

5/94

THESE

PRESENTEE AU

DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE
DE L'ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

POUR OBTENIR

LE GRADE DE DOCTEUR D'ETAT
EN ELECTRONIQUE

PAR

Mourad HADDADI
Docteur 3^e Cycle Es-Sciences Physiques

THEME:

CONCEPTION ET OPTIMISATION DE GENERATEURS
A CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE

SOUTENUE LE 29 OCTOBRE 1994

DEVANT LE JURY COMPOSE DE:

S.E. CHITOUR, Professeur,
A. CHEKIMA, Professeur,
M. DERDOUR, Professeur,
B. DERRAS, Maitre de Conférences,
L. MAHDJOUBI, Maitre de Conférences,
M. BELHAMEL, Maitre de Recherche,

Président
Rapporteur
Examinateur
Examinateur
Examinateur
Invité

THESE

PRESENTEE AU

DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE
DE L'ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

POUR OBTENIR

LE GRADE DE DOCTEUR D'ETAT
EN ELECTRONIQUE

PAR

Mourad HADDADI
Docteur 3^o Cycle Es-Sciences Physiques

THEME:

CONCEPTION ET OPTIMISATION DE GENERATEURS
A CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE

SOUTENUE LE 29 OCTOBRE 1994 DEVANT LE JURY COMPOSE DE:

S.E. CHITOUR,	Professeur,	Président
A. CHEKIMA,	Professeur,	Rapporteur
M. DERDOUR,	Professeur,	Examineur
B. DERRAS,	Maitre de Conférences,	Examineur
L. MAHDJOUBI,	Maitre de Conférences,	Examineur
M. BELHAMEL,	Maitre de Recherche,	Invité

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier le Professeur CHITOUR pour sa sollicitude à mon égard, pour son intérêt constant à mon travail et pour l'honneur qu'il m'a fait de présider ce jury.

Je remercie le Professeur CHEKIMA sans lequel l'aboutissement de ce travail aurait été compromis. Il avait tenu, malgré ses charges innombrables, à m'encourager, à me guider, et à me témoigner une solide amitié.

Je remercie Mr DERRAS tant pour tous les conseils judicieux qu'il n'avait cessé de me prodiguer que pour avoir accepté de faire partie de ce jury.

Mes remerciements vont aussi au Professeur DERDOUR dont les compétences, indiscutables, m'avaient toujours instruits. Qu'il soit remercié pour sa participation à ce jury.

Mon immense gratitude va à Mr MAHDJOUBI qui a bien voulu s'intéresser à ce travail et faire partie de ce jury.

Que Mr BELHAMEL soit remercié pour sa gentillesse, son aide qui m'est toujours acquise et pour son intérêt à ce travail.

Qu'enfin tous mes collègues trouvent ici l'expression de ma profonde reconnaissance pour leur soutien constant qui est une contribution majeure à ce travail.

INTRODUCTION

L'énergie solaire a perdu son image "d'utopie écologiste" depuis que sa contribution aux sources d'énergie primaires dans le monde a presque atteint 2 % [1].

Cette énergie est différente des formes classiques: elle est permanente, stable et éternelle (à l'échelle humaine).

Extrêmement importante (la terre reçoit en une seule année mille fois l'équivalent des réserves mondiales connues de pétrole), elle se prête parfaitement aussi à une production décentralisée car sa mise en oeuvre ne nécessite pas obligatoirement une lourde infrastructure de distribution.

Ces avantages et de nombreux autres encore font que le recours à cette forme d'énergie devra être développé et fortement encouragé pour aider notre économie à surmonter ses difficultés et aussi pour assurer à long terme des ressources énergétiques pour le pays (puisque selon certains experts, nous risquons de devenir importateurs de pétrole dans moins de dix ans).

En fait, le terme d'énergie solaire qui est aujourd'hui fortement médiatisé recouvre une grande diversité de technologies qu'on pourra résumer par la figure suivante (figure n°1):

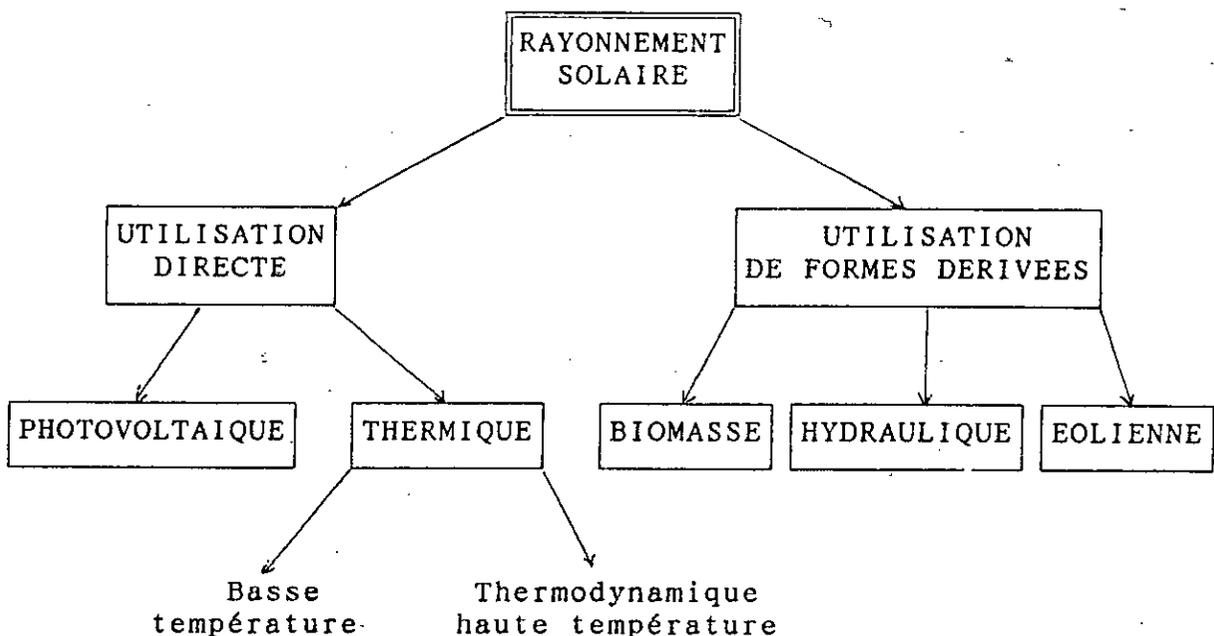


Figure 1
Les filières technologiques solaires

Chaque filière repose sur un principe physique bien différent:

- Des technologies utilisent directement l'énergie disponible dans le rayonnement solaire, visible ou invisible (infra-rouge et ultra-violet). Ce sont les technologies basées sur les principes de la thermodynamique et les technologies basées sur l'effet photovoltaïque.

- D'autres technologies utilisent les formes dérivées de l'énergie solaire telles que l'énergie mécanique des vents (qui résulte de la conversion du rayonnement dans l'atmosphère), l'énergie thermique des mers ou encore l'énergie de la biomasse (qui est le résultat de la conversion d'énergie par les plantes).

Mieux encore, des recherches ont été entreprises dans la conversion photo-biologique où on cherche à utiliser des organismes ou des organismes (bactéries) pour synthétiser de l'Hydrogène.

Toutes les techniques solaires restent en général peu compétitives en terme de coût de l'énergie produite mais les effets d'industrialisation massive pourront inverser cet état surtout que les conditions d'une bonne utilisation sont extrêmement favorables pour notre pays qui, par cette voie, pourra faire face à une demande croissante en énergie, comme le montrent les tableaux suivants (tableaux n° I-a et I-b) [2]:

TABLEAU I-a: Consommation et production d'électricité

(en GWh)	1985	1986	1987	1988	1989
Consommation d'électricité	10 658	11 224	11 327	12 766	12 690
Production d'électricité (gaz+vapeur+diésel+hydraulique)	11 228	11 981	12 799	14 118	14 598

TABLEAU I-b: Evolution du nombre d'abonnés

	1985	1986	1987	1988	1989
Haute Tension	50	54	54	55	56
Nouveaux	2	4	0	1	1
Moyenne Tension	13 119	14 531	16 147	17 639	19 344
Nouveaux	1278	1232	1796	1492	1705
Basse Tension*	2.207,10	2.398,88	2.588,10	2.787,08	2.960,01
Nouveaux	67.521	191.786	89.221	198.974	172.936
* en milliers					

L'analyse rapide de ces tableaux indique pour la consommation d'électricité un taux moyen de croissance proche de 5% et un taux d'évolution du nombre d'abonnés de 7,65% (ils seront près de 7 millions en l'an 2000, d'après cette prévision).

On constate aussi que la demande en électricité est forte surtout en moyenne et basse tension (abonnés individuels) qui sont justement les gammes dans lesquelles l'électricité solaire est utilisable.

Pour clore ces généralités, il faudra évoquer un atout qui n'est pas du tout négligeable et que possède notre pays dans ce domaine: nous ne présentons pratiquement pas de retard technologique et depuis les années 70, de nombreux spécialistes ont été formés et sont disponibles.

Ainsi, tout milite pour le développement de l'énergie solaire.

C'est pour contribuer à ce développement que l'objet de notre travail a été de concevoir et d'optimiser des générateurs à conversion photovoltaïque.

Ce travail s'est effectué selon plusieurs étapes:

Nous nous sommes d'abord intéressés à la cellule solaire, élément de base du générateur. Nous avons entamé des travaux qui avaient pour but d'analyser le fonctionnement interne des cellules classiques au Silicium monocristallin puis d'optimiser les paramètres de leur fabrication (profil de dopage, concentrations, etc...). Nous avons alors trouvé certains résultats théoriques qui sont cités dans le premier chapitre mais les difficultés expérimentales de l'époque nous avaient arrêtées car il ne nous

était pas possible de doper nos échantillons. Nous avons alors orienté nos efforts dans le développement de cellules MIS (Al-SiO₂-Si, Au-SiO₂-Si) dont la technologie nous était plus accessible. Les performances de ce type de cellules étaient malheureusement trop faibles (rendement inférieur à 3%) et, suite à une analyse plus approfondie, nous avons décidé de nous écarter de cet axe de recherche.

Parallèlement à ces travaux, nous avons cherché un moyen d'améliorer le rendement des cellules commercialement disponibles. C'était notre idée des "cellules magnétisées" ou "électrisées" basées sur l'action d'un champ magnétique (aimant permanent) ou électrique extérieur qui viendrait conforter le processus interne de séparation-collection des charges. Des résultats intéressants ont été obtenus bien que les améliorations en rendement n'aient pas été significatives.

Dans le domaine des panneaux solaires, assemblage de cellules élémentaires, nous avons aussi effectué des travaux qui, essentiellement, avaient abouti à certaines règles d'assemblage et de mise en oeuvre rappelées dans le chapitre 2.

Nous avons enfin étudié le système photovoltaïque complet comprenant, outre le générateur et sa charge, un certain nombre d'éléments qui rentrent dans le conditionnement de puissance, tels que les batteries de stockage d'énergie, les régulateurs électroniques... Chaque élément avait été étudié de manière à ce que son intégration dans le système soit optimisée et un logiciel adéquat avait été développé. Les principaux résultats de ce travail sont rapportés au chapitre 3.

Dans la conclusion, nous avons adapté une étude de prospective sur l'énergie dans le but de conforter notre thèse que l'utilisation optimale des générateurs à conversion photovoltaïque étant possible, elle pouvait influencer sur leur généralisation, d'autant que l'incertitude en matière d'énergie, et cela sur tous les types de ressources, est à prendre en compte.

A: LA CELLULE SOLAIRE

La cellule solaire, appelée aussi photo-pile est l'élément de base des systèmes photovoltaïques.

Pour mieux situer le contexte de notre travail, nous allons d'abord résumer quelques principes de base du fonctionnement des cellules et établir l'état de l'art dans ce domaine.

I. INTRODUCTION

1°) La photoconduction:

De manière générale, l'interaction de la lumière avec un corps solide peut s'effectuer soit:

-avec conservation de l'énergie du quantum de lumière (pas de transfert d'énergie: réflexion, transparence, etc...)

-avec transformation de son énergie et génération de quasi-particules électriques (électrons, trous, paires électrons-trous) ou non électriques (phonons, excitons,...)

Dans le cas des semi-conducteurs, il existe principalement trois mécanismes d'absorption [3]:

a) L'absorption propre dans lequel le photon, à condition que son énergie soit suffisante, fait passer un électron de la bande de valence vers la bande de conduction. Il en résultera l'apparition d'un électron libre dans la bande de conduction et d'un trou libre dans la bande de valence qui donneront naissance au phénomène de photo-conductivité.

b) L'absorption excitonique est un mécanisme qui fait qu'un électron de la bande de valence s'excite mais reste lié au trou formé à l'état hydrogénoïde. L'exciton ainsi formé pourra se déplacer dans le cristal mais sans provoquer de photo-conductivité.

c) L'absorption par porteurs libres liée aux transitions des électrons ou des trous d'un niveau à un autre dans une même bande permise. Une telle absorption est non sélective.

Dans tous les cas, l'intensité de l'onde qui se propage dans le semi-conducteur décroît avec la profondeur de pénétration selon la loi de Lambert-Bouguer:

$$I(x) = I_0 \exp(-ax)$$

a étant le coefficient d'absorption du matériau qui dé-

pend de la longueur d'onde du rayon lumineux.

La figure 2 montre la variation de ce coefficient pour le cas du Silicium monocristallin [4].

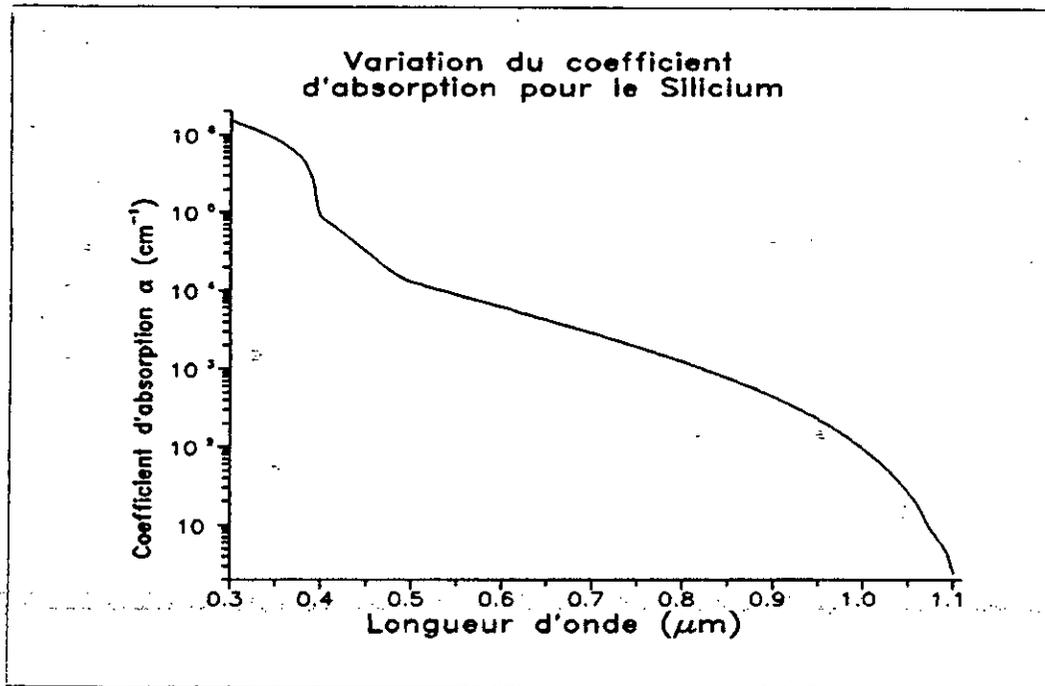


Figure 2

Coefficient d'absorption du Silicium

A la disparition de l'excitation lumineuse, les porteurs créés se recombinent rapidement, leur durée de vie (τ_n pour les électrons et τ_p pour les trous) étant courtes.

Dans un matériau homogène, il n'est pas possible de collecter les porteurs créés par l'excitation lumineuse car il faudrait les séparer avant leur recombinaison. Pour ce faire, il faudra introduire une inhomogénéité dans ce matériau pour obtenir un champ électrique séparateur interne. C'est le processus de base de la conversion photovoltaïque.

On y arrive par différents moyens, avec plus ou moins d'efficacité:

- Création d'une homojonction PN.
- Création d'une hétéro-jonction.
- Fabrication de structures à partir de deux semi-conducteurs de largeur de bandes interdites différentes et mélangés en proportion variable.
- Réalisation d'une jonction de type Schottky MS ou MIS (Métal-Semi-conducteur ou Métal-Isolant-Semi-conducteur).

2°) L'effet photovoltaïque:

L'effet photovoltaïque est donc le processus de conversion directe de la lumière en électricité.

Entre 1839, l'année où Becquerel avait découvert cet effet dans un électrolyte et 1991 qui a vu une voiture atteignant la vitesse de 160 km/h alimentée uniquement par énergie solaire, les recherches dans ce domaine ne se sont jamais arrêtées et se poursuivent encore.

Des essais d'utilisation de photopiles dans les domaines de la signalisation et des télécommunications avaient démarré dès 1956, mais c'est surtout dans le domaine spatial après leur test en 1958 sur Vanguard I que leurs avantages se sont imposés.

Depuis, avec l'amélioration de leur technologie et surtout après les avancées notables de la technologie du Silicium, leur développement a été considérable.

Ce développement, depuis les années 1970, a pris de nouvelles dimensions compte tenu à la fois des problèmes d'économie d'énergie et de problèmes liés à l'environnement.

Les photopiles au Silicium monocristallin qui étaient les seules photopiles viables ont l'inconvénient d'être onéreuses ce qui nuit à la compétitivité des systèmes photovoltaïques. Des programmes de recherches ambitieux pour obtenir des photopiles bon marché avaient alors été lancés. Ils ont rapidement abouti, en ce qui concerne le Silicium, à prouver que des photopiles avec un matériau moins pur (Silicium "grade solaire" et non "grade électronique", à très haut degré de pureté), donc moins cher, étaient réalisables. Un même constat a été établi pour le Silicium amorphe. La recherche sur d'autres matériaux (CdS, Cu₂S, AsGa,...) n'a pas été négligée non plus. Toutes ces recherches sont en développement mais ce sont les photopiles au Silicium monocristallin qui restent encore à la base des applications tant terrestres que spatiales.

II. LES PHOTOPILES

1°) Structure typique d'une photopile classique:

La cellule classique au Silicium monocristallin est une jonction PN à grande surface. La figure 3 montre schématiquement l'aspect d'une telle cellule.

Elle est réalisée sur un substrat de Silicium dopé au Bore (10^{16}cm^{-3}), la couche N étant obtenue par diffusion de

Phosphore (10^{17} à 10^{19} cm^{-3}). Cette couche a une épaisseur très faible, de l'ordre de $0,3 \mu\text{m}$.

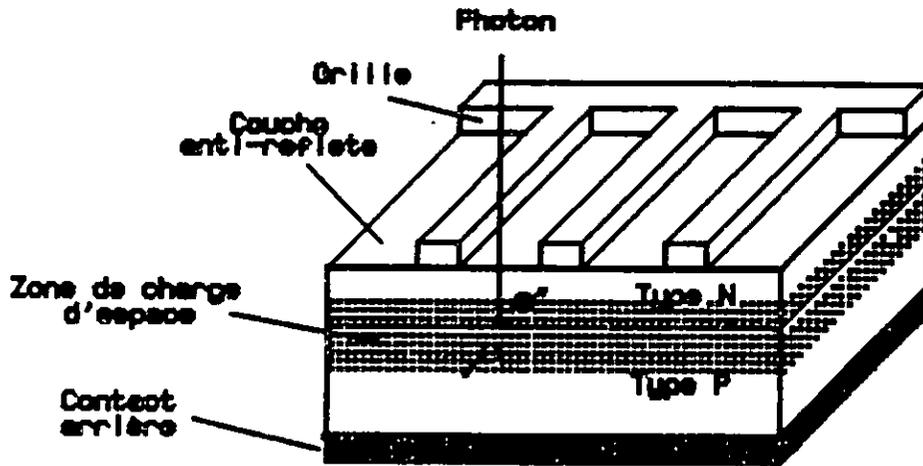


Figure 3

Constitution d'une cellule photovoltaïque
du type N^+P sur Silicium monocristallin

La couche anti-reflets sert à améliorer la transmission de l'énergie lumineuse incidente.

Le contact métallique supérieur, sous forme de peigne, occupe moins de 10% de la surface de la cellule.

2°) Procédé de fabrication:

La fabrication d'une photopile s'effectue de manière classique selon plusieurs étapes, résumées par la figure 4.

Partant d'un substrat P et après un décapage chimique des plaquettes, on réalise la jonction par une diffusion thermique à une température de l'ordre de 1000°C d'atomes de Phosphore (gaz POCl_3). Les deux faces de la cellule ayant été exposées à la diffusion, on procède à une opération de décapage de la face arrière de façon à obtenir la structure N^+P recherchée.

Il faut ensuite réaliser les contacts électriques par métallisation des deux faces de la photopile (en général c'est une structure Ti/Ag qui est utilisée).

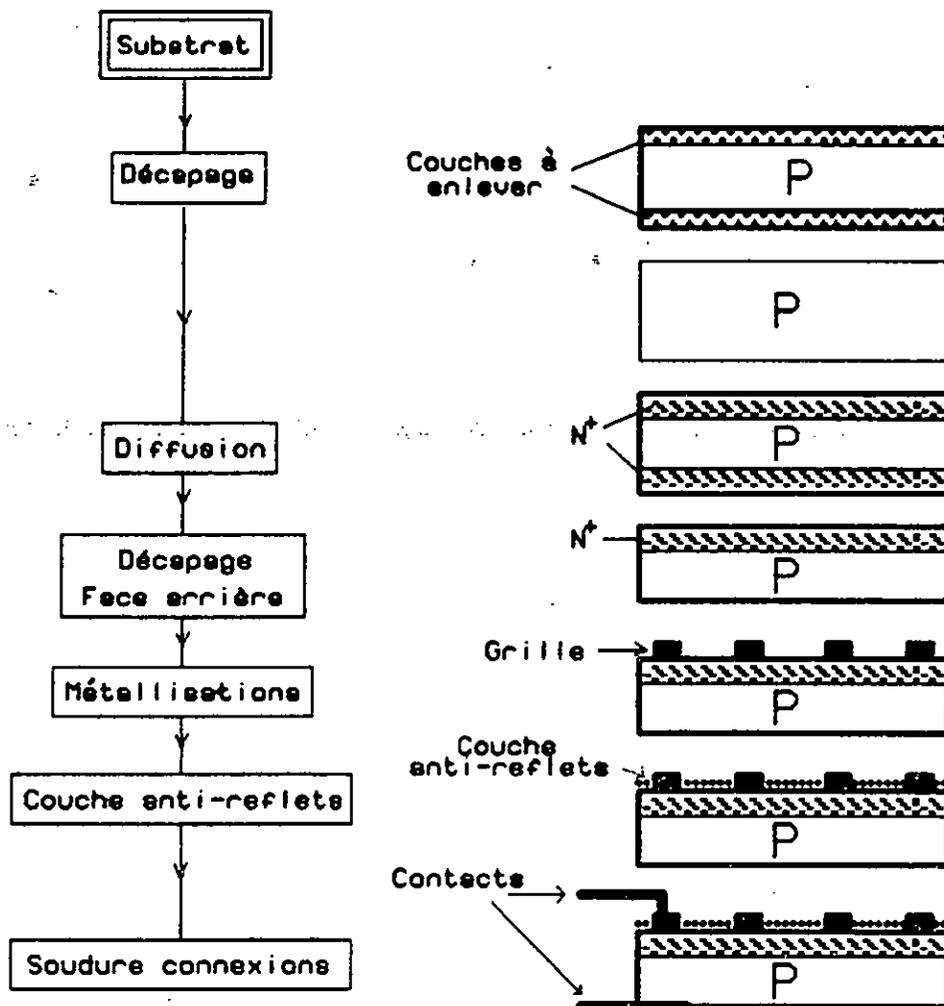


Figure 4

Etapes de la fabrication d'une photopile

Le contact de la face avant est une grille dont la géométrie est optimisée de façon à minimiser son effet de masquage et à réduire ses effets résistifs.

Enfin, un dépôt d'une couche anti-réfléchissante (oxyde de titane) est effectué car autrement, jusqu'à 35% de la lumière incidente serait réfléchi par le Silicium.

La fabrication se termine par la soudure des connexions.
La figure 5 montre la photographie d'une cellule du type
que nous utilisons:

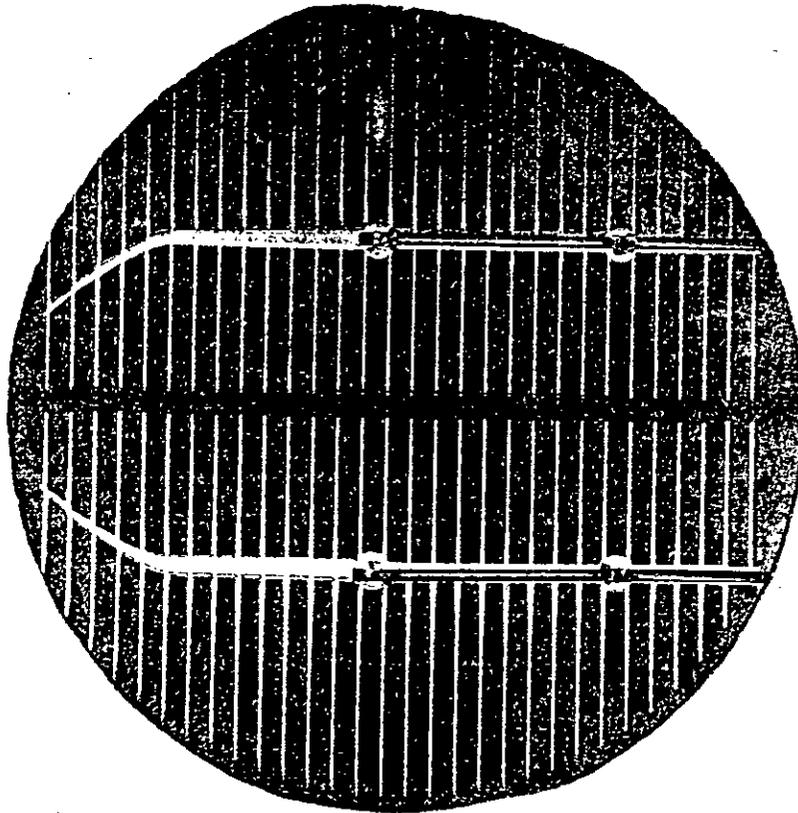


Figure 5
Une cellule photovoltaïque

3°) Tendances de l'évolution de ce procédé:

L'élément de base des applications photovoltaïques est en fait le panneau solaire, qui est un assemblage d'un certain nombre de cellules et dans lequel chacune d'elle ne représente qu'une fraction de son coût.

Nous pouvons alors schématiser les étapes de la fabrication d'un générateur à conversion photovoltaïque de la façon suivante (figure 6):

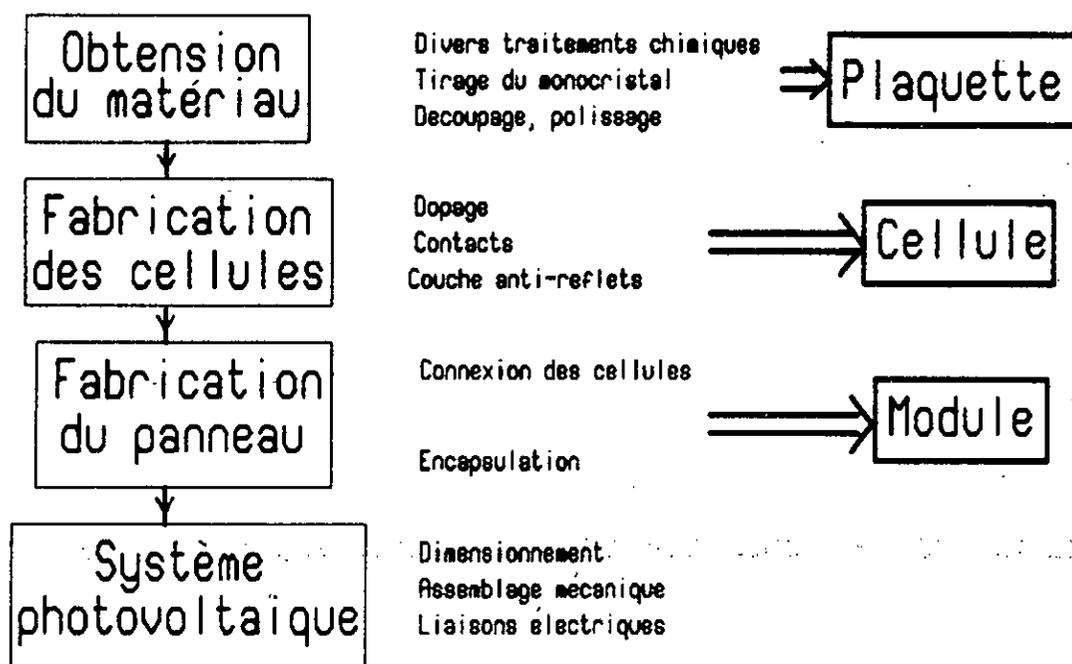


Figure 6
Etapes de la fabrication d'un panneau

Puisque le développement des applications suit de très près le coût des panneaux solaires, chacune de ces étapes a vu évoluer sa technologie, le but étant de minimiser son impact dans la structure du prix du watt-crête [5],[6].

- *Le Silicium:*

Le Silicium monocristallin provient de lingots tirés par la méthode de Czochralski. Le sciage du lingot en plaquettes introduit des pertes qui viennent s'ajouter au coût déjà élevé du matériau.

De nouvelles méthodes de purification ont été développées [7] et par ailleurs, de nombreux fabricants (Mobil Tyco, Westinghouse,...) avaient introduit soit un procédé de moulage en lingots, soit un procédé de tirage de ruban pour obtenir un silicium semi-cristallin qui conduit à la réalisation de cellules dont le rendement dépasse 15%. Il y a aussi le Silicium amorphe préparé en couches minces dont le rendement atteint les 10%, seuil considéré comme le minimum nécessaire pour l'utilisation d'un matériau [8].

- *La jonction:*

La technique de diffusion en four à haute température, coûteuse en énergie, tend à être remplacée par des techniques automatisables à basse température, telles que l'implantation ionique suivie d'un recuit laser ou au canon à électrons [9],[10]. Des procédés encore plus économiques, directement inspirés de ceux mis en oeuvre dans la fabrication des circuits intégrés (tel le procédé des disques dopants mis au point par Semi Elements Inc. vers le début des années 70) ont vu le jour et semblent donner de bons résultats [11].

- *Les contacts:*

Les contacts sont des dépôts métalliques effectués par évaporation sous vide, technique la plus fiable mais à coût élevé. Des économies certaines font appel à une technique de dépôt par sérigraphie ou par électrolyse, technique plus facile à automatiser [12].

- *La couche anti-reflets:*

Obtenue par dépôt sous vide, l'introduction de la pulvérisation RF ou du "spray" la rend plus économique. D'autre part de nouvelles structures à base de TiO_2 , SiN, ZnS, MgF_2 /AR film/ SiO_2 ont été testées et conduiraient à un facteur de réflexion tout à fait négligeable [13].

- *L'assemblage des cellules:*

Regroupées électriquement, les cellules devront être protégées contre les agents atmosphériques. C'est pourquoi des recherches sur l'encapsulation avaient été menées et les premières techniques manuelles ont vite été remplacées par des procédés automatisés, avec l'introduction de résines plus résistantes aux UV et plus durables (résines EVA et PVB); des modes de fixation améliorés et économiques etc... [14].

4°) Le rendement des cellules solaires:

Une autre préoccupation des fabricants , à coté des préoccupations d'ordre plutôt technologique que nous venons de citer et qui visaient essentiellement la minimisation des coûts de fabrication, est évidemment l'amélioration du rendement des cellules, c'est à dire du rapport entre l'énergie produite à celle reçue. Ces deux aspects sont évidemment liés car toute démarche qui contribue à l'amélioration du rendement entraine la réduction du coût de l'énergie produite.

Pour l'exemple du Silicium, la figure 7 montre que ce matériau est bien adapté à la conversion photovoltaïque puisque 44% de l'énergie incidente est susceptible d'être convertie [15]

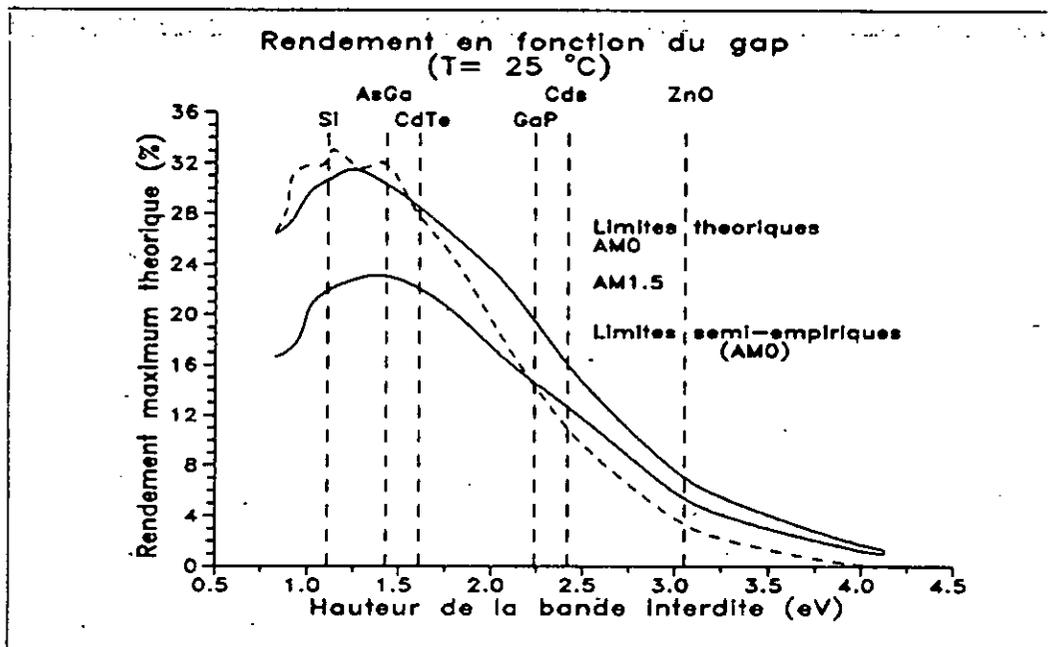


Figure 7
Rendement de quelques matériaux

Dans la pratique, d'autres pertes générées par les paramètres physiques et technologiques des convertisseurs s'introduisent dans le bilan d'énergie (réflexion à la surface, caractéristiques de la jonction, états de surface, durée de vie des porteurs, etc...) ce qui limite la valeur théorique maximale du rendement à $\approx 28\%$ car on estime à 16% les pertes dues aux recombinaisons des porteurs libres [16].

La figure 8 illustre cette situation. Les pertes dites par résistance série englobent les pertes dues au mauvais collectage des porteurs et celles dues à la résistance série proprement dite.

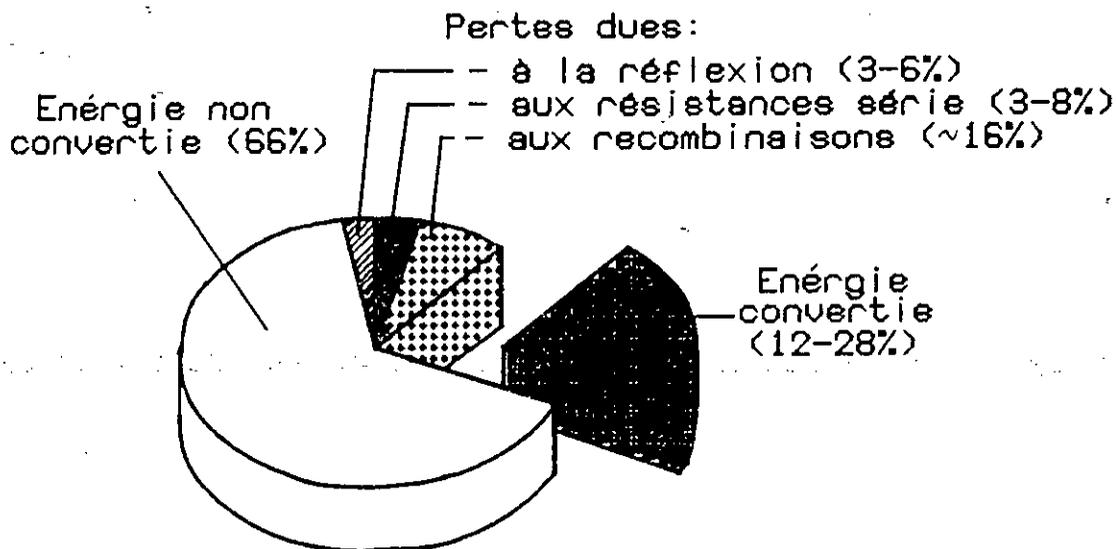


Figure 8
Pertes dans une cellule solaire

Les nombreuses recherches menées ces dernières années ont pratiquement toutes abouti à des résultats similaires que nous pouvons résumer dans ce qui suit:

a) Concernant le matériau:

- *Sa couche de surface:*

Du fait que les courtes longueurs d'onde du spectre solaire sont absorbées très près de la surface du Silicium comme l'a montré la figure 2, il y a intérêt à réduire au minimum la profondeur de jonction et de préserver au mieux la durée de vie des porteurs minoritaires en surface, cette durée de vie ayant été amoindrie par l'effet conjugué d'un fort dopage et des divers traitements thermiques [17].

- Sa région de base:

La figure 9 montre pour une cellule classique l'évolution du rendement de conversion en fonction du dopage de la base et la figure 10 montre l'évolution de ce même rendement en fonction de l'épaisseur de la base [18]-[19]

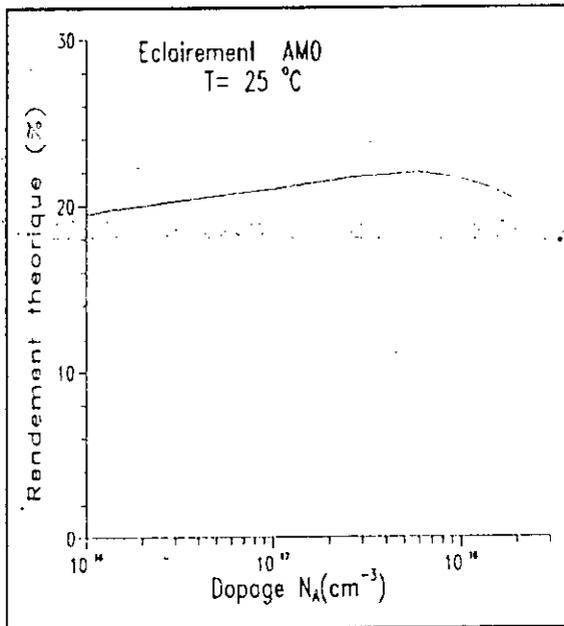


Figure 9
Rendement en fonction
du dopage de la base

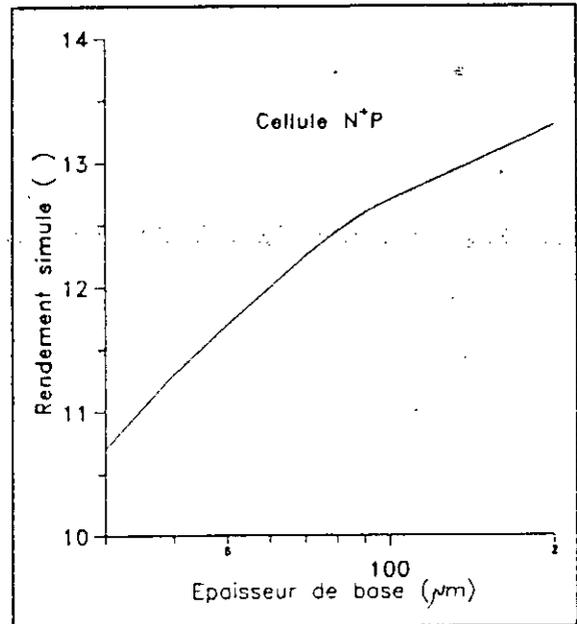


Figure 10
Rendement en fonction
de l'épaisseur de la base

L'épaisseur de la base est un paramètre essentiel, non pas à cause d'effets électriques, mais plus simplement à cause de son volume de Silicium qui détermine à plus de la moitié le coût de la cellule fabriquée. Une valeur optimale se situe entre 50 et 150 μm [20]

La durée de vie des porteurs dans la base est un paramètre qui influe directement sur le rendement de la cellule. Il faut donc veiller à ce qu'il ne soit pas détérioré au cours du processus de fabrication.

b) *Concernant les contacts:*

- Le contact arrière, s'il est réfléchissant, pourrait influencer positivement le rendement car la lumière qui lui parvient est renvoyée dans le Silicium ce qui génère des porteurs supplémentaires.

- La grille collectrice influe de deux manières sur le rendement de la cellule: par son effet de masquage et par sa résistance propre qui s'ajoute aux diverses résistances des différentes couches pour former la "résistance série" de la cellule dont l'influence hautement néfaste sur le rendement est bien connue. De nombreux travaux ont été effectués à ce sujet et différents types et formes de grilles de qualité équivalentes ont été proposés [21]

5°) Autres types de cellules solaires:

Les résultats que nous venons de résumer ont été établis assez tôt, essentiellement grâce à des programmes de calculs basés sur des modèles plus ou moins sophistiqués [22]-[28].

A la lumière de ces résultats, différents types de cellules au Silicium ont été imaginés et testés avec succès:

a) Les cellules à deux niveaux de jonction:

Afin d'améliorer la réponse spectrale de la cellule aux faibles longueurs d'onde, on a pensé à créer d'abord une jonction superficielle (de l'ordre de $0,1 \mu\text{m}$ ou moins) puis une jonction plus profonde qui constituera la cellule de base (figure 11). Ce procédé assez complexe à mettre en oeuvre ne semble pas avoir été retenu par les industriels mais on a quand même réussi à développer des dispositifs autour de cellules en cascade qui conduisent à des rendements de conversion supérieurs à 30% [29].

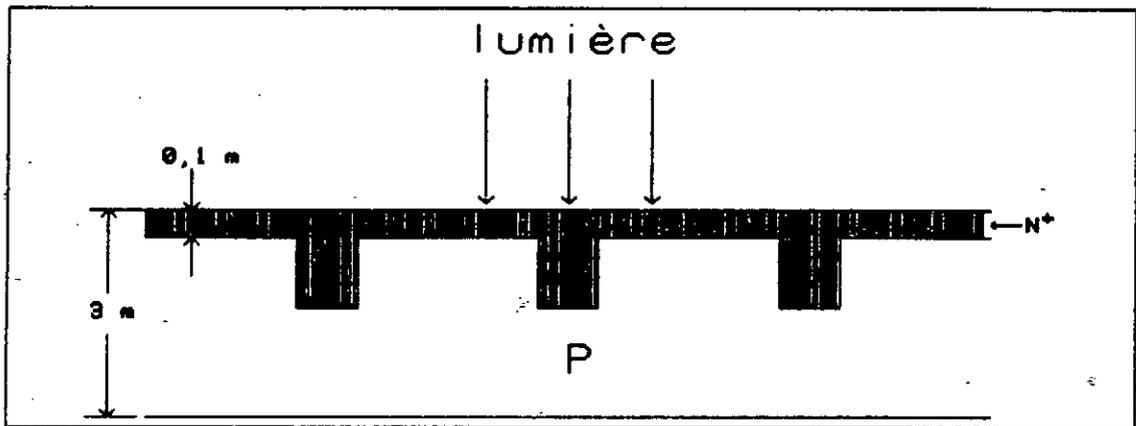


Figure 11

Cellule à deux niveaux de jonctions

Un dispositif qui apparait plus efficace et qui a inspiré notre méthode d'optimisation a été décrit par SAH, LINDHOLM et FOSSUM sous le nom de cellule HLE [30].

C'est une structure N^+NP (figure 12) qui permet de diminuer dans une grande proportion le courant de recombinaison et donc d'augmenter le rendement par rapport à une structure N^+P conventionnelle, comme le montrent à titre d'exemple les valeurs indiquées sur la même figure.

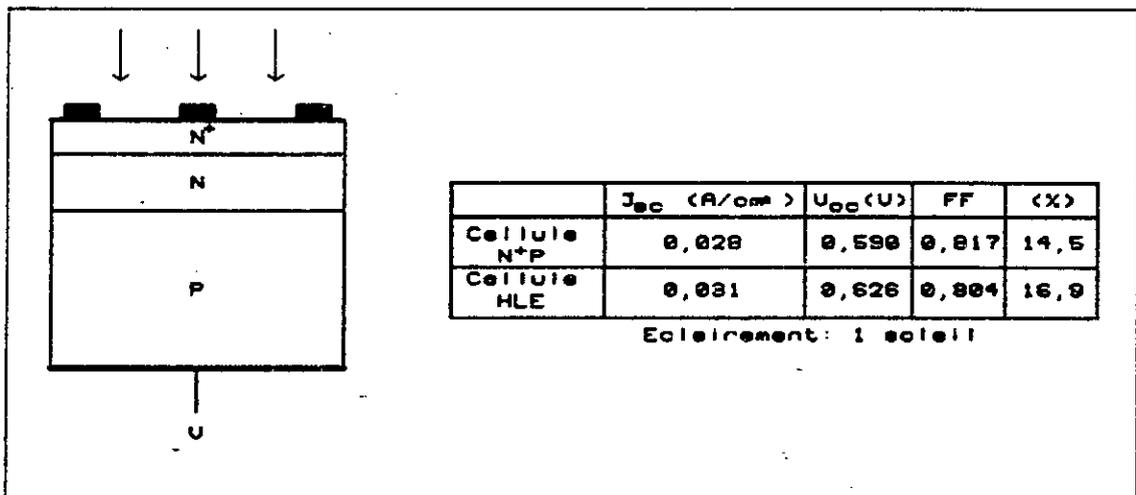


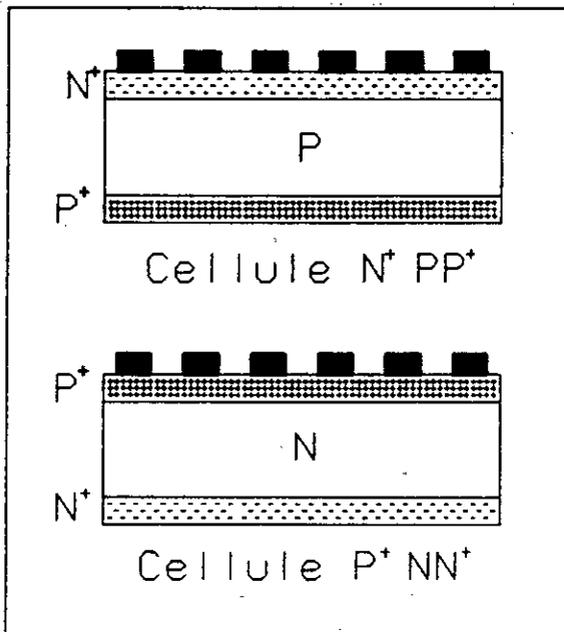
Figure 12
Cellule HLE

L'amélioration du rendement a été obtenue grâce à l'action d'un champ interne supplémentaire créé par le gradient de concentration.

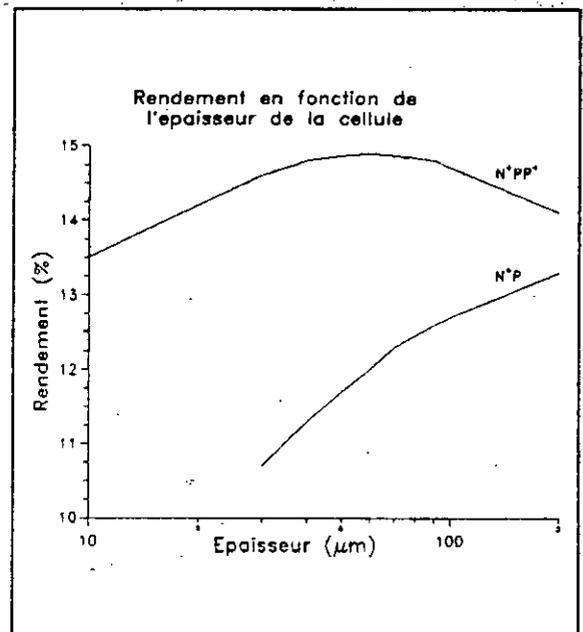
b) Les autres cellules à champ interne:

Les cellules BSF (back surface field) du type N^+PP^+ ou P^+NN^+ possèdent aussi un champ interne incorporé qui, en accélérant la migration des porteurs minoritaires, permet de réduire leur recombinaison et d'augmenter le taux de collection ce qui améliore le rendement de la cellule.

