanente.

5.3.1 Données de consommation

Tension batteries (V)	24
Consommation (Ah/j)	95
Consommation (Wh/j)	2 280
Consommation (kWh/an)	833

5.3.2 Données de production

Production nécessaire (Wh/j)	3 257 (coefficient K = 0,7)
Production nécessaire (Ah/j)	136
Irradiation annuelle H (kWh/m²)	1 253
Inclinaison optimale (°)	32
Irradiation annuelle opt (kWh/m²)	1 436
Irradiation quotidienne opt (Wh/m²)	3 937
Energie moy /module (Wh /jour)	244 (modules MSX 60 de 62 Wc)
Courant moyen /module (Ah /j)	13,8 (courant nominal 3,5 A)

La tension de 24 V impose la mise en série de 2 modules solaires 12 V par branche.

5.3.3 Dimensionnement modules

Le nombre de branches parallèles calculé est tel que le surplus net annuel en Ah soit positif.

Nbre de modules en parallèle	9,8 (arrondi à 10)
Nbre de modules en série	2,0
Nbre total de modules	20
Puissance crête installée (Wc)	1 200
Production réelle (Wh/j)	4 726
Cumul déficit brut (Ah)	6 200
Surplus net (Ah)	50

Il faudra au moins 10 branches de 2 modules de 62 W en série pour satisfaire sur l'année la consommation demandée. Dans un premier temps, on retiendra 20 modules de 62 W inclinés à 33°.

5.3.4 Détermination de la capacité batterie.

Le rôle premier de la batterie est de stocker pendant la journée l'énergie nécessaire pendant la nuit ; sa capacité minimale pour satisfaire cette fonction peut être calculée simplement ; en deuxième lieu elle doit servir de tampon de sécurité (surtout pour les systèmes sensibles comme les relais Telecom) pendant les périodes de plusieurs journées consécutives sans soleil ; enfin, elle doit combler pendant l'été le déficit hivernal (stockage saisonnier).

5.3.4.1 Calcul de la capacité minimale.

La capacité minimale de la batterie peut être calculée en déterminant le cumul d'ampère-heures déficitaires sur les mois d'hiver. La capacité réelle est obtenue en tenant compte des limitations dues aux caractéristiques réelles des accumulateurs. La capacité effective ne doit pas dépasser environ 60 % de la capacité réelle (cycles plus nombreux si profondeur de décharge limitée).

5.3.4.2 Calcul de la capacité nominale

Capacité minimale théorique (Ah)	6 408
Capacité nominale nécessaire (Ah)	10 680
Nbre de batteries en parallèle	98 (batteries Fulmen 12 V x 105 Ah)
Nbre de batteries en série	2
Nbre de batteries	196
Stockage crête installé (kWh)	256

Le type de batterie est choisi en tenant compte du régime de charge et de décharge (le plus souvent à C_{100}) et de la température d'utilisation. Le cycle journalier ne doit pas dépasser 10 à 15 % de la capacité nominale de la batterie pour préserver sa longévité. Enfin, le nombre de jours d'autonomie garantis sans soleil, impose une capacité minimum.

Dans l'exemple précédent, il faudrait choisir une batterie de l'ordre de 10 680 Ah calculée à C_{100} pour une température de l'ordre de quelques degrés (température moyenne diurne en hiver).

5.3.5 Premier calcul économique

Coût modules (€)	6 000
Coût installation modules	600
Coût batteries (€)	23 700
Coût installation batteries	4 750
Coût régulateur de charge	250
Coût total (€)	35 300
Coût total €/ Wc installé	29,4

Le premier calcul de coût fait apparaître une part tout à fait prohibitive pour la partie stockage du système. A l'époque où les modules photovoltaïques coûtaient très cher, l'optimisation économique du système pouvait aller dans le sens d'un nombre minimal de modules et par conséquent, d'un stockage important. Aujourd'hui, ça n'est plus le cas : il faut donc diminuer le stockage.

5.3.6 Optimisation technico-économique

Le principe de calcul explicité précédemment détermine un générateur (puissance-crête, capacité batterie) satisfaisant aux critères techniques. Toutefois, le dimensionnement d'un système vise aussi, à déterminer un générateur au coût le plus réduit. L'analyse des coûts montre qu'il est judicieux de réduire la capacité batterie (éléments aux coûts non négligeables).

Pour cela, deux solutions sont possibles pour diminuer l'importance du stockage

a) Inclinaison des modules.

Pour diminuer la capacité minimale de la batterie, on a intérêt à .favoriser les mois déficitaires en inclinant davantage les panneaux afin d'augmenter l'énergie solaire reçue. L'exemple montre que l'énergie reçue sous l'inclinaison de 60° est plus importante pour les mois d'hiver que celle reçue sous l'inclinaison de 45°. (novembre, décembre, janvier, février). Il n'est pas nécessaire d'aller au-delà de 65° sous nos latitudes. Toutefois, une inclinaison différente peut être retenue en fonction d'autres critères (esthétique, albedo-neige, etc....).

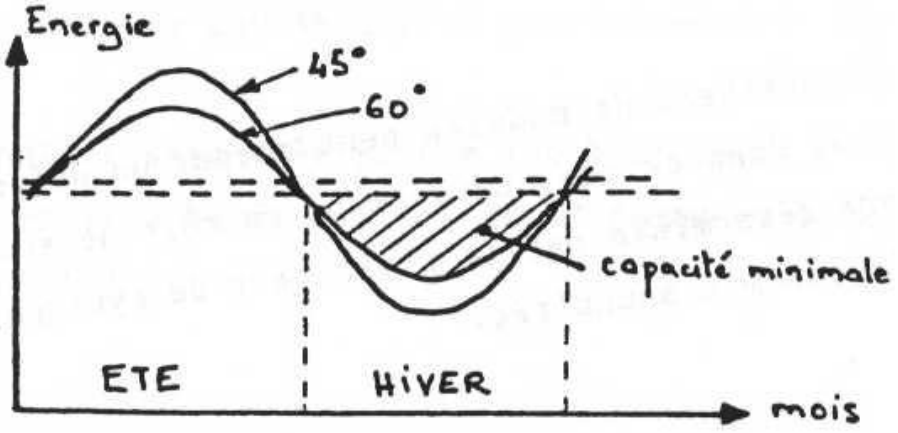

Figure 24 : Influence de l'inclinaison des modules sur le stockage saisonnier des batteries

On trouve :

Inclinaison optimale : 56°

Cumul déficit brut (Ah) : 5 700 (8% d'amélioration)

b) Nombre de modules.

Pour diminuer la capacité minimale de la batterie, une autre solution consiste à augmenter le nombre de modules par rapport à celui déterminé par la moyenne annuelle d'ensoleillement.

Ainsi le déficit hivernal diminue et peut éventuellement se réduire à quelques semaines. Un nombre suffisant de modules peut même amener un déficit saisonnier nul. La batterie aura, dans ce cas, uniquement un rôle de stockage journalier. Sa capacité sera déterminée par la profondeur de cyclage journalier (10 à 15 %) et de l'autonomie souhaitée.

Dimensionnement modules

Nbre de modules en parallèle	20
Nbre de modules en série	2
Puissance crête installée (Wc)	2 480
Cumul déficit (Ah)	850
Surplus net (Ah)	30 700

Dimensionnement batteries

Nbre de batteries en parallèle	14
Nbre de batteries en série	2
Nbre de batteries	28
Stockage crête installé (kWh)	35

5.3.7 Deuxième calcul de coût de l'investissement

Coût modules	12 000
Coût installation modules	1 200
Coût batteries	3 360
Coût installation batteries	672
Coût régulateur de charge	500
Coût total ($)	20 600
Coût total € / Wc installé	8,3

On voit qu'en installant 40 modules au lieu de 20, on a certes augmenté le prix des modules de façon proportionnelle, mais on a réduit le stockage de 24 000 à 4 000 €, réduisant ainsi le coût total de l'installation de 38 000 € à 20 000 € (prés d'un facteur deux !…)

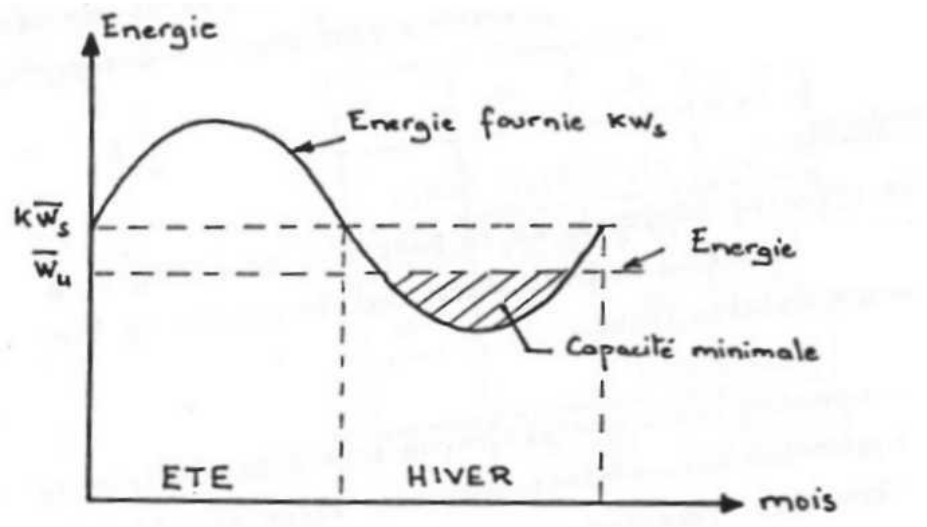

Figure 25 : Equilibre entre le nombre de modules et la capacité de stockage des batteries

5.3.8 Choix des options techniques

D'autres critères viennent bien sûr pour affiner le choix des éléments du système.

Type modules, de batterie, type de régulateur.

Association avec un générateur auxiliaire (diesel ou éolien, etc …)

On peut montrer enfin dans le calcul du coût actualisé sur 25 ans que l'option de bas coût pour les batteries standard n'est pas nécessairement la meilleure, puisque à cause de leur durée de vie plus courte, il sera nécessaire de les changer 5 fois pendant la durée de vie des modules au lieu de 3 fois par exemple pour les batteries à éléments stationnaires de 2V.

Schéma de l'installation

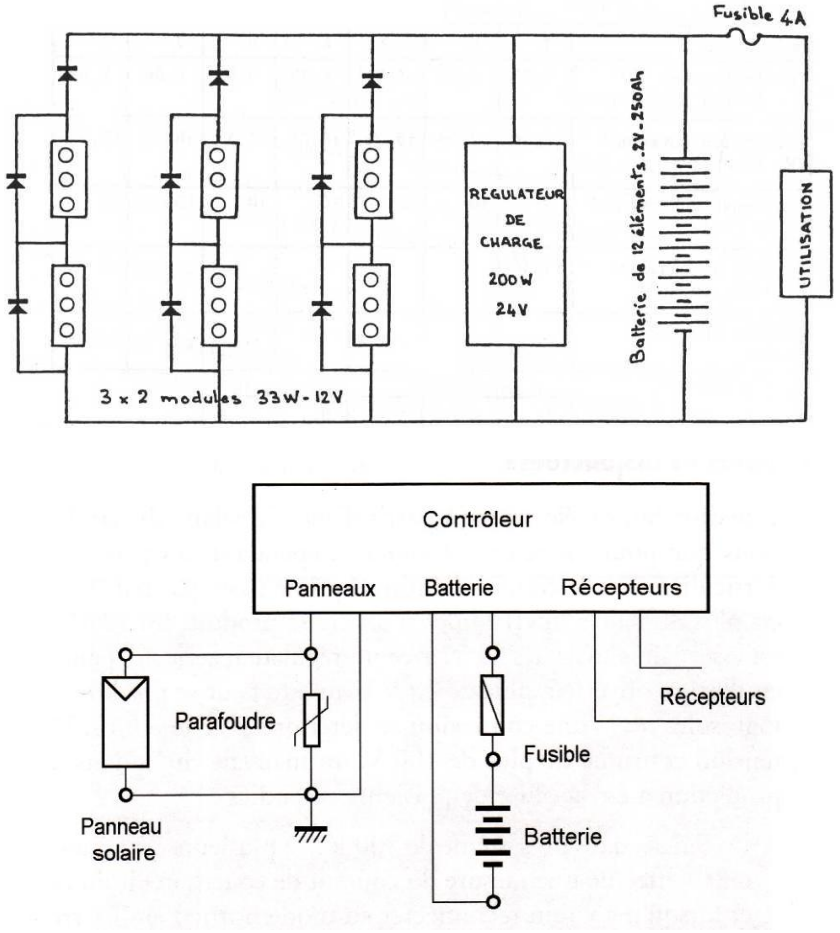

Figure 26 : Schéma type d'une installation autonome avec les protections recommandées

5.3.9 En résumé

Le diagramme de la Figure 27 résume les différentes étapes à mettre en œuvre pour le dimensionnement technico-économique d'un système photovoltaïque autonome en courant continu.

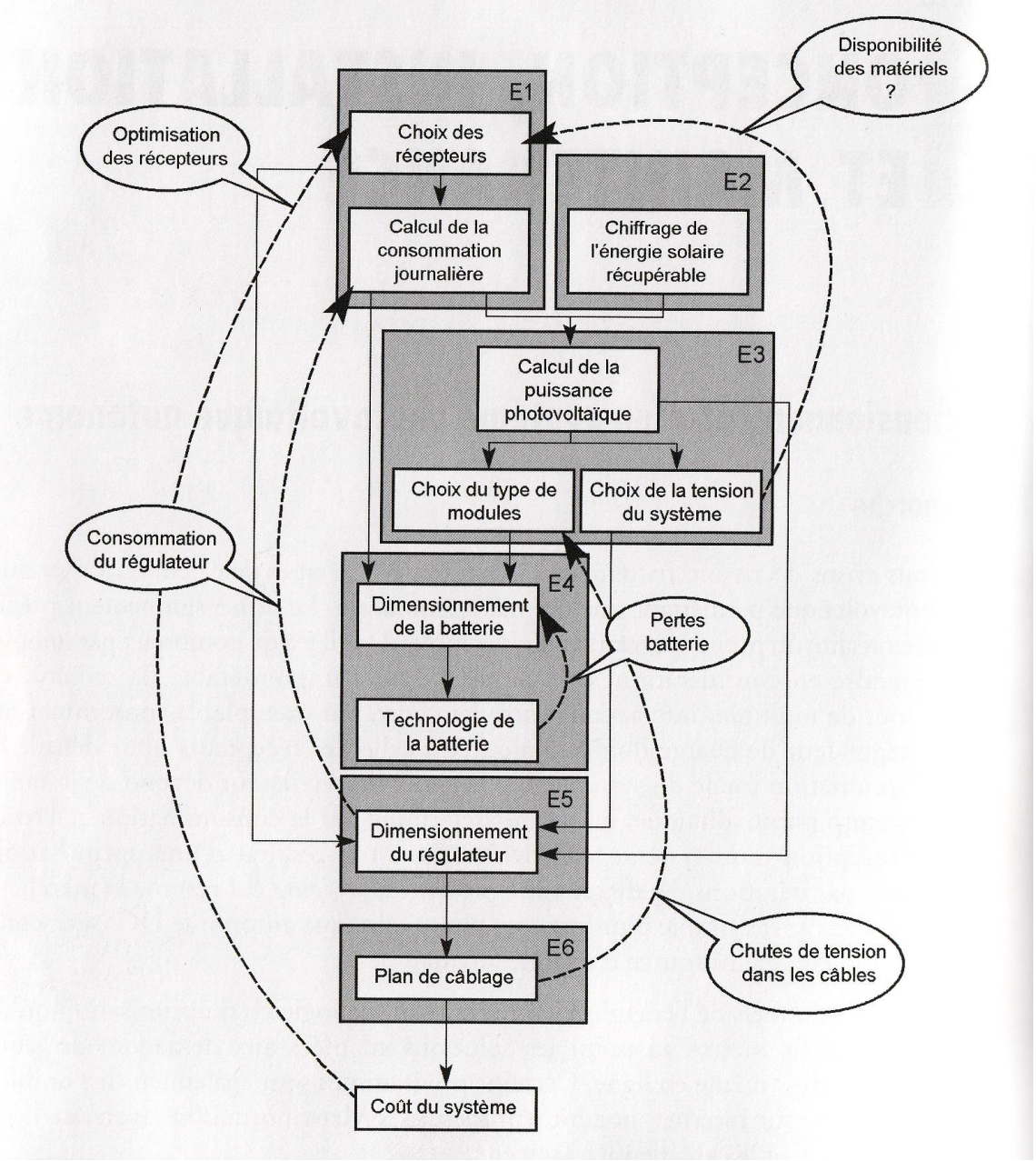

Figure 27 : Résumé du dimensionnement technico-économique d'un système photovoltaïque autonome en courant continu.

5.4 Courant alternatif ou courant continu ?

Nous n'avons encore rien dit sur les appareils qui utilisent cette énergie électrique décentralisée. En deux mots, on peut dire que deux écoles ont encore tendance à s'affronter tant que le marché n'aura pas définitivement tranché pour l'une ou pour l'autre:

- la solution courant continu basse tension est encore la plus fréquente aujourd'hui avec une tendance à la normalisation à 24 V. Elle ne présente d'avantages pour l'utilisateur que du point de vue de sa consommation. En effet, la plupart des appareils vendus pour le solaire ont été particulièrement soignés pour consommer le moins possible. Ils sont malheureusement souvent jusqu'à deux fois plus chers à l'achat, et ne peuvent que rarement être dépannés ou remplacés

localement. Ils représentent temporairement un business pour celui qui sait où les acheter au meilleur prix et comment en assurer la maintenance locale, mais quand se généralisera l'électricité solaire domestique, pour des raisons pratiques , il se peut bien qu'ils disparaissent au profit de la solution de facilité à courant alternatif.

- il y a les appareils standards à courant alternatif, que l'on peut trouver sur le marché local et dont on est assuré du service après vente. Cette approche nécessite un onduleur; grâce en particulier au marché des chalets isolés en Suisse, les onduleurs solaires ont fait de très grands progrès; typiquement de très bons onduleurs sinusoïdaux ayant d'excellents rendements coûtent environ 500 € / kW. Ils ne rajoutent donc que moins de 5 % au prix du kWc installé et ils permettent de produire de façon fiable, du courant banalisé 220 V / 50 Hz. Comme les appareils du commerce les plus répandus (éclairage, Radio, T.V., réfrigérateurs) ne sont pas spécialement économes, ils nécessitent une puissance supplémentaire de panneaux d'environ 30 %. Ceci augmente le prix du kW installé de 1 000 €. Le prix du générateur électrique augmente donc de 15 à 20 % environ (suivant les puissances mises en jeu).

5.4.1 Comparaison de prix pour l'utilisateur

Pour un système domestique de confort comprenant les éléments du Tableau 5 ci-dessous et rendant les services comptés en heures, avec les éléments chiffrés dont nous disposons, nous pouvons faire une comparaison des deux solutions : système à courant continu ou système à courant alternatif (prix au client final du système installé):

Kit solaire domestique		***Solution DC / 12V***				***Solution AC / 220 V***			
générateur pour kWh/kW.jour:	**6**	Puiss.	Nbre	Prix unit	**Prix tot**	Puiss.	Nbre	Prix unit	**Prix tot**
modules (Wc)		50	6	244	1 463	50	8	244	1 952
régulateurs:			1	91	91		1	91	91
accumulateurs: 12V (Ah)	**100**								
autonomie (jours)	**5**		7	122	854		11	122	1 342
onduleurs:		300	0	457	0	400	1	609	609
Total puiss. générateur (Wc)		300				400			
Installation:					914				608
Sous-total générateur €		***11, 1€ /Wc***			***3 323***	***11, 6€ / Wc***			***4 602***
Appareils (h service rendu)									
réglettes lumineuses:	**2**	18	4	27	110	25	4	15	61
anti moustique:	**8**	18	1	38	38	25	1	23	23
radios:	**2**	10	1	30	30	15	1	23	23
TV:	**2**	50	1	198	198	75	1	122	122
ventilateurs:	**8**	12	2	114	229	20	2	38	76
réfrigérateurs:	**8**	120	1	915	915	180	1	457	457
Aspirateur / perceuse:	**0.2**	1000	1	305	305	1000	1	152	152
Sous-total appareils €					1 825				915
Total Wh / jour		**1 760 Wh**		**€**	**5 148**	**2 540 Wh**		**€**	**5 518**

Tableau 5 : Comparaison des coûts de la solution DC et de la solution AC pour un système PV domestique de confort en 2002

On note que le générateur doit produire 2 540 Wh / jour dans la version courant alternatif, comparé à 1 760 Wh / jour dans la version courant continu (+ 45 %), ce qui augmente le prix du générateur de 3 323 € à 4 603 € (+ 39 %). Les appareils eux, passent de 1 825 € à 915 € (-50 %).

Au total, l'installation complète est 7 % plus chère dans la version AC / 220 V, mais en pratique, l'utilisateur doit quand même s'y retrouver par l'accès plus facile aux pièces détachées et aux appareils de remplacement. Les ingénieurs privilégient en général la solution DC pour les installations en PVD, à cause du meilleur rendement de la chaîne globale. Dans la pratique, on rencontre de plus en plus de fervents partisans de la solution AC à cause de la disponibilité des équipements sur le marché.

Avant de choisir un onduleur il faut donc s'assurer :

- qu'une solution en courant continu toujours plus économe en énergie n'existe pas (comparer aussi le surcoût des appareils aux coûts de fonctionnement) ;
- que la consommation éventuelle en mode attente ne pénalise pas l'installation solaire ;
- que l'onduleur peut démarrer la charge (un essai s'impose !) ;
- que son rendement est suffisant au point de fonctionnement de la charge ;
- que la charge tolère la distorsion de l'onduleur ;
- 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 trop basse tension DC.

Le couplage direct

La charge est alimentée directement par le champ de panneaux "au fil du soleil". Il existe plusieurs cas importants pour lesquels le stockage sous forme d'énergie électrique n'est pas nécessaire:

- l'électrolyse de l'eau avec stockage sous forme d'hydrogène.
- le pompage de l'eau et on stockage dans des réservoirs.
- les réfrigérateurs et le stockage du froid sous forme de glace.
- le séchage des végétaux par ventilation, qui ne nécessite pas de stockage.

Comme il n'y a pas de batterie interposée pour fixer la tension de travail, c'est l'impédance de la charge qui fixe le point de fonctionnement. Il faut donc adapter du mieux qu'il est possible le groupement de modules à la charge. Nous allons considérer plus en détail certaines de ces adaptations d'impédance, en particulier celles qui se font de façon naturelle.

1 Charge résistive

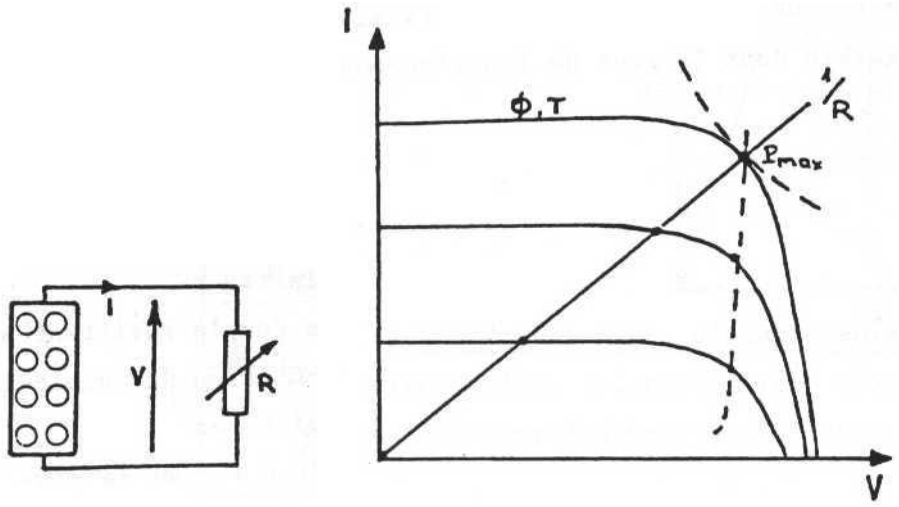

Figure 28 : Caractéristique de fonctionnement d'une charge résistive

En branchant directement une charge résistive sur un panneau photovoltaïque, le point de fonctionnement (I,V) se trouve à l'intersection de la droite de charge I = V/R et de la caractéristique du panneau solaire I(V).

Si la puissance délivrée à la charge est maximale pour l'ensoleillement Φ ce n'est plus le cas pour des ensoleillements plus faibles.

La charge de type résistive est donc mal adaptée pour un couplage direct et un ensoleillement variable.

2 Charge adaptée

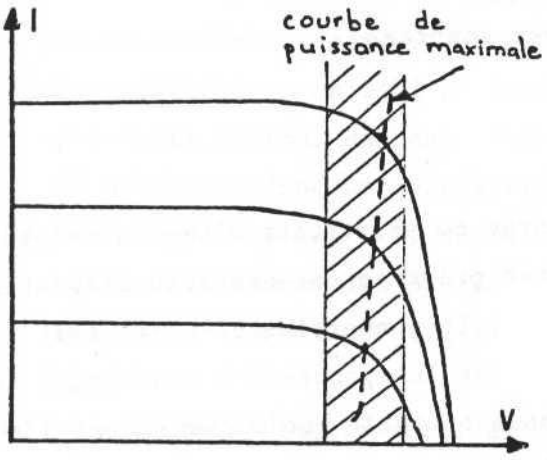

Figure 29 : Caractéristique de fonctionnement d'une charge adaptée

Pour avoir une bonne adaptation, il faut brancher une charge dont la caractéristique I(V) se rapproche au plus près de la courbe de puissance maximale du panneau solaire, qui est pratiquement verticale.

On a vu précédemment qu'une batterie d'accumulateurs répond à cette contrainte par sa caractéristique en charge I(V) pratiquement verticale ($V_b = E_0 + rI$).

D'autres applications telles que l'électrolyse ou des charges de type centrifuge permettent d'obtenir une bonne adaptation.

2.1.1 L'Electrolyseur

Une cellule électrolytique produit de l'hydrogène ultra-pur sous une pression contrôlable, à partir d'eau distillée et de courant continu sous une tension de 2V (le potentiel de dissociation de l'eau est de 1.2 V). Un ensemble de tubes de palladium sert de cathode: l'hydrogène atomique y diffuse et s'y recombine en hydrogène moléculaire. La caractéristique courant tension d'une telle cellule est représentée par la courbe de la Figure 30 ; il est clair qu'elle s'adapte parfaitement bien à la caractéristique d'un module photovoltaïque de 4 cellules dont la tension optimale est de 2 V.

La production d'hydrogène est une fonction linéaire du courant et elle est de l'ordre de 0.4 l/Ah et par cellule à la pression atmosphérique. L'hydrogène a le privilège de posséder le plus fort coefficient d'énergie stockée par unité de masse (2,8 10^4 thermies/tonne, soit 33,3 kWh/kg, ou 120 MJ /kg ou 2,85 kg eq petrole).
Si l'hydrogène devient l'un des vecteurs énergétiques du siècle, les électrolyseurs photovoltaïques devraient susciter un très grand intérêt de la part des pays ensoleillés dépourvus de réserves fossiles.[12]
Il faut cependant noter qu'à partir d'1 kWh produit par un module PV (obtenu avec un rendement de 15 %), l'électrolyseur produit 0.5 kWh d'hydrogène (50 %), la compression de l'hydrogène à 400

[12] On lira avec profit l'article synthétique de Jérôme Perrin : « L'hydrogène vecteur énergétique de l'avenir ?» paru dans la Jaune et la Rouge, Revue mensuelle de l'Ecole Polytechnique, Aout –Sept 2004.

bars requiert 20% de l'énergie qu'il emporte, et sachant que le rendement électrogène moyen d'une pile à combustible est de 50%, on aboutit à un rendement global de la chaîne de 3 % [13].
Le recours à une batterie dont les pertes n'excèdent pas 30% est donc préférable en l'état actuel des choses.

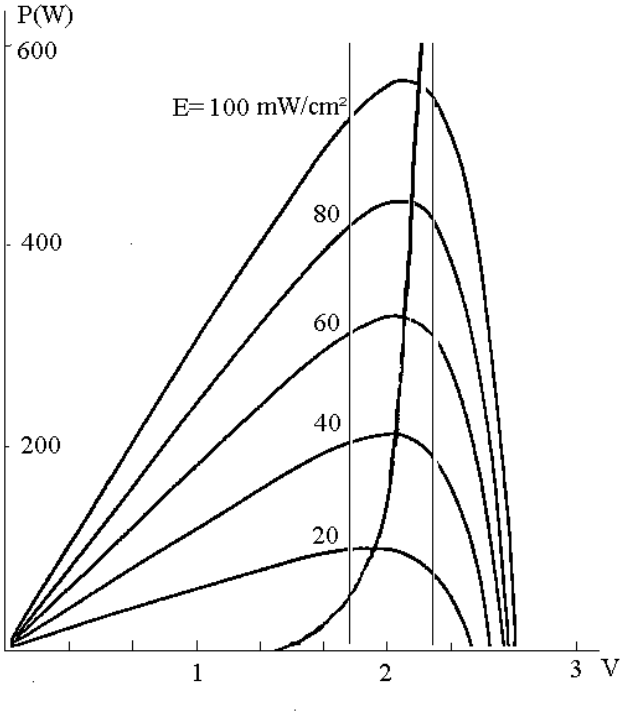

Figure 30 : Puissance extraite d'un module photovoltaïque de 4 cellules chargé sur une cellule électrolytique en fonction de l'éclairement

Pour un système avec moteur couplé à une charge mécanique

- le courant sera directement fonction du couple résistant
- la tension sera directement fonction de la vitesse de rotation du moteur

Par conséquent, pour obtenir une bonne adaptation en couplage direct, trois conditions devront être satisfaites :

- un faible couple résistant au démarrage
- une augmentation de couple lente aux faibles vitesses
- une courbe C = f(ω) la plus verticale possible dans la zone de fonctionnement

2.1.2 Les moteurs à courant continu

Quatre types de moteurs à courant continu peuvent être envisagés : le moteur à excitation séparée, le moteur à aimant permanent, le moteur série, le moteur shunt et le moteur avec variateur électronique. Le moteur à excitation séparée ne présente pas d'intérêt pour le solaire, sachant qu'il n'est pas

[13] A titre d'exercice, on calculera la puissance crête de modules PV nécessaires sous nos latitudes pour alimenter en une journée ensoleillée un véhicule électrique à pile à combustible fonctionnant avec un stockage hydrogène comprimé sous 400 bars qui parcourt 100 km.

possible d'obtenir une bonne adaptation à tous les niveaux de flux solaire entre les modules utilisés pour l'excitation et l'inducteur.
On démontre que le couplage direct ne se fait dans de bonnes conditions que pour deux types de moteurs à courant continu : le moteur à aimant permanent, et le moteur série.
La valeur du courant est déterminée pour chaque valeur du couple résistant et la valeur de la tension pour chaque valeur de la vitesse.
Il est donc possible de faire correspondre à chaque valeur de la vitesse de rotation N de l'ensemble moteur-charge, un couple de valeur (Im,Vm) qui caractérise cet ensemble indépendamment du type de générateur.

Le point de fonctionnement sous un flux lumineux donné sera alors obtenu par l'intersection de la courbe I = g (V) de l'ensemble moteur-charge et de la courbe I = f (V) du générateur photovoltaïque.

La courbe de fonctionnement **d'un groupe de pompage à aimants permanents actionnant une pompe centrifuge** est donnée Figure 31. Si le flux solaire varie, le point de fonctionnement se déplace le long de la courbe en T-U-V., qui suit assez bien le point de puissance maximale du champ de modules.

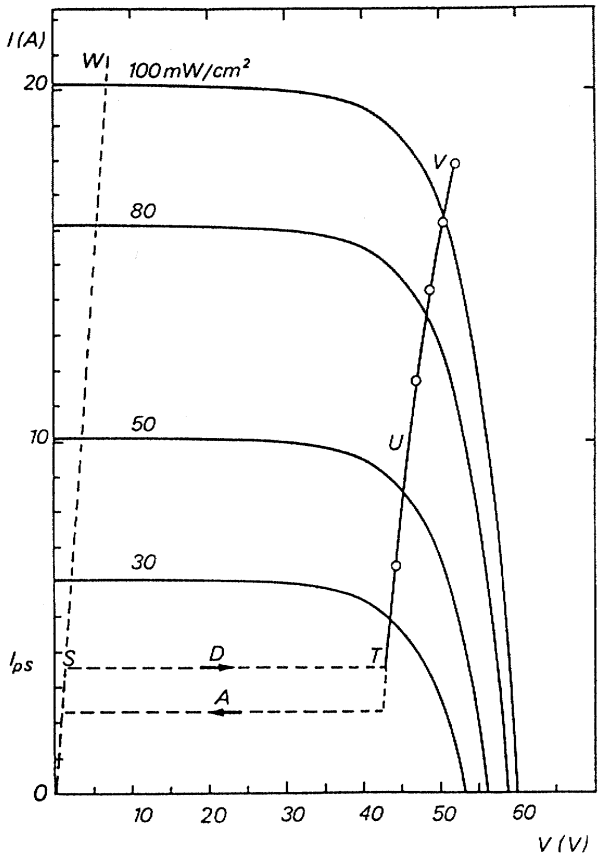

Figure 31 : Fonctionnement en couplage direct d'un grouper autonome de pompage de l'eau d'une puissance de 900 W (moteur aimant permanent et pompe centrifuge)

Au démarrage, on sait que les moteurs à courant continu alimentés par une source de tension (donc un courant théoriquement illimité) nécessitent que le courant soit limité par la présence d'un condensateur. Dans le cas du couplage direct, cette limitation est automatiquement réalisée car l'impédance du moteur étant très faible au démarrage, le générateur est utilisé dans la partie de la caractéristique où le courant est fixé par le flux lumineux. En effet, si le moteur ne tourne pas, il

n'existe alors aucune f.c.e.m. et le panneau est fermé sur une impédance très faible qui a la valeur de la résistance d'induit (droite O-S-W).

Au point S le courant dans l'induit est tel que le couple de démarrage est atteint et que le moteur commence à produire une f.c.e.m. proportionelle à sa vitesse de rotation. Le point T est atteint et le fonctionnement se fait le long de T-U-V en fonction des valeurs du flux lumineux.
Aucune procédure spéciale de démarrage ou d'arrêt n'a été rendue nécessaire. Le système est complètement autonome et ne nécessite aucune commande électronique à la fiabilité douteuse.

C'est le moteur à aimants permanents qui démarre le mieux en couplage direct. Ceci provient du fait que dans le cas du moteur série, une partie du courant est utilisée pour générer le champ magnétique et ne peut participer au couple de démarrage. Quant au moteur shunt, il ne peut démarrer qu'à flux solaires élevés, l'inducteur étant de résistance beaucoup plus élevée que l'induit, ne reçoit que peu de courant et ne peut donc créer un champ magnétique suffisant.

Les conditions de bonne adaptation entre la courbe moteur-charge et la caractéristique I(V) d'un panneau solaire sont les suivantes:

- faible couple résistant au démarrage (les pompes centrifuges dont le couple croît avec le carré de la vitesse seront donc bien adaptées).
- impédance dynamique (dV/dI) la plus faible possible de sorte que la courbe de fonctionnement soit la plus verticale possible.

2.1.3 Pompage solaire

2.1.3.1 Des pompes solaires africaines...

Deux cent cinquante pompes solaires ont été installées au Mali entre 1977 et 1993. Le pompage solaire sur forage, même en Afrique, est d'une fiabilité exceptionnelle, avec un MTBF (mean time between failure) de l'ordre de 6 000 h (2.5 années, compte tenu du taux d'utilisation). En comparaison une pompe à moteur thermique a un MTBF de 1500 h, doit se vidanger toutes les 200h, et consomme du carburant pas toujours disponible...
Or, J. Billerey de l'entreprise Vergnet faisait très justement remarquer, dans un document de synthèse (*Le pompage photovoltaïque, 13 années d'expérience et de savoir faire au Mali, AFME 1991*), que cette excellente fiabilité des pompes solaires est - de façon assez perverse - un handicap pour la gestion de la maintenance:

- seul un nombre d'équipements élevé peut justifier le maintien d'une équipe de maintenance dans une région donnée (au moins 500 par équipe).
- la faible fréquence des interventions (une fois tous les 18 mois) ne peut garantir l'efficacité de la formation des réparateurs locaux.
- les pièces détachées, les sous-ensembles et leur acheminement continuent de coûter très cher.

2.1.3.2 ...aux barrages hydroélectriques.

Les très grands systèmes de stockage opérationnels à l'heure actuelle sont les réserves des barrages hydrauliques. Pour augmenter la capacité des installations, il a été proposé d'installer des champs de modules photovoltaïques flottants (profitant de l'albedo naturelle de l'eau) actionnant des pompes qui turbinent de l'eau d'un lac inférieur à un lac supérieur pendant les périodes creuses de la consommation. A titre d'exercice, nous pouvons calculer l'énergie qui pourrait être stockée par 100 ha de panneaux solaires fonctionnant à pleine puissance 2000 h /an et ce que cela représenterait comme masse d'eau turbinée.

$$1\text{kW}/\text{m}^2 \times 0.10 \times 10^6\ \text{m}^2 \times 2000\text{h} = 2\ 10^8\ \text{kWh} = 7.2\ 10^{14}\ \text{J}.$$

Energie potentielle équivalente (Ep = mgz): 72 10^9 kg élevés à 1000 m d'altitude, soit l'équivalent d'un lac de 100 ha de superficie et de 72 m de profondeur.
Ces ordres de grandeur valident le concept: bien que l'énergie potentielle de gravité ait sur la planète terre une faible densité (10 Joule / kg.m), une surface de panneaux égale à celle d'un lac permet en un an d'élever son contenu de 1000 m d'altitude, produisant une énergie de 200 GWh, soit environ 0.05 % de la consommation française d'électricité (400 TWh en 2001).

3 Adaptation de la charge

L'utilisation d'un adaptateur de charge ou adaptateur d'impédance peut s'avérer utile lorsque la charge à alimenter présente une mauvaise adaptation.

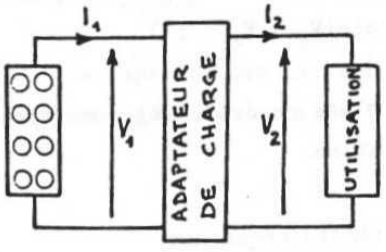

Figure 32 : Addition d'un adaptateur de charge

3.1.1 Principe

Un convertisseur CC-CC fait fonctionner les panneaux à leur point de puissance optimale quels que soient l'ensoleillement et la charge pour délivrer cette puissance à l'utilisation. Le convertisseur CC-CC travaille à tension d'entrée pratiquement constante ($V = V_{opt}$) alors que la tension de sortie est fonction de la caractéristique de charge.

3.1.2 Différents types d'adaptateurs

L'adaptateur de charge est un hacheur électronique qui permet soit d'abaisser la tension (hacheur dévolteur) soit de l'élever (hacheur survolteur)

3.1.3 Caractéristiques de fonctionnement

Si on considère la puissance consommée par l'adaptateur négligeable par rapport à la puissance transférée on peut écrire :

$$P_{entrée} = P_{sortie}\ ,\ \text{soit}\quad P_e = I_1V_1 = I_2V_2 = P_s$$

2 cas peuvent se présenter :

- La caractéristique I(V) de la charge se trouve à gauche de la courbe de puissance maximum des panneaux solaires (courbe A). On utilisera donc un adaptateur dévolteur ($V_2 < V_1$ et $I_2 > I_1$)

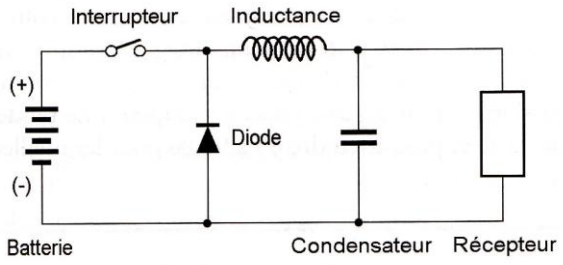

Figure 33 : Principe du convertisseur CC/ CC dévolteur

- La caractéristique I(V) de la charge se trouve à droite de la courbe de puissance maximum des panneaux solaires (courbe B). On utilisera donc un adaptateur survolteur ($V'_2 > V_1$ et $I_1 < I'_2$).

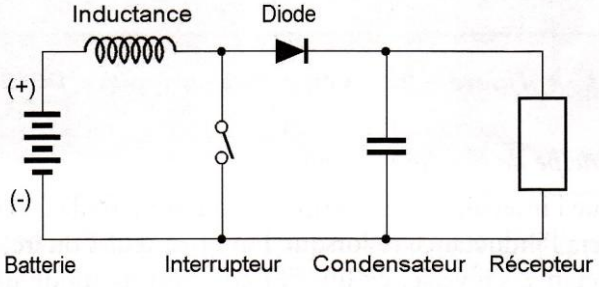

Figure 34 : Principe du convertisseur CC/ CC survolteur

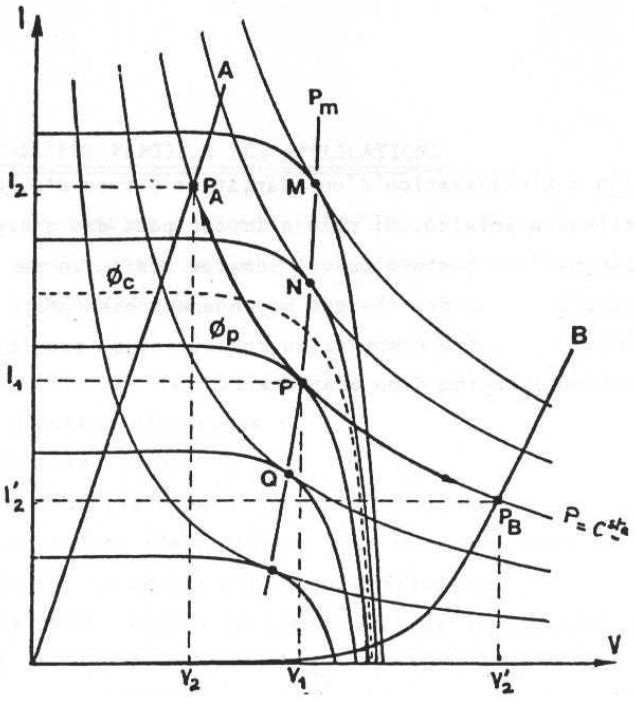

Figure 35 : Caractéristique de fonctionnement de différents adaptateurs de charge

3.1.4 Conditions à remplir par l'adaptateur

Le groupement de modules doit fonctionner au voisinage du point de puissance maximale quel que soit le flux lumineux et la température.

L'adaptateur doit être autonome (pas de batterie propre à l'adaptateur)

La puissance consommée par l'adaptateur doit être le plus faible possible ($\eta > 90$ %)

Sa fiabilité doit être importante.

L'adaptateur permet d'augmenter le rendement d'une installation solaire. S'il s'impose pour des charges présentant une mauvaise "réponse" en photovoltaïque (charge résistive par exemple), il peut s'avérer superflu pour des charges moyennement bien adaptées. Le surplus d'énergie récupérée est à comparer au surcoût et au problème de fiabilité qu'entraîne l'utilisation d'un adaptateur.

Centrales photovoltaïques

Une centrale photovoltaïque de 1 MW représente une surface de captage de 8 000 à 20 000 m^2 suivant la technologie des modules utilisés. Selon la disposition des modules cela peut représenter, une occupation de surface au sol qui varie de 15 000 m^2 à 40 000 m^2. Cet aspect d'utilisation de l'espace est un élément déterminant d'un projet.

1 Analyse typologique

On peut distinguer trois façons de réaliser les grandes surfaces de modules photovoltaïques qui sont nécessaires au captage de l'énergie solaire.

1.1 Les centrales au sol

Dans ce type de construction, une structure ad hoc sert à orienter et à fixer les modules dans une direction optimale par rapport au soleil. En Italie, plusieurs centrales de ce type existent, dépassant 1 MWc. Dans les PED, c'est surtout le Sénégal qui apparaît comme le champion de centrales alimentant un village isolé, une usine de dessalement, etc. En Californie des centrales de plusieurs MW ont été construites, certaines avec des systèmes de poursuite de la trajectoire du soleil ; ce qui se justifie par la plus grande proportion de rayonnement direct dans ces régions. A cause des problèmes d'ombres portées, le besoin de surface au sol représente en Europe occidentale, environ 3 fois la surface de captage pour des sheds et 4 fois avec des systèmes de suivi (sun-tracking) (cf Figure 36).

1.2 Les centrales rapportées sur des bâtiments

Lorsque l'orientation et l'inclinaison sont favorables, il est possible d'utiliser des structures construites comme supports pour les éléments photovoltaïques. On réalise de la sorte une économie appréciable de terrain, mais aussi de coût de construction pour les fondations et les structures elles-mêmes.

1.3 Les centrales intégrées aux bâtiments

Sur des bâtiments nouveaux, ou à l'occasion de restauration de façades et de toitures, il est possible de remplacer les éléments qui servent d'enveloppe au bâtiment par des éléments photovoltaïques. En plus des avantages du cas précédent, on obtient une meilleure intégration visuelle et l'on économise le coût des éléments de toiture traditionnels.

1.3.1 Critères d'intégration

La disposition des modules photovoltaïques fixés ou intégrés à l'enveloppe d'un bâtiment n'est pas toujours optimale par rapport aux critères de captage du rayonnement solaire. Dans la mesure du possible on choisira les meilleurs emplacements et l'on tiendra compte dans une première évaluation des coefficients d'utilisation de surface et des coefficients de captage solaire approximatifs selon les schémas suivants.

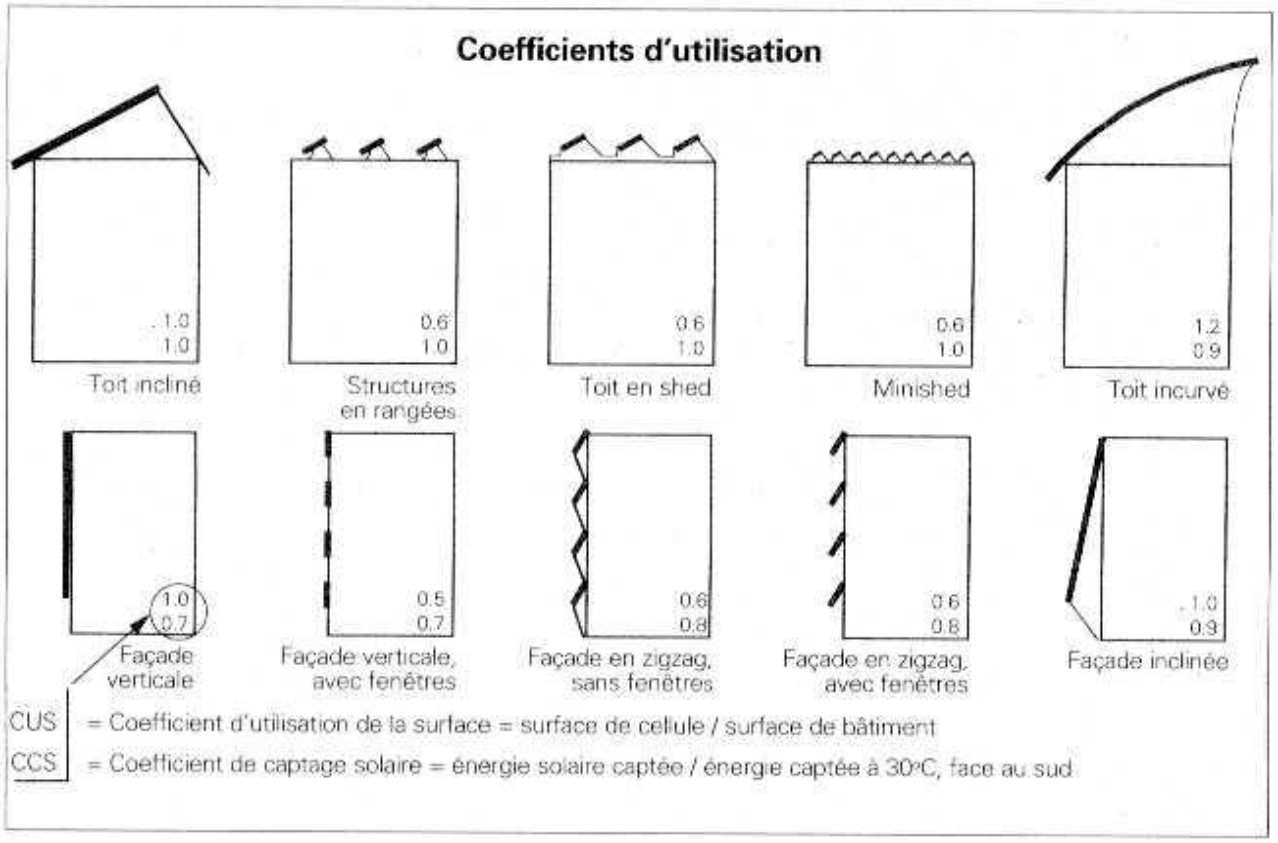

Figure 36 : Coefficients d'utilisation de surface

1.3.2 Analyse économique de l'intégration

1.3.2.1 Eléments de structure

Le coût des structures de support des éléments photovoltaïques représente une fraction de l'ordre de 10 à 20% du coût total de l'installation.

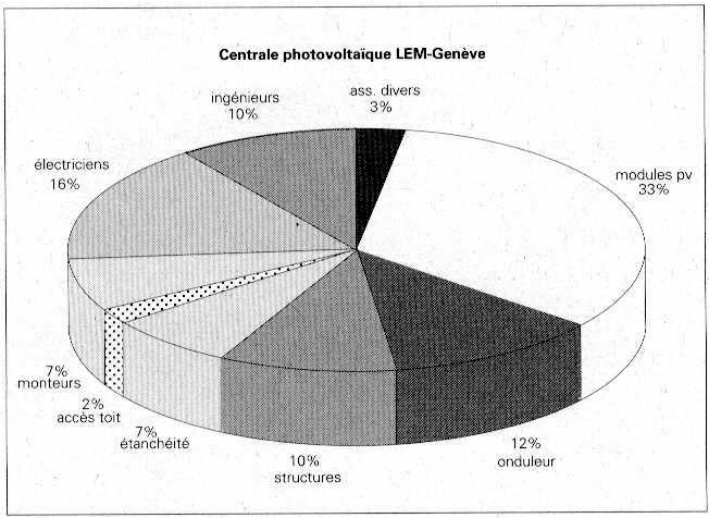

Figure 37 : Exemple de répartition des coûts d'une centrale rapportée au bâti (LEM-Genève 1997)

La centrale photovoltaïque du LEM à Genève, prise comme exemple, consiste en un champ de 88 modules de 110 W disposés de façon conventionnelle sur une toiture plate. La part du coût associée à la structure est dans ce cas de 19%, dont une bonne partie pourrait être économisée en utilisant la structure d'un bâtiment comme élément porteur.

1.3.2.2 Effet de substitution

Lorsque les modules photovoltaïques sont conçus de façon à remplacer les matériaux qui servent d'enveloppe au bâtiment, il est logique de déduire du coût de la centrale photovoltaïque le coût des matériaux auxquels ils ont été substitués. En ce qui concerne la substitution en façade, l'un des plus importants constructeurs de façades en Suisse, fournissait les indications suivantes en 1997: façade métallique y compris fenêtres et pare-soleil : 800 €/m^2 ; façade métallique avec modules PV intégrés: 1 000 €/m^2.

Quant à la Maison ZEN de Montagnole construite en 2007, le coût de 100 € /m² des ardoises d'Angers posées est à comparer au coût de modules en couches minces au CIS à 200 € /m² !

1.3.2.3 Synergie de fonctions

Par sa disposition en façade ou en toiture, l'élément photovoltaïque peut également jouer un rôle dans le contrôle de l'éclairage et du climat intérieur du bâtiment : les éléments peuvent être translucides et participer à l'éclairement des locaux. Ils peuvent être disposés en brise-soleil. Ils peuvent être mobiles et contrôler la pénétration des rayons solaires.

1.3.3 Potentiel des surfaces de toitures disponibles

	Potentiel	solaire (km^2)				Potentiel	solaire
Pays	kWh/m²a	Maison	Bureaux	Industrie	Total	m² /hab	Wp/hab
Autriche	1 200	50	15	13	**78**	10	997
Belgique	1 000	43	20	14	**77**	8	772
Danemark	1 000	34	11	6	**51**	10	988
Finlande	900	45	11	8	**64**	13	1 283
France	1 200	362	122	85	**569**	10	992
Allemagne	1 000	532	214	242	**988**	12	1 227
Grèce	1 500	64	11	6	**81**	8	791
Islande	800	2	1	0	**3**	11	1 149
Irlande	1 000	16	5	4	**25**	7	714
Italie	1 300	336	120	86	**542**	9	937
Luxemburg	1 000	2	1	1	**4**	10	1 020
Pays-Bas	1 000	63	30	21	**114**	7	750
Norvège	900	34	10	8	**52**	12	1 210
Portugal	1 700	54	11	11	**76**	8	775
Espagne	1 600	145	60	51	**256**	7	654
Suède	900	78	20	13	**111**	13	1 276
Suisse	1 200	42	18	12	**72**	10	1 043
GB	1 000	248	123	96	**467**	8	808
Europe	**1122**	**2 150**	**803**	**677**	**3 630**	**10**	**956**

Tableau 6 : Potentiel de surface en toiture en Europe. *(Source: "Photovoltaïcs in 2010", EC-DG XVII, EPIA-ALTENER, Avril 1996)*

Les surfaces de terrain propre à construire des centrales solaires en campagne et en montagne sont considérables, mais une telle multiplication d'installations porterait vite atteinte aux paysages et ne serait sans doute pas tolérée.

L'utilisation de l'environnement construit, par contre, ne soulèvera aucune objection et ne suppose aucune modification de nos comportements habituels.

L'intégration du solaire et du PV en particulier dans le bâtiment dispose d'un potentiel de surfaces énorme en Europe. L'estimation des surfaces potentiellement disponibles est donnée sur le Tableau 6.

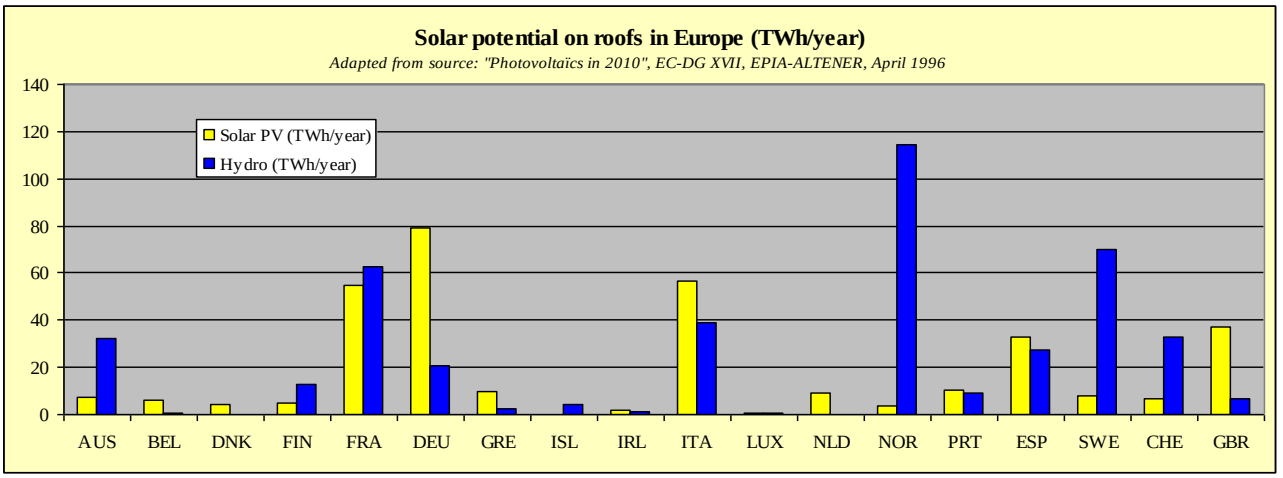

Tableau 7 : Potentiel des toitures existantes équipées de photovoltaïque dans 18 pays d'Europe en TWh /an comparé à la grande hydraulique actuelle (source : " PV in 2010, EC-DG XVII ; EPIA-ALTENER, Avril 96 ")

La surface potentielle (totale construite) en France représente plus de 2 500 km^2. L'utilisation de 25 % de cette surface permettrait d'installer pour 56 GW de centrales photovoltaïques produisant environ 56 TWh/an soit 12 % de la consommation actuelle d'électricité.

2 Centrales au sol

2.1 Modules recommandés pour centrales au sol

Les critères de choix des modules ne vont évidemment pas avoir la même importance en fonction du coût du foncier, du pays dans lequel on se trouve, et donc du gisement disponible, et des conditions de vente de l'électricité photovoltaïque. Cependant, pour optimiser la rentabilité de l'investissement, deux critères de choix se dégagent :

2.1.1 Faible coût

Compte tenu de tarif d'achat souvent moins avantageux pour des installations au sol, la question du coût devient prépondérante. Ainsi, tous les fabricants de modules les moins chers peuvent être envisagés pour équiper une centrale au sol. Le premier d'entre eux est First Solar, qui en plus de produire les modules (CdTe) les moins chers du monde (coût de production usine : 0,75 $/Wc), atteint maintenant des rendements de conversion moyens de 11,5%. La technologie amorphe est

également envisageable mais compte tenu des coûts du BOS[14], un seuil de rendement de 10% doit être atteint pour espérer être compétitif avec les autres technologies. Avec l'arrivée de fabricants chinois sur le marché, le silicium cristallin n'est bien sûr pas en reste. Il est même largement dominant.

2.1.2 Haut rendement

La stratégie opposée à celle du bas coût et celle des modules au silicium monocristallin à très haut rendement (VHEc-Si). L'objectif est ici de réduire au maximum la part relative du BOS lié à la surface. Ainsi, les produits de SunPower (modules à 18%) sont très bien adaptés à cette logique. Pour un système de tracking, cette solution sera bien souvent la plus économique étant donné le coût au m² d'un système de tracking.

2.1.3 Volumes, performances, prix de vente et coût du kWh[15]

La figure ci-dessous montre sur une échelle Log/Log, l'évolution historique du prix des modules de puissance en monnaie constante, en fonction du volume des ventes cumulées. En faisant certaines hypothèses, le comportement passé permet d'élaborer les tendances du futur.

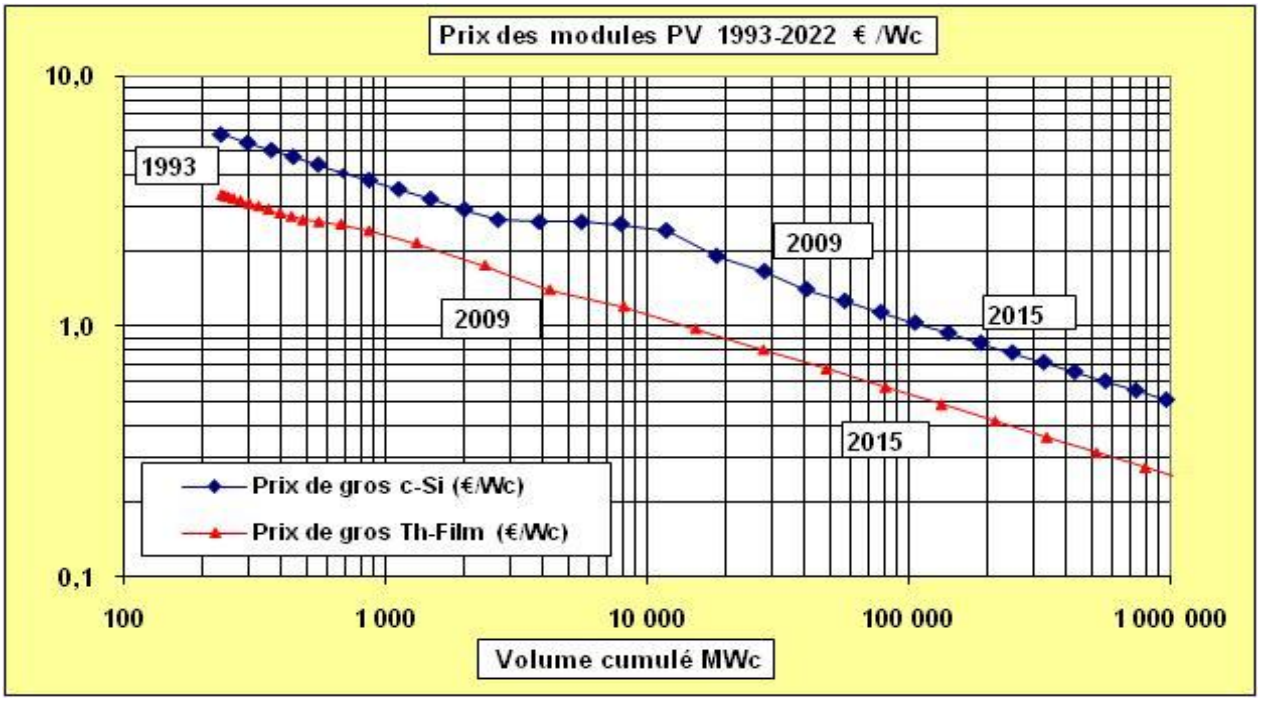

Figure 38 : courbe d'apprentissage constatée et prévisible du solaire photovoltaïque mondial

La formule classique est utilisée: Ln (P_1/P_0)= (Ln a/ Ln 2). Ln (V_0 /V_1) où a est le coefficient d'apprentissage, P le prix de vente unitaire et **V le volume des ventes cumulées**. Dans l'industrie électronique, le coefficient d'apprentissage est égal à 0.79; nous avons ici utilisé un coefficient d'apprentissage de 0.82 avec au-delà de 2010 un scénario raisonnablement optimiste qui résulte de politiques volontaires et qui donne lieu à une croissance pondérée de 35 % par an. A proprement parler, la théorie de la courbe d'apprentissage s'applique à la productivité du travail humain, tout au plus à l'évaluation des coûts directs. Il faut donc rester prudent dans son usage pour prédire des

[14] Balance of System (tout sauf les modules)
[15] Valeurs relevées en France au 4eme trim 2011

évolutions de prix: elle ne prend pas en considération les variations du coût de l'énergie auxquelles cette industrie est très sensible, les périodes de récession entraînant la guerre des prix, ni les profits à regagner; elle ignore l'implantation de nouvelles technologies (en particulier elle ne dit rien sur les effets perturbateurs que provoquent l'entrée en production de nouvelles usines aux capacités de plus en plus gigantesques.

La saturation de la baisse des coûts pendant la période 2003-2007 correspond à une demande croissante confrontée à une offre en silicium limitée (la fameuse « crise du silicium » qui a duré 4 ans). Elle a permis aux acteurs des modules en films minces de faire une percée sur le marché.

Le parallélisme des deux courbes prouve que les technologies en silicium cristallin et en films minces ont à peu près le même coefficient d'apprentissage, mais que les premières ont un coût intrinsèque beaucoup plus élevé (cf le cours sur les modules où l'on montre qu'il y a 40 étapes dans la production des modules en silicium cristallin contre 13 pour les modules en films minces). Typiquement, si les volumes cumulés étaient égaux, il y aurait un écart de 0.9 € /Wc en 2010.

- **Modules au Si mono et multi cristallin**
  - volume produit en 2010 : 24 000 MWc
  - cumul installé en 2011 : 51 000 MWc
  - 12 -18% de rendement au niveau module
  - Prix de vente : 1,0 à 1,6 €/Wc (120 - 290 € /m²),
  - 2 à 10 ans de garantie produit
  - 20- 25 ans de garantie des performances électriques.
  - Coût typique système installé connecté réseau < 36 kVA : 2.0 – 3.0 € /Wc
  - 0.12 - 0.18 € / kWh réseaux distribués (< 1 500 h /an)
  - 0.10 - 0.15 € / kWh centrales solaires (> 1 500 h /an)
- **Modules films minces (a-Si:H, CdTe, CIGS)**
  - volume produit en 2010 : 3 000 MWc
  - cumul installé en 2011 : 7 000 MWc
  - 6-12% rendement d'ouverture
  - Prix de vente : 0,8 à 1,4 €/Wc (50 - 170 €/m²), compétitif avec le remplacement des tuiles
  - 2 à 5 ans de garantie produit
  - 15-25 ans de garantie des performances électriques
  - Coût typique système installé connecté réseau < 36 kVA : 2.0 – 4.0 € /Wc
  - 0.12 - 0.24 € / kWh réseaux distribués (< 1 500 h /an)
  - 0.10 - 0.20 € / kWh centrales solaires (> 1 500 h /an)

Ainsi, et contrairement à une idée répandue, l'industrie photovoltaïque aura atteint des coûts de systèmes permettant la « parité réseau » en France dès 2011 si les marges des intermédiaires n'étaient pas tirées vers le haut par des tarifs d'achat que nous jugeons encore beaucoup trop élevés.

2.2 Structures

Les centrales photovoltaïques au sol sont, dans la mesure du possible, composées d'éléments pré-montés qui sont assemblés sur place. Les modules sont fixés par groupes de 4 à 8 sur des cadres ou des profilés qui sont ensuite posés sur les structures qui assurent la fixation et la bonne orientation des modules. Les structures doivent supporter la charge statique du poids des modules et, selon l'inclinaison une surcharge de neige ou de glace. En outre, elles doivent résister aux forces du vent qui peuvent être considérables en fonction de la disposition et de la grandeur des surfaces inclinées souvent très exposées.

Le seul document existant actuellement est la norme qui est applicable aux constructions et fournit une base de calcul relative à la charge statique du vent, avec quelques indications concernant les effets dynamiques. Une étude aérodynamique complète ou des essais en soufflerie ne sont envisageables que pour de très grandes unités. Les modules, avec cadre sont généralement fixés par boulonnage, ceux sans cadres sont fixés par des profils ad hoc ou collés, ou fixés par boulons traversants.

2.3 Câblage

Pour faciliter le câblage et minimiser les effets d'ombrage, la surface de captage est généralement répartie en rangées parallèles est-ouest sur la largeur du terrain disponible. Le câblage des rangées suivra naturellement les structures jusqu'aux coffrets de raccordement. Les liaisons entre rangées et jusqu'aux onduleurs se font en caniveau.

2.4 Facteurs clés de succès des centrales au sol[16]

2.4.1 La région

Le choix de la région d'emplacement est bien évidemment l'un des facteurs les plus importants pour assurer la rentabilité d'un projet de centrale photovoltaïque au sol. C'est entre autres pour cela que l'Espagne a connu un développement très rapide sur ce segment. Mais bien sûr, le choix de la région ne peut pas être indépendant du tarif d'achat ou autre système incitatif. Il y a donc des compromis à faire au sein d'un pays et au sein d'une région géographique.

2.4.2 Le foncier

Outre le choix d'une localisation dont l'irradiation est maximale, le choix du foncier est primordial sur deux aspects : il va déterminer les technologies à mettre à œuvre, car c'est la variable coût du foncier qui va déterminer ce choix. En premier lieu, il va définir la technologie la plus adaptée. A titre d'exemple, pour une situation donnée, le graphique ci-dessous nous montre quelle peut-être l'influence du coût du foncier sur le coût au Wc total par type de technologie.

[16] Les données de coûts et de prix de ce chapitre datent de mi-2010

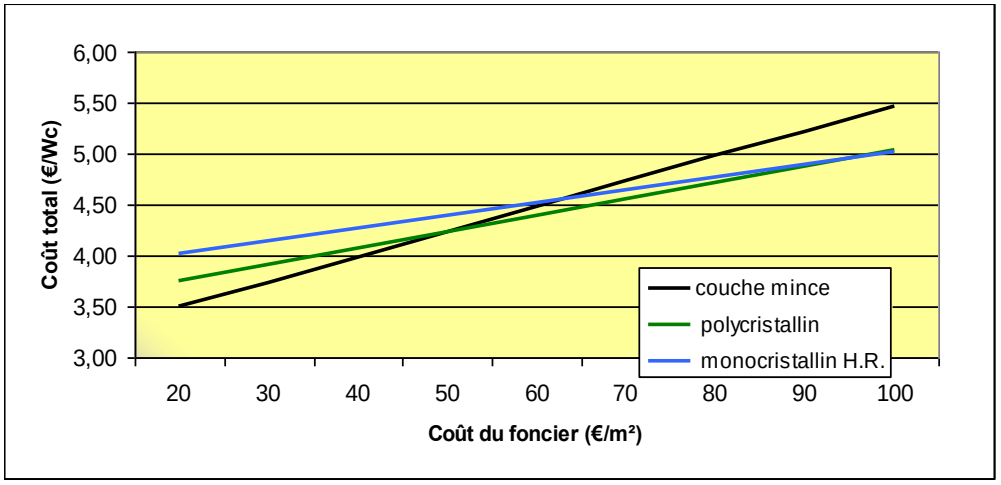

Figure 39 : Influence du coût du foncier sur le coût total installé pour trois technologies

Bernard Souyri, a organisé en 2006, une visite à Freiburg autour des énergies renouvelables et de l'application du développement durable. La Région solaire et écologique de Freiburg est en effet devenu un lieu de visite international de plus en plus prisé. Les étudiants du Master VERDEC ont visité le stade de foot-ball Badenova dont la toiture, couverte de 230 kW de photopiles (2 000 modules Siemens de 110 W et 75 onduleurs ASP), produit environ 230 MWh/an pour une surface de toiture occupée de 3 300 m². La présence au loin sur la colline, dans l'axe du stade, d'éoliennes de 1.8 MWc produisant chacune 4 000 MWh/an et n'occupant que 4 000 m² au sol, leur a fait apprécier l'impact de la surface au sol requise pour l'une et l'autre technologie : 69 kWh/m².an pour le PV et 1 000 kWh/m².an pour l'éolien, soit 15 fois moins. Ce qui leur a permis de comprendre ainsi pourquoi le PV doit être installé sur les structures et les toitures existantes. Ils ont aussi pu apprécier les différences de coût du matériel installé : 6 000 €/kWc pour le PV et 900 €/kWc pour l'éolien. Avec des productibles de 1 000 h/an pour le PV et de 2 250 h/an pour l'éolien, un entretien de 0.5 %/an pour le PV et de 2.5 %/an pour l'éolien, on obtient des coûts de revient actualisé sur vingt ans de 0.49 €/kWh pour le PV et de 0.04 €/kWh pour l'éolien.

Figure 40 : Système de suivi SAG (modules SunPower) à Freiburg

Puis ils ont visité la centrale photovoltaïque la plus compacte au monde installée par SAG au bord de l'autoroute, comportant un système de 10 kW avec suivi azimutal et équatorial. L'ensemble rotatif supporte 12 modules géants de 5 m² (800 Wc chacun avec 288 cellules record de SunPower). L'ensemble a une surface de 65 m² et occupe une surface au sol d'environ 130 m². Le productible annuel sans suivi est de 10 000 kWh (soit 150 kWh/m²) et avec suivi, il est estimé à 12 500 kWh (soit seulement 95 kWh/m²) mais produit sur 20 ans 50 000 kWh supplémentaires.

On voit donc bien que le coût du foncier aura une influence sur le choix d'un système de suivi (1 axe ou 2 axes) dans le sens ou ces techniques vont réduire le CUS (Coefficient d'Utilisation de la Surface) qui est le ratio entre la surface des modules et la surface au sol. Ainsi, plus le foncier coûtera cher, plus son utilisation devra être optimisée.

2.4.3 L'usage

Il faut éviter au maximum de choisir un terrain susceptible de provoquer des conflits d'usage avec l'agriculture notamment ou avec la construction. La mise en œuvre de centrales au sol ne doit pas se faire au détriment de l'image très positive du solaire photovoltaïque qu'a pour l'instant en France la population.

2.5 Choix de la technologie : fixe ou « tracker »

Comme abordé précédemment, le choix d'un système fixe ou d'un système de tracking ne peut se faire sans prendre en considération le coût du foncier ainsi que la technologie de module employée.

Nous présentons ci-après les différents types de tracking, le matériel actuellement disponible sur le marché et les avantages et inconvénients de ces techniques.

2.5.1 Suivi équatorial

L'orientation du panneau est fixe. Seule varie l'inclinaison par rapport à l'horizontale, de sorte qu'elle soit égale à 90-h, où h est la hauteur du soleil. Dans le sud de la France, à midi, au solstice d'été, le panneau sera incliné à 20°, alors qu'au solstice d'hiver, son inclinaison sera proche de 70°.

2.5.2 Suivi azimutal

L'inclinaison du panneau est fixe. L'orientation du panneau suit l'azimut du soleil, il sera tourné vers l'Est au lever du soleil, vers le Sud à midi, et vers l'Ouest à son coucher. Il correspond au schéma B de la Figure 41.

2.5.3 Suivi deux axes

Dans ce type de suivi, l'orientation et l'inclinaison du panneau varient. Les rayons du soleil sont toujours à la verticale des modules. Il correspond au schéma A de la Figure 41.

2.5.4 Autres types de suivi

Il existe d'autres types de suivi se rapprochant un peu plus du suivi azimutal : le module est ou à l'horizontale (D) ou incliné de façon optimale selon un axe Nord-Sud (C).

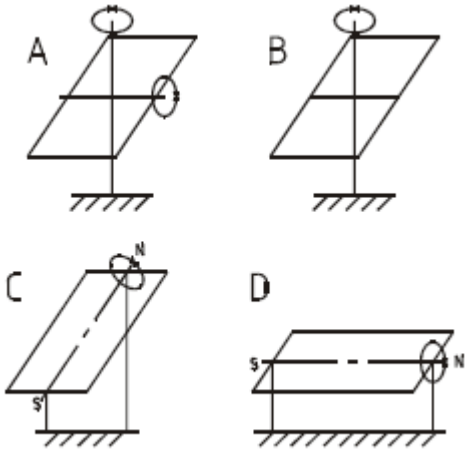

Figure 41 : Différents types de suivi (Mohring et al., ZSW)

2.5.5 Fabricants de systèmes de suivi

Les fabricants de système de suivi sont nombreux mais on notera que parmi tous ces acteurs le leader est Conergy avec ses filiales Epuron et Suntechnics. SunPower Corp. est aussi un acteur connu dans le domaine. Deux facteurs peuvent expliquer cet engouement sur ce secteur de marché : de grands projets, spécialement en Espagne, mais aussi dans d'autres régions du monde comme la Californie ou d'autres états américains, ainsi que l'arrivée sur le marché de nombreux produits asiatiques, technologiquement avancés et peu coûteux. Les systèmes de suivi présentés ne sont pas les seuls et le mot final reste encore à dire sur ce sujet. En témoigne, l'ingénieux système SolarOptimus de Conergy.

La plupart des systèmes sur le marché sont de type 2 axes, azimutal, ou autres du genre C ou D. Le suivi purement équatorial est rare, car le gain qu'il apporte, est, nous le verrons, plutôt faible, ou parfois négatif.

Notons que les systèmes de suivi uni-axiaux sont plus simples, ont un meilleur comportement par rapport au vent et permettent de mouvoir de larges surfaces avec une structure mécanique simple.

Certains fabricants proposent le système de suivi et la structure (Inspira, système SOLFOCUS), tandis que d'autres rajoutent l'implantation au sol. Les prix sont dans l'ensemble assez homogènes, (1 €/Wc) mis à part le prix de 5 €/W de Soltec qui comprend le prix des modules. Sous la dénomination « 1 axe », il s'agit principalement de suivi azimutal ou de variantes de type C ou D.

Ci-après quelques illustrations de système de tracking montrant bien la grande diversité existant dans ce domaine :

Figure 42 : Système SolarOptimus de Conergy

Figure 43 : Systèmes de suivi T20 et Powerlight de SunPower Corp.

2.5.6 Gain apporté par un système de suivi

Afin de cerner le potentiel des différents systèmes de suivi, nous avons effectué des simulations sous Archelios sans tenir compte dans un premier temps des ombrages mutuels entre modules, afin de déterminer le surplus de gisement solaire théorique qu'il est possible d'obtenir grâce à des systèmes de suivi.

Les données météo utilisées sont celles de Marseille.

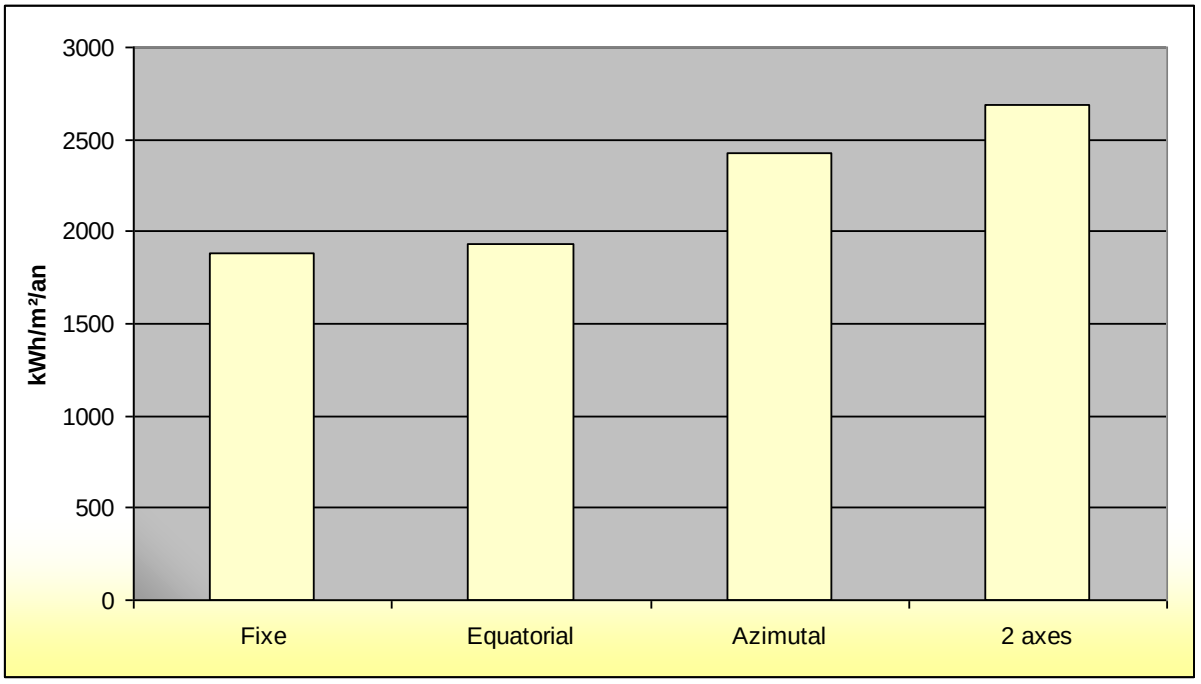

Figure 44 : Irradiation globale simulée par Archelios pour Marseille comparée à un système fixe à l'inclinaison optimale (35°)

Ces résultats très encourageants (+38% pour un système de suivi à deux axes, et 29% pour un suivi azimutal) sont à prendre avec précautions, et doivent être comparés à des mesures.

Dans ce sens, une étude allemande[17] a été réalisée afin d'estimer les surplus de production liés au suivi. En voici les principales conclusions.

Un modèle de gisement a été élaboré et validé par sur la plateforme de tests du ZSW. Ce modèle a ensuite été appliqué à deux sites (Widderstall en Allemagne et Monte Aquilone en Italie).

En Europe du sud, un suivi azimutal permettrait ainsi de gagner 30% et un suivi 2 axes permet d'espérer un gain de 34%.

	mean annual radiation gain Central Europe	mean annual radiation gain South Europe
Fix, optimum tilt angle	0%	0%
Horizontal N-S axis	11.5%	17.4%
30° tilt axis	22.9%	29.8%
Vertical axis, module tilt 50°	23.1%	29.6%
Biaxial tracking	27.2%	34.0%

Tableau 8: Gain en irradiation globale en Europe centrale et en Europe du Sud

La différence entre la simulation Archelios et les résultats de cette étude s'explique par le fait que le gain obtenu au moyen d'un système de suivi est très dépendant de la répartition direct/diffus et donc des données météo utilisées[18].

[17]"Energy Yield of PV tracking systems – claims and reality", 21st EPVSEC, 2006, Dresden, Germany

La figure suivante est intéressante car elle permet de faire le lien entre les conditions locales d'ensoleillement et le gain apporté par un système de suivi deux axes. Elle est issue de simulations utilisant les données météorologiques de 30 stations aux Etats-Unis. La lecture de cette figure laisse à penser qu'un système de suivi situé dans le Sud de la France offre un gain compris entre 32 et 35% par rapport à une inclinaison fixe égale à la latitude[19] .

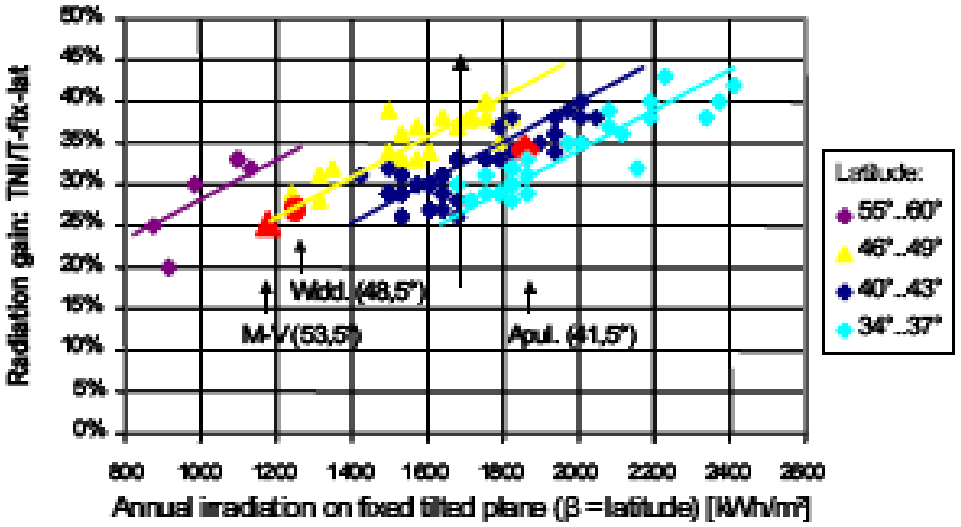

Figure 45 : Gain annuel d'irradiation pour un suivi deux axes pour différentes latitudes

2.5.7 Inconvénients

2.5.7.1 Occupation au sol

Ces résultats ne tiennent pas compte des ombrages mutuels entre panneaux et sont donc optimistes. La figure suivante montre l'influence qu'a l'espacement des modules (ou le Ground Cover Ratio, équivalent du CUS exposé plus haut) sur les performances de différents systèmes de suivi. Les calculs ont été faits pour Widderstall en Allemagne.

[18] Le modèle amélioré du diffus d'ARCHELIOS prend en compte la composante circum-solaire
[19] Attention, à cause du diffus, l'inclinaison à la latitude est toujours supérieure à l'inclinaison idéale.

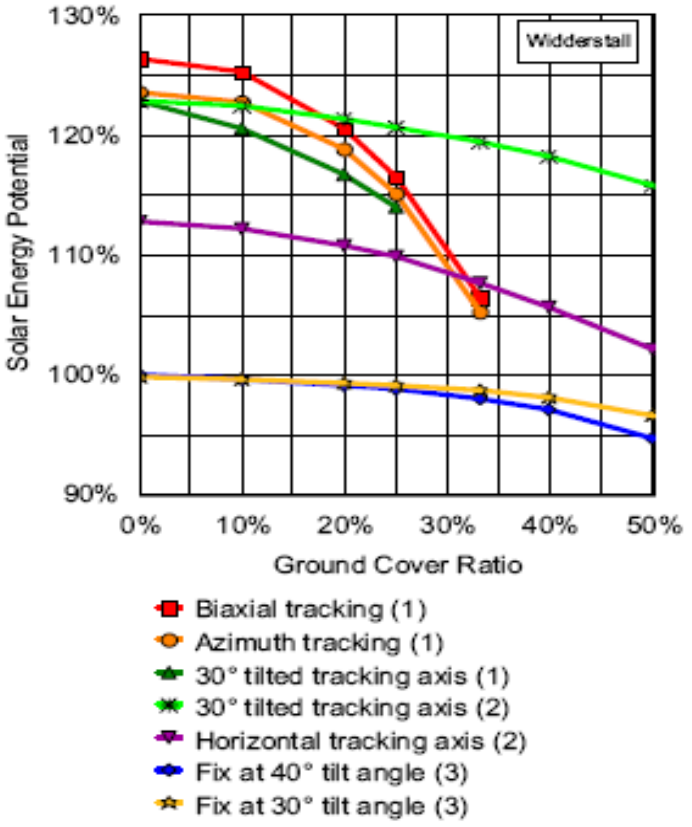

Figure 46 : Potentiel solaire de centrales PV en fonction du GCR (CUS)

(1) motif N-S et E-O régulier ; (2) rangées N-S infinies ; (3) rangées E-O infinies

2.5.7.2 Le vent

Les coûts additionnels des systèmes de suivi font que l'on aurait, a priori, plutôt intérêt à maximiser la surface de modules pour chaque système pivot. Mais c'est oublier le facteur vent ; en effet, par fort vent, le système se met en sécurité, panneaux à l'horizontale pour un suivi deux axes, et la tranche des panneaux face au vent pour un suivi azimutal. Plus la surface portée par un pivot (et donc la surface exposée au vent) sera grande, plus les vitesses de vent pour lesquelles les systèmes se mettent en sécurité seront faibles. Certains systèmes se mettent en sécurité dès que les vents dépassent les 40 km/h, et même si quelques fabricants annoncent des fonctionnements possibles jusqu'à 120 km/h, il faut rappeler que ce sont là des conditions qu'ils ne sont pas censés atteindre trop souvent, le risque de vieillissement prématuré étant dans ce cas considérablement augmenté.

Un autre inconvénient des grandes surfaces est que lorsque le vent n'est pas très fort, l'élément moteur subit des contraintes afin de maintenir la bonne orientation et/ou inclinaison, augmentant l'usure. Outre l'ensoleillement, il faudra donc être attentif aux conditions de vent locales lors du choix du système. Certaines régions du sud de la France, bien que bénéficiant de conditions très favorables, peuvent souffrir de vents forts (mistral).

2.6 Approvisionnement /Logistique

Les règles à respecter à ce niveau relèvent plutôt du bon sens. Il faut s'assurer que le terrain est accessible à des camions venant livrer plusieurs milliers de modules et donc que les routes et chemins sont praticables. De plus, il faut s'assurer qu'il est possible de circuler facilement (à pied ou en véhicule motorisé selon les cas) entre les rangées de modules pour que les interventions de maintenance soient facilitées.

A noter également qu'il est préférable de pouvoir se faire livrer des modules préalablement triés selon leur niveau de courant de façon à limiter les pertes de « mismatch » qui sur des centrales de plusieurs mégawatts peuvent rapidement se traduire par des pertes financières non négligeables.

2.7 Matériel

2.7.1 Onduleur /Poste de livraison /Raccordement au réseau

Au niveau des onduleurs, il faut respecter dans la mesure du possible les règles de l'art du dimensionnement à savoir qu'il est préférable que la puissance nominale des onduleurs ne dépasse pas 80% de la puissance crête de l'installation. Pour ce qui est du nombre d'onduleurs, il n'y a pas de règle dans la mesure où un compromis doit être trouvé pour que les pertes soient limitées en cas de panne et que l'investissement et la maintenance ne soient pas trop renchéris. Il faut enfin s'assurer que les distances de raccordement ne sont pas trop grandes pour limiter les coûts et les pertes en ligne ainsi que la capacité du réseau à accueillir la puissance souhaitée.

2.7.1.1 Précautions à prendre

Elles se situent à 2 niveaux :

- sécurisation de l'installation : grillage, caméras… : il faut mettre en œuvre les dispositifs de sécurité nécessaires pour assurer l'intégrité de l'installation contre le vandalisme.
- qualité du matériel et sécurité électrique : sur les installations de grande puissance, la sécurité électrique devient un facteur prépondérant.

2.7.1.2 Respect des normes (exemple de la France)

- Guide EN 61 173 : protection des systèmes photovoltaïques contre les surtensions
- UTE C15-400 concernant le raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution
- C15 712 : Guide pratique installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution
- CEI 61000 : Compatibilité électromagnétique
- NF EN 61 727 : Systèmes photovoltaïques (PV) – caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau
- NFC 17000 et 170002 : dispositifs de protection foudre
- VDE DIN 0126 : dispositif de découplage automatique pour les générateurs photovoltaïques

- Guide ADEME « Protection contre les effets de la foudre dans les installations faisant appel aux énergies renouvelables »
- Exigences ADEME précisées dans le guide « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau »

2.7.2 Modules photovoltaïques

Protections : modules livrés avec diodes by-pass

Accessoires : munis de boîtes de raccordement étanches et/ou de pré-câblage avec connecteurs étanches male/femelle de type MC ou techniquement équivalent

Normes : les modules doivent satisfaire aux normes : IEC 61215 pour les modules à base de silicium cristallin ou IEC 61646 pour les modules en couches minces

Remarque : de façon à limiter les pertes d'appariement, les modules doivent être livrés triés, soit par puissances proches, soit par valeurs du courant à Pmax. La liste des puissances de chaque module ainsi que les résultats du « flash- test » doivent être transmis au maître d'ouvrage lors de la réception de l'installation afin de pouvoir vérifier que les séries de modules ont bien été optimisées.

2.7.3 Câblage courant continu (des modules aux onduleurs)

Type : mono-brin, double isolation, résistant au UV, munis de connecteurs étanches mâle/femelle de type MC ou techniquement équivalent.

De façon à limiter autant que possible les pertes d'énergie à tous les niveaux, les chutes de tension ne devront pas excéder :

- 1% entre le champ de modules photovoltaïques et les onduleurs (partie courant continu)
- 1% entre les onduleurs et le point de livraison (partie courant alternatif)

2.7.4 Onduleurs

2.7.4.1 Généralités

Type : onduleurs pour installations photovoltaïques

Technologie : digitale avec dispositif de recherche du point de puissance maximale des modules photovoltaïques (MPPT)

Principales normes : Protection de découplage : DIN VDE 0126 pour les onduleurs de puissance unitaire inférieure à 4,6 kVA

Compatibilité électromécanique : EN 50081 partie 1

Conformité au réseau : EN 60555

Antiparasitage : EN 55011 groupe 1, classe B

Régulation de la tension : DIN EN 50178 (VDE 0160)

Protections :

En amont :

- coffret de raccordement ininflammable contenant les diodes anti-retour, les dispositifs de protection contre les surtensions, les parafoudres et le sectionneur

En aval :

- coffret de raccordement ininflammable contenant les dispositifs de protection contre les surtensions, les parafoudres et le sectionneur

2.7.4.2 Dimensionnement

Le ou les onduleurs sont dimensionnés en fonction du champ de modules correspondant de façon à ce que :

- la plage de tension d'entrée de l'onduleur soit compatible avec les tensions en circuit ouvert et les tensions MPP du champ de modules tout au long de l'année (de 1000 W/m² et -10°C à 200 W/m² et 70°C)
- le courant d'entrée admissible de l'onduleur soit supérieur au courant maximum délivré par le champ de modules sous 1000 W/m² et 70°C
- le rapport entre la puissance nominale de l'onduleur et la puissance crête du champ de modules correspondant soit compris entre 0,7 et 1

La puissance active maximale prise en compte pour le dimensionnement des protections du système doit être égale à la somme algébrique des puissances actives maximales unitaires des onduleurs.

2.7.4.3 Impératifs techniques

- déclenchement automatique en cas de coupure du réseau (pas de fonctionnement en îlot) ;
- limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau ;
- ne pas occasionner de déphasage important ;
- faible taux de fréquences harmoniques ;
- faibles perturbations électromagnétiques ;
- insensibilité aux signaux de commande du réseau ;
- l'isolation galvanique (entre le champ et le réseau) est souhaitable.
- le rendement, au niveau de puissance usuelle de l'installation, doit être élevé ;
- enclenchement et déclenchement automatiques, avec un seuil d'irradiation faible ;
- qualité et précision de la recherche du point de puissance maximum

2.7.4.4 Localisation

Les onduleurs doivent être disposés dans un endroit bien ventilé, de façon à permettre l'évacuation de l'énergie thermique produite par les pertes de transformation.

2.7.4.5 Protection de découplage

L'installation doit être équipée de protections de découplage conformément au décret du 13 mars 2006 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution, à l'arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique, et à l'arrêté du 27 octobre 2006 modifiant l'arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique.

2.7.4.6 Protection contre la foudre et mise à la terre

La protection contre la foudre est assurée :

- En partie courant continu, par des varistors en entrée onduleur
- En partie courant alternatif, par un parasurtenseur.

L'interconnexion de toutes les masses (modules et onduleurs) doit être assurée par câble en cuivre nu de 25 mm². Toutes les masses doivent être mises à la terre en évitant les boucles.

2.8 Structure des coûts d'une centrale au sol

Nous détaillons ci-après les postes de coûts d'une centrale photovoltaïque au sol de 10 MW.

2.8.1 Foncier

Les centrales au sol sont principalement implantées sur des terrains dont le potentiel faible permet de les installer sans susciter des réactions hostiles (terrains non agricoles, sols pollués, friches industrielles, etc…).

Les terrains sont généralement loués à des prix de 1 500 €/ha (pouvant aller jusqu'à environ 2 000 – 2 500 €/ha), ce qui est équivalent, sur une durée d'exploitation de 25 ans environ, 6 €/m² (soit en moyenne 0.12 €/W installé).

2.8.2 BOS surfacique

Nous avons différencié les coûts qui ne sont pas liés à la puissance de l'installation mais à sa surface : Connexion électrique, structure, et coût de l'éventuel système de suivi. Les coûts qui ont été retenus peuvent varier en fonction de la connexion série/parallèle des modules.

2.8.3 BOS lié à la puissance

Il comprend les onduleurs ainsi que les transformateurs.

2.8.4 Installation

Nous différencierons l'installation des modules, celle des structures de support et l'installation électrique.

2.8.5 Coûts « fixes »

2.8.5.1 Aménagement terrain, accès, fermeture, grillage

Le coût d'un grillage classique de 2 m de hauteur est d'environ 10 €/m posé. Ce simple grillage nous paraissant insuffisant (et le sera sûrement aussi pour l'assureur), nous préférons envisager une clôture dotée d'un système de détection (coupure, démontage, tentative d'escalade); son prix est d'environ 350 €/m posé.

Concernant l'accès du terrain, nous considérons un chemin de goudron recouvert de gravier dont le coût est d'environ 40 €/m². Le chemin fait 3 m de large et sa longueur est égale à la moitié du périmètre du terrain.

Afin de prévenir les propagations d'incendie, il est recommandé d'avoir à l'intérieur de la clôture une bande de gravier de 4 m. Le coût du gravier est d'environ 5 €/m².

2.8.5.2 Approvisionnement, transport sur site

Très dépendant du site, de son accès et de la technologie choisie (on peut compter environ 50 000 € pour une centrale de 10 MWc)

2.8.5.3 Poste de livraison, comptage, raccordement

Seule l'étude détaillée à demander à ERD au cas par cas, peut nous le dire. Nous faisons l'hypothèse d'un coût de 50 000 €.

2.8.5.4 Monitoring

En fonction des onduleurs qui sont choisis, le coût du monitoring peut varier de 20 000 à 80 000 €. Nous retenons dans les calculs la valeur de 50 000 €.

2.8.5.5 Assurances

Pour la phase de travaux, on considère deux types d'assurances : l'assurance tous risques chantiers dont le coût peut être évalué à 0,26% de l'investissement et l'assurance pour une perte de recettes anticipées (0,68% pour 3 mois). Nous ne retiendrons que la souscription du premier type de contrat.

2.8.5.6 Système de surveillance

Des caméras infrarouges associées à un opérateur humain (pour éviter les fausses alertes dues aux animaux) peuvent être mises en œuvre à la place ou en complément de la clôture sécurisée. L'investissement pour un terrain de 20 ha est d'environ 30 000 €.

2.8.5.7 Développement, Ingénierie

Ce poste comprend principalement les coûts liés au développement du projet (démarches administratives, autorisations, études d'impacts) qui permettent l'obtention du permis de construire, ainsi que les coûts relatifs à l'ingénierie du projet (dimensionnement, études).

Nous faisons l'hypothèse d'un coût de 12 000 €/MW.

2.9 Coût des centrales au sol[20]

Nous avons pris en compte 3 ensembles technologiques : couches minces, polycristallin et monocristallin à très haut rendement. Pour les systèmes fixes, nous avons différencié les couches minces en deux catégories : silicium amorphe bas rendement et faible coût et couche mince CdTe à rendement plus élevé mais toujours à faible coût.

Entendons-nous bien : il s'agit ici de coûts de centrales et non de prix pouvant être proposés par des fournisseurs « clés en main », la marge de ces derniers pouvant être assez variable.

2.9.1 Centrales PV fixe

2009 *PV Fixe*

Technologie Rendement		couches minces (a-Si) 5%		couches minces (CdTe) 9%		polycristallin 15%		monocristallin THR 19%	
	€/m² panneaux								
Connexion électrique (€/W) *	*10.91*	0.22		0.12		0.07		0.06	
Structure (€/W)	*15.66*	0.31		0.17		0.10		0.08	
BOS lié à la surface (€/W)	*26.56*	0.53	15%	0.28	9%	0.17	5%	0.14	4%
Installation module (€/W)	*4.51*	0.09		0.05		0.03		0.02	
Installation électrique (€/W) *	*4.31*	0.09		0.05		0.03		0.02	
Installation structure (€/W)	*4.82*	0.10		0.05		0.03		0.03	
Total Installation(€/W)	*13.64*	0.27	8%	0.15	5%	0.09	3%	0.07	2%
Onduleurs (€/W)		0.30	9%	0.30	10%	0.30	9%	0.30	9%
Transformateurs (€/W)		0.12	4%	0.12	4%	0.12	4%	0.12	4%
BOS lié à la puissance (€/W)		0.42	12%	0.42	14%	0.42	13%	0.42	12%
BOS total (€/W)		**0.95**	28%	**0.70**	23%	**0.59**	18%	**0.56**	16%
Modules (€/W)		1.8	52%	1.90	63%	2.35	73%	2.70	77%
Coût système (€/W)		2.75	80%	2.60	87%	2.94	91%	3.26	93%
Coût foncier (€/W)	*13.3*	*0.27*	8%	*0.14*	5%	*0.09*	3%	*0.07*	2%
aménag terrain, accès, fermeture, grillage		0.115		0.084		0.066		0.059	
approvisionnement transport sur site		0.002		0.002		0.002		0.002	
poste de livraison, comptage, raccordement		0.005		0.005		0.005		0.005	
Monitoring		0.005		0.005		0.005		0.005	
Assurances		0.007		0.007		0.008		0.008	
Développement/Ingénierie		0.012		0.012		0.012		0.012	
Coûts "Fixes" (€/W)		0.15	4%	0.11	4%	0.10	3%	0.09	3%
Coût total (€/W)		**3.44**	100%	**3.01**	100%	**3.22**	100%	**3.50**	100%

**dépend fortement de la connexion série/parallèle des modules*

Tableau 9: Structure détaillée des coûts d'une centrale PV au sol de 10 MWc en 2009

[20] Coûts relevés à fin 2009

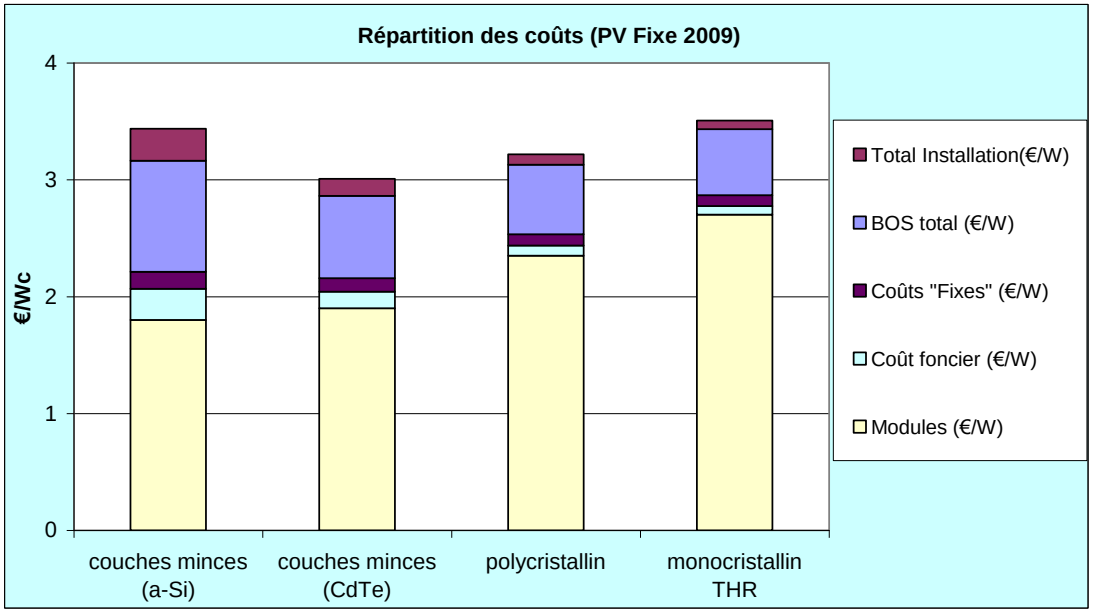

Figure 47 : Répartition des coûts d'une centrale PV au sol de 10 MWc en 2009

2.9.2 Avec suivi 2 axes

2009 *traqueur 2 axes*

Technologie Rendement		couche mince 9%		polycristallin 15%		monocristallin THR 18%	
	€/m² panneaux						
Connexion électrique (€/W) *	*10,91*	0,12		0,07		0,06	
Structure (€/W)	*15,66*	0,17		0,10		0,09	
Total Installation(€/W)	*13,64*	0,15	3%	0,09	2%	0,07	2%
Installation module (€/W)	*4,51*	0,05		0,03		0,02	
Installation électrique (€/W) *	*4,31*	0,05		0,03		0,02	
Installation structure (€/W)	*4,82*	0,05		0,03		0,03	
Système de suivi 2 axes	*134,49*	1,44		0,88		0,73	
BOS lié à la surface (€/W)	*161,05*	1,72	33%	1,06	24%	0,88	19%
Onduleurs (€/W)		0,30	6%	0,30	7%	0,30	7%
Transformateurs (€/W)		0,12	2%	0,12	2%	0,12	2%
BOS lié à la puissance (€/W)		0,42	45%	0,42	74%	0,42	89%
BOS total (€/W)		**2,14**	40%	**1,48**	33%	**1,30**	29%
Modules (€/W)		1,90	1055%	2,20	1492%	2,53	1834%
Coût système (€/W)		4,04	76%	3,68	82%	3,83	85%
Coût foncier	*86,7*	*0,93*	18%	*0,57*	13%	*0,47*	10%
aménag terrain, accès, fermeture, grillage		0,145		0,114		0,104	
approvisionnement transport sur site		0,002		0,002		0,002	
poste de livraison, comptage, raccordement		0,005		0,005		0,005	
Monitoring		0,005		0,005		0,005	
Assurances		0,011		0,010		0,010	
Développement/Ingénierie		0,012		0,012		0,012	
Coûts "Fixes" (€/W)		0,18	3%	0,15	3%	0,14	3%
Coût total (€/W)		**5,30**	100%	**4,48**	100%	**4,52**	100%

**dépend fortement de la connexion série/parallèle des modules*

Tableau 10 : Structure détaillée des coûts d'une centrale PV au sol de 10 MWc avec traqueur 2 axes en 2009

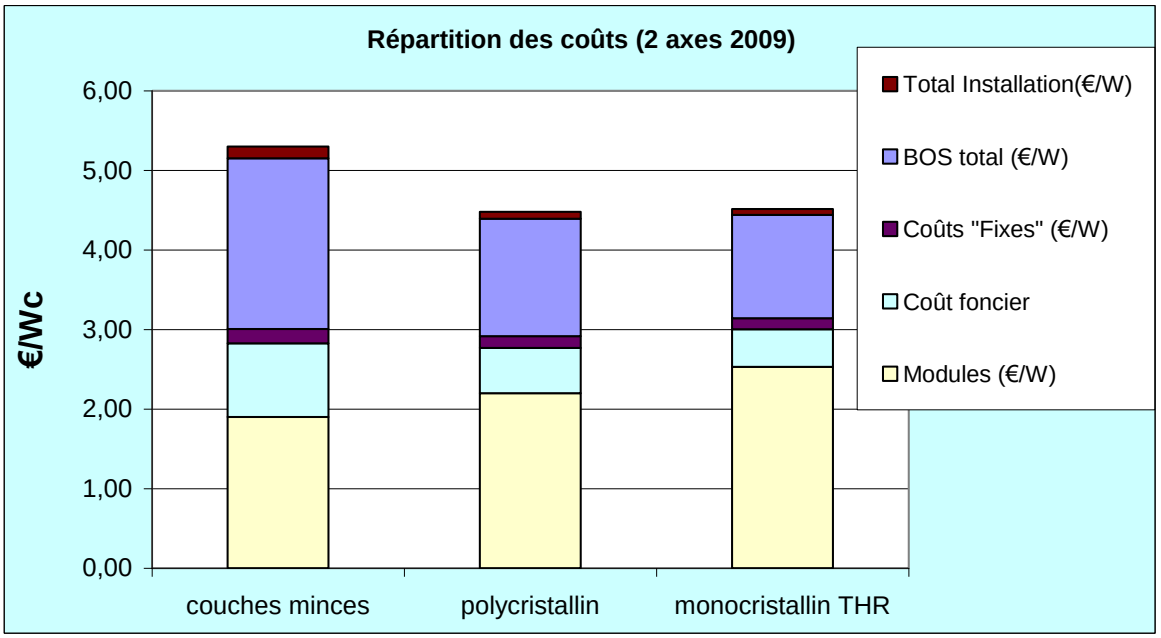

Figure 48 : Répartition des coûts d'une centrale PV au sol de 10 MWc avec traqueur 2 axes en 2009

En 2010, il y avait encore assez peu de très grandes centrales photovoltaïques au sol construites en France. Un certain nombre de projets ont été réalisés, parmi lesquels :

Entreprises	Projets
EDF Energies Nouvelles	- 24 MW sur la base aérienne d'Istres - 10 MW avec système de tracking près de Narbonne - 45 MW à Gabardan (Landes)
Electrabel	- 50 MW dans les Alpes de Haute Provence
Poweo	- centrale à Torreilles de 15 MW
Sechilienne Sidec	- centrale de 12 MW en Guyane
Solaire Direct	- 5 projets en Provence pour un total de 32 MW
Eco Delta Développement	- centrale de 3 MW dans l'Indre
Voltalia	- projet de 12 MW dans les Hautes Alpes

Tableau 11 : Quelques grandes centrales en France (à fin 2010)

3 Construction rapportée au bâti

Depuis quelques années, la question n'est plus de savoir si le photovoltaïque représentera un jour une part significative de la production d'électricité en Europe [21]. Il est probable en tous cas que, à l'image de la révolution micro-informatique, cette production se fera à partir d'une multitude diffuse de producteurs-consommateurs privés reliés par les réseaux existants plutôt que par des centrales solaires de grandes tailles qui n'ont de justification ni physique, ni économique, ni sociale. L'énergie solaire (qu'elle soit de nature thermique ou photovoltaïque) est une source décentralisée et disponible à la porte de chacun d'entre nous. Elle répond donc bien à une attente sociologique d'indépendance des individus et des groupes par rapport à l'Etat Providence. Par conséquent, les produits phares pour les applications PV en Europe seront basés sur les éléments de construction des bâtiments.

3.1 Façades photovoltaïques

Le produit sur lequel l'industrie a d'abord établi sa réputation est **la façade** [22]; elle s'est développée principalement en Allemagne avec les verriers *Pilkington Solar, Vegla* (St Gobain Glass Solar à Aachen) et le façadier *Schüco.* Le taux de croissance de ce segment - supérieur à 60 % - devrait maintenant commencer à se ralentir. Il était en effet très lié aux tarifs verts forts avantageux (jusqu'à 57 €cents /kWh pour les façades en Allemagne en 2003). Le productible des façades verticales ne représentant que 70% du productible des modules correctement inclinés, ce type de produit continuera de se vendre sur la base de considérations de prestige (banques, compagnies d'assurances, ministères).

Les vérandas ont démarré un peu plus tard, mais devraient se répandre dans toute l'Europe, notamment dans l'habitat individuel en associant le produit à un système autonome de ventilation.

Le pare-soleil photovoltaïque est un produit relativement nouveau dans l'architecture des grands bâtiments. Il s'y adapte très bien. Son développement dans l'habitat individuel nécessite de l'associer à d'autres fonctions qui restent à définir.

Les façades photovoltaïques utilisent les mêmes systèmes de fixation que les façades plaquées conventionnelles. Le plus souvent des rails verticaux sont fixés au gros œuvre, à une certaine distance pour tenir compte de l'isolation thermique et de la ventilation. Les brides de fixation doivent permettre un alignement très précis des rails et les déplacements longitudinaux dus à la dilatation. Les éléments de fixation des plaques photovoltaïques sur les rails doivent également assurer un bon alignement et un léger jeu vertical. En outre, le montage, le câblage et le remplacement éventuel d'un seul module doivent être possibles. Les systèmes de montage employés habituellement pour la fixation de plaques de céramique en revêtement de façade sont de bons candidats.

[21] Suivant les auteurs, l'électricité solaire pourra représenter de 20 à 40 % de la production d'électricité en 2050
[22] Façades et toitures photovoltaïques. Systèmes solaires N° 115, Sept. 96.

On prendra garde à une bonne ventilation arrière dans le cas de façades de grande hauteur. Lors de pose en façade il ne faut pas perdre de vue les conditions de captage qui ne sont pas optimales (inférieures d'environ 30% au captage par une toiture). Une façade sud présente des conditions de captage intéressantes en hiver, les façades est et ouest sont plus défavorisées et un calcul préliminaire est indispensable.

3.2 Toitures photovoltaïques

Enfin, les modules classiques montés sur des supports métalliques disparaissent peu à peu du champ des applications bâtiment et sont remplacés par des modules intégrés. L'intégration des modules en toiture répond à trois critères : l'esthétique, la réponse adéquate au besoin de couverture, et la facilité d'installation. Les modules en couches minces sont mieux adaptés à ces critères que les modules classiques. Ce sous-segment n'est apparu auprès du grand public qu'en 2006. En attendant la société USSC (filiale de ECD, Troy Michigan) propose toute une gamme de produits souples ou semi-rigides, bien adaptés aux toitures nord-américaines (shingles) sous l'appellation Unisolar (Figure 49).

Figure 49 : Montage de panneaux Solartec type Design (modules souples UNISOLAR)

Sur des bâtiments nouveaux, ou à l'occasion de restauration de façades et de toitures, il est possible de remplacer les éléments qui servent d'enveloppe au bâtiment par des éléments photovoltaïques. En plus des avantages du cas précédent, on obtient une meilleure intégration visuelle et l'on économise le coût des éléments de toiture traditionnels.
La disposition des modules photovoltaïques fixés ou intégrés à l'enveloppe d'un bâtiment n'est pas toujours optimale par rapport aux critères de captage du rayonnement solaire. Dans la mesure du possible on choisira les meilleurs emplacements et l'on tiendra compte dans une première évaluation des coefficients d'utilisation de surface et des coefficients de captage solaire approximatifs donnés dans les schémas suivants.

3.2.1 Structures sur toits plats

Les constructions à usage industriel comptent plus de surface de toits plats que de surface en toits inclinés. Ces toitures sont des emplacements privilégiés pour capter l'énergie solaire, cependant la plupart de ces toits sont pourvus d'une étanchéité multicouche très délicate. Pendant la pose et en

service, le générateur photovoltaïque ne doit pas être la cause d'accidents, et il n'est pas question de percer cette surface pour fixer les structures.

Figure 50 : Bâtiment DMX ; EPFL Lausanne, Suisse

Avec ce type de toiture il est nécessaire de poser des structures dont la stabilité est assurée par leur propre poids. Ces structures sont en général fixes mais adaptées à l'angle de captage optimum. Toute la structure peut être en béton (Figure 50), ou seulement le socle qui assure la stabilité par son poids et sur lequel vient se fixer une structure secondaire légère. Cette structure secondaire est composée de profilés rigides qui permettent d'adapter l'angle de captage au moment du montage. La plupart des constructeurs utilisent des profilés en aluminium, mais quelques installations ont été montées avec des matériaux moins gourmands en énergie pour des raisons évidentes. De bons résultats ont été obtenus avec le bois ou avec des profilés en matière 100% recyclable.

3.2.1.1 Calcul des charges

Les forces engendrées par le poids de l'installation, la charge de neige et les effets du vent s'additionnent. La pression du vent exerce un effort perpendiculaire à la surface exposée.

Les effets de ces forces peuvent entraîner :

- une surcharge du toit ;
- un arrachage des structures par dépression ;
- un glissement ou une déformation.

Des normes de constructions très précises existent, légèrement variables d'un pays à l'autre. Les installations au-dessus de 2 000 m et les conditions d'enneigement exceptionnelles doivent être étudiées particulièrement.

Pour des pentes $\alpha < 60°$, la charge de neige peut être évaluée à $\mathbf{p' = p \cdot \cos \alpha}$.

Sur des pentes plus fortes la neige ne tient en principe pas.

Beaucoup de toits plats sont calculés avec de petites marges de sécurité pour tenir compte de la charge de neige. Dans ces conditions il peut être hasardeux d'ajouter des contraintes supplémentaires importantes sans vérifier le dimensionnement des structures de la toiture; le concours d'un bureau de génie civil est alors nécessaire.

Le calcul des forces agissantes peut être fait en divisant l'installation en sections séparées, plus faciles à calculer. La Figure 51 représente la coupe d'une installation - poids avec l'indication des forces agissantes. L'élément de calcul choisi est un support avec la surface de captage correspondante.

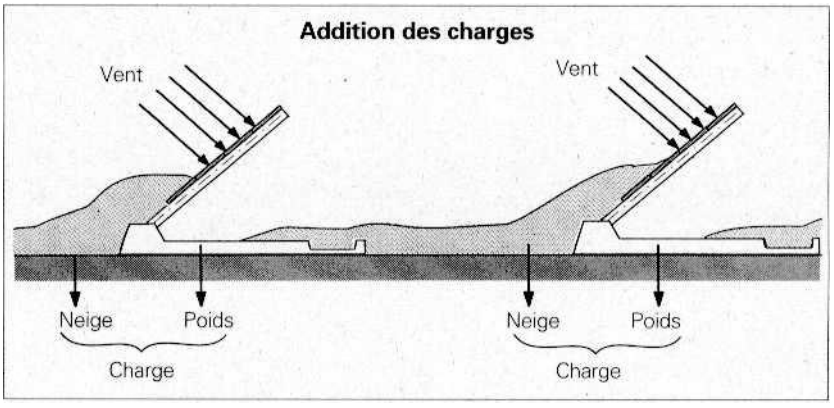

Figure 51 : Addition des charges

Les contraintes seront très différentes si le vent vient de devant ou de derrière les modules :

Vent de face

La pression du vent p est représentée par une force agissant en un point au milieu de a surface de captage, laquelle force est divisée en deux composantes K_x et K_y.

$K = c \cdot p \cdot A$
$K_x = K \cdot \cos(\alpha)$
$K_y = K \cdot \sin(\alpha)$

$p = ½ \rho v^2$ pression du vent
A = surface du panneau
c = facteur de courant (1 - 1,5)
R = réaction
D = axe du moment
α = angle de pente
G = poids
μ = coefficient de frottement (0,7)
K = force du vent
I = longueur du socle

Cette action du vent entraîne des forces et des moments par rapport au point D1.

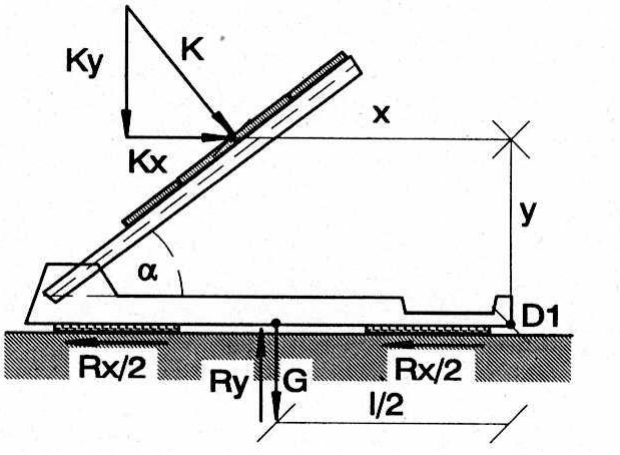

Figure 52 : Forces exercées par un vent de face

Equilibre des forces
Direction y : $R_y = K_y + G$
Direction x : $R_x = K_x$

Moment par rapport à D1
$K_x . y = G . I / 2 + K_y . x$

Condition d'adhérence
$R_x > \mu . R_y = \mu . (K_y + G)$

Condition de basculement
$K_x . y < G . I/2 + K_y . x$

La toiture doit être en mesure de supporter la force R_y en plus des autres charges. La résistance des structures portantes doit être vérifiée par le constructeur. La force de frottement R_x doit être supérieure à la force d'entraînement horizontal K_x. Le moment $\mathbf{K_x . y}$ ne doit pas dépasser celui qui résulte du poids et de la composante horizontale du vent, ce qui montre l'importance de la longueur du socle.

Vent de dos

Le calcul est le même que dans le cas précédent :

Equilibre des forces
Direction y : $R_y = G - K_y$
Direction x : $R_x = K_x$

Moment par rapport à D1
$K_x . y = G . I / 2 - K_y . x$

Condition d'adhérence
$R_x > \mu . R_y = \mu . (G - K_y)$

Condition de basculement
$K_x . y < G . I/2 - K_y . x$

Le danger de glissement et de basculement de la structure au point D_2 est important. L'effet de la prise du vent par l'arrière des panneaux peut âtre diminué par différentes mesures :

- augmentation du poids des structures ;
- montage d'un paravent ;
- prolongation des pieds vers l'avant.

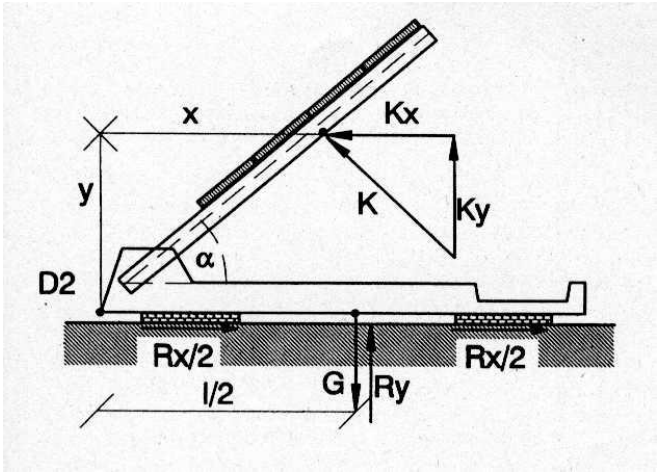

Figure 53 : Forces exercées par un vent arrière

Les équations ci-dessus indiquent les valeurs marginales pour le dimensionnement de la structure portante. Le poids G doit être choisi de façon à éviter le glissement ou le basculement, mais sans dépasser les possibilités de charge du toit. La longueur des structures joue un rôle important dans la stabilité de l'ensemble.

Lorsque le toit ne supporte pas la surcharge calculée, il y a d'autres possibilités d'assurer une bonne stabilité à l'installation :

- plusieurs rangées sont montées sur une même construction, la force du vent ne suffit plus à faire basculer l'ensemble ;
- le montage sur les supports arrière de tôles pour dévier le vent permet également de diminuer le poids (voir plus loin sous intégration).

3.2.2 Structures sur toits inclinés

Une pente de toit bien orientée face au sud est également un emplacement privilégié. Dans le cas d'immeubles existants, le générateur photovoltaïque sera posé parallèlement à la surface de tuiles au moyen d'une structure légère, laquelle sera ancrée directement sur la charpente du toit au moyen de pièces de liaison spéciales qui prennent la place d'une tuile (ce type de fixation existe pratiquement pour tous les modèles de tuiles). Ces pièces peuvent être posées à intervalles relativement proches, ce qui fait que les forces transmises sont modérées.

Les problèmes particuliers à ce type de montage sont :

- transmettre toutes les forces agissant sur les modules à la structure du toit ;
- ne pas détruire l'étanchéité pendant le montage ;

- éviter les accumulations d'eau à proximité des boîtiers de connexion ou des passages de câbles ;
- assurer un bon refroidissement des modules par une distance adéquate.

Les points de fixation doivent également transmettre la force d'arrachement qui peut résulter des courants d'air sur les panneaux. Comme valeur indicative on peut prendre la valeur négative de la pression de vent donnée au paragraphe précédent. Une répartition correcte des charges sur les points de fixation est importante. Dans l'exemple ci-dessous chaque panneau est fixé par quatre points de montage, et chaque point de montage est utilisé par quatre panneaux. Il en résulte que la surface d'action du vent par unité de fixation représente exactement la surface d'un panneau.

$$\mathbf{K = c \,.\, p \,.\, A}$$

La force K est transmise par les éléments de fixation qui sont les points faibles de la structure. Plus ce nombre sera choisi petit, plus les forces seront importantes et plus grand sera le danger d'arrachement de l'un d'entre eux. **On notera que pour un vent de 180 km/h (50 m/s), la force appliquée sur 1m² de panneau incliné à 45° est de 1 140 kg !.**

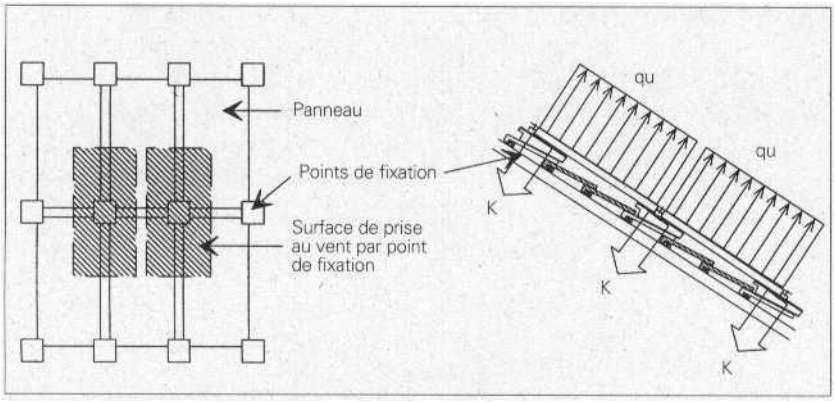

Figure 54 : Forces du vent sur un toit incliné

3.2.2.1 Coefficient de température

Les modules au Si cristallin perdent entre 0.35 et 0.45% de puissance par degré d'élévation de température. Ils nécessitent donc d'être ventilés. Or l'intégration en toiture n'étant pas favorable à de bonnes conditions de ventilation, ils perdent environ 10 à 12% du productible sur l'année par rapport à des modules en plein champ. Les modules en couches minces ne perdent que 0.20 à 0.30 % de puissance par degré ; ils sont donc mieux adaptés aux conditions de toiture plate non ventilée. Une autre caractéristique intéressante des modules au a-Si:H est leur capacité d'auto-réparation de la dégradation sous lumière[23] pendant la période d'été par un effet de recuit. A l'opposé des modules cristallins qui perdent en puissance 0.4% / °C d'élévation de température, ils se comportent donc en été comme s'ils avaient un coefficient de température positif.

Les modules First Solar par exemple - modules en couches minces les moins chers du monde, dont le coeff de performance est de 88%, atteignent maintenant des rendements de conversion moyens de 10,5% et ont un coeff de température de -0.25% /°C; s'ils étaient disponibles pour le grand public, ils représenteraient le meilleur compromis entre ces trois critéres. Hélas, ils ne peuvent être achetés que par centaines de MW !...

[23] Effet Staebler-Wronski

3.2.3 Câblage

Les modules posés en toiture ou en façade sont difficilement accessibles et ne devraient pas avoir besoin de contrôle ou d'entretien ; en conséquence la qualité du câblage prend une importance toute particulière. Les modules avec câbles embrochables sont préférables aux borniers à serrage à vis qui sont peu accessibles. Pour faciliter le câblage des chaînes d'éléments photovoltaïques en façade et en toiture, les gammes de connecteurs monopolaires sont régulièrement améliorées.

4 Constructions intégrées au bâtiment

4.1 La situation particulière de la France

L'article 36 de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique a modifié l'article 10 de la loi du 10 février 2000 relatif à l'obligation d'achat en précisant les modalités de fixation des tarifs d'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiant de l'obligation d'achat. Dans ce cadre, les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie radiative du soleil ont été réexaminées afin que ces installations de production d'électricité bénéficient d'une rentabilité acceptable, sans excéder une rémunération normale des capitaux compte tenu des risques inhérents à cette activité et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé.

De nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie radiative du soleil sont définies dans l'arrêté du 10 juillet 2006, qui prévoit un tarif d'achat fixé à 30 c€/kWh pour la France continentale et 40 c€/kWh pour la Corse, les départements d'outre mer et Mayotte. L'arrêté du 10 juillet 2006 instaure, en outre, une prime à l'intégration au bâti.

Cette prime vise à faciliter le développement de composants standard de la construction neuve intégrant la fonction de production d'électricité photovoltaïque. Elle est destinée à compenser le surcoût de tels composants, dans le respect des dispositions de l'article 36 précité. Elle se monte à 25 c€/kWh pour les installations situées en France continentale et à 15 c€/kWh pour celles situées en Corse, dans les départements d'outre mer et à Mayotte.

On trouvera en annexe de ce cours le guide définissant les critères d'éligibilité des équipements de production d'électricité photovoltaïque pour le bénéfice de la prime d'intégration au bâti définie à l'annexe de l'arrêté du 10 juillet 2006.

4.1.1 Synergie de fonctions

Par sa disposition en toiture, l'élément photovoltaïque joue le rôle de tuile (étanchéité, résistance à la grêle, …)

Par sa disposition en façade, l'élément photovoltaïque peut également jouer un rôle dans le contrôle de l'éclairage et du climat intérieur du bâtiment : les éléments peuvent être translucides et participer à l'éclairement des locaux.

Ils peuvent être disposés en brise-soleil. Ils peuvent être mobiles et contrôler la pénétration des rayons solaires.

4.1.2 Effet de substitution

Lorsque les modules photovoltaïques sont conçus de façon à remplacer les matériaux qui servent d'enveloppe au bâtiment, il est logique de déduire du coût de la centrale photovoltaïque le coût des matériaux auxquels ils ont été substitués, par exemple :

Façade en verre doublé : 400 € /m²

Façade métallique y compris fenêtres et pare-soleil : 800 €/m²

Façade marbre : 800 € /m²
Façade métallique avec modules PV intégrés : 1 100 €/m²

4.2 Typologie des solutions techniques

On distingue les catégories suivantes de produits, qui peuvent répondre à une ou plusieurs configurations d'intégration au bâti :

- les modules photovoltaïques sur bacs acier ou zinc,
- les modules photovoltaïques intégrés sur membrane d'étanchéité plastique ou bitumineuse
- les modules semi transparents ou translucides pour réaliser des verrières solaires,
- et enfin les systèmes d'intégration en toiture inclinée.

4.3 Principe général

La technique de fixation des modules est en général la même que celle utilisée pour les éléments de construction qu'ils remplacent. En conséquence, une toiture photovoltaïque intégrée fera appel aux techniques des couvreurs et une façade photovoltaïque intégrée à celles des façadiers. Le rôle du responsable de l'étude, de la coordination ou de la réalisation du projet sera essentiellement de spécifier les caractéristiques de l'élément photovoltaïque apte à remplacer l'élément de construction équivalent, tout en garantissant les conditions d'exploitation du générateur photovoltaïque. Il existe aujourd'hui de nombreux fabricants qui produisent des modules spécifiquement pour l'intégration, et les principaux fournisseurs de modules standards élargissent leur gamme vers des modules plus grands (72 cellules par exemple), sans cadre et avec une bordure sans cellule plus large, permettant l'intégration. Le module "sur mesure" est en général plus cher, mais il permet souvent d'adopter des techniques de montage plus performantes et s'adapte plus exactement au concept de l'architecte. Les premiers modules de ce type ont été conçus et fabriqués dès 1990 par ATLANTIS AG, une entreprise suisse.

4.4 Les modules photovoltaïques intégrés sur bacs métalliques

Il existe différents types de bacs métalliques présents sur le marché ; ils se différencient tout d'abord par l'alliage ou le métal employé et deuxièmement par le type de jonction entre les bacs. On distingue plusieurs types de liaisons entre les bacs, la jonction à « joint debout », la jonction « sur tasseaux » et les jonctions par recouvrement.

La plupart des bacs métalliques photovoltaïques utilisent des cellules amorphes de la société Unisolar. En effet ces cellules triples jonctions bien qu'elles aient un très faible rendement (6%), sont celles qui présentent l'un des meilleurs coefficients de performance parmi toutes les technologies et elles sont réalisées sur support souple, ce qui permet un collage facile sur des supports métalliques.

De plus en plus, les constructeurs développent aussi des produits utilisant des cellules cristallines.

Nous détaillons ci-dessous le principe des différents types de jonction puis nous passons en revue les produits photovoltaïques qui ont été développés par différents fabricants de bacs métalliques.

Lorsque les conditions le permettent, la méthode de fixation la plus sûre consiste à utiliser le lattage traditionnel et à disposer les plaques photovoltaïques en écailles de façon à assurer l'étanchéité des joints horizontaux par recouvrement. Dans ce cas les modules doivent naturellement comporter une bande sans cellules à leur partie supérieure. Toutefois le joint dans le sens vertical ne peut se faire par recouvrement comme pour les tuiles conventionnelles, sans poser de difficiles problèmes de refroidissement des modules. L'étanchéité est donc assurée par des profils verticaux ad hoc. On trouve également de petits modules photovoltaïques dont le cadre présente toutes les particularités mécaniques d'une tuile de grandes dimensions.

4.4.1 Les jonctions entre bacs métalliques

4.4.1.1 Les jonctions par recouvrement des bacs

Ce type de jonction est utilisé par Sunland 21, Thyssen Solartec … Il consiste à utiliser un recouvrement de deux bacs métalliques successifs pour réaliser l'étanchéité de la couverture. La fixation des bacs est alors réalisées sur les parties surélevées.

4.4.1.2 Les jonctions avec jonction « sur tasseaux »

Ce système est utilisé par Thyssen Solartec, Rheinzink, … Il consiste à faire la jonction entre deux bacs en superposant un profilé métallique supplémentaire qui recouvre les deux extrémités des deux bacs. Les bordures sont repliées vers l'intérieur afin de garantir l'étanchéité. De plus les bordures des bacs sont pliées pour éviter les remontées d'eau lors des averses.

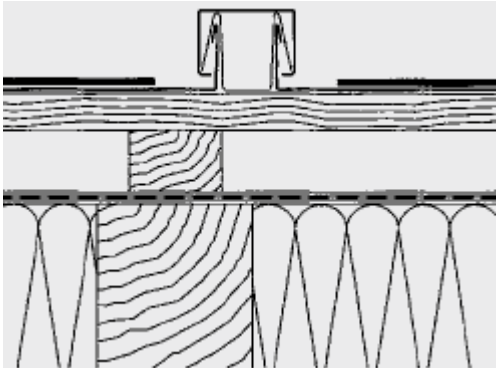

Figure 55: Fixation des bacs métalliques sur "tasseaux" (image Rheinzink)

4.4.1.3 Les jonctions « à joint debout »

La technique du joint debout caractérise un assemblage longitudinal des bacs juxtaposés sur des toitures en pente. Le pliage et la fermeture du profil sont réalisés de façon artisanale, ou mécaniquement à l´aide de machines (profileuse et sertisseuse). Ce type de jonction est utilisable à partir d'une pente de toiture supérieure à 3°.

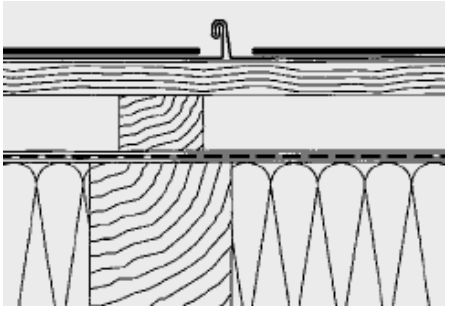

Figure 56: Fixation des bacs métalliques par "joints debout" (image Rheinzink)

La technique du joint angulaire est utilisable pour les pentes à partir de 25°. La fermeture des joints des bacs préprofilés est particulièrement simple, du fait que le joint angulaire fini est réalisé par le repliage d´une seule aile.

4.4.2 Les bacs photovoltaïques en zinc de Rheinzink

http://www.rheinzink.fr/rheinzink_titanzink.aspx

Disponibles avec des jonctions sur tasseaux ou à joint debout, les bacs fabriqués par Rheinzink sont constitués d'un alliage de zinc et de titane sur lesquels sont collés des cellules solaires d'Unisolar au silicium amorphe. Un rivetage de sécurité des membranes Unisolar sur les bacs Rheinzink est réalisé en usine. Les bacs zinc de ce constructeur sont prépatinés pour éviter un changement de couleur du métal au cours de son vieillissement.

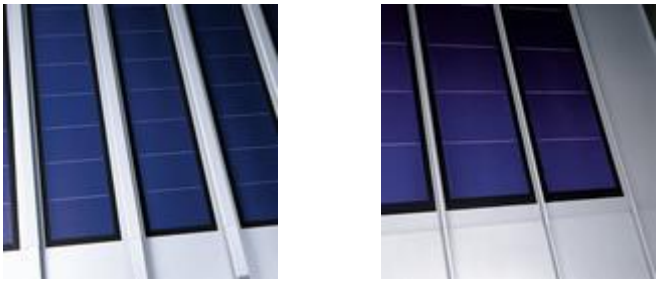

Figure 57: les deux types de bacs zinc de la société Rheinzink (d'après documentation constructeur)

Les bacs de ce constructeur sont utilisables en toiture pour des pentes supérieures à 3° et en façade. Ils doivent exclusivement être posés dans le sens vertical.

Figure 58: Mise en oeuvre des panneaux Rheinzink (d'après documentation constructeur)

Les bacs acier sont posés sur un voligeage ; seul l'espace disponible pour la boîte de connexion est laissé vide ; il permet également le passage des connecteurs. Les boîtes de connexion des différents modules doivent être raccordées ensemble avant la fixation définitive du bac au voligeage, au moyen de pattes métalliques. Ces dernières se trouveront ensuite à l'intérieur du joint.

Rheinzink produit également une tuile photovoltaïque en silicium multicristallin sur support zinc baptisée Quick Step-PV. Celle-ci est prévue pour une intégration en remplacement de tuiles ou ardoises conventionnelles, elle est donc peu adaptée à couvrir de grandes surfaces.

Epaisseur du bac : 0,7 mm ;

Masse : bacs pour joints debout : 9,65 kg/m² ; bacs pour système à tasseau : 10,23 kg/m²

4.4.3 Les bacs photovoltaïques en alu Kalzip AluplusSolar de Corus Building System

http://www.kalzip.com

La société Corus Building System propose des bacs aluminium revêtus des modules Unisolar au silicium amorphe. Les modules peuvent être collés sur des bacs droits, concaves ou convexes pour des applications particulières. Les bacs standard sont fournis en coloris gris ; d'autres teintes sont disponibles sur demande.

Ce système est utilisable pour tout type de toiture à partir d'une pente de 3°. La pose a lieu de préférence selon le mode toiture chaude avec pose d'un isolant et d'un pare vapeur. La pose selon le mode toiture froide est également possible, moyennant quelques précautions.

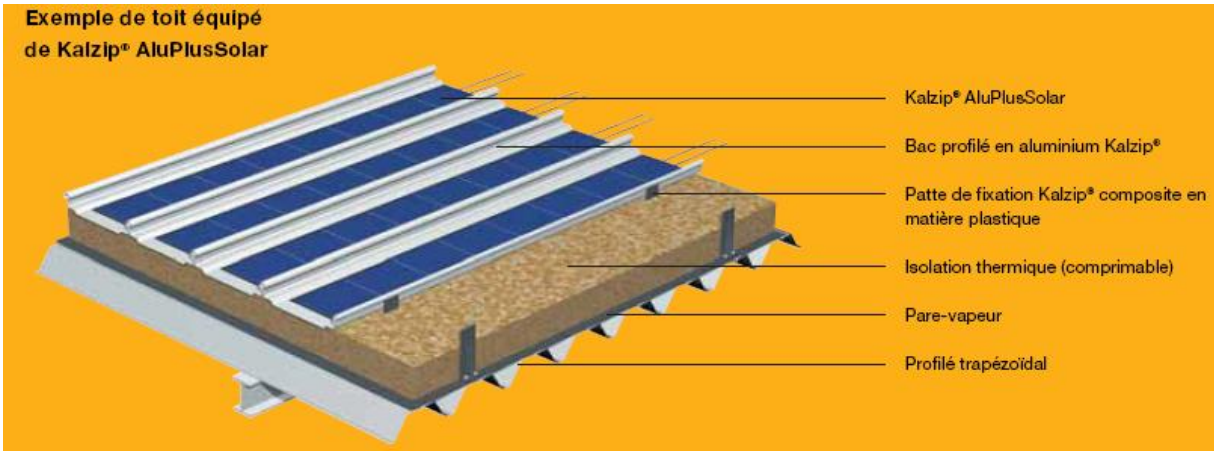

Figure 59: structure d'une toiture utilisant Kalzip AluplusSolar

Le type de jonction entre les bacs est à joint debout.

Les bacs Kalzip® se fixent sur la structure à l'aide de pattes de fixation spéciales absorbant les pressions / dépressions dynamiques exercées sur le système par le vent, sans percer la couverture. Les bacs se dilatent et se contractent librement.

Le sertissage mécanique des bacs garantit une jonction solide et étanche à la pluie. L'humidité captive éventuelle peut néanmoins s'évaporer vers l'extérieur.

Epaisseur des bacs : 1,0 mm ; Masse des éléments : 7 kg/m²

4.4.4 Les bacs aciers photovoltaïques, Sunny Steel, de Sunland 21

http://www.sunland21.com

Les bacs acier photovoltaïques fabriqués par la société Sunland 21 sont composés d'un bac acier traditionnel prélaqué sur lequel sont collés des modules photovoltaïques au silicium polycristallin. De nombreux coloris de laque sont disponibles pour les bacs.

Ces bacs aciers peuvent être montés en « simple peau » ou en « double peau » (rénovation de toiture), selon le type d'ouvrage et la configuration d'isolant employée. Une ossature secondaire de rehausse assure dans tous les cas la ventilation en sous face des bacs ; la pente minimale pour ce système est de 6°.

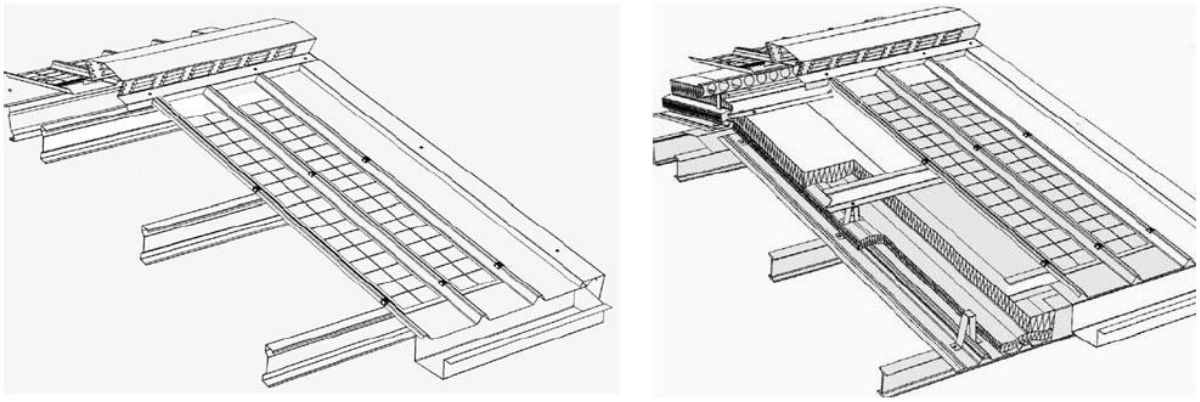

Figure 60: Gauche: principe de montage simple peau; droite: montage double peau, avec isolation

Montage « simple peau » : la couverture froide est fixée directement sur les rails de réhausse liés à la structure du bâtiment. Ce type de pose nécessite l'installation d'un pare pluie sous les panneaux pour récupérer l'eau de condensation éventuelle.

Figure 61: bacs photovoltaïques Sunny Steel, au silicium cristallin, de Sunland 21

Montage « double peau » : une ossature secondaire de rehausse permet de réaliser sur tout type de bâtiment une couverture neuve, étanche, avec ou sans isolation thermique, en intervenant exclusivement par l'extérieur. Le dispositif de rehausse assure une liaison rigide entre la charpente et la couverture en bacs photovoltaïques.

Sunland 21 propose également une version de bac acier destinée à la pose horizontale.

Dans les deux sens de pose, la jonction entre les bacs a lieu par recouvrement ; la fixation est protégée par le recouvrement afin de garantir l'étanchéité de la couverture.

Epaisseur des bacs : 0,75 mm

Masse des éléments: modules 180 Wc : 12,5 kg/m² ; modules 360 Wc : 15,5 kg/m²

4.4.5 Les bacs aciers photovoltaïques, Arval arsolar, de Arcelor Mittal

http://www.arval-construction.fr/fr/solutions/toitures-techniques-8/arsolar-41.html

Le groupe Arcelor Mittal propose une gamme de solutions architecturales en acier, sous le nom d'Arval. Depuis peu le groupe propose également une version photovoltaïque des bacs aciers destinés à la couverture. Les bacs de ce constructeur utilisent des cellules au silicium multicristallin.

Les bacs sont disponibles en deux longueurs (1,495m ou 2,990m), intégrant ainsi une ou deux « bandes » de cellules multicristallines. Les boites de connexions de chacune des bandes sont situées au dos des bacs. Les raccordements doivent donc avoir lieu avant la fixation des bacs sur la structure porteuse. Afin de garantir une ventilation sous les modules ; un espace minimum de 8cm doit être laissé libre sous les bacs et la pente minimale pour la toiture doit être de 6° (également pour des raisons d'écoulement des eaux de pluies et d'étanchéité).

Les bacs Arsolar sont disponibles en standard en trois coloris : blanc, azurova (bleu) et onyx (gris foncé) ; d'autres coloris sont disponibles sur demande.

Epaisseur des bacs : NC ; Masse des éléments : 20 kg/m²

Les modes de pose en « toiture chaude » sont décrits ci-dessous.

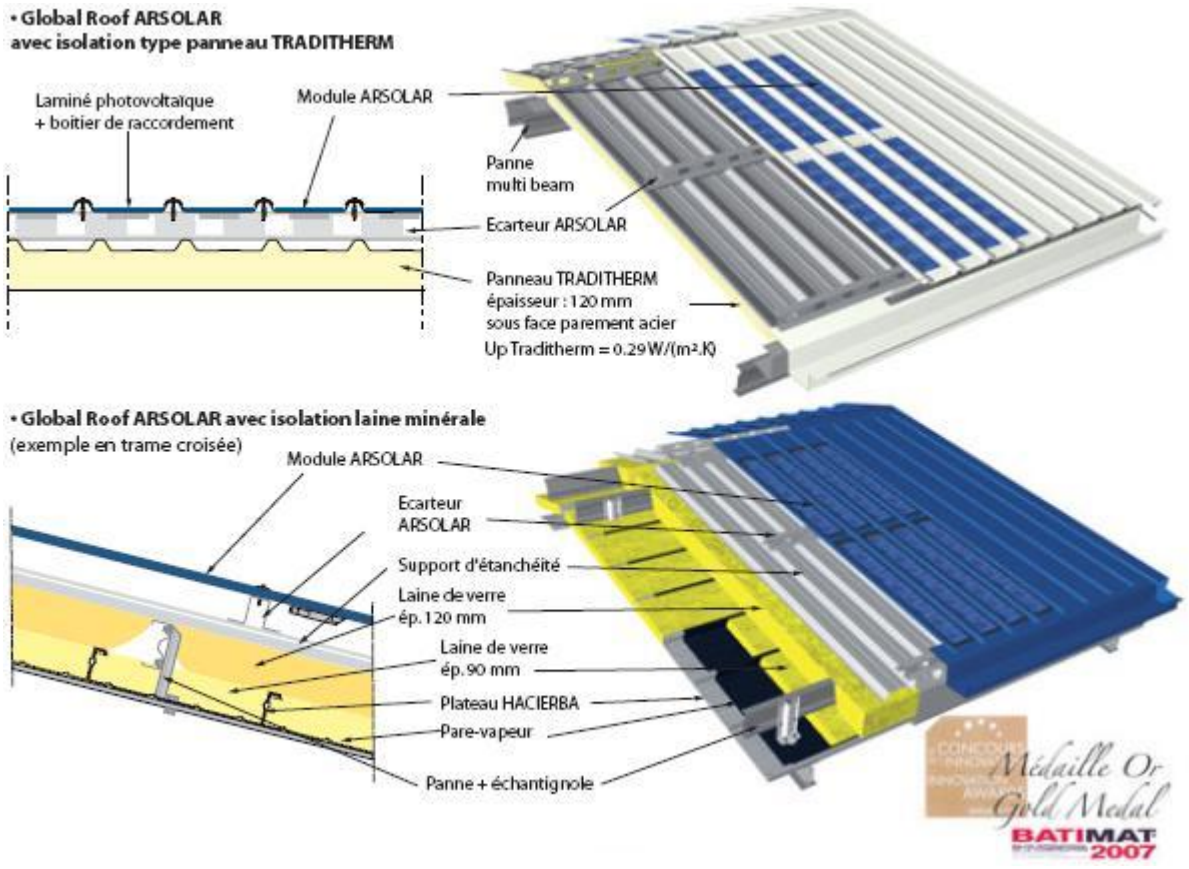

Figure 62: montage pour "toitures chaudes" des bacs aciers Arsolar

4.4.6 Conclusion sur les bacs photovoltaïques

Les bacs métalliques photovoltaïques sont des solutions idéales pour des toitures traditionnellement recouvertes en bacs métalliques classiques. Il faut cependant prendre quelques précautions dans leur utilisation :

- Tous les bacs métalliques utilisent des colles pour fixer les modules photovoltaïques sur les bacs métalliques. Aujourd'hui certains fabricants qui proposent leurs produits photovoltaïques à la vente depuis plusieurs années rencontrent des problèmes de décollement des films photovoltaïques Unisolar. C'est notamment le cas de Thyssen Solartec. Ce problème serait lié à l'utilisation de laque pour recouvrir les bacs métalliques, il ne serait pas rencontré par Rheinzink car ce fabricant colle les films photovoltaïques directement sur le zinc.
- Les fabricants de bacs acier photovoltaïques utilisant des cellules multicristallines collées sur les bacs disposent encore de très peu de recul sur la tenue de leurs produits. Cependant ils en garantissent la résistance dans le temps.
- La ventilation des bacs photovoltaïques est d'autant plus importante que les cellules sont sensibles aux hausses de température, si les cellules d'Unisolar se comportent relativement bien lorsqu'elles s'échauffent (–0.2% /°C), ce n'est pas le cas pour les cellules multicristallines qui voient leur productivité chuter très rapidement si une ventilation correcte n'est pas appliquée (-0.45% /°C). Ainsi pour ces types de produits, il est préférable de conserver une large lame d'air ventilée sous les bacs et de privilégier les pentes importantes de toiture (supérieure ou égale à 15 - 20°).
- Enfin il faut noter que les bacs acier photovoltaïques nécessitent plus de matière métallique qu'un module photovoltaïque cadré classique. Puisque le métal nécessite beaucoup d'énergie pour sa production et son laminage, le temps de retour énergétique de modules photovoltaïques sur bac acier est donc plus long que celui de modules classiques.

4.5 Les modules photovoltaïques intégrés sur membrane

4.5.1 Membrane de Solar Integrated

*http://www.**solarintegrated**.com*

Ce sont des modules Uni-solar collés sur des membranes en polyoléfines (fournies par Sarnafil), sans chlore, sans plastifiants ni halogènes, dont la durée de vie est estimée à 40 ans, d'après l'entreprise. La production des membranes est en accord avec les normes ISO 14001 et ISO 9 001, ce qui signifie que l'entreprise Sarnafil respecte un système de management environnemental et de qualité sur leurs produits. Solar Integrated est elle-même certifiée ISO 9 001.

Solar Integrated propose deux types de modules (rouleaux) :

	Longueur (m)	Largeur (m)	Puissance crête (W)
SI816G1	6.096	3.05	816
SI744G1	5.563	3.05	744

Tableau 12: Dimensions des membranes d'étanchéité photovoltaïques de Solar Integrated

Les cellules solaires sont intégrées à une membrane de 2 mm d'épaisseur, qui est la gamme la plus épaisse des membranes de Sarnafil, pour garantir une longévité maximale du produit, qui est réputé très stable.

En France, première installation de 76 kW à Montpellier sur les toits du centre logistique d'Alter Ego SA, réalisée par Urbasolar, en mai 2007.

Garantie de 20 ans, garantie décennale.

Les caractéristiques et les avantages suivants des polyoléfines thermoplastiques (TPO) ont été soulignés [24-25] (voir http://irc.nrc-cnrc.gc.ca/pubs/ctus/30_f.html) :

- sans danger pour l'environnement et recyclables;
- thermosoudage des raccords;
- disponibles en plusieurs couleurs;
- résistants à la chaleur, à la dégradation par UV;
- résistants à beaucoup de produits chimiques;
- bonne souplesse à basse température;
- pas de plastifiants ajoutés.

Mise en œuvre :

La pente minimale requise n'est pas précisée dans la documentation, on retiendra cependant la pente minimale de 3% qui est normalement requise pour l'installation de membranes d'étanchéité classiques.

[24]Beer, Hans-Rudolph. « Flexible Polyolefin Roofing Membranes Properties and Ecological Assessment », Proceedings of Waterproofing Technology and the Environment, 9th International Waterproofing Association Congress, Amsterdam, 1995, p. 81-89

[25] Beer, Hans-Rudolph. « Longevity and Ecology of Polyolefin Roof Membranes », Proceedings of the Fourth International Symposium on Roofing Technology, Gaithersburg, MD, 1997, p. 14-21

La méthode de pose des membranes solaires de Solar Integrated, a lieu simultanément avec celle de l'isolant afin de ne pas laisser l'isolant soumis aux intempéries ; l'isolant est fixé mécaniquement.

Figure 63: Mise en place des membranes Solar Integrated

Le câblage se fait par l'extérieur, puis si les onduleurs sont situés à l'intérieur du bâtiment, un seul passage des câbles est nécessaire.

Une fois l'isolant posé sur une partie de la toiture, il est recouvert de la membrane d'étanchéité, les câbles sont laissés en attente sur les membranes puis connectés entre les différents modules ou « rouleaux de modules ». Une fois la pose de la membrane terminée, les câbles sont recouverts par des pontages. Ceux-ci ont une fonction de tenue des câbles ainsi qu'une fonction esthétique puisqu'ils sont de la même couleur que les membranes. Ils ne sont par contre pas fermés ni étanches pour permettre une maintenance facile. Cela implique que les câbles utilisés respectent les normes pour les câbles installés en extérieur.

Le représentant français de Solar Integrated est Urbasolar ; cette entreprise de distribution procède par vente directe au maître d'ouvrage. Celui-ci doit ensuite faire intervenir un étancheur ayant été formé par Sarnafil. Cette condition est imposée par Solar Integrated, pour une garantie de qualité.

4.5.2 Membrane Evalon solar d'Alwitra

*http://www.**alwitra**.de*

Alwitra utilise également les laminés d'Uni-solar et les colle sur ses propres membranes Evalon V en polyester. Quatre membranes photovoltaïques sont disponibles :

	Longueur (m)	Largeur (m)	Puissance crête (W)	Surface nécessaire (m^2/kW)[26]
EVALON V solar 408	6	1.55	408	21.18
EVALON V solar 272	6	1.05	272	20.74
EVALON V solar 204	3.36	1.55	204	23.72
EVALON V solar 136	3.36	1.05	136	23.22

Tableau 13: Dimensions des membranes d'étanchéité photovoltaïques d'Awitra

L'épaisseur de la membrane supportant les cellules photovoltaïques Unisolar est de 2,8 mm, ce qui comprend l'épaisseur du revêtement arrière.

Alwitra a breveté le procédé de fixation des cellules photovoltaïques sur les membranes.

[26] Tient compte du recouvrement de 11 cm en zone de soudure

Alwitra est elle aussi une entreprise certifiée ISO 9 001 et ISO 14 001[27].
La membrane Evalon solar est garantie 20 ans et bénéficie de la garantie décennale.

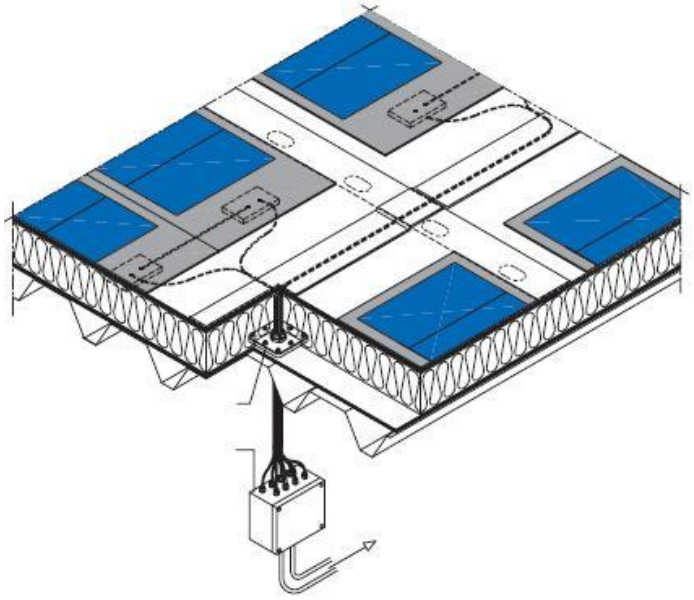

Figure 64: Schéma d'une toiture et du passage des câbles pour une toiture en membrane d'Alwitra

Autres avantages des membranes Evalon :
Les matériaux sont :

- EVA (Ethylène vinyle acétate) terpolymère
- Une couche arrière en polyester

Il n'y a donc pas de plastifiants, la durée de vie est estimée à 25 - 30 ans d'après le constructeur. Ce matériau nécessite l'adjonction d'un agent de stabilisation aux UV, pour éviter le brunissement.

Ecques 62	Installation de	9,2	KWc	Bâtiment communal
St Héand 42	Installation de	13,10	KWc	Salle de sports
Bons en Chablais 74	Installation de	1,6	KWc	Maison particulière
Gahard 35	Installation de	5,7	KWc	Caserne des pompiers
Le Busseau 79	Installation de	12,24	KWc	Pôle associatif
Montpellier 34	Installation de	40,0	KWc	Imprimerie Midi Libre
Nantes 44	Installation de	1,6	KWc	Maison Architecte
Thouars 79	Installation de	85,7	KWc	Super U
St. Lô 50	Installation de	16,0	KWc	Centre entretien Routier
	TOTAL installation	**185,14**	**KWc**	

Tableau 14: Installation utilisant l'Evalon Solar en France depuis 2004

En Allemagne, la première installation a été réalisée sur le toit de l'entreprise Alwitra en 1998, la commercialisation en Allemagne a commencé en 1999.

[27] http://www.alwitra.de/index.php?id=17

Mise en œuvre :

Les produits proposés par Alwitra sont posés sur l'isolant, fixés mécaniquement l'isolant et soudés thermiquement. La pose de la membrane d'étanchéité se fait après fixation de l'isolant., mais assez rapidement pour ne pas laisser l'isolant soumis aux intempéries.

Figure 65: De gauche à droite: pose des membranes, creusement des saignées dans l'isolant et passage des câbles

Des petites tranchées doivent être découpée dans l'isolant pour permettre la circulation des câbles sous les membranes. Les câbles de 3 ou 4 rouleaux sont regroupés en un point de passage de l'extérieur vers l'intérieur du bâtiment. Ce passage des câbles nécessite de percer l'isolant puis le bac acier. Une fois les câbles en place, l'isolant doit être remis en place et l'étanchéité de ce point singulier doit être traité avec précaution, à l'aide de joints silicone et / ou des presse-étoupe.

Une installation solaire avec le produit d'Alwitra comprendra donc environ un point de passage des câbles dans le bâtiment tous les 25 m² environ.

Une fois les câbles situés à l'intérieur, l'électricien peut faire son travail de raccordement qui a lieu uniquement à l'intérieur du bâtiment.

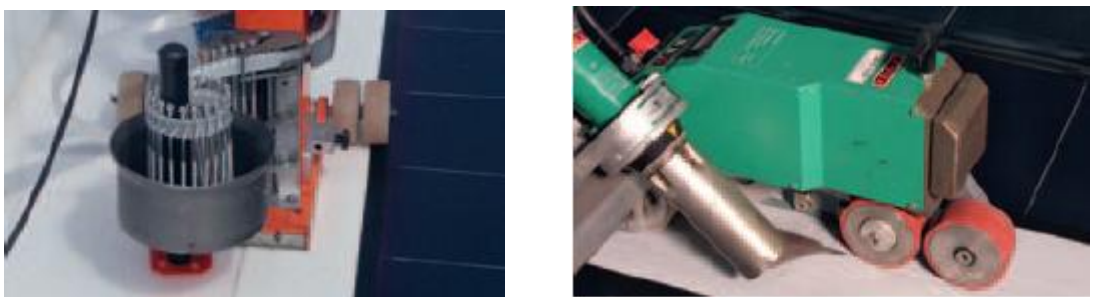

Figure 66: Fixation mécanique des membranes et soudage à air chaud

Une structure de toiture classique et adaptée à la pose d'une membrane photovoltaïque est généralement composée d'un bac acier jouant le rôle de support, d'un isolant thermique puis de la membrane d'étanchéité.

Pour des raisons de réglementation acoustique, il peut être nécessaire d'ajouter une sous couche bitumineuse pour alourdir la structure et remplir les exigences acoustiques de la toiture.

La pente minimale requise pour l'installation de ce type de produit est de 5%, afin de garantir que l'écoulement de l'eau sur le toit permette un bon nettoyage de la membrane et donc des modules photovoltaïques.

Les fournisseurs d'Evalon Solar recommandent d'employer un isolant compressible.

Le coût annoncé pour une installation en Evalon Solar posée (hors coûts de raccordement) est de l'ordre de 7000 € par kWc de puissance installé, en comptant les parties en membrane d'étanchéité classique. Soit environ 350 €/m² installé.

4.5.3 Membrane Biosol PV de Centrosolar

*http://www.**centrosolar**.com*

Ce produits vient compléter l'offre historique des membranes photovoltaïques à base de modules souples d'Unisolar proposée par Solar Integrated et Alwitra .

Centrosolar utilise les laminés d'Uni Solar et les colle entre une membrane bitumineuse étanche en TPO (polyoléfines thermoplastiques) de Imper Italia et une couche d'ETFE (Ethyl tétrafluroéthylène). Solar Integrated utilise les mêmes membranes bitumineuses pour ses modules.

Une seule dimension de module est actuellement commercialisée : 5,9 m x 1,05 m. Leur épaisseur est de 1,2 mm et leur poids de 32 kg (8.5W/kg). La puissance crête est de 2 x 136 W.

La mise en œuvre est effectuée par thermocollage de la membrane sur le toit, celle-ci aura donc deux fonctions : étanchéité et production d'électricité. Tous les raccordements électriques ont lieu à l'extérieur. Les câbles sont ensuite acheminés vers l'onduleur sans perforation de la couche d'isolant, ce qui évite les ponts thermiques (rupture d'isolant et donc passage privilégié de la chaleur).

Figure 67 : Pose de la membrane Biosol PV (donnée constructeur Centrosolar)

4.5.4 Critères de comparaison des membranes photovoltaïques

Les critères suivants permettent d'évaluer les produits connus pour la catégorie des membranes photovoltaïques (Alwitra, Solar Integrated, Biosol, Soprasolar et Power Ply).

- ✓ Peut on marcher sur les membranes ?
- ✓ Y a t-il un risque de bris des cellules ?
- ✓ Y a-t-il un risque de décollement du module photovoltaïque ?
- ✓ Passage des câbles en goulotte à l'extérieur ?
- ✓ Perforation de l'isolation pour passage des câbles vers l'onduleur ?
- ✓ Maintenance de l'extérieur ?
- ✓ Equipes de poseurs spécialisées ou certifiés ?
- ✓ Perte de puissance avec la température ?

4.6 Les modules translucides et semi-transparents

Tous les types de modules translucides et semi-transparents sont appropriés pour l'installation en brise-soleil ou en verrières. D'un point de vue esthétique, certains ont des rendus particuliers qui conviennent bien à ce genre d'applications. Ce sont par exemple les modules en couches minces vraiment semi-transparents disponibles auprès de Schott Solar [28] (DE) et de MSK [29](JP) ou les modules translucides produits par de nombreux fabricants.

4.6.1 Les types d'ancrages et acteurs

Les types d'ancrage utilisés sont divers et varient en fonction des projets ; ils sont similaires à ceux utilisés pour les éléments architecturaux rajoutés en façade. La partie la plus importante des fixations est la partie qui maintient les modules, puisqu'elle doit les maintenir sans les occulter ni les dégrader. Certains systèmes permettent d'intégrer des modules sans cadre et les maintiennent avec des joints et des éléments métalliques (photo ci-dessous à gauche) ; d'autres utilisent des modules avec cadres fixés à des supports métalliques (photos ci-dessous, à droite : vue de dessous et au milieu : vue de dessus).

Figure 68: Exemples de support et pare-soleil

Des systèmes de fixation utilisant des clips ou crochets sont envisageables. Il existe également des modules spécifiquement dédiés à des usages d'intégration en pare-soleil ou verrière ; ceux-ci possèdent des emplacements réservés pour les fixations ; il s'agit de zones sans cellule photovoltaïque, qui peuvent être percées pour la fixation au support. La photographie ci-dessous illustre cet exemple.

Figure 69: Fixation des modules par percement dans des zones sans cellule

[28] Brevet SOLEMS 1990, inventeurs : Alain Ricaud, Jacques Schmitt, J-Marie Sieffer ; brevet appartenant à Schott Solar depuis 1994.

[29] Ces modules conçus en violation du brevet français, ne sont pas fabriqués par MSK, maintenant filiale du leader chinois Suntech Power (seulement commercialisés).

Au niveau des fournisseurs de brise-soleil, il existe de plus en plus d'acteurs sur le marché. Les ensembliers photovoltaïciens sont pour la plupart, capables de fournir ce type de prestation. En second lieu, de nombreux façadiers et fabricants d'ouvrants ou éléments architecturaux créent des lignes de produits photovoltaïques.

4.6.2 Les modules translucides

Les panneaux translucides ont une structure identique modules classiques à la différence qu'ils sont encapsulés entre 2 couches de matériaux transparents, soit avec du Tedlar transparent à l'arrière, soit en bi-verre. La partie qui ne contient pas de cellules photovoltaïques laisse donc passer la lumière ce qui donne un effet de quadrillage sur l'ombre projetée.

Les panneaux translucides s'adaptent parfaitement à l'intégration en verrière ou en pare-soleil. Ces derniers combinent donc plusieurs fonctions, une fonction de matériel de construction se substituant aux matériaux de constructions conventionnels, une fonction de protection des surchauffes d'été dûes au rayonnement solaire direct et une fonction de production d'électricité.

4.6.2.1 MSK

Les modules translucides de la marque MSK sont intégrables en verrière et en pare-soleil. Ils sont laminés dans la matière EVA et encapsulés entre 2 couche de verre ou une couche de verre et une couche de Tedlar transparent. Les modules sont disponibles en silicium monocristallin et en silicium polycristallin. Une grande variété de taille de modules est proposée (1 mx1 m, 1 mx1,5 m, 2 mx1 m, 1,5 mx1,5 m, 1,5 mx2 m) ce qui laisse beaucoup de possibilités d'adaptation et de formes aux concepteurs et architectes.

Deux exemples d'intégration en verrière sont donnés ci-dessous. A gauche, une verrière en toiture dans une école au japon, à droite une intégration en façade dans un immeuble de Hong-Kong.

Figure 24: Exemple d'intégration de modules translucides MSK (documentation constructeur)

4.6.2.2 Tenesol

Tenesol propose des modules translucides en silicium monocristallin (TEX 853) et polycristallin (TEX 854). Ces deux modules n'ont pas de cadre aluminium pour faciliter leur intégration en verrière ou en pare-soleil. Les cellules sont encapsulées entre deux couches de verre.

Les structures qui permettent leur intégration sont la structure SBS (Structure Brise Soleil) pour l'intégration en pare-soleil , SVX (Structure auvent Verrière simple avec modules TEX) et SPV (Structure à base de produits Verriers) pour l'intégration en verrière. Une large gamme de ces modules est possible avec des puissances, des coefficients de transparence, et d'isolation thermique qui varient.

La taille des modules est de 0,60 m x 1,25 m et leurs poids de 16 kg.

Les structures verrières simples sont adaptées pour des verrières d'extérieur ou ne nécessitant pas d'isolation tels que les auvents, les jardins d'hiver, les abris, les parkings couverts... Les structures sur produits verriers ont pour vocations des applications en tant que matériel de construction de bâtiments et doivent donc allier des fonctions d'étanchéité, d'isolation tout en laissant entrer la lumière.

Ci-après, à gauche, le montage en structure brise-soleil. A droite, un exemple d'intégration de cette application.

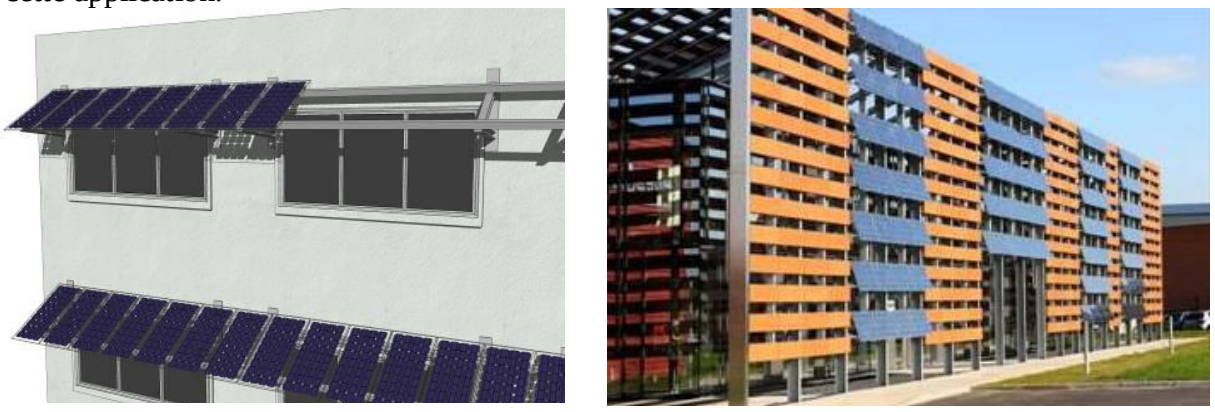

Figure 70 : Exemple d'intégration en pare-soleil de modules translucides Tenesol (illustration et photo constructeur)

4.6.2.3 Schüco

Schüco propose une large gamme de modules translucides : Prosol. Leur structure est similaire aux précédentes c'est-à-dire une encapsulation entre deux couches de verre ou une couche de verre et une couche de Tedlar transparent. Tous les types d'intégration sont possibles : verrières, pare-soleil et façades avec les systèmes d'intégration Schüco (PV light).

Pour ses modules, Schüco offre diverses options de sécurité et d'isolation thermique et phonique,. Les technologies des cellules photovoltaïques sont le silicium monocristallin (rendements allant de 15% à 21%) et le silicium polycristallin (rendements de 13 à 15%).

Ci-dessous, des exemples d'intégration des modules Prosol avec le système PV-light.

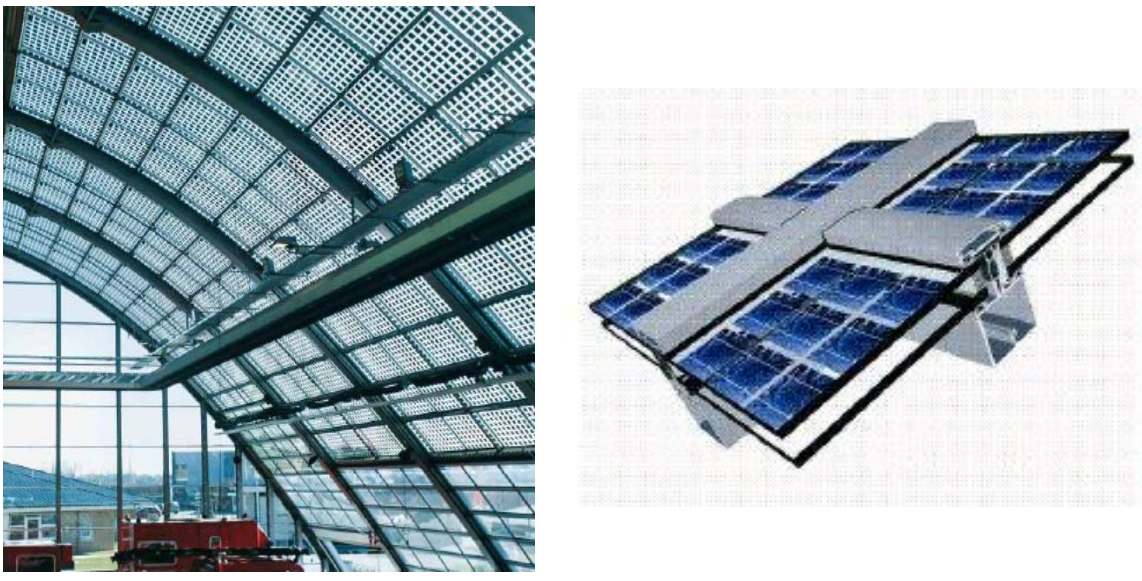

Figure 71 : Exemple d'intégration en verrière des modules Prosol de Schüco (illustration et photo constructeur)

4.6.2.4 Systaic

Systaic propose un système d'intégration dans lequel peuvent être intégrés des modules translucides pour réaliser des verrières.

Figure 72: Système d'intégration Systaic, toiture avec véranda translucide

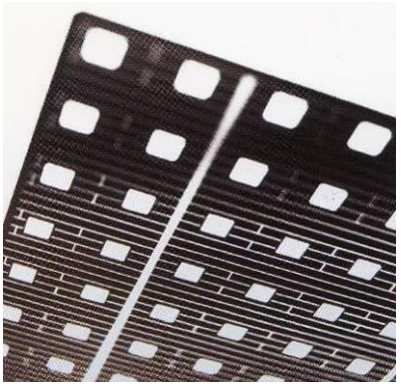

Figure 73: Détail des modules translucides de Systaic

4.6.3 Les modules semi-transparents

Les modules semi transparents en couches minces sont constitués des bandes classiques de cellules (procédé de mise en série intégrée en tuile par trois traits de laser) séparées perpendiculairement par des fentes rectangulaires (brevet Solems) ou circulaires (brevet Sanyo) dont la distance entre deux fentes doit être inférieure au diamètre de la pupille de l'œil humain.

Figure 74: De gauche à droite: module Schott Solar; module MSK en façade vue de l'extérieur puis de l'intérieur

De ce fait, une personne située derrière le module voit parfaitement les images de l'autre côté du module avec une légère opacité liée à la transmittance (typiquement comprise entre 5 et 10% ; voir figure ci-dessus).

4.6.3.1 MSK

Les panneaux semi transparents de MSK sont constitués d'une très fine couche de silicium amorphe (environ 0,3 microns). La taille standard des panneaux est de 0,98 m par 0,95 m mais il est possible d'obtenir d'autres tailles sur commande. MSK propose des panneaux avec des coefficients de transmission lumineuse différents auxquels sera liée la puissance du module : 1% pour 55 Wc, 5% pour 50 Wc, 10% pour 44 Wc.

Les modules sont commercialisés sans cadres et peuvent donc être utilisés en pare-soleil, en verrière ou en façade avec un système d'intégration approprié.

Figure 75 : Exemples d'intégration de modules MSK en façade et en verrière

4.6.3.2 Schott Solar

Les modules ASI Thru de Phototronics Solar Technik, département de Schott Solar sont aussi en silicium amorphe. Les cellules photovoltaïques sont laminées entre 2 plaques de verre ou sont incorporées dans un double vitrage comme le montrent les photos ci-dessous.

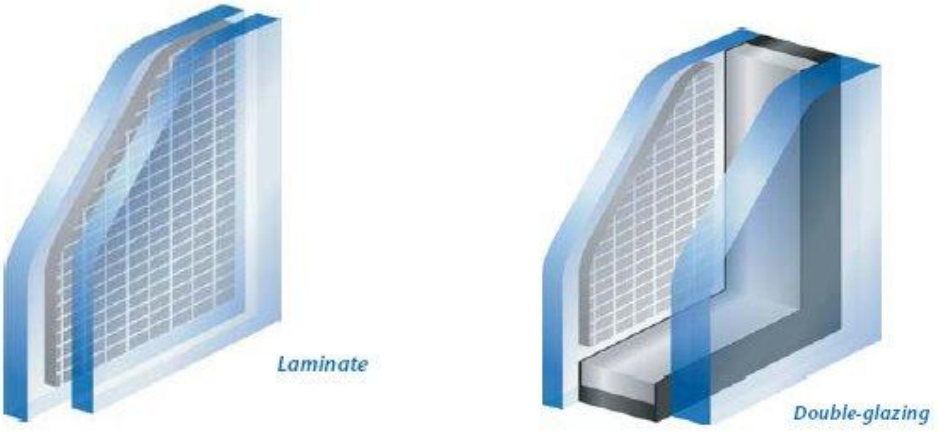

Figure 76 : Coupe de l'encapsulation des cellules photovoltaïques dans les panneaux semi-transparent Schott Solar

Les modules ASI peuvent être incorporés aux structures des bâtiments avec beaucoup de systèmes d'intégration différents et leurs applications sont donc multiples : verrière, façade, pare-soleil. Les modules ASI montés en double vitrage permettent de minimiser l'apport de chaleur par les apports solaire en ne laissant filtrer que 10% de la lumière ; à titre de comparaison, un simple vitrage transmet 80%, un double vitrage 65% et un triple vitrage 50%. Ces mêmes modules ont de très bonne performances afin d'éviter les déperditions de chaleur durant l'hiver (1,2 W/m².K), elles sont du même ordre que celles de double vitrage très performants.

Figure 77 : Exemple d'intégration en façade et en verrière de panneaux semi-transparents Schott-Solar

4.7 Les solutions utilisant des modules photovoltaïques classiques

4.7.1 Les points communs aux différents systèmes

La plupart des systèmes présentent des similitudes pour les dispositifs d'étanchéité aux pourtours de l'installation (abergements) :

- en haut, une bavette métallique ou en matière plastique est fixée sous la rangée de tuiles ou d'ardoises situées au dessus de l'installation et vient recouvrir la partie supérieure de l'installation, sans occulter les cellules. Si l'installation se trouve au sommet du toit, l'élément d'étanchéité sera le faîtage.

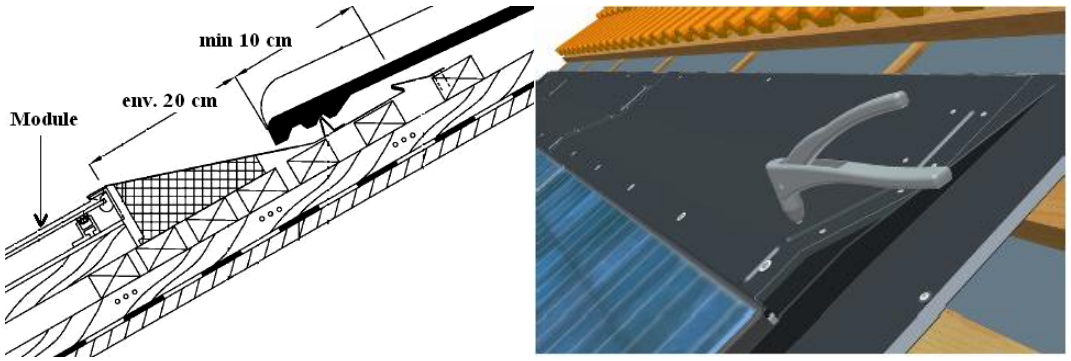

Figure 78: Schémas sur en haut d'installation PV (notice de montage des systèmes Energyroof et "Sol Montagesysteme25i" de S.E.N)

- en bas, une bavette en plomb ou en polymère recouvre la partie supérieure des tuiles (ou ardoises) et déborde sous l'installation PV. En fin de toiture, un débord du module au dessus de la gouttière ou un élément bloquant assurera l'étanchéité en empêchant une remontée d'eau.

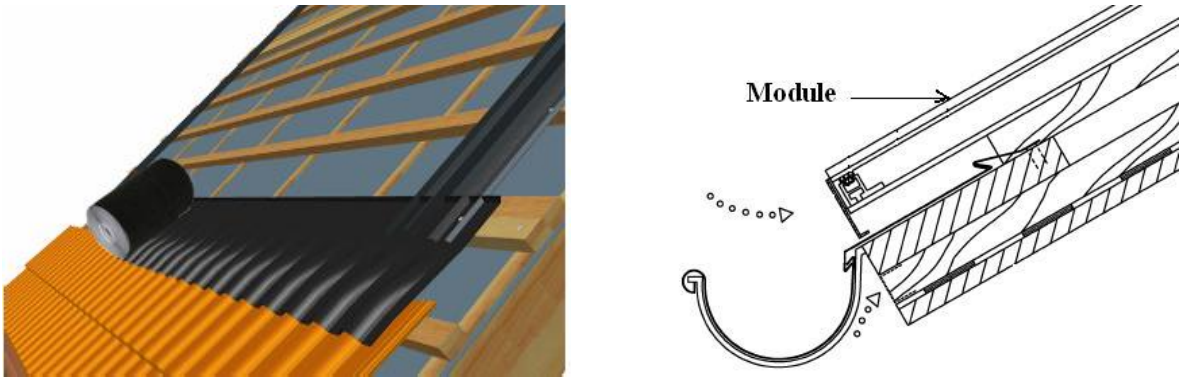

Figure 79: Schémas sur l'étanchéité en bas d'installation PV (notice de montage des systèmes"Sol Montagesysteme25i" de S.E.N et Energyroof)

- à gauche et à droite, dans la majorité des cas, une gouttière métallique vient empêcher tout passage d'eau sur les cotés de la toiture et de l'installation tout en acheminant l'eau récoltée jusqu'à la bavette ou gouttière située en bas de l'installation. Dans d'autres cas, l'étanchéité est réalisée par un dispositif de recouvrement similaire à ceux décrits précédemment, à l'aide de bandes en polymère.

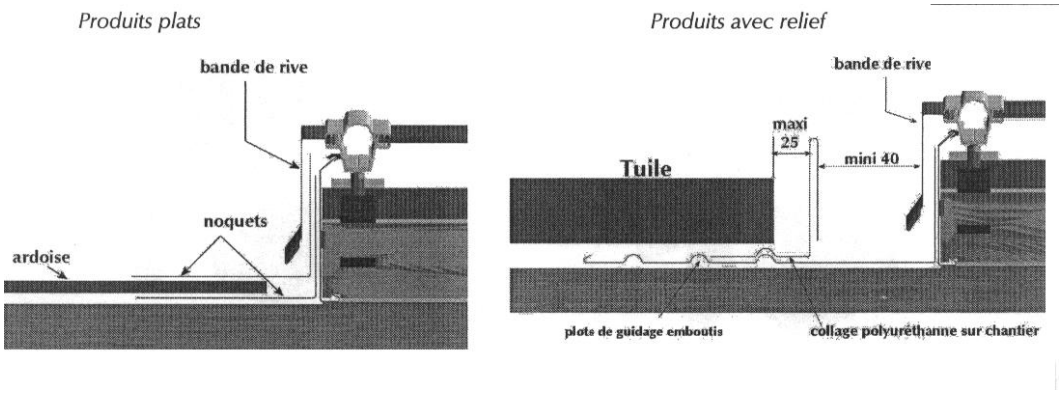

Figure 80: Schémas sur l'étanchéité d'une installation sur les cotés d'une installation PV (d'après la notice de montage du système de Clipsol)

Les systèmes d'intégration se différencient donc principalement par les solutions mises en oeuvre pour assurer l'étanchéité entre les panneaux et le système de fixation des modules sur le toit.

4.7.2 Just Roof de MSK

Ce système est destiné à accueillir des modules de 910 x 910 mm en silicium multicristallin de MSK. Depuis peu, il a également été adapté à des modules monocristallins, noirs, de dimensions : 1 641 x 834 mm (New Just Roof).

Pour le montage, des rails en aluminium anodisé sont fixés sur la charpente, puis les modules sont fixés sur ces rails avec des cadres spéciaux, en même temps que la connexion série est réalisée. Pour l'étanchéité, des profilés aluminium sont fixés entre les modules. Les abergements sont ensuite traités à l'aide d'ajouts de tôles (flashing) comme le montre le schéma ci-dessous.

Les modules sont ventilés par l'arrière et la tôle faîtière permet l'évacuation de l'air.

Ce produit bénéficie de plus de 10 ans de développement technique, depuis 1994, en collaboration avec MISAWA, l'un des plus importants entrepreneurs du japon. Il fut le premier système satisfaisant toutes les normes de construction japonaise. L'usine de production MSK est certifiée ISO 9 001.

Les modules MSK respectent les normes européennes mais ne possèdent pas de certifications particulières.

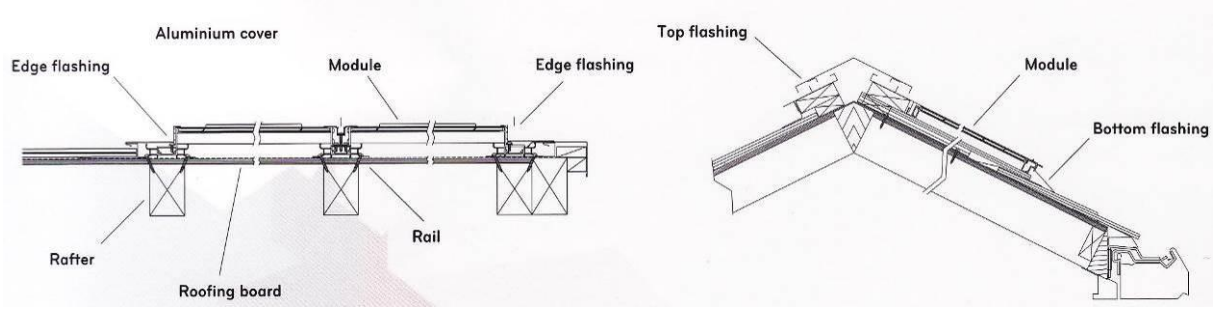

Figure 81: Détails de l'étanchéité en haut, bas du toit et sur les côtés

Figure 82: Photo d'une installation utilisant le système d'intégration en toiture Just Roof de MSK

Plus de 10 MWc ont été installés avec ce système jusqu'à présent, sur plus de 4 000 maisons. Il a été installé sur 500 maisons d'un lotissement à Hokkaido en 2005-2006, ce qui représente une puissance cumulée de 1 MW. Ce système est conçu pour tout type de toiture en pente.

4.7.3 Energiedach® de SolarWorld

Le système Energiedach de SolarWorld, permet d'assembler des modules sans cadre de différents fabricants. Ils sont maintenus côte à côte par des joints qui jouent le rôle de fixation et assurent l'étanchéité entre les modules.

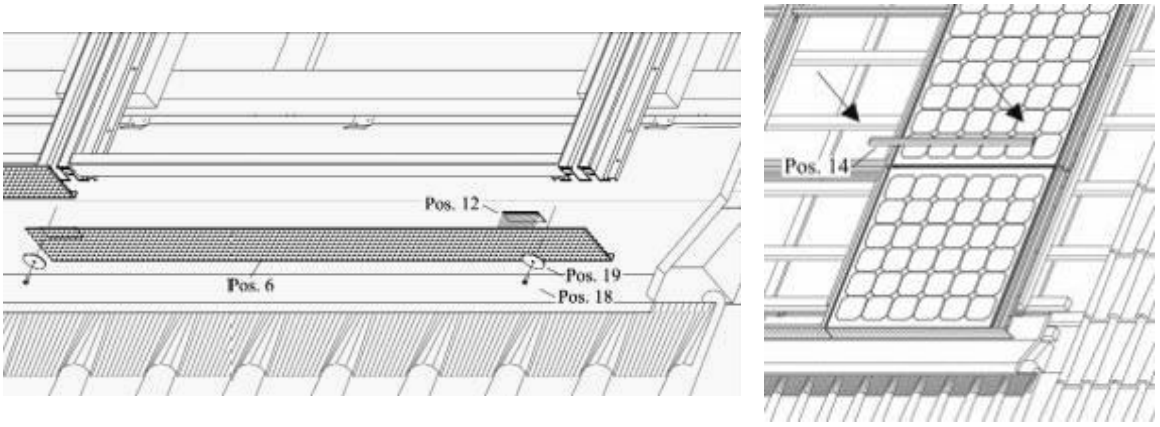

Figure 83: Pose de la grille d'aération (gauche) et des joints d'étanchéité (droite), système Energiedach

Les deux images ci-dessus présentent des étapes du montage d'une installation. Après la pose de lattage aux distances appropriées pour le système et du système d'étanchéité inférieur, la première étape consiste à poser les rails support des modules puis les grilles d'aération. Ensuite peut avoir lieu la pose des modules sur les supports métalliques agrémentés de caoutchoucs puis la fixation au moyen des joints.

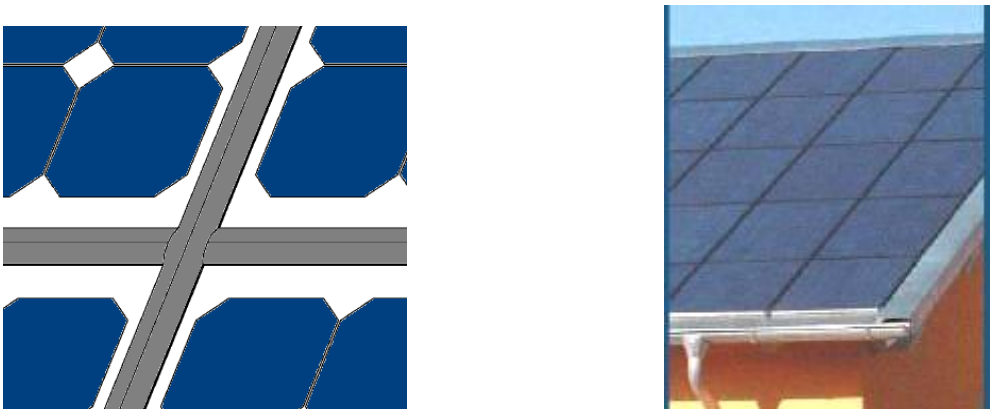

Figure 84: Détails d'installation, montage terminé

A l'heure actuelle et à notre connaissance, SolarWorld ne semble pas avoir réalisé d'installation en France. Les modules sont produits majoritairement à Freiberg dans le Land de la Saxe et le siège social de l'entreprise est situé à Bonn. Certification: TÜV

4.7.4 SolRif de Schweizer :

Le système SolRif (SOLar Roof Integration Frame) est adaptable à tout type de modules sans cadre jusqu'à une surface de 1,5m² et une épaisseur de 5,5 mm. Le système comprend la fixation des modules sur un cadre spécial. Celui-ci assure l'étanchéité de l'installation entre modules et rangées.

Les panneaux sont maintenus entre eux grâce à des emboîtements des cadres comme le présentent les images ci-dessous. Ils sont ensuite fixés sur les liteaux de la toiture au moyen de crochets.

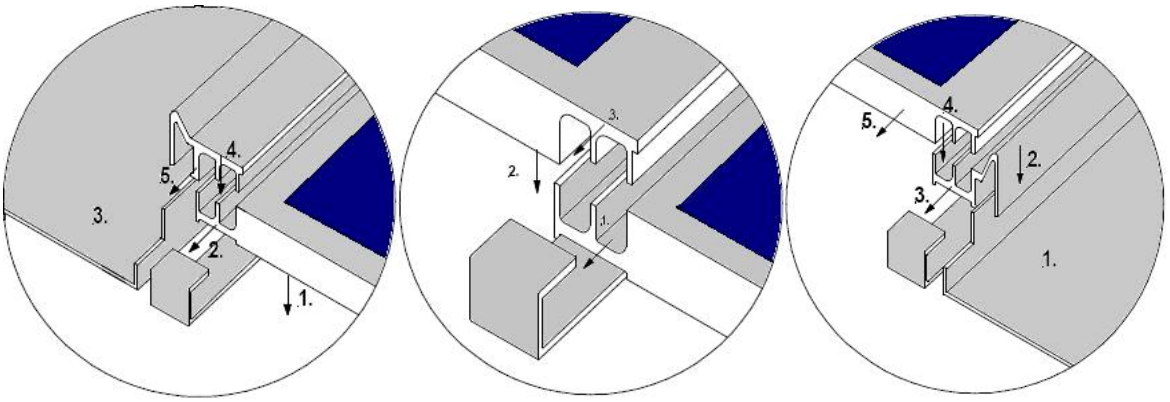

Figure 85: Emboîtement des cadres lors du montage des modules (de droite à gauche)

L'étanchéité en bordure de l'installation est réalisée par des bandes métalliques. Le constructeur assure que son système est aussi étanche que des tuiles.

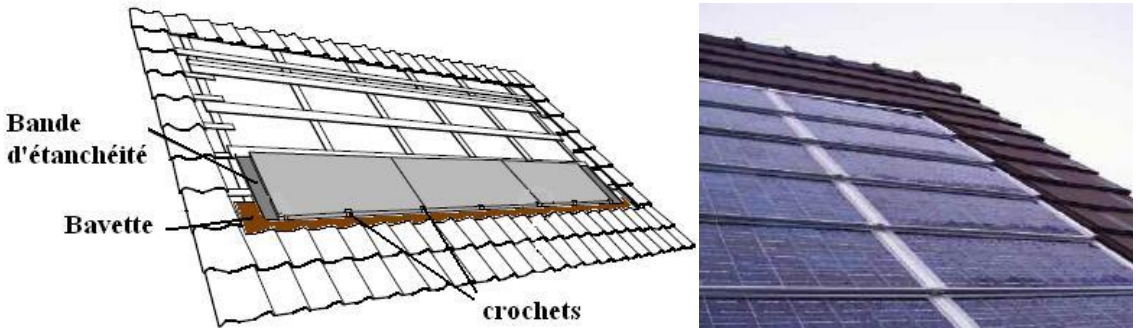

Figure 86: Schéma de l'installation des modules et installation finale

Le système SolRif est fabriqué uniquement en Suisse et est commercialisé depuis 6 ans. Il a servi à installer 14 MWc de modules en toiture (2005). Schweizer collabore avec les sociétés SOLSTIS et Sunwatt qui ont déjà réalisé des installations en France.

La Maison ZEN de Mr Ricaud à Montagnole utilise des cadres SolRif autour de 240 modules SULFURCELL. En un an de fonctionnement, l'étanchété n'a posé aucun problème.

Solrif convient pour des toits dont l'inclinaison est supérieure à 10° (et inférieure à 70°) ; en dessous de 25° de pente il faut s'assurer de l'étanchéité de la sous-couche de toiture.

Certification TÜV.

Prix: 0,25 €/Wc

Figure 87 : 240 modules Sulfurcell / SolRif sur la « Maison ZEN » de Mr Ricaud à Montagnole

4.7.5 Système Annabelle® de ArcelorMittal

La technologie Annabelle® [30]est développée par le groupe ArcelorMittal; elle est actuellement au stade de prototype; une installation pilote en façade devrait être construite pour des tests en conditions réelles, cette fin d'année. Le principe de ce système est d'utiliser des cadres creux

[30] Brevet Yves Jautard

en acier inoxydable ou en alliage et d'intégrer le câblage à l'intérieur ainsi que les connecteurs. Les modules peuvent ainsi s'interconnecter en série par simple « clic ».

Figure 88: Gauche: un module muni du cadre "Annabelle" ; droite: un ensemble de modules

L'installation des modules peut avoir lieu de la manière suivante : après avoir enlevé les tuiles, des profilés métalliques verticaux et horizontaux vont être fixés à la charpente (l'installation sera ensuite indépendante des défauts du toit ; la hauteur des modules peut être ajustée à la hauteur des tuiles à l'aide de cales).

Le rail horizontal est prévu pour que le cadre Annabelle vienne s'imbriquer à l'intérieur ; le montage des modules a ensuite lieu du bas vers le haut et les connections électriques en série sont assurées directement entre les cadres. Ceux-ci sont fixés verticalement par des clips, vissés d'un seul côté à la toiture.

L'étanchéité entre deux modules est réalisée à l'aide d'une bande métallique fixée sur un module qui recouvre un joint présent sur le cadre de l'autre module.

Les abergements sont traités par des bandes métalliques fixées autour de la zone photovoltaïque et se prolongeant jusqu'à la zone des tuiles. La résistance mécanique de l'installation, aux charges de neige, est renforcée au moyen d'un rail métallique situé au bas de l'installation.

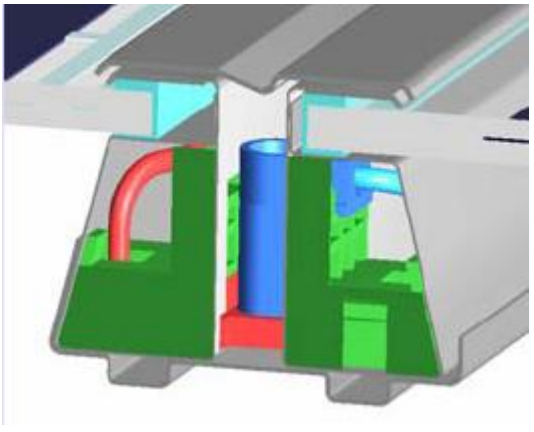

Figure 89: Détails de la connexion entre les cadres de deux modules montés avec le système Annabelle

Le système d'installation Annabelle pourra être fourni avec des cadres de couleurs différentes, adaptés à chaque projet. Ce système devrait être soumis aux différents organismes de test au cours de l'année 2008.

4.7.6 Comparatif des systèmes d'intégration

Il existe à notre connaissance une vingtaine de systèmes différents actuellement sur le marché. Afin de mieux comparer les systèmes d'intégration, nous avons choisi de les noter en fonction de critères que nous nous sommes donnés et qui nous paraissent important pour le bon fonctionnement d'une installation photovoltaïque en toiture.

Dans l'état actuel de notre étude, chaque critère étant évalué sur 3 points, il est difficile d'obtenir des écarts très importantes entre les systèmes. Le classement que nous obtenons n'est donc pas donné dans ce cours car il est sûrement perfectible.

4.7.6.1 Les critères de classification

Afin de pouvoir définir les performances globales des systèmes, il a été nécessaire de fixer des critères de différentiation et de définir leur importance relative.

	Paramètre	Poids	Critère
A	**Esthétique**	3	Effet visuel de l'installation PV en toiture, par rapport aux autres tuiles…
B	**Etanchéité**	3	Le dispositif utilisé permet-il d'assurer une étanchéité durable
C	**Coût**	2	Compare le coût de revient d'un système pour une installation d'environ 10kWp
D	**Remplaçabilité des modules**	1	Evalue la facilité à remplacer un module défaillant sur le toit
E	**Solidité de fixation**	2	Les fixations permettent elles de maintenir le module même en cas de vent fort
F	**Modules font étanchéité**	3	Est-ce que les modules réalisent eux même l'étanchéité ou un autre dispositif est il nécessaire
G	**Facilité de montage**	2	Evaluation de la facilité de montage en temps et complexité
H	**Réhabilitation**	2	Est-ce que ce système est adapté aux réhabilitations
I	**Adapté à tous modules**	2	Est-ce que le système peut s'adapter à tout type de modules
J	**Ventilation**	3	Les modules sont ils bien ventilés sur la face arrière
K	**Fiabilité**	2	Le système est il fiable dans le temps
L	**Poids d'un homme**	1	Les modules peuvent ils supporter le poids d'un homme

Tableau 15: Critères de classification des systèmes d'intégration

4.8 Les tuiles photovoltaïques

Il existe aujourd'hui 24 tuiles photovoltaïques sur le marché mondial. Nous décrivons ci-dessous les quatre modèles les plus accessibles sur le marché français.

4.8.1 Tuile Imerys

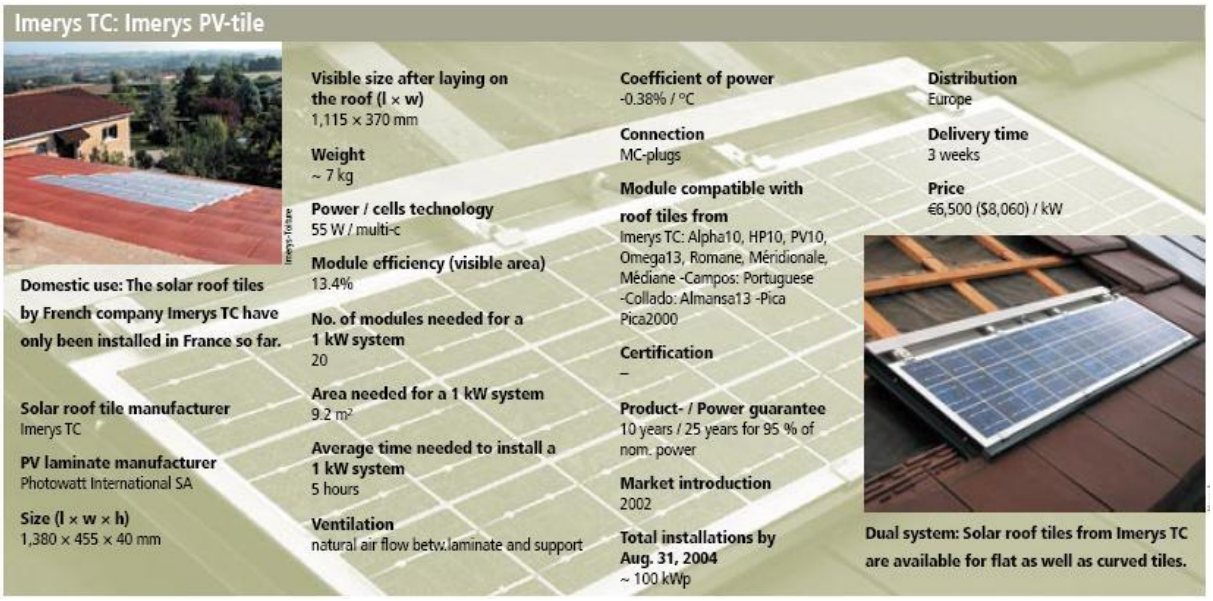

Figure 90: Description de la tuile Imerys ; ***Source: Photon International Nov-2004***

4.8.2 Tuile Lafarge

Figure 91: Description de la tuile Lafarge; ***Source: Photon International Nov-2004***

4.8.3 Tuile Korasun de koramic

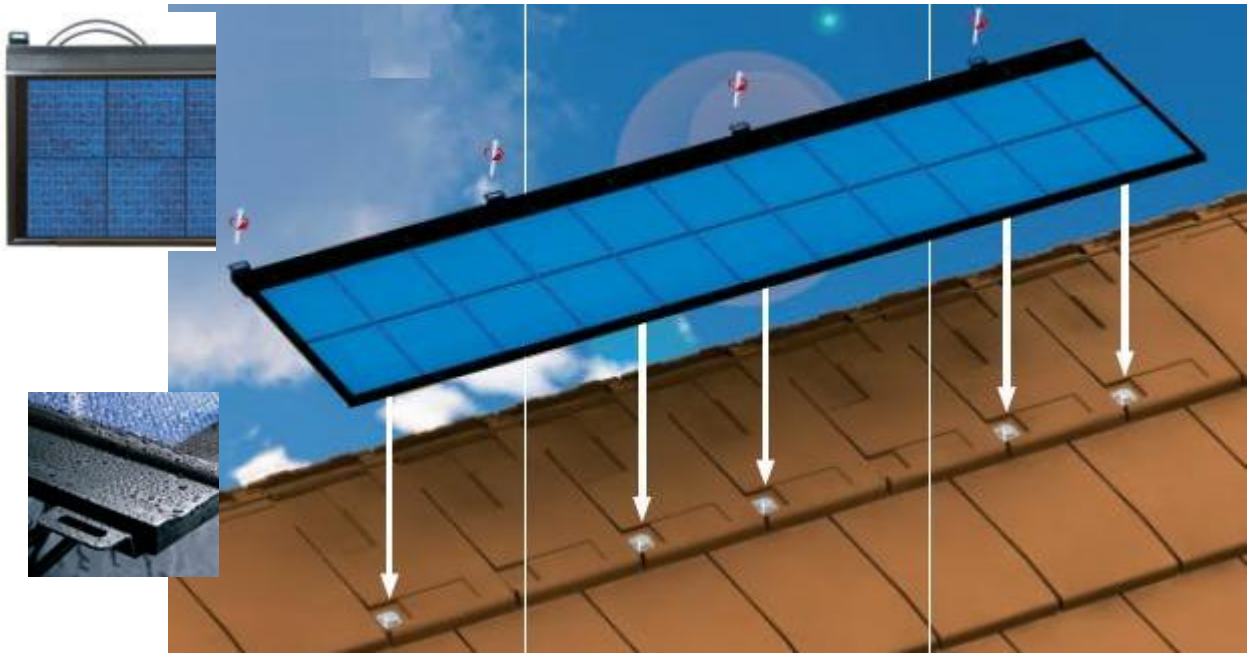

Figure 92: Description du montage de la tuile Korasun

La tuile Korasun est en fait l'assemblage de modules photovoltaïques de taille spécifique sur plusieurs tuiles en terre cuite. Les tuiles adaptée à recevoir les modules photovoltaïques sont déclinées en deux types, l'un moderne l'autre classique, disponibles en plusieurs coloris.

Le cadre du module Korasun est en polyuréthane et il intègre des pattes de fixation en haut pour permettre de le visser sur le liteau à travers la tuile et des clips de fixation magnétique qui permettent au module photovoltaïque de se fixer sur les emplacements métalliques installés sur les tuiles.

Tenue mécanique :

Trente ans de garantie sur la résistance au gel des tuiles supports en terre cuite

Fonctionnement électrique :

- ✓ Rendement garanti : 90% pour 12 ans/ 80% pour 25 ans
- ✓ Certificats en cours : IEC 61215, IEC 61730 (classe de sécurité II)
- ✓ Diode de protection : une diode intégrée à chaque module

4.8.4 Tuile Solar Century

La tuile proposée par Solar Century utilise des cellules au silicium monocristallin de Sun Power, les cellules les plus eficaces au monde (jusqu'à 22%). Elles sont intégrées sur un support en polymère et fibre de verre qui remplace plusieurs tuiles classiques et s'intègre harmonieusement à la toiture. En effet les cellules s'intègrent assez bien avec le reste des tuiles grises : les jonctions et les contacts des cellules Sun Power sont situés à l'arrière, ce qui élimine les grilles et présente un aspect noir uniforme, semblable à des couches minces.

Solar Century a mis au point des adaptateurs qui permettent d'associer sa tuile photovoltaïque à un grand nombre de tuiles disponibles en France.

Figure 93: Détails du montage des tuiles SolarCentury

Figure 94: Vue d'ensemble d'une toiture avec la tuile SolarCentury

Paramètres techniques pour la pose :

- ✓ Recouvrement 75mm (minimum) ; 90mm (maximum)
- ✓ Espacement des liteaux 345mm (maximum) ; 330mm (minimum)
- ✓ Capacité de couverture 3 tuiles/m2 (90 mm de recouvrement)
- ✓ Taille recommandée des liteaux 38mm x 25mm (minimum - pour entre-axes entre chevrons de 600mm maximum)

Fonctionnement électrique :

- ✓ Garantie : 90% de la performance nominale pendant 10 ans et 80% pendant 25 ans.
- ✓ Test sur la résistance aux intempéries selon les standards de l'industrie de la toiture PIT (EN15601)
- ✓ Cellules photovoltaïques sous verre selon IEC 61215 Classe II

4.8.5 Comparatif des tuiles

Fabricant	Module	L module (mm)	l module (mm)	Lvisible après pose (mm)	l visible après pose (mm)	Puissance module (W)	Rendement Module (%)	Poids (en kg)	Prix (€/kW)	Disponibilité
Solarcentury	C21	1220	420	1180	330	52	14,9	8	-	UK
Imerys	Imerys PV-tile	1380	445	1115	370	55	13,4	7,0	6500	EU
Koramic	KoraSun	1823	408	1823	408	75-80	11,4	8	-	EU
Lafarge	SRT 40	1194	380	1194	290	40	10,3	5,5	4625	EU

Tableau 16: Comparatif des tuiles photovoltaïques

Les tuiles photovoltaïques se sont tout d'abord développées pour être une adaptation du photovoltaïque aux toitures afin d'augmenter les chances d'acceptation et d'utilisation par le public.

Cependant elles présentent des inconvénients non négligeables :

- plus les tuiles sont petites, plus le nombre de connexions et donc les risques de disfonctionnement sont grands
- leur coût est beaucoup plus élevé que des modules pour une même puissance, de plus les tuiles sont généralement réservées à des installations de petites puissances.
- pour les petites tuiles, les temps d'installation sont longs.

Les études concernant les performances à long terme des tuiles photovoltaïques sont rares, il est aussi difficile de prévoir leurs performances en fonctionnement réel. Cependant elles peuvent être estimées à partir des performances des modules de mêmes types.

L'élément majeur à surveiller pour la pose des tuiles cristallines est la ventilation sur la face inférieure, qui pourrait faire chuter la production espérée si l'espace sous les tuiles n'était pas suffisant pour le rafraîchissement des tuiles en été.

4.9 Conclusion

On retiendra de cet état des lieux que chaque catégorie de produit photovoltaïque a des applications privilégiées.

Pour un projet donné, le produit photovoltaïque sera en général à choisir parmi une ou deux des catégories de produits suivantes, en fonction des caractéristiques architecturales du projet :

- bacs acier photovoltaïques ;
- membranes d'étanchéité photovoltaïques ;
- parements de façade et de vérandas (modules semi-transparents et translucides)
- systèmes d'intégrations de modules en toiture
- tuiles photovoltaïques

De manière générale les champs d'applications pour chaque catégorie sont les suivants :

- Les bacs métalliques photovoltaïques seront privilégiés dans les applications réservées aux bacs métalliques traditionnels (habitat en région de montagne, bâtiments industriels et commerciaux). Nous recommandons de prendre quelques précautions lors du choix des bacs métalliques : suite à certaines contre-performances de tenue dans le temps des laminés photovoltaïques sur les bacs, il conviendra de privilégier les fournisseurs ayant correctement traité les problèmes de dilatation différentielle et de s'assurer que le fournisseur dispose d'une garantie longue durée sur le produit (peut être supérieure aux 10 ans de la garantie décennale).

- Les membranes d'étanchéités photovoltaïques semblent bien adaptées à des toitures industrielles où ce type d'étanchéité est privilégié. Nous conseillons de privilégier les produits qui permettent la circulation des câbles sur l'étanchéité et évitent le percement de l'isolant de la toiture. C'est également une méthode qui permet un accès facile aux câbles en cas de besoin (à condition que l'on puisse circuler sur l'isolant donc qu'il soit rigide). Nous recommandons également de contrôler les références des étancheurs qui poseront les membranes car des problèmes de malfaçon ont déjà été détectés.

- Pour les applications utilisant des modules photovoltaïques en façade, que ce soit des modules semi-transparents, translucides ou opaques, ils remplacent une double peau ou un parement. Les systèmes de fixations sont dérivés des systèmes existants des façadiers qui possèdent de larges reculs sur les performances et la tenue mécanique des fixations. Puisque les performances électriques sont garanties par les producteurs de modules, ces systèmes de façade figurent parmi les produits les plus fiables du marché de l'intégration au bâti. Le principal paramètre à vérifier sera la bonne ventilation des modules en face arrière, dans le cas d'une double peau, comme pour le cas d'un parement.

- Les systèmes d'installation de modules photovoltaïques en toiture, sont bien adaptés à des toitures de maisons individuelles mais sont également utilisables pour des toitures de surface importante. Peu de systèmes semblent garantir une ventilation optimale de la face arrière des modules, et de l'utilisation de l'air de ventilation. Il faudrait en effet des dispositifs d'installation garantissant 5 à 10 cm d'espace entièrement libre entre modules et toiture (lattage) pour assurer un refroidissement satisfaisant des modules par ventilation naturelle ou forcée.

- Les tuiles photovoltaïques, sont prioritairement destinées aux couvertures classiques des maisons individuelles, ce qui représente un champ d'application relativement limité. Elles sont systématiquement plus chères que des modules, leur mise en œuvre est longue et nécessite de nombreuses liaisons électriques qui sont autant de possibilités de dysfonctionnement. De plus les tuiles utilisant la technologie au silicium cristallin semblent défavorisées dans ce type d'application car la ventilation sur la face arrière des tuiles est, dans la plupart des cas, difficile à assurer.

Ainsi, dans toutes les applications, l'enjeu de la ventilation semble déterminant pour un bon fonctionnement des installations photovoltaïques. Il faudra donc toujours contrôler les méthodes de pose des produits et éventuellement demander des rehaussements des modules par rapport à la charpente, en particulier pour les produits utilisant du silicium cristallin.

Au niveau des avis techniques existants, seul Schüco possède pour l'instant un système de pose certifié par le CSTB. Beaucoup d'autres systèmes sont en cours de certification.

Pour les produits dérivés d'éléments de couverture existants (bacs métalliques, membrane d'étanchéité) les avis techniques qui certifient l'étanchéité du produit donnent une bonne estimation de la tenue et étanchéité pour les versions intégrant du photovoltaïque.

Tous les produits de couverture photovoltaïques ne peuvent en principe être posés en France que s'ils bénéficient d'une garantie décennale. Comme ce n'est généralement pas le cas, l'assurance est négociée de gré à gré avec la compagnie d'assurance soit par le fournisseur du produit photovoltaïque soit par l'artisan poseur.

5 Centrales hybrides

5.1 Principe

Les modules intégrés doivent être convenablement refroidis par un courant d'air naturel ou forcé ménagé entre l'arrière des panneaux et la structure du bâtiment. Sans augmentation de coût considérable, il est possible de prévoir l'utilisation de l'énergie thermique ainsi produite pour couvrir une partie des besoins du bâtiment. Pour des utilisations à basse température, comme le préchauffage par exemple, il est possible d'optimiser la production d'électricité et de chaleur.

5.2 Toitures hybrides

Les toitures qui se prêtent le mieux à une récupération de la chaleur sont celles qui présentent de grandes surfaces d'un seul tenant, ou les structures régulières en forme de sheds assez hauts. Il est possible ainsi de produire de cette façon de l'énergie thermique utilisée pour le chauffage avec stockage saisonnier et de l'électricité pour ses besoins propres. Grâce à une gestion rationnelle de l'énergie et à une récupération systématique de la chaleur, la couverture globale de ses besoins énergétiques peut atteindre 70%, comme chez Aerni en Suisse. Sur la figure ci-contre, le prototype de capteur hybride à air CAPTHEL de Cythelia en test en 2003 sur la plate-forme EDF des Renardières.

5.3 Façades hybrides

Les parties de façade ne comportant pas de fenêtre peuvent également apporter une contribution au système de chauffage de l'immeuble, comme à Mataro en Espagne.

Figure 95 : La bibliothèque de Mataro, prototype d'une façade multi-fonctionnelle (1995)

6 Centrales de démonstration

6.1 Programme de l'AIE

L'Agence Internationale de l'Energie gère différents programmes relatifs aux énergies renouvelables. Dans le cadre du programme "Solar Heating & Cooling Programme" la tâche 7 "Photovoltaics in Buildings" est particulièrement intéressante pour l'industrie photovoltaïque puisqu'elle concerne l'intégration des éléments de captage dans la structure des bâtiments. En son sein, une tâche s'occupe plus particulièrement de systèmes PV/T.

6.2 Demosite

Dans le cadre de la tâche 16, et en collaboration avec l'OFEN, le LESO-EPFL a conçu et réalisé un centre expérimental européen dont le but est de mettre à disposition des fabricants d'éléments photovoltaïques un centre d'essais et de démonstration à l'usage des architectes et ingénieurs désirant réaliser une intégration photovoltaïque. Au début de l'année 1996, une douzaine de systèmes différents ont permis à de nombreux visiteurs d'apprécier les solutions proposées par des constructeurs suisses et étrangers. Une visite à Demosite est souvent l'argument qui entraîne la décision de l'architecte ou du maître de l'ouvrage.

Raccordement au réseau

Partout où le réseau de distribution électrique est à disposition il est possible de se passer de l'élément de stockage par un couplage au réseau. Dans ce cas c'est le réseau qui joue le rôle de stockage.

1 Principe du raccordement

Dans les pays disposant déjà d'un réseau de distribution électrique, une nouvelle pratique a vu le jour dans le courant des années 80.

Elle consiste à compenser les différences entre la production et la consommation grâce à un échange d'énergie avec le réseau. De cette façon, les installations photovoltaïques peuvent se dispenser d'un système de stockage par batteries et injecter dans le réseau tous les surplus d'énergie produits. Toute injection dans le réseau se traduit par une diminution de la demande sur les centrales hydroélectriques, et donc par une "réserve" d'eau qui pourra être mise à profit pendant la nuit, ou lors de périodes de faible insolation.

Plusieurs centaines de milliers d'installations de ce type sont maintenant en service, dont certaines depuis une vingtaine d'années, apportant la preuve de la parfaite compatibilité avec le réseau, et de la haute fiabilité de la production d'énergie.

La mise en service de centrales photovoltaïques dans un réseau de distribution électrique élargit le rôle du distributeur. En plus de sa fonction traditionnelle de répartiteur de l'énergie produite par les gros producteurs, le distributeur assure maintenant le rôle de compensateur entre les excédents et les insuffisances de la production d'électricité d'origine solaire.

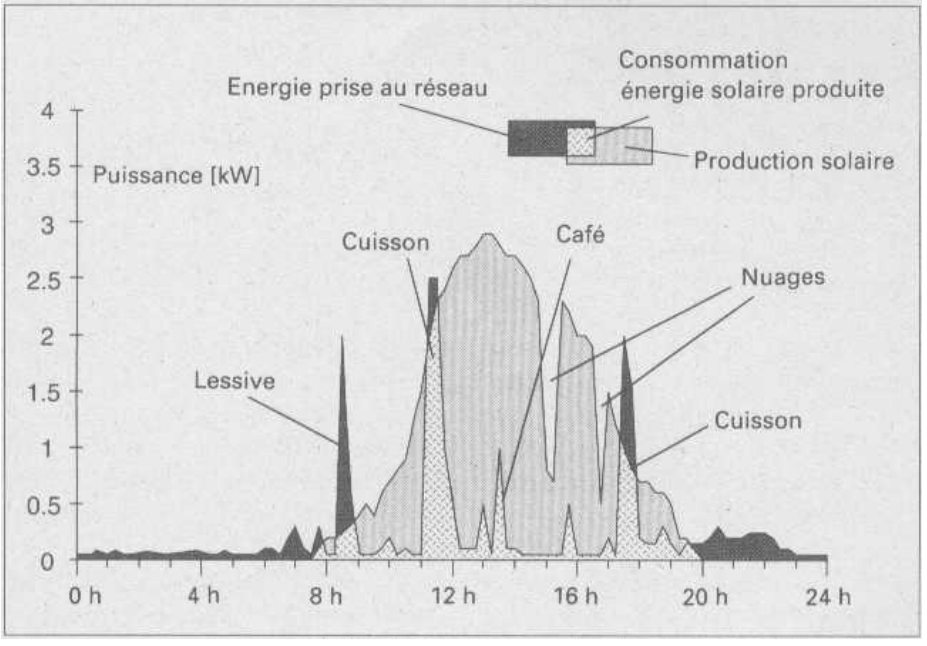

Figure 96 : Echange d'énergie électrique

Il s'ensuit que le flux du courant électrique dans les lignes de distribution n'est plus unidirectionnel et que le rapport commercial entre le distributeur et l'usager n'est plus uniquement celui de fournisseur à client.

Il est absolument nécessaire de s'assurer que les conditions de reprise du courant "solaire" souvent très favorables à un moment donné soient garanties au moins pendant la durée d'amortissement de l'installation.

L'étude, l'engineering et la réalisation de centrales photovoltaïques raccordées au réseau demandent au bureau d'ingénieur beaucoup de qualités de négociateur et de diplomatie. Dans les cas, de plus en plus fréquents, de générateurs intégrés à la construction s'ajoute le dialogue permanent avec les architectes et avec tous les corps de métiers impliqués dans cette intégration. Il n'est pas inutile de souligner que le projet d'intégration doit être engagé dès les premiers travaux de l'architecte pour assurer les meilleurs résultats.

La production annuelle d'une installation raccordée au réseau en Europe varie entre 550 et 1500 kWh/kWc

Les principales caractéristiques des générateurs photovoltaïques raccordés au réseau sont résumées ci-dessous (valeurs moyennes pour une orientation optimale en France).

Production annuelle	1 000 kWh/kWc
Variation annuelle	65% en été, 35% en hiver
Variation journalière	70% entre 10 et 15 heures
Surface de captage	6 m^2/kW
Coût d'investissement	3 000 € TTC/kW
Coût de production	0,20 €/kWh

2 Eléments d'une installation

2.1 Modules

Les principales caractéristiques des modules et des champs photovoltaïques ont été précisées plus haut. En pratique, le projet devra définir le type de modules par ses dimensions ou par le nombre de cellules qu'il comporte. Les modules mono et multi-cristallins les plus courants sont composés de 36 cellules disposées en 4 x 9 et depuis quelques années avec l'augmentation de la dimension des centrales photovoltaïques, les constructeurs proposent maintenant des modules composés de plus de cellules, souvent 72 cellules, soit l'équivalent d'un module double, avec la tension double.

Les dimensions des modules dépendent de celles des cellules ; actuellement de 125 x 125 mm, avec une tendance vers des cellules plus grandes 156 x156 mm pour les multi-cristallines.

Les très grands modules pour l'intégration, qui sont en quelque sorte des éléments de construction, sont adaptés à leur fonction et sont souvent confectionnés en fonction du projet.

Les modules amorphes utilisables pour les centrales photovoltaïques ont des dimensions qui dépendent des équipements de production (aujourd'hui jusqu'à 5 m² chez Applied Materials: 240 x 280 cm). Il faut rappeler qu'ils produisent environ moitié moins d'électricité par unité de surface.

Un module photovoltaïque peut être encadré par un profil métallique ou non, selon le type d'utilisation ou de fixation prévu. A ce propos, il faut souligner que le cadre renforce la rigidité et protège le verre contre les chocs dans le transport et l'installation, mais il n'est pas là pour améliorer l'étanchéité du « lamwich »; il est important de s'assurer de l'étanchéité et de la rigidité des modules sans cadre.

Le module est l'élément producteur dont dépendra la puissance et l'énergie fournie par la centrale photovoltaïque. Il importe de bien s'assurer de la validité des indications du fournisseur qui vont servir de base au dimensionnement.

Il peut arriver que les modules soient issus de lots différents et pour éviter les pertes par "mismatch" (dépareillement), un tri est nécessaire.

Pour de grosses installations, les contrats prévoiront une garantie de puissance qui sera contrôlée à la mise en service.

2.2 Câblage de champ

Une centrale photovoltaïque dans la gamme des 100 kW peut fonctionner sous une tension de 700 V DC avec des courants pouvant atteindre plusieurs dizaines d'ampères.

La qualité du câblage DC est un élément déterminant pour assurer la sécurité et l'efficacité de la production d'énergie.

La tension d'essai du câblage et des éléments (modules compris) est égale à deux fois la tension à vide maximale du générateur photovoltaïque plus 1 000 V, soit plus de 2 000 V pour l'exemple ci-dessus.

Le raccordement des modules représente des milliers de connexion dont la fiabilité est primordiale; en outre la commodité de montage n'est pas à négliger. La plupart des modules courants n'ont plus de borniers avec serrage à vis, les connecteurs embrochables à détrompeur et isolés s'étant généralisés, surtout pour les modèles destinés à l'intégration.

Le câblage du champ proprement dit est déterminé d'une part par les critères de mise en série et en parallèle des modules et d'autre part par la disposition géométrique des éléments, lesquels sont souvent pré-assemblés et pré-câblés par groupes.

Les sections de câbles doivent être calculées de façon à limiter la perte de puissance à 1% en amont de l'onduleur.

La perte d'énergie est proportionnelle au carré du courant, ce qui justifie dans les installations importantes de travailler à des tensions plus élevées.

Les diodes de chaîne en série entraînent des chutes de tension de l'ordre de 0,3 V pour les diodes Schottky et 0,6 V pour les autres, ce qui engendre des pertes de puissance proportionnelles au courant des chaînes.

Les résistances de contact dans les borniers et dans les contacteurs entraînent également des pertes qui ne sont pas négligeables. Les résistances de passage peuvent atteindre 30 à 100 mΩ dans les borniers et 15 à 50 mΩ dans les disjoncteurs. Ces pertes peuvent se traduire par l'échauffement des contacts. On prendra des images infrarouge des boîtes de raccordement pour s'assurer qu'il n'y a pas de point chaud.

Les protections contre les surtensions avec des varistors ne conduisent normalement pas de courant, mais avec le vieillissement les courants de fuite peuvent augmenter et sont difficilement mesurables.

Le câblage du champ n'est normalement pas réalisé sous tube (sauf pour la protection mécanique des passages sur le sol) et les câbles doivent être résistants aux UV et comporter une double isolation. Il existe sur le marché des câbles spécialement fabriqués pour les installations photovoltaïques.

Les coffrets de raccordement contiennent normalement les borniers séparés, positifs et négatifs, des arrivées de tous les câbles provenant des chaînes de modules en série. Ils contiennent également les diodes anti-retour et les dispositifs de protection. Il faut rappeler que les fusibles ne protègent pas les circuits PV, du fait que le courant de court-circuit peut être plus faible que le courant nominal.

Un interrupteur DC n'est pas obligatoire à ce niveau s'il existe à l'entrée de l'onduleur, mais il peut s'avérer fort utile pour isoler des éléments du champ photovoltaïque pendant le montage ou des travaux sur le bâtiment.

Un champ photovoltaïque peut comprendre plusieurs coffrets disposés de façon à diminuer les longueurs de câbles et à optimiser les sections.

Les coffrets doivent répondre aux exigences d'étanchéité, de longévité et de sécurité; ils doivent être largement dimensionnés pour permettre un câblage propre et bien accessible, et construits en matière ininflammable, si possible en métal.

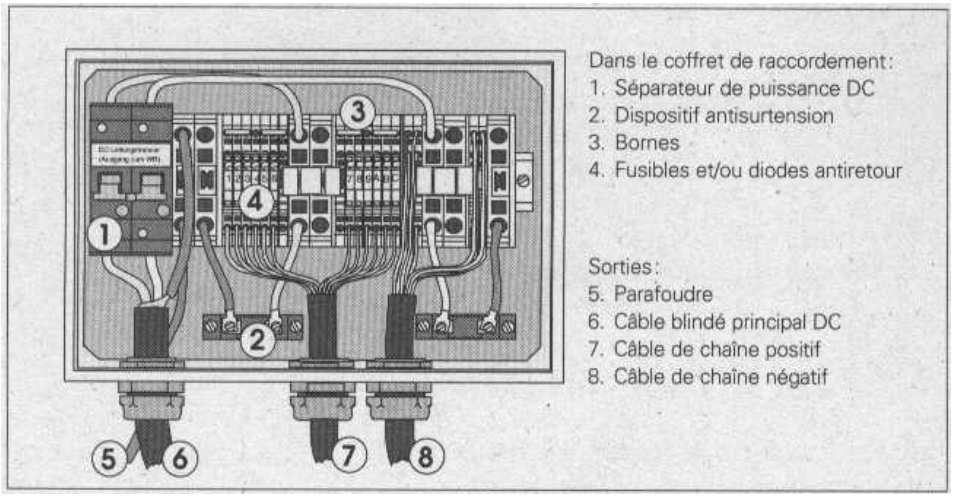

Figure 97 : Coffret de raccordement

2.3 Câblage de liaison

Les coffrets de raccordement, situés à proximité des capteurs, sont reliés au coffret de l'armoire d'entrée de l'onduleur par des câbles blindés, ou sous tubes métalliques. La liaison sera conduite par le plus court chemin et la pénétration dans le bâtiment ne devra pas compromettre l'étanchéité de

l'enveloppe. Dans la mesure du possible le local pour le montage de l'onduleur sera choisi le plus près possible du champ photovoltaïque. Certains onduleurs sont livrés dans des armoires étanches, ce qui permet leur montage extérieur, à proximité immédiate des générateurs. Cet avantage est appréciable dans le cas de montage sur toit plat ou en terrain, mais il est rarement applicable dans les cas d'intégration architecturale des modules. Ici encore, le choix des sections de câble devra garantir une perte maximale de puissance de l'ordre de 1%.

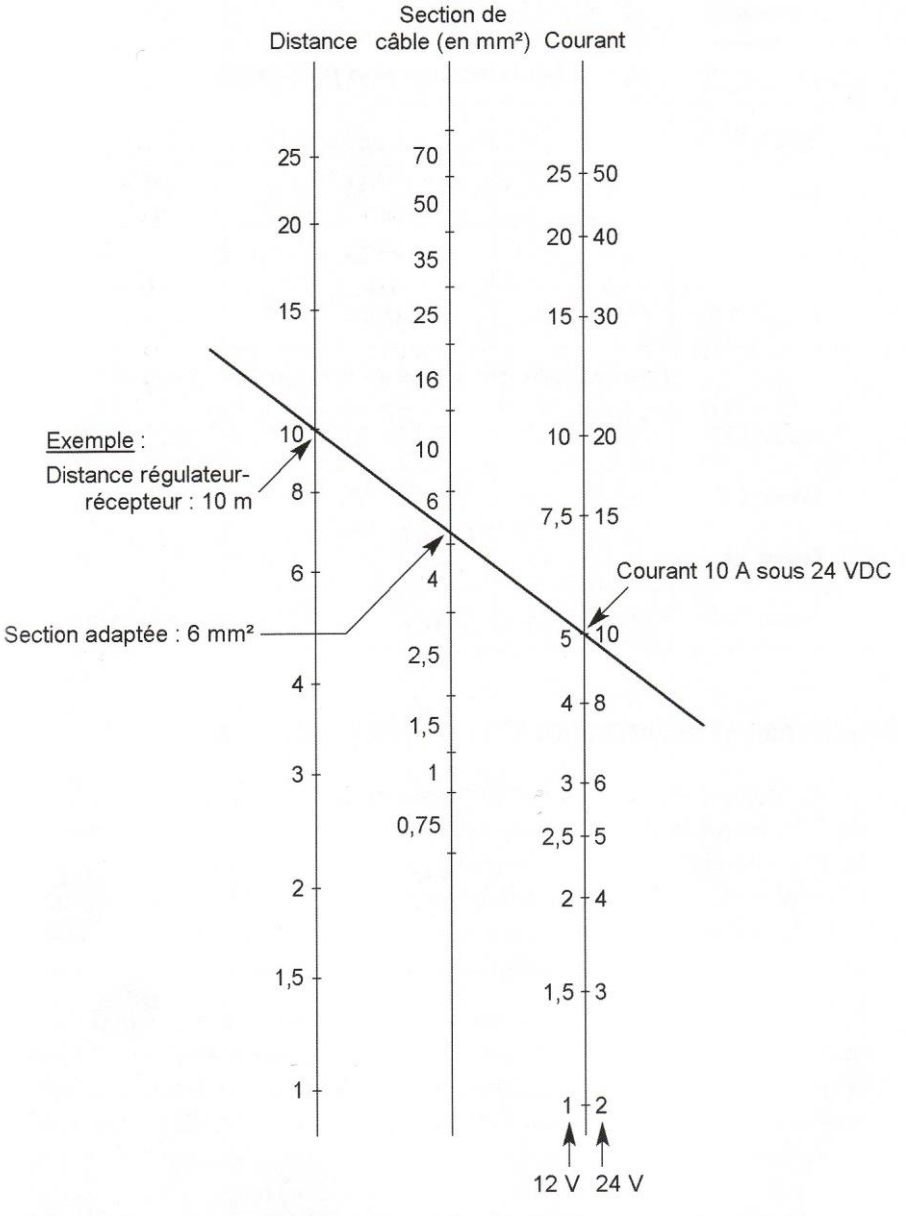

Figure 98 : Abaque de détermination des sections de câble en courant continu (d'après Gérard Moine)

2.4 Contacteur côté courant continu (DC)

La plupart des onduleurs sont équipés de tous les dispositifs nécessaires pour assurer la sécurité de fonctionnement et la protection des personnes et du matériel. Il peut toutefois être nécessaire, ou pratique, de regrouper dans une armoire d'entrée avant l'onduleur les câbles provenant de champs

séparés, les sectionneurs DC, les dispositifs de protection anti-surtensions. Le contacteur principal DC doit pouvoir séparer le champ photovoltaïque sous charge. Il ne faut utiliser que des contacteurs conçus et testés pour commuter du courant continu à la tension nominale. Il ne doit pas être utilisé normalement pour arrêter le fonctionnement de l'onduleur.

2.5 Les onduleurs

La transformation du courant photovoltaïque, de nature essentiellement continue, en courant alternatif usuel 230 V / 50 Hz est effectuée par des appareils électroniques appelés **convertisseurs statiques**, ou **onduleurs**.

Les onduleurs pour la connexion au réseau ont une puissance nominale d'environ 100 W à plusieurs centaines de kW. Jusqu'à 5 kW, ils fonctionnent en général en 230 V monophasé, alors qu'au-dessus, ils doivent être triphasés (basse ou moyenne tension).

Etant connecté directement sur le champ PV, leur tension et leur courant d'entrée sont donc très variables avec les conditions d'ensoleillement et de température ambiante. L'une des fonctions importantes de l'onduleur réseau est donc la recherche du point de puissance maximum (souvent notée MPPT **pour « Maximum Power Point Tracking »),** c'est-à-dire adaptation permanente de l'impédance d'entrée afin d'optimiser, à chaque instant, le produit P = U. I sur la caractéristique du champ PV. L'onduleur doit ensuite construire une (ou trois) tension(s) sinusoïdale(s) correspondant aux normes requises par le réseau.

2.5.1 Configurations possibles des onduleurs pilotés par le réseau

Appelés aussi "à commutation extérieure", ces appareils sont relativement simples et bon marché. Les éléments de commutation sont des thyristors, enclenchés par un signal de commande et déclenchés lors du passage par zéro de la sinusoïde. Ils génèrent des signaux rectangulaires ou trapézoïdaux en montage triphasé, contenant beaucoup d'harmoniques. Le pilotage par le réseau implique un déphasage (cos φ), et la connexion au réseau est effectuée à travers une très grosse self et un transformateur 50 Hz, accompagnés d'un filtre pour atténuer les harmoniques. Les onduleurs à thyristors sont utilisés surtout pour de très grosses puissances. Cette technologie bénéficie d'un prix inférieur, car elle est appliquée à grande échelle dans d'autres domaines de conversion du courant. Avec tous ses inconvénients, ce principe est de moins en moins utilisé aujourd'hui.

C'est la technologie qui a lancé SMA, leader européen. En effet entre 1986 et 1989, la compagnie a développé la série PV-WR-T, des onduleurs à thyristors pilotés par le réseau de puissance entre 20 à 500 kW. Ils ont beaucoup été utilisés pour le programme allemand "1000 Dächer Program". Aujourd'hui, cette technologie n'a pas complètement disparu et ce sont d'ailleurs des onduleurs de ce type qui sont souvent installés dans les programmes de connexion au réseau en Afrique où en raison de la mauvaise qualité fréquente du réseau, ils sont mieux tolérés; Isofoton les a récemment utilisés au Ghana en connexion au réseau. Ils permettent d'éviter en effet que toute la charge se mette sur l'onduleur qui en quelque sorte se mettrait à "réguler le réseau tout entier".

Il existe trois concepts différents pour un onduleur PV connecté au réseau :

- L'onduleur central, principal concept utilisé ; c'est de lui que nous parlons dans la suite. La totalité de la puissance DC est transformée en puissance AC à l'aide d'un ou plusieurs onduleurs centraux. Les avantages sont la séparation claire entre les parties DC et AC ainsi qu'une maintenance simplifiée. Les désavantages sont une influence importante des ombrages partiels, ce

qui demande un MPPT (Maximum Power Point Tracker) plus complexe. Les systèmes à onduleur central se présentent selon deux configurations possibles : un onduleur unique ou plusieurs onduleurs couplés en maître-esclave. Ce dernier concept permet d'optimiser le nombre d'onduleurs en fonction de la puissance à transformer ; ainsi chaque onduleur travaille à un niveau de puissance pour lequel son rendement est le plus élevé. Un désavantage est que l'onduleur maître est toujours fortement sollicité, accroissant ainsi son risque de panne.

- Un **onduleur de branche monté sur chaque branche** de panneaux PV. Ce concept permet d'économiser les boîtiers de répartition et simplifie partie du câblage DC. Les onduleurs de petites dimensions peuvent être montés sur un canal de distribution, ce qui facilite leur accès et leur contrôle. Ce concept tend à devenir le standard en Allemagne dans les systèmes domestiques de moyenne puissance.

- Aux Pays-Bas, une recherche intense s'est développée autour du concept de l'onduleur de module ou "**module-AC**". L'onduleur est monté directement sur le module à côté de la boîte à bornes. Il permet un câblage simplifié en AC uniquement, une connexion simplifiée à l'habitation et le système est moins sensible aux ombrages partiels puisque chaque module est branché en parallèle avec son voisin. Un autre avantage important de ce concept est que le module AC ne débite du courant que s'il voit la sinusoïde du réseau : pour les installateurs, le souci permanent de s'électrocuter disparaît. C'est encore une technologie récente sur laquelle le retour d'expérience est très jeune, en particulier sur la durée de vie, la fiabilité et la résistance aux surcharges.

En général, en dessous de 3.5 kW, les onduleurs fonctionnent en 230 V monophasé. Cette valeur est alignée sur les normes en vigueur mais typiquement on peut considérer le seuil à 5 kW. Pour des systèmes de dimension supérieure (5 à 10 kW), l'alimentation peut utiliser un onduleur tri-phasé ou trois onduleurs mono-phasés.

L'avantage du tri-phasé est son alimentation symétrique, idéale pour les réseaux faibles et le fait qu'un seul appareil est nécessaire. Les inconvénients sont qu'il ne peut y avoir qu'un seul champ de modules et qu'il n'y a pas de modèles de petite puissance disponible.

Les avantages du triple mono-phasé sont le choix important de fournisseurs pour les petites et moyennes puissances et qu'il permet la présence de trois champs de modules différents. Ses inconvénients sont que les champs asymétriques entraînent une alimentation déséquilibrée du secteur et surtout la sommation des harmoniques impairs dans la connexion neutre-réseau qui nécessite une liaison à très basse impédance.

2.5.2 Impératifs techniques

Les impératifs techniques suivants doivent être satisfaits:

- une parfaite synchronisation avec le réseau. Il existe deux types de synchronisation, les onduleurs pilotés par le réseau (le plus courant), et ceux à référence sinusoïdale interne (rare)

- déclenchement automatique en cas de coupure du réseau (pas de fonctionnement en îlot)

- limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau ;

- ne pas occasionner de déphasage important ;

- faible taux de fréquences harmoniques (signal proche de la sinusoïde) ;

- faibles perturbations électromagnétiques (hautes fréquences) ;
- insensibilité aux signaux de commande du réseau ;
- isolation galvanique (entre le champ et le réseau) est souhaitable.

D'autres qualités sont à surveiller lors du choix d'un onduleur :

- le rendement, au niveau de puissance usuelle de l'installation, doit être élevé ;
- enclenchement et déclenchement automatiques, avec un seuil d'irradiance faible ;
- qualité et précision de la recherche du point de puissance maximum ;
- plage d'entrée en tension ; elle conditionne le nombre de panneaux à connecter en série dans le champ ;
- comportement à puissance maximale : certains appareils se déconnectent, d'autres continuent de fonctionner en limitant la puissance ;
- protection en température ;
- consommation faible (nulle) sur le réseau durant la nuit ;
- affichage des paramètres de fonctionnement et des pannes; possibilités de contrôle par ordinateur extérieur ;
- fiabilité, l'un des points cruciaux jusqu'à aujourd'hui ;
- encombrement et poids raisonnables ;
- pour le montage dans les habitations, niveau sonore acceptable.

Figure 99 : Onduleur Sunny Boy 3 kW, produit phare de la société SMA, leader mondial des onduleurs PV couplés au réseau

Le local de l'onduleur doit être bien ventilé, de façon à permettre l'évacuation de l'énergie thermique produite par les pertes de transformation.

2.5.3 Séparation galvanique

La nécessité d'une séparation galvanique entre le champ de capteurs et le réseau est actuellement discutée chez les professionnels du solaire. Les avantages touchent essentiellement la sécurité : l'une ou l'autre polarité du circuit continu peut être mise à la terre indépendamment du réseau ; en cas de panne de l'onduleur, la tension du réseau ne risque pas de se retrouver sur le champ de capteurs ; inversement, aucun risque d'introduire des tensions continues dans le réseau ; en fonctionnement normal, des courants continus parasites pourraient occasionner une détérioration des contacts par effet galvanique; la séparation permet de choisir la tension continue de fonctionnement du champ PV, indépendamment de celle du réseau.

Par contre, l'intérêt principal de l'élimination du transformateur est la simplification du circuit (le transformateur est un élément cher et encombrant), et l'amélioration du rendement (quelques %), spécialement intéressant dans la mesure où les pertes sont liées principalement à la puissance nominale du transformateur, alors que l'onduleur fonctionne la plupart du temps à charge partielle.

2.5.4 Pannes software et hardware

Contrairement aux panneaux PV, d'une fiabilité quasi absolue, les onduleurs sont le maillon faible des installations PV couplées au réseau. Ils sont responsables de la plupart des coupures de production recensées dans les installations réelles.

On distingue plusieurs types de dysfonctionnement :

- Les plus banals sont les microcoupures momentanées, qui durent quelques secondes ou quelques minutes. Ces coupures sont très fréquentes dans certaines installations; elles n'ont pas d'incidence sur la production énergétique, mais peuvent perturber le réseau lors d'enclenchements / déclenchements rapides de fortes puissances.

- Lors de certaines perturbations (transitoires réseau, surchauffe), certains appareils interrompent leur production, mais sont incapables de redémarrer "en charge" ; le démarrage n'a lieu que le lendemain, occasionnant la perte d'une demi-journée de production en moyenne.

- Enfin, les pannes destructives surviennent le plus souvent au niveau des composants de sortie. Leur cause n'est pas toujours identifiable. Dans les modèles anciens, elles pouvaient résulter de perturbations dans le réseau telles que signaux de commande, surtensions transitoires de très courte durée, surtensions d'harmoniques dans le conducteur neutre. Certaines pannes ont également été causées par des modes de fonctionnement extrêmes, qui devraient normalement être supportés et traités par les sécurités de l'appareil : dépassement de la puissance maximale dans un champ expérimental surdimensionné, dépassement de la tension maximale de sortie par fort ensoleillement et demande faible du réseau, etc.

La probabilité des pannes est augmentée lors du fonctionnement à pleine puissance. On ne déplore habituellement que très peu de pannes destructives en hiver.

Les pannes de matériel occasionnent en général une perte de production de plusieurs semaines (délai de réparation, auquel il faut ajouter le retard de la découverte de la panne si le système n'est pas surveillé régulièrement).

Le taux de pannes est très variable d'une installation à l'autre : pour un même modèle d'onduleur, certaines installations ont fonctionné sans failles durant des années, alors que d'autres présentent deux ou trois pannes par an. Cette sensibilité peut être souvent attribuée à la qualité locale du réseau.

Notons toutefois que les onduleurs modernes présentent une fiabilité tout à fait acceptable aujourd'hui, et qui va en s'améliorant avec l'expérience des constructeurs (taux de disponibilité d'environ 98%).

2.5.5 Efficacité

L'efficacité est la caractéristique cruciale de l'onduleur en fonctionnement. Elle varie avec la puissance selon les courbes de la Figure 100, mesurées pour divers appareils du commerce. Ces efficacités sont caractérisées par une puissance de seuil, suivie d'une montée plus ou moins abrupte aux faibles puissances, et un maximum à environ la moitié de la puissance nominale.

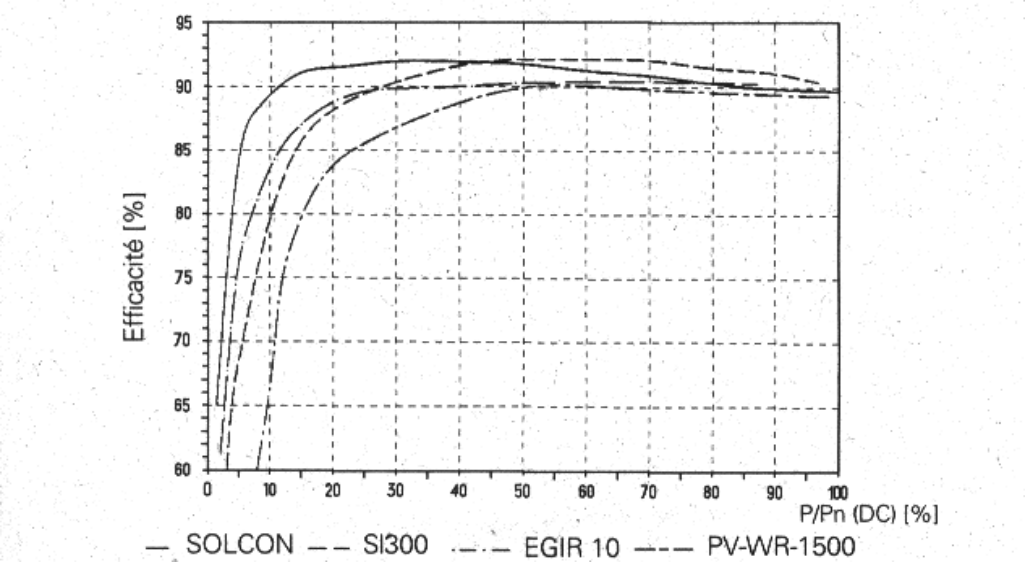

Figure 100 : Efficacités typiques de divers onduleurs de 1.5 à 3.3 kW, en fonction de la puissance de sortie

Il faut souligner que l'allure incurvée de cette courbe, au-dessous du maximum, est la traduction d'un comportement pratiquement linéaire de la puissance de sortie en fonction de celle d'entrée, affecté d'un seuil correspondant à la consommation propre de l'appareil pour l'activation de ses circuits de commande. La **Figure 101** montre en effet la même courbe tracée dans les variables $P_{sortie} = f(P_{entrée})$, pour le SOLCON 3300.

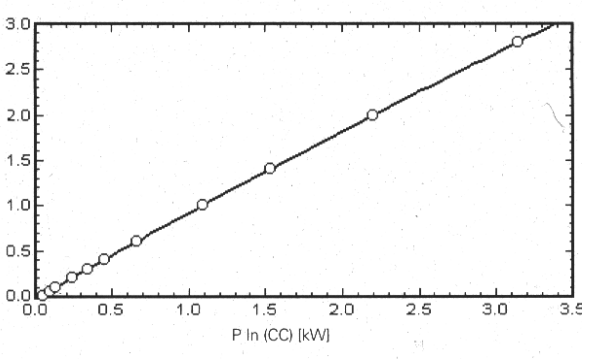

Figure 101 : Caractéristiques de l'onduleur SOLCON dans les variables d'entrée / sortie Psortie = f(Pentrée)

Bien que le maximum d'efficacité soit situé entre 90 et 93% selon les appareils, l'efficacité moyenne reste toujours bien en deçà de ces valeurs, du fait que l'installation PV fonctionne à différents niveaux de puissance. La Figure 102 montre la distribution d'ensoleillement, mesurée dans un plan sud incliné à 35° pour les données de Genève. Les pertes directes de rendement correspondent à la convolution de la distribution d'ensoleillement par le rendement de l'onduleur à chaque puissance correspondante.

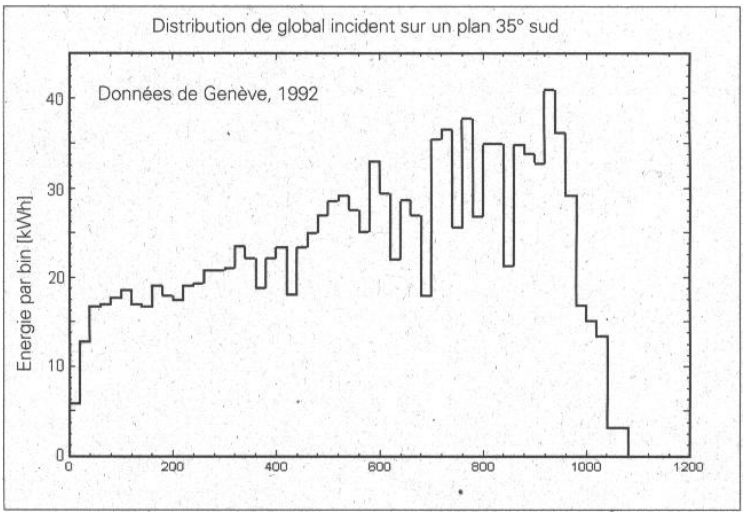

Figure 102 : Distribution typique d'énergie incidente selon la puissance

On voit qu'elles dépendront du dimensionnement du champ par rapport à la puissance nominale de l'onduleur : si l'onduleur est sous-dimensionné, on tombe le plus souvent dans la partie incurvée de faible efficacité. La Figure 100 indique que le SOLCON est de loin le plus favorable dans cette zone. Si on considère le fonctionnement annuel global, la simulation détaillée (effectuée dans cet exemple avec un SOLCON), indique que les pertes de l'onduleur en fonctionnement atteignent 9.7%, auxquelles il faut ajouter les pertes de seuil lorsque la tension minimale n'est pas atteinte (0.9%) ou que la puissance DC est insuffisante (0.6%). Ainsi, pour une efficacité maximale de 92%, l'efficacité réelle n'est que de 89%.

Une grandeur plus significative que le rendement maximal est donc utilisée pour caractériser l'efficacité d'un onduleur : le « rendement européen ». Il permet de comparer les onduleurs dans des conditions « européennes » de flux lumineux. Il se calcule à partir des rendements à charge partielle.

$$\eta_{EUR} = 0{,}03.\eta_{5\%} + 0{,}06.\eta_{10\%} + 0{,}13.\eta_{20\%} + 0{,}10.\eta_{30\%} + 0{,}48.\eta_{50\%} + 0{,}20.\eta_{100\%}$$

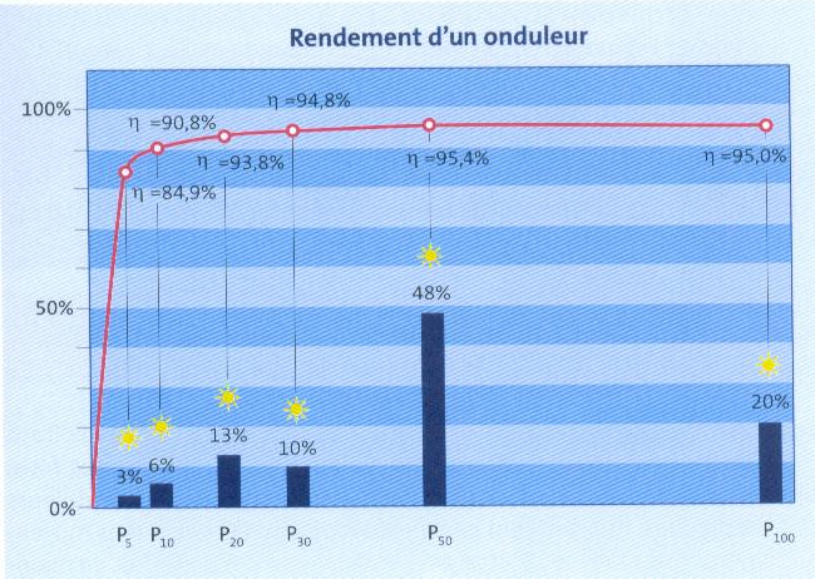

Figure 103 : « Rendement européen » d'un onduleur

2.5.6 Plage d'entrée en tension

La plage des tensions d'entrée admissibles pour l'onduleur détermine le nombre de panneaux à connecter en série. L'avantage de travailler à une tension plus élevée est de diminuer le courant du champ: en effet, lorsqu'on double la tension les pertes ohmiques du câblage sont divisées par quatre ! En effet, on s'est aperçu depuis 2008 que la course aux rendements globaux des systèmes qui tend à augmenter la tension de chaîne (qui peut monter aujourd'hui jusqu'à 1000 Vdc) induit des dégradations des modules par des réactions électro-chimiques ave les matériaux encapsulant (PID : « potentiel induced degradation »). On recommande donc de ne pas travailler avec des tensions d'entrée onduleur supérieures à 700 V.

La tension maximium d'entrée des onduleurs doit être strictement respectée (C15-712-1). Si le champ de module dépasse la valeur indiquée par le constructeur d'onduleurs, ne serait-ce ue quelques secondes, l'onduleur est mort (condensateurs électrochimiques). La tension maxi des modules sera calculée sur la base d'une température extérieure de -15°C et d'un éclairement de 1000 W /m², en circuit ouvert.

Le fait que la tension des modules passe sous la tension mini d'entrée de l'onduleur n'est pas critique : elle fait juste décrocher l'onduleur. En bonne pratique elle sera calculée sur la base d'une température de modules de 70°C et d'un éclairement de 400 W /m², au point de puissance maximum.

2.6 Spécifications du réseau et de l'environnement électromagnétique

2.6.1 Prescriptions

Les systèmes PV connectés au réseau doivent satisfaire aux normes de sécurité, notamment en ce qui concerne les problèmes de construction mécanique, mise à terre et protection contre la foudre. Il est à noter que ces principes sont surtout liés à la construction du système PV.

Les influences sur le réseau sont soumises à des prescriptions très sévères dans chaque pays dont les équivalents européens sont les normes EN60555 (pour les émissions électromagnétiques).

2.6.2 Couplage et synchronisation

Même si certains onduleurs génèrent eux-mêmes leur propre sinusoïde de référence, la plupart ont besoin de la présence du réseau pour fonctionner. L'enclenchement de l'onduleur doit en effet se faire parfaitement en phase, ce qui nécessite la préexistence du réseau. Dans la pratique, l'onduleur est en général équipé d'un interrupteur de marche. L'opération de couplage au réseau ne doit en principe pas être réalisée directement, mais toujours à l'aide de cet interrupteur.

On ne coupera jamais la connexion au réseau en un point proche de l'onduleur ; une coupure trop brusque en charge peut induire des pics transitoires, susceptibles d'endommager les commutateurs électroniques de l'étage de sortie. En cas de coupure accidentelle, ces risques sont atténués avec la distance, par le jeu de l'inductivité de la ligne de transport.

2.6.3 Fonctionnement autonome

Pour des raisons évidentes de sécurité pour les agents qui peuvent se trouver sur la ligne, l'onduleur ne doit plus fournir de tension en cas de coupure du réseau. En général, les prescriptions stipulent qu'il doit être coupé en moins de quelques secondes (de 3 à 5 secondes selon les différentes normes). Techniquement, cette exigence peut être réalisée par la mesure de tension ; mais si par exemple à l'instant de la coupure, la consommation de l'utilisateur correspond exactement à la production solaire, le système ne décèlera aucune variation significative de tension, et si aucune autre précaution n'est prise, un agent travaillant sur la ligne qu'il croit déconnectée, peut être électrocuté par le courant qui remonte par l'aval.

Il a donc fallu chercher d'autres critères de détection des coupures de réseau : on peut mesurer l'impédance de ligne en permanence et détecter une augmentation de celle-ci.

La plupart des appareils actuels se coupent en une fraction de seconde.

2.6.4 Perturbations de la tension du réseau

L'injection de puissance dans le réseau provoque évidemment une augmentation de la tension. Cette augmentation est mesurée au point d'injection, qui doit être choisi aussi proche que possible du tableau de distribution dans une maison individuelle. D'après les normes européennes, l'augmentation au point d'injection ne doit pas dépasser 3% en basse tension (230 / 400V) et 1.6% en moyenne tension.

Soulignons que la variabilité de la production (conditions météorologiques, jour/nuit) entraîne des variations correspondantes sur le réseau utilisateur au cours du temps.

De plus, dans tous les cas, la tension maximale admissible (230V / 400V + 6%, soit 244V / 424V) ne doit jamais être dépassée.

La surtension au point d'injection est déterminée par la structure et l'impédance du réseau. Dans le cas monophasé, le comportement du circuit général peut être analysé selon la **Figure 104**. L'impédance déterminante pour les variations de tension au point d'injection est l'impédance du réseau $Z_{réseau}$.

L'impédance de la ligne liant l'onduleur au point d'injection, $Z_{liaison}$, doit être minimisée selon le critère de la limitation en tension maximale admissible. En effet, l'onduleur lui-même doit être équipé d'une coupure automatique en cas de dépassement de cette limite, mesurée à la sortie de l'appareil. Les conditions de dépassement interviendront donc d'autant plus facilement que la chute

de tension dans $Z_{liaison}$ est importante. Par exemple, pour un onduleur de 3.3 kW (220V / 15A) situé à 20 m du tableau et connecté par un câble de 2 x 2.5 mm^2, cette chute de tension atteint 5.3 V ! En pratique on sur-dimensionnera donc souvent la section d'un facteur 2 ou 3.

L'impédance des lignes de transport se calcule de la manière suivante :

$$Z = R + L.\ 2\pi f\ [\Omega]$$

Où : $R = \rho.\ l/s$

l = longueur de câble [m], s = section [mm^2].

Selon les prescriptions, la résistivité du cuivre sera prise par sécurité à T = 60°, soit :

$$\rho = 22\ m\Omega\ .\ mm^2/m.$$

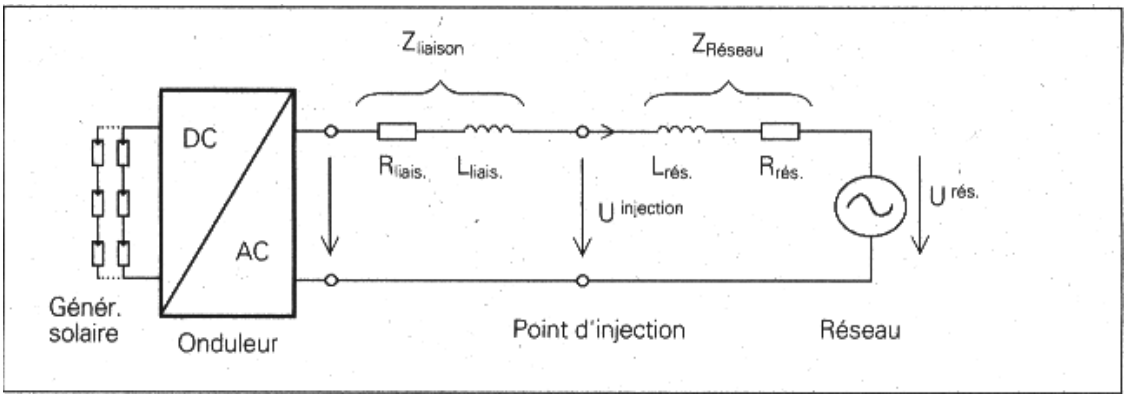

Figure 104 : Connexion d'un onduleur monophasé et impédances caractéristiques pour les calcul des limites de tension

La réactance des lignes de transport dépend de l'environnement direct du câble et de sa structure mono / triphasée, mais très peu de sa section. Le Tableau 17 en donne les valeurs pour la fréquence fondamentale (50 Hz). Rappelons que la réactance est proportionnelle à la fréquence, et que l'impédance augmente donc avec l'ordre des harmoniques.

Type de ligne	**Réactance à 50 Hz**
Conducteur libre (lignes aériennes)	0.34 mΩ/m
Câble isolé mono conducteur	0.18 mΩ/m
Câble 4 conducteurs sous gaine où tube	0.085 mΩ/m

Tableau 17 : Réactance de quelques types de câbles utilisés dans les réseaux de distribution

Il faut noter enfin qu'en monophasé, l'impédance prise en compte est celle de la somme des deux câbles, alors que, pour un montage triphasé, elle ne sera que la somme des 3 conducteurs extérieurs agissant sur le transport des 3 tensions combinées. On peut considérer que l'impédance globale de la ligne triphasée n'est que 60% d'une ligne monophasée. Et sur le même point, on peut injecter 5 à 6 fois plus d'énergie en triphasé qu'en monophasé pour la même chute de tension.

Pour une installation importante (quelques kW), et particulièrement en milieu rural où les lignes de distribution BT peuvent être longues, il sera nécessaire de contrôler la qualité du réseau complet, parfois jusqu'au transformateur moyenne tension.

A titre indicatif, le **Tableau 18** donne les impédances des transformateurs MT usuels, pour le circuit secondaire.

P nominale [kVA]	Résistance [mΩ]	Réactance à 50Hz [mΩ]
63	42	104
100	25	69
160	14	45
250	8.6	30
400	5.4	20

Tableau 18 : Impédance des transformateurs MT 16 kV / 400 V au secondaire.

2.6.5 Perturbations basse fréquence

Selon le théorème de Fourier, tout signal périodique peut être décomposé en une somme de sinusoïdes - les harmoniques - dont les fréquences sont des multiples de la fréquence fondamentale (50 Hz pour le réseau).

Ordre	Imax [A]	Ordre	Imax [A]
2	1.08	3	1.08
4	0.43	5	0.43
6	0.30	7	0.30
-	-	9	-
-	-	11	-
-	-	13	-
8 < n < 40	0.23 . 8/n	15 < n < 39	0.15 . 15/n

Tableau 19 : Limites en courant des harmoniques selon la norme EN60555-2.

Leur amplitude relative, appelée taux d'harmoniques, est une mesure de la déformation du signal par rapport à une sinusoïde pure. Les onduleurs PV génèrent des harmoniques, qui dépendent beaucoup de leur principe de fonctionnement. Pour les installations domestiques, les limites de l'injection de perturbations harmoniques dans le réseau sont régies par les normes EN60555-2. Pour un appareil donné, ces normes stipulent un courant maximum admissible pour chaque harmonique (Tableau 19).

Toutefois, en cas de dépassement, et en accord avec le distributeur d'électricité, on peut néanmoins utiliser ces appareils si certaines conditions, liées cette fois à la qualité du réseau, sont respectées. Dans ce cas, il faut vérifier que les taux d'harmoniques en tension, mesurés au point d'injection (entre phase et neutre pour la basse tension, entre phases pour la moyenne tension), ne dépassent pas les valeurs du Tableau 20. Ce tableau dérive du précédent, en la formule d'impédance du réseau suivante :

$$Z = 0.4\ \Omega + j\ .\ n\ .\ 0.25\ .\ \Omega$$

Certaines installations sont équipées de 3 onduleurs monophasés montés en étoile, au lieu d'un seul appareil triphasé. Dans ce cas, au lieu que les fondamentales se compensent, les harmoniques d'ordre multiple de 3 sont en phase dans le conducteur neutre, et peuvent conduire à des courants très importants.

Ordre	Imax [A]	Ordre	Imax [A]
2	0.3%	3	0.85%
4 - 40	0.2%	5	0.65%
-	-	7	0.6%
-	-	9, 11	0.4%
-	-	13	0.3%
-	-	15 < n < 39	0.25%

Tableau 20 : Limites en tension des harmoniques selon la norme EN60555-2.

On a pu observer que cette tension harmonique parasite pouvait perturber le fonctionnement des onduleurs, et même mener à des pannes irréversibles. Il est donc conseillé de n'utiliser ce montage que pour de petites puissances, et avec une impédance très faible du conducteur neutre au point d'injection. La séparation des lignes de neutre jusqu'au point d'injection (quelques dizaines de mètres) s'est souvent révélée efficace pour résoudre le problème.

2.6.6 Signaux de commande du réseau

Un réseau électrique en Europe est en général affecté par des signaux de commande (enclenchements de chauffe-eau, éclairage public, etc.) dans la gamme de fréquences située entre 300 Hz à 1 100 Hz environ. Ces signaux peuvent atteindre des amplitudes de 20 V. Historiquement, ils ont posé de graves problèmes au fonctionnement des onduleurs, surtout pour ceux provenant des Etats-Unis où de tels signaux n'existent pas. Ils provoquaient l'arrêt de l'appareil jusqu'au lendemain, et même parfois des pannes hardware. Ces problèmes peuvent être contournés par l'utilisation de filtres ; mais avec la difficulté que chaque distributeur utilise des fréquences différentes.

Inversement, les nouveaux appareils avec référence sinusoïdale interne fournissent un signal "propre", avec une tendance à atténuer ces signaux par compensation. L'installation de filtres spécifiques entre l'onduleur et le point d'injection peut donc être nécessaire si l'installation de la maison comporte des récepteurs pour ces signaux.

2.6.7 Perturbations électromagnétiques

Le fonctionnement des onduleurs implique des commutations rapides de courants élevés, et génère donc des perturbations électromagnétiques dans une large plage de fréquences radio, s'étendant de 150 kHz à 30 MHz. Ces perturbations peuvent être émises soit par les connexions du réseau, soit par le circuit photovoltaïque, qui jouent le rôle d'antennes. Les limites d'émission sont régies par des normes européennes sur les émissions électromagnétiques par les appareils ménagers et les autres appareils électriques dans l'habitat (EN55014 et EN-50081-1). Les mesures sont effectuées à l'aide de sondes de contact, à travers un réseau d'adaptation d'impédance normalisé.

Les onduleurs doivent être équipés de filtres HF sur toutes leurs connexions vers l'extérieur. Malheureusement, du côté continu de certains appareils, ceux-ci sont omis ou insuffisants pour respecter les normes. Ceci est d'autant plus grave que l'onduleur fonctionne en permanence du matin au soir, et que dans l'habitat les appareils sensibles (télé, radio, ordinateur) sont en général situés à faible distance.

Ils doivent respecter la norme CEM (compatibilité électromagnétique) DIN EN 50082-1.

2.6.8 Normes EDF

Sont généralement intégrés aux onduleurs réseau les protections de découplage.

Voici ce qui est mentionné, à ce sujet, dans le document d'EDF intitulé « ACCES AU RESEAU BASSE-TENSION POUR LES INSTALLATIONSPHOTOVOLTAÏQUES - Conditions techniques et contractuelles du raccordement » :

« Pour les petites sources de production d'électricité équipées d'un onduleur de puissance inférieure à 5 kVA (4,6 selon VDE 0126) il est admis que cette fonction de protection de découplage soit assurée par un sectionneur automatique (généralement intégré dans l'onduleur) dès lors que les critères mis en œuvre sont conformes aux prescriptions de l'arrêté.

Afin d'être homogène avec les pratiques des électriciens allemands chez lesquels le nombre d'installations photovoltaïques en service est important, il a été décidé de prendre pour référence la DIN VDE 0126 d'octobre 1997 qui définit les caractéristiques des onduleurs les rendant aptes à assurer la fonction de protection de découplage :

Les caractéristiques demandées par cette norme DIN VDE 0126 sont en fait d'un niveau d'exigence égal voir supérieur à nos prescriptions. En effet, selon cette norme, le découplage du générateur intervient sur :

- Variation de tension ≤ 80 % ou $\geq 115\%$ en $t < 0{,}2s$;
- Ecart de fréquence de $\pm$ 0,2 Hz en $t < 0{,}2s$; cette fréquence pouvant être mesurée entre 70% et 120% de Un;
- Mauvais isolement du circuit à courant continu du générateur au moment de la mise sous tension ou en cours de fonctionnement,
- Mauvais isolement du circuit à courant alternatif du générateur ou injection d'une composante de courant continu suite à défaillance de l'onduleur en cours de fonctionnement,
- Hausse d'impédance du réseau amont supérieure à 0,5 ohm par rapport à la valeur de référence glissante en $t < 5s$,
- Maxi de tension réglé à 110 % Un ; un ajustement dans une plage 100 % à 115 % de Un est souhaitable pour tenir compte du niveau moyen de la tension de fourniture selon le raccordement de l'installation.

Le sectionneur automatique procède à la vérification de la plage de fréquence durant 20 s au moment de la connexion. L'organe de séparation (relais de découplage) est formé d'un dispositif à coupure dans l'air doublé, le second dispositif pouvant être réalisé au moyen d'éléments électroniques à semi-conducteur.

Compte tenu des retours d'expérience, la fonction protection par hausse d'impédance qui est parfois à l'origine de découplages intempestifs peut être inhibée. »

2.6.9 Certifications

- CEM : DIN50081 part 1

- EN 55014 ; EN 60555 part 2
- EN 55011 groupe 1, classe B
- DIN EN 50082 part 1
- Conformité au réseau : DIN EN 60555
- Régulation de la tension : DIN EN 50178 (VDE 0160)
- DIN EN 60146 part 1-1 (VDE 0558 part 1)
- Protection de découplage : DIN VDE 0126

2.7 Contacteur côté courant alternatif (AC)

De même si le point d'injection dans le réseau est relativement éloigné, un disjoncteur AC et les protections de ligne seront montés dans une armoire de sortie, à proximité de l'onduleur. Il ne doit pas être utilisé pour interrompre le fonctionnement de l'onduleur.

2.8 Injection - comptage

L'injection dans le réseau s'effectue à travers un tableau de distribution faisant partie de l'installation. Pour choisir le point d'injection, il faut se rappeler que la centrale photovoltaïque produit un courant de puissance variable, dont le maximum dépend de la puissance installée et des conditions météorologiques.

Cette puissance doit pouvoir être absorbée sans perte par les consommateurs présents au point d'injection, ou on amont de ce point. Tous les systèmes de synchronisation et de sécurité étant déjà compris dans l'onduleur, le point d'injection ne comporte pas de dispositif particulier, à l'exception d'un sectionneur PC et d'une mise on garde relative à la nature particulière de la ligne.

Les normes internationales actuellement en usage pour la sécurité des convertisseurs utilisés dans les installations photovoltaïques sont pour les exigences générales : CEI 62109-01 :2005-01 (ed.1) et pour les exigences spécifiques aux onduleurs : CEI 62109-02 :2003-12 (ed.1).

3 Protection et sécurité

3.1 Surtensions

Un générateur photovoltaïque est par définition, une installation électrique extérieure qui doit être protégée contre les effets des intempéries telles que la pluie, le vent, la foudre, etc. D'autre part elle doit présenter toutes les conditions de sécurité nécessaires pour les personnes susceptibles de se déplacer à proximité.

Une protection générale contre les surtensions, par exemple par des varistors, doit être montée le plus près possible du champ, afin d'assurer la protection des modules.

Au cas où la ligne reliant le champ à l'onduleur présente une certaine longueur il faut également prévoir une protection contre les surtensions à l'entrée des câbles dans le bâtiment et, dans tous les cas, au tableau d'entrée de l'onduleur pour sa protection.

Les diodes de protection en série dans les chaînes, ou en parallèle sur les modules ou groupes de modules doivent être refroidies correctement. Pour une diode de chaîne la puissance à dissiper atteint au maximum la valeur de la chute de tension dans la diode multipliée par le courant de chaîne.

3.2 Parafoudre et mise à la terre

Une installation photovoltaïque demande des moyens pour protéger les personnes et le matériel contre les dommages dus aux décharges atmosphériques.

3.2.1 Mise à la terre

La mise à la terre est un moyen de protection pour maintenir les tensions de contact ou de décharge aussi faibles que possible, pour que des personnes ou installations ne soient blessées ou endommagées. Les systèmes photovoltaïques à courant supérieur à 2 A sont considérés comme des installations à courant fort et doivent par conséquent être mis à la terre.

3.2.2 Parafoudre

Un coup de foudre, ou son champ électromagnétique associé, sur une installation photovoltaïque provoque des surtensions par couplage inductif, capacitif ou galvanique, qu'il faut conduire à la terre. Les changements d'intensité du champ électrique terrestre proche pendant un orage provoquent des surtensions par couplage capacitif, sans que survienne un coup de foudre.

Les grandes pointes transitoires de courant qui surviennent lors de coups de foudre (quelque 10 kA/ms) induisent des tensions qui peuvent atteindre plusieurs centaines de kV dans les impédances et inductances des parties frappées. En même temps apparaît un champ magnétique qui induit des tensions par couplage magnétique dans les parties parallèles des conducteurs touchés. Un coup de foudre rayonne également un champ électrique qui peut, dans un rayon de 100 mètres, endommager des composants électroniques insuffisamment protégés. Abstraction faite de l'effet thermique direct d'un coup de foudre, un générateur photovoltaïque est endommagé par les grandes différences de potentiel qui dépassent les capacités d'isolation des matériaux utilisés et qui peuvent conduire finalement à un incendie provoqué par des arcs électriques ou des surcharges des conducteurs.

Les normes établies pour les protections contre la foudre et les surtensions distinguent en général les parafoudres extérieurs et intérieurs.

Le parafoudre extérieur a la mission d'éloigner le passage de la foudre des structures inflammables ou endommageables et de conduire le courant de l'éclair jusqu'à la terre, au moyen d'un conducteur métallique, avec la plus petite chute de tension possible. Le parafoudre d'un édifice nécessite ainsi un système de conducteurs qui attirent la foudre, un système de conducteurs qui peut transporter (si possible à l'extérieur du bâtiment) le courant jusqu'à la terre et une mise à terre qui peut transmettre le courant à la terre. L'utilisation d'éclateurs, dans les installations photovoltaïques, est souvent peu pratique, à cause des problèmes d'ombrage. Dans ce cas, la protection extérieure se limitera à lier entre elles toutes les structures métalliques et à les mettre à terre.

Le parafoudre intérieur comprend tous les moyens nécessaires à protéger les objets des dégâts éventuels provoqués par des tensions ou des courants. Un moyen efficace de protection intérieure est la compensation de potentiel.

Elle comprend la liaison électrique de toutes les parties métalliques d'un bâtiment (plomberie, chauffage, canalisations d'air, ascenseurs, façades métalliques, structures porteuses, manteaux de câbles, boîtiers de raccordement...) avec les conducteurs de la protection extérieure. Dans les grands édifices, une compensation de potentiel multiple est nécessaire pour limiter les tensions induites dans les câbles à des niveaux tolérables. Comme autre moyen de protection, il faut éviter, dans le câblage des champs de panneaux, de laisser des discontinuités qui peuvent être pénétrées par des champs électromagnétiques extérieurs, susceptibles d'induire des tensions dangereuses pendant les orages. Il faut concevoir le câblage de telle manière que les liaisons entrantes et sortantes des chaînes soient serrées et parallèles, afin de limiter au maximum la surface entre les câbles.

3.2.3 Mise à la terre d'installations sans bâtiment

Pour l'ensemble du champ de panneaux, il faut réaliser une compensation de potentiel avec mise à la terre qui limite les tensions d'attouchements et d'arcs à 120 V pour des durées supérieures à 5 secondes.

Pour les grands systèmes à tension alternative (après l'onduleur) élevée, la mise à la terre doit être approuvée par la compagnie d'électricité. Une séparation des mises à la terre entre les parties à courant continu et alternatif peut parfois être envisagée pour éviter leur influence respective.

3.2.4 Mise à la terre et parafoudre d'installations sur bâtiments

Pour la mise à la terre, on applique les normes techniques pour les installations à basse tension. Une installation photovoltaïque productrice d'énergie nécessite dans tous les cas une mise à la terre. Elle peut être différente de la norme pour le parafoudre du bâtiment. En résumé, la norme n'exige pas qu'un bâtiment ou une installation photovoltaïque soient équipés de parafoudre.

Pour les modules montés sur une construction, ceux-ci peuvent s'accommoder des conditions existantes. Le câble de liaison entre le coffret de répartition du champ et l'onduleur doit être blindé (gaine ou tuyau métallique) d'une structure de section minimale de 10 mm^2 équivalent cuivre. Du côté du coffret de répartition, il faut procéder comme suit :

a) pour le bâtiment avec parafoudre extérieur, il faut relier le blindage du câble au parafoudre existant et aux structures métalliques (supports et cadres des panneaux);

b) pour les bâtiments sans parafoudre extérieur, le blindage côté coffret sera relié aux structures métalliques pour réaliser la mise à terre. En parallèle à cette liaison, on ajoutera une mise à terre supplémentaire le plus près possible du câble ou l'on augmentera la section du blindage pour que la section totale soit de 25 mm^2 Cu au minimum;

c) pour les bâtiments sans parafoudre extérieur et les panneaux sans cadre métallique et sans éclateur, le blindage sera relié uniquement aux éléments para-surtensions et éventuellement aux supports métalliques. Il faut tout de même respecter les précautions de câblage décrites ci-dessus et la section minimale de 25 mm^2 Cu de blindage qui améliorent la sécurité en cas de coup de foudre. Fn cas de modification ou d'agrandissement de l'installation, la mise à terre est ainsi déjà conforme.

Entre les pôles DC et la terre du blindage, on doit monter des éléments para-surtensions à l'entrée du bâtiment. Ceux-ci seront dans un coffret difficilement inflammable (métal si possible).

A l'entrée de l'onduleur, on montera de même de telles protections (de dimensions équivalentes) entre les deux pôles DC et la gaine de blindage. Le dimensionnement respectera les recommandations des fabricants. Pour des liaisons courtes entre le coffret et l'onduleur, un seul groupe de para-surtensions peut suffire.

S'il se trouve sur le bâtiment d'autres structures métalliques à moins de 1 mètre des panneaux solaires, celles-ci seront reliées aux panneaux pour réaliser la compensation de potentiel. Ce sera le cas par exemple pour un toit métallique, qui sera directement mis à terre, afin d'assurer une bonne protection.

Il n'en demeure pas moins que les forts courants induits dans les cadres des modules peuvent endommager les cellules qui ne se trouvent qu'à quelques mm de distance. Une étude récente montre que l'on peut éliminer totalement le risque de dommage par le champ électromagnétique en augmentant cette distance de quelques centimètres et que l'on peut éviter les impacts de foudre sur les modules par un réseau de petites piques montées sur les châssis.

Les normes internationales actuellement en usage pour l'évaluation des risques de dommages liés à la foudre sont CEI 61662 :1995-04. Les normes françaises actuellement en usage pour les procédures de protection contre la foudre et l'installation de paratonnerres sont NF C17 100 :1997-12, NF C17 102 :1995-07.

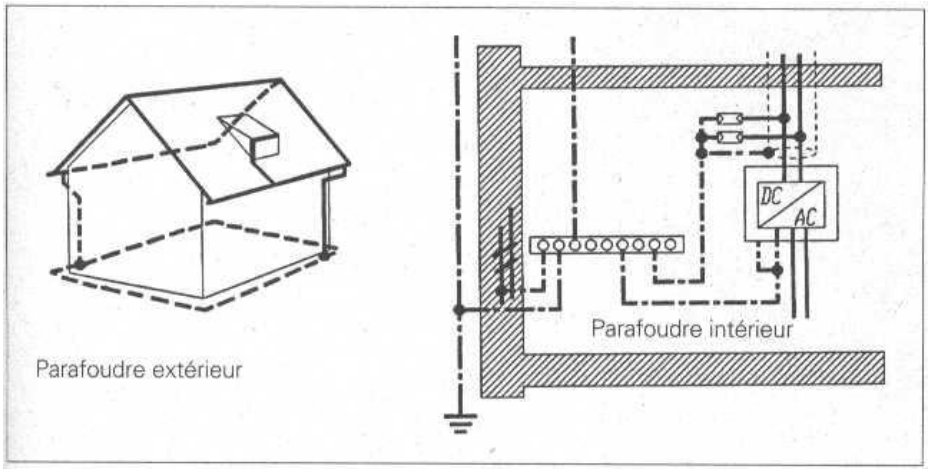

Figure 105 : Protection intérieure

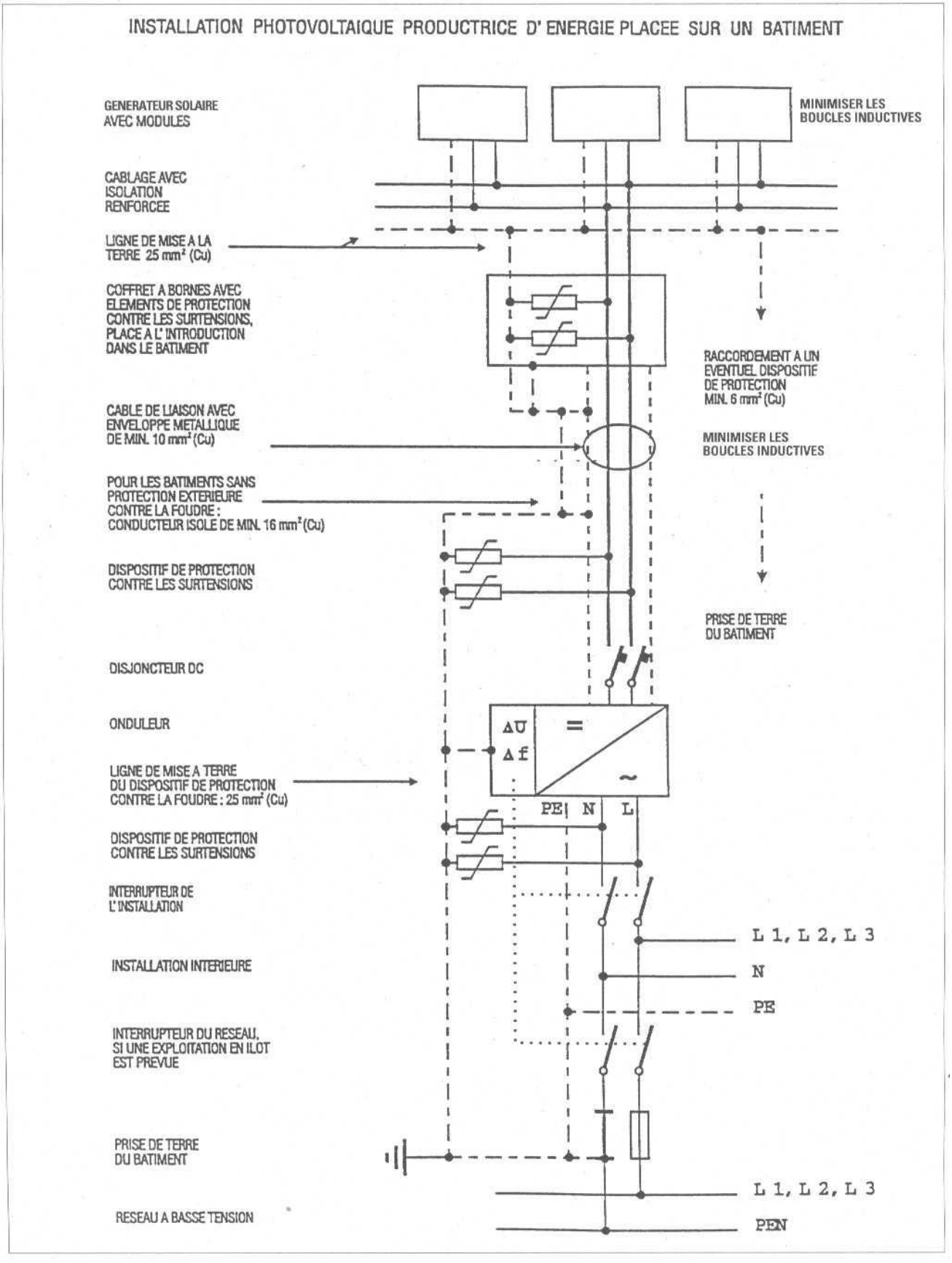

Figure 106 : Schéma général de câblage, de protections et de mise à la terre

3.2.5 Modules en couches minces.

Les modules en couches minces (a-Si :H, CdTe, CIGS) requièrent une mise à la terre de la polarité négative en bout de chaîne afin d'éviter une dégradation de la partie active par la migration d'ions Na+ en provenance du verre. Ce phénomène, découvert en 2008 a conduit la France à modifier les normes UTE qui interdisaient strictement la mise à la terre d'aucune des polarités actives du générateur. Un kit spécial de mise à la terre est vendu par les fabricants d'onduleurs. Il faut noter que dans ce cas les onduleurs doivent être équipés d'un transformateur entre l'entrée et la sortie (isolation galvanique), ce qui ne va pas dans le sens de l'amélioration du rendement des onduleurs (de plus en plus « transformerless »).

3.2.6 Modules SunPower.

A l'inverse, les modules SunPower (toutes grilles à l'arrière) tendent à développer une accumulation de charges sur la face avant de cellules et une forte dégradation de leur « Fill Factor » si la polarité positive en bout de chaîne n'est pas mise à la terre. Ce phénomène, découvert aussi en 2008 a conduit Sun Power à développer un kit spécial de mise à la terre. L'utilisation de ce type de modules sur les bateaux est donc problématique. L'auteur de ce cours en a fait la triste expérience !

4 Dispositifs de mesures

Il importe de faire une distinction entre les installations courantes, basées sur une technique éprouvée dans des conditions d'exploitation bien connues et les projets pilotes, ou de démonstration (R + D). Dans le premier cas, l'onduleur fournit normalement les indications nécessaires pour s'assurer du bon fonctionnement de l'installation, en outre des relevés réguliers des compteurs de production permettront de déceler très vite une divergence entre les valeurs de l'énergie mesurées et celles calculées. Dans le deuxième cas, un suivi plus précis est nécessaire, et souvent exigé par les organismes qui ont participé au financement. Les systèmes de mesure nécessaires sont plus élaborés; ils peuvent consister en kits de mesure, munis d'un data-logger et d'un modem relié à une centrale d'analyse des données, mais dans le cas de très grandes centrales plus complexes le système de mesure devient un projet en soi, souvent réalisé en collaboration avec une école technique.

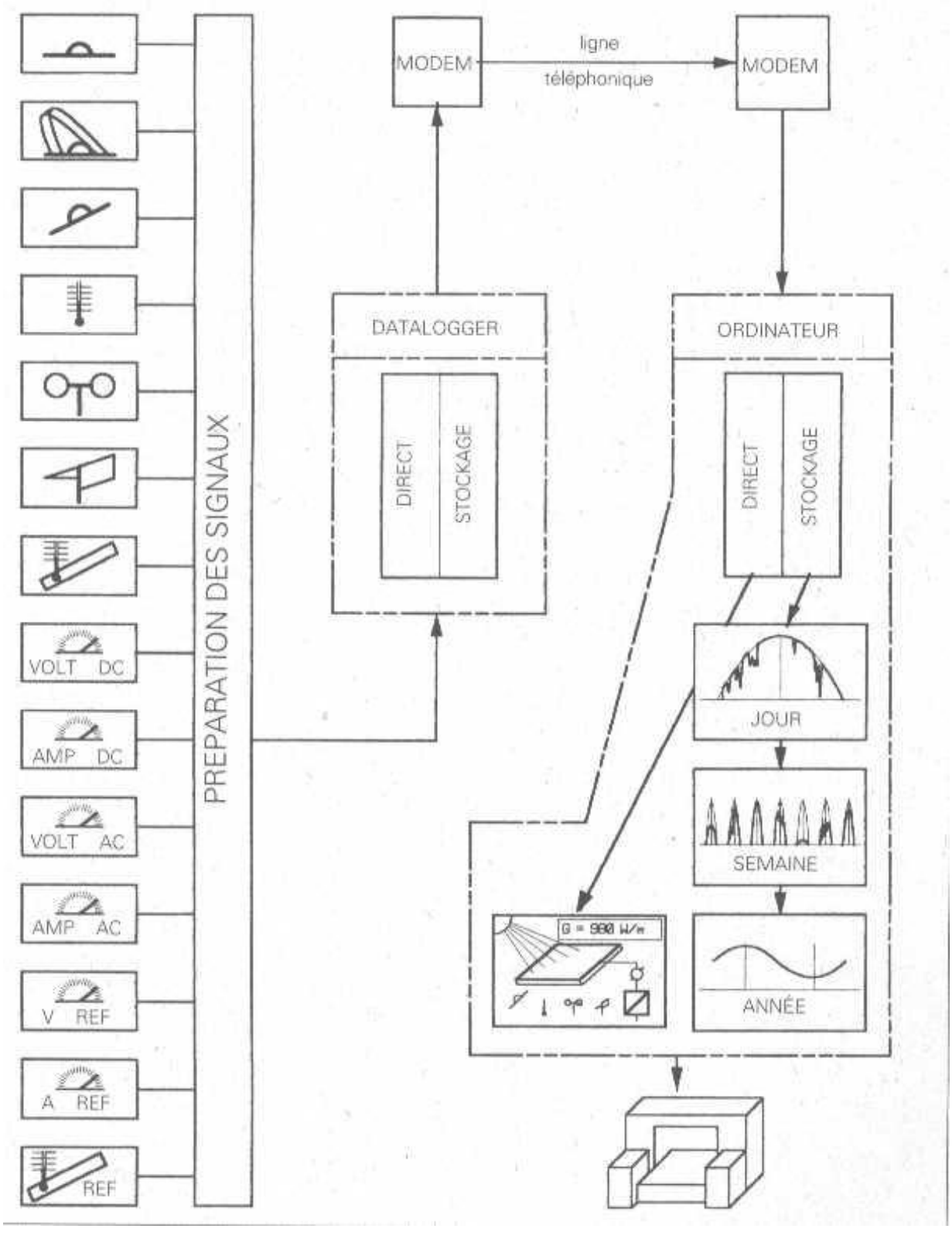

Figure 107 : Dispositif de mesures

Les normes françaises actuellement en usage pour les procédures de surveillance des qualités de fonctionnement des systèmes photovoltaïques NF EN 61724 :199-12. Ainsi que les recommandations pour les mesures, les transferts et l'analyse des données : CEI 61724 :1998.

5 Tarification et branchement

Concernant les subventions liées à la production décentralisée d'électricité photovoltaïque, on peut les regrouper comme suit :

- Aide à l'investissement
- Crédit d'impôt
- Tarification favorable, qui comprend trois types de systèmes :
  - la Compensation Tarifaire minimale imposée par la loi (CT) : vente du surplus de la production non consommée. C'est le système que EDF souhaitait voir s'imposer en France.
  - la «Compensation Alignée sur les Coûts» (CAC - modèle de Aix-la-Chapelle) : vente de la totalité de la production à tarif > tarif d'achat d'électricité. Ce système s'est généralisé en Allemagne.
  - les «Prix verts» (programmes des compagnies d'électricité), que l'on trouve aux Pays-Bas, et suivant lequel les compagnies d'électricité sont tenues de produire un certain quota d'électricité verte.

Il est important de noter la différence entre les modes de connexion des compteurs électriques suivant les tarifs payés par les compagnies pour le kWh photovoltaïque.

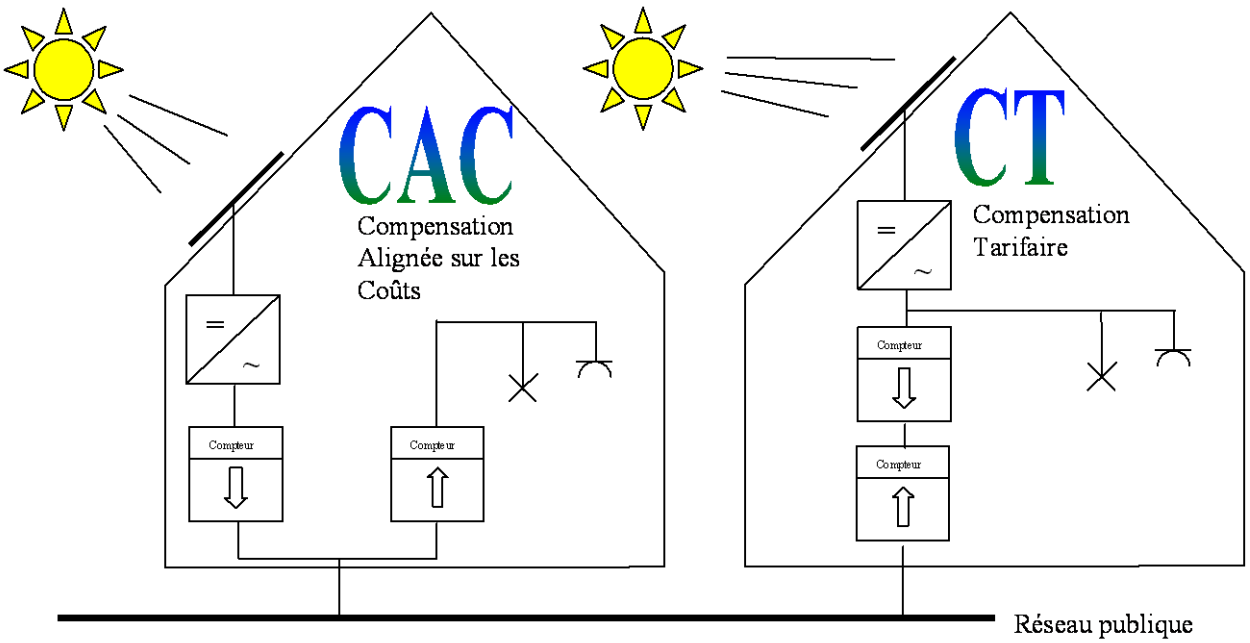

Figure 108: Connexion des compteurs pour systèmes PV. Le modèle à gauche est utilisé pour la compensation alignée sur les coûts « CAC » (vente de la totalité de la production à tarif > tarif d'achat d'électricité), le modèle à droite est utilisé pour la compensation tarifaire « CT » du surplus de la production non consommée.

Les normes françaises actuellement en usage pour les procédures de raccordement au réseau des systèmes photovoltaïques : NF EN 61727 :1996-09. Ainsi que les recommandations internationales: CEI 61727 :1995 en cours de révision (PR NF EN 61727 : 2003 -03).

5.1 La réglementation française et les tarifs d'achat

Les principaux textes réglementaires relatifs aux centrales photovoltaïques raccordées au réseau sont les suivants :

- La Directive Européenne : Libéralisation du marché de l'électricité (décembre 1996) ;

- La Loi 2000-108 du 10 Février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité oblige à acheter l'électricité produite par les producteurs non nationalisés à partir d'énergies renouvelables dans la limite d'une puissance de 36 KVA.

- Le Décret no 2000-877 du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité ;

- Le Décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant, par catégorie d'installations, les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité ;

- Le Décret no 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat ;

- L'Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées à l'article 2 du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000 ; le tarif d'achat est fixé à 15 c€/kWh en Métropole et 30,5 c€/kWh pour la Corse et les DOM-TOM dans la limite de 5 kWc pour les particuliers. Le contrat est signé pour une durée de 20 ans, et le montant suit l'inflation. Pour les demandes postérieures au 1er Janvier 2003, le tarif de départ sera diminué de 5 % chaque année.

- L'Arrêté du 23 décembre 2004 modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération et les installations utilisant des énergies renouvelables ou des déchets ménagers ;

- La LOI n° 2004-1484 du 30 décembre 2004 de finances pour 2005.

- **L'Arrêté du 10 Juillet 2006**… L'énergie active fournie par le producteur est facturée à l'acheteur sur la base des tarifs définis ci-dessous. Ils sont exprimés en **c€/kWh hors TVA**. Ils peuvent inclure une prime à l'intégration au bâti appelée I, **applicable lorsque les équipements de production d'électricité photovoltaïques assurent également une fonction technique ou architecturale essentielle à l'acte de construction**. Ces équipements doivent appartenir à la liste exhaustive suivante :

  - toitures, ardoises ou tuiles conçues industriellement avec ou sans supports; brise-soleil; allèges; verrière sans protection arrière; garde-corps de fenêtre, de balcon ou de terrasse; bardages, mur rideau.

  Pour bénéficier de cette prime I, le producteur fournit à l'acheteur une attestation sur l'honneur certifiant la réalisation de l'intégration au bâti des équipements de production d'électricité photovoltaïques. Concernant la pose des tuiles, les artisans doivent se référer aux DTU couverture (série 40).

Le producteur tient cette attestation ainsi que les justificatifs correspondants à la disposition du préfet (directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement).

1. En métropole continentale, le tarif applicable à l'énergie active fournie est égal à : T + I, formule dans laquelle :

T = 30 c€/kWh ; I = 25 c€/kWh.

2. En Corse, dans les départements d'outre-mer et dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte, le tarif applicable à l'énergie active fournie est égal à : T + I, formule dans laquelle :

T = 40 c€/kWh ; I = 15 c€/kWh.

5.1.1 Demande de raccordement au réseau électrique

On trouvera sur le site d'Hespul, www.hespul.org, comment s'organiser pour satisfaire aux très complexes démarches administratives françaises[31], issues de l'arrêté fixant le tarif d'achat pour les installations PV (Journal Officiel du 14 Mars 2002). On résume ci-dessous ces démarches (les documents demandés servent à établir la légalité de l'installation ainsi que le contrat d'achat)

a. Extrait cadastral des parcelles concernées

b. Copie de Permis de construire ou de demande de travaux si applicable

c. Envoyer fiche de pré-étude exploratoire à l'ARD[32]

   i. Devis approximatif du coût de raccordement

   ii. Place dans la file d'attente

   iii. Options techniques possibles

   iv. Certificat de conformité de l'installation

d. Ecrire à la DIDEME (Direction de la demande et des Démarches Energétiques) pour déclarer l'exploitation

   i. Le ministre accuse réception de la demande

e. Envoyer la fiche de collecte de renseignements à l'ARD

   i. Le gestionnaire de réseau émet une proposition technique et financière

f. Accepter la PTF

g. Mise en service de l'installation

[31] Les démarches administratives sont d'une telle complexité (le dossier fait plus de 50 pages) et demandent une telle patience (parfois deux ans d'attente) que de nombreux pionniers ont dû renoncer à vendre leur électricité verte.

[32] Il convient d'adresser ces demandes de contrat à : EDF GDF SERVICES ARD Centre, 8 Rue de Boutteville BP 442,37 204 TOURS CEDEX ,FAX : 02 47 21 27 77

5.1.2 Contrat d'achat de l'électricité

a. Ecrire au préfet à la DIREN pour obtenir un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat

b. Copie de Permis de construire ou de demande de travaux si applicable

i. Obtention du certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat

c. Envoyer la demande de contrat d'achat à l'ARD ou à la régie locale (elle peut se faire jusqu'à 12 mois avant la mise en service de l'installation et la signature du contrat d'achat)

i. L'ARD émet le contrat d'achat

5.2 Le crédit d'impôt

A la fin 2004, les députés ont adopté un crédit d'impôt pour les énergies renouvelables. Celui-ci représentait 40% du montant de l'investissement plafonné à 16 000 € pour un couple. Ce montant est majoré de 400 € par personne à charge, 500 € pour le deuxième enfant et 600 € à partir du 3ème enfant. Un arrêté du ministre chargé du budget, fixe les conditions techniques et la liste des équipements éligibles. Selon **Michèle Pappalardo**, Présidente de l'*Ademe*, « *cette nouvelle disposition présente l'avantage de la grande simplicité comparée à la distribution des subventions et surtout l'absence de limitation en volume* ». En clair, jusqu'à aujourd'hui, lorsque les caisses de l'*Ademe* étaient vides, la subvention de projets solaires était soit reportée soit annulée. Ce qui ne sera plus le cas avec ce dispositif axé sur des manques à gagner « extensibles » et non sur des crédits limités. Le crédit d'impôt est passé à 50% au 1er janvier 2006, avec le même plafond, et à 25% en Septembre 2010.

5.3 Nouveaux tarifs

Les principaux éléments du nouveau dispositif tarifaire, applicable au 1er janvier 2010, sont les suivants :

- Les installations avec « intégration au bâti » bénéficieront toujours du tarif de 60.2 c€ / kWh. Les règles d'intégration au bâti sont améliorées, de sorte que ce tarif, qui est le plus élevé au monde, favorise les solutions architecturales et esthétiques les plus accomplies, et positionne les industriels et artisans sur un secteur innovant et à forte valeur ajoutée. Afin de renforcer la qualité de la mise en œuvre, l'installateur devra remettre un certificat attestant que les ouvrages ont été conçus et réalisés dans le respect de la réglementation et des règles de l'art.

- Les installations avec « intégration simplifiée au bâti » pourront bénéficier d'un nouveau tarif, fixé à 45 c€ / kWh. La création de ce nouveau tarif favorisera le développement du solaire sur les bâtiments professionnels (bâtiments agricoles, industriels, commerciaux, ...). Ce tarif est réservé aux installations d'une puissance supérieure à 3 kWc (soit une surface de panneaux s'environ 30 m2), le Gouvernement souhaitant privilégier, pour les maisons individuelles, des solutions totalement intégrées au bâti.

- Pour des raisons architecturales, les installations avec « intégration au bâti » et avec « intégration simplifiée au bâti » devront être **installées selon le plan de la toiture** (sauf cas des allèges, bardages, brise-soleil, garde-corps, murs-rideaux).

- Les installations au sol pourront toujours bénéficier du tarif de **32.8 c€ / kWh**. En outre, pour les installations au sol d'une puissance supérieure à 250 kWc, le tarif variera désormais de **32.8 c€ / kWh** pour les régions métropolitaines les plus ensoleillées à **39.4 c€ / kWh** pour les régions les moins ensoleillées. Cette modulation géographique permettra une **meilleure répartition des centrales solaires** sur le territoire national.

Afin de garantir une bonne insertion environnementale des centrales solaires, de **prévenir les éventuels conflits d'usage** et **d'améliorer la concertation locale**, un décret précisera prochainement que ces installations devront faire l'objet d'une demande de **permis de construire**, d'une **étude d'impact** et d'une **enquête publique**.

Les formalités administratives sont simplifiées, avec la suppression des obligations déclaratives et du certificat délivré jusqu'ici par les DREAL/DRIRE. Seule une attestation sur l'honneur est désormais exigée pour déterminer le régime tarifaire applicable.

Une Commission d'évaluation de l'intégration au bâti, composée d'experts, est créée sous l'égide du ministère, du CSTB et de l'ADEME. La Commission tiendra à jour une **liste publique** des systèmes photovoltaïques reconnus comme remplissant les critères d'intégration au bâti, afin **d'accompagner tous ceux qui souhaitent s'équiper de panneaux photovoltaïques dans le choix des équipements** et d'assurer une **information transparente** sur les tarifs applicables.

- Les tarifs seront maintenus inchangés jusqu'en 2012 inclus. Afin de donner une **visibilité de long terme** aux acteurs, le projet d'arrêté comprend une formule **d'indexation dégressive des tarifs à compter de 2013**, qui permettra d'ajuster le niveau de soutien à l'évolution des prix induite par les évolutions technologiques.

Une période transitoire est prévue, afin de laisser aux professionnels concernés une période d'adaptation : les nouvelles règles d'intégration au bâti prendront leur plein effet au 1er juin 2010.

La Corse, les départements et collectivités d'outre-mer bénéficieront d'un régime particulier.

Le ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de la Mer a transmis aujourd'hui au Conseil supérieur de l'énergie, instance consultative regroupant l'ensemble des acteurs intéressés par l'énergie, le projet d'arrêté fixant les nouveaux tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque. Ce projet d'arrêté, élaboré en étroite concertation avec les acteurs concernés, concrétise la réforme tarifaire prévue par le Plan de développement des énergies renouvelables du Grenelle Environnement, présenté le 17 novembre 2008. Le projet d'arrêté, éventuellement amendé après concertation avec les parties représentées au Conseil supérieur de l'énergie, sera ensuite transmis pour avis à la Commission de régulation de l'énergie.

« *Simplifications administratives et fiscales, réduction des délais de raccordement, lancement d'un appel d'offres pour la construction d'ici 2011 d'au moins une centrale solaire dans chaque région française, un effort massif en faveur de la recherche et de l'innovation... et maintenant un dispositif tarifaire plus efficace donnant une visibilité de long terme : tout est fait pour accélérer le développement de l'énergie solaire en France. Et avec le projet de loi Grenelle 2 qui sera examiné la semaine prochaine au Sénat, nous allons aller encore plus loin* », a déclaré Jean-Louis BORLOO.

5.4 Appel d'offres : des procédures d'un autre temps[33]

Les projets de cahiers des charges des appels d'offres ont été rendu publics par la ministre de l'écologie et celui de l'énergie. Nos ministres proposent une consultation et non pas une concertation. Dans le communiqué de presse ils donnent des éléments sur leurs objectifs :

- *Apporter un soutien adapté au développement de la filière industrielle tout en favorisant les projets respectueux de l'environnement et en maîtrisant le coût sur la facture d'électricité des consommateurs*
- *Encourager l'innovation industrielle et l'utilisation de systèmes à fort rendement et faible impact carbone*
- *Favoriser l'utilisation des espaces à faible valeur concurrentielle*
- *S'insérer dans une logique de constitution d'une filière industrielle d'excellence basée sur des technologies à forte valeur ajoutée, faible impact environnemental et à fort potentiel export*

Nous publions à la fin de cette Lettre notre analyse détaillée des deux cahiers des charges, le premier relatif à la procédure simplifiée pour les installations sur toitures de 100 à 250 kWc, le second relatif à la procédure ordinaire pour les installations sur toitures > 250 kWc et les centrales au sol.

En résumé les points principaux de l'AO simplifié sont

- *Un volume annuel de 120 MWc pour les toitures < 250 kWc, dont les résultats sont répartis sur 4 dates allant du 20 décembre 2011 au 20 septembre 2012, ce qui signifie que les travaux ne peuvent pas démarrer avant début Mars 2012, à deux mois des élections présidentielles !*
- *Un dépôt de candidature par l'exploitant lui-même, via un site internet, du type enchère inversée, dont le seul critère est le prix d'achat de l'électricité. Plus le candidat demande un prix bas, plus il a des chances d'être retenu. Les simulations financières montrent que pour avoir des chances il faut demander un tarif entre 18 et 20c€ / Kwh et obtenir un coût d'installation de 2 à 2.2 € HT / Wc. Si cet ordre de prix est atteint, on obtient des CGA (coût global actualisé) inférieurs à 12c€ ce qui nous projette très rapidement à la parité réseau pour les centrales sur toitures, sûrement avant 2015.*

Et pour l'AO ordinaire

- *Un volume annuel de 180 MWc et une seule date de dépôt avant le 20 décembre 2011 pour des résultats vers juin 2012*
- *4 critères : prix 40%, environnement 10%, faisabilité et délai de 17 à 28%, et contribution R&D de 20 à 28%*
- *1 lot 'bâtiments' (40 MWc), 3 lots pour les centrales au sol à technologie innovante pour 190 MWc (thermodynamique 30 MWc, CPV 40 MWc, trackers PV 80 MWc, Corse et DOM avec stockage 40 MWc), 1 lot très grosses centrales au sol < 40 MWc (!) pour 100 MWc, et 1 lot centrales au sol < 4.5 MWc pour 30 MWc*

Certaines contributions ont été publiées sur le site www.photovoltaique.info, celles des syndicats et associations des EnR (Enerplan , CLER / Hespul, SER / SOLER), du PV (Groupement des métiers du PV / FFB), de l'électricité (Gimélec, SERCE) ou de non spécialistes comme la CCI Côte d'Azur ou la Fédération des Collectivités concédantes et régies (FNCCR). Nous publions également en fin de cette Lettre notre analyse détaillée des contributions. Ces réactions sont globalement négatives. Pour d'autres aussi, comme Artesol, promoteur immobilier privé qui se spécialise dans les bâtiments à haute performance énergétique, une procédure d'appel d'offre pour le tarif n'est pas compatible avec un projet immobilier.

Concernant les projets « innovants » de type CSP ou CPV, proposer des montants aussi importants pour des pilotes et vouloir les construire sur le territoire métropolitain montre à quel point nos fonctionnaires sont déconnectés de la réalité. C'est dans les pays à fort gisement solaire direct que se réalisent couramment ces projets depuis plusieurs années.

Tout est fait pour rendre les projets impossibles par des procédures administratives de plus en plus complexes avec des niveaux normatifs inaccessibles. Il serait grand temps que nos décideurs s'entourent de consultants compétents et proches du terrain , qu'ils acceptent un réel processus d'évaluation (parlementaire ou autre), moins marqué par les grands acteurs énergétiques, qui permette enfin de sortir des conflits d'intérêts sur la filière photovoltaïque, tant il est vrai que ce gouvernement se radicalise dans sa singularité de plus en plus caricaturale avec des conséquences désastreuses pour les emplois à peine créés ! AR

[33] Edito de La Lettre du Solaire de Juin 2011

	procédure simplifiée	**procédure ordinaire**
puissance	100 à 250 kWc	> 250 kWc
type d'instal	toitures	toitures, centrales au sol, ombrières
critère de sélection	prix d'achat kWh demandé	4 critères : prix 40% environnement 13 à 20% faisabilité & délai 17 à 23% contribution R&D 20 à 27%
volume par an	120 MWc	180 MWc
dat maxi dépôt	20-janv-12	08-févr-12
début travaux	mars-12	juil-12
procédure	internet	papier
garantie financière	- -	exécution 50k€ /MWc démantèlement 30 k€ / MWc
niveau de tarif	entre 15 et 30 c€ / kWh indexation à 20%	mini 12 centrales au sol, 15 toiture, 20 techno innovantes indexation à 20%
conditions	voir cahier des charges	voir cahier des charges

Tableau 21 : Synthèse de l'Appel d'offres français de Sept 2011

Destination		P en kWc	Tarif (cts€/kWh)	Conditions
habitation	**intégration**	**≤ 9**	**42,55**	a toiture b batiment clos 4 faces et couvert c dans le plan de toiture d remplace éléments qui assurent clos et couvert e fonction étanchéité i si démontage pb d'étanchéité ou batiment impropre à l'usage f si rigide, module élément principal d'étanchéité g si souple, usine ou un seul contrat de travaux j toiture partielle : hauteur de dépassement ≤ 20 mm q allège, bardage, brise-soleil, garde-corps, mur-rideau***
		9 à ≤ 36	**37,23**	
		36 à 100	**26,09**	
enseignement, santé		**≤ 36**	**36,74**	a toiture b batiment clos 4 faces et couvert c dans le plan de toiture d remplace éléments qui assurent clos et couvert e fonction étanchéité i si démontage pb d'étanchéité ou batiment impropre à l'usage f si rigide, module élément principal d'étanchéité g si souple, usine ou un seul contrat de travaux j toiture partielle : hauteur de dépassement ≤ 20 mm q allège, bardage, brise-soleil, garde-corps, mur-rideau***
		36 à ≤ 100	**26,09**	
autres : industriel, commercial, agricole, bureau		**≤ 9**	**31,85**	a toiture b batiment clos 4 faces et couvert c dans le plan de toiture d remplace éléments qui assurent clos et couvert e fonction étanchéité i si démontage pb d'étanchéité ou batiment impropre à l'usage f si rigide, module élément principal d'étanchéité g si souple, usine ou un seul contrat de travaux q allège, bardage, brise-soleil, garde-corps, mur-rideau***
		9 à ≤ 36	**27,46**	
		36 à ≤ 100	**26,09**	
toutes	**intégration simplifiée**	**≤ 36**	**27,46**	a toiture d remplace éléments qui assurent clos et couvert e fonction étanchéité l continue, sur l'ensemble du plancher haut, étanche k parallèle au plan de toiture q' allège, bardage, brise-soleil, garde-corps, mur-rideau***
		36 à ≤ 100	**26,09**	
instal hors toitures sur imposées centrales au sol			**11,69**	

Tableau 22 : Tarif achat électricité solaire radiative en France valable du 1er Juil au 30 Sept 2011

Adresses internet utiles

www.hespul.org Comment remplir sa demande de connexion au réseau

http://www.photovoltaique.info/

http://www.cythelia.fr

http://www.archelios.fr logiciel de dimensionnement photovoltaïque

http://www.eurec.be EUREC tutorial 1998 (IEA Task VII): Photovoltaics, harvesting the sun in the urban landscape

http://www.eren.doe.gov/power, U.S. Department of Energy, Office of Power Technologies

http://www.eren.doe.gov/pv, U.S. Department of Energy, Photovoltaics Program

http://www.nrel.gov/ncpv, National Center for Photovoltaics

http://www.eren.doe.gov/csp, Concentrating Solar Power

http://www.eren.doe.gov/solarbuildings, Solar Buildings

http://www.nrel.gov, National Renewable Energy Laboratory

http://www.sandia.gov/pv, Sandia National Laboratories

http://www.eren.doe.gov/millionroofs, Million Solar Roofs

http://www.nrel.gov/surviving_disaster, Surviving Disaster with Renewable Energy

http://www.eren.doe.gov/femp, Federal Energy Management Program