

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

4/90

وزارة التعليم العالي  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

Département : D'ELECTROTECHNIQUE

المركز الوطني للتوثيق  
BIBLIOTHEQUE  
المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

*Projet de Fin d'Etudes*  
pour l'obtention d'un diplôme d'ingénieur d'état

## Sujet

ELECTRIFICATION RURALE PAR ENERGIE

SOLAIRE PHOTO-VOLTAIQUE

SITE MONTAGNEUX - BAATA - MEDEA

Proposé par :

S.A. DARRADJI

Etudié par :

M. CHABANE

M. ZERROUKI

Dirigé par :

A. MALEK

PROMOTION JUIN 1990

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

«0»

وزارة التعليم العالي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

«0»

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

«0»

Département : D'ELECTROTECHNIQUE

المدرسة الوطنية للتكنولوجيا  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

*Projet de Fin d'Etudes*

pour l'obtention d'un diplôme d'ingénieur d'état

## Sujet

ELECTRIFICATION RURALE PAR ENERGIE

SOLAIRE PHOTO-VOLTAIQUE

SITE MONTAGNEUX - BAATA - MEDEA

Proposé par :

S.A. DARRADJI

Etudié par :

M. CHABANE

M. ZERROUKI

Dirigé par :

A. MALEK

PROMOTION JUIN 1990

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

\*\*\*\*\*  
*DEDICACES*  
\*\*\*\*\*

*A mes parents*  
*A mes frère (s) et soeurs*  
*A toute ma famille*  
*A tous mes amis (es)*

MEROUANE, MOHAMED

## REMERCIEMENTS

*Nous tenons à adresser nos plus vifs remerciements à tous ceux qui nous ont aidé de près ou de loin à élaborer ce modeste travail.*

**SOMMAIRE :**

INTRODUCTION	1
Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques	
I- Introduction	2
I.1- Le champ photovoltaïque	3
1.1/ La cellule solaire	
1.2/ Le module photovoltaïque	
1.3/ Protection électrique des cellules et des modules	
1.4/ le panneau photovoltaïque	
1.5/ Installation des modules photovoltaïques	
I.2- Le système de stockage	5
2.1/ Processus électrochimique	
2.2/ Choix des accumulateurs	
2.3/ Paramètres de la batterie	
2.4/ Installation des batteries	
I.3- Le système de régulation	10
I.4- Convertisseurs continu-alternatif: onduleurs	11
I.5- Charges à usage photovoltaïque	
I.6- Les systèmes centralisés et décentralisés	12
Chapitre II : Modélisation du champ photovoltaïque	
II- Introduction	13
II.1- Détermination de la caractéristique (I, V) d'une cellule utilisant 3 paramètres	14
II.2- Caractéristique (I, V) d'un module	16
II.3- Influence de la température et de l'éclairement solaire	
II.4- Equations relatives au champ	17
II.5- Résultats de la simulation	18
Chapitre III : Evaluation du rayonnement solaire	
III- Introduction	19
III.1- Aspect géométrique	20
1.1/ Distance terre-soleil	
1.2/ Correction de distance	
1.3/ Déclinaison du soleil	
1.4/ Détermination de la position d'un plan quelconque	
1.5/ Détermination de la direction du soleil	
1.6/ Angle d'incidence sur un plan quelconque	
1.7/ Durée du jour	
III.2- Evaluation du rayonnement	24
2.1/ Calcul de la puissance de rayonnement hors atmosphère	
2.2/ Calcul de l'énergie du rayonnement hors atmosphère sur pla horizontal	
2.3/ Atténuation du rayonnement par l'atmosphère	
2.4/ Calcul du facteur de trouble total par ciel clair	
2.5/ Calcul de l'énergie de rayonnement par jour clair sur plan horizontal	

- 2.6/ Calcul de l'énergie de rayonnement en présence de nuage sur plan horizontal  
 2.7/ Calcul de l'énergie de rayonnement sur surfaces inclinées.

III.3- Application au site considéré 26

Chapitre IV : dimensionnement des installations photovoltaïques

IV- Introduction	28
IV.1- Choix du site	29
IV.2- Charges utilisées et profil de charge	30
IV.3- Choix du mode de distribution de l'énergie électrique	32
IV.4- Le stockage électrochimique	33
IV.5- Le générateur photovoltaïque	34
IV.6- Le régulateur	36
6.1/ Principe de fonctionnement	
6.2/ Caractéristiques électrique	
IV.7- Résultats du dimensionnement	37
IV.8- Installation des systèmes photovoltaïques	38
IV.9- Coût des systèmes photovoltaïques installés	

CONCLUSION 39  
 ANNEXE

المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

INTRODUCTION

## INTRODUCTION :

La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire, du fait de son caractère modulaire est apte à couvrir une production électrique de service plus qu'une production électrique de masse. C'est une solution déjà largement adaptée pour résoudre les problèmes de production d'électricité en zones isolées pour de faibles ou moyennes puissances.