La figure 13a montre la structure d'une cellule BSF et la figure 13b permet d'apprécier l'amélioration du rendement introduite, d'après [31]



a: Cellules BSF



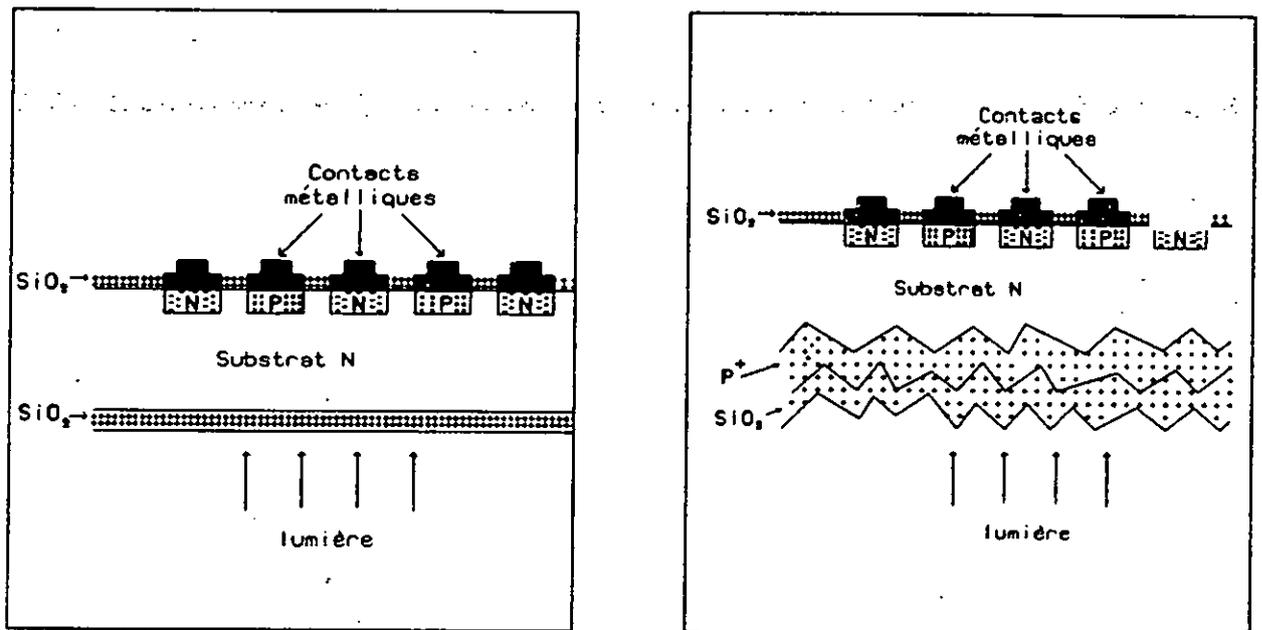
b: Comparaison des rendements pour une cellule N^+P et N^+PP^+

Figure 13
Les cellules BSF

c) Les cellules à contact postérieur:

Pour réduire les effets de la grille (recombinaison des porteurs, effets de masquage et de résistance), on a imaginé différentes structures à contact postérieur (cellules IBC, FSF, V-groove, "polkadot", etc...). Ces structures sont surtout adaptées aux systèmes qui travaillent sous concentration de la lumière.

A titre d'exemple, la figure 14 montre en (a) une cellule IBC (Interdigitated Back Contact) et en (b) sa version TJC (Tandem Junction) à face texturisée minimisant les pertes par réflexion.



a: Cellule IBC

b: cellule IBC-TJC

Figure 14
Cellules IBC

La texturisation de la surface du Silicium consiste, au moyen d'une attaque anisotrope, à créer des cavités de formes pyramidales de façon à minimiser la réflexion de cette surface. Combinée avec un revêtement anti-reflets optimisé, cette opération conduit à des taux de réflexion voisins de 1% [31].

d) Autres cellules solaires:

Pour terminer cette vue générale qui ne concerne essentiellement que les structures au Silicium monocristallin, objet de notre intérêt, évoquons les cellules PIN, celles à jonction verticale (qui peuvent être considérées comme une autre version des cellules BSF), les cellules bifaciales, etc...

e) Remarque:

Ajoutons pour être complet que, afin de faire face aux problèmes de coûts et de rendement, diverses autres stratégies ont été mises en oeuvre:

- Une première, qui a déjà été évoquée, consiste à tenter de réduire les coûts en acceptant des rendements plus faibles, par l'utilisation du Silicium "grade solaire" (qui donne les cellules polycristallines et semi-cristallines), du Silicium amorphe hydrogéné, du Sulfure de Cadmium, etc...

- Une seconde vise à améliorer le rendement en acceptant des coûts plus élevés: C'est la filière Arseniure de Gallium et de ses dérivés (la structure combinant l'AsGa, le GaSb et InP donnerait un rendement supérieur à 40% [33]), et les cellules multicolores dans lesquelles plusieurs jonctions sont empilées les unes sur les autres.

-D'autres alternatives ont été aussi explorées comme l'utilisation de la concentration, la recherche d'autres structures de conversion (cellules électro-chimiques [34]) etc...

Pour notre part, nous avons essayé de développer des structures MIS ($\text{Al-SiO}_2\text{-Si}$ et $\text{Au-SiO}_2\text{-Si}$) mais cette voie a été abandonnée assez tôt au vu de la faiblesse des rendements obtenus ($\approx 1\%$) et du faible espoir que nous avons quant à leurs améliorations*. La figure 15 montre les caractéristiques d'une des meilleures cellules que nous avons réalisées [35]:

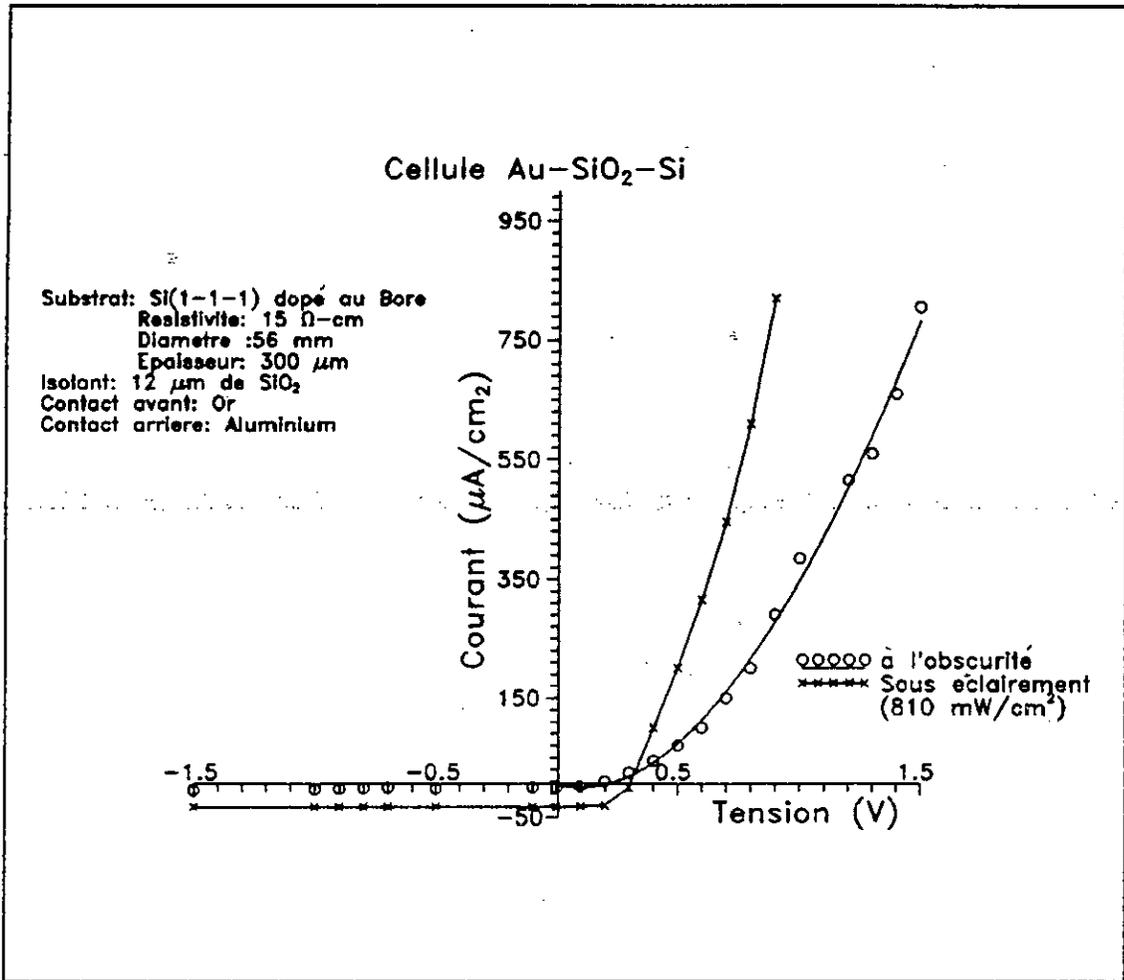


Figure 15
 Caractéristiques d'une cellule MIS de notre fabrication

* Ces travaux sur les photopiles MIS et MS, abandonnés un peu partout dans le monde, ont été relancés ces dernières années par certains Laboratoires et on aurait atteint des rendements proches de 9,5% mais pour des cellules tandem Pt/a-Si_{1-x}Ge_x à barrière de Schottky [36]

6°) Conclusion:

Compte tenu de tout ce qui précède, un travail sur l'optimisation des cellules solaires et qui aurait pour but le développement de cellules à faible coût et à haut rendement (supérieur à 20%) devrait s'inspirer des résultats que nous avons évoqués et que nous pouvons résumer de la façon suivante:

1. Texturisation et passivation de la face éclairée. Recherche de l'optimum.

2. Recherche de l'optimum de concentration dans la zone d'émetteur.

3. Recherche de l'optimum de finesse et de passivation de la grille de collection.

4. Utilisation d'une base aussi mince que la longueur de diffusion des minoritaires.

5. Utilisation d'un contact arrière passivé, réfléchissant et éventuellement texturisé.

C'est dans ce sens que s'effectuent les recherches dans les différents centres de par le monde, le but étant la réalisation dans les dix prochaines années de cellules solaires d'un rendement égal à 28%, c'est à dire une valeur pratiquement égale au maximum théorique.

Ce n'est pourtant pas la voie que nous avons choisie pour deux raisons principales:

- la première, évidente, tient au fait que la fabrication d'une structure nécessite un travail d'équipe avec des moyens matériels lourds, ce que nous avaient confirmé nos essais de fabrications de structures MIS, pourtant infiniment plus simples à réaliser et à tester ([32],[33]).

- la seconde raison est que nous pensons qu'il reste toujours intéressant de trouver un moyen simple d'améliorer le rendement des cellules solaires industrielles courantes qui sont les plus disponibles, si ce moyen existe, car comme nous le cons-

tatons, et sans grande surprise les travaux sur l'optimisation des photopiles ont été menés dans pratiquement toutes les directions et, pour faire un travail original, nous avons eu recours à la méthode de "brainstorming" utilisée en économie dans l'analyse de la valeur [34].

Cette méthode, introduite aux USA dès 1935 (au moment de la grande crise économique) consiste à collecter toutes les idées de solutions qu'un problème inspire, sans tenir compte prématurément mêmes de critiques positives, la sélection d'idées réalisables s'effectuant à l'étape ultérieure du dépouillement. Le "brainstorming" ou recherche d'idées est une méthode de travail tout à fait scientifique (la Synectique) qui est actuellement largement utilisée dans tous les pays développés.

Parmi de nombreuses propositions dont certaines sont techniquement irréalisables (telle l'idée d'un contact électrique sur la tranche d'une zone N ou P), il nous est alors apparu qu'une amélioration possible du fonctionnement d'une cellule pourrait être obtenue en favorisant le collectage des porteurs par l'utilisation d'un champ électrique ou magnétique extérieur qui viendrait renforcer le champ interne existant. Ce qui revient en fait à simuler une cellule BSF, en faisant l'économie de sa fabrication.

Il faudrait évidemment que la mise en oeuvre de ce champ soit simplifiée au maximum sinon tout l'intérêt de cette méthode est irrémédiablement perdu.

Il faudra cependant s'attendre à un gain modeste car dans la zone de charge d'espace de la cellule, le champ électrique régnant est déjà très important (on peut l'estimer à une valeur de l'ordre de 10^4 V/cm, puisque l'épaisseur de la zone de transition n'est que de quelques dixièmes de microns) et, les porteurs se déplaçant au maximum possible de leur vitesse comme le montre la figure 15, un accroissement de ce champ restera sans aucun effet. C'est donc essentiellement dans la région de base (zone P pour une cellule N⁺P), région qui est d'ailleurs le siège de la génération la plus importante, qu'un résultat pourrait être obtenu.

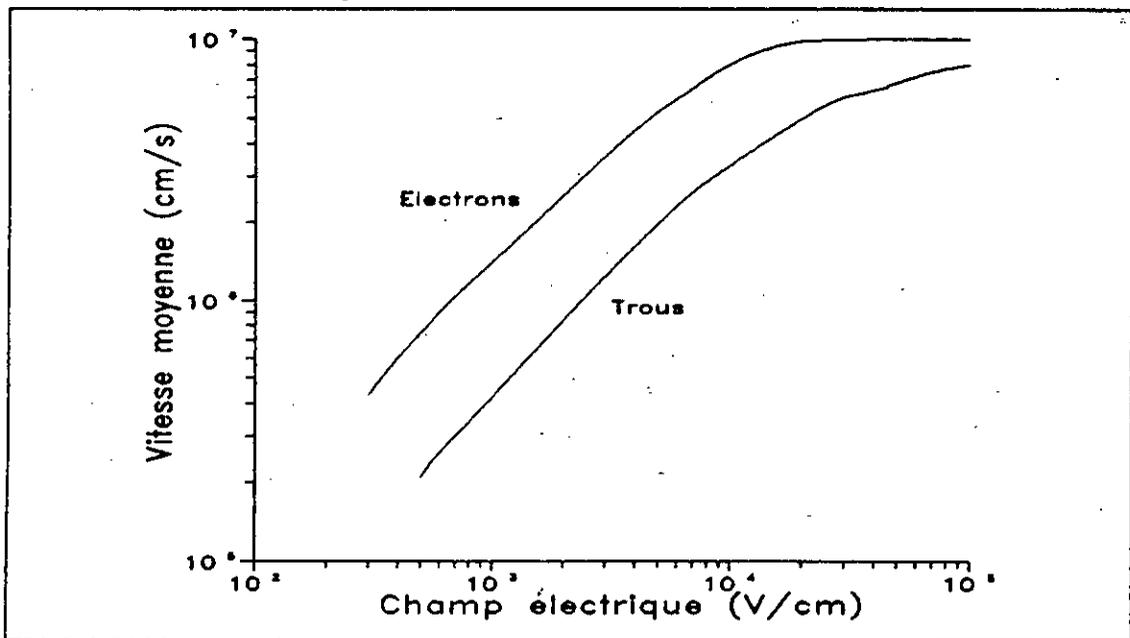


Figure 16

Variation de la vitesse de dérive des porteurs avec l'intensité du champ électrique d'après [35]

D'autre part, si on appelle T_e la "température" des porteurs (température correspondant à la distribution de leur vitesse) et T la température du cristal, on a la relation bien connue suivante [36] qui nous permet de considérer deux domaines de l'action d'un champ électrique:

$$\left(\frac{T_e}{T}\right)^2 - \frac{T_e}{T} - \frac{3\pi}{32} \left(\frac{\mu_0 E}{c}\right)^2 = 0$$

- Un premier domaine correspondant à $\mu_0 E \ll c$, soit E de l'ordre de 100 V/cm pour les électrons: la mobilité des porteurs dépend très peu du champ électrique et $T_0 \approx T$ au premier ordre

- Un second domaine correspondant à $\mu_0 E \gg c$ dans lequel la température des porteurs devient supérieure à celle du réseau. On a alors:

$$\mu = \left(\frac{32}{3\pi}\right)^{1/4} \left(\frac{\mu_0 c}{E}\right)^{1/2}$$

Le courant s'écarte de la loi d'Ohm puisqu'il devient proportionnel à \sqrt{E} . A partir d'une certaine valeur de champ (de l'ordre de 10^5 V/cm), l'énergie des porteurs est telle qu'ils pourraient en créer d'autres (porteurs en excès) par ionisation des atomes de Silicium ou des atomes d'impuretés. C'est une situation qu'il faudra donc éviter en ce qui nous concerne et nous limiterons l'intensité du champ appliqué aux valeurs inférieures à 10^4 V/cm.

Avant de décrire nos expérimentations, nous allons d'abord étudier les équations de transport des porteurs dans une cellule pour apprécier l'influence d'un champ extérieur sur son comportement.

III. EQUATIONS DE TRANSPORT DANS UNE CELLULE

En utilisant un modèle simplifié [41], on pourra distinguer trois régions dans la cellule: une région de base, une région de charge d'espace et une région d'émetteur (figure 17). Le courant total sera la somme des courants dans chaque zone.

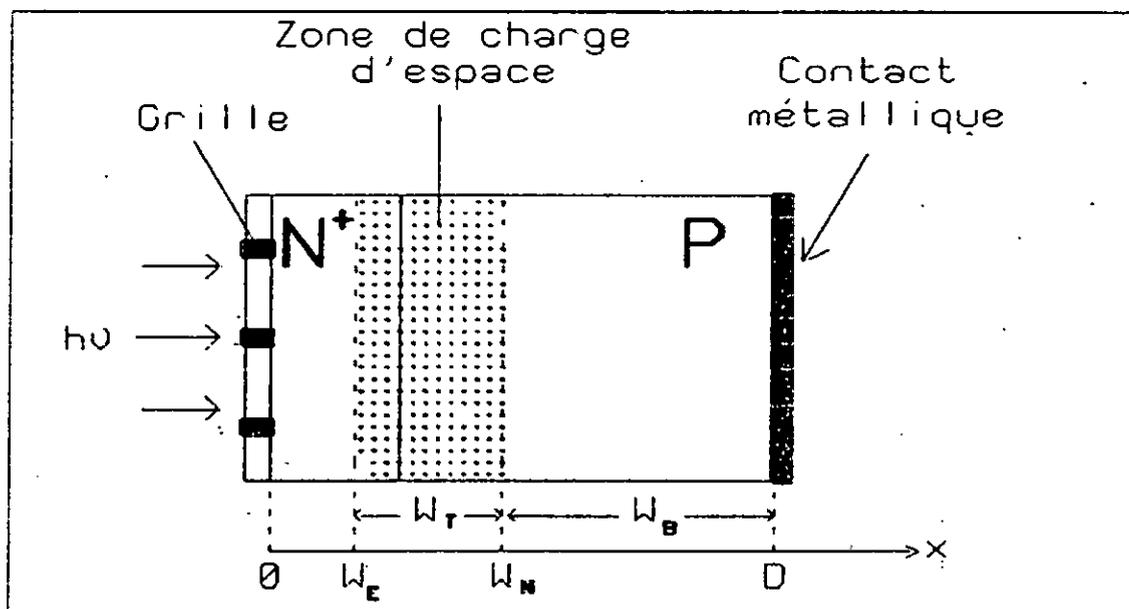


Figure 17
Modèle d'une cellule

1°) Courant de base:

Le substrat de Silicium est en général uniformément dopé et son courant d'électrons est un courant de diffusion contrôlé par une équation du type:

$$J_N = qD_N \frac{dN}{dx} = q \int (U - G(x, \lambda)) dx \quad (1)$$

$G(x, \lambda)$ étant la vitesse de photo-génération qui peut être mise sous la forme [42]:

$$G(x, \lambda) = N(0, \lambda) e^{-\alpha(W-x)} \quad (2)$$

La résolution de l'équation précédente conduira à :

$$J_N(\lambda) = - \frac{q\alpha L_N N(0, \lambda)}{\Delta\lambda (\alpha^2 L_N^2 - 1)} \left[\coth\left(\frac{W_B}{L_N}\right) - \alpha L_N e^{-\alpha(W_B+W_T)} \right] - \frac{e^{-\alpha D}}{\sinh\left(\frac{W_B}{L_N}\right)} - q \frac{n_i^2 D_N}{N_A L_N} \coth\left(\frac{W_B}{L_N}\right) \{e^{v/v_T} - 1\} \quad (3)$$

A la limite de la zone de charge d'espace, l'excès de porteurs est donné par la relation de Boltzmann:

$$n(W_E + W_T) = \frac{n_i^2}{N_A} \left(e^{\frac{v}{v_T}} - 1 \right) \quad (4)$$

De l'autre coté, on suppose que le contact métallique arrière est parfaitement recombinant.

2°) Zone de charge d'espace:

Dans cette zone, les porteurs générés sont dissociés par le champ électrique interne. La densité de courant est estimée à:

$$J_T = -q \frac{N(0, \lambda)}{\Delta \lambda} e^{-\alpha W} (1 - e^{-\alpha W_T}) + \frac{q n_i W_T}{2 \tau_0} (e^{V/2V_T} - 1) \quad (5)$$

τ_0 étant la valeur maximale du taux de recombinaison de Hall-Shockley et Read [39]

3°) Région d'émetteur:

Cette région est le siège à la fois d'un phénomène de conduction et de diffusion.

En supposant un profil de dopage exponentiel, le champ électrique y est constant et on aura:

$$J_p = -q \mu_p E - q D_p \frac{dp}{dx} \quad (6)$$

$$\frac{dJ_p}{dx} + \frac{p}{\tau_0} = -q \frac{N(0, \lambda)}{\Delta \lambda} \alpha e^{-\alpha x} \quad (7)$$

En ce qui concerne les conditions aux limites:

- en surface (la métallisation de collecteur étant de surface négligeable), le courant de recombinaison sera:

$$J_p(0) = -q S (P(0) - p_0) \quad (8)$$

-A proximité de l'émetteur, on a encore la relation de Boltzmann:

$$p(W_E) = \frac{n_i^2}{N_D} \{e^{v/u_T} - 1\} \quad (9)$$

On obtient alors comme solution:

$$J_p(W_E) = \frac{-\alpha N(0, \lambda)}{\Delta \lambda \left(\alpha^2 + 2\alpha\beta - \frac{1}{L_p^2} \right)} (J_1 + J_2 + J_3 + J_4) \quad (10)$$

avec

$$J_1 = (\alpha + \beta) e^{-\alpha W_E} \quad (11)$$

$$J_2 = f e^{-\alpha W_E} \frac{\left(\frac{S}{D_p} + \beta \right) \cosh(fW_E) + f \sinh(fW_E)}{\left(\frac{S}{D_p} + \beta \right) \sinh(fW_E) + f \cosh(fW_E)} \quad (12)$$

$$J_3 = -f e^{-\beta W_E} \frac{\left(\frac{S}{D_p} + 2\beta + \alpha \right)}{\left(\frac{S}{D_p} + \beta \right) \sinh(fW_E) + f \cosh(fW_E)} \quad (13)$$

$$J_4 = -e D_p \frac{n_i^2}{N_D} \left(e^{\frac{v}{u_T}} - 1 \right) \frac{\left(\frac{S}{D_p} + \beta \right) \cosh(fW_E) + f \sinh(fW_E)}{\left(\frac{S}{D_p} + \beta \right) \sinh(fW_E) + f \cosh(fW_E)} \quad (14)$$

en posant

$$\beta = \frac{\mu_p E}{2D_p} \text{ et } f^2 = \beta^2 + \frac{1}{L_p^2}$$

4°) Caractéristique courant-tension de la cellule:

Pour obtenir le courant de la cellule, on intègre la somme de ces courants pour toutes les longueurs d'onde inférieures à λ_g :

$$J = \int_0^{\lambda_g} \{J_N(\lambda) + J_T(\lambda) + J_P(\lambda)\} d\lambda \quad (15)$$

Cette expression n'est en fait qu'une approche car le modèle utilisé ne tient pas compte d'un certain nombre de mécanismes physiques tels que la réduction de la largeur de la bande interdite par le dopage ou les variations du taux de recombinaison avec la distance [44].

Il peut néanmoins être utilisé au premier ordre, ce qui permet d'expliquer le comportement du courant de court-circuit et du rendement de conversion (on montre en particulier, en utilisant des valeurs de paramètres généralement utilisées, que les valeurs de dopage qui conduisent à un rendement de conversion maximum sont de l'ordre de 10^{16} cm^{-3}).

Par ailleurs, c'est à partir de l'expression précédente qu'on voit, en étudiant la sensibilité spectrale des trois zones de la cellule (figure 18), que la composante principale du courant est le courant d'injection dans la région de base:

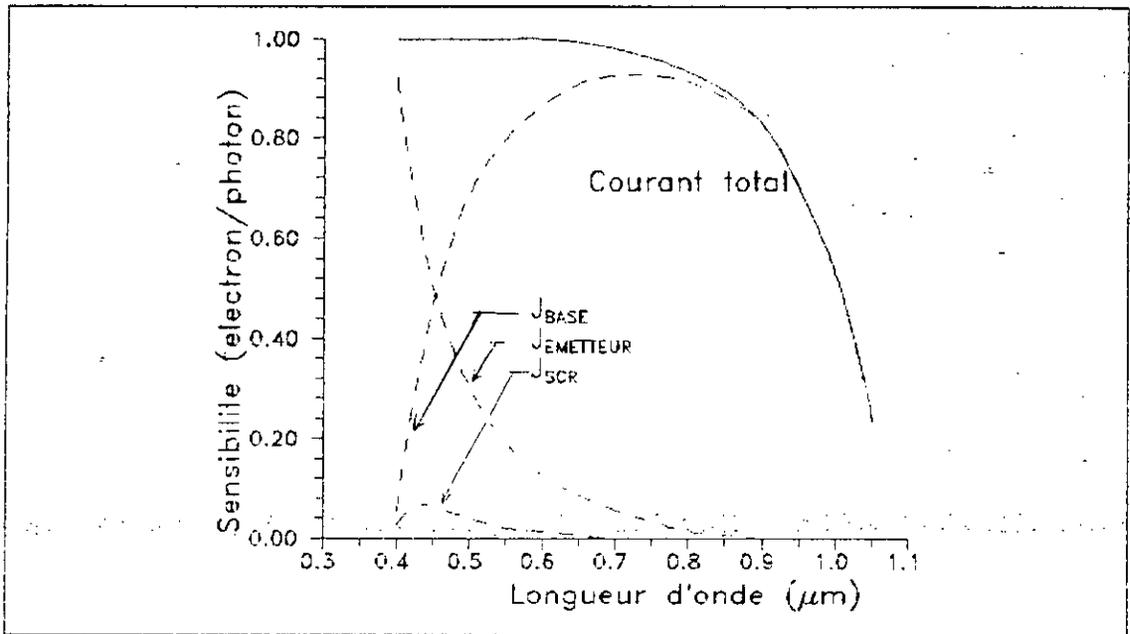


Figure 18
Sensibilité spectrale d'une photopile au Silicium monocristallin

Si bien qu'on pourra admettre avec une bonne approximation que:

$$J = \int_0^{\lambda_c} J_N(\lambda) d\lambda = J_{SC} - J_L \quad (16)$$

avec:

$$J_{SC} = \int_0^{\lambda_c} \frac{qL_N N(0, \lambda)}{\Delta \lambda (\alpha^2 L_N^2 - 1)} \left\{ \coth\left(\frac{W_B}{L_N}\right) - \alpha L_N \right\} e^{-\alpha(W_B + W_T)} - \frac{e^{-\alpha D}}{\sinh\left(\frac{W_B}{L_N}\right)} d\lambda \quad (17)$$

et

$$|J_L| = \frac{qn_{i0}^2}{\int_{W_B}^D \frac{N_A(x) n_{i0}^2}{D_D(x) n_{i0}^2} dx} \left\{ e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right\} \quad (18)$$

en introduisant cette fois la concentration effective $n_{ie}(x)$ qui varie tant avec la température qu'avec la hauteur de la bande interdite selon l'expression suivante [45]:

$$n_{ie}^2(x, T) = n_{io}^2(T) e^{\frac{qV_{go}(x)}{kT}} \quad (19)$$

L'expression de J nous permet d'estimer la tension en circuit ouvert pour une cellule de ce type:

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \left\{ 1 + \frac{J_{sc}}{qn_{io}^2} \frac{N_A(D - W_E)}{D_n N_A} \right\} \quad (20)$$

$D - W_E$ étant pratiquement l'épaisseur de la base et N_A la concentration d'impuretés, supposée uniforme.

5°) La cellule sous un champ électrique extérieur:

L'idée que les pertes dans une photopile (dues aux recombinaisons) puissent être réduites en accélérant les porteurs grâce à un champ électrique supplémentaire a été vérifiée depuis longtemps avec la mise en oeuvre de cellules à gradient de bande interdite ou à gradient de dopage. Ces méthodes nécessitent évidemment de reconsidérer entièrement la technologie de la cellule, ce qui n'est pas notre propos, qui est, rappelons-le, d'accélérer les porteurs d'une cellule classique à l'aide d'un champ extérieur.

Les diélectriques étant des substances non conductrices du courant électrique et donc dépourvues de charges libres, ce ne sera évidemment pas tout à fait le cas pour le Silicium, bien que par certains aspects il soit considéré comme milieu diélectrique avec une constante diélectrique ϵ qu'on estime à 11,7.

Ainsi, si on applique un champ électrique externe au cristal, le léger déplacement des électrons par rapport au noyau forme des moments dipolaires induits qui vont provoquer une polarisation électronique du matériau.

Il y a donc du point de vue macroscopique apparition d'un moment dipolaire P qui produit un champ électrique opposé au champ qui lui a donné naissance.

En écrivant les équations classiques du champ, à savoir
 $\text{rot } \vec{E} = 0$
 $\text{div } \vec{D} = \rho$
 $\vec{D} = \epsilon_0 \vec{E} + \vec{P}$

on en déduit le champ effectif interne qui est dans notre cas le champ de Lorentz $E' = (\epsilon/3\epsilon_0 + 2/3)E$ puisque notre milieu est dépourvu de moments dipolaires permanents.

Le courant dans la région de base aurait alors comme expression:

$$J_N = qD_N \frac{dn}{dx} + q\mu_N nE' \quad (21)$$

Il aurait donc, en plus de sa composante de diffusion initiale, une composante de conduction introduite par le champ appliqué si bien que l'expression de V_{oc} établie précédemment deviendrait:

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln(1 + \frac{J_{sc}}{qn_{i0}^2} \frac{N_A(D-W_E)}{D_n(N_A)} + \alpha E') \quad (22)$$

E' étant l'intensité du champ électrique et α un coefficient de proportionnalité qui a pour expression:

$$\alpha = \frac{n\mu_N}{n_{i0}^2 W_E} \int_0^D \frac{N_A(x) n_{i0}^2}{D_n(x) n_{ie}^2(x)} dx$$

n étant donné par la relation (4) précédente.

On voit que la détermination de ce coefficient pose un problème du fait qu'il dépend non seulement des conditions de fonctionnement de la cellule (par n), mais aussi de sa technologie et ceci nous obligerait, chose impensable puisque hors de notre portée, à connaître pour chaque cellule utilisée ses paramètres technologiques.

Il nous fallait quand même fixer un ordre de grandeur des champs à appliquer et pour cela, nous avons eu recours à certaines approximations ($n_{ie} \approx n_{i0}$ aux faibles niveaux d'injections)

ce qui donne, D étant l'épaisseur de la cellule (supposée aussi égale à l'épaisseur de la base):

$$\alpha = \frac{n\mu_N N_A D}{n_{i0}^2 D_n} - \frac{nN_A D}{n_{i0}^2 U_T}$$

En utilisant des valeurs raisonnables des paramètres qu'on rencontre dans la littérature:

$n_{i0} \approx 7,1 \cdot 10^9 \text{ cm}^{-3}$ à 25°C , $U_T \approx 25 \text{ mV}$ à 25°C , $N_A \approx 10^{17} \text{ cm}^{-3}$, $D \approx 0,25 \text{ mm}$,

On trouve:

$$\alpha \approx 5 \cdot 10^6 \text{ m/V}$$

Nous en concluons que les intensités de champ à appliquer sont relativement fortes pour espérer une amélioration sensible: La courbe de la figure 19 ci-après établie à partir des calculs précédents montre que pour espérer un gain de 10 mV sur la tension V_{oc} , il faudrait appliquer un champ de l'ordre de 2000 V/m, donc assez élevé mais qui reste néanmoins dans le domaine des valeurs qui ne perturbent pas de manière exagérée le comportement des porteurs.

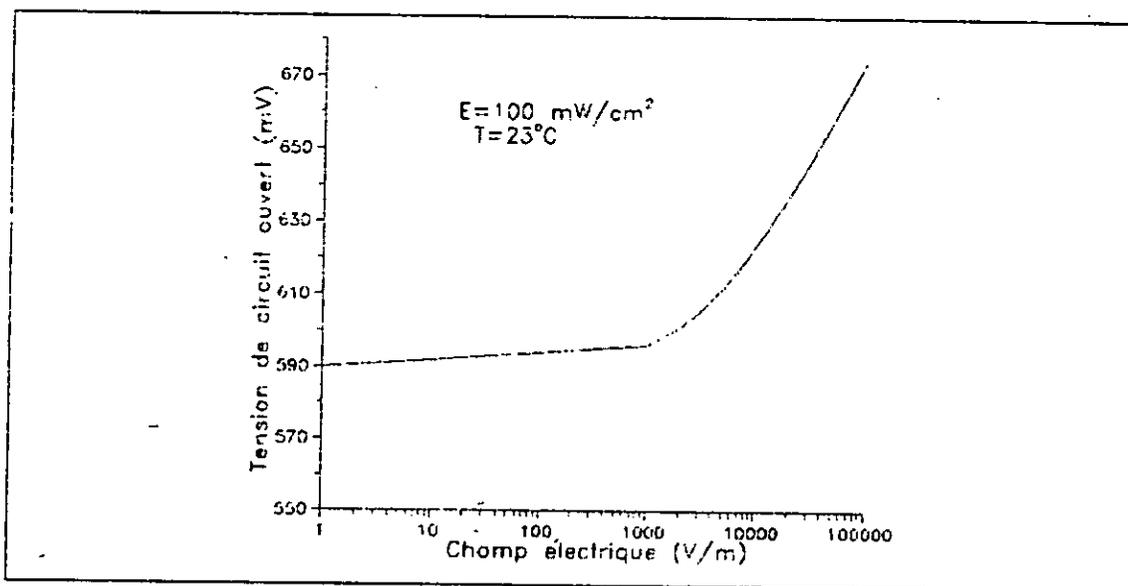


Figure 19

Influence du champ électrique

Ce problème lié à la valeur de l'intensité du champ s'est posé de nouveau et d'une manière autrement plus gênante

lorsque nous avons voulu appliquer cette technique en utilisant un champ magnétique: en effet, l'idée initiale consistait à disposer la cellule sur un aimant permanent mais une analogie simple ($qE \rightarrow qvB$) nous montre qu'il faudrait des inductions magnétiques de plusieurs Teslas pour pouvoir obtenir un résultat sensible. De telles valeurs de champ ne pouvant être obtenues simplement, nous avons écarté cette méthode, mais après une vérification expérimentale dont les résultats seront rapportés un peu plus loin.

IV. ETUDE EXPERIMENTALE

1°) Disposition des cellules:

La génération du champ électrique extérieur doit tenir compte d'une contrainte principale, qui est de ne pas masquer la cellule, ce qui élimine malheureusement le dispositif aussi simple qu'efficace des plans parallèles.

Des considérations développées dans divers ouvrages d'électrostatique ([42] en particulier) nous ont amené à tester plusieurs dispositifs tels que ceux décrits par la figure 19:

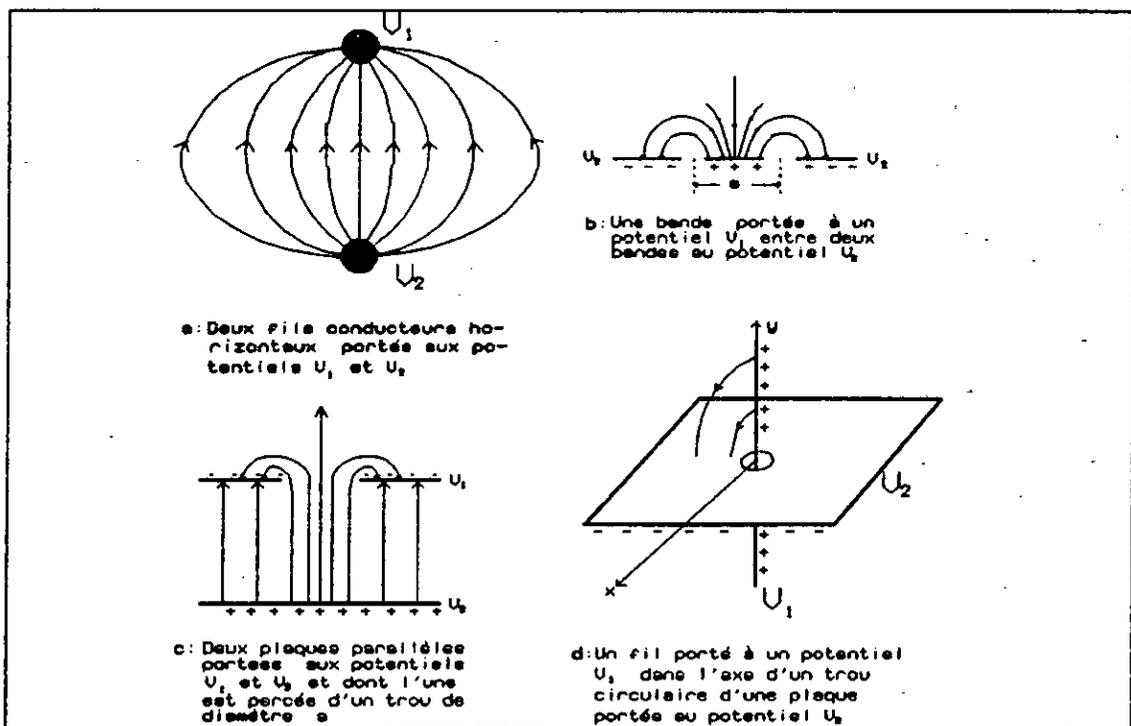


Figure 19
Production du champ électrique

C'est finalement le dispositif de la figure 20 qui nous est apparu comme le plus efficace et le plus simple à mettre en oeuvre. Il a été réalisé à l'aide d'une plaque rectangulaire pour

circuits imprimés en verre époxy simple face (300x200) percée en son centre d'un trou de 16 mm de diamètre. Cette plaque est portée à un potentiel V_1 . Une seconde plaque collée au dos de la première servant de support à un fil rigide en cuivre est portée à un potentiel V_2 .

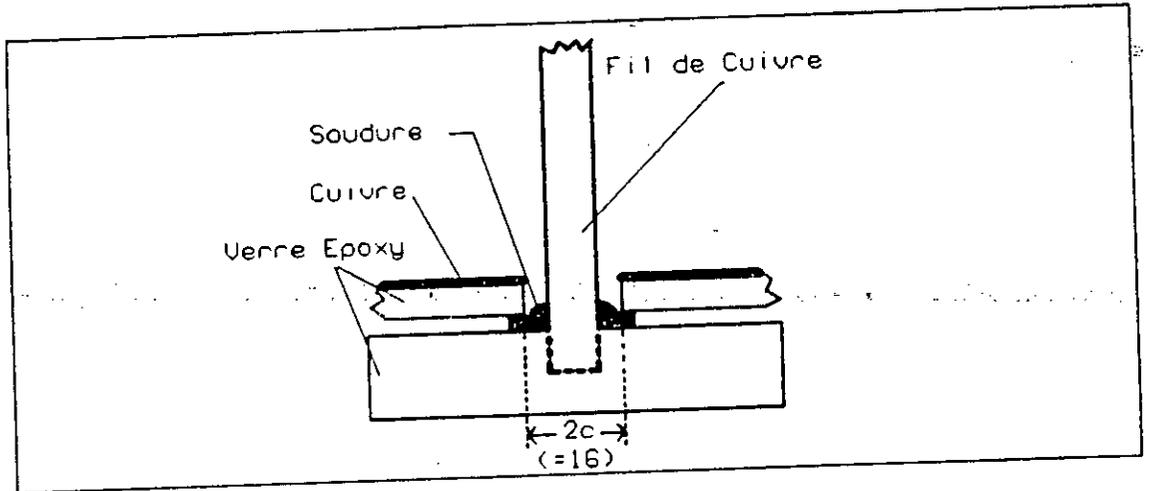


Figure 20
Système d'électrodes

Le sens du champ électrique dépendra du signe de la différence de potentiel $V_1 - V_2$. La figure 21 indique ce sens dans le cas de figure.

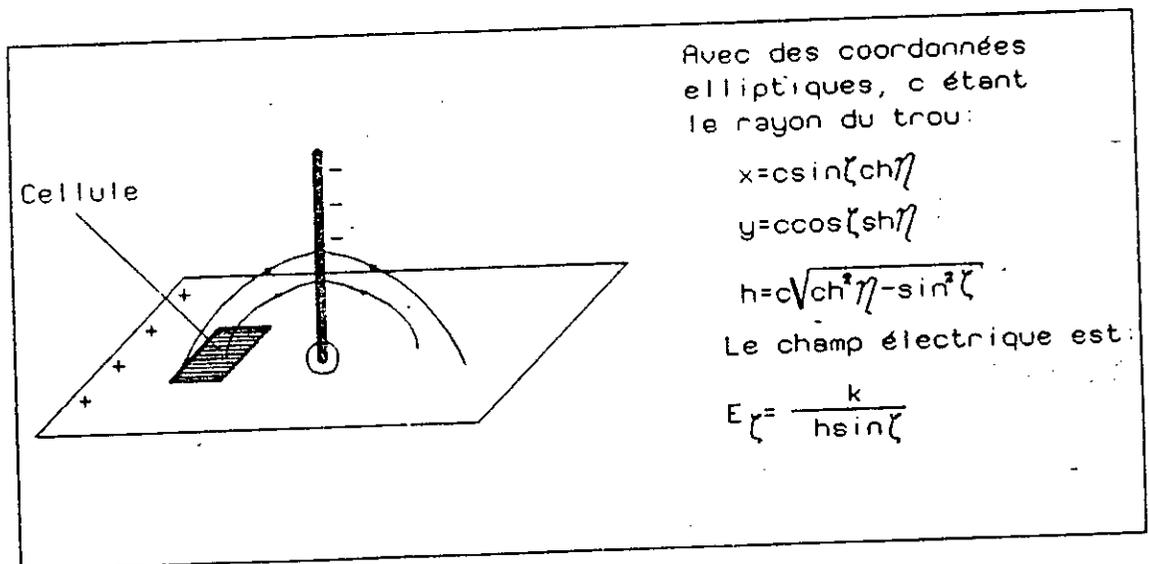


Figure 21
Lignes de champ

Dans le cas de figure, la plaque est placée en $\zeta_2 = \pi/2$ et on choisit son potentiel comme référence. On a alors, le fil étant placé en ζ_1 :

$$E_{\zeta} = \frac{V}{h \sin \zeta} \frac{\text{Lntg}(\frac{\zeta_1}{2})}{\text{Lntg}(\frac{\zeta}{2})}$$

ce qui détermine le champ en tout point de l'espace, et en particulier au niveau de la plaque qui supportera la cellule sous test (où $|\zeta| = \pi/2$)

Les courbes de la figure 22 ont été établies pour estimer l'évolution du champ électrique dans l'espace en fonction du potentiel :

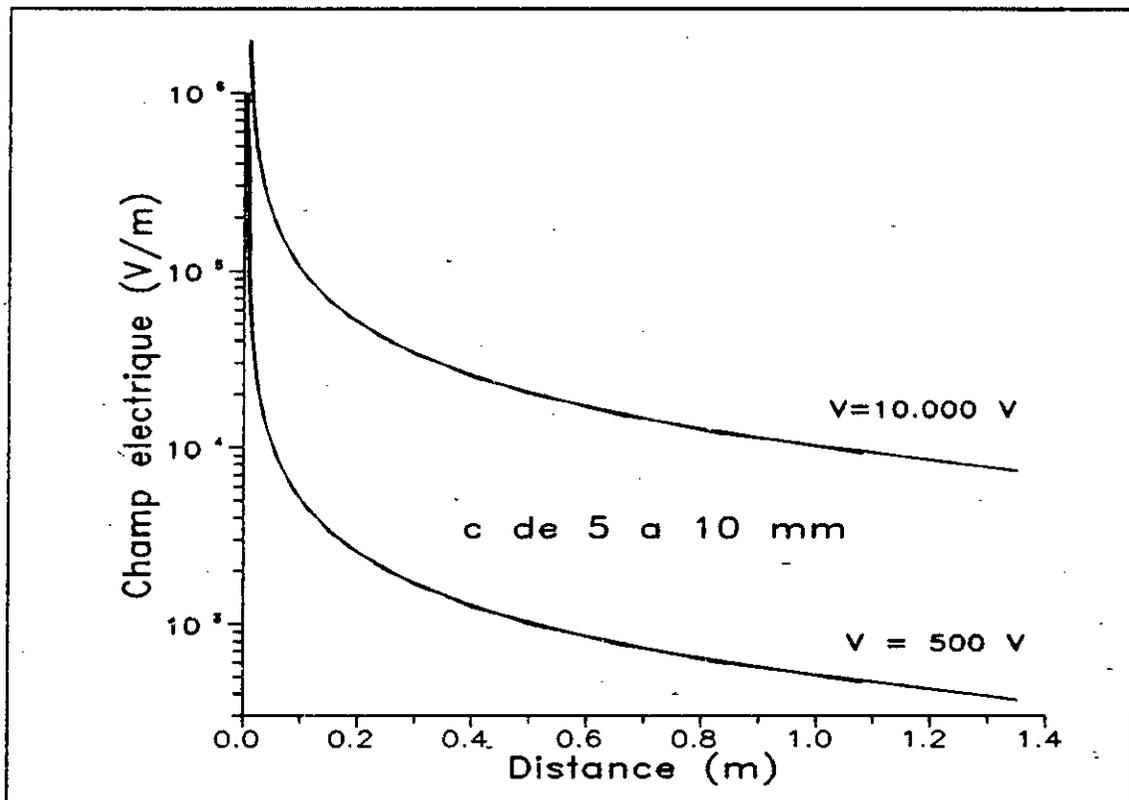


Figure 22

Variations du champ électrique en fonction de la distance, pour plusieurs valeurs de c et du potentiel

Ces courbes montrent que le diamètre c du trou n'a que peu d'influence sur le champ dès que la distance dépasse ce diamètre.

Les courbes de la figure 23 montrent l'évolution du champ électrique en fonction de la distance pour plusieurs valeurs de la différence de potentiel V entre la plaque et le fil, le diamètre du trou étant fixé:

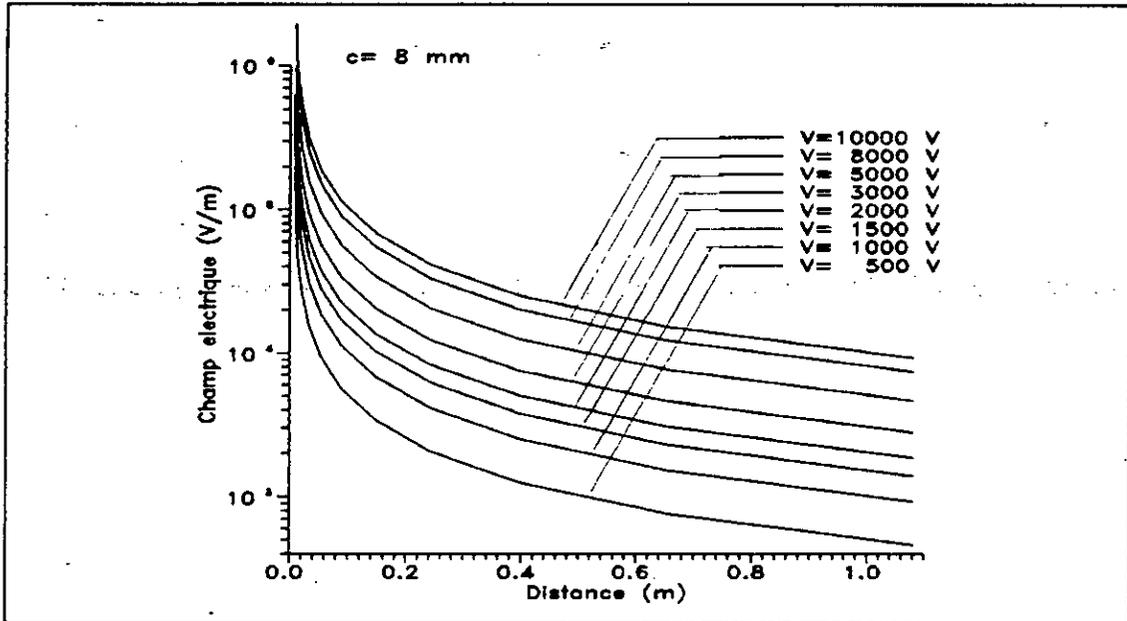


Figure 23

Variations du champ électrique en fonction de la distance pour $c = 8 \text{ mm}$

2°) Production du champ électrique:

Pour les raisons que nous avons évoquées, il ne s'agira bien évidemment pas, pour créer le champ électrique précédent, de mettre en oeuvre un dispositif qui serait susceptible de consommer autant ou plus d'énergie que le gain attendu par toute cette opération. C'est pourquoi le générateur de haute tension utilisé devra être conçu de manière ce qu'il soit pratiquement "transparent" dans le système générateur photovoltaïque, c'est à dire à consommer une puissance minimale, en tous cas inférieure à la puissance supplémentaire escomptée.

En fait, le problème de la production du champ est relativement simple car la puissance qui est demandée au générateur est négligeable puisque la tension entre le fil et la plaque ne "débite" pas. Ce n'est d'ailleurs qu'en ayant tenu compte de cette donnée que nous avons retenu cette méthode.

De plus, une variation du champ électrique de 10% ne se traduira sur la tension V que par une variation de 0,6%, ce qui évite donc de recourir à une quelconque régulation de la haute tension.

De surcroît, les courbes de la figure 23 précédente montrent bien qu'à partir d'une différence de potentiel de 5000 V entre la plaque et le fil, les variations du champ électrique sont moins accentuées, ce qui se traduira pour nous par le fait que la tension pourra varier dans une assez large mesure (à 20% près) sans qu'un effet ne se fasse sentir.

Pour nos expérimentations par exemple, nous avons développé un petit convertisseur capable de délivrer jusqu'à 10 kV sous 1 mA et que nous décrivons rapidement (figure 24):

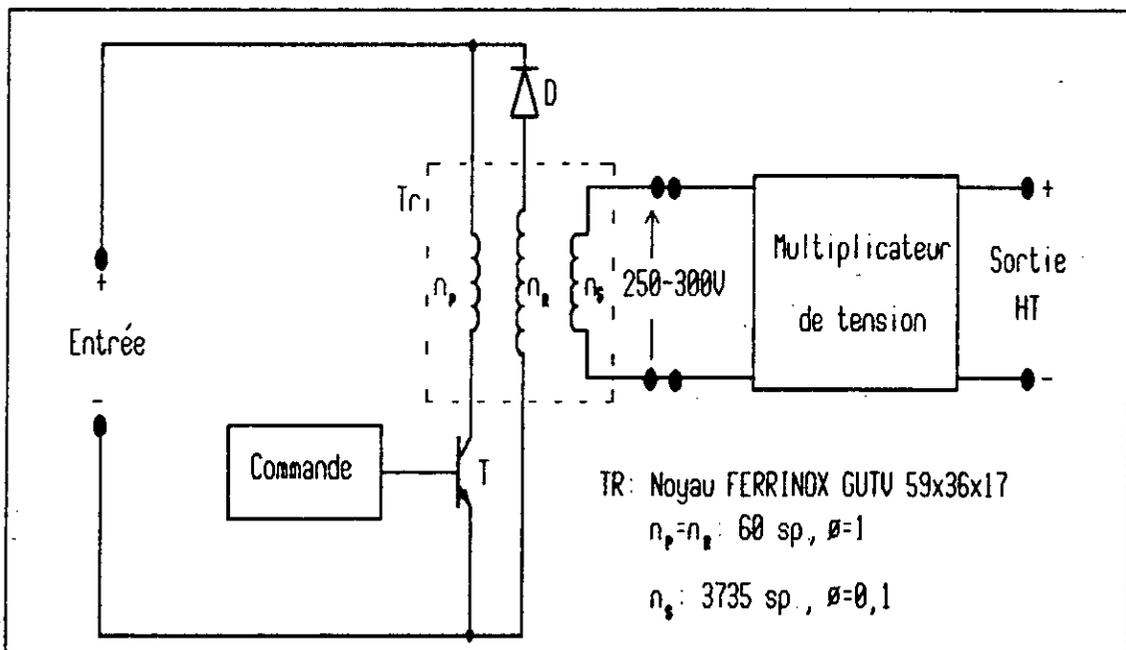


Figure 24
 Générateur de haute tension

Son principe est celui d'un convertisseur à structure "forward" à un seul transistor, travaillant à une fréquence de découpage de 30 kHz et équipé d'un transformateur pour obtenir

l'élévation de tension recherchée

Le multiplicateur de tension, inspiré des tripleurs THT des téléviseurs, est une adaptation du montage de Schenkel dont le schéma est le suivant (figure 25):

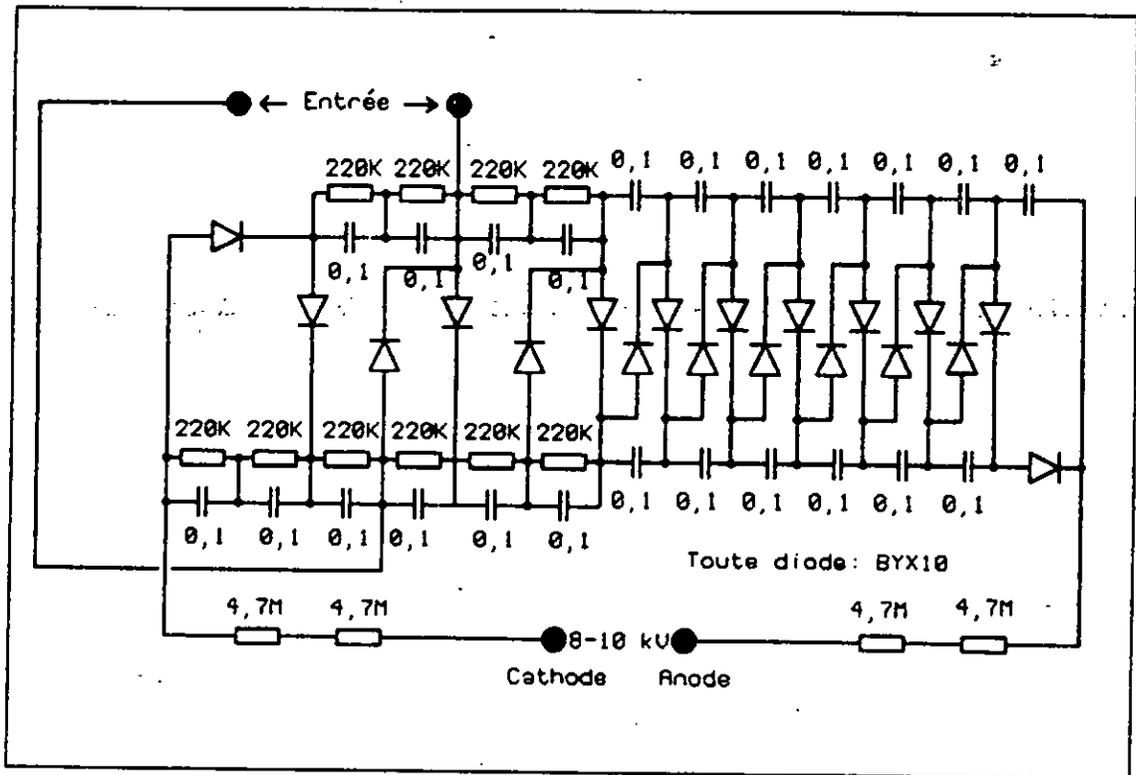


Figure 25

Multiplicateur de tension

L'entrée du convertisseur pourra être reliée soit à un panneau solaire du type ARCO M23 que nous utilisons, soit à une batterie d'accumulateurs de 12V qui garantit néanmoins un fonctionnement plus stable.

Pour des raisons de commodité, la commande du transistor découpeur a été confiée à un circuit spécialisé, le UAA 4006-SP de Thompson, qui intègre l'horloge de 30 kHz, des circuits d'élaboration des signaux à modulation de largeur (PWM), de protection du transistor, de surveillance de la démagnétisation du transformateur,...

Ses circuits internes comprennent un driver auto-régulant qui maintiennent saturé le transistor pendant sa conduction, ce qui conduit à des rendements assez élevés, qui dépassent en tous cas 75%. Cependant, la broche de régulation (broche n°6) n'a pas été utilisée dans notre application car sa nécessité ne s'était pas imposée.

Le schéma électrique de ce générateur apparaît dans la figure 26 ci-après:

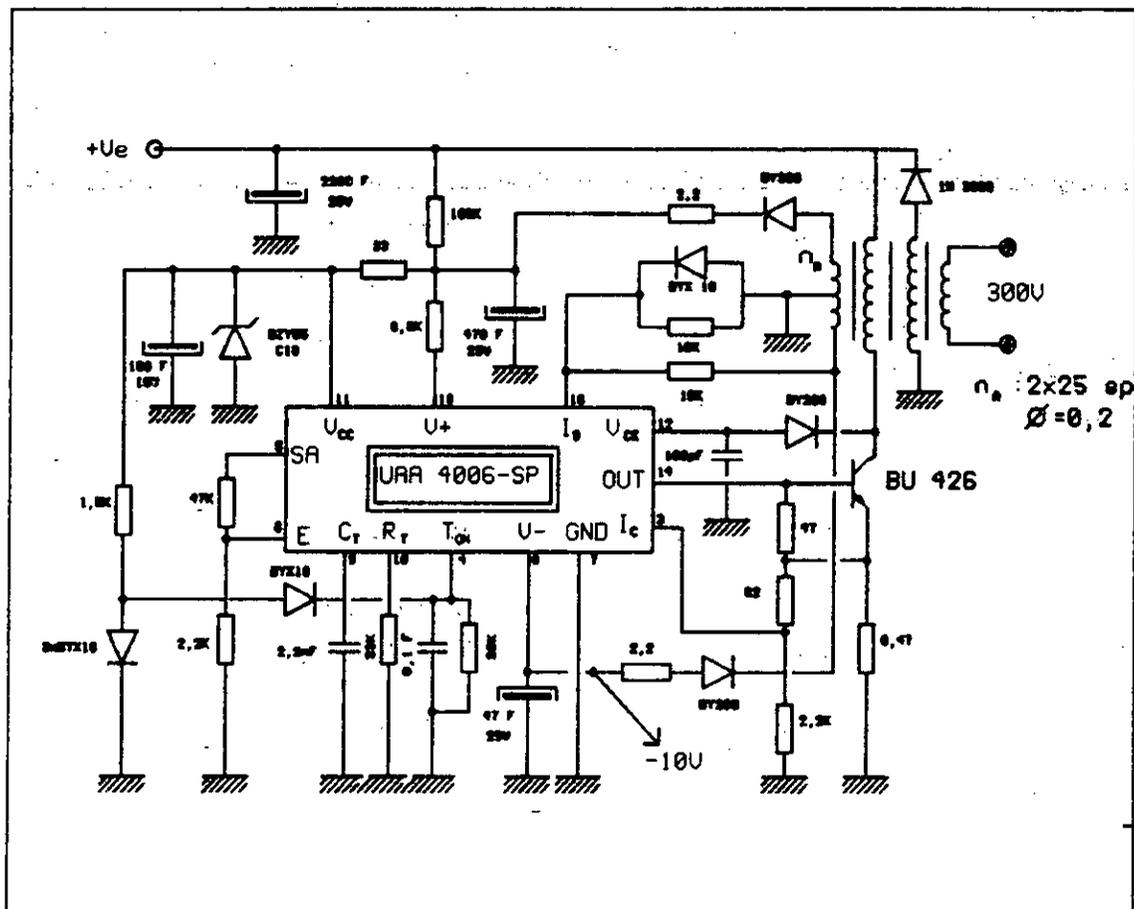


Figure 26

Schéma électrique du générateur

Ce circuit nécessitant une tension négative pour le blocage du transistor, cette tension a été obtenue grâce encore à un convertisseur (mais extrêmement simplifié cette fois) et qui est un oscillateur à blocage d'un genre que nous utilisons très sou-

3°) Résultats expérimentaux et conclusion:

a) Effet du champ électrique:

Avant toute chose, il nous fallait d'abord confirmer l'effet d'un champ électrique extérieur appliqué sur la cellule.

Nous inspirant d'une méthode utilisée pour la mesure de la charge stockée d'une jonction [47], nous avons mis en oeuvre le circuit de mesure suivant: (figure 28)

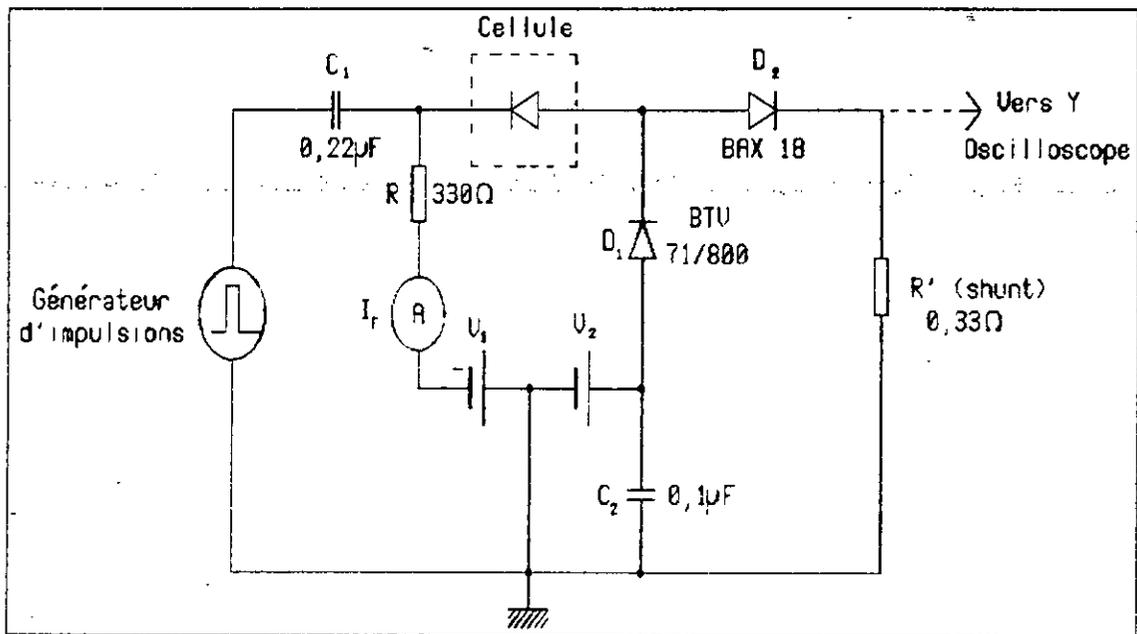


Figure 28

Circuit de mesure de la charge stockée

Matériel utilisé:

- Cellule carrée de 2x2 cm
- 2 alimentations FONTAINE type MC 4020C
- Générateur de signaux METRIX type TCE 7402
- Oscilloscope NATIONAL type VP-5512A

Ce circuit (ainsi que la définition de la charge stockée) sont conformes à la méthode 4062 décrite dans la norme US MIL-STD-750 :

Une courte impulsion positive à la fréquence f est appliquée à la cellule à travers le condensateur C_1 . Cette impul-

sion inverse la polarisation de la cellule ce qui aura pour résultat d'écouler sa charge stockée dans le shunt R' à travers la diode D₂.

(En disposant un ampèremètre intégrateur à la place du shunt, le courant lu sera proportionnel à la charge stockée)

En ajustant V₁ pour annuler la tension directe aux bornes de la cellule, le courant mesuré en sortie sera:

$$I_1 = fVC + ft_p I_r$$

V étant l'amplitude de l'impulsion appliquée

f sa fréquence

C la capacité moyenne de la diode (entre les tensions inverses 0 et V)

t_p la largeur de l'impulsion

I_r le courant de fuite de la cellule mesuré à la tension inverse V

La charge stockée est définie par:

$$Q_s = (I_2 - I_1) / f$$

I₂ étant le courant de sortie spécifié à une certaine valeur du courant direct I_f.

Il faudra évidemment tenir compte de la charge stockée dans la diode D₁ qui devra être d'un type ultra-rapide mais ce problème ne se pose pas pour nous avec grande acuité puisqu'il s'agit ici, non pas d'obtenir une valeur précise ou standard de la charge stockée dans la cellule mais tout simplement de prouver une modification de cette charge sous l'action d'un champ électrique appliqué.

L'effet de ce champ devrait se traduire par une accélération des porteurs ce qui confirmerait en partie notre hypothèse.

La figure 29 montre les oscillogrammes relevés dans les conditions suivantes, en appliquant à l'entrée de notre circuit un signal carré positif d'amplitude 16 V et de 10 ms de période, de manière à simuler l'application d'échelons de tension (plutôt que d'impulsions, le résultat recherché étant identique):

- a: à l'obscurité
- b: sous éclairement (de l'ordre de 100 mW/cm^2)
- c: sous le même éclairement et sous l'action d'un champ électrique (obtenu sous 6 kV)

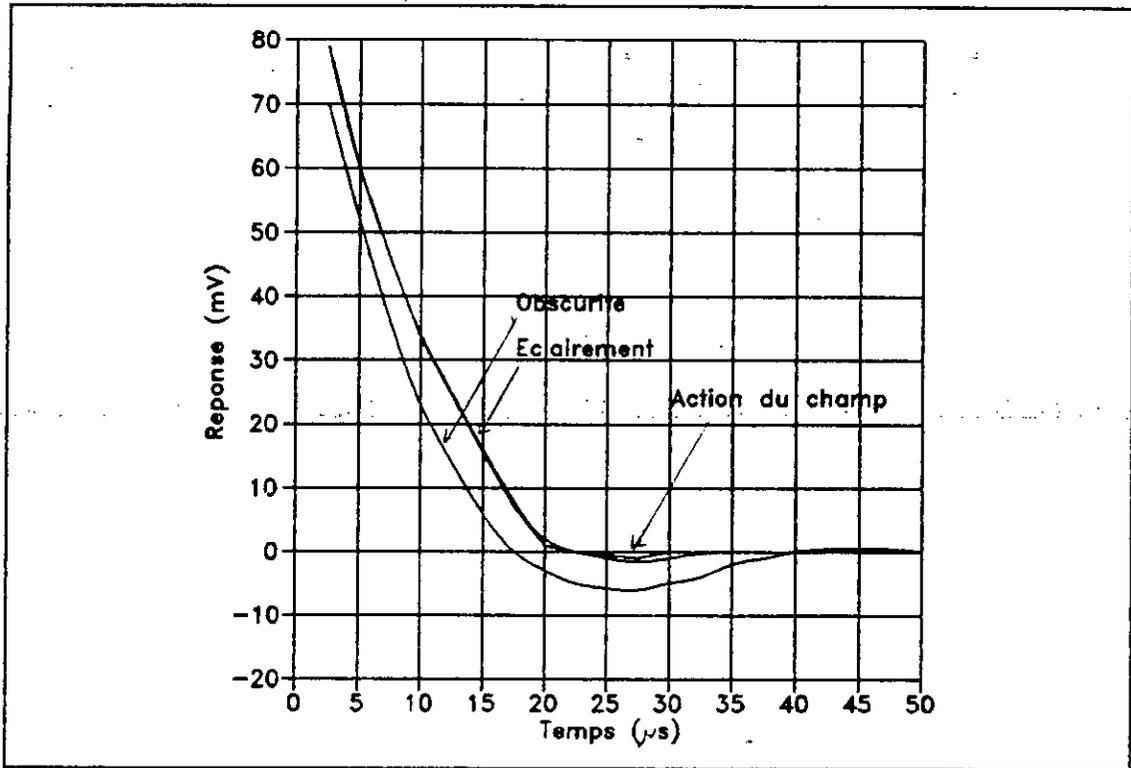


Figure 24
Réponse de la photopile

On remarque une très légère tendance à une plus grande rapidité de transit des porteurs mais il est manifeste que l'action du champ électrique extérieur ne joue pas un rôle prépondérant dans leur transport.

C'est un résultat que nous avons déjà établi et qui sera confirmé tout au long de nos futures expérimentations et que nous analyserons plus loin.

b) Caractéristiques courant-tension:

Le montage utilisé pour les mesures est le suivant (figure 30):

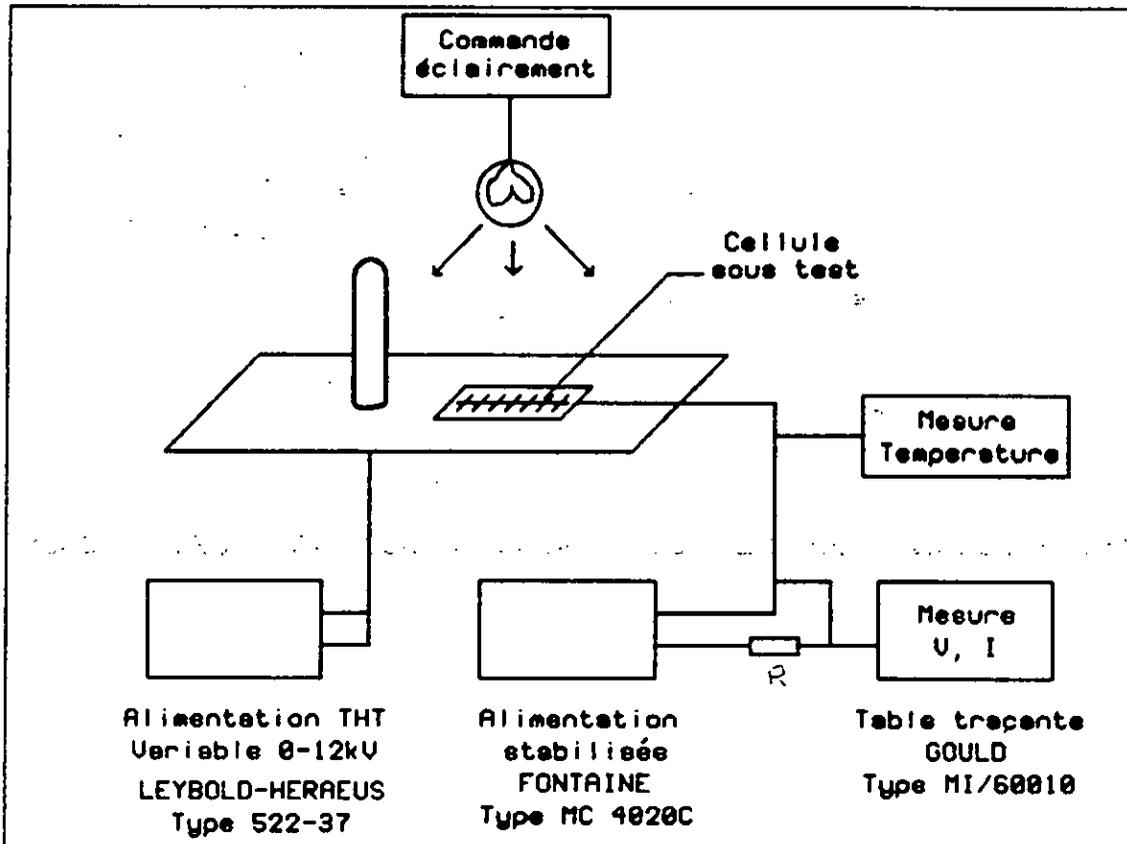


Figure 30
Montage expérimental

La cellule utilisée est un échantillon carré de 4 cm^2 de surface. Le tracé de ses caractéristiques $I(V)$ est classique et n'appelle aucun commentaire.

La cellule est soumise au champ électrique dont l'intensité est commandée par la variation de la haute tension délivrée par deux alimentations du type spécifié ci-dessus et mises en série.

Pour minimiser les effets d'échauffement de la cellule, le tracé de la caractéristique s'effectue de manière rapide et une pause est effectuée avant chaque nouveau tracé.

La figure 31 montre les caractéristiques obtenues sous différents éclairagements et différentes intensités de champ:

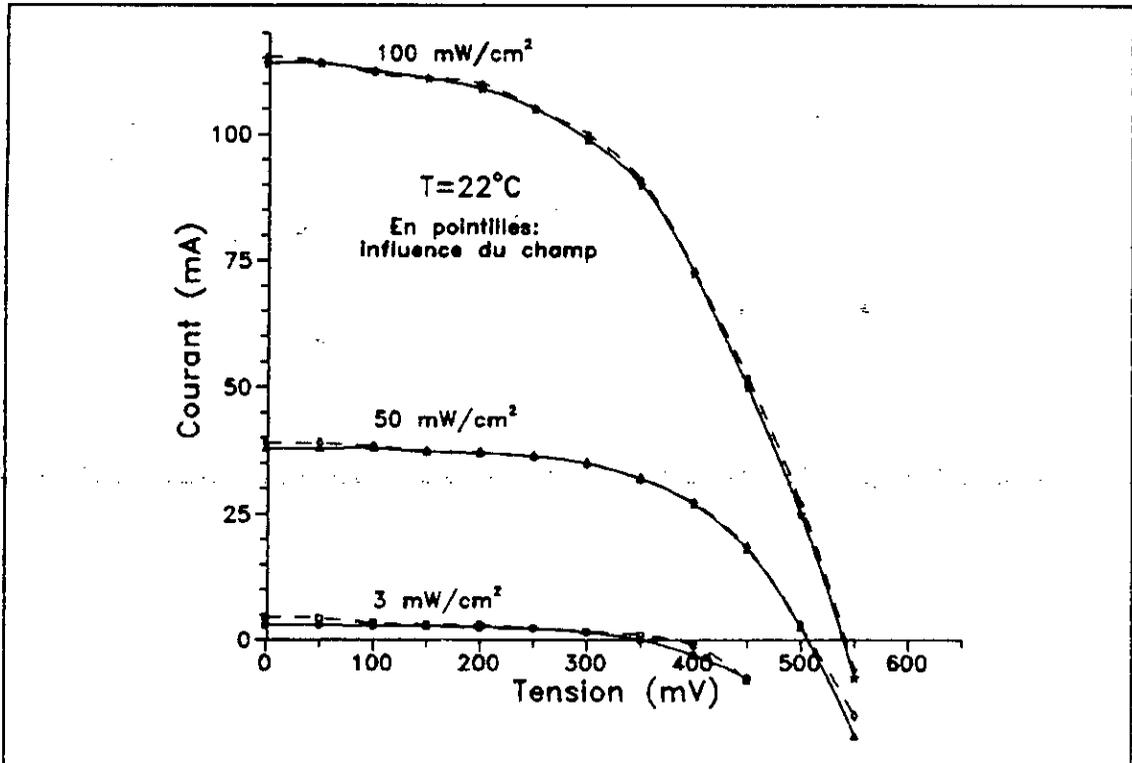


Figure 31
Caractéristiques sous influence du champ

Il apparaît que l'action du champ électrique est plus nette dans le cas des faibles éclairagements, ce qui s'explique théoriquement car dans le cas des fortes injections, un champ supplémentaire d'intensité modérée n'a pratiquement pas d'influence. Ceci est un avantage car c'est dans les conditions de faible ensoleillement qu'il est utile d'améliorer les performances d'un générateur.

Néanmoins, les gains obtenus semblent minimes et il faudrait se poser la question si cela justifie dans la pratique courante la mise en oeuvre de notre dispositif, même dans le cas où des essais d'amélioration seraient entrepris (en particulier, nous avons essayé sans grand succès de changer l'orientation du champ électrique). Par contre, il nous est apparu que l'étude de l'influence du champ extérieur sous faible éclairagement pouvait cons-

tituer une méthode de tri ou d'appariement des cellules, beaucoup plus efficace que les méthodes utilisées habituellement basées sur la mesure de I_{CC} , V_{CO} , P_{MAX} . En effet, si nous reprenons l'expression approchée du courant de la photopile établie précédemment et sans négliger le terme de conduction, on aura:

$$J_N = q\mu_N n E + qD_N \frac{dn}{dx} \text{ avec } E(W_E) = \frac{D_P}{\mu_P} \frac{1}{P} \frac{dn}{dx} \Big|_{x=W_E}$$

soit:

$$J_N = qD_N \left(1 + \frac{n}{P}\right) \frac{dn}{dx} \Big|_{x=W_E}$$

En appelant J_N le courant obtenu sans champ électrique, on aura alors:

$$\frac{\Delta J}{J} = \frac{n}{P} = \frac{n}{N_A}$$

Ainsi, la variation relative du courant selon que la cellule soit soumise ou non au champ extérieur donne une idée précise de ses propriétés de transport, ce qui permet en particulier de comparer plus rapidement les cellules d'un lot, opération indispensable dans la fabrication des panneaux.

4°) La cellule sous un champ magnétique extérieur:

a) L'effet photo-électro-magnétique:

En fait, bien avant d'entamer nos travaux sur l'action d'un champ extérieur électrique ou magnétique, nous nous étions demandé si le champ magnétique terrestre n'avait pas d'influence sur les cellules solaires, ce qui aurait conduit à des recommandations concernant l'orientation des générateurs vis à vis de ce champ.

Nos recherches ne nous ont pas permis de trouver une trace de travaux effectués dans ce sens. Par contre, nous avons

constaté qu'un effet dit "photo-électro-magnétique" a été étudié dès 1934 dans l'oxyde cuivrique Cu_2O par KIKOIN et NOSKOV [48]. Plus tard (1957: HILSUM et ROSS), 1959:KRUSE), une photopile composée d'un échantillon de InSb placée dans le champ magnétique d'un aimant permanent avait été mise au point. Son avantage semble résider essentiellement dans ses propriétés de capteur plutôt que de convertisseur. D'autres travaux sur cet effet ont été poursuivis plus tard, surtout entre 1954 et 1960 mais à notre connaissance, il n'ont jamais concerné les cellules solaires en tant que convertisseurs photovoltaïques.

Nous avons repris ces travaux, en partie parceque nous avons mis au point un procédé d'aimantation aussi simple qu'efficace qui nous permet d'aimanter fortement les matériaux et obtenir ainsi des aimants permanents de toute forme.

Ce procédé, dont le principe est décrit par la figure 32, consiste à décharger brusquement une capacité sur un bobinage entourant le matériau à aimanter: un courant de plusieurs dizaines d'ampères, difficile à obtenir par tout autre moyen, traverse le circuit ce qui permet d'aimanter les métaux les plus réfractaires.

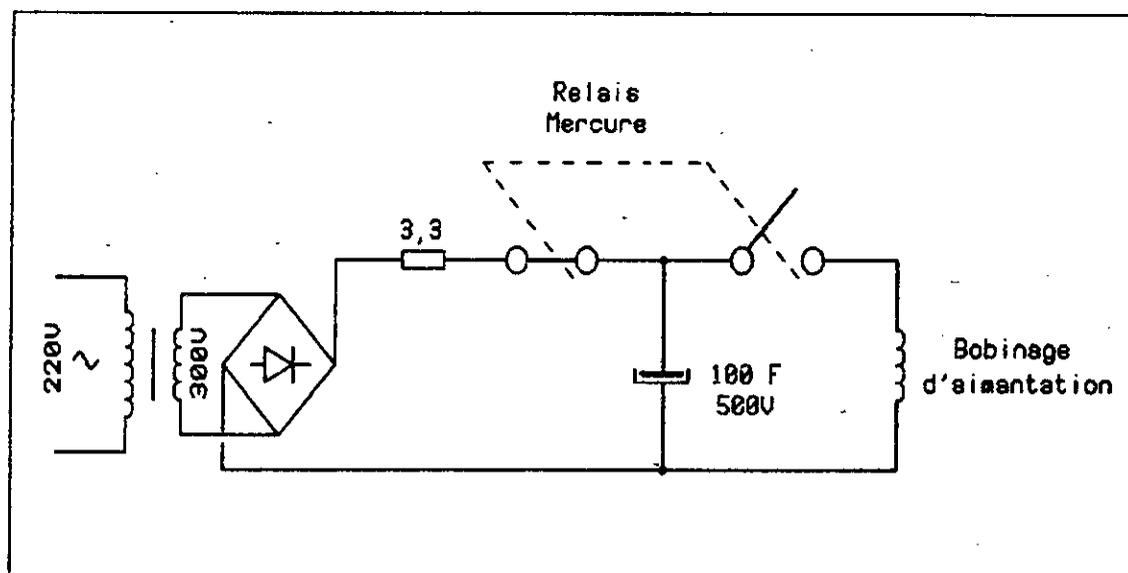


Figure 32
Appareil d'aimantation

Le principe de base de "l'effet photo-électro-magnétique" est illustré par la figure 33:

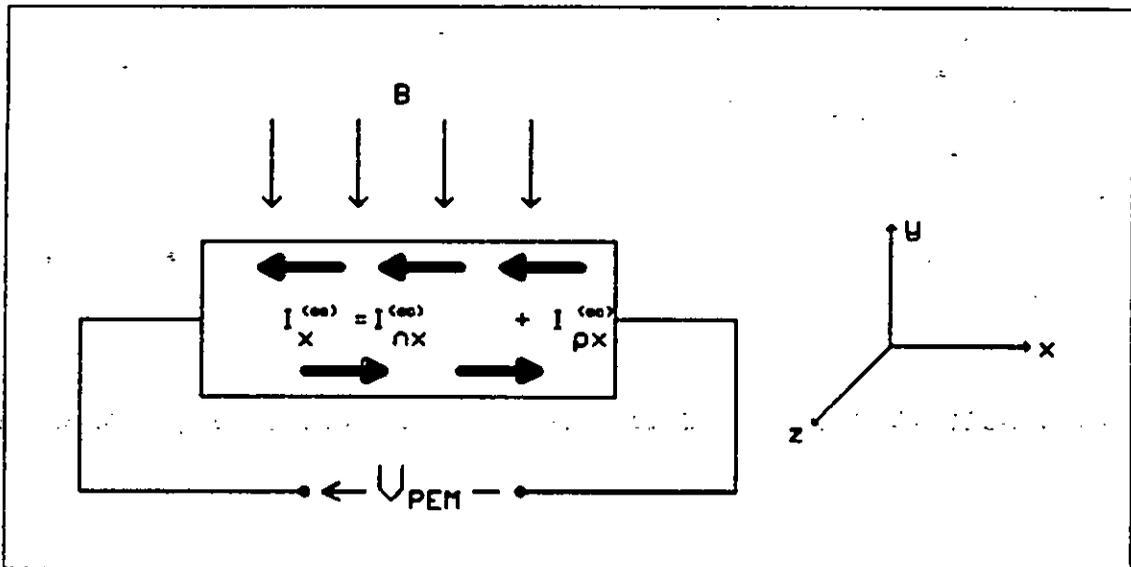


Figure 33

Principe de l'effet photo-électromagnétique

Si un échantillon de semi-conducteur disposé dans un champ magnétique est soumis à un éclairage par une de ces faces, les paires électrons-trous créées de la manière classique par les photons seront dissociées grâce à l'action du champ magnétique et nous verrons apparaître aux bornes de l'échantillon de semi-conducteur une fem V_{PEM} , dite "fem photo-électromagnétique".

Les théories proposées et discutées, établies principalement à partir des équations de la densité de courant, des équations de continuité et de l'équation de Poisson s'intéressent essentiellement au comportement d'échantillons semi-conducteurs dans les cas de forte ou de faible illumination, les cas de champ magnétique fort ou faible, les cas où le champ appliqué n'est pas perpendiculaire à la surface de l'échantillon ("effet photo-électromagnétique quadratique") et les cas où le champ appliqué n'est pas homogène.

Pour notre application, le problème est un peu différent, notre but étant d'accélérer des porteurs existants et non de tirer profit de l'apparition de la tension photo-électro-ma-

gnétique qui, du reste, ne dépasse guère quelques mV dans les conditions de faible illumination sous faible champ appliqué, qui est la situation pour laquelle une tentative d'amélioration de rendement d'un convertisseur photovoltaïque est justifiée. Le champ appliqué sera nécessairement faible pour des raisons économiques évidentes et, devant donc être créé par un aimant permanent, il ne dépassera pas quelques centaines de gauss.

Par ailleurs, les calculs dont nous nous sommes inspirés sont approximatifs car les électrodes de la photopile créent une déformation du champ électrique qui, en toute rigueur, ne devrait pas être ignorée.

b) Application aux cellules photovoltaïques:

Considérons la région de base d'une cellule soumise à un champ magnétique B dans la direction x (figure 34).

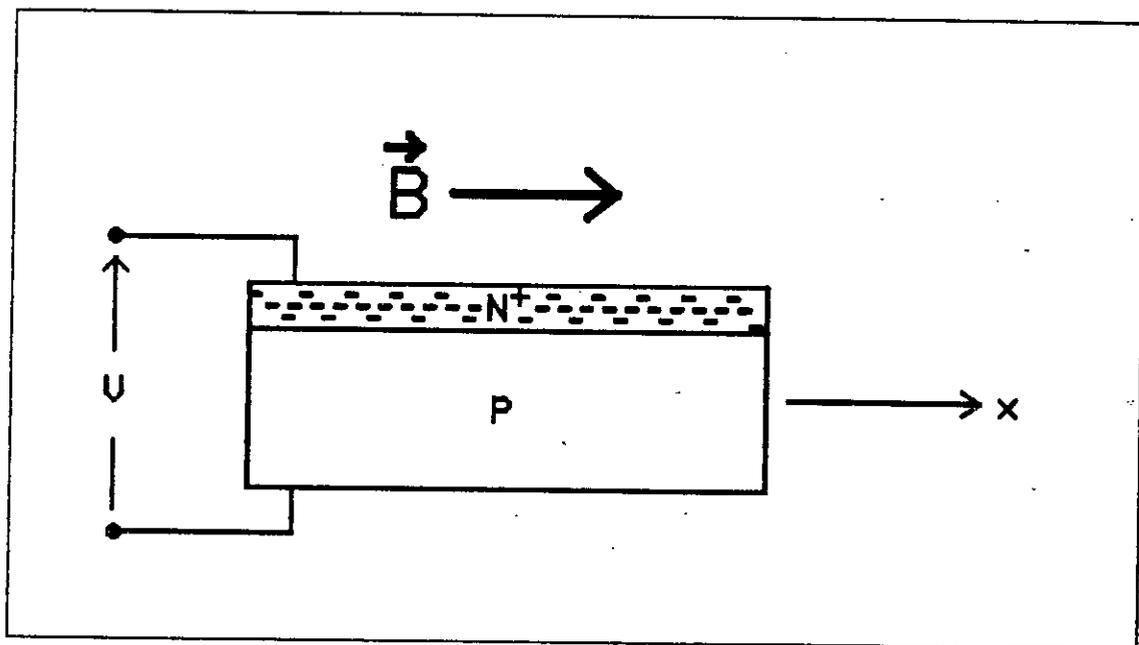


Figure 34

Photopile sous influence de champ magnétique

Il est certain que pendant le fonctionnement de cette cellule, un gradient de résistivité existe et donne dans ce cas lieu à l'apparition d'une tension photo-électro-magnétique.

Des considérations théoriques qu'il nous paraît inutile de reprendre ici conduisent à l'expression suivante de la tension générée:

$$V = \frac{kT}{q} \Delta\sigma \Delta\rho (\mu_p B)^2$$

$\Delta\sigma$ variation de la conductivité ($\Delta\sigma \approx 0,1\sigma$)

$\Delta\rho$ variation de la résistivité

B induction magnétique

Cette tension a été mise en évidence et les calculs ont été confirmés en observant les variations de la tension de Dember introduites par l'action d'un champ magnétique [48]

En ce qui nous concerne, cette tension s'ajoute à la photo-tension produite par la cellule mais une estimation de sa valeur, dans les conditions les plus optimistes ($B=1$ Tesla), fait que cette tension ne dépasse pas quelques dizaines de microvolts.

Cette estimation aura été confirmée au Laboratoire à l'aide d'un électro-aimant ($B=10T$) et seule une variation de tension de quelques milli-volts a été mise en évidence.

En conclusion, il apparaît qu'aucune amélioration sensible du fonctionnement d'une photopile ne pourra être obtenue par cette voie.

Par contre, bien que cet aspect s'écartait de nos centres d'intérêt immédiats, nous avons tenté, sur la base de cet effet, de développer un appareil destiné à la caractérisation d'échantillons de semi-conducteurs par la mesure de la vitesse de recombinaison en surface S.

En effet, en adaptant à notre cas des calculs développés par Van Roosbroeck [48] et que nous avons adapté à notre cas, le courant de court-circuit vaut:

$$J_{cc} = - \frac{\theta}{\mu_N + \mu_P} \frac{S}{1 + \frac{WS}{2D}} \Delta G$$

ΔG étant la variation de la conductance causée par l'éclairement

$\theta = B(\mu_{NH} + \mu_{PH})$ est l'angle de Hall

$D = 2D_N D_P / (D_N + D_P)$ est la constante de diffusion effective

W est l'épaisseur de l'échantillon

On tire alors de cette expression:

$$S = - 8 \frac{J_{cc}}{3\pi B} \frac{1}{1 + \frac{8J_{cc}}{3\pi B} \frac{W}{2D}}$$

L'avantage de cette méthode réside dans sa rapidité de mise en oeuvre, une fois la constante de diffusion déterminée. Des mesures qu'il conviendra néanmoins d'affiner conduisent à des valeurs de S de l'ordre de 10^7 cm/s pour l'un de nos échantillons, ce qui est une valeur plausible.

Ainsi, l'étude de la tension photo-électro-magnétique permettrait une meilleure connaissance du matériau, en particulier de son homogénéité.

B: LES PANNEAUX SOLAIRES

Un panneau solaire est constitué par un certain nombre de cellules disposées généralement en série ou en série-parallèle. Ces cellules sont encapsulées de manière à les protéger contre l'action des agents atmosphériques.

Le panneau solaire est caractérisé essentiellement du point de vue électrique par une courbe courant-tension qui dépend de l'éclairement et de la température.

Une telle caractéristique est systématiquement fournie par le constructeur, à différentes températures et éclairements mais elle est dans la pratique inutilisable lorsqu'il faut simuler un système photovoltaïque. C'est pourquoi, plus encore que pour les cellules élémentaires, de nombreux modèles de panneau solaire ont été développés par plusieurs auteurs et ce, depuis bon nombre d'années ([49],[50],[51],[52]...) les plus récents étant d'une précision extrême, qui dépasse 95% [53].

Par rapport à la cellule élémentaire, de nouveaux problèmes vont apparaître:

- Le panneau étant une association de cellules, l'inévitable dispersion des caractéristiques de ces cellules entraîne une dégradation des performances du panneau. Evidemment, ce problème se pose plutôt au fabricant du panneau mais l'utilisateur restera quand même face à un problème similaire qui sera posé par l'association de plusieurs modules.

- L'encapsulation des cellules s'accompagne d'effets thermiques qui eux aussi, peuvent avoir un effet néfaste sur les performances du panneau.

Ce sont ces problèmes que nous avons abordés dans notre étude sur l'optimisation des systèmes.

I. ASSOCIATION DE CELLULES SOLAIRES

Si dans tout ce qui précède, nous n'avons considéré que la cellule élémentaire, il faudra maintenant analyser les groupements série, parallèle ou mixte de telles cellules pour pouvoir déterminer le comportement d'un générateur photovoltaïque de puissance.

Lorsque des cellules sont identiques, leur association en série ou en parallèle ne pose en principe aucun problème. Il faut

dra cependant envisager le cas réel du groupement de cellules non identiques car, en plus de la dispersion des caractéristiques liée à la fabrication comme nous l'avons déjà constaté, il va apparaître une dispersion liée soit à une utilisation anormale, soit à un vieillissement prématuré, soit encore à une occultation parasite (ombrage partiel, salissures, ...).

1°) Modes de fonctionnement d'une photopile:

La figure 35 indique les différents modes de fonctionnement possibles d'une photopile:

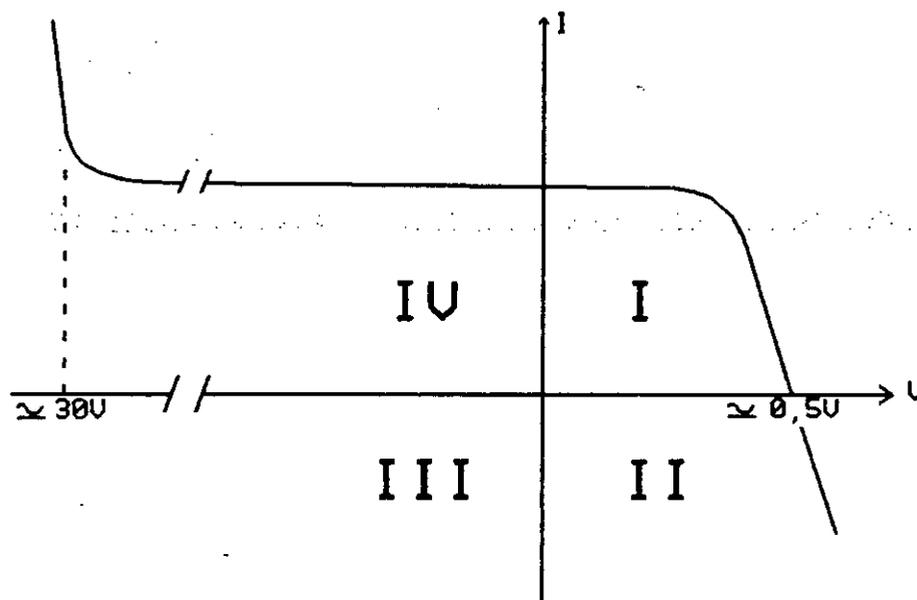


Figure 35

Modes de fonctionnement d'une photopile

C'est dans le quadrant I que le fonctionnement de la photopile est normal: elle y fonctionne en génératrice. Il est malheureusement possible, comme nous le verrons, qu'elle soit amenée à fonctionner en réceptrice dans les quadrants II et IV, ce qui risquerait d'entraîner sa destruction.

Dans le quadrant IV, elle se trouve en polarité inverse et sa caractéristique présente vers 20-30 V un coude correspondant à un effet d'avalanche.

2°) Groupements de cellules:

Lorsque les cellules sont identiques, leur groupement en série ou en parallèle n'appelle pas de commentaires particuliers. Selon le cas, la tension ou le courant total sera la somme des tensions ou courants de chaque élément.

Par contre, un problème que nous illustrons par les figures 36 et 37 se pose dès que les cellules présentent des différences:

Dans l'association parallèle de deux cellules non identiques (l'une d'entre elles a été à moitié masquée pour accentuer leur différence); la moins performante devra supporter un courant très important qui, si certaines précautions ne sont pas prises, risque d'entraîner sa destruction.

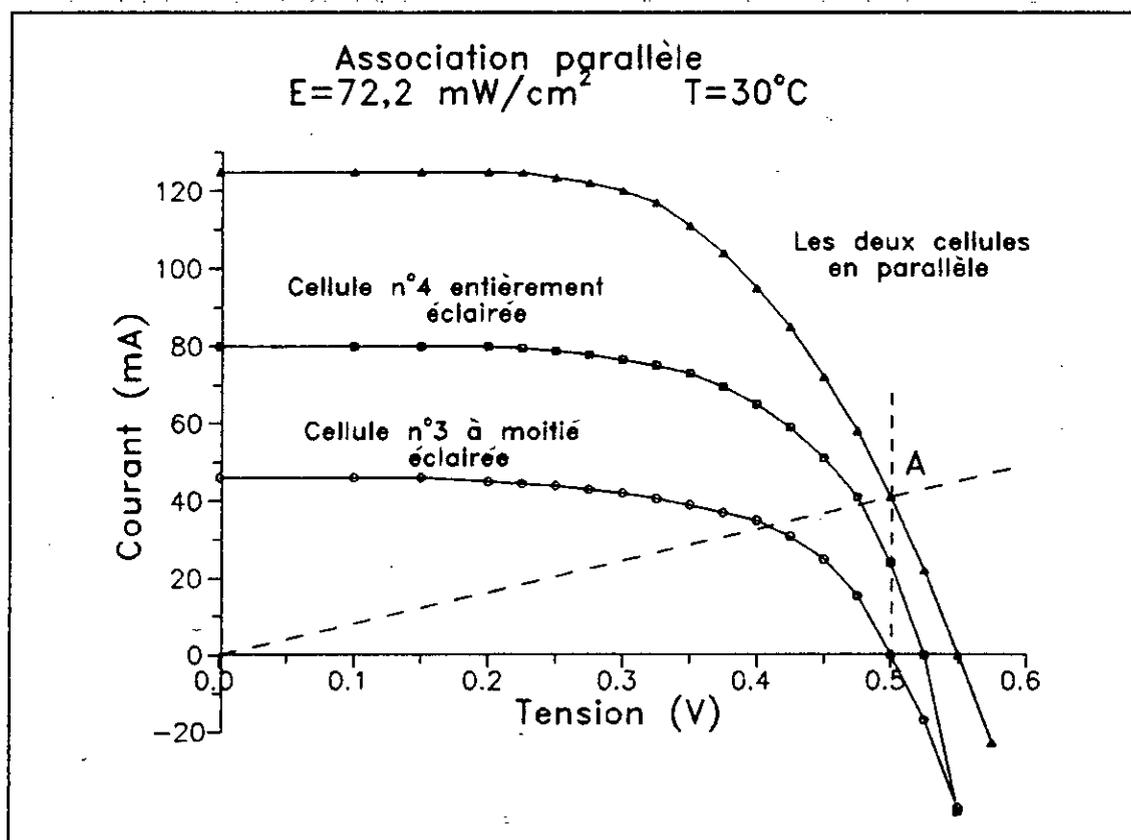


Figure 36
Association parallèle de deux cellules différentes

Il en sera de même si ces cellules sont associées en série, à cause cette fois d'un claquage par surtension.

Le point A (figure 37) fixe une limite de fonctionnement correspondant à la tension de circuit ouvert de la cellule la moins performante (celle qui est à moitié masquée ici). On fait correspondre à ce point une valeur critique de résistance de charge qui, si elle est dépassée, fera fonctionner cette cellule en réceptrice en risquant de la mener vers sa destruction par échauffement excessif.

Ce problème s'aggrave dans les associations mixtes du type série-parallèle car dans la branche parallèle qui contient la cellule déséquilibrée, les autres cellules aussi se déséquilibrent et s'échauffent par dissipation de puissance supplémentaire: c'est le problème des points chauds ("hot spot").

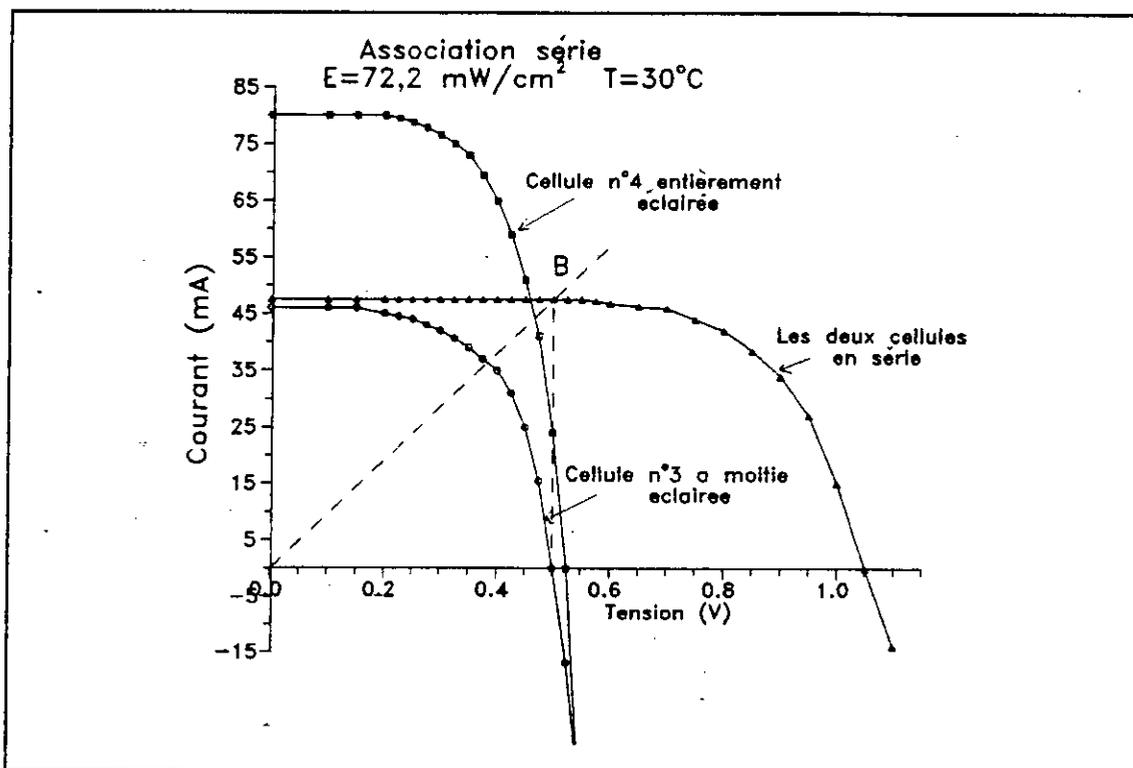


Figure 37
 Association série de deux cellules différentes

Le remède classique adopté universellement (en ce qui concerne les panneaux) est d'insérer en série avec chaque panneau une diode qui empêcherait le courant de passer dans le "mauvais"

sens (figure 38a). L'inconvénient est évidemment la chute du rendement observé, due à la consommation supplémentaire de la diode de protection.

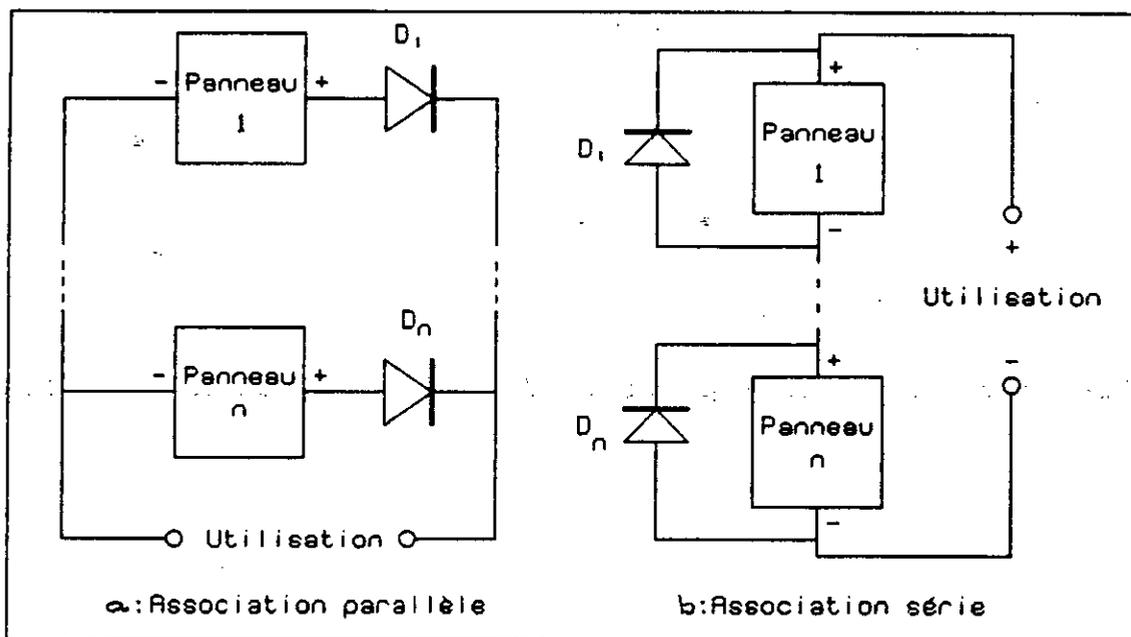


Figure 38
Protections d'un générateur

Dans le cas de l'association série illustrée par la figure 37 précédente, le point critique correspond au courant de court-circuit de la cellule la moins performante.

Ce point correspond à une certaine valeur de résistance de charge en dessous de laquelle cette cellule deviendra réceptrice et supportera la tension de l'autre. Le problème de sécurité surgira dans le cas de l'association de plusieurs cellules ou de panneaux puisque, dans ce cas, la tension sera suffisamment élevée et pourrait dépasser la tension de claquage de la cellule.

Dans ce cas encore, la protection classique réside dans l'introduction d'une diode placée aux bornes du panneau, diode qui en devenant conductrice, réduit la tension aux bornes du panneau à une valeur non dangereuse (figure 38b).

Ces problèmes de protection ont donc été sérieusement pris en considération depuis longtemps et de nombreux travaux ont été menés pour étudier les meilleures dispositions à mettre en oeuvre pour éviter la destruction d'une partie ou de tout le générateur.

L'emploi de diodes à jonction Schottky est préférable, leurs tensions de seuil étant plus faibles. Mais tous les types de diodes restent malheureusement à l'origine d'une baisse du rendement global du générateur et, à notre sens, leur mise en oeuvre demeure encore entachée d'un certain empirisme.

Un autre problème réside dans les lignes d'équilibrage qu'on peut placer dans les associations du type de la figure 39. (en pointillés sur le dessin)

On peut se demander si leur présence, destinée à atténuer les dispersions en tension entre les modules ou groupes de modules associés est économiquement justifiée mais ceci ne semble pas être le cas [54].

C'est donc pourquoi, à la lumière d'une étude menée sur un panneau du type BPX 47A de RTC, nous avons essayé de développer une méthode simple permettant d'optimiser le nombre de diodes de protection à utiliser. Cette méthode que nous décrivons au paragraphe suivant se généralise en principe à tout autre type de panneau, à condition de connaître le nombre et le type de cellules qui le constituent.

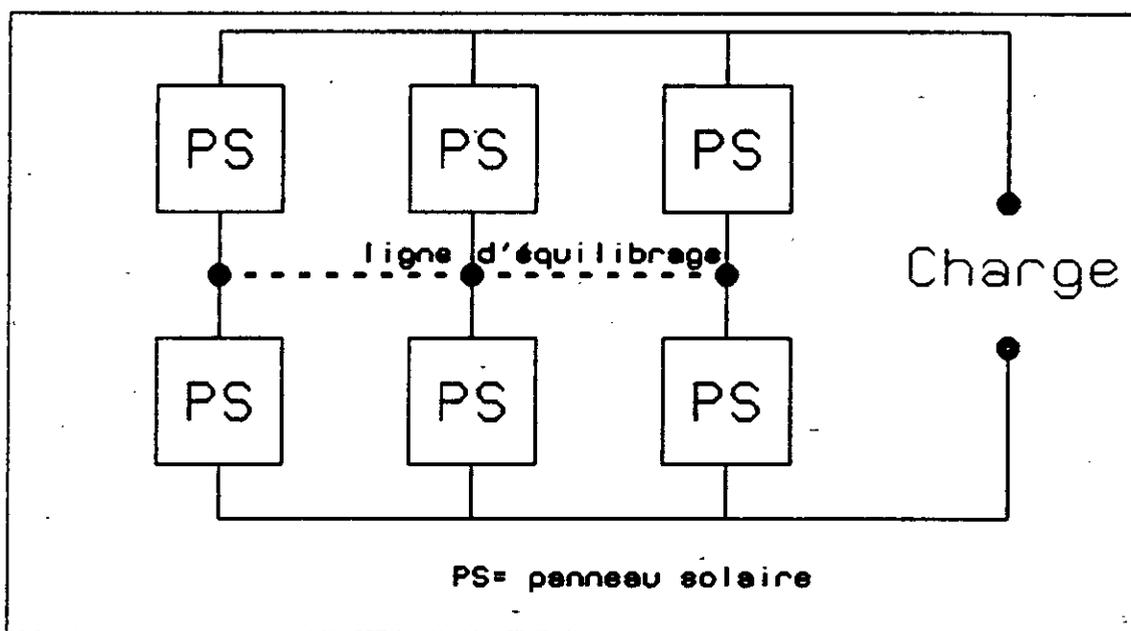


Figure 39
Lignes d'équilibrage

3°) Protection d'un générateur:

a) Etude des caractéristiques limites d'un panneau

- *Limites en tension:*

Pour mener cette étude, nous avons étudié les caractéristiques électriques d'une cellule BPX 46, type similaire à la série des 34 éléments du panneau BPX 47A et pour laquelle le constructeur donne (à 25°C et sous 1 soleil):

$$I_{CC}=360 \text{ mA et } V_{CC}=0,60 \text{ V}$$

Des mesures classiques ont montré que la tension inverse de claquage de cette cellule est de l'ordre de 21V (figure 40).

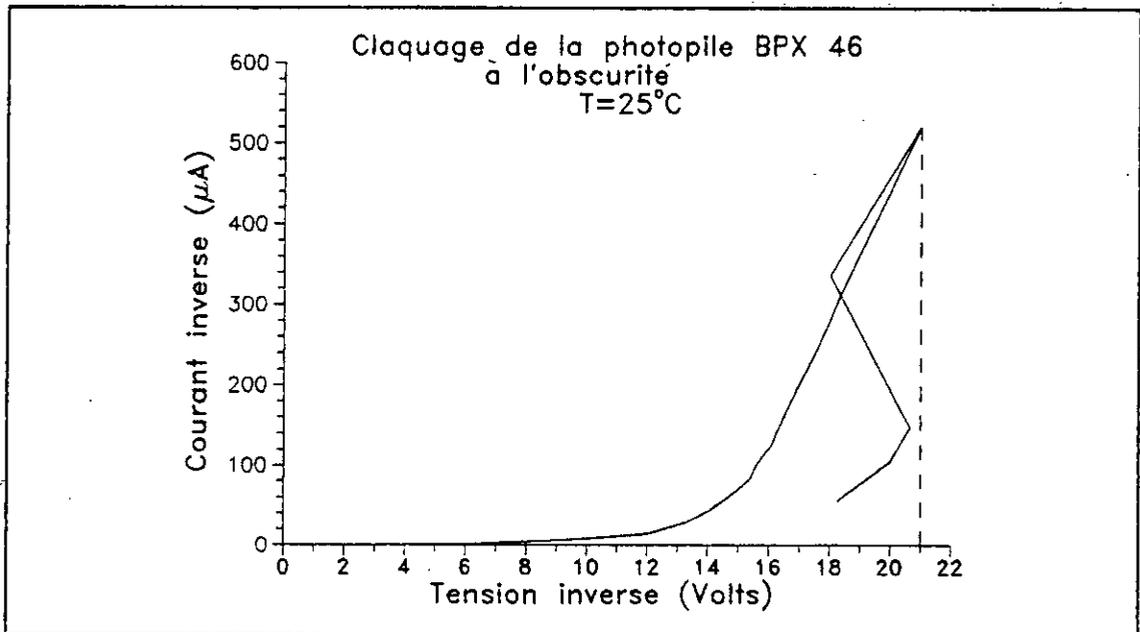


Figure 40

Tension de claquage de la photopile BPX 46

Il faudra alors conclure que, ne pouvant protéger chaque cellule du panneau, le constructeur ait limité leur nombre de façon à ce que même dans les cas extrêmes, la tension inverse appliquée à une cellule n'atteigne pas cette valeur de 21 V.

Le nombre maximum de cellules aura donc été calculé par la relation $n=21/V_{CC}\approx 21/0,6\approx 35$ cellules

Nous pouvons donc déduire qu'un panneau BPX 47A supportera une tension inverse de $21 \times 34 = 714$ V, et suivant le raisonnement fait pour la cellule, conclure qu'on pourra connecter en série 34 panneaux sans aucune diode de protection.

En fait, le problème est ici un peu différent par rapport à l'association parallèle car il est tout à fait possible que lorsque des panneaux sont en série, une ou quelques cellules seulement d'un seul panneau soient déséquilibrées et auraient à supporter une tension destructrice. Il serait alors préférable dans ce cas de protéger chaque panneau par une diode, d'autant que pour ce type d'association, la diode de protection est "transparente" en fonctionnement normal puisqu'elle ne dissipe aucune énergie, à l'inverse de celle qui est utilisée pour la protection de l'association parallèle.

Il serait éventuellement possible, si une économie de diodes est impérative ou pour une autre raison, d'équiper le générateur d'un appareil indicateur de déséquilibre du genre de celui qui a été développé dans notre Laboratoire [55]. Une correction du fonctionnement serait mise en oeuvre au signal de l'appareil.

- Limites en courant:

Si on connaît le courant maximal que peut débiter une photopile en génératrice, on ne connaît pas du tout le courant qu'elle pourra supporter en réceptrice. Cette limite de courant est évidemment liée à son échauffement maximum qui, comme pour la majorité des composants électroniques au Silicium, ne devra pas dépasser 175-225 °C.

Pour estimer cette valeur (qui dépend aussi des conditions d'évacuation de la chaleur créée), nous avons placé la cellule à l'obscurité et dans une enceinte à vide de telle sorte que les pertes thermiques soient minimisées. On fait passer un courant dans la cellule et on mesure sa température, après une certaine attente nécessaire à l'équilibre thermique (quelques minutes).

La quantité de chaleur mise en jeu étant proportionnelle au carré du courant, on dresse un tableau donnant I^2 en fonction de $\Delta T = T_c - T_a$, T_c étant la température de la cellule et T_a la température ambiante.

Les valeurs de ce tableau interpolées à l'aide du polynôme de Lagrange [56] nous ont conduit à poser pour la fonction $I^2=f(\Delta T)$:

$$I^2(\Delta T) = 3,36 \cdot 10^{-4} (\Delta T)^3 - 38,75 \cdot 10^{-3} (\Delta T)^2 + 1,25 (\Delta T) - 0,47$$

Ayant remarqué que la destruction de la cellule se produisait vers 130 °C, la température ambiante étant de 20 °C, on en déduit: $I_{MAX} \approx 10$ A.

Il est évident que la cellule à l'air libre supportera un courant plus important mais pour une meilleure sécurité, il vaut mieux considérer cette valeur comme une limite supérieure à ne pas dépasser, bien que l'estimation de ce courant limite ne soit pas tout à fait rigoureuse.

La limite en courant pour la cellule de notre panneau est établie en multipliant la valeur de I_{MAX} trouvée par le rapport entre les surfaces des cellules BPX 46 (41 mm de diamètre) et BPX 47 (57 mm de diamètre): $I_{MAX} = 19,3$ A

Dans les conditions standards, le courant de court-circuit du panneau BPX 47A étant de 720 mA, on peut déduire qu'on pourra connecter en parallèle et en toute sécurité un nombre maximum de panneaux égal à:

$$n < 19,3 / 0,720 \text{ soit } n = 26 \text{ panneaux}$$

b) Généralisation:

En ce qui concerne la tension de claquage d'une photopile, le résultat que nous avons obtenu pourra être généralisé à la majorité des cellules standards du type N⁺P ou P⁺N.

L'ordre de grandeur de cette tension est confirmé par la courbe de la figure 41 empruntée à l'ouvrage de G. REY et P. LETURCQ [48] et qui donne les tensions de claquage des jonctions abruptes avec un rapport $N_D N_A / (N_D + N_A)$ de l'ordre de 10^{17} cm^{-3} pour les photopiles optimisées [18]

La tension de claquage d'un quelconque panneau pourra être estimée si on connaît le nombre de cellules qui le composent.

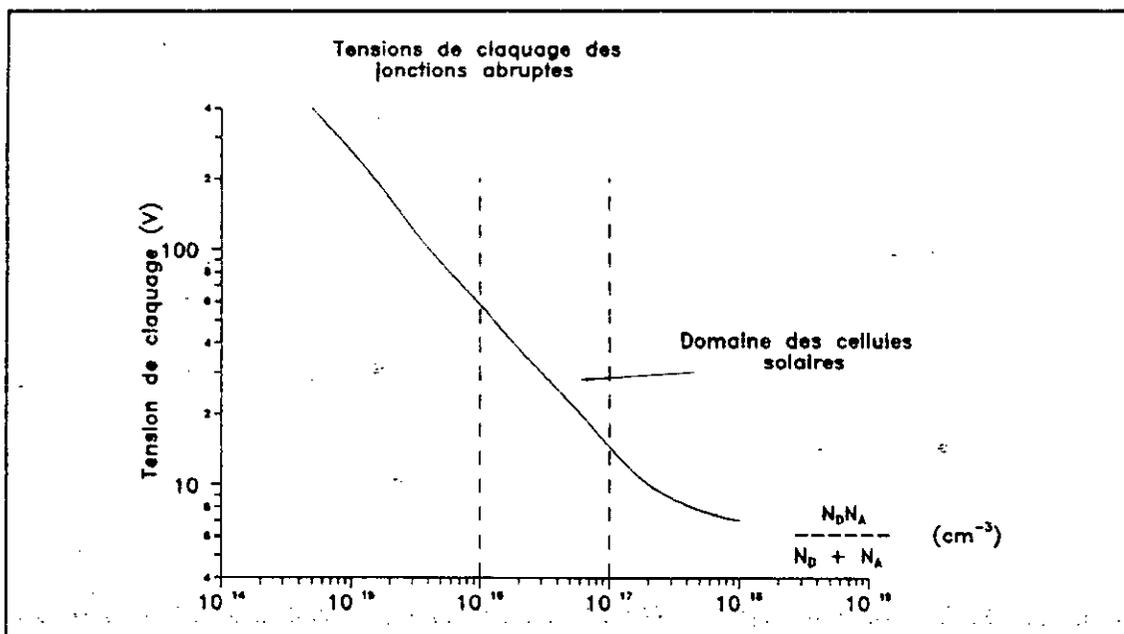


Figure 41
Tension de claquage d'une photopile

On en déduira ainsi le nombre maximum de panneaux qu'on pourra connecter en série sans protection particulière, si toutefois on arrive à se prémunir de l'apparition d'un déséquilibre.

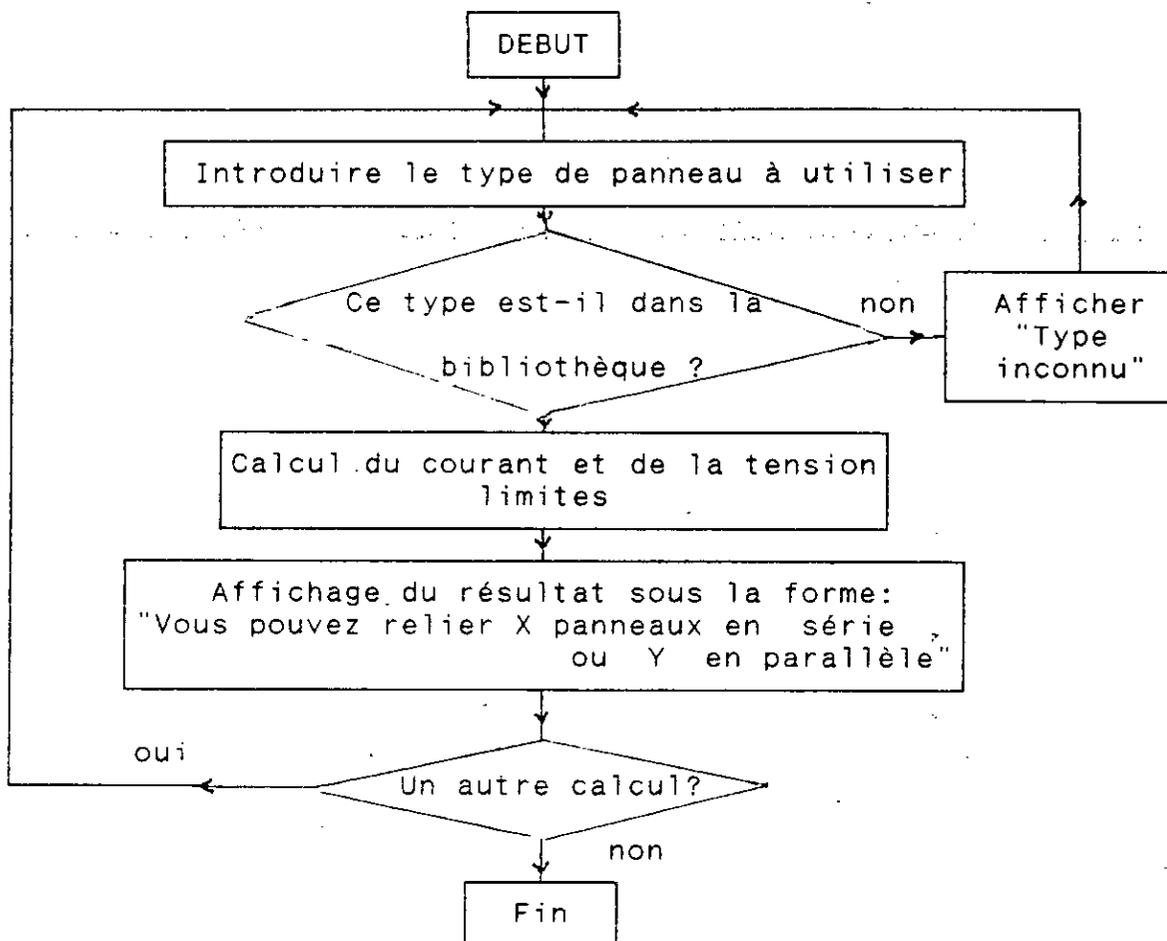
Le courant maximum que supporte une cellule dépend essentiellement, à déperditions thermiques égales, de sa résistance interne donc de sa technologie. Si on admet que dans ce domaine, les écarts technologiques entre les différents constructeurs sont assez faibles, on pourra aussi généraliser notre résultat, et, vu que la surface de la cellule BPX 46 est d'environ 13 cm^2 , estimer que la limite supérieure du courant admissible par une photopile est de $0,75 \text{ A/cm}^2$.

Ainsi, connaissant le type de cellules constituant un panneau particulier, on pourra estimer la valeur limite du courant et en déduire le nombre maximal de panneaux qu'on pourra connecter en parallèle sans diodes de protection. (Dans le cas où les cellules sont à surface texturée, il faudra éventuellement en tenir compte car ce problème n'a pas été abordé, tout comme celui des cellules bifaciales, polycristallines, des cellules au Silicium amorphe, etc...).

Evidemment, on tachera d'arrondir à des chiffres de 20% inférieurs pour augmenter la sécurité.

Ces résultats ont été introduits dans un programme informatique avec une petite bibliothèque de panneaux solaires contenant les caractéristiques des panneaux ARCO (M53), PHOTOWATT (BPX 47, BPX 47 CE, PW-P 400, PW-P 800), MOTOROLA (MSP-01/02/26 A10/A30), SHARP (NT-101), BELGO-SOLAR

Son organigramme est le suivant (figure 42):



(*) Si une détection du déséquilibre est mise en oeuvre

Figure 42
Organigramme du programme de protection

La bibliothèque de panneaux est évidemment extensible à l'infini et notre programme qui pourrait être enrichi et amélioré pour tenir compte des nouvelles technologies permet à un utilisateur d'optimiser la protection de tout générateur.

II. MODELE D'UN PANNEAU SOLAIRE

Le modèle d'un panneau solaire ne diffère essentiellement de celui des cellules élémentaires qui le constituent que par l'existence de nombreuses connexions qui, quelqu'elles soient leurs qualités, présenteront des résistances qui vont influencer sur la résistance série. Il y a aussi la présence de la structure mécanique (double vitrage, isolation, etc...) qui fait que le bilan thermique d'un panneau diffère de celui de la cellule élémentaire

1°) Etablissement du modèle:

Partant de l'expression $I(V)$ bien connue pour une photopile:

$$I = I_L - I_0 \left\{ e^{\frac{q}{nkT} (V + R_s I)} - 1 \right\} \quad (1)$$

En appelant $U_T = kT/q$ l'unité thermodynamique, on a très généralement $\exp(V/nU_T) \gg 1$ et, pour les valeurs de résistance série normales, $I_L \approx I_{CC}$ (courant de court-circuit de la photopile)

L'équation (1) précédente devient alors:

$$I = I_{CC} \left\{ 1 - \left(\frac{I_0}{I_{CC}} \right) \right\} e^{\frac{V + R_s I}{nU_T}} \quad (2)$$

Deux autres conditions accessibles à la mesure vont permettre de déterminer n et R_s :

a) A $I=0$, on a $V=V_{CO}$ (tension de circuit ouvert)

$$V_{CO} = nU_T \ln \left(\frac{I_{CC}}{I_0} \right) \quad (3)$$

Une relation simple établie et vérifiée par de nombreux auteurs [51] permet de déterminer I_{CC} à la température ambiante ($T \approx 300$ °K) et sous une concentration C:

$$I_{CC} \approx 0,034 C S$$

S étant la surface de la cellule.

Par ailleurs, le courant de saturation s'écrit pour une jonction PN:

$$I \approx 1,5 \cdot 10^{-12} S \left(\frac{T}{300} \right)^3 \exp \left(7,1 \cdot 10^{-3} \left(\frac{1}{300} - \frac{1}{T} \right) \right)$$

soit $I_0 \approx 1,5 \cdot 10^{-12}$ A S cm⁻² à 300 °K

Ainsi, le rapport I_{CC}/I_0 vaut typiquement environ $2,25 \cdot 10^{10}$ sous les conditions standards (température ambiante et éclairage de 1 soleil) et ses variations dans cette gamme n'ont que peu d'influence sur le courant de la cellule.

On a alors:

$$I = I_{CC} \left(1 - 0,45 \cdot 10^{-10} e^{\frac{23,8(V+R_S I)}{V_{CO}}} \right) \quad (4)$$

ce qui donne:

$$V = V_{CO} \left[1 + \frac{1}{23,8} \ln \left\{ \frac{(I_{CC} - I)}{I_{CC}} \right\} \right] - R_S I \quad (5)$$

b) Le point de puissance maximale de coordonnées I_M et V_M est tangent à l'hyperbole $P_M = VI$

$$\left\{ \frac{\partial V}{\partial I} \right\}_{I=I_M} - \left\{ \frac{\partial \Sigma}{\partial I} \left(\frac{P_M}{I} \right) \right\}_{I=I_M} = \frac{P_M}{I_M^2} \quad (6)$$

$$\frac{P_M}{I_M} = V_{CO} \left\{ 1 + \frac{1}{23,8} \ln \left(\frac{I_{CC} - I_M}{I_{CC}} \right) \right\} - R_S I_M \quad (7)$$

En différentiant l'équation (7), on aura:

$$\frac{P_M}{I_M^2} = \frac{V_{CO}}{23,8} \frac{1}{(I_{CC} - I_M)} + R_S \quad (8)$$

Ces deux dernières relations donnent enfin:

$$I_M \left\{ 1 + \frac{1}{23,8} \left(\frac{I_M}{I_{CC} - I_M} \right) + \text{Ln} \left(\frac{I_{CC} - I_M}{I_{CC}} \right) \right\} - 2 \frac{P_M}{V_{CO}} = 0 \quad (9)$$

Connaissant P_M , I_{CC} et V_{CO} , l'équation précédente résolue numériquement (méthode de Raphson-Newton) donne I_M .

La résistance série R_S sera ensuite déterminée par (8).

La caractéristique $I(V)$ de la cellule pourra alors être simulée pour une température et un éclairement donnés.

2°) Influence de la température et de l'éclairement:

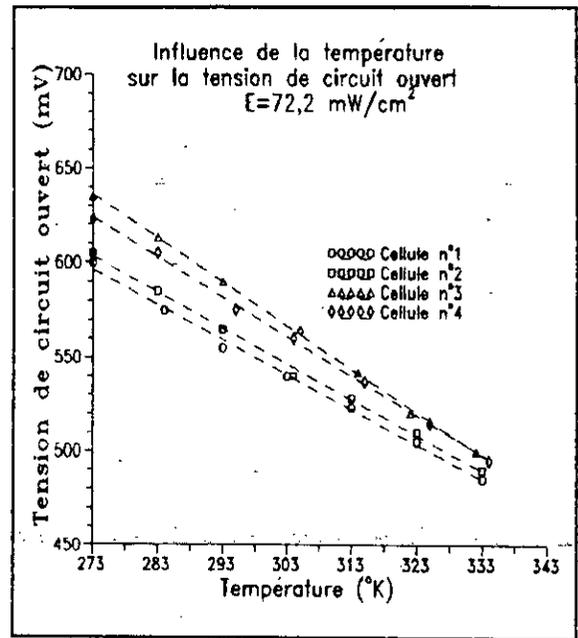
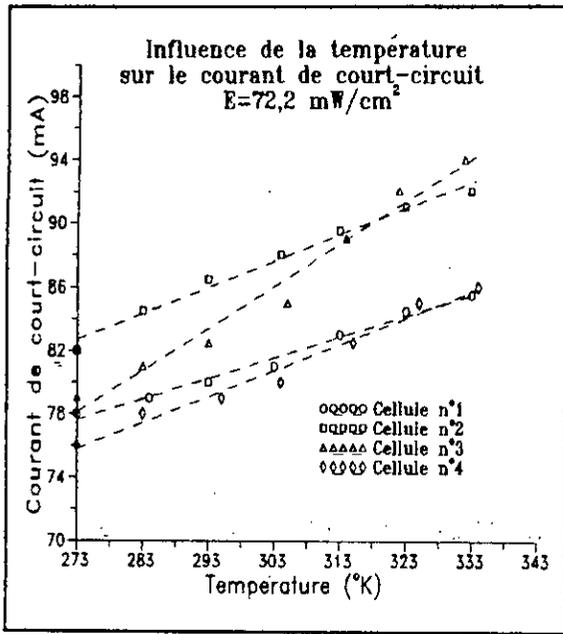
L'influence de la température et de l'éclairement sur la caractéristique précédente est manifeste comme nous pouvons le constater par une expérimentation.

Les courbes rassemblées à la figure 43 illustrent à titre d'exemple les caractéristiques expérimentales relevées de façon classique pour quatre cellules d'une surface de 4 cm² chacune, prélevées au hasard dans un lot d'une vingtaine de cellules apparemment identiques fabriquées par RTC. (Cellules N⁺P au Silicium monocristallin).

Il faudra alors établir les relations qui vont permettre de déterminer en fonction de l'éclairement E (exprimé en soleils) et de la température (exprimée en °K) les variations de I_{CC} , V_{CO} et de P_M .

En étudiant les courbes $I_{CC}(T)$ et $I_{CC}(E)$ de la figure 44 précédente, on peut établir la relation suivante, en introduisant le facteur I'_{CC} , valeur de I_{CC} sous les conditions standards ($E=1$ soleil et $T=298$ °K) et en posant $\Delta T = T - 298$:

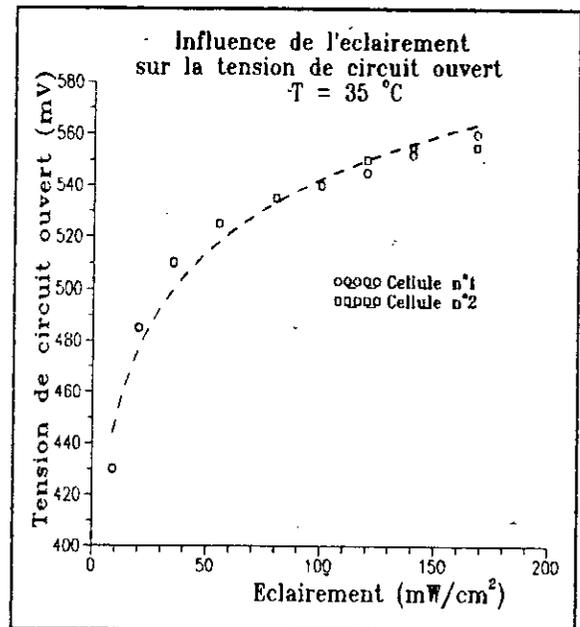
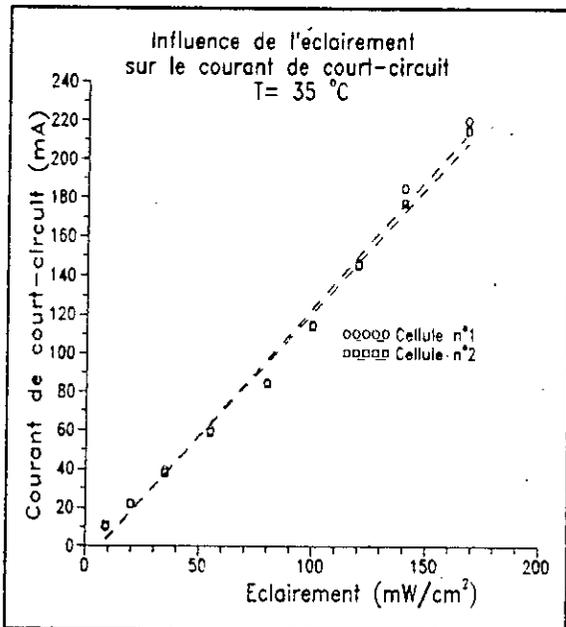
$$I_{CC}(E, T) = I'_{CC} \cdot E \cdot (1 + \alpha \Delta T)$$



Influence de la température

a: sur le courant de court-circuit

b: sur la tension de circuit ouvert



Influence de l'éclairement

a: sur le courant de court-circuit

b: sur la tension de circuit ouvert

Figure 43

Caractéristiques I(V) de photopiles classiques

On trouve:

- Pour la cellule n°1: $a \approx 0,0022 \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}$
- Pour la cellule n°2: $a \approx 0,0014 \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}$
- Pour la cellule n°3: $a \approx 0,0023 \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}$
- Pour la cellule n°4: $a \approx 0,0018 \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}$

Une valeur moyenne serait donc $a = 0,0018 \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}$.

La valeur typique de a confirmée dans de nombreux laboratoires [52] est de $0,0025 \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}$. Nos mesures ne s'en écartent donc pas de beaucoup et c'est cette valeur que nous prendrons.

De la même façon, nous pouvons constater (figures 44b et 44d) que la tension de circuit ouvert varie avec la température selon un coefficient négatif (de l'ordre de $-2 \text{ mV}/^\circ\text{K}$, comme pour les jonctions PN classiques) et de façon logarithmique avec l'éclairement. On peut alors poser:

$$V_{OC}(E,T) = V_{OC}^s (1 - \beta \Delta T) \cdot \text{Ln}(e + \gamma \Delta E)$$

V_{OC}^s étant la valeur de la tension de circuit ouvert sous les conditions standards précédemment définies.

On trouve pour nos échantillons:

- | | |
|--|---|
| -Pour la cellule n°1: $\beta \approx 0,003 \text{ V}/^\circ\text{K}$ | $\gamma \approx 0,21 \text{ (soleil)}^{-1}$ |
| -Pour la cellule n°2: $\beta \approx 0,003 \text{ V}/^\circ\text{K}$ | $\gamma \approx 0,26 \text{ (soleil)}^{-1}$ |
| -Pour la cellule n°3: $\beta \approx 0,003 \text{ V}/^\circ\text{K}$ | $\gamma \approx 0,33 \text{ (soleil)}^{-1}$ |
| -Pour la cellule n°4: $\beta \approx 0,004 \text{ V}/^\circ\text{K}$ | $\gamma \approx 0,31 \text{ (soleil)}^{-1}$ |

On pourra donc prendre: $\beta \approx 0,003 \text{ V}/^\circ\text{K}$ et $\gamma \approx 0,3 \text{ (soleil)}^{-1}$, valeurs compatibles avec les résultats établis dans la littérature déjà citée.

Ces paramètres ainsi déterminés vont permettre de caractériser complètement le comportement d'un panneau solaire quelconque, connaissant uniquement ses caractéristiques standards.

3°) Température d'un panneau:

La température du panneau est un paramètre important qui influe notablement sur ses performances et il faudra l'introduire dans notre modèle d'une façon particulière car, comme nous le verrons dans notre étude sur le dimensionnement d'une installation, seule la température ambiante en un site donné peut nous être accessible.

Pour cela, nous considérons une cellule de surface S soumise à un flux lumineux Φ qui débite un courant I sous une tension V . La différence entre la puissance reçue et celle qui est délivrée ($\Phi S - VI$) servira à élever sa température. Evidemment, il existe des pertes par conduction, par radiation et par convection qui feront qu'une température d'équilibre soit atteinte.

Pour évaluer cette température, il faudrait encore établir un modèle thermique pour la cellule en supposant que cette cellule est un corps noir dans laquelle, vues l'épaisseur et la présence de la couche anti-reflets, le gradient thermique est négligeable [54]. De plus, on pourra supposer que les cellules d'un panneau n'ont pas d'influence les unes sur les autres. Le modèle thermique d'une cellule isolée sera alors valable pour l'ensemble du panneau.

Nous nous sommes aperçu qu'il ne nous serait pas possible de généraliser une telle étude à tous les panneaux solaires du commerce car même si les technologies mises en oeuvre par les différents fabricants sont assez similaires en ce qui concerne les cellules, les résistances thermiques et plusieurs autres facteurs ne nous étaient pas accessibles.

En effet, on rencontre dans un panneau une panoplie de matériaux (verre, Silicone, Polyméthyl métacrylate dur ... pour la surface, Polyvinyl butiral, Polyméthyl-métacrylate, Etyl-Vynil-Acétate... pour l'encapsulant, verre, Aluminium, Polyester ou autre matière plastique pour le fond) qui explique qu'on ne peut espérer établir des relations analytiques générales entre le comportement du panneau et les conditions météorologiques.

Nous avons alors préféré chercher une relation empirique entre la température de la cellule, l'irradiation et la vitesse du vent qui, même sans être trop précise, donnerait quand même un ordre de grandeur de la température des cellules.

Pour cela, nous avons réalisé le montage suivant (figure 44):

Une cellule BPX 46 a été encapsulée de manière artisanale en faisant en sorte que ses conditions thermiques soient similaires à celles des cellules BPX 47 qui constituent le panneau étudié.

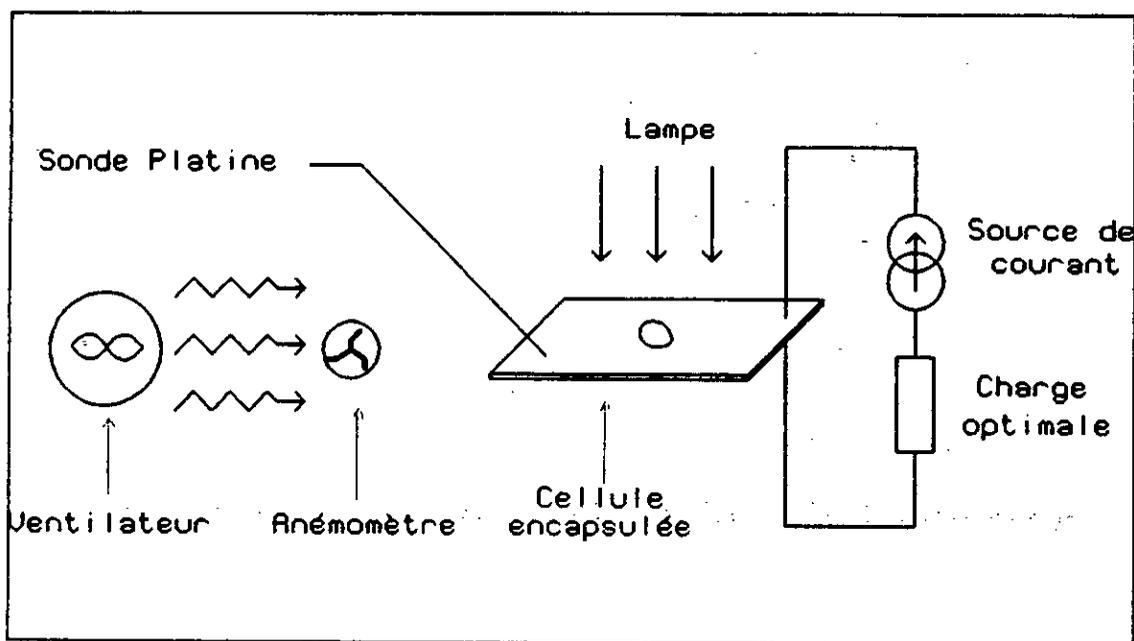


Figure 44

Montage pour la mesure de la température d'une cellule

Elle a été collée par sa face arrière sur une plaque de verre à vitre de dimensions 460 x 360 mm et entourée d'une couche de résine pour simuler au mieux la constitution du panneau en question. La colle utilisée (colle 170 T07 ayant une résistance thermique sous exposition de $0,098 \pm 0,006$ °C/W) ne devrait pas du tout aggraver le bilan thermique, même en supposant que la résine de fixation utilisée par le fabricant ait d'excellentes qualités thermiques.

En présence de la ventilation, le problème de la mesure de la température de la cellule a été résolu de la façon suivante: la cellule étant polarisée par une source de courant, on effectue à l'aide d'un enregistreur une première mesure de la tension aux bornes de la cellule l'obscurité V_{00} à une température T_0 . On se place alors dans les conditions de la mesure (vitesse v de l'écoulement de l'air et éclairement E) et après une at-

T_a : température ambiante,
 E : éclairement en soleils,
 v : vitesse du vent en m/s

C'est cette relation que nous utiliserons lorsque nous aurons à dimensionner un générateur en un site quelconque à partir de données météorologiques.

4°) Modèle d'un panneau solaire:

Nous avons gardé comme modèle celui qui avait été établi pour la cellule élémentaire, sans tenir compte au premier ordre d'éventuelles chutes de tension qui pourraient être apportées par les conducteurs d'interconnexions ou les éléments de protection.

Une série de mesures sur différents panneaux solaires de marques et de modèles différents, dont une partie est résumée par le tableau ci-dessous (tableau II), confirme que les valeurs des paramètres α , β et γ définis pour la cellule ne s'écartent pas beaucoup des valeurs trouvées pour le panneau.

Tableau II: Variations de V_{CO} et de I_{CC} pour différents panneaux

	PHOTOWATT BPX47-401	PHOTOWATT BPX47-400	SOLAREX	BELGO-SOLAR	SHARP	
$\Delta V_{CO}/\Delta T$	-35	-30	-35	-53	-44	mV/°C
$\Delta I_{CC}/\Delta T$	2,5	2	2,8	2,5	4,5	mA/°C
$\Delta V_{CE}/\Delta E$	0,0026	0,003	0,004	0,003	0,003	V/W/m ²

La précision dans ces mesures n'a pas été estimée car elles ont été effectuées sur site, l'irradiation et la température n'ayant pas été stabilisées. Le but était simplement de confirmer l'ordre de grandeur des paramètres de calcul.

Nous prendrons ainsi au premier ordre, comme pour la cellule:

tente de plusieurs minutes pour obtenir un équilibre thermique, on occulte le rayonnement. La nouvelle valeur de la tension V_d s'obtient en extrapolant la courbe exponentielle de la remontée de la tension (figure 45).

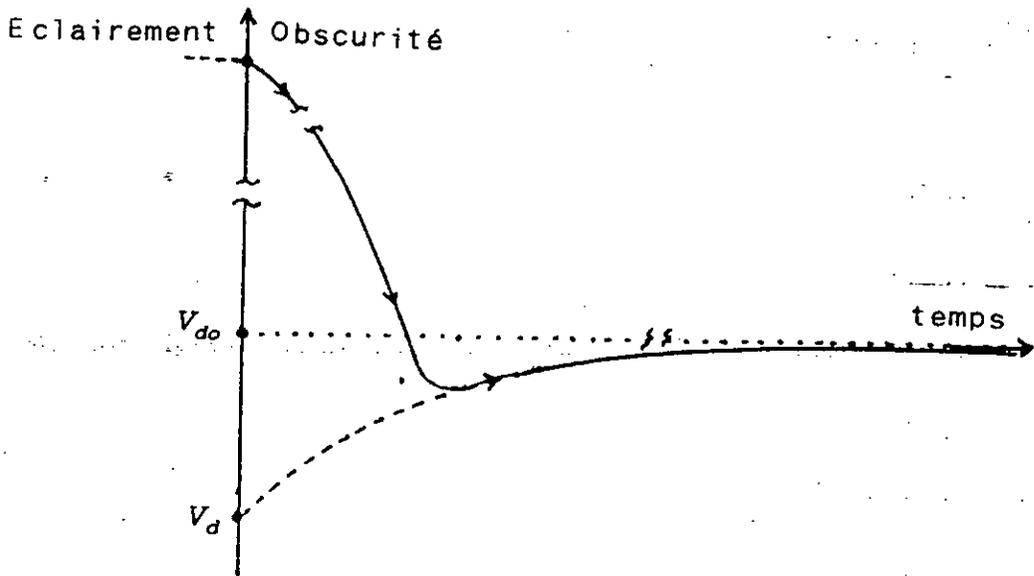


Figure 45

Mesure de la température d'une cellule

On obtient alors la température de la cellule:

$$T_c = T_o + \frac{V_d - V_{do}}{2} \frac{(\text{mV})}{(\text{mV}/^\circ\text{C})}$$

Il n'est pas facile de trouver une relation simple entre les paramètres que nous avons étudiés car les phénomènes thermiques mis en jeu sont assez complexes mais la série de mesures nous a permis d'établir cette relation approchée que nous espérons suffisante pour dimensionner correctement un générateur plan supposé exposé face au soleil:

$$T \sim T_a + \frac{25 E}{1+0,5v}$$

$$\alpha \approx 0,001 \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}, \beta \approx 0,3 \text{ V}/^\circ\text{K}, \gamma \approx 0,003 \text{ (soleil)}^{-1}$$

Comme le montrent les figures suivantes (46 à 52), la précision obtenue est convenable, permettant à l'utilisateur de dimensionner correctement une installation, ce qui était évidemment le but poursuivi.

Les écarts observés sont à attribuer en partie aux valeurs approchées prises pour les paramètres (car en fait $\gamma = 0,00288 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ [58] et α varie entre $0,0005$ et $0,003 \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}$ selon le modèle de panneau), en partie à l'estimation des courants de court-circuit et de saturation qui reste approximative et en partie au vieillissement des panneaux étudiés, un phénomène qui se constate même pour certains panneaux récents qui auront été soit mal stockés soit mal utilisés [59], [60].

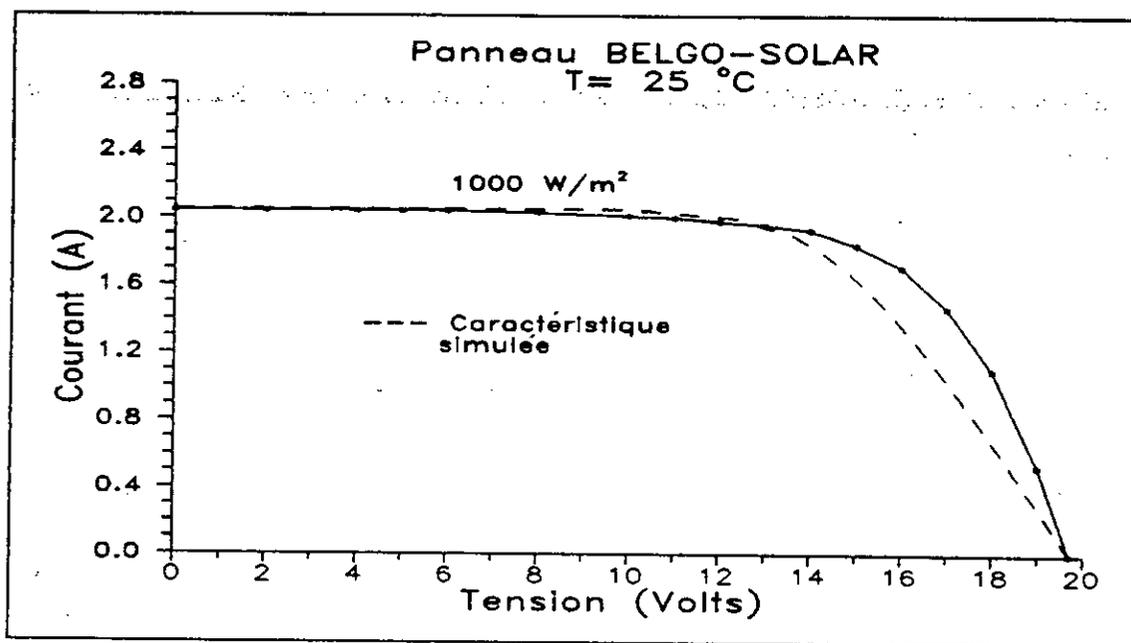


Figure 46
Simulation d'un panneau BELGO-SOLAR

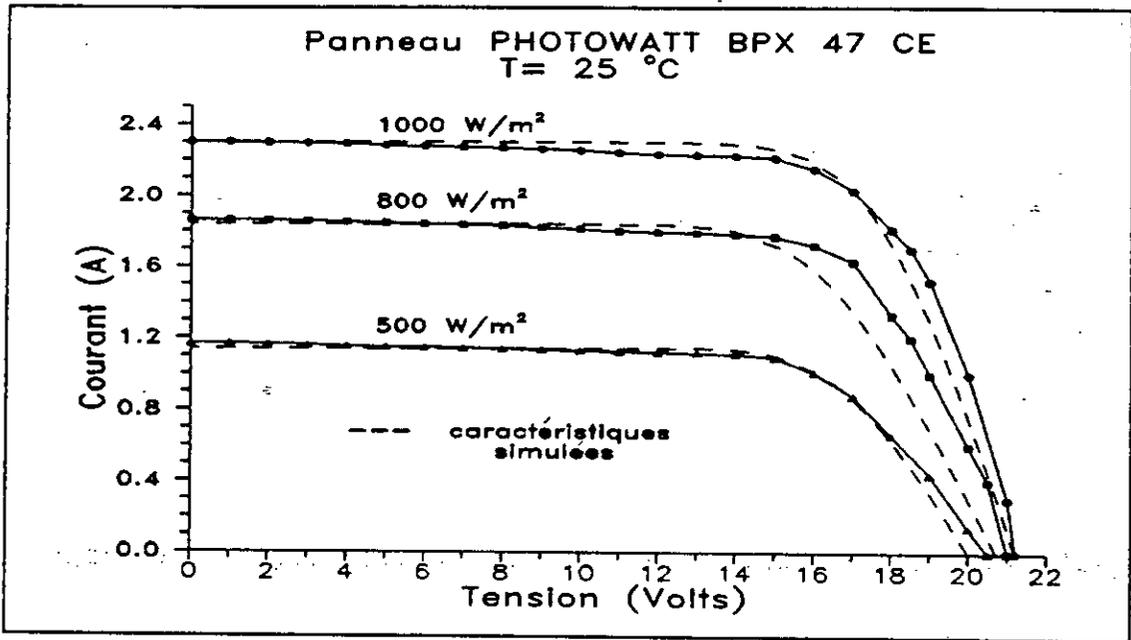


Figure 47
Simulation d'un panneau PHOTOWATT BPX47-CE

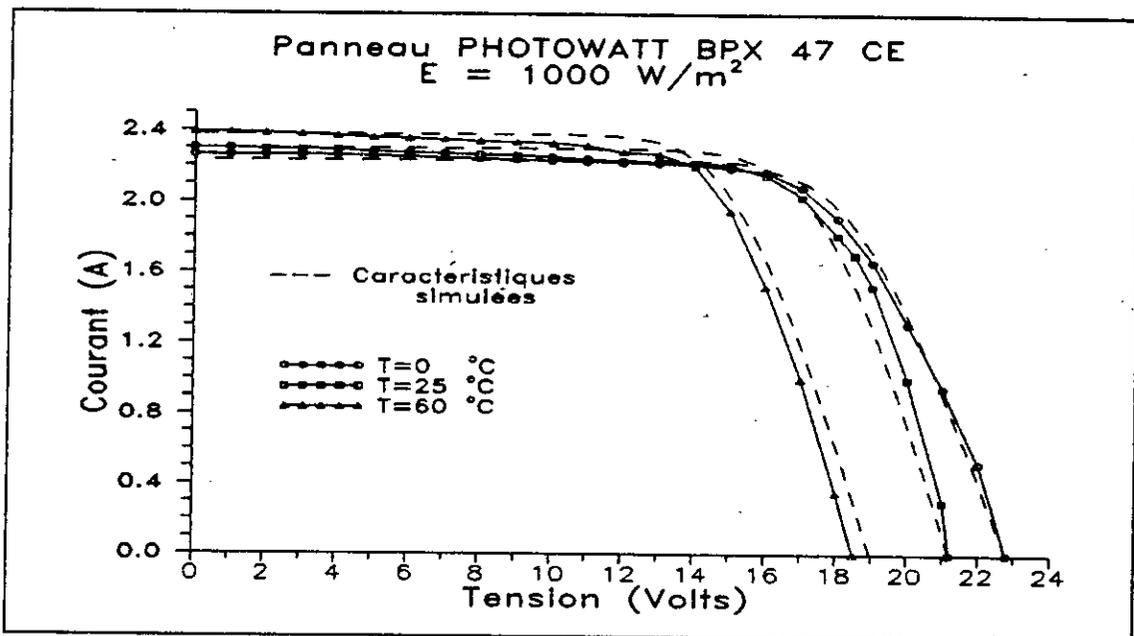


Figure 48
Simulation d'un panneau PHOTOWATT BPX47-CE

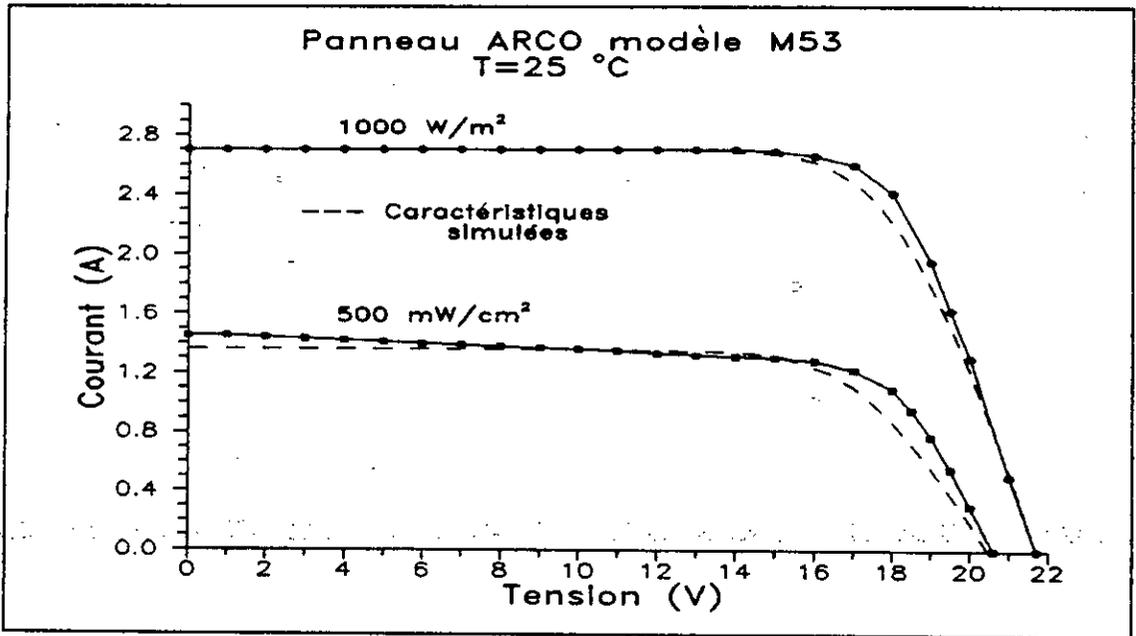


Figure 44
Simulation d'un panneau ARCO M53

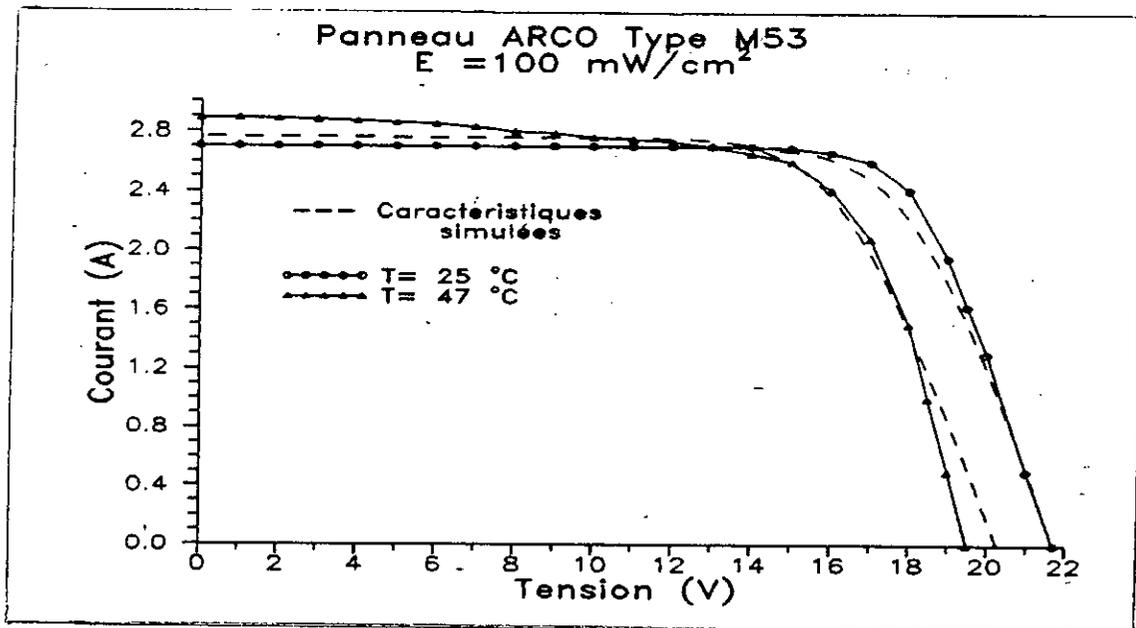


Figure 50
Simulation d'un panneau ARCO M53

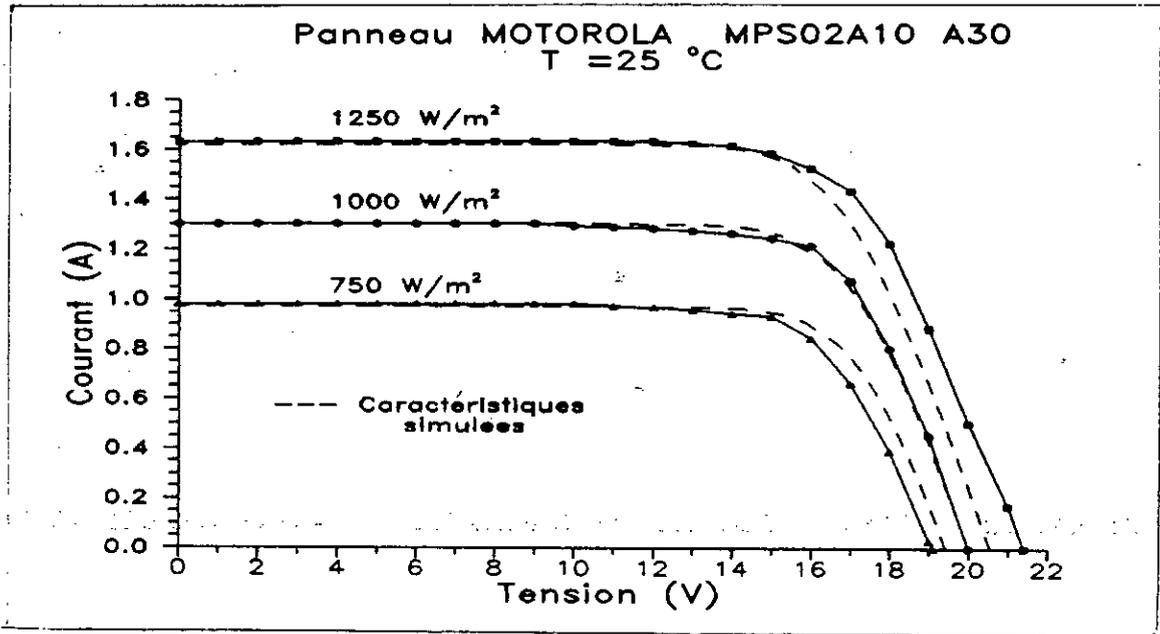


Figure 51
Simulation d'un panneau MOTOROLA MPS02A10 A30

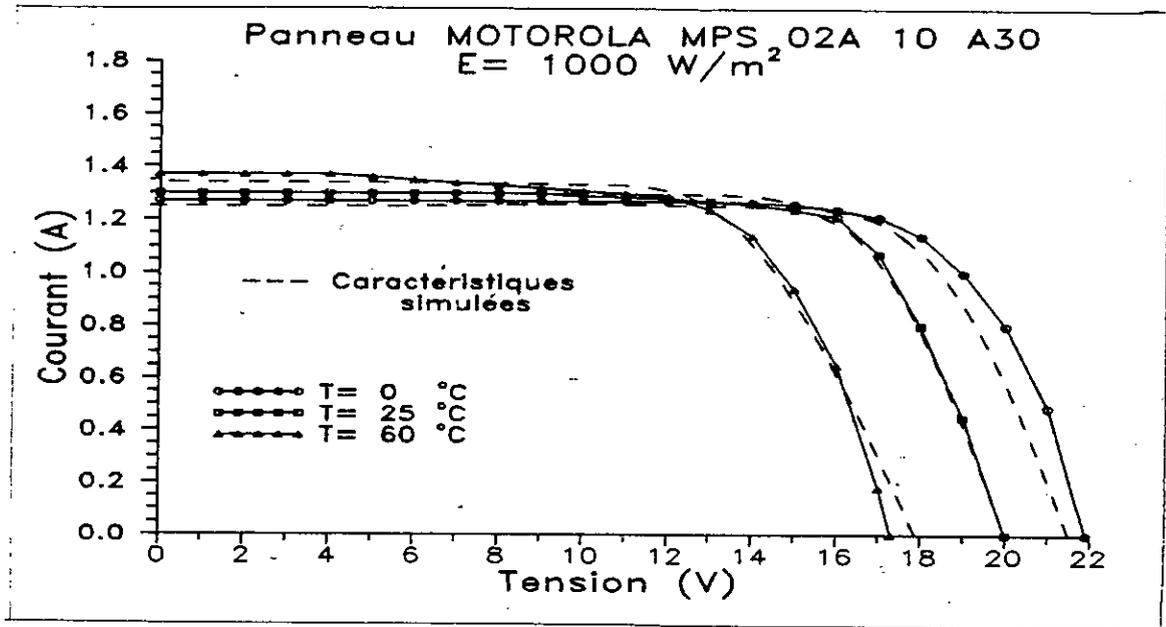


Figure 52
Simulation d'un panneau MOTOROLA MPS02A10 A30

III. SIMULATION D'UN PANNEAU SOLAIRE

Les problèmes de caractérisation et de modélisation des panneaux solaires que nous venons d'évoquer dans ce qui précède nous avaient aussi amené à nous interroger sur un autre type de problème que pouvait rencontrer le concepteur dans le dimensionnement d'un générateur.

En effet, dans la pratique, le concepteur peut, soit avoir le choix entier du type de panneau à utiliser, soit être contraint à recourir à un type particulier avec lequel il réalisera son installation.

Ensuite, à partir d'une certaine puissance, (d'ailleurs fort modeste), l'encombrement du générateur devient un inconvénient sérieux car il rend difficile son installation au Laboratoire pour des essais. Or, il est toujours souhaitable de tester au Laboratoire les performances d'une installation avant son implantation.

C'est ce qui nous avait conduit à développer un appareil très simple capable de simuler le comportement de tout panneau solaire et en particulier de ceux de la majorité des constructeurs connus (ARCO-SOLAR, PHOTOWATT, SOLAREX, SHARP, MOTOROLA, ...), que ces panneaux soient réalisés avec des cellules au Silicium (mono ou polycristallin) ou avec un autre matériau [61]

Dans son principe (figure 53), il s'agit de multiplier la puissance d'une cellule élémentaire, sans introduire de distorsions dans les variations de son courant ou de sa tension tant en fonction de la température qu'en fonction de l'éclairement.

Ainsi, il sera possible de tester une charge quelconque sous les conditions réelles de température et d'ensoleillement.

Dés réglages permettent d'ajuster à loisir le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert de manière à simuler la caractéristique courant-tension du panneau d'un constructeur particulier.

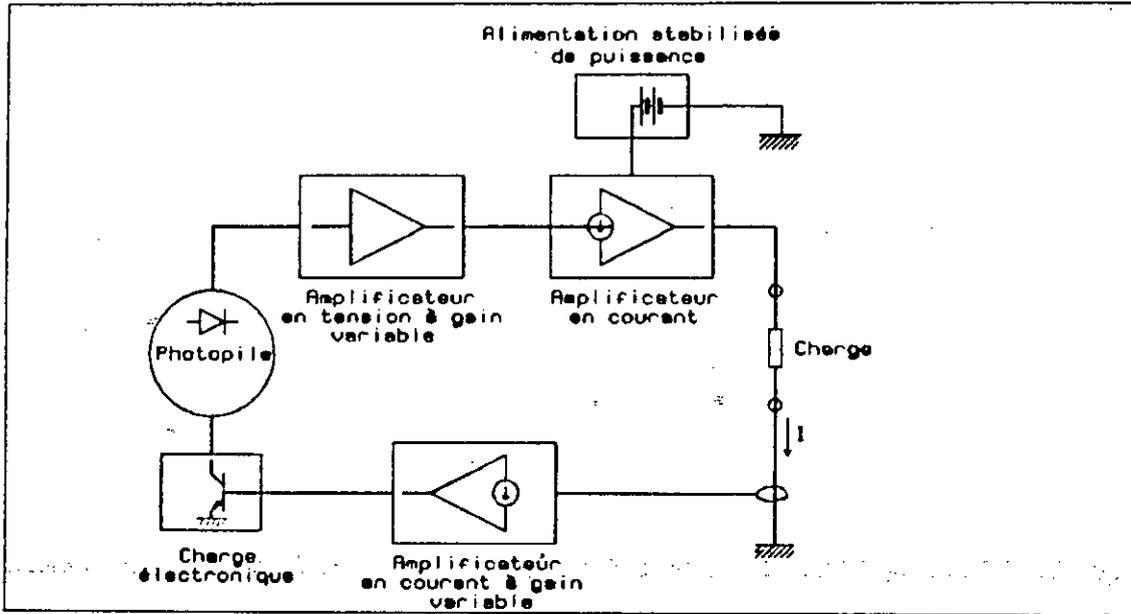


Figure 53
Simulateur de panneau solaire

Un exemple de caractéristique fournie par cet appareil apparait dans la figure 54.

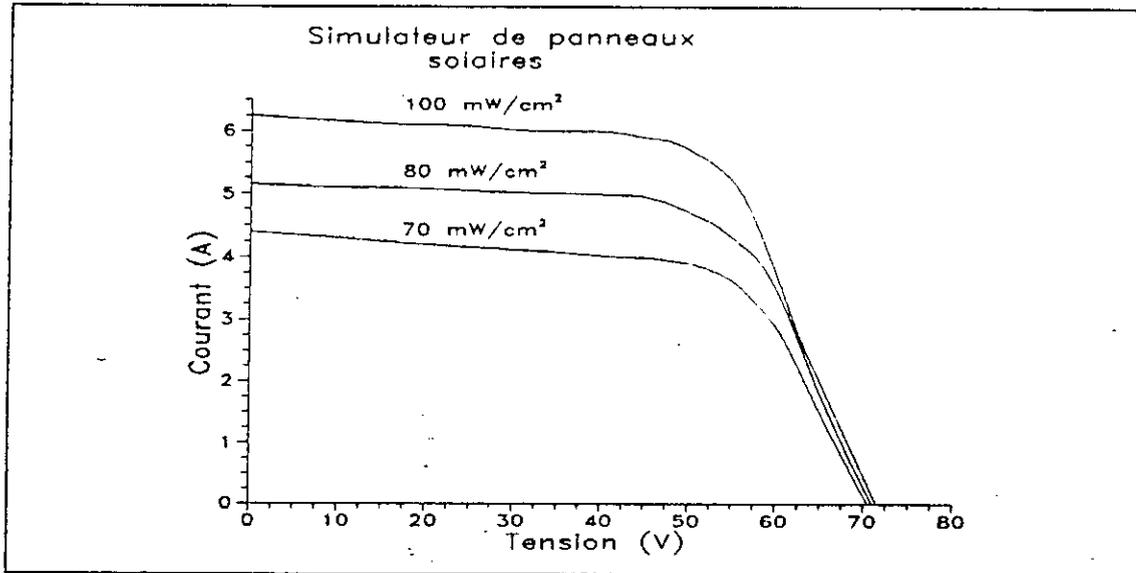


Figure 54
Simulation d'une caractéristique de panneau solaire

Ces résultats nous avaient conduit à développer l'idée d'un simulateur autonome un peu plus perfectionné basé sur l'utilisation d'un microprocesseur du type 6802 de Motorola.

Ce simulateur ne diffère essentiellement du précédent, comme le montre la figure 55, que par l'usage d'amplificateurs à gain programmable commandés par un PIA (6821).

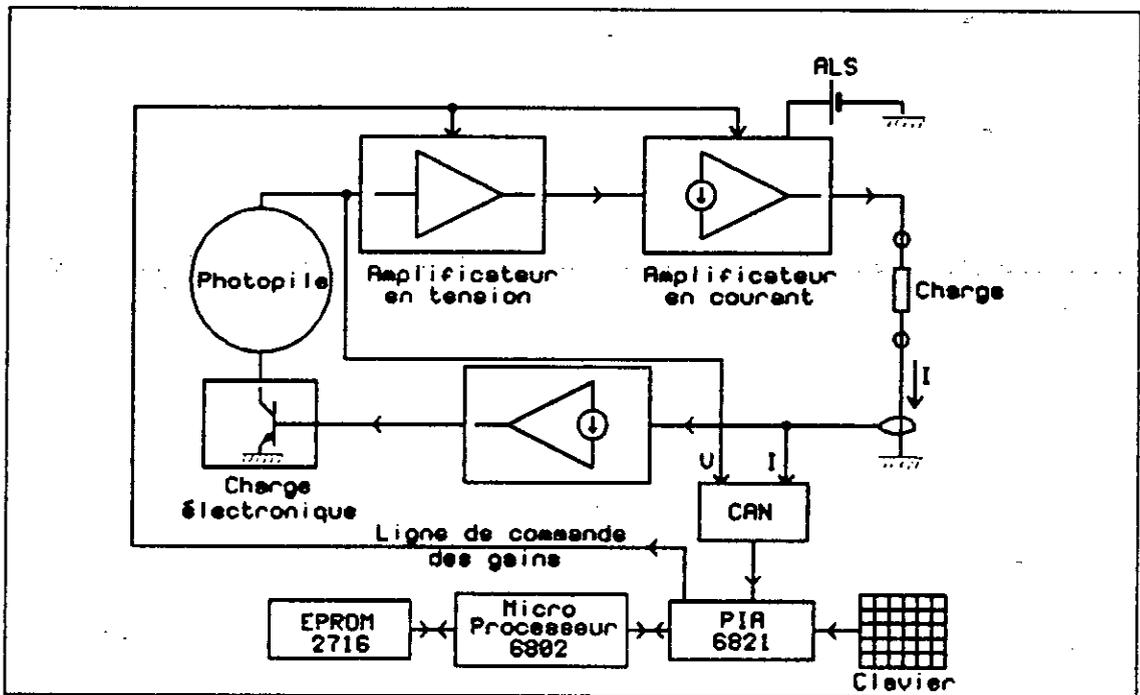


Figure 55

Synoptique du simulateur programmable

Ce sont les valeurs des gains des amplificateurs qui permettent d'approcher la caractéristique d'un type de panneau particulier.

Ainsi, ces valeurs, obtenues à partir des caractéristiques typiques de divers panneaux fournies par leurs constructeurs ont été implantées dans une mémoire et l'utilisateur, pour simuler un panneau particulier ou une association de ces panneaux, devra uniquement introduire par l'intermédiaire d'un clavier le code du panneau et le type d'association désirés.

Des essais concluants ont été effectués pour simuler un panneau BPX 47, un panneau ARCO M53 et un panneau MOTOROLA MPS02 A10 A30 mais il apparaît que la réponse aux transitoires d'un tel

simulateur diffère de celle du panneau réel. Il ne reste pas moins que cet appareil garde un intérêt certain pour des tests statiques ou pour des besoins de démonstration.

IV. CONCLUSION

L'une des applications directes et classiques des travaux de modélisation que nous venons d'évoquer est l'optimisation du couplage entre des panneaux solaires et une charge, qui est généralement une moto-pompe [62], [63], [64],...

Pour notre part, nous avons préféré explorer une voie particulière en étudiant la construction d'un moteur asynchrone triphasé de manière à ce que le transfert de puissance, via un convertisseur, soit optimale.

Compte tenu des courbes obtenues (figure 56), le type et l'association de panneaux optimaux seront alors facilement définis.

Un programme de calcul complet avait été élaboré dans ce sens [65].

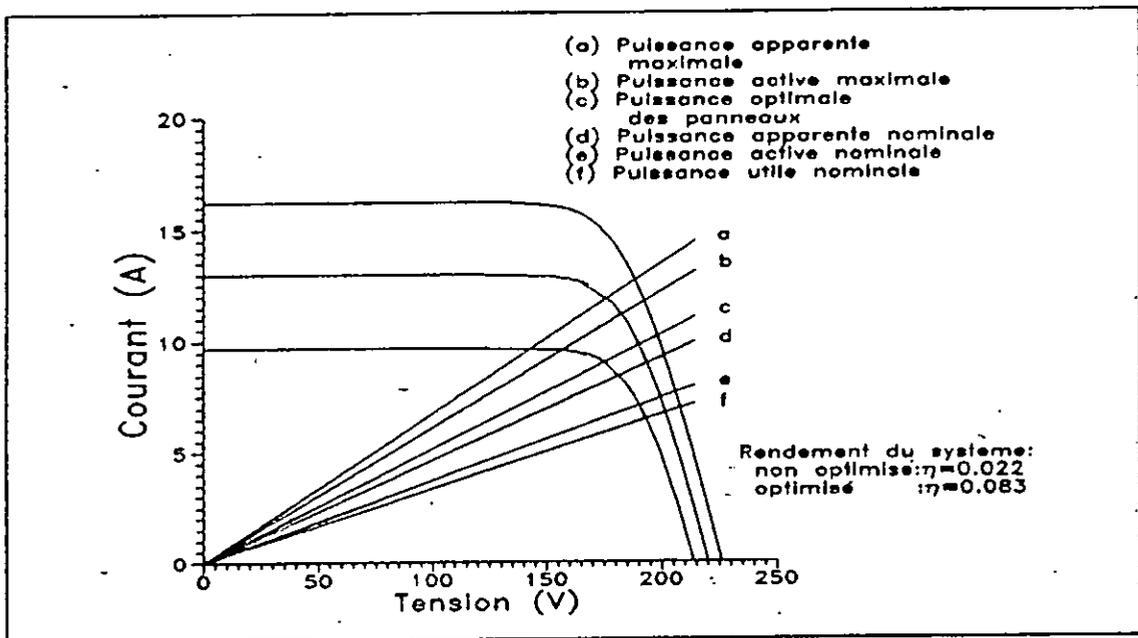


Figure 56
 Association panneau-moteur asynchrone

C: LE SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE

I. INTRODUCTION

L'universalité de l'énergie électrique qui permet l'accès direct à la force motrice et au traitement de l'information fait que l'effet photovoltaïque est sans aucun doute l'effet le plus avantageux dans l'énergie solaire.

La structure de base de départ des systèmes photovoltaïques qui comprenait des panneaux solaires convertissant l'énergie solaire en électricité, des accumulateurs pour le stockage éventuel de cette énergie et la charge a nettement évolué: La figure 57 empruntée à l'ouvrage de LAUGIER et ROGER [66] résume les variantes possibles pour les systèmes photovoltaïques actuels:

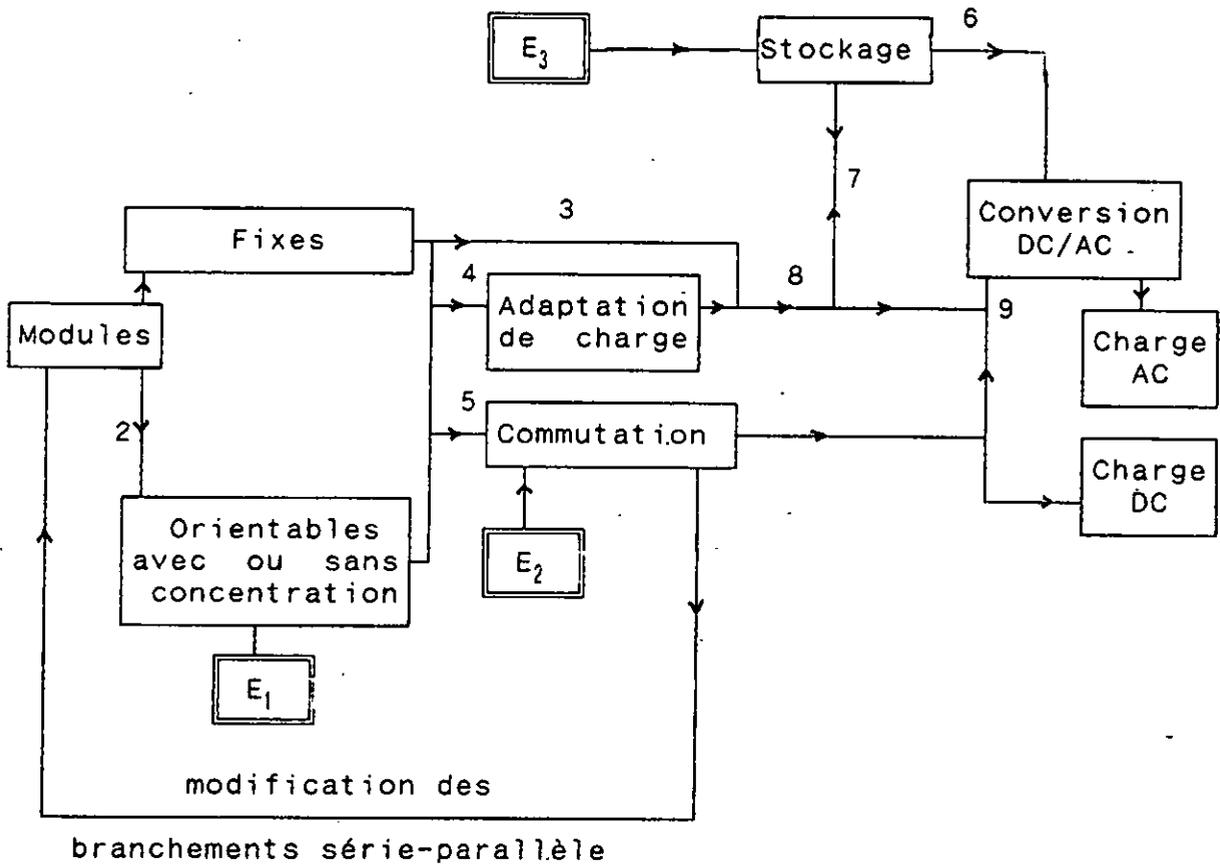


Figure 57
Variantes d'un système photovoltaïque

Ainsi, le générateur peut être fixe (1) ou orientable (2) manuellement ou électroniquement (E_1). Le groupement de panneaux peut être adapté à tout instant à la charge par commutation série-parallèle des panneaux ou modules (voie 5).

Les filières (1-3-6) et (1-3-7) sont les plus courantes: un stockage d'énergie piloté par une électronique E_3 permet d'alimenter des charges continues (1-3-7) ou alternatives par l'intermédiaire d'un onduleur (1-3-6).

Il y a évidemment certains cas où le stockage n'est pas une obligation et on a alors la structure la plus simple (1-3-8) qui est celle du couplage direct.

Cette souplesse acquise de l'électricité photovoltaïque la met maintenant en compétition directe avec les autres sources d'énergie puisque diverses estimations [67] chiffrent les besoins entre 50 et 500 MW par an, généralement pour des applications en sites isolés.

C'est donc un marché considérable et, l'enjeu économique étant important, la compétitivité d'une source par rapport à une autre devra être estimée car, à priori, aucune ne bénéficie de préférence particulière.

La comparaison de sources d'énergie s'effectue généralement à l'aide d'une unité particulière, le BBEC (levelized busbar energy cost) défini par:

$$BBEC = 10^5 RC/H + OM + F$$

C étant l'investissement initial par watt-crête qui est donné d'une façon générale par l'expression suivante:

$$C = \frac{(C_1 + C_2)}{\eta_p \eta_I E} + C_3$$

où:

C_1 représente le coût du site, de l'installation et de la structure;

C_2 est le coût des modules; η_p leur rendement;

E est l'irradiation maximum au site considéré (en kW/m^2)

η_1 est le rendement de l'installation ($\approx 90\%$)

C_3 est le coût du conditionnement de puissance

R représente le coût du capital, c'est à dire les intérêts, les taxes et assurances.

H est le rapport entre l'énergie annuelle obtenue (en kWh) sur la capacité de l'installation (en kWh)

OM représente les frais de fonctionnement et de maintenance

F est le coût du fuel.

Partant de l'expression précédente, diverses analyses économiques [67] ont estimé le BBEC entre 44 et 71 mill/kWh pour la période 2000-2030. Il faudra donc que le coût du photovoltaïque soit dans cette gamme pour que sa pénétration du marché soit envisageable.

Ceci n'est malheureusement pas encore le cas et il faudra toujours garder toujours à l'esprit que le photovoltaïque est une énergie chère, bien que son prix actuel (mais sans stockage) soit de l'ordre de 0,4\$/kWh [68].

L'électricité solaire reste donc en général de 4 à 10 fois plus chère que les sources conventionnelles. (Une étude des plus sérieuses [69] avait pourtant prédit que le coût du kWh photovoltaïque ne dépasserait pas 0,02 \$/kWh en 1995 mais cet objectif nous semble compromis). Ce qui est présentement acquis par contre, comme l'exprime la figure 58 obtenue par compulsions de différentes sources bibliographiques ([67]- [74], ...), c'est que l'électricité solaire devient compétitive dans certaines situations particulières (éloignement du réseau, autres considérations...) mais de manière générale, il faudra se résigner à admettre que, pour le moment encore, cette énergie devra être réservée aux petites installations produisant moins de 1 kWh /jour car au delà, les systèmes seront très chers à l'investissement et seules des considérations liées à leur fiabilité et à leurs faibles besoins en maintenance pourraient peser sur ces choix. Ce seraient alors des applications du type professionnel en site

isolé (balises radio, protection cathodique, etc...) ou alors des applications avec un connotation de demande sociale dans certains pays (électrification de certaines zones d'habitat pour contrer l'exode rural).

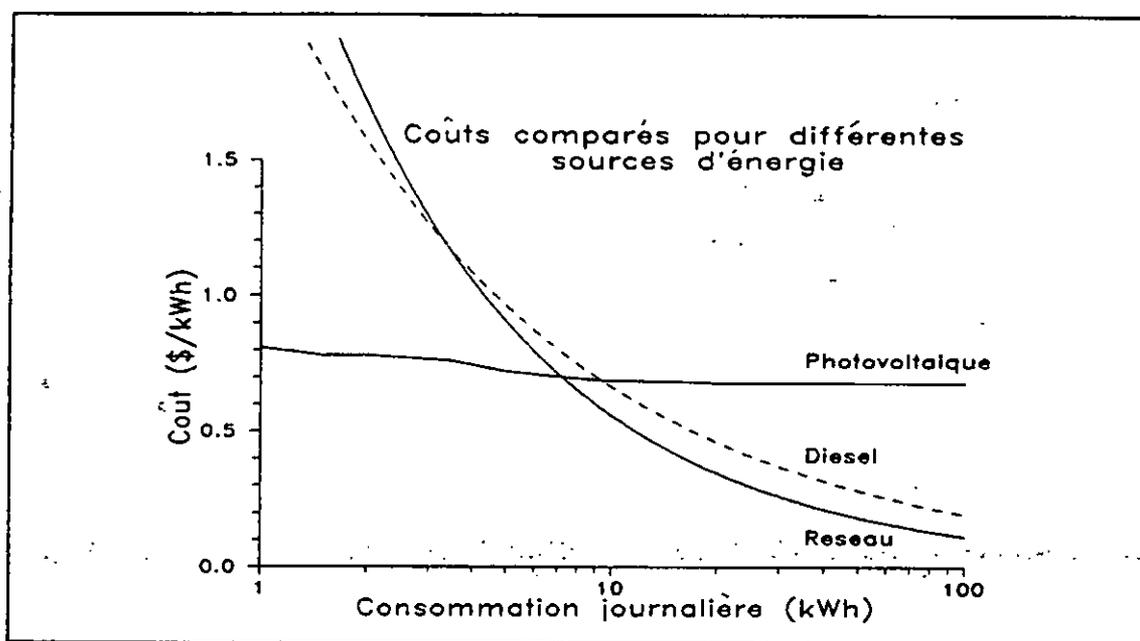


Figure 58
Comparaison du coût de différentes sources
d'énergie

En ce qui nous concerne, nous avons limité l'étude des applications aux utilisations à haute valeur d'usage (pompage de l'eau essentiellement). Cette étude dont le but est de proposer une réponse immédiate à une demande d'installation nous a amené à nous intéresser au dimensionnement des systèmes de façon à utiliser l'énergie produite en cohérence avec son coût.

Il nous a fallu alors modéliser une structure type susceptible de convenir à la plupart des cas qu'on pourrait rencontrer.

Cette structure qui se présente sous la forme suivante (figure 59) comprend outre les modules solaires et la charge, un système électronique permettant de recueillir le maximum de puissance électrique (le MPPT), des accumulateurs et un organe

pour le contrôle du flot d'énergie:

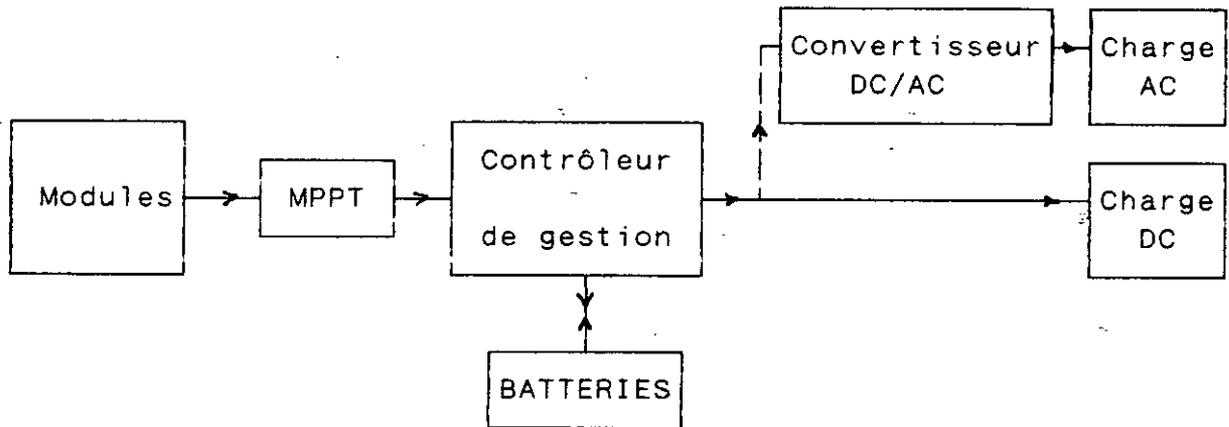


Figure 59

Système photovoltaïque proposé

1°) Les panneaux solaires:

L'idéal pour recueillir une puissance maximale serait que les panneaux solaires effectuent le suivi du soleil mais cette solution, onéreuse, est réservée aux systèmes à concentration et n'est d'ailleurs pas dépourvue d'inconvénients comme nous avons eu à le constater [75].

Toutefois, compte tenu du fait que l'énergie recueillie peut dépendre assez fortement de cette orientation, comme l'indique la figure 60, nous avons pensé qu'il serait utile d'orienter à des délais raisonnables (mensuellement ou de façon saisonnière) les modules en site et ce, sans recourir à une mécanique complexe.

Des abaques précisant les angles d'orientation optimaux existent [76] mais nous avons préféré adapter à notre cas un algorithme spécialisé [77] pour utiliser un programme de calcul qui détermine avec une meilleure précision l'orientation optimale en tout site et à toute époque:

Pour une orientation mensuelle, M étant le numéro du mois (1...12) et ϕ la latitude du lieu, l'angle optimal sera (les panneaux sont dirigés en azimuth vers le Sud):

De Janvier à Mars:

$$\beta = 60,00012 + 1,49986M - 3,49996M^2 + (\phi - 30)(0,7901 + 0,01749M + 0,0165M^2)$$

D'Avril à Juin:

$$\beta = 216,0786 - 72,03219M + 6,00312M^2 + (\phi - 40)(1,07515 + 0,11244M - 0,03749M^2)$$

De Juillet à Septembre:

$$\beta = 29,11831 - 20,52981M + 2,50186M^2 + (\phi - 50)(-11,17256 + 2,70569M - 0,15035M^2)$$

D'Octobre à Décembre:

$$\beta = -441,2385 + 84,54332M - 3,50196M^2 + (\phi - 40)(4,2137 - 0,54834M + 0,0223M^2)$$

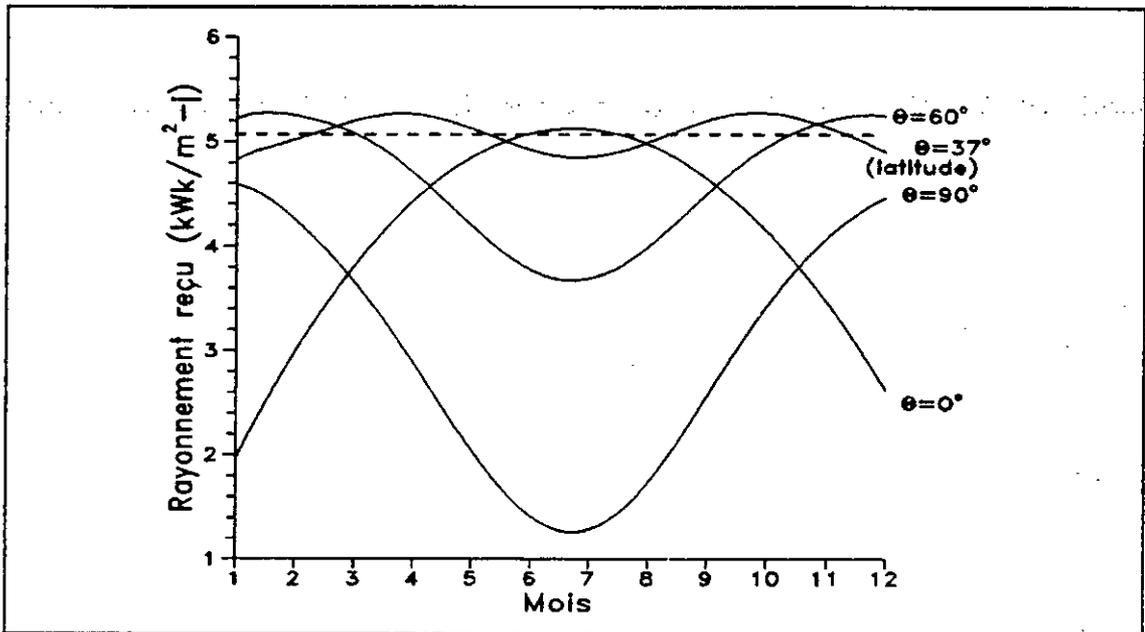


Figure 60

Energie reçue à ALGER (1985) selon l'orientation du capteur

Pour l'orientation quotidienne, l'angle de déclinaison intervient et le programme effectue les calculs à partir du numéro du jour. On aura alors:

$$\beta = \phi - \text{Arc tg} \left\{ \frac{\omega_s}{\sin \omega_s} \text{tg} \delta \right\}$$

ω_s étant l'angle horaire au coucher

$$\omega_s = \text{Arc cos}(-\text{tg}\phi.\text{tg}\delta)$$

Ce programme apparait donc comme une procédure (procédure "TILT") dans le logiciel de dimensionnement de générateurs que nous avons élaboré et dont nous parlerons en dernière partie.

2°) L'Adaptateur MPPT:

Un adaptateur à poursuite de point de puissance maximale (MPPT: Maximum Power Point Tracking) est parfois utile mais à condition que sa réalisation soit soignée. Il permet de fixer aux panneaux comme point de fonctionnement leur point de puissance maximale [78].

3°) Le contrôleur de gestion:

Le contrôle de gestion d'énergie est toujours indispensable, surtout dans sa version de base qui consiste à commuter l'énergie vers les accumulateurs en évitant autant leurs décharges prolongées que leurs surcharges. Nous avons aussi mis au point un contrôleur plus sophistiqué qui utilise un microprocesseur [79].

4°) Les adaptateurs de charges et convertisseurs:

Les adaptateurs sont des circuits électroniques destinés à coupler convenablement les panneaux solaires à la charge ou à la batterie d'accumulateurs. Ils sont essentiellement caractérisés par leur rendement qui devra être le plus élevé possible. Nous en avons conçu différents types [80], [81].

Pour les charges alternatives, un convertisseur DC/AC est évidemment toujours indispensable puisque l'énergie des panneaux est continue. Ce convertisseur peut être soit du type monophasé, soit du type triphasé. Un échantillon de ce dernier type avait été testé [82] dans notre Laboratoire. Ici encore, la réalisation d'un convertisseur, quelque soit son type, devra être particulièrement soignée.

Le dimensionnement du système commence par l'étude du site et de la consommation en énergie de la charge utilisée, ce qui permet déjà de dégager quelques lignes directrices sur le procédé de pompage. Il faut aussi étudier le rayonnement disponi-

ble avant de présenter la solution proposée.

Cette solution, qui sera la plus économique, consiste à déterminer, à partir de diverses simulations, la taille optimale du générateur et éventuellement celle des accumulateurs de stockage.

En fait, c'est depuis fort longtemps que certains fabricants (tels RTC, ARCO...) proposaient des méthodes de dimensionnement basées sur des calculs simplifiés ou sur des méthodes empiriques alors que d'autres concepteurs ([83], [84], [85]...) ont préféré élaborer des programmes de simulation qui sont plus à même d'évaluer l'impact d'une variation quelconque dans le générateur (par exemple, des considérations économiques pour une même installation peuvent conduire à augmenter le nombre de batteries de stockage en diminuant celui des panneaux solaires ou inversement).

En ce qui concerne particulièrement le pompage photovoltaïque, il apparaît qu'il n'y a pas de solution universelle mais plusieurs solutions et plusieurs produits adaptés à chaque créneau [85] et toutes les études montrent qu'il est nécessaire dans tous les cas de privilégier les solutions à hautes performances et fiabilités.

Notre solution de dimensionnement, basée sur une synthèse de tous ces travaux, restera valable même si la charge ne se réduit pas à une pompe hydraulique. Nous allons donc la détailler dans ce qui suit, après avoir décrit la méthode que nous avons utilisée pour estimer le rayonnement solaire dans les cas où ces données ne sont pas disponibles.

II. ETUDE DU RAYONNEMENT SOLAIRE

Les informations concernant la disponibilité de l'irradiation solaire au lieu choisi pour l'implantation de l'installation sont essentielles afin d'effectuer toutes nos prévisions concernant les performances de cette installation.

Ces informations ne sont malheureusement pas toujours disponibles alors que leur connaissance est pratiquement indispensable .

Nous nous sommes alors intéressés aux diverses méthodes de prévisions qui ont été utilisées pour palier cette absence de données car dès 1924 (pour des raisons autres que le dimensionnement de systèmes solaires, les architectes, les hydrologues, les agriculteurs etc... ayant aussi besoin de ces informations), de nombreuses formules empiriques avaient été proposées pour calculer la radiation solaire à partir de paramètres tels que:

- les heures d'ensoleillement
- l'humidité relative
- la déclinaison solaire et la latitude
- la durée de l'ensoleillement
- l'altitude
- la pluviométrie
- etc...

D'innombrables travaux et diverses théories qu'il serait vain d'énumérer ici ont suivi et ont été publiés à ce sujet, surtout depuis les années 70 qui avaient vu l'accroissement de l'intérêt pour l'énergie solaire.

Un travail de ce type avait été mené au sein de notre Laboratoire [87] mais ce ne sont pas ses résultats que nous avons exploités pour les raisons que nous indiquerons ci-après.

1°) Modèle prévisionnel adopté:

Sans rentrer dans trop de détails et sans parler des modèles autoprojectifs et stochastiques relativement compliqués,

nous pouvons faire apparaître, par une revue rapide et forcément incomplète des modèles prévisionnels existants, les préoccupations des chercheurs qui s'intéressent à l'estimation de la moyenne du rayonnement solaire global à partir de la durée d'insolation:

Le modèle prévisionnel de base est celui d'Angström, établi en 1924 [88] et qui permet d'estimer la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale H à l'aide de l'expression:

$$H = H_c \left(A + B \frac{S}{S_0} \right)$$

avec: H_c : valeur théorique de l'irradiation sans atmosphère
 S : moyenne mensuelle de la durée d'ensoleillement
 S_0 : moyenne mensuelle de la durée du jour.

A et B sont des coefficients de régression qui dépendent des conditions géographiques et des saisons.

Prescott et Page ont remplacé H_c par H_0 qui est la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire hors de l'atmosphère [89].

$$H = H_0 \left(a + b \frac{S}{S_0} \right)$$

a et b sont appelés coefficients d'Angström

Différents chercheurs [89] ont proposé diverses expressions pour ces coefficients :

- Glover et McCulloch les ont exprimé sous la forme:

$$a = 0,29 \cos \phi, \quad b = 0,52 \quad (\phi \text{ étant la latitude du lieu})$$

- Rietveld obtient une autre formulation et propose comme expression:

$$H = H_0 \left(0,18 + 0,62 \frac{S}{S_0} \right)$$

- Akinoglu et Ecevit [90] trouvent une relation entre a et b sous la forme $a = 0,783 - 1,509b + 0,892b^2$ qui les conduit à l'expression du second ordre suivante:

$$H-H_0[0,0145+0,84\left(\frac{S}{S_0}\right)-0,280\left(\frac{S}{S_0}\right)^2]$$

- Des auteurs tels que Benson et al. [91] ou Sfeir [92] font dépendre les coefficients a et b de la saison. Neuwirth [93] les relie à l'altitude. Sabbagh et Sayigh [94], Barbaro et al. [95] et d'autres encore les font aussi dépendre de la latitude.

- Hay [96] ne tient compte dans sa relation que des heures effectives d'ensoleillement, excluant donc les moments où le soleil dépasse un certain angle par rapport à son zénith.

Tous ces modèles ont été validés par leurs auteurs, généralement avec une assez bonne précision mais aucun d'eux ne s'est vraiment imposé comme modèle unique valable en tout lieu et en toute saison si bien qu'il nous semble que le modèle qui reste le plus populaire à ce jour est, curieusement, celui d'Angström que nous allons détailler ci-après:

a) Le modèle d'Angström:

Ce modèle permet donc d'estimer la moyenne de l'irradiation globale journalière H sur une surface plane en un lieu donné grâce à l'expression :

$$H-H_0\left(A+B\frac{S}{S_0}\right)$$

dans laquelle H_0 est l'irradiation sur une surface horizontale en dehors de l'atmosphère sur une journée moyenne de chaque mois, S la durée moyenne mensuelle de l'ensoleillement journalier et S_0 la durée maximum possible de l'ensoleillement:

$$S_0=2/15 \text{ Arc } \cos(-\text{tg}\phi.\text{tg}\delta)$$

en appelant:

ϕ la latitude du lieu en degrés

δ la déclinaison solaire en degrés, calculée d'après l'expression de Spencer [97]:

$$\begin{aligned} \delta = & 0,395205524 - 22,9015851 \cos x + 4,07201165 \sin x \\ & - 0,387263458 \cos 2x + 0,0514366692 \sin 2x \\ & - 0,153682511 \cos 3x + 0,0858863415 \sin 3x \\ & - 0,009589005 \cos 4x + 0,0053627416 \sin 4x \end{aligned}$$

avec $x = 2\pi(N-1)/365$;

N étant le numéro du jour de l'année, partant du 16 Janvier:

N = 16, 46, 75, 105, 135, 166, 197, 228, 258, 288, 319, 349

On a alors:

$$H_o = \frac{24 I_{sc}}{\pi} \left\{ 1 + 0,033 \cos \left(360 \frac{N}{365} \right) \right\} \left\{ \cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + 2\pi \frac{\omega_s}{365} \sin \phi \sin \delta \right\}$$

I_{sc} est la constante solaire (1367 W/m²)

ω_s est l'angle horaire au coucher

a et b sont des coefficients de régression qu'il faudra déterminer pour chaque site, connaissant les valeurs préalablement mesurées de H et de S.

Appliquée à titre d'exemple au site d'Alger, l'étude ayant été faite sur 11 ans (1972 à 1982), la valeur de ces coefficients est la suivante (Tableau n°III):

Tableau III: Coefficients de régression pour Alger

Mois	J	F	M	A	M	J	Ju	A	S	O	N	D
a	0,24	0,24	0,25	0,21	0,24	0,25	0,27	0,29	0,28	0,25	0,25	0,24
b	0,44	0,47	0,47	0,53	0,47	0,43	0,41	0,37	0,40	0,43	0,43	0,43

Nous constaterons un peu plus loin (figure 63) que ce modèle décrit avec une bonne précision l'irradiation globale re-

levée pourtant en 1985 mais son grand inconvénient réside dans le fait que les coefficients a et b, dont la détermination est assez laborieuse (elle nécessite la compilation d'un grand nombre de données), varient non seulement en fonction des régions, mais aussi en fonction des localités d'une même région (à cause des micro-climats).

Il n'est donc pas possible de généraliser ce modèle sans de sérieuses précautions.

b) Modèle adopté:

Etant donné que le modèle d'Angström décrit précédemment ne peut être établi valablement que pour une région où des données d'ensoleillement sont disponibles, ce qui n'est pas toujours le cas, il y aura souvent dans la pratique une approximation à effectuer.

Nous nous sommes alors décidés, puisque tout ceci reste du domaine de la prévision, donc d'un domaine où il n'y a pas de certitude absolue, soit à utiliser tout simplement une des cartes de la radiation solaire en Algérie déjà établies [98], soit à utiliser un modèle parmi les plus simples possibles qui permet de prédire l'ensoleillement d'un site quelconque.

Nos recherches basées sur diverses comparaisons bibliographiques dont certaines ont été citées plus haut ([98]-[107]) nous ont fait préférer parmi tous les modèles proposés un dérivé de celui d'Angström mais beaucoup plus simple que les modèles de Iqbel [103] ou de Jain [104] par exemple et encore bien plus simple que les modèles perfectionnés qui ont vu récemment le jour: c'est le modèle de COPPOLINO [108] dérivé de celui proposé par BARBARO et al. [95]

C'est donc un modèle récent et qui nous est apparu à la fois extrêmement commode et précis:

L'irradiation globale H (MJ/m²) est liée seulement à la durée de l'ensoleillement s (heures) et à l'altitude du soleil à midi au 15° jour du mois h_n (degrés):

$$H = K s^{0,5} (\sin h_n)^{1,15}$$

$$\text{avec } h_n = \text{Arc sin}\{\cos(\phi - \delta)\}$$

K est une constante qui avait été fixée à 7,8 pour la majorité des stations en Italie et cette valeur avait été con-

servée après avoir été testée en divers autres sites tant en Europe qu'en Asie, en Afrique et en Amérique du Nord [109].

2°) Validation du modèle pour l'Algérie:

Un travail effectif de validation nécessiterait un travail d'une certaine ampleur que nous avons ne pas avoir mené en totalité [110], nous étant contenté d'effectuer des essais sur quelques sites choisis de façon à tenter de décrire l'ensoleillement dans chaque région du pays (figure 61):

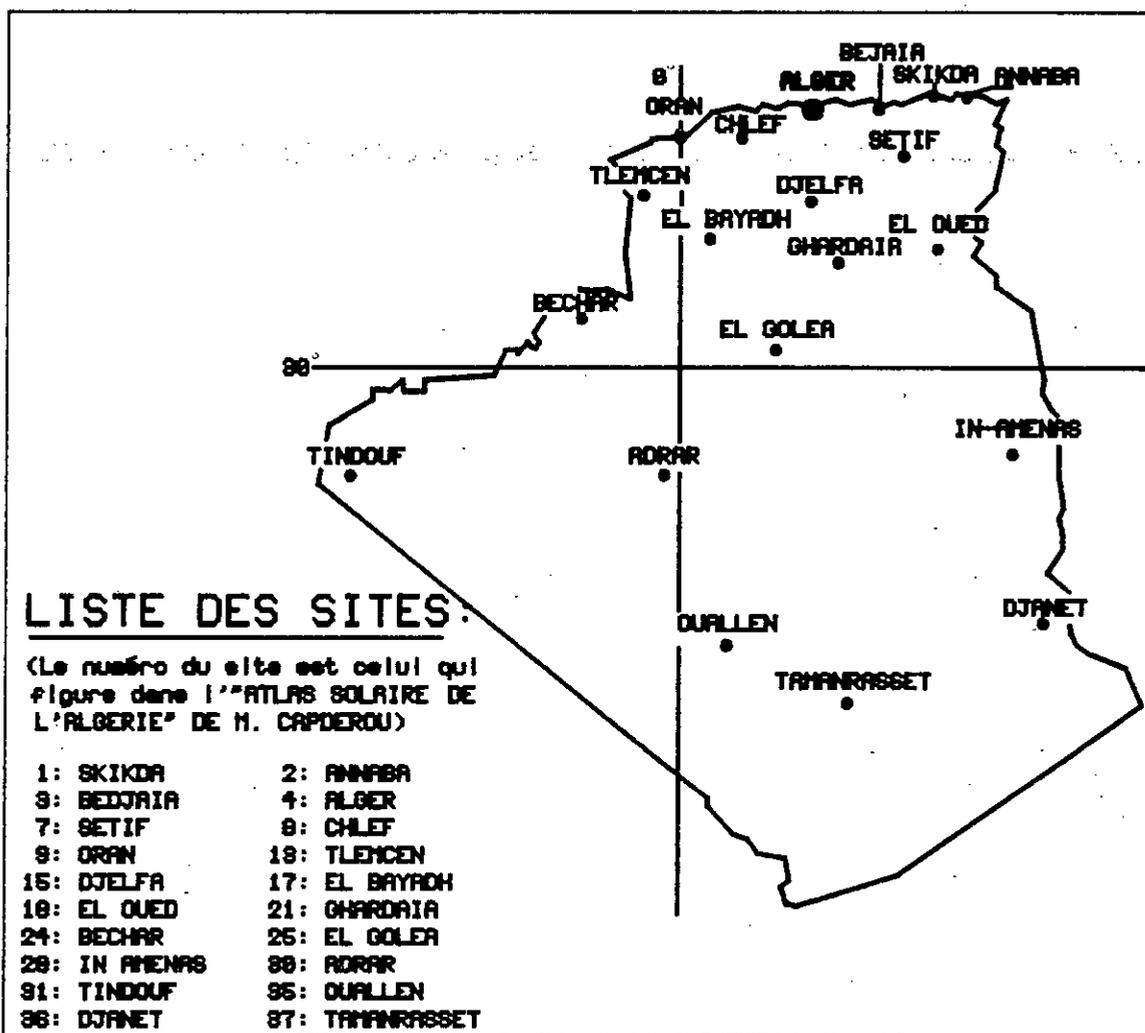


Figure 61
Choix des sites

D'abord et à titre d'exemple, nous illustrons la comparaison du modèle de Coppolino avec celui d'Angström pour le site d'Alger (Tableau n°III):

Tableau III: Comparaison entre les modèles d'Angström et de Coppelino

Mois	Global Mesuré (kWh/m ²) en 1985	Calcul par modèle d'Angström		Calcul par modèle de Coppelino	
		Valeur (kWh/m ²)	Erreur (%)	Valeur (kWh/m ²)	Erreur (%)
Janvier		2005	8,71	2268	-3,28
Février	2196	3063	5,63	3198	1,47
Mars	3246	4253	3,99	4299	2,97
Avril	4430	5093	6,58	5293	2,91
Mai	5452	6543	0,83	6409	2,87
Juin	6598	6832	-0,50	6717	1,19
Juillet	6798	7129	-2,79	6952	-0,23
Août	6936	6315	1,21	6503	-1,74
Septembre	6392	5002	2,72	5346	-3,96
Octobre	5142	3630	-0,60	3853	-6,79
Novembre	3608	2482	-2,90	2608	-8,11
Décembre	2412	1922	2,45	2118	-7,52
	1970				

La figure 62 montre la très bonne concordance entre les modèles entre eux d'une part et entre les modèles et les mesures d'autre part.

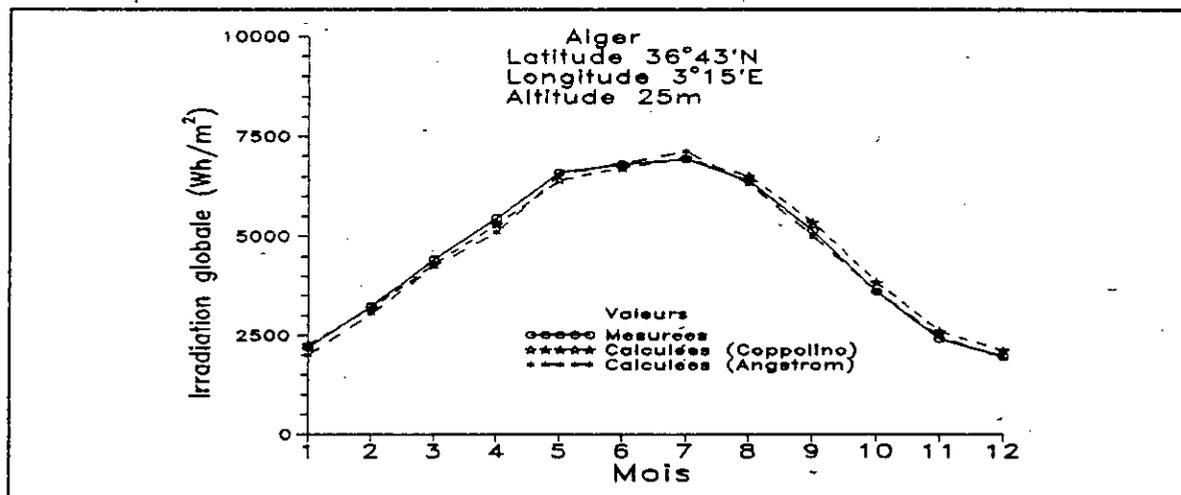


Figure 62.
Irradiation moyenne à Alger en 1985

Nous avons alors continué à tester la relation de Cop-
polino pour d'autres localités d'Algérie (figures 6.3 à 80), les
données ayant été recueillies de l' "Atlas Solaire de l'Algérie"
de M. CAPDEROU [111]:

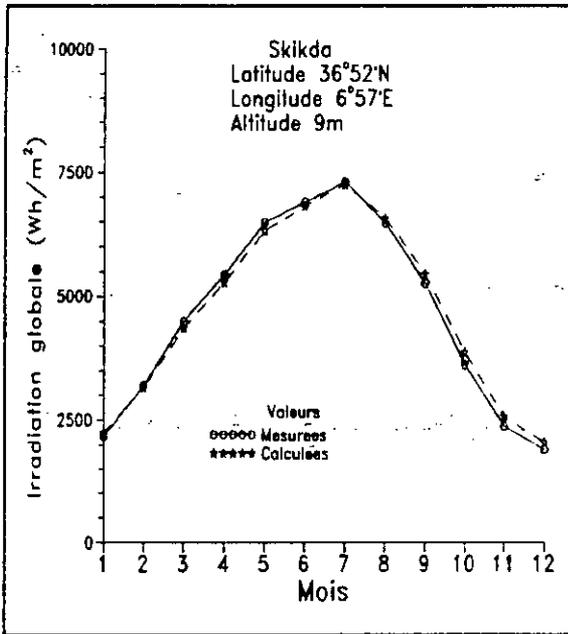


Figure 63
Irradiation à Skikda

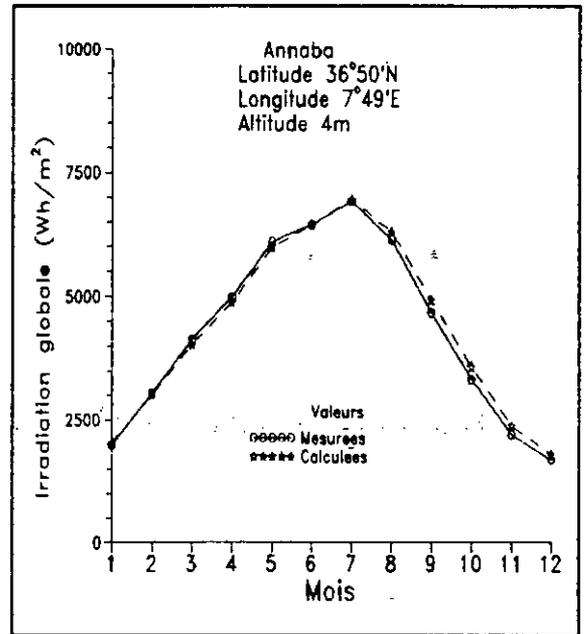


Figure 64
Irradiation à Annaba

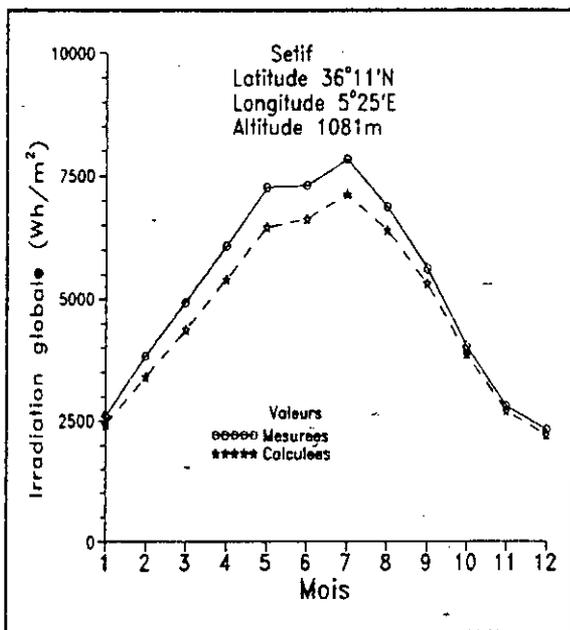


Figure 65
Irradiation à Sétif

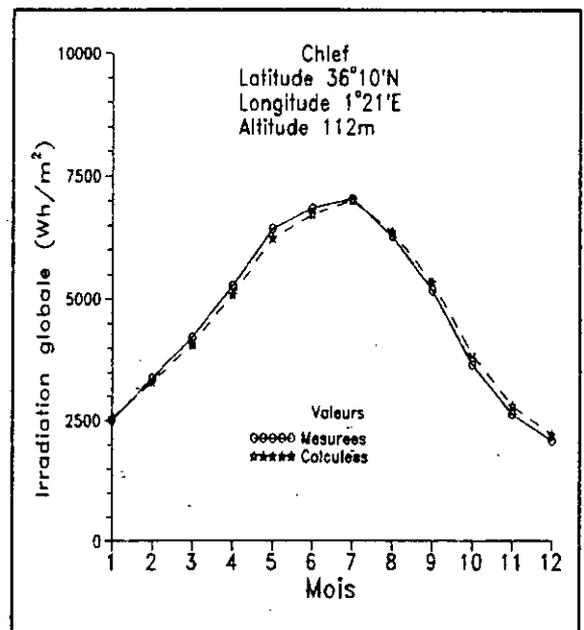


Figure 66
Irradiation à Chlef

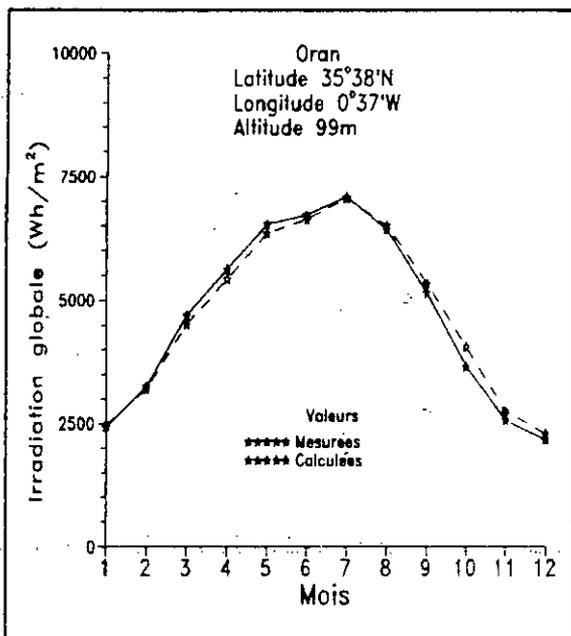


Figure 67
Irradiation à Oran

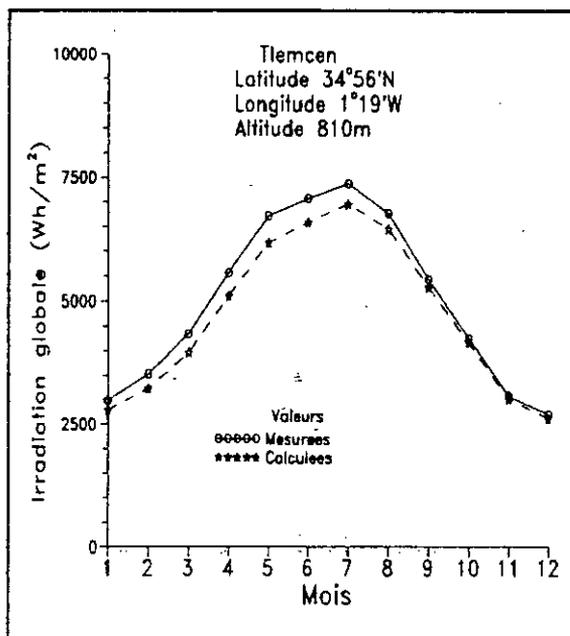


Figure 68
Irradiation à Tlemcen

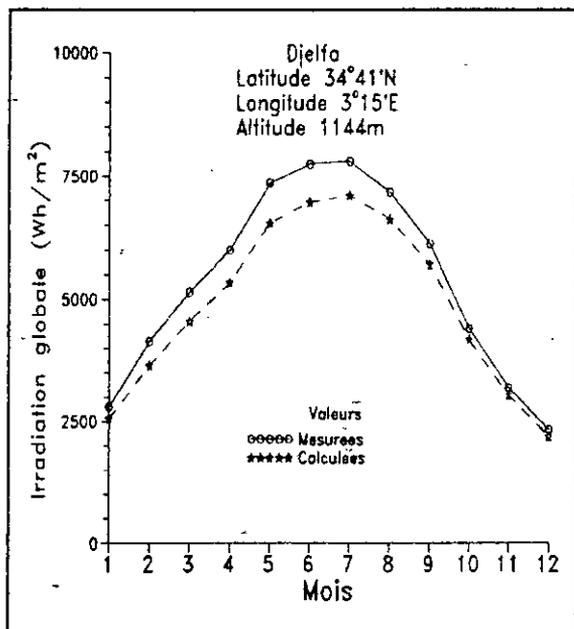


Figure 69
Irradiation à Djelfa

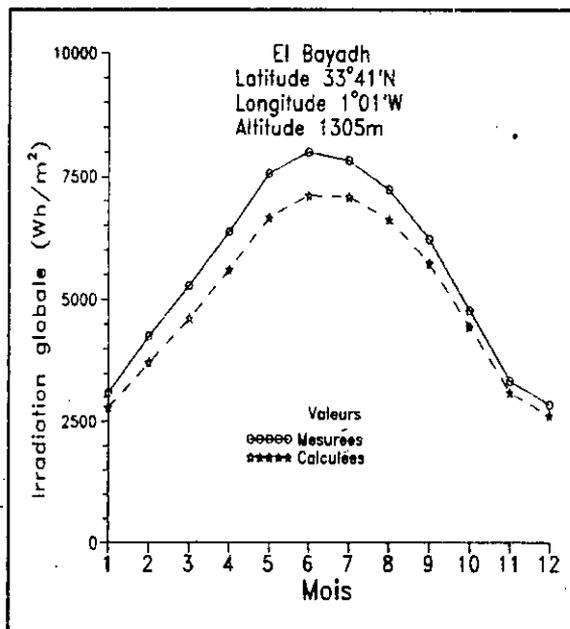


Figure 70
Irradiation à El Bayadh

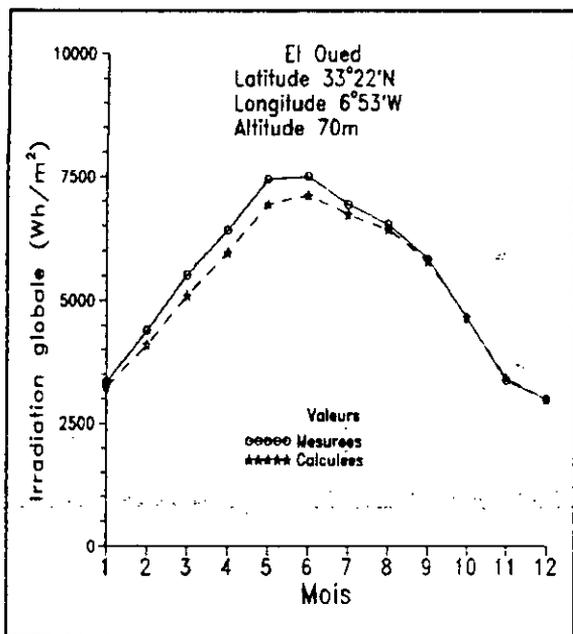


Figure 71
Irradiation à El Oued

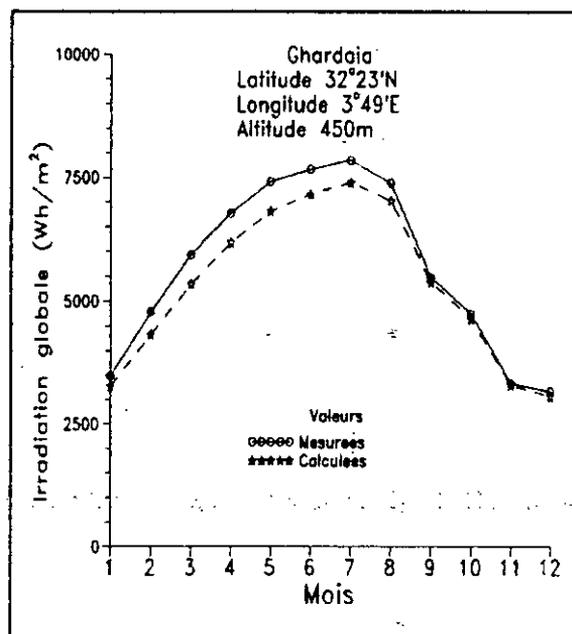


Figure 72
Irradiation à Ghardaïa

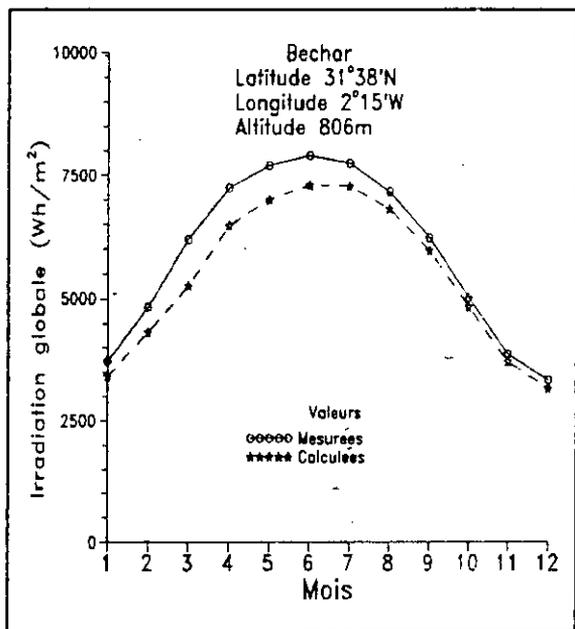


Figure 73
Irradiation à Béchar

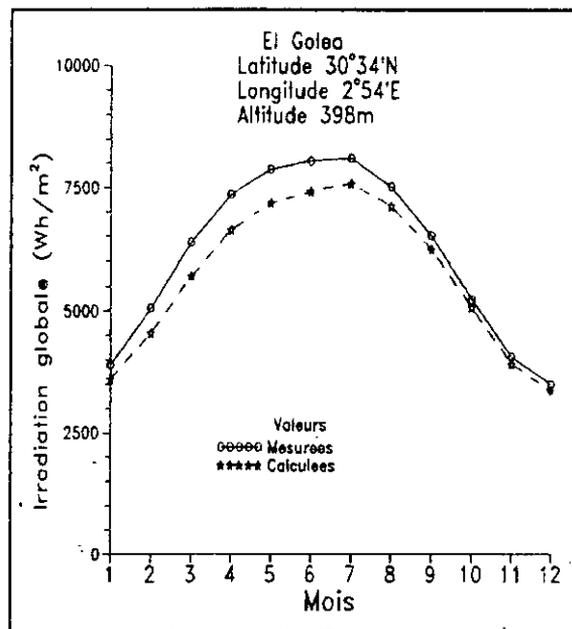


Figure 74
Irradiation à El Goléa

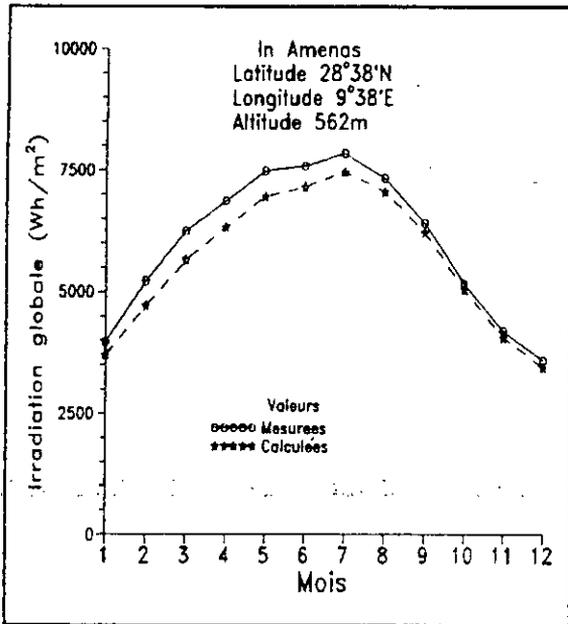


Figure 75
Irradiation à In Amenas

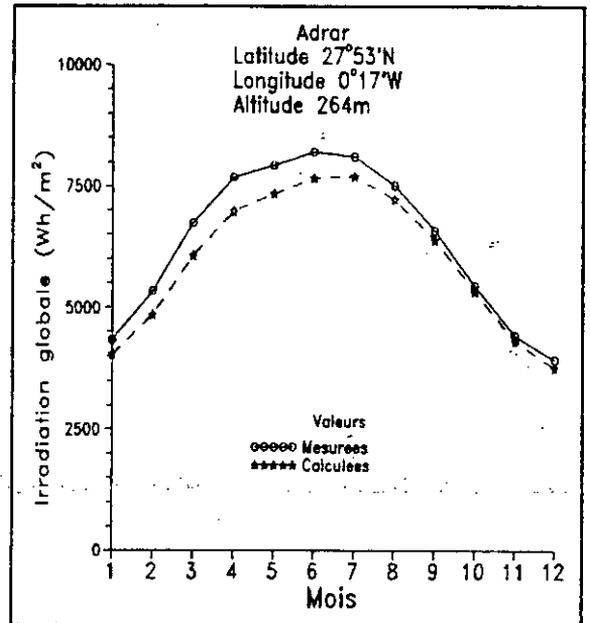


Figure 76
Irradiation à Adrar

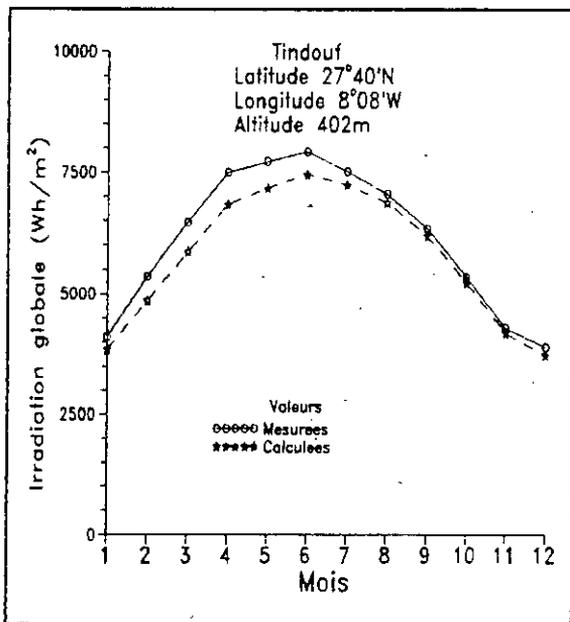


Figure 77
Irradiation à Tindouf

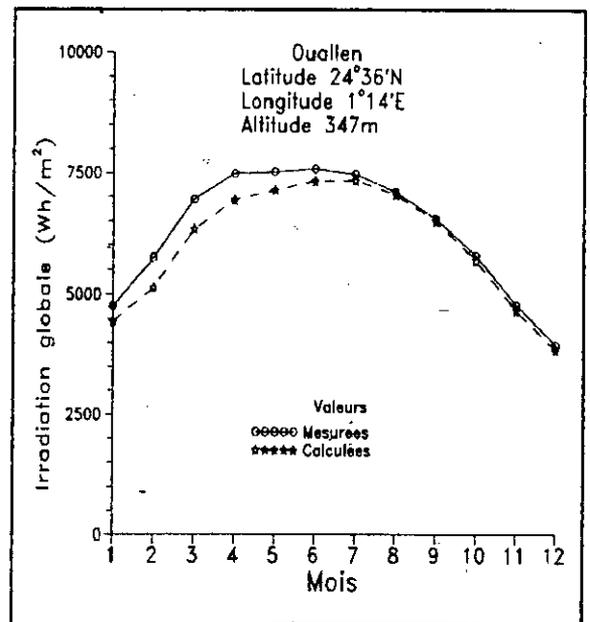


Figure 78
Irradiation à Ouallen

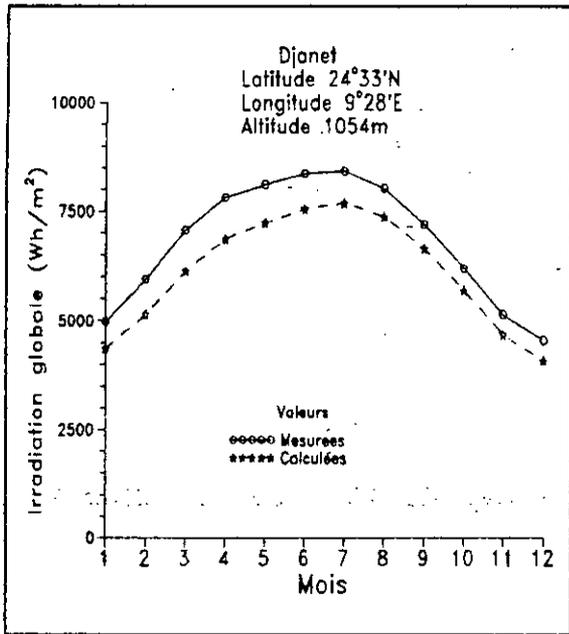


Figure 79

Irradiation à Djanet

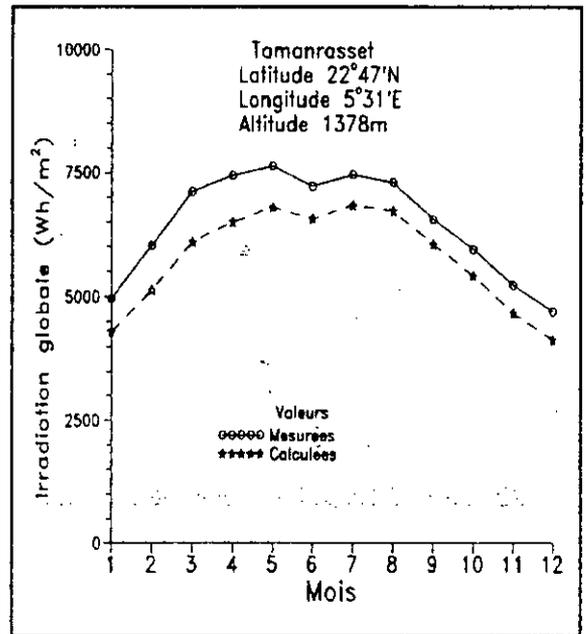


Figure 80

Irradiation à Tamanrasset

Nous remarquons que, hors des zones côtières, les valeurs calculées du rayonnement global sont toutes légèrement inférieures aux valeurs mesurées, même aux latitudes pour lesquelles l'auteur avait vérifié son modèle.

Le tableau suivant (Tableau V) établi pour le site de Djanet montre que la concordance des valeurs serait mieux assurée si on prenait pour facteur multiplicatif $K=8,9$ plutôt que $7,8$ (figure 81) mais on s'aperçoit tout de suite que cette valeur ne convient pas pour le site d'El Goléa par exemple (pour lequel la bonne valeur serait $K=8,4$). Nos préoccupations étant ailleurs pour le moment, nous n'avons pas approfondi cette question qui, du reste, fait l'objet d'un autre travail dans notre Laboratoire.

Tableau n°V: Modèle de Coppolino appliqué à Djanet

Mois	Global Mesuré (kWh/m ²)	Global Calculé			
		K=7,8		K=8,9	
		Valeur (kWh/m ²)	Erreur (%)	Valeur (kWh/m ²)	Erreur (%)
Janvier	4978	4362	12,38	4977	0,02
Février	5944	5138	13,56	5863	1,37
Mars	7068	6131	13,25	6996	1,02
Avril	7820	6862	12,25	7830	-0,12
Mai	8108	7332	10,81	8252	-1,77
Juin	8356	7542	9,74	8605	-2,98
Juillet	8414	7680	8,73	8763	-4,15
Août	8020	7375	8,04	8415	-4,92
Septembre	7202	6642	7,78	7579	-5,23
Octobre	6194	5695	8,05	6499	-4,92
Novembre	5134	4672	9,01	5330	-3,82
Décembre	4548	4079	10,30	4655	-2,34

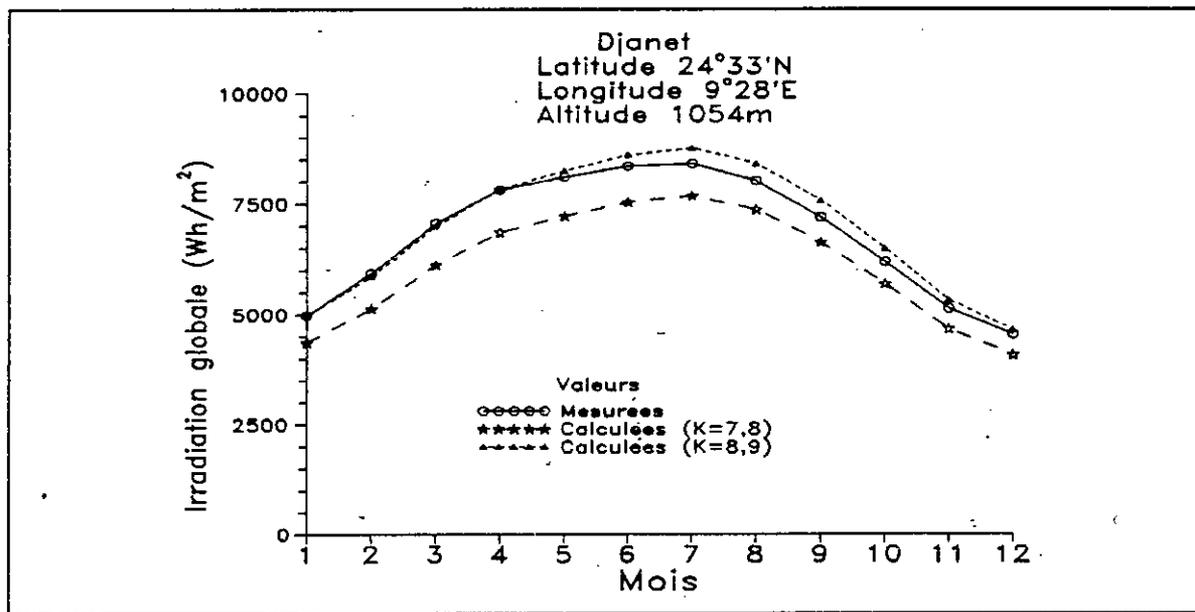


Figure-81
Facteur K de Coppolino pour Djanet

Ainsi, on peut admettre que la relation très simple de Coppolino décrit avec une bonne précision la moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière en Algérie. Il est possible d'améliorer la précision du modèle en certains endroits tout en conservant sa simplicité, par exemple en établissant différentes valeurs de la constante K selon l'altitude du site:

Altitude du site	Valeur de K
0 - 200m	7,8
200m- 500m	8,4
500m-1500m	8,9

On pourrait aussi chercher à établir un tableau des valeurs de K à certaines époques mais en ce qui concernait nos besoins de dimensionnement de centrales à conversion photovoltaïque, nous avons considéré que ce modèle répondait tout à fait à nos attentes.

3°) Irradiation journalière:

La méthode de dimensionnement des générateurs que nous utilisons nécessite la connaissance de l'irradiation solaire journalière au cours du mois le moins ensoleillé (Décembre ou Janvier en général).

Un problème se pose encore pour les endroits où les données ne sont pas disponibles car le modèle de Coppolino que nous avons adopté (comme les autres modèles, du reste) ne donne que la moyenne mensuelle de l'irradiation.

Il nous fallait alors contourner cette difficulté supplémentaire en nous inspirant de divers travaux initiés dès 1955 et poursuivis plus tard, en particulier par Jain [112], Liu et Jordan [113], Collares-Pereira et Rabl [114] et divers autres, travaux effectués essentiellement pour estimer la moyenne de l'irradiation horaire à partir de la moyenne journalière ou de la moyenne mensuelle.

Nous utiliserons en ce qui concerne la durée du jour S déjà définie pour en déduire une moyenne de l'ensoleillement journalier.

Le modèle analytique que nous avons utilisé est celui de Collares-Pereira et Rabl : il donne le rapport r entre la moyenne mensuelle de l'irradiation globale horaire et la moyenne

journalière:

$$r = \left(\frac{\pi}{24}\right) (a + b \cos \omega) \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s}\right)$$

avec:

$$a = 0,4090 + 0,5016 \sin(\omega_s - 1,047);$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin(\omega_s - 1,047);$$

ω angle horaire;

ω_s angle solaire au coucher;

Les angles étant exprimés ici en radians

Nous avons testé à titre d'exemple ce modèle pour le site d'Alger pour obtenir les courbes de la figure 82.

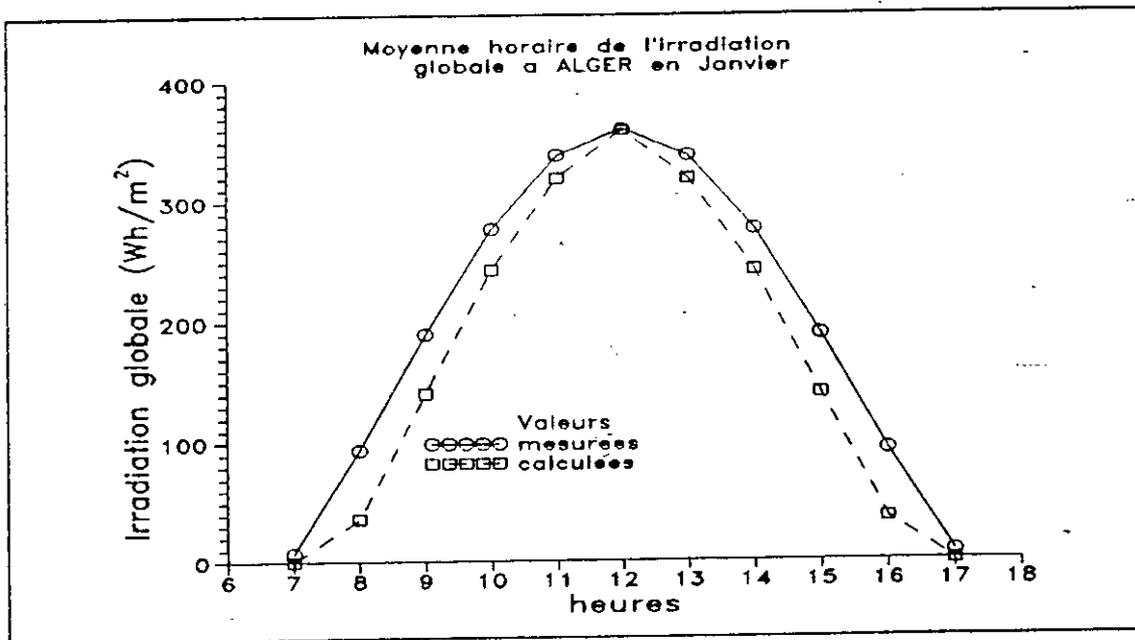


Figure 82

Comparaison entre les valeurs mesurées et calculées de la moyenne horaire mensuelle de l'irradiation globale en Janvier 1985 à Alger

Nous n'avons pas jugé utile de vérifier encore sur d'autres sites ou à d'autres dates la corrélation de Collares-Pereira et Rabl pour discuter de sa précision car de nombreux auteurs l'ont fait, sur des sites aussi divers que la Jordanie [115], la Guadeloupe [116] ou le Lesotho [117] et ils s'accordent tous sur sa bonne applicabilité.

Pour déduire de ceci des valeurs possibles de l'irradiation journalière, en particulier pour les sites pour lesquels nous ne disposons pas de ce type de données, nous avons choisi de lier cette irradiation à la longueur du jour, elle même liée à la durée de l'ensoleillement, l'irradiation mensuelle ayant été tirée du modèle de Coppolino décrit précédemment.

Les résultats obtenus, illustrés à titre d'exemple par la figure 83 pour le site d'Alger en Janvier et vérifiés en d'autres lieux et à d'autres périodes, apparaissent tous relativement peu précis ($\approx 20\%$) mais dans notre application particulière, ils sont tout à fait acceptables et nous n'avons pas cherché à les améliorer par l'introduction de facteurs correctifs dans l'expression de r , ce qui était possible.

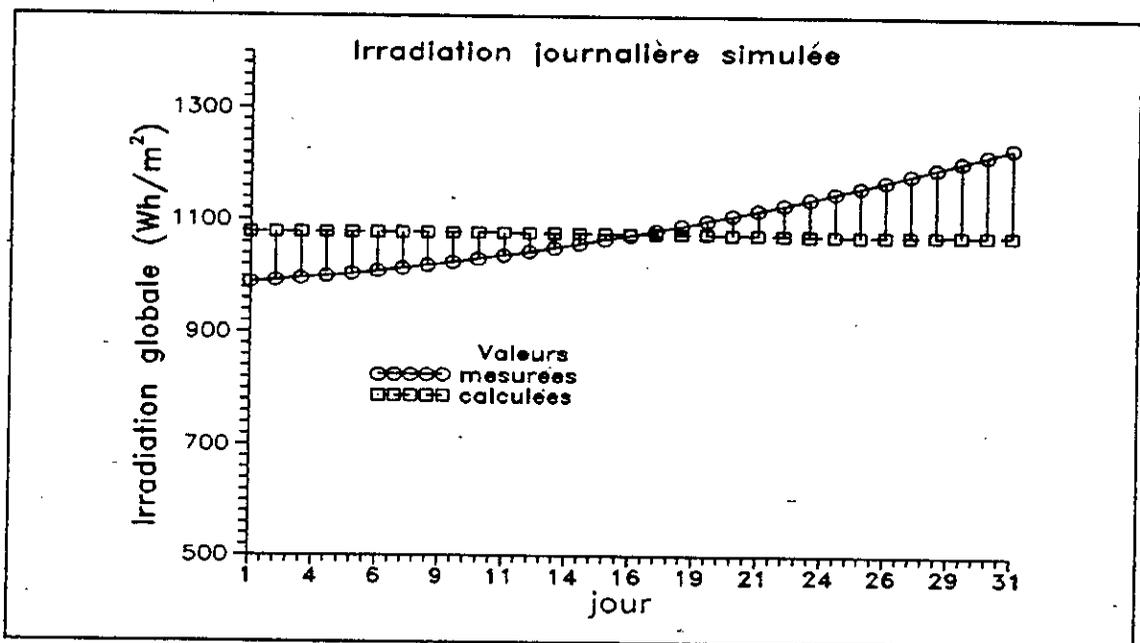


Figure 83.
Irradiation globale journalière mesurée et calculée

Un programme de calcul a donc été développé pour ces besoins. Il apparaît comme une "procédure" dans le programme principal de dimensionnement que nous utilisons et qui est proposé en annexe (procédure "IRRAD_JOUR").

III. MODELISATION DE L'INSTALLATION:

Pour généraliser notre méthode de dimensionnement à toutes les situations possibles, il est nécessaire d'utiliser encore un modèle pour le reste des composantes du système, à savoir les panneaux solaires, les batteries d'accumulateurs, la charge et les adaptateurs éventuels.

C'est ce qui va nous permettre de déterminer pour une application donnée, la surface des panneaux solaires et la capacité des accumulateurs qui conduisent à la structure à moindre coût.

1°) Coût d'un système:

Notre travail d'optimisation est donc basé sur la minimisation du coût d'un système photovoltaïque.

Concernant ce paramètre, beaucoup d'études ont été effectuées et de nombreuses approches ont été tentées [118], [119],... car le développement de l'énergie solaire n'est, dans la pratique, lié essentiellement qu'à sa compétitivité par rapport aux autres sources d'énergie.

A première vue, l'optimisation d'un système ne consisterait qu'à se préoccuper du nombre de panneaux à mettre en oeuvre mais une meilleure démarche consiste à étudier en détail la structure du prix d'une installation telle que la notre pour mieux voir les différentes incidences de coût afin d'apprécier les effets d'une éventuelle optimisation.

Les études les plus récentes [120] décomposent le prix d'une installation de faible puissance selon le diagramme de la figure 84 dans laquelle on voit bien que ce sont les coûts des panneaux et des batteries qui déterminent le prix de tout l'ensemble.

En fait, une analyse plus fine de la structure du coût d'un système fait apparaître que beaucoup d'autres facteurs -assez complexes- interviennent (les spécialistes parlent de l'"iceberg" des coûts pour évoquer des composantes invisibles mais bien réelles [121]).

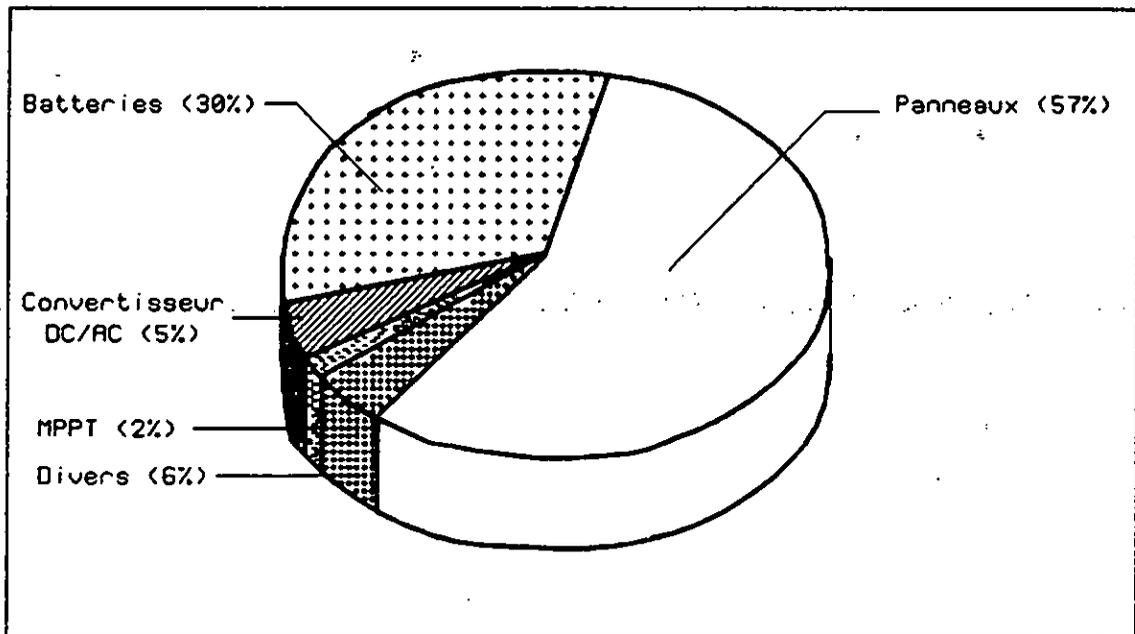


Figure 84
Structure du coût d'un système photovoltaïque

Partant de cette constatation et pour éviter des analyses économiques dont nous ne maîtrisons pas tous les paramètres et qui seront d'ailleurs toujours sujettes à contradiction, nous avons retenu la solution suivante:

Le coût d'un système sera la somme du coût P_{PAN} des panneaux et du coût P_{BAT} des accumulateurs. Bien sûr, le coût des panneaux que nous utiliserons pourrait inclure non seulement le prix du générateur mais aussi celui des convertisseurs, celui de l'installation et de la maintenance (O&M), éventuellement les taux d'intérêt et d'amortissement du capital. De même pour le coût des accumulateurs qui incluerait leurs éléments de servitude.

Ainsi, on écrira simplement pour le prix de l'installation:

$$P = P_{PAN} + P_{BAT}$$

2°) Le problème des accumulateurs:

Nous caractérisons un accumulateur par sa capacité en Watt-heures et par sa tension.

Nous nous sommes particulièrement intéressés aux batteries au plomb car ce sont les plus courantes et les moins onéreuses mais nous aboutissons à des conclusions pratiquement similaires pour les autres types d'accumulateurs (batteries alcalines ou batteries à électrolyte gélifié par exemple [122])

Les accumulateurs posent le plus de problèmes tant du point de vue de leur modélisation que de leur utilisation courante.

Pour preuve, la revue de la littérature montre qu'on met en oeuvre toutes sortes de moyens, allant jusqu'à l'agitation continue de leur bain par exemple, pour tenter d'améliorer leur comportement car leur état influe sur le rendement de toute l'installation [123] et finalement, de nombreux expérimentateurs se sont résolus à les calculer de façon empirique [124].

Ces difficultés sont dues probablement à leur nature qui fait appel à diverses réactions chimiques avec transport de matière.

De plus, même si on ne tient pas compte du fait que leur caractéristiques dépendent de la température, on s'accorde pour tenir compte, afin de garantir une durée de vie minimale, des éléments suivants:

- La décharge d'une batterie ne doit pas être prolongée:

En effet, on a établi depuis longtemps [125] que le nombre de cycles charge-décharge d'un accumulateur, donc sa durée de vie, dépend de la profondeur de sa décharge:

Ainsi, le tableau suivant (Tableau n°VI) montre que si on veut assurer une durée de vie moyenne de cinq ans à une batterie en supposant qu'on la décharge une fois par jour (1800 cycles à peu près), la profondeur de sa décharge ne devra pas excéder $\approx 40\%$

Tableau VI: Durée de vie d'un accumulateur (à 30°C)

Profondeur de décharge	Nombre de cycles
10%	3000
20%	2500
50%	1500
75%	1000

La profondeur de décharge est contrôlée par la mesure de la tension aux bornes de l'élément (figure 85)

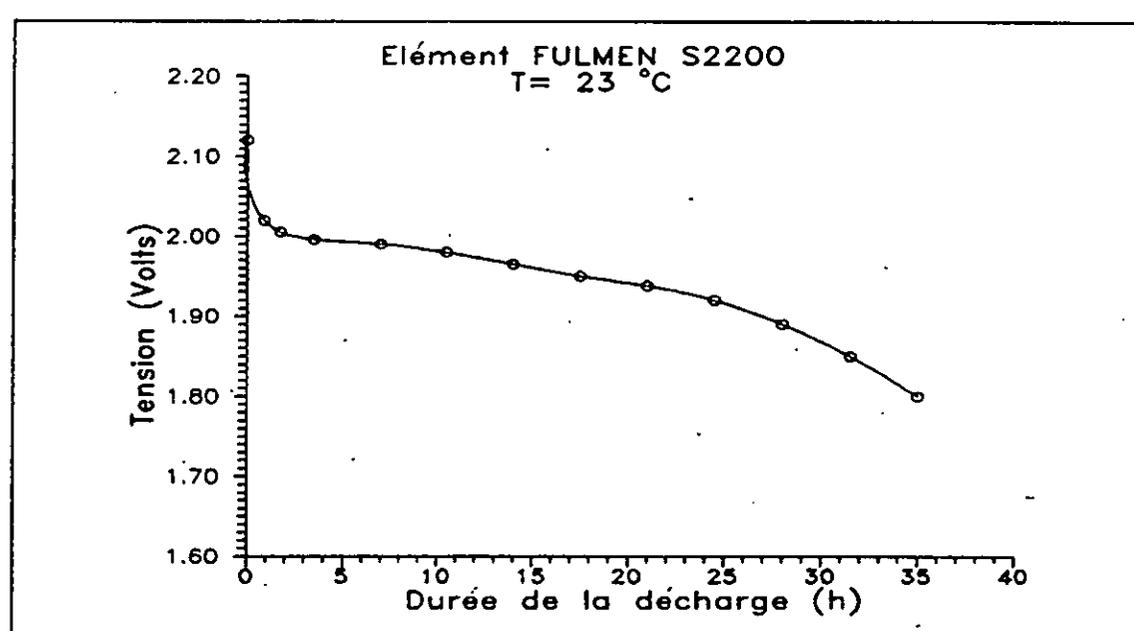


Figure 85
Décharge d'un accumulateur au Plomb

- La charge d'une batterie ne peut s'effectuer sans précautions, sous peine de détérioration (par échauffement et dégazage, même si la batterie n'est pas complètement chargée): il y a une règle dite des "Ampères-heures" [126] qui préconise que le courant de charge soit une fonction exponentielle du temps de la

forme:

$$I = A e^{-t}$$

A étant la charge/heure manquante à la batterie

a) Limitation de la profondeur de décharge:

Cette première condition pour la bonne utilisation d'un accumulateur est réalisée par le contrôle de la tension aux bornes de la batterie en arrêtant la décharge lorsqu'on constate que cette tension a baissé au delà d'un certain seuil.

Pour cela, nous avons conçu un circuit (figure 86) dont l'originalité réside dans le fait que nous faisons dépendre le seuil précédent de la température, puisqu'il est bien connu que les tensions critiques des accumulateurs au Plomb possèdent un coefficient de température voisin de $-5 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ par élément. (La batterie de 12 V que nous utilisons, comportant 6 éléments, possède donc un coefficient de température de l'ordre de $-30 \text{ mV}/^\circ\text{C}$).

Le montage utilise un circuit intégré spécialisé mais très courant: le TCA 965, un comparateur à fenêtre qui va donc comparer la tension de notre batterie à une tension de référence que nous avons rendu variable avec la température grâce à un capteur utilisant une série de 16 diodes au Germanium. Ce capteur, noyé dans une résine, est plongé dans l'électrolyte de la batterie.

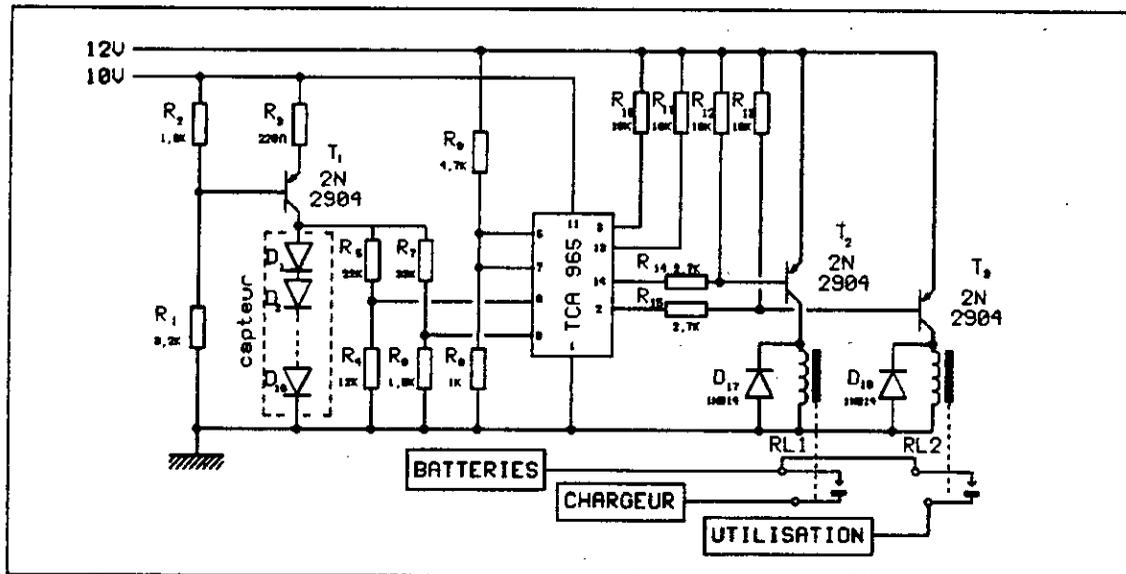


Figure 86
Circuit de contrôle de décharge
d'une batterie au Plomb

La mise au point a été effectuée à l'aide du logiciel "SPICE" en introduisant un modèle de diode sous la forme:
.MODEL DAAZ17 D(IS=2.5U RS=60 VJ=.32 EG=0,67)

La batterie (fem et résistance interne) est modélisée par une alimentation stabilisée E (pouvant varier entre $E_{\min}=10V$ et $E_{\max}=17V$) débitant dans une résistance r (figure 87). En choisissant $r < E_{\min}/I_{Cmax}$, le bon fonctionnement de l'alimentation sera toujours assuré.

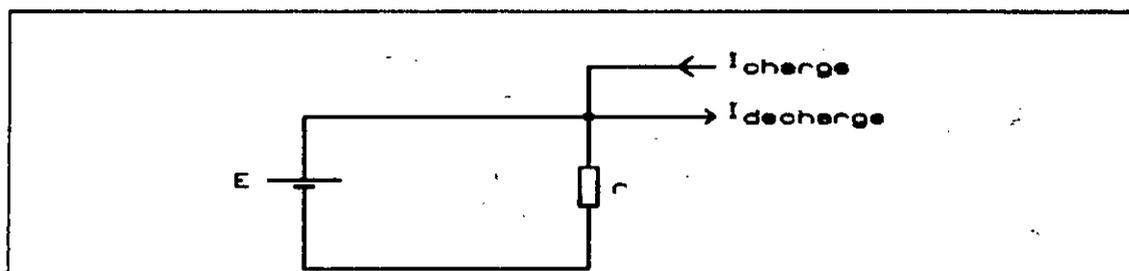


Figure 87

Simulateur de batterie

C'est ce même circuit qui sert à empêcher la surcharge de la batterie, en la déconnectant du chargeur lorsque sa tension dépasse une certaine valeur, qui est aussi variable avec la température (14,5 V à 20°C).

Cette méthode de contrôle, d'efficacité prouvée, est nettement plus aisée à mettre en oeuvre que celles qui consistent à mesurer la densité de l'électrolyte ou à surveiller l'évolution de la résistance interne par exemple.

b) Mise en oeuvre d'une stratégie de charge:

La seconde condition pour l'utilisation d'un accumulateur nous avait entraîné à effectuer de longs travaux [129] car le problème est de connaître à tout instant la charge restante dans la batterie afin de calibrer en conséquence le courant de charge à envoyer.

Ce problème n'avait pas été résolu d'une façon simple et définitive: le microcoulomb-mètre de Curtiss ou le test électronique de Motorola [130] sont des méthodes de mesure de capacité qu'il est difficile d'adapter à notre cas.

Nous avons alors essayé de résoudre ce problème de deux façons:

- Par comptage de charges:

La première solution qui nous est venue à l'esprit est tout simplement de compter les quantités de charges entrées et sorties de la batterie (figure 88).

Un circuit électronique, basé sur le principe de la charge/décharge d'un condensateur de mémorisation, avait été mis en oeuvre de telle façon que la tension qu'il délivre à sa sortie, image de la capacité résiduelle de la batterie, puisse servir à la commande d'un chargeur de manière à se conformer à la "loi des A-h". Malheureusement, ce circuit était non seulement complexe, mais conduisait à des résultats relativement imprécis et nécessitait, comme on le voit, un shunt pour la mesure des courants ce qui occasionnait une déperdition constante d'énergie.

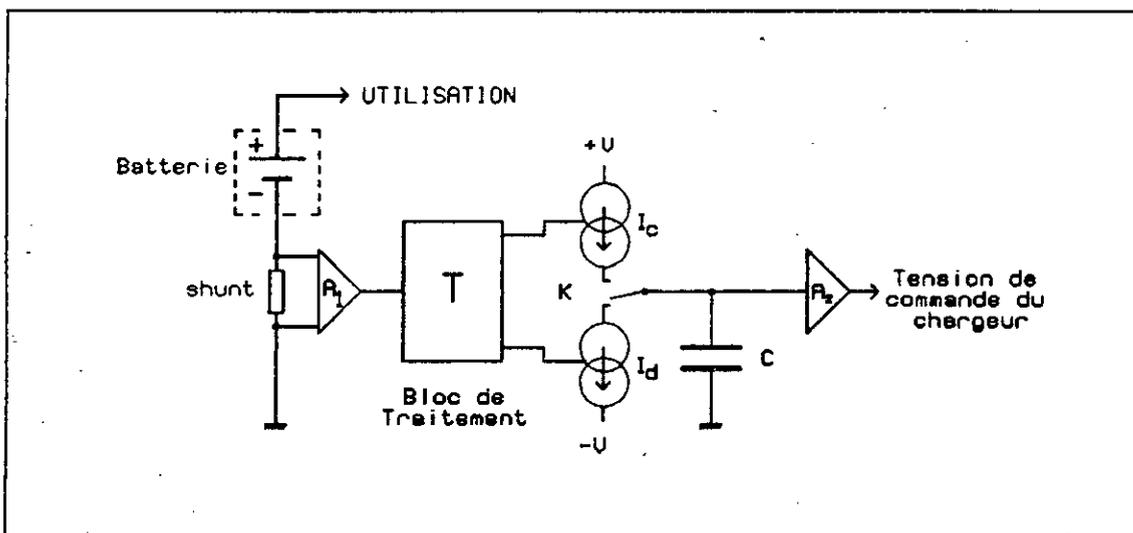


Figure 88
Synoptique du circuit de comptage
de charges

C'est pourquoi nous avons cherché une autre solution.

- Dans la seconde méthode, il nous est d'abord apparu après une série de mesures que la capacité d'une batterie est à l'image de sa résistance dynamique que nous avons appelée "pente de décharge": la courbe de la figure 89a a été obtenue en chargeant une batterie (FULMEN type S 2200) pendant environ une minute puis en la déchargeant à courant constant (1,5A) durant dix secondes. Nous constatons que la différence entre les tensions observées avant et après la décharge sont liées à la capacité de la batterie, ce qui nous avait conduit à imaginer une nouvelle méthode de test de capacité.

La courbe de la figure 89b montre aussi la pente de la décharge obtenue cette fois seulement en déchargeant la batterie à courant constant pendant 10 secondes (sans charge préalable).

On voit ici encore que cette pente varie en fonction de la capacité de la batterie.

L'explication de ce phénomène est liée à la variation de la résistance interne (statique) de l'accumulateur en fonction de la capacité, qui est une fonction de la densité de l'électrolyte, de l'état des plaques, etc...

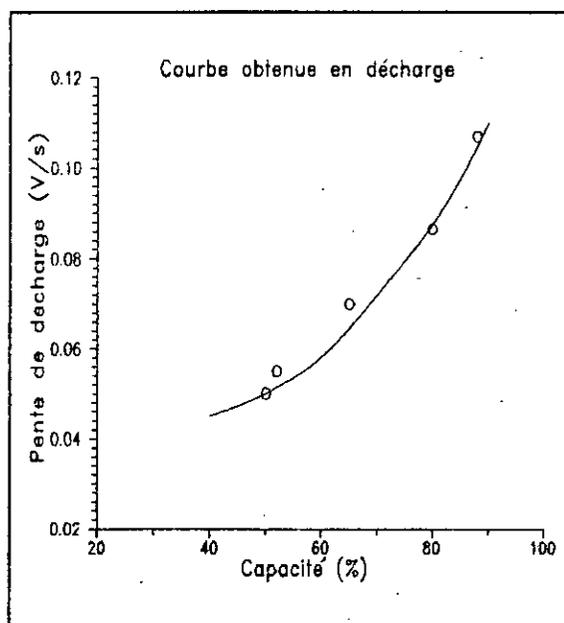
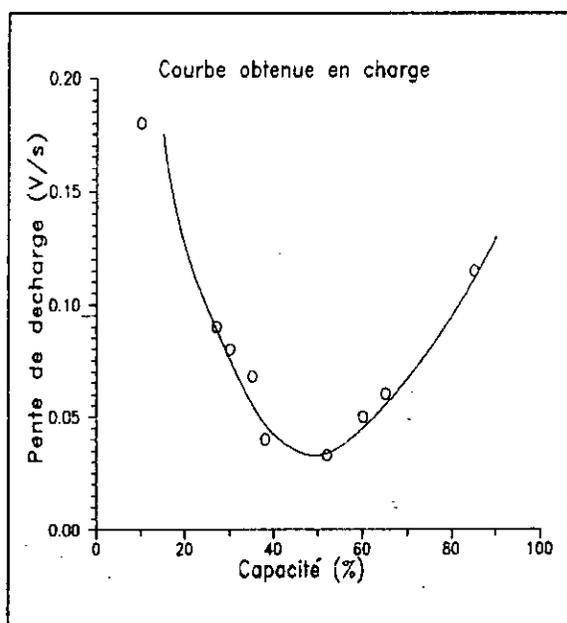


Figure 89a

Figure 89b

Capacité et pente de décharge ($T = 27^{\circ}\text{C}$)

Il est certain que cette méthode de test est plus intéressante que la précédente puisqu'elle permet la mesure de la capacité restante, quelque soit le courant consommé par la charge et pratiquement sans ajouter de pertes supplémentaires. Elle consiste donc à mesurer la pente de la décharge de la batterie et d'ajuster en conséquence la tension du chargeur de batterie.

Cette mesure n'ayant lieu que lorsque les panneaux solaires sont prêts à charger les batteries, cette méthode de mesure ne sera pratiquement à l'origine d'aucune perte. De plus, elle est beaucoup plus précise, permettant ainsi non seulement une charge convenable, mais aussi, éventuellement, l'affichage de la capacité disponible.

Le schéma de principe de notre appareil, adapté pour une batterie de voiture de marque "CHLORIDE" de 75 Ah, est le suivant (figure 90):

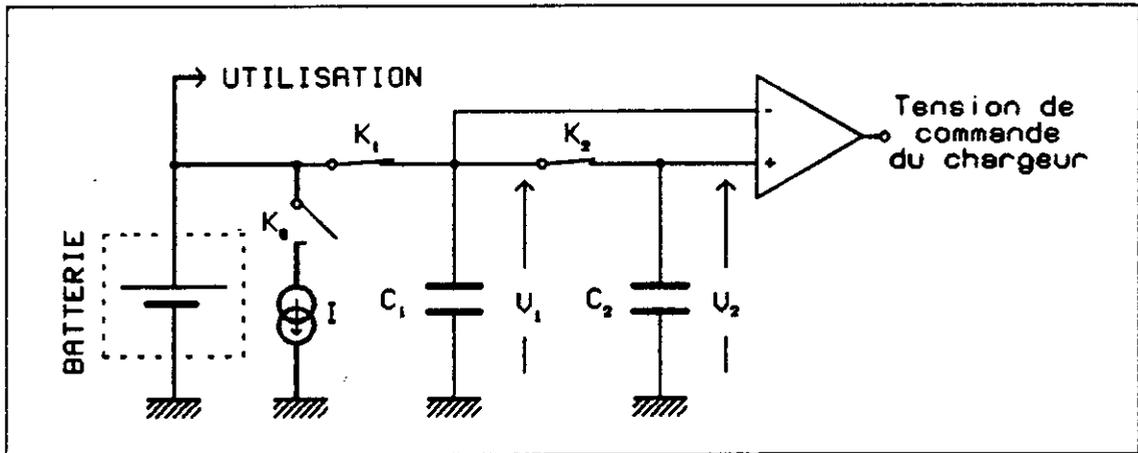


Figure 90

Principe du testeur de capacité

A l'apparition d'un signal de charge (lorsque la tension délivrée par les panneaux est suffisante), la procédure de test se met en place:

- On déconnecte le condensateur C_2 qui reste chargé à la tension initiale de la batterie.

- On décharge à courant constant pendant trois secondes la batterie: la tension obtenue est mémorisée dans le condensateur C_1

- La différence entre les tensions aux bornes des condensateurs C_1 et C_2 , image de la capacité de la batterie, servira à élaborer la tension de commande du chargeur déjà cité.

Divers schémas électriques et certains détails de calcul ont été décrits dans un article [131].

Le schéma du chargeur utilisé, basé sur un principe de découpage pour des questions de rendement, est le suivant (figure 91):

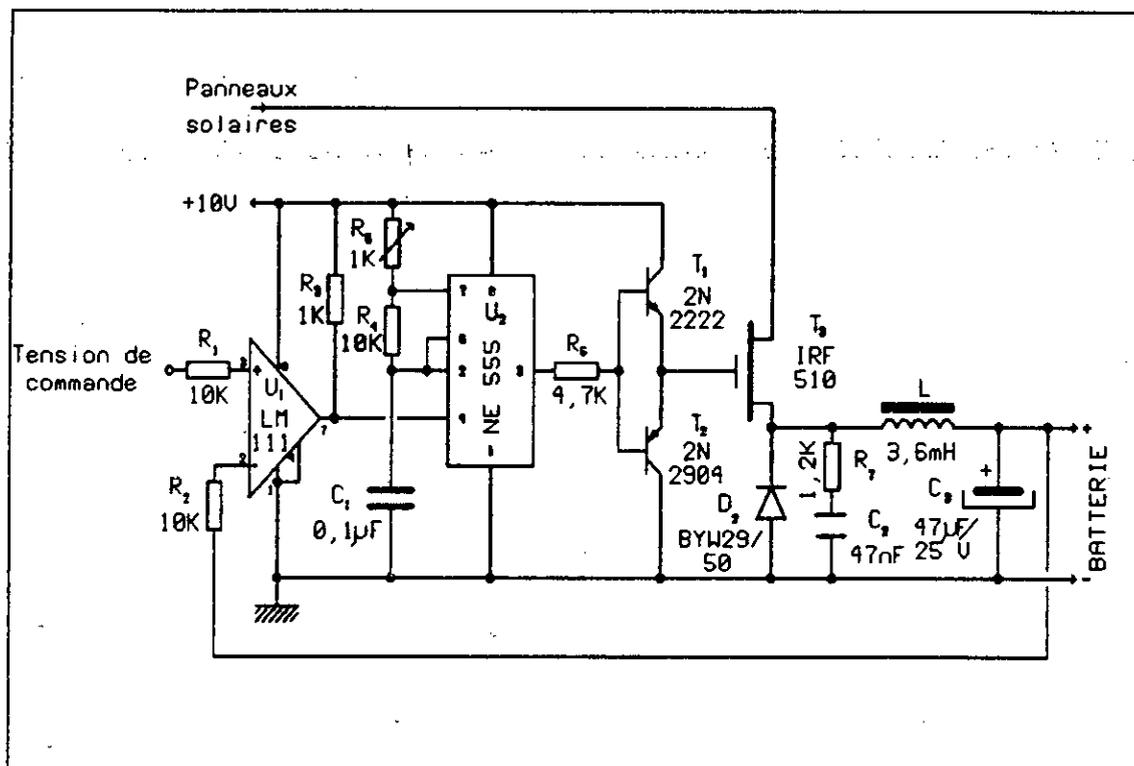


Figure 91
Chargeur de batterie utilisé

Le problème de la mise en oeuvre des accumulateurs ayant été ainsi réglé, nous allons continuer la description de notre méthode d'optimisation.

3°) Couverture de la charge:

La charge aussi pose un problème car dans le domaine de l'énergie solaire plus qu'ailleurs peut-être, des incertitudes existent quant à la disponibilité du rayonnement et il sera plus raisonnable, à l'instar de nombreux chercheurs, d'introduire la notion de "fraction de couverture de charge" [130] en admettant dès le départ qu'il soit possible qu'une partie P de la demande en énergie L ne soit pas couverte (à moins évidemment de surdimensionner les éléments, ce qui nous éloignerait de l'optimum recherché).

D'autres approches (Sandia National Laboratory, U.S.A, Asian Institute of Technology, Bangkok) utilisent des modèles basés sur les heures de perte de charge (LOLH: loss of load hours) [122] ou sur la probabilité de perte de charge (LOLP: loss of load probability) [133].

Pour notre part, la méthode de dimensionnement adoptée tiendra compte de la fraction $F=(L-P)/L$ dite "fraction de charge couverte".

F est évidemment fonction de la charge L mais aussi une fonction de l'irradiation E, de la surface S et du rendement η_p des panneaux, de la capacité C et du rendement η_B des batteries et aussi, éventuellement, du rendement des autres éléments du système: η_M du MPPT et η_C du convertisseur DC/AC.

$$F=f(L, E, C, \eta_p, \eta_B, \eta_M, \eta_C)$$

En introduisant les variables réduites X et ξ définies de la façon suivante:

$$X = \frac{\text{Energie reçue}}{\text{Energie consommée}} = \frac{SE\eta_M\eta_p}{\eta_C L}$$

$$\xi = \frac{\text{Energie stockée}}{\text{Energie consommée}} = \frac{\eta_B(C_{MAX} - C_{MIN})}{\eta_C L}$$

et en admettant que la charge soit prioritaire dans la distribution de l'énergie collectée [79], il apparaît que F varie comme X aux faibles d'ensoleillements.

De même, il est évident que dans tous les cas de fort ensoleillement, la charge est couverte en totalité ($F=1$).

Entre ces extrêmes, le taux de couverture de la charge dépendra tant des autres paramètres que de l'énergie qui aura été stockée dans la batterie.

Pour illustrer ceci, nous avons pris l'exemple d'un système comprenant des panneaux ARCO M23, des accumulateurs standards (batteries de démarrage) de 12 V / 45 Ah et une pompe hydraulique (EBARA type FD30062, puissance 350 W).

Cette pompe, du type immergé, intègre dans sa structure un convertisseur triphasé ($\eta_c = 0,95$) et travaille de la façon illustrée par la figure 92 au cours du mois le moins ensoleillé, qui est le mois de Janvier pour Alger.

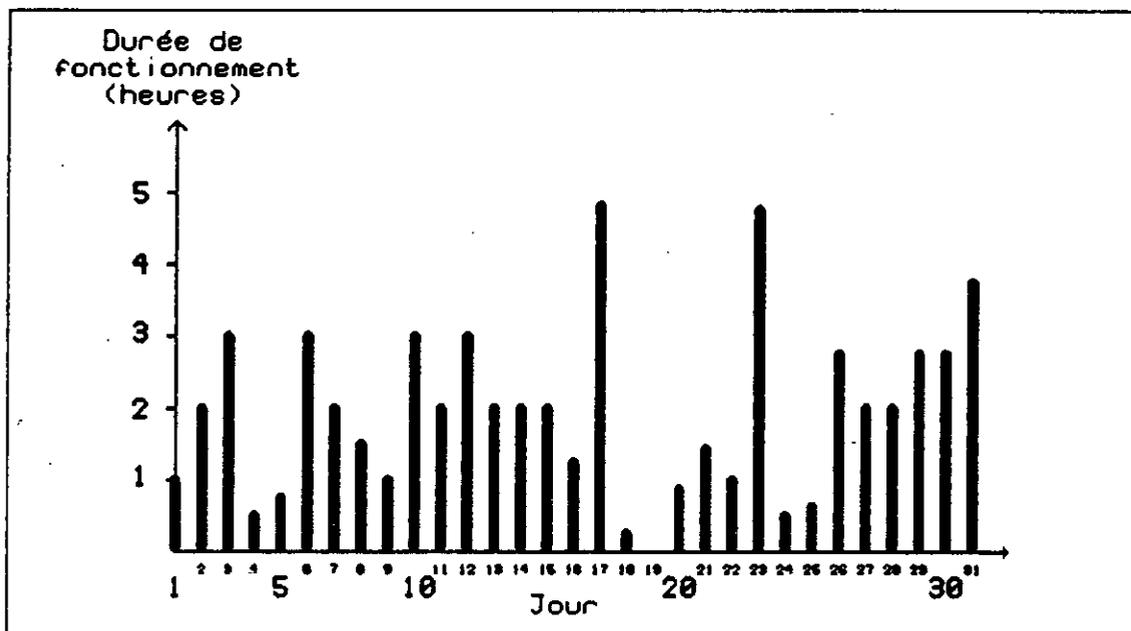


Figure 92
Consommation de la charge

Ce profil de consommation étant établi, il nous est possible, connaissant l'irradiation moyenne journalière du lieu, de tracer les courbes donnant la fraction de la charge couverte F en fonction de X pour différentes valeurs de capacités, donc pour différents ξ . Nous supposons pour cela que les accumulateurs sont utilisés de la manière décrite précédemment.

Ces courbes apparaissent en figure 93:

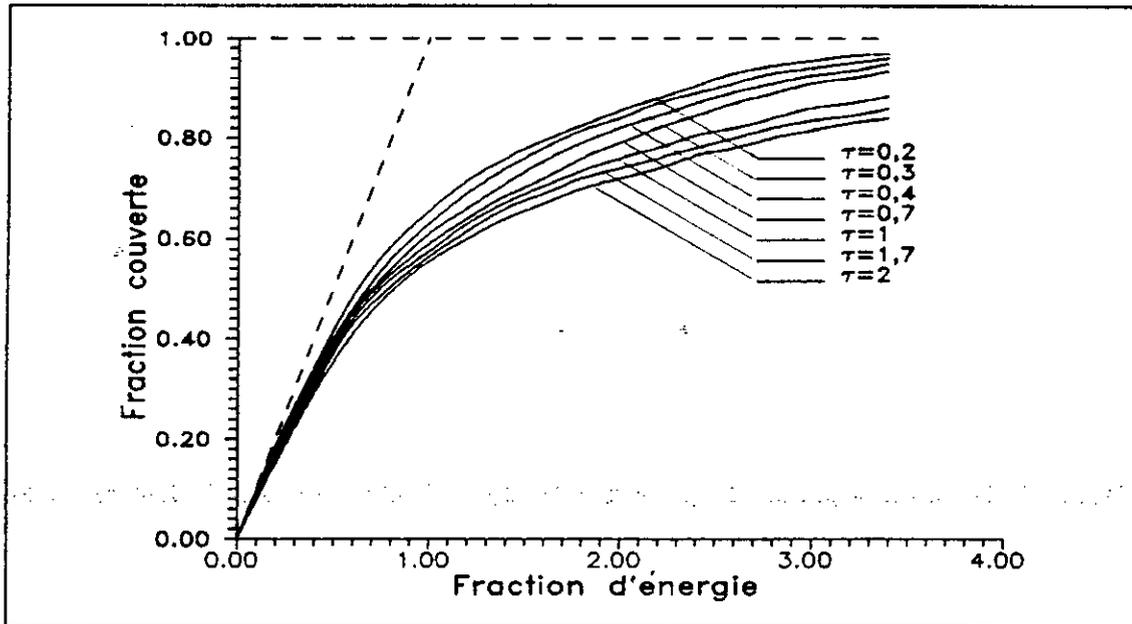


Figure 93

Variation de la fraction de charge couverte

On remarque tout de suite que, à ξ constant, ces courbes rappellent celles obtenues pour la charge d'un condensateur et devraient donc obeir à une loi exponentielle du type:

$$F(x) = 1 - ae^{-bx} \quad (1)$$

a et β dépendant de x comme le montre le tableau suivant (tableau N°VII):

Tableau VII : Paramètres a et β

ξ	0,2	0,3	0,4	0,7	1	1,7	2	4
a	0,80	0,88	0,82	0,88	0,90	0,94	0,94	0,94
β	0,52	0,62	0,61	0,74	0,82	0,91	0,95	0,96

Par ailleurs, ces mêmes courbes conduisent à poser que, puisque F tend vers 1 lorsque X est infini et que F tend vers zéro lorsque X est faible, l'expression $(1-F)(X-F)$ est une fonction qui dépend essentiellement de ξ [130]:

Cette fonction pourra être de la forme $f(\xi)=Ae^{-B\xi}$ ou $g(\xi)=a\xi^{-b}$, l'erreur étant moindre dans ce dernier cas. On pourra alors admettre que:

$$(1-F)(X-F)=a\xi^{-b} \quad (2)$$

les valeurs trouvées pour notre exemple étant $a=0,24$ et $b=0,32$

Du fait que les paramètres ayant servi au calcul sont réduits, les valeurs de a et de b précédentes ne dépendent pas de la valeur de la charge et seront donc utilisables pour le site d'Alger (pris en exemple), quelque soit la nature de cette charge.

4°) Optimisation d'un générateur:

Les éléments précédents permettent facilement de déterminer le nombre de panneaux et de batteries à utiliser pour une application donnée, au moindre coût:

a) Principe du calcul:

La surface des panneaux s'écrit $S=kX$, k étant un facteur de proportionnalité.

De même, nous écrirons que la capacité des batteries est $C=k'\xi$, k' étant un autre coefficient de proportionnalité.

L'expression (1) précédente s'écrit alors:

$$S = kF + \frac{akk' \cdot b C^{-b}}{(1-F)} \quad (3)$$

Le prix de l'installation étant $P=P_{PAN}S + P_{BAT}C$, en appelant P_{PAN} le prix du mètre-carré de panneau et P_{BAT} le prix du kWh de capacité, on écrira:

$$P = P_{PAN} \left\{ kF + \frac{akk' \cdot b C^{-b}}{(1-F)} \right\} + P_{BAT}C \quad (4)$$

C'est en dérivant P par rapport à C qu'on trouve le minimum du coût :

$$\frac{dP}{dC} = 0 = P_{BAT} - P_{PAN} \left\{ \frac{bakk \cdot C^{-b-1}}{(1-F)} \right\}$$

On tire de cette expression:

$$C_0 = \left\{ \frac{P_{PAN}}{P_{BAT}} \frac{abkk \cdot b}{(1-F)} \right\}^{\frac{1}{(1+b)}} \quad (5)$$

d'où:

$$S_0 = kF + \frac{akk \cdot b C_0^{-b}}{(1-F)} \quad (6)$$

C_0 étant la capacité optimale et S_0 la surface optimale des panneaux pour l'installation projetée.

b) Programme de calcul:

Etant donné le grand nombre de paramètres à traiter, il a fallu établir un petit programme de calcul partant des éléments suivants:

- Concernant les accumulateurs:

On suppose que les accumulateurs sont chargés au départ à leur capacité nominale et sont utilisés de la manière décrite précédemment. On avait aussi déjà admis que leur rendement en charge est le même que leur rendement en décharge.

- Concernant les convertisseurs et adaptateurs:

On suppose que les convertisseurs-adaptateurs, s'ils existent, sont toujours utilisés à leur puissance nominale, auquel cas leur rendement est constant.

- Concernant l'énergie solaire reçue:

L'énergie reçue par les panneaux solaires est composée d'un rayonnement direct et d'un rayonnement diffus (en incluant dans cette partie le rayonnement réfléchi). Elle est alors fonction, comme nous l'avons déjà vu, tant de leur orientation que de la situation générale du site car le rayonnement réfléchi varie comme le montre le tableau VIII suivant:

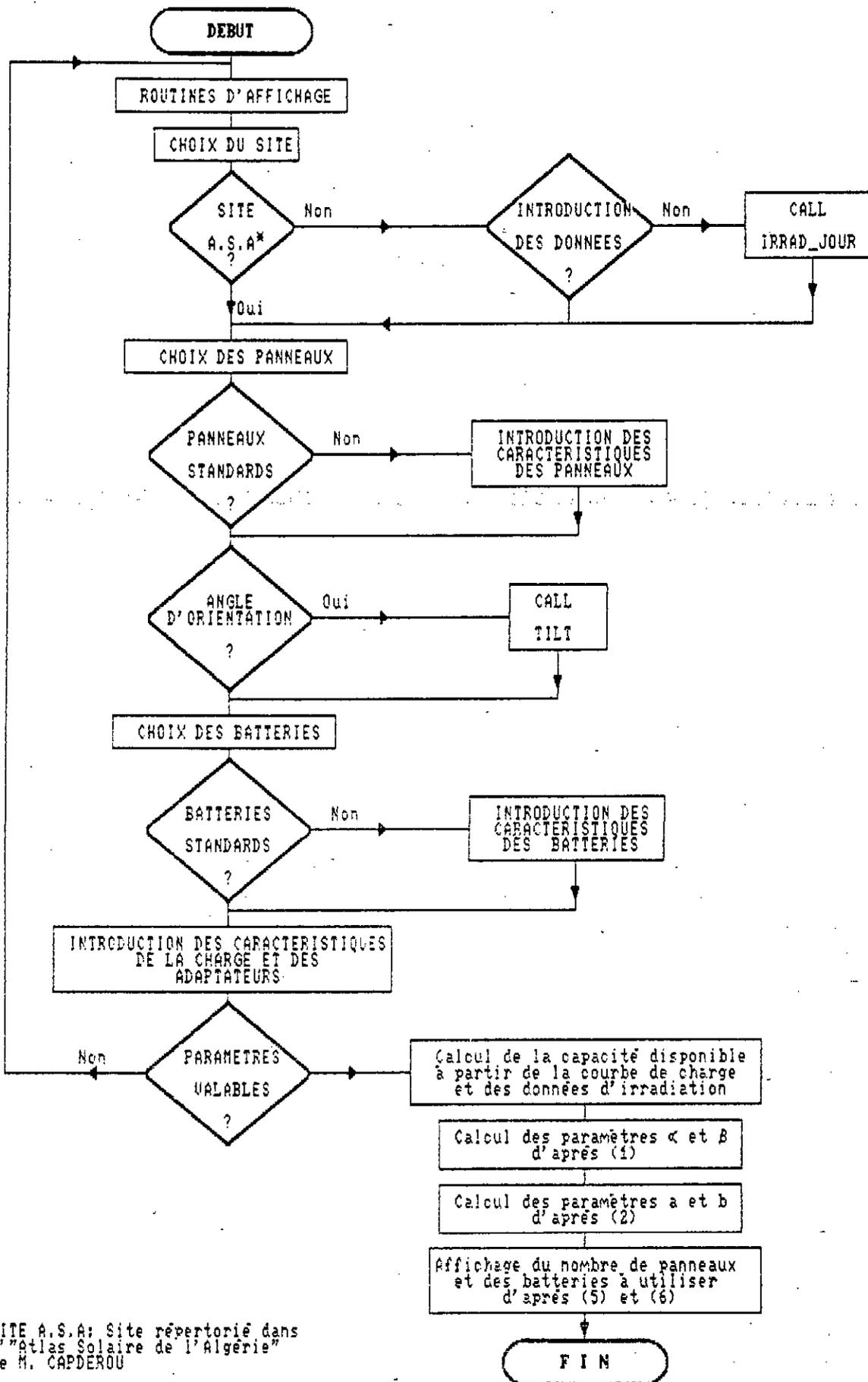
Tableau VIII: Réflectivité de quelques surfaces [133]

Surface	Coefficient de réflexion moyen
Piste	0,04
Plan d'eau	0,07
Neige	0,75
Terre nue	0,14
Herbe verte	0,26
Herbe sèche	0,20
Immeubles (en brique rouge)	0,27
Immeubles (peinture claire)	0,60

Ainsi, un générateur disposé dans un terrain nu recevra moins d'énergie que s'il était placé à proximité d'un groupe d'immeubles.

Nous avons tourné cette difficulté supplémentaire en utilisant le rayonnement global comme base de calcul pour l'énergie reçue, étant ainsi sûr d'avoir minoré dans la plupart des cas l'énergie réelle reçue par les panneaux, comme cela avait été constaté dans des travaux similaires [135].

L'organigramme simplifié du programme de calcul apparaît alors à la page suivante (figure 94):



*SITE A.S.A: Site répertorié dans l'Atlas Solaire de l'Algérie de M. CAPDEROU

Figure 94.
Organigramme du programme de calcul

Les calculs précédents devront être effectués pour le mois le moins ensoleillé, pour être sûrs que le dimensionnement soit valable pour le reste de l'année.

Dans les cas où les données d'ensoleillement ne sont pas disponibles pour le site choisi, le programme détermine ces données selon la méthode que nous avons exposée précédemment, lors de l'étude du rayonnement solaire.

5°) Conclusion:

La méthode de dimensionnement que nous venons de décrire ne constitue qu'une variante de plus aux autres approches au problème de l'optimisation des systèmes à conversion photovoltaïque. Elle implique que le générateur soit équipé d'un élément de gestion pour aiguiller les échanges d'énergie sinon le rendement de toute l'installation serait très mauvais. Cette condition réalisée, les résultats obtenus sur la maquette de laboratoire permettent de valider les conclusions auxquelles nous avons abouti, qui pourraient donc être appliqués à une installation de plus forte puissance.

Ainsi, l'objectif que nous nous étions fixé est donc atteint mais l'étude de l'optimisation d'un générateur n'est pas terminée pour autant. Il reste en effet à explorer une voie très prometteuse qui consiste à récupérer encore de l'énergie par refroidissement des cellules en mettant en oeuvre un refroidissement passif ou même un refroidissement actif, la structure mécanique pouvant être actuellement d'une grande simplicité, même dans le cas de l'utilisation de fluides spéciaux tels que le fréon. C'est une étude de ce type qui devrait être entamée dans le cadre d'un nouveau programme de recherche et qui, à notre avis, sera très intéressante par ses possibles retombées.

CONCLUSION

Dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque, les programmes de R&D mis en place depuis les années 70 et réactivés ces dernières années, ont induit de nombreuses innovations technologiques et ont ouvert la voie à de nouveaux thèmes de recherche. La conséquence en est qu'un travail sur l'optimisation des générateurs à conversion photovoltaïque devient un sujet très vaste qui rencontre de nombreuses difficultés. Nous avons alors essayé de les résoudre en décomposant un générateur selon trois éléments: la cellule, le panneau et le système, le but étant de définir des configurations à moindre coût par l'amélioration du rendement du générateur ou par la minimisation du nombre de photopiles utilisées.

- Concernant la cellule, nous avons essayé d'agir sur son rendement par de nombreux moyens, certains ayant été décrits en détail au cours de la première partie (cellules "électrisées" ou "magnétisées"), d'autres ayant été passé sous silence en raison de la complexité de leur mise en oeuvre (essai de dépôts de couches filtrantes pour décaler le spectre du rayonnement vers le rouge, le rendement des cellules au Silicium étant meilleur à ces longueurs d'onde). Notre conclusion était qu'il n'existe pas de moyen simple pour obtenir extérieurement une amélioration du rendement des cellules et qu'une meilleure voie réside dans l'abandon du Silicium monocristallin afin d'axer les efforts sur des matériaux à meilleur marché tels que le polycristallin ou l'amorphe. Par ailleurs, cette étude nous avait montré que le champ magnétique terrestre ne pouvait avoir aucune influence sur le fonctionnement des cellules et de ce fait, une orientation par rapport à ce champ ne pouvait avoir aucun intérêt.

- Concernant le panneau solaire, dont les performances sont liées à celles de la cellule, nous nous sommes surtout intéressé à son utilisation et nous avons, en particulier, trouvé une solution au problème de protection qui avait été signalé, mais non résolu, par de nombreux auteurs. Nous avons donc établi des règles d'association de sécurité.

- Concernant enfin le système, nous nous sommes surtout intéressés à une optimisation d'un point de vue "utilisateur", l'optimum résidant essentiellement dans le coût minimal. Un pro-

gramme de simulation avait été élaboré mais à ce propos, nous pensons qu'il reste inadmissible que puissent exister des moments où la charge ne soit pas couverte, ces moments pouvant être les plus cruciaux pour l'utilisateur. Or, comme on peut le vérifier sur le programme, augmenter le taux de couverture entraîne un surdimensionnement de l'installation et des coûts prohibitifs. C'est pourquoi nous concluons que l'étude de l'optimisation d'un générateur photovoltaïque n'est pas terminée et il faudrait explorer des voies par lesquelles on pourrait récupérer encore de l'énergie, ce qui rabaisserait les prix de revient et accroîtrait l'intérêt de tels générateurs, particulièrement en zone d'habitat.

C'est à ce propos d'ailleurs que l'on confirme que l'Énergie Solaire sous-tend des enjeux considérables qui sont à la fois d'ordre social, économique et même politique.

Il apparaît alors que le développement de l'énergie photovoltaïque ne s'analyse pas uniquement à travers sa compétitivité ni même à travers son développement technologique. Des variables du type politique et social interfèrent dans les analyses et influent assez fortement sur ce développement. En effet, le problème de l'énergie photovoltaïque, lié à celui de l'énergie solaire en général (thermique à hautes et basses températures) et à celui des énergies renouvelables (dites "douces") s'inscrit dans une préoccupation devenue mondiale, celle des ressources énergétiques de la terre.

Ce problème, qui est pratiquement né au lendemain de la crise pétrolière de 1973, a pris une telle ampleur que l'attention qui lui est consacrée est exceptionnelle: régulièrement, une conférence internationale est organisée pour débattre de ce sujet, et une littérature impressionnante s'y est spécialisée.

Il reste néanmoins assez difficile de se faire une idée précise et de tirer des conclusions définitives sur ces questions car certains experts posent les problèmes en termes d'épuisement imminent des sources d'énergie fossiles [136], d'autres en termes de choix futurs ou de dépendance énergétique [137].

Ce sont évidemment les pays développés qui sont à l'origine de ce mouvement car ils s'estiment les plus touchés par l'évolution de la nature des sources d'énergie, qui sont passées presque sans transition du charbon (disponible dans leur pays) au pétrole (qui leur fait défaut).

Il se greffe donc un problème politique où, selon certains auteurs [138], une des "vraies solutions" à la crise de l'énergie serait la production de pétrole en dehors des "zones sensibles", dans les pays où sa production est la plus désirée.

(Il s'agit en fait de développer les succédanés du pétrole, essentiellement des produits synthétiques).

De nombreux experts en stratégie et prospective industrielle ont donc été mis à contribution et ont élaboré divers scénarios pour anticiper les solutions possibles à la demande énergétique mondiale pour les décennies à venir.

Il existe des scénarios optimistes (dits "roses") qui entrevoient des solutions aux crises à venir et des scénarios pessimistes (dits "gris") qui, au contraire, prévoient une accentuation des difficultés actuelles mais tous les deux se rejoignent en concluant à l'affaiblissement du rôle du pétrole et à l'essor du charbon au cours des deux décennies à venir.

Concernant l'évolution des autres sources d'énergie hors des énergies fossiles, les experts semblent assez divisés, certains privilégiant les aspects technologiques, d'autres tenant plus compte de l'environnement économique, social et politique. Le développement des énergies renouvelables serait alors lié essentiellement au bon vouloir des Etats et des grandes compagnies pétrolières et résulterait d'un rapport de forces complexe dans lequel seraient aussi impliqués, entre autres, les mouvements écologiques.

Beaucoup de scénarios avaient été particulièrement axés sur le développement de l'énergie solaire et de ses futurs possibles [139]. Ces travaux nous avaient intéressés, la qualité des groupes de travail et leur niveau élevé pouvant aiguiller nos recherches dans une direction spécifique, malgré le fait que de profondes divergences entre les experts subsistent à tous les niveaux (par exemple, certains prédisent la contribution du photovoltaïque à l'horizon 2000 à 7,5 Mtep, alors que d'autres la limitent à 0,1 Mtep).

Nous avons alors essayé de nous intéresser, mais de façon très limitée puisque ce travail se situe à la limite de nos compétences, à l'avenir du Solaire en Algérie, en nous basant à la fois sur une analyse personnelle de la littérature et sur l'avis de certains de nos experts.

A la lumière de cette étude, nous avons constaté du point de vue bilan que, à l'heure actuelle et compte tenu de nos immenses possibilités, la puissance installée dans le pays est tout à fait dérisoire (quelques centaines de kW, à comparer à la cinquantaine de MW installée ailleurs dans le monde en 1990 [140]).

Pour l'avenir, concernant la filière photovoltaïque, l'évidence est que son développement ne pourra s'effectuer qu'avec une baisse de ses coûts, ce qui, logiquement, lui permettra la pénétration de nouveaux besoins. Là, nous nous accordons avec tous les spécialistes consultés sur le fait que le Silicium constitue le matériau à privilégier (amorphe ou polycristallin) [141]. Nous nous accordons aussi sur le fait que c'est le comportement des pouvoirs publics qui sera déterminant pour l'avenir du Solaire dans le pays, essentiellement par leurs actions de promotion et éventuellement par la suppression des subventions aux autres sources d'énergie.

C'est ainsi que notre travail, qui avait été constamment guidé par l'idée de minimisation du coût, s'inscrit bien comme une contribution au développement de l'énergie photovoltaïque.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] J.R. FRISCH, *Energie 2000-2020, Equilibre mondial et tensions régionales*, Technip, 376 p., 1983.
- [2] *Annuaire Statistique de l'Algérie*, N°12, Office National des Statistiques, 1991.
- [3] B. YAVORSKI, A. DETLAF, *Aide mémoire de Physique*, 5° Ed., Mir, Moscou, 963 p., 1986.
- [4] K. RAJKANAN, R. SINGH, J. SHEWCHUN, "Absorption coefficient of Silicon for solar cell calculations," *Solid State Electronics*, Vol. 22, N°9, pp. 793-795, 1979.
- [5] M. BENMALEK, "Etat de l'art dans la fabrication des modules photovoltaïques et revue des applications," 2° Séminaire national sur l'énergie solaire, 1980.
- [6] R.P. MERTENS, "Progress in the manufacturing of production-type crystalline silicon solar cells," 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Lisbonne, 8-12 April 1991.
- [7] P. HUMBERT and al., "Elaboration of photovoltaic silicon by a plasma process," Proc. 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Lisbonne, pp. 261-266, 8-12 April 1991.
- [8] M. HADDADI, "Les photopiles au Silicium amorphe," Journées d'études sur les matériaux, E.N.P. Alger, Mai 1991.
- [9] R.T. YOUNG et al., "Pulsed laser techniques for solar cell processing," *IEEE Proc. Electron Devices*, Vol. ED-27, N°4, pp. 807-815, Avril 1980.
- [10] J.C. MULLER et al., "Laser processing in the preparation of Silicon solar cells," *IEEE Proc. Electron Devices*, Vol. ED-27, N°4, pp. 815-821, Avril 1980.
- [11] J.A.S. DIAS and al., "A low cost diffusion process for the fabrication of solar cells," Proc. 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Lisbonne, pp. 327-328, 8-12 April 1991.
- [12] H. SOMBERG, "Advances in ink jet printing for very thin direct-cast silicon solar cells," 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Lisbonne, 8-12 April 1991.

- [13] T. SAITOH and al., "Optimisation of antireflection film structures for surface-passivated crystalline silicon solar cells using spectroscopic ellipsometry," Proc. 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Lisbonne, pp. 62-65, 8-12 April 1991
- [14] Notices de fabricants:
 -Documentation technique PHOTOWATT International
 -Documentation technique ARCO-SOLAR
 -Documentation technique MOTOROLA
- [15] J.R. BOLTON, "Solar cells- a technology assessment." Solar Energy, Vol. 21, N°5, pp. 483-502, 1983
- [16] F. DEVIGNES, "Conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique." Acta Electronica, Vol. 5, N°3, pp. 315-322, 1961
- [17] H.T. WEAVER and R.D. NASBY, "Minority carrier lifetimes in Silicon Solar cells determined from spectral and transient measurements." Solid State Electronics, Vol. 22, N°8, 1975
- [18] F. THEREZ, "Sur la simulation numérique des cellules solaires au Silicium à jonction diffusée," Séminaire ONRS-CNRS sur l'Energie Solaire, Alger, Juin-Juillet 1980
- [19] J. MICHEL, A. MIRCEA, "Simulation de cellules solaires au Silicium et comparaison avec des résultats expérimentaux," Acta Electronica, 18, 4, 1975
- [20] M. WOLF, "Updating the limit efficiency of Silicon solar cells," IEEE Proc. Electron Devices, Vol. ED-27, N°4, pp. 751-759, Avril 1980
- [21] G.L. ARAUJO, "La cellula solar," Curso de Electricidad Solar Fotovoltaica. Escuela Tecnica Superior de Ingenieros de Telecomunicacion. Universidad Politecnica de Madrid, 1982
- [22] J.G. FOSSUM, "Computer aided numerical analysis of Silicon solar cells," Solid State Electronics, Vol. 19, pp. 269-277, 1976
- [23] J.G. FOSSUM, M.A. SHIBIB, "An analytical model for minority-carrier transport in heavily doped regions of silicon devices, IEEE Trans. on Electron Devices, Vol. ED-28, pp. 1018-1025, Sept. 1981
- [24] R. AMANTEA, "A new solution for minority carrier injection into the emitter of a bipolar transistor," IEEE Trans. Electron Devices, Vol. ED-27, pp. 1231-1238, 1980

- [25] D.T. ROVER, P.A. BASORE and G.M. THORSON, "Solar cell modelling on personal computers" in Proc. 18 th IEEE Photovoltaic Specialists Conf., Las Vegas (NV, USA), pp. 703-709, 1985
- [26] M.A. GREEN, A.W. BLAKERS, "Relationship between the blue response and the open circuit voltage of high performance silicon solar cells," IEEE Trans. Electron Devices, Vol. ED-30, pp. 1360-1365, Oct 1983
- [27] J. DEL ALAMO, R.M. SWANSON, "The physics and modeling of heavily doped emitters," IEEE Trans. Electron Devices, Vol. ED-31, pp. 1878-1888, 1984
- [28] J.C. JIMENO and al., "New concepts in 2-D solar cell modeling," Proc. 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Lisbonne, pp. 75-78, 8-12 April 1991
- [29] S. M. BEDAIR, S.B. PHATAK et J.R. HAUSER, "Material and device consideration for cascade solar cells," IEEE Proc. Electron Devices, Vol. ED-27, N° 4, pp. 822-831, Avril 1980
- [30] C.T. SAH, F.A. LINDHOLM et J.G. FOSSUM, "A High-Low junction Emitter structure for improving Silicon solar cell efficiency," IEEE Trans. Electron devices, Vol. ED-25, N° 1, pp. 66-67, Janv. 1978
- [31] D. BRUGHMANS, P. VERLINDEN, "Conception et réalisation d'une cellule solaire impantée. T.F.E. U.C.L (Belgique), 1979
- [32] Y. HAYASHI et al., "High efficiency and low cost option in the development of crystalline silicon solar cells," Proc. 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Lisbonne 8-12, pp. 254-257, April 1991
- [33] C. VERIE, "Conversion électro-solaire de haute performance: le photovoltaïque multispectral," L'Onde Electrique, Vol.72, N° 6, pp. 78-90, Nov-Dec 1992
- [34] A. HELLER, "Electrochemical Solar Cells," Solar Energy, Vol. 29, N° 2, pp. 153-162, 1982
- [35] M. GUEHRIA, B. MAHIOUT, "Etude et fabrication de cellules solaires à structure M.I.S.," Projet de Fin d'Etudes, E.N.P, 1974
- [36] J. BULLOT, "Preparation, characterization and physical properties of a-SiGe:H alloys for the improvement of solar cells efficiency, Int. J. Solar Energy, Vol. 10, pp. 103-113, 1991

- [37] M. HADDADI, "Influence des méthodes d'oxydation sur les propriétés électriques de structures MIS," Thèse de 3^e Cycle, Alger, 1974
- [38] C. JOUINEAU, *L'analyse de la valeur*, Entreprise Moderne d'Édition, 253 p., 1982
- [39] G. REY, P. LETURCQ, *Théorie approfondie du transistor bipolaire*, Masson, 248 p., 1971
- [40] A. VAPAILLE, *Physique des dispositifs à semi-conducteurs*, tome 1, Masson, 339 p., 1970
- [41] A. CUEVAS, M.A. BALBUENA, "Review of analytical models for the study of highly doped regions of Silicon devices," IEEE Trans. on Electron devices, Vol. 36, N° 3, pp. 553-560, Mars 1989
- [42] S.M. SZE, *Physics of semiconductor Devices*, 2nd Edition, Chapitres 2 et 14, Wiley & Sons, New York, 1981
- [43] J.P. Mc KELVEY, *Solid State and Semi conductor Physics*, Harper et Row, New-York, p. 361, 1966
- [44] S.R. DHARIWAL, R.C. SHARMA, "Field-assisted recombinaison: a loss mechanism for open circuit voltage of solar cell," 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Lisbonne, 8-12 April 1991
- [45] A. SINHA, S.K. CHATTOPADHYAYA, "Temperature dependance of open-circuit photovoltage of a back-surface field semiconductor junction," Solid State Electronics, Vol.22, N° 10, pp. 849-852, Oct. 1979.
- [46] E. DURAND, *Electrostatique et magnétostatique*, Masson, 774 p., 1953
- [47] Transistor Manual. General Electric Semiconductor, New York, 660 p., 1956
- [48] J. TAUC, *Photo and thermoelectric effects in semiconductors*, International Series of Monographs on Semiconductors, Vol. 2, Pergamon Press, 248 p., 1962
- [49] G. SALA, "El Generador fotovoltaico de panel plano," Curso de Electricidad Solar Fotovoltaica, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicacion, Universidad Politécnica de Madrid, 1982
- [50] R.T OTTERBEIN, D.L. EVANS, "Two modified single diode models for simulating solar cells with distributed series resistances," Proc. 14th Photovoltaic Specialists Conf., pp. 574-579, San Diego, 1980

- [51] D.J. MBEWE, H.C. CARD and D.C. CARD, "A model of silicon solar cells for concentrator photovoltaic and photovoltaic/thermal system design," Solar Energy, Vol. 35, N° 3, pp. 247-258, 1985
- [52] S. SINGER, B. ROZENSHTEIN and S. SURAZI, "Characterization of PV array output using a small number of measured parameters," Solar Energy, Vol. 32, N° 5, pp. 603-607, 1984
- [53] L. KEATING, S. Mc CARTHY, G.T. WRIXON, "Concerted action on computer modelling and simulation of PV systems," 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisbonne, 1991
- [54] P. FAYOLLE, "Problèmes associés aux déséquilibres électriques et thermiques dans les réseaux de modules photovoltaïques," D.E.S, Université Claude Bernard, LYON 1, 1980
- [55] M. BENCHAMMA, N. DJENAN, "Indicateur de déséquilibre des générateurs à conversion photovoltaïque," P.F.E., E.N.P., 1986
- [56] L. CHETOUH, "Etude de la protection contre les déséquilibres électriques des générateurs photovoltaïques," P.F.E., E.N.P., 1983
- [57] D. FOLLEA, "Analyse des problèmes thermiques en refroidissement passif pour un générateur photovoltaïque à concentration," Note interne LAAS, SPH N° 79.1.02, Toulouse
- [58] M.B. PRINCE, "Silicon solar energy converters," Journal of Applied Physics, Vol. 26, pp. 534-540, 1955
- [59] M. HADDADI, A. ADANE, M. BENMALEK, "Exploitation des données fournies par le Sophocle 100," 3° séminaire Algéro-Français sur l'Energie Solaire, Alger, Juin 1980
- [60] A.M. SOM, S.M. AL-ALAWI, "Evaluation of efficiency and degradation of mono and polycrystalline PV modules under outdoor conditions," Renewable Energy, Vol. 2, pp. 85-91, 1992
- [61] Y. EL-KHELFAOUI, H. ESSID, "Simulateur de panneaux solaires de 500 W," Projet de fin d'études, E.N.P., 1985
- [62] J.A. ROGER, "Theory of the direct coupling between DC motors and photovoltaic arrays," Solar Energy, Vol. 23, N° , pp. 193- , 1979
- [63] J. APPELBAUM, J. BANY, "Performance analysis of DC motor-photovoltaic convector system-1, separately excited motor," Solar Energy, Vol. 24, pp. 439- , 1979

- [64] P.K. KONER et al., "Matching a DC series motor to a PV generator." *Renewable Energy*, Vol.1, N°5/6, pp. 683-693, 1991
- [65] M. HADDADI, S.A. DARADJI, A. BOUFERCHA, S. KOULOGLI, "Utilisation d'un moteur asynchrone dans une installation de pompage photovoltaïque", 1er Séminaire National sur le Pompage Photovoltaïque et Eolien." Alger, Mai 1994 [Reporté]
- [66] A. LAUGIER, J.A. ROGER. *Les Photopiles Solaires*, Paris, Technique et Documentation, 307 p., 1981
- [67] S.A. AHMED, "Prospects for photovoltaic conversion of solar energy," *Proc. of a Symposium on Alternative Energy Sources*, Kuwait, Février 1980
- [68] H.N. POST, M.G. THOMAS, "Photovoltaic systems for current and future applications." *Solar Energy*, Vol. 41, N°5, pp. 465-473, 1988
- [69] R. PEREZ, R. STEWAET, B.H. BAILEY, "Photovoltaics in N.Y. State." ASRC N°680, University of New York at Albany, 1984
- [70] I. CHAMBOULEYRON, "A third world view of the photovoltaic market," *Solar Energy*, Vol.36, N°5, pp. 381-386, 1986
- [71] S.R. CONNORS et al., "Small scale electric power systems." *Solar and Wind Technology*, Vol. 7, N°4, pp. 423-439, 1990
- [72] J.H.R. ENSLIN, "Renewable energy as an economic energy source for remote areas." *Renewable Energy*, Vol. 1, N°2, pp. 243-248, 1991
- [73] W.B. GODDARD, C.B. GODDARD, "A comparative study of the total environmental cost associated with electrical generation systems," *Renewable Energy*, Vol.3, N°2/3, pp. 113-120, 1993
- [74] R. MERTENS, J. NIJS, R. VAN OVERSTRAETEN, W. PALZ, Summary of pannel discussion: "Technical goals and financial means for PV development," 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisbonne, 1991
- [75] M. HADDADI, M. BENMALEK, "Compte rendu du suivi du Sophocle 100," Journées Algéro-Française sur l'Energie Solaire. Alger, 1982
- [76] A. BAIRI, "Method for quick determination of the angle of slope and the orientation of solar collectors without a sun tracking system," *Solar and Wind Technology*, Vol.7, N° 2/3, pp. 327-330, 1990

- [77] J.J. MICHALSKY, "The Astronomical almanac's algorithm for approximate solar position (1950-2050)," *Solar Energy*, Vol. 40, N°3, pp. 227-235, 1988
- [78] M. HADDADI, A. RACHIDI, "Etude et réalisation d'un appareil de mesures à micro-processeur pour panneaux solaires," *J.T.E.A.*, Novembre 1984
- [79] Z. DERRECHE, A. MEZENNER, "Gestion d'énergie par un système microprogrammé," *Projet de Fin d'Etudes d'Ingénieur*, E.N.P., 1988
- [80] M. HADDADI, A. ADANE, "Couplage panneaux-solaires-charges," 3° Séminaire Algéro-Français sur l'Energie Solaire, Alger, Juin 1980
- [81] M. HADDADI, R. SADOUN, "Adaptateur pour pompe solaire," *Journal of Technology*, N°1, pp. 20-26, 1986
- [82] M. HADDADI, A. AMEUR, H. BENCHOUBANE, "Etude et réalisation d'un onduleur triphasé commandé par microprocesseur," 3° Séminaire National sur l'Energie Solaire, Tiemcen, Mars 1989
- [83] L. BARRA and al., "An analytical method to determine the optimal size of photovoltaic plant," *Solar Energy*, Vol. 33, N°6, pp. 509-514, 1984
- [84] D.R. CLARK, S.A. KLEIN et W.A. BECKMAN, "A method for estimating the performance of photovoltaic systems," *Solar Energy*, Vol. 33, N°6, pp. 551-555, 1984
- [85] P.P. GROOMPOS, G. PAPAGEORGIOU, "An optimal sizing method for stand-alone photovoltaic power systems," *Solar Energy*, Vol. 38, N°5, pp. 341-351, 1987
- [86] AGENCE FRANCAISE POUR LA MAITRISE DE L'ENERGIE, "Conduite des programmes de pompage photovoltaïque," *Journée professionnelle*, Paris, 1985
- [87] A. MAAFI, "Traitement stochastique des données d'ensoleillement en vue de l'optimisation des systèmes photovoltaïques," *Magister*, Ecole Nationale Polytechnique, 1986
- [88] J.F. KREIDER et F. KREITH, *Solar Energy Handbook*, Mc Graw Hill, N.Y, 1981
- [89] B.G. AKINOGLU, "A review of sunshine-based models to estimate monthly average global solar radiation," *Renewable Energy*, Vol. 1, N°3/4, pp. 479-497, 1991

- [90] B.G. AKINOGLU et A. ECEVIT, "Construction of a quadratic model using modified Angstrom coefficients to estimate global solar radiation," *Solar Energy*, Vol. 45, pp. 85-91, 1990
- [91] P.R. BENSON et al., "Estimation of daily and monthly direct, diffuse and global radiation from bright sunshine data," *Solar Energy*, Vol. 32, pp. 523-527, 1984
- [92] A.A. SFEIR, "Solar radiation in Lebanon," *Solar Energy*, Vol. 26, pp. 497-502, 1980
- [93] F. NEUWIRTH, "The estimation of global and sky radiation in Austria," *Solar Energy*, Vol. 24, pp. 421-424, 1980
- [94] A.A.M. SAYIGH, *Solar Energy Engineering*, Academic Press, N.Y, 1977
- [95] S. BARBARO et al., "Global solar radiation in Italy," *Solar Energy*, Vol. 20, pp. 431-435, 1978
- [96] J.E. HAY, "Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces," *Solar Energy*, Vol. 23, pp. 301-307, 1979
- [97] Z. JIBRIL, "Estimation of solar radiation over Jordan-predicted tables," *Renewable Energy*, Vol. 1, N°2, pp. 277-291, 1991
- [98] N. MESSEN, "The iso-radiation map for Algeria," *Solar and Wind Technology*, Vol. 7, N°5, pp. 559-562, 1990
- [99] M. BURESH, *Photovoltaic Energy Systems*, Design and Installation, N-Y, Mc Graw Hill, 1983
- [100] J.K. PAGE, "The total estimation of monthly mean values of daily total shortwave radiation on vertical or inclined surfaces from sunshine records for latitude 40°N-40°S," *Proc. UN Conf. New Sources of Energy*, Vol.4, Paper S/98, pp. 378-387, 1964
- [101] S.A. KLEIN, "Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces," *Solar Energy*, Vol. 19, N°4, pp. 325-329, 1977
- [102] Y.H. LIU et R.C. JORDAN, "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total radiation," *Solar Energy*, Vol. 4, N°3, pp. 1-19, 1960
- [103] M. IQBAL, "Correlation of average diffuse and beam radiation with hours of bright sunshine," *Solar Energy*, Vol. 23, N°2, p. 169, 1979

- [104] P.C. JAIN, "Comparison of techniques for the estimation of daily global irradiation and a new technique for the estimation of global irradiation," Solar and Wind Technology, Vol. 1, pp. 123-134, 1984
- [105] S.M.A. IBRAHIM, "Predicted and measured global solar radiation in Egypt" Solar Energy Vol. 35, N°2, pp. 185-188, 1985
- [106] S. JAIN et P.C. JAIN, "A comparison of the Angström-type correlation and the estimation of monthly average daily global irradiation" Solar Energy, Vol. 40, N°2, pp. 93-98, 1988
- [107] A. BAIG, P. AKHTER et A. MUFTI, "A novel approach to estimate the clear day global radiation," Renewable Energy, Vol. 1, N°1, pp. 119-123, 1991
- [108] S. COPPOLINO, "A very simple model for computing global solar radiation," Solar and Wind Technology, Vol. 7, N°2/3, pp. 299-303, 1990
- [109] S. COPPOLINO, "Validation of a very simple model for computing global solar radiation in the European, African, Asian and North American areas," Solar and Wind Technology, Vol. 7, N°4, pp. 489-494, 1990
- [110] M. HADDADI, "Application du modèle de Coppolino pour l'Algérie," Algerian Journal of Technology, série B et C, Vol.10, N°1, pp. 101-114, 1994
- [111] M. CAPDEROU, *Atlas solaire de l'Algérie; tome 2: Aspect énergétique*, O.P.U. Alger, 1985
- [112] P.C. JAIN, "Comparison of techniques for the estimation of daily global radiation and a new technique for the estimation of hourly global irradiation," Solar & Wind Technology, Vol. 1, N°1, pp. 123-128, 1984
- [113] B.Y.H. LIU, R.C. JORDAN, "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation," Solar Energy, Vol. 4, N°1, pp. 1-19, 1960
- [114] M. COLLARES-PEREIRA, A. RABL, "The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values," Solar Energy, Vol. 22, N°2, pp. 155-164, 1979
- [115] M.A. ALSAAD, "The applicability of hourly solar radiation models to Ammam, Jordan," Solar & Wind Technology, Vol. 7, N°4, pp. 473-480, 1990

- [116] T. FEUILLARD, J.M. ABILLON, "Estimation of hourly insolation in Guadeloupe," Solar & Wind Technology, Vol. 7, N° 5, pp. 541-543, 1990
- [117] K.K. GOPINATHAN, "Diurnal variation of the hourly hemispherical insolation," Solar & Wind Technology, Vol. 5, N° 6, pp. 661-665, 1988
- [118] H. SAHA, P. BASU, S.B. ROY, "Application of photovoltaic systems-An economic appraisal with reference to India," Solar Energy, Vol. 41, N° 6, pp. 513-519, 1988
- [119] O. HOHMEYER, "The full cost of electricity generation-how does photovoltaic compare today?," Proc. 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Lisbonne, pp. 1316-1320, Avril 1991
- [120] J.H.R. ENSLIN, "Maximum Power Point Tracking: a cost saving necessary in solar energy systems," Renewable Energy, Vol. 2, N° 6, pp. 543-549, 1992
- [121] J. GRETZ, "Solar hydrogen," Renewable Energy, Vol. 1, N° 3/4, pp. 413-417, 1991
- [122] A. CHAUREY, S. DEAMBI, "Battery storage for pv power systems: an overview," Renewable Energy, Vol. 2, N° 3, pp. 227-235, 1992
- [123] C. ARMENTA, "Cycling efficiency improvement in photovoltaic lead-acid storage batteries," Solar & Wind Technology, Vol. 6, N° 5, pp. 541-549, 1989
- [124] H. SAHA, P. BASU, S.B. ROY, "Applications of photovoltaic systems- an economic appraisal with reference to India," Solar Energy, Vol. 41, N° 6, pp. 513-519, 1988
- [125] E. EL-RAFEY, M. EL SHERBINY. "Load/Weather /Insolation database for estimating photovoltaic array and systems performance in Egypt," Solar Energy, Vol. 41, N° 6, pp. 531-542, 1988
- [126] M. COLAK, F. ERDIS, "A feasibility research on electrical power generation by solar cells in Turkey,," Renewable Energy, Vol. 1, N° 2, pp. 257-262, 1991
- [127] G.W. VINAL, *Les piles électriques*, Paris, Dunod, 344 p., 1953
- [128] E. OFRY, S. SINGER, "Management of excess energy in autonomous photovoltaic systems," Solar Energy, Vol. 31, N° 5, pp. 445-448, 1983

- [129] M. ZEAITER, C. OULDAOUDIA, "Mise au point d'un test pour les accumulateurs au Plomb. Application au stockage de l'énergie photovoltaïque," *Projet de Fin d'Etudes d'Ingénieur*, E.N.P., 1986
- [130] G. GORY, *Connaissance des accumulateurs au Plomb*, Paris, SEMIS, 336 p., 1977
- [131] M. HADDADI, "Use of lead acid battery in a photovoltaic system," *Modelling, Measurement & Control*, C, Vol. 44, pp. 53-63, 1994
- [132] R. AMBROSONE et al., "Comparison between power and energy methods of analyses of photovoltaic plants," *Solar Energy*, Vol. 34, N°1, pp. 1-8, 1985
- [133] F. LASNIER, S. SIVOTHAMAN, "Prediction of a photovoltaic system performance using cumulative frequency curves of radiation," *Solar and Wind Technology*, Vol. 7, N°5, pp. 577-583, 1990
- [134] W. PALZ, *L'électricité solaire*, Dunod, 1981, 356 p.
- [135] A. LOPEZ PINTO, R. DIOS, A. LUQUE, "Optimisation of static or quasi-static photovoltaic installations," *Solar Energy*, Vol. 31, N°4, pp. 393-404, 1983
- [136] C. VAUGE, *Le choix solaire*, Ed. CNRS/TOHOU, 249p., 1979
- [137] J. PERCEBOIS, *L'énergie solaire, Perspectives économiques*, CNRS, Paris, 204 p., 1975
- [138] P. DESPRAIRIES, *La crise de l'énergie - Le mal, le remède*, Technip, 1982, 154 p.
- [139] P.A. BUIGUES, *Scénarios pour le Solaire. Horizons 2000*, Edisud, 1981, 199 p.
- [140] Journée de concertation nationale sur la stratégie de développement et de promotion de l'Energie Solaire en Algérie, Alger, Avril 1993
- [141] Rapport SONEGAS/ENEL, "Etude de la faisabilité d'une Société Mixte agissant dans le domaine de l'Energie Solaire", Mai 1991

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	1
<i>Première partie: LA CELLULE SOLAIRE</i>	
I. INTRODUCTION	5
1°) La photoconduction	5
2°) L'effet photovoltaïque	7
II. LES PHOTOPILES	7
1°) Structure typique d'une photopile classique	7
2°) Procédé de fabrication	8
3°) Tendances de l'évolution de ce procédé	10
4°) Le rendement des cellules solaires	13
5°) Autres types de cellules solaires	16
a) Les cellules à deux niveaux de jonction	16
b) Les autres cellules à champ interne	18
c) Les cellules à contact postérieur	19
d) Autres cellules solaires	20
e) Remarque	20
6°) Conclusion	22
III. EQUATIONS DE TRANSPORT DANS UNE CELLULE	25
1°) Courant de base	26
2°) Zone de charge d'espace	27
3°) Région d'émetteur	27
4°) Caractéristique courant tension de la cellule	29
5°) La cellule sous un champ électrique extérieur	31
IV. ETUDE EXPERIMENTALE	34
1°) Disposition des cellules	34
2°) Production du champ électrique	37
3°) Résultats expérimentaux et conclusion	42
a) Effet du champ électrique	42
b) Caractéristiques courant tension	45
4°) La cellule sous un champ magnétique extérieur	47
a) L'effet photo electro magnétique	47
b) -Application aux cellules photovoltaïques	50
<i>Deuxième partie: LES PANNEAUX SOLAIRES</i>	
I. ASSOCIATION DE CELLULES SOLAIRES	53
1°) Modes de fonctionnement d'une photopile	54
2°) Groupements de cellules	55
3°) Protection d'un générateur	59
a) Etude des caractéristiques limites d'un panneau	59
b) Généralisation	61

II. MODELE D'UN PANNEAU SOLAIRE	64
1°) Etablissement du modèle	64
2°) Influence de la température et de l'éclairement	66
3°) Température d'un panneau	69
4°) Modèle d'un panneau solaire	72
III. SIMULATION D'UN PANNEAU SOLAIRE	77
IV. CONCLUSION	80
<i>Troisième partie: LE GENERATEUR A CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE</i>	
I. INTRODUCTION	81
II. ETUDE DU RAYONNEMENT SOLAIRE	89
1°) Modèle prévisionnel adopté	89
a) Le modèle d'Angström	91
b) Modèle adopté	93
2°) Validation du modèle pour l'Algérie	94
3°) Irradiation journalière	102
III. MODELISATION DE L'INSTALLATION	105
1°) Coût d'un système	105
2°) Le problème des accumulateurs	107
a) Limitation de la profondeur de décharge	109
b) Mise en oeuvre d'une stratégie de charge	111
3°) Couverture de la charge	115
4°) Optimisation d'un générateur	118
a) Principe du calcul	118
b) Programme de calcul	119
5°) Conclusion	122
CONCLUSION GENERALE	123
BIBLIOGRAPHIE	127
ANNEXE	

ANNEXES

Nous avons préféré présenter en annexe une partie de nos travaux qui pourraient intéresser d'éventuels expérimentateurs mais qui présentent un caractère tel que leur description n'a pas pu être insérée dans le texte.

Nous allons ainsi présenter successivement:

- Les routines citées du programme d'optimisation.
- Le système très simple mis au point pour tracer les caractéristiques courant-tension de photopiles ou d'un panneau solaire.
- Le préamplificateur utilisé pour détecter les tensions photo-électro-magnétiques.
- L'adaptateur à poursuite du point de puissance maximum pour la charge des accumulateurs.
- La partie électronique d'un orienteur réalisé au laboratoire. Cette partie a bénéficié de notre expérience acquise lors du suivi technique du "SOPHOCLE 100", l'orienteur de LAAS-SOTEREM.

ANNEXE I: LISTING DES ROUTINES CITEES

```

SUB TILT(beta)
REM Orientation optimale des panneaux
REM par M. HADDADI
CLS
SHARED Latitude
LOCAL Y():DIM Y(26)
  FOR I=1 TO 26
    READ Y(I)
  NEXT I
Entrée:
PRINT "Introduisez la date du jour sous la forme: jour,mois"
INPUT Jour,Mois
  IF MOIS=0 OR MOIS>12 OR JOUR=0 OR JOUR >31 THEN
    PRINT "Erreur"
    GOTO Entrée
  END IF
CLS:PRINT
PRINT "L'année est-elle bissextile (O/N) ?"
C$=INPUT$(1)
  IF C$="O" OR C$="o" THEN mois=mois+13
    jour=jour+Y(mois)
    l=3.1415927*Latitude/180
    sl=sin(l):cl=cos(l):tl=sl/cl
    'déclinaisons
    x=0.0172142*(jour-1)
    a=0.395205524-22.9015851*cos(x)+4.07201165*sin(x)
    b=-0.387263458*cos(2*x)+0.0514366692*sin(2*x)
    c=-0.153682511*cos(3*x)+0.0858863415*sin(3*x)
    d=-0.009589005*cos(4*x)+0.0053627416*sin(4*x)
    delta=a+b+c+d:dl= 3.1415927*delta/180
    sd=sin(dl):cd=cos(dl):td=sd/cd:alfa=-tl*td
    pr=(sqr(1-alfa*alfa))/alfa:br=ATN(pr)
    IF alfa<0 THEN br=br+3.1415927
    res=br*180/3.141592
PRINT "Voulez-vous connaitre l'orientation quotidienne ou mensuelle "
PRINT "de vos panneaux ?"
PRINT "Tapez J pour quotidienne, M pour mensuelle"
C$=INPUT$(1)
  IF C$="J" OR C$="j" THEN
    GOSUB QUOTIDIEN
  ELSE
    GOSUB MENSUEL
  END IF
IF beta<0 THEN beta=0
PRINT "L'orientation optimale des panneaux solaires est: ";
PRINT USING "##.##";beta;:PRINT " degrés"
PRINT "(Les panneaux sont dirigés vers le sud en azimuth)"
PRINT "Tapez une touche pour continuer"
  WHILE NOT INSTAT:WEND
DATA 0,31,59,90,120,151,181
DATA 212,243,273,304,334,365
DATA 0,31,60,91,121,152,182
DATA 213,244,274,305,335,366

```

```

MENSUEL:
PRINT "Orientation mensuelle:"
IF MOIS>=13 THEN MOIS=MOIS-13
IF Mois>=1 AND Mois<=3 THEN
beta=60.00012+1.49986*mois-3.49996*mois^2 + (Latitude-30)*(0.7901+0.01749*mois
+ 0.0165*Mois^2)
END IF
IF Mois>3 AND Mois<=6 THEN
beta=216.0786-72.03219*Mois+6.00312*Mois^2+(Latitude-40)*(1.07515+0.11244*Mois
-0.03749*Mois^2)
END IF
IF Mois>6 AND Mois<=9 THEN
beta=29.11831-20.52981*Mois+2.50186*Mois^2+(Latitude-50)*(-11.17256+2.70569*Mo
is-0.15035*Mois^2)
END IF
IF Mois>9 AND Mois<=12 THEN
beta=-441.2385+84.54332*Mois-3.50196*Mois^2+(Latitude-40)*(4.2137-0.54834*Mois
+0.0223*Mois^2)
END IF
RETURN

```

```

QUOTIDIEN:
PRINT "Orientation quotidienne:"
R=td*br/(sin(br)):RR=ATN(R):RL=RR*180/3.1415:beta=Latitude- RL
RETURN

```

END SUB

SUB IRRAD_JOUR

```

REM Simulation de l'irradiation panneaux
REM par M. HADDADI
CLS
SHARED Latitude
f$="#####":g$="##.##":h$="####.####"
DIM x(31):DIM dl(31):DIM delta(31):DIM Global(31):DIM s(31)
DIM glob(31)
CLS:PRINT Site$
debut=1:fin=31:SITE(0,0)=16:jj=(fin-debut^Xx1
FOR jour=debut TO fin
OPEN "0",#1,"DSITE_X"
an=0.9863013*latitude:E0=1+0.033*cos(an)
l=3.1415927*latitude/180
sl=sin(l):cl=cos(l):tl=sl/cl
I= 0 'déclinaisons pour Janvier
x(I)=0.0172142*(site(I,0))
a=0.395205524-22.9015851*cos(x(I))+4.07201165*sin(x(I))
b=-0.387263458*cos(2*x(I))+0.0514366692*sin(2*x(I))
c=-0.153682511*cos(3*x(I))+0.0858863415*sin(3*x(I))
d=-0.009589005*cos(4*x(I))+0.0053627416*sin(4*x(I))
delta(I)=a+b+c+d:dl(I)= 3.1415927*delta(I)/180
sd=sin(dl(I)):cd=cos(dl(I)):td=sd/cd
Hn=sl*sd+cl*cd:Hon=7.8*Hn^(1.15)
alfa=-tl*td
pr=(sqr(1-alfa*alfa))/alfa
br=ATN(pr)

```

```

IF alfa<0 THEN br=br+3.1415927
res=br*180/3.141592:S=.B*(2/15)*res
HO=10443.111*E0*(cl*cd*sin(br)+br*sl*sd)
Gc(I)=G*1000/3.6
TT=0:GSIMUL=0
FOR t=-S0/2 TO S0/2
hs=(3.1415927*(t)/12)
INCR TT
r1=0.409 + 0.5016 * sin(br-1.047)
r2=0.6609 - 0.4767 * sin(br-1.047)
r3=r1+r2*cos(hs):r4=cos(hs)- cos(br)
r5=sin(br)-br*cos(br):rr=(3.1415927/24)*r3*r4/r5
partiel=Gc(I)*rr:GSIMUL=GSIMUL+partiel
NEXT t
PRINT#1,jour;:PRINT #1, USING h$;Glob(jour);:PRINT #1, " ";:
PRINT #1, USING h$;GSIMUL
NEXT jour
CLOSE
END SUB

```

ANNEXE II: Relevé des caractéristiques

Le traceur de caractéristiques se compose d'une alimentation bipolaire ajustable entre 0 et $\pm 25V/2A$ (figure 1), d'un circuit de commande (figure 2) et d'un circuit permettant l'automatisation du tracé de la caractéristique $I(V)$ (figure 3). Ce dernier circuit génère une rampe qui démarre, soit par appui sur un bouton-poussoir, soit par l'application d'une impulsion positive à la broche d'entrée.

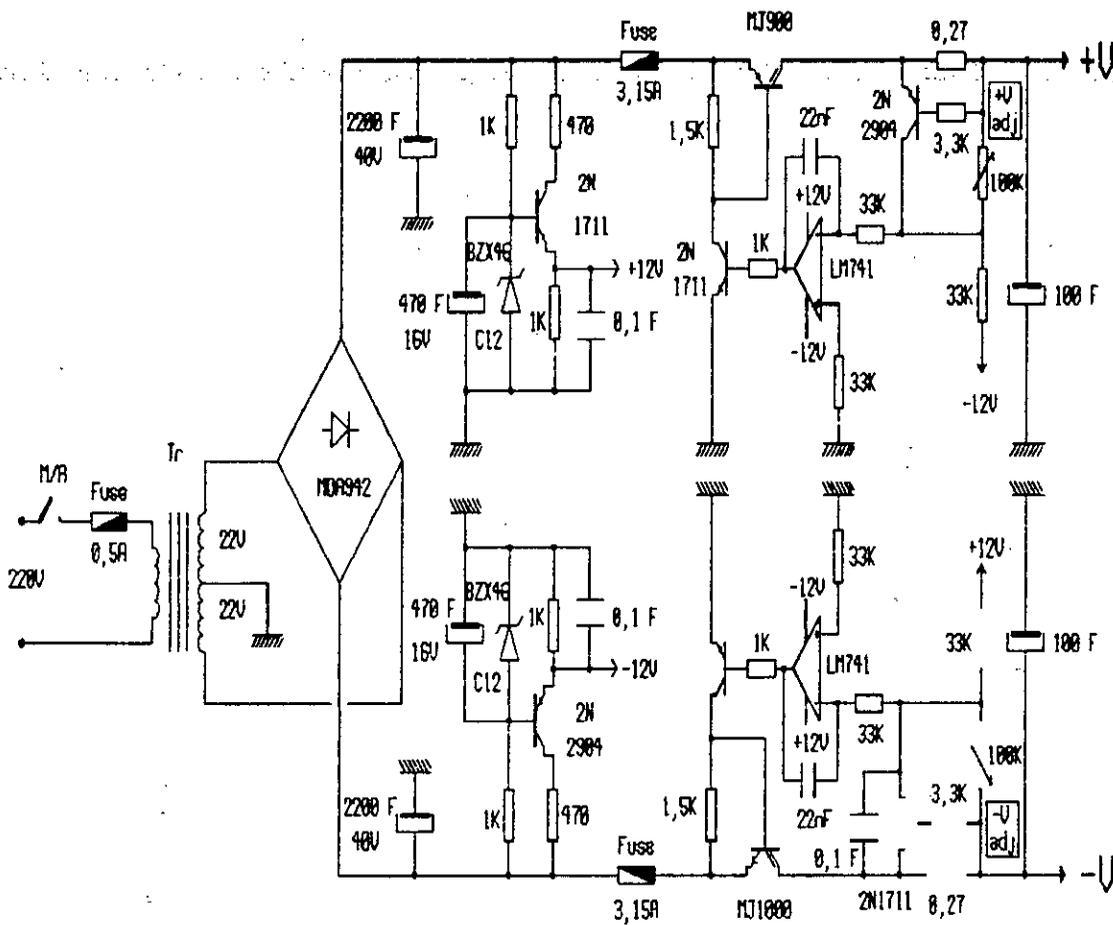


Figure 1
Alimentation $\pm 25V/2A$

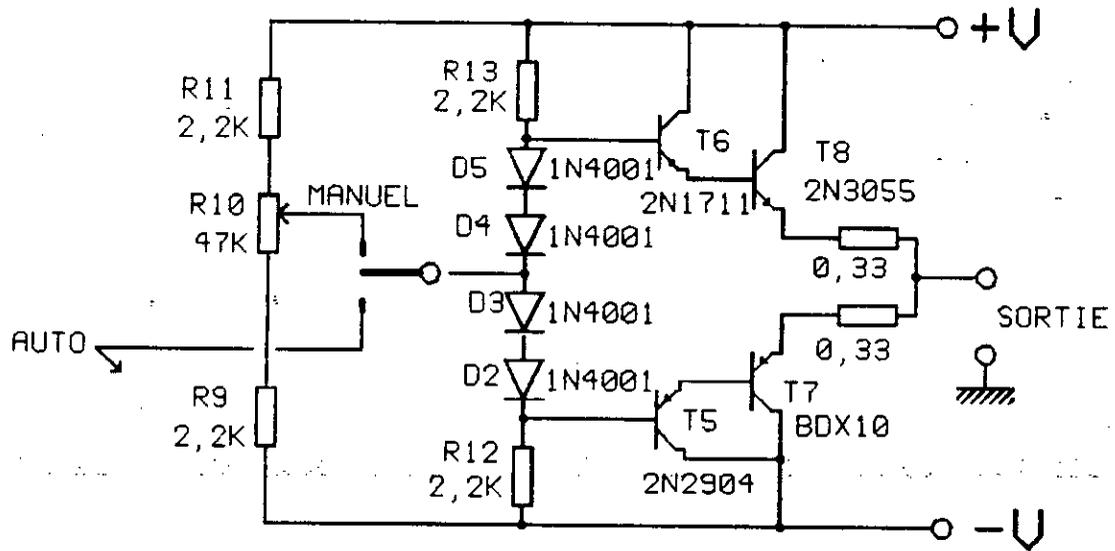


Figure 2
Circuit de commande

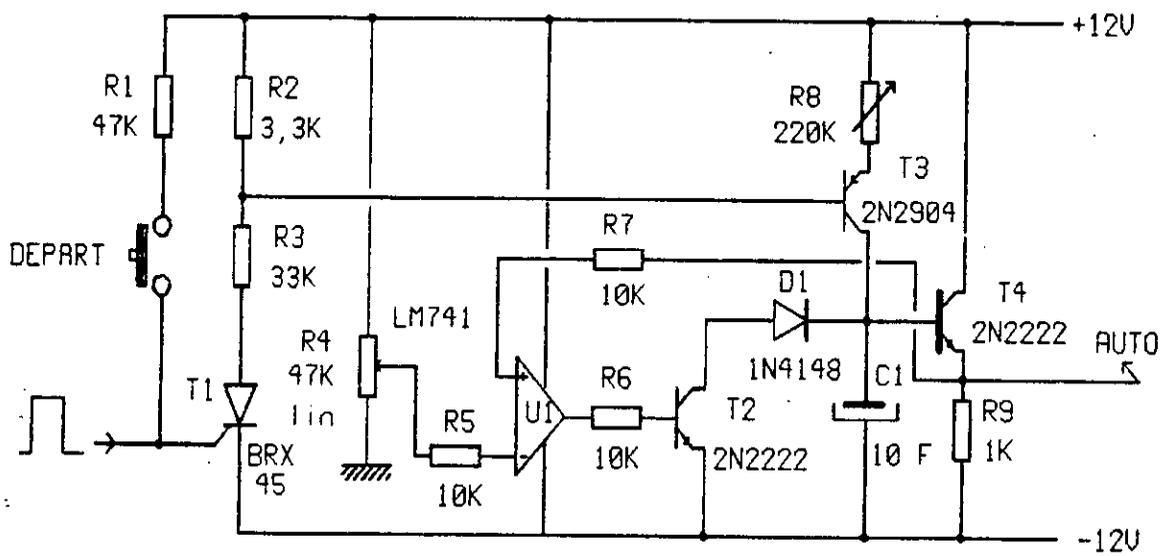


Figure 3
Circuit de démarrage

ANNEXE III: Préamplificateur de tension

Nous avons adapté à notre application un module hybride pour préamplificateur de charge du type BH 771 de "ENERTEC" (figure 4) monté selon le circuit de la figure 5.

L'emploi de ce module s'est avéré particulièrement intéressant en raison de ses performances en rapidité (temps de montée inférieur à 50 ns) et en bruit.

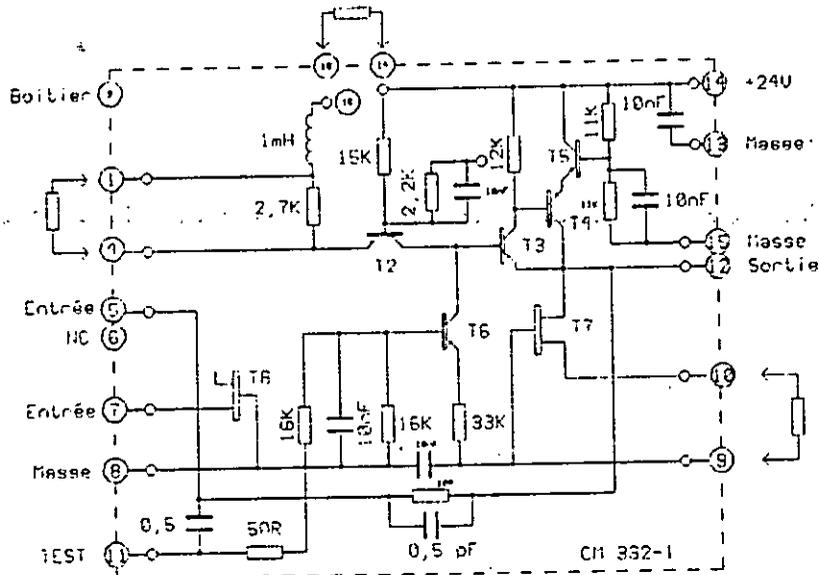


Figure 4
Module ENERTEC BH 771

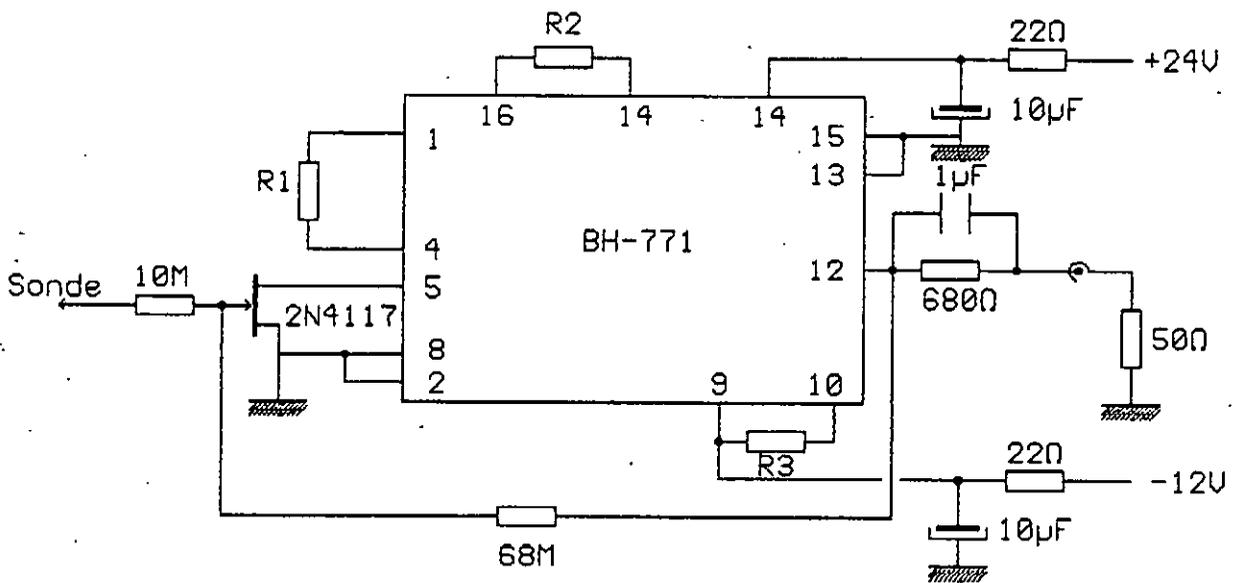


Figure 5
Préamplificateur utilisé

ANNEXE IV: Convertisseur-chargeur MPPT

Nous avons montré que l'état de charge d'une batterie crée une désadaptation avec le générateur et de ce fait, il y a un intérêt économique certain à utiliser un convertisseur à suivi du point de puissance maximale.

Puisque la tension de sortie du convertisseur est constante à court terme, la variation de la puissance des panneaux pourra être observée en ne mesurant que le courant de sortie, d'où le schéma synoptique de notre convertisseur (figure 6):

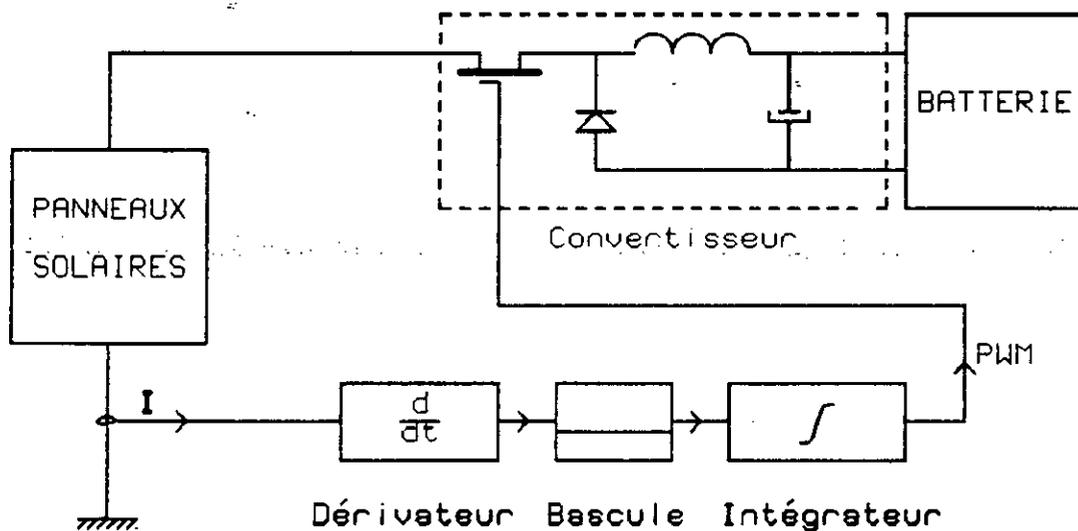


Figure 6
Convertisseur MPPT

La figure 7 montre l'étage de commande du convertisseur proprement dit qui, lui, apparaît en figure 8: c'est un abaisseur adapté à la charge d'une batterie de 12V/54 AH.

Il faut remarquer que l'étage de commande est pratiquement identique pour des convertisseurs du type éleveur que nous avons aussi utilisé.

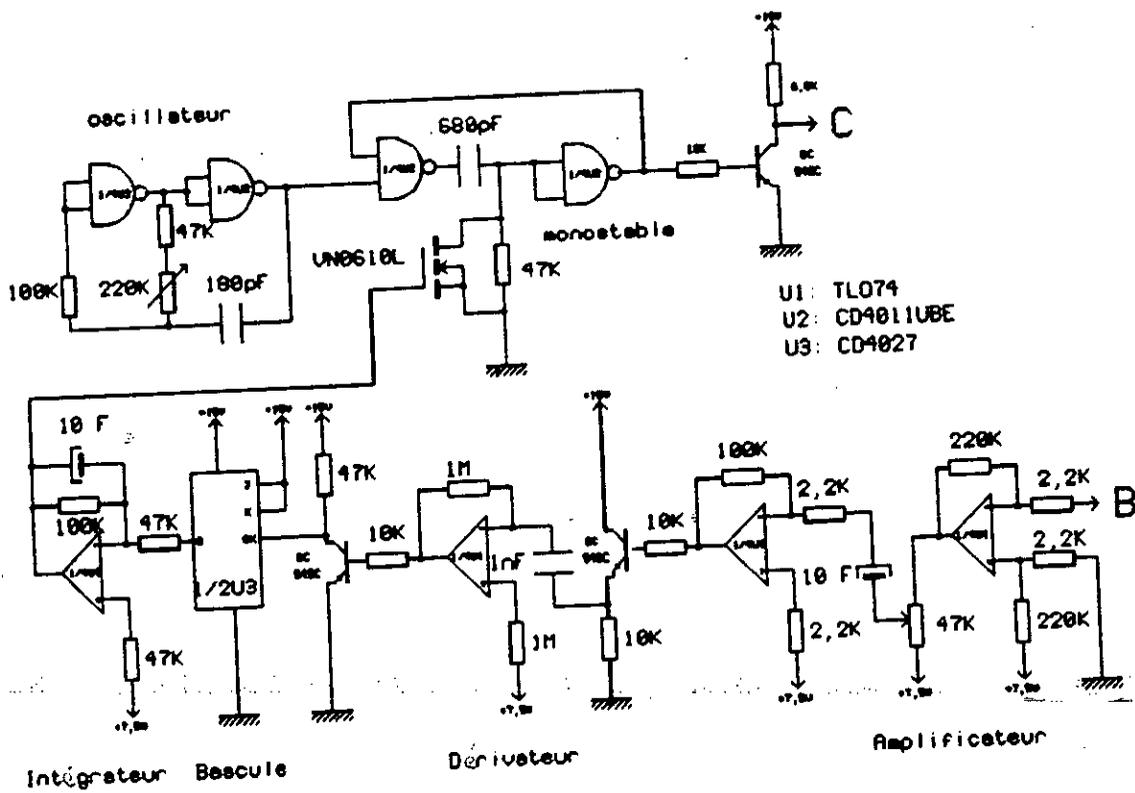


Figure 7
Commande MPPT

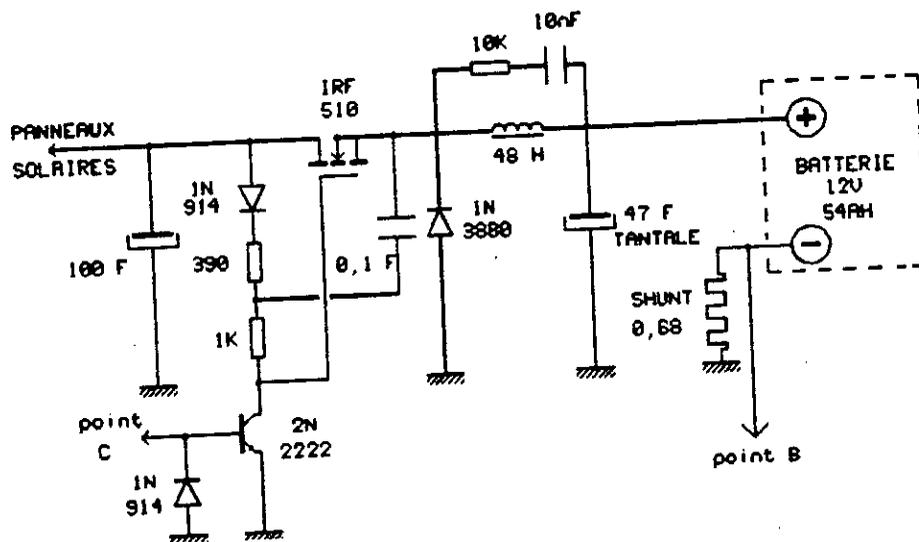


Figure 8
Convertisseur chargeur de batteries

réside dans l'utilisation de transistors pour ajuster l'hystérésis de chaque comparateur.

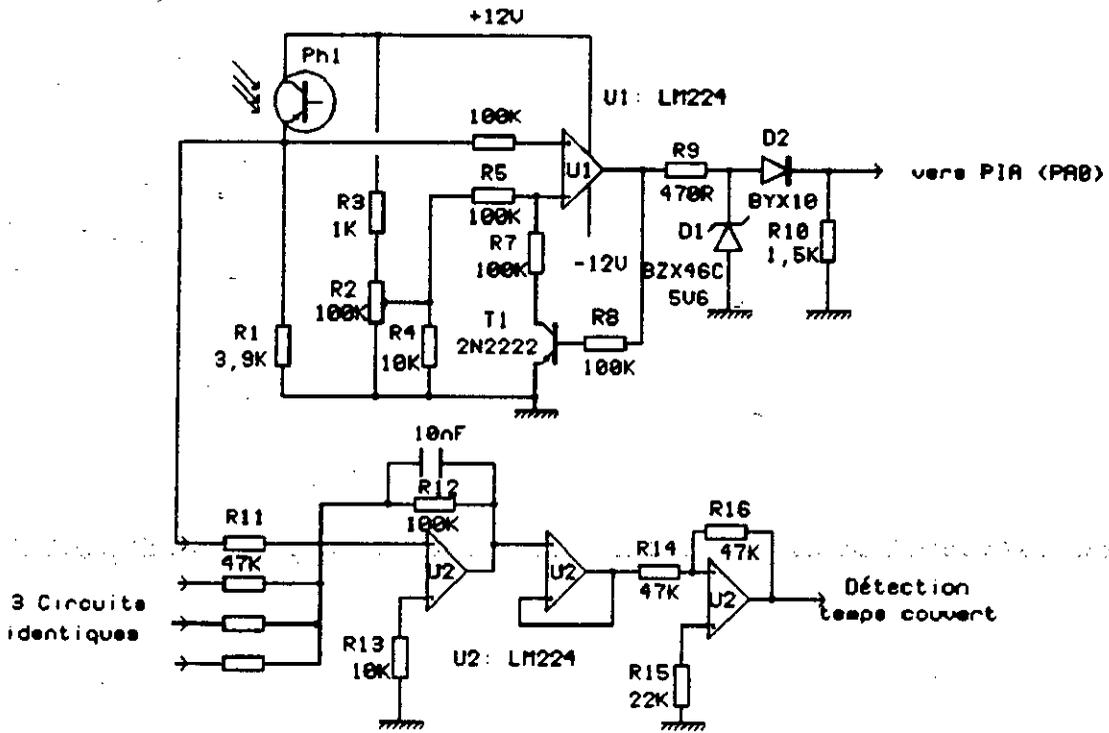


Figure 10
 Traitement du signal des capteurs