Avant toute installation, il est absolument indispensable de déterminer de façon très précise le gisement solaire par heure, jour, mois, année, ainsi que la proportion du rayonnement direct et diffus du lieu considéré. Les paramètres température ambiante et densité de poussière devront aussi être pris en considération comme facteurs de diminution du rendement de conversion photovoltaïque. Lorsque l'assurance d'une satisfaction des besoins (à horaire déterminé) devra être donnée, un type de stockage adapté devra compléter le panneau photovoltaïque. D'autres éléments de conditionnement de l'énergie permettront une meilleure adaptation générateur-récepteur. Dans tous les cas, compte tenu du coût élevé de l'électricité photovoltaïque. La chaîne complète devra être optimisée dans le souci permanent d'une économie d'énergie (charge à consommation réduite en énergie, adaptation permanente du point de fonctionnement optimal du générateur à celui du récepteur, adaptateur ou convertisseur à haut rendement).

Le présent travail a pour but l'étude et la réalisation d'un système photovoltaïque de faible puissance (1 kW) installé à Baata, wilaya de Médéa (site montagneux), destiné à l'alimentation en énergie électrique d'un groupement d'habitations isolées.

Au chapitre I, nous présentons les sous-systèmes utilisés pour construire une centrale photovoltaïque dans le cas général (générateur photovoltaïque, stockage, régulation, onduleur, charges, ...).

Dans le chapitre II, un modèle de simulation est élaboré et destiné à reconstruire la caractéristique de puissance d'un module, d'un panneau à partir de la connaissance de certains de ses paramètres.

Au chapitre III l'évaluation, par simulation, du rayonnement solaire au niveau du site considéré.

Au chapitre IV le dimensionnement du système photovoltaïque installé sur site en tenant compte de la puissance et des charges réelles.

CHAPITRE I  
GENERALITES SUR LES SYSTEMES  
PHOTOVOLTAIQUES

## I- INTRODUCTION :

Un système photovoltaïque est un système destiné à assurer les fonctions suivantes:

- convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique .
- conditionner cette énergie en vue de l'adapter à des besoins spécifiques.

Pour assurer ces deux fonctions principales , le système sera constitué des éléments suivants :

- un champ photovoltaïque .
- un système de stockage .
- un système de régulation .
- un dispositif de conversion de l'énergie .

Sur la figure 1.1 est représenté, schématiquement , un montage réunissant l'ensemble des éléments cités .

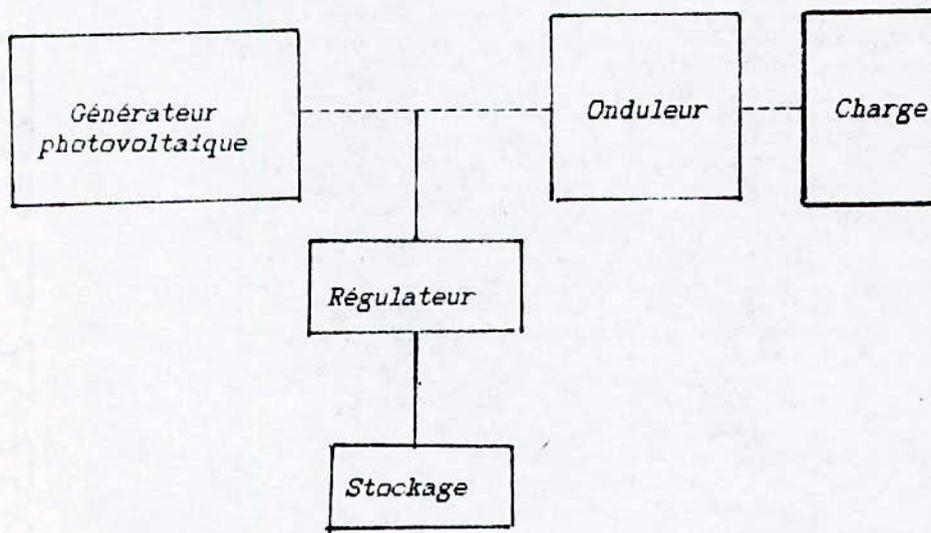


Fig 1.1 : Schéma type d'une installation photovoltaïque autonome

## 1.1 - Le champ photovoltaïque :

Le champ photovoltaïque est constitué d'un ensemble de modules orientés et interconnectés de manière adéquate afin de minimiser les pertes de puissance et de subvenir, énergétiquement, aux besoins d'une communauté : une famille ou un village .  
L'élément de base de cette transformation est la cellule solaire .

### 1.1 / La cellule solaire :

L'élément de la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique est la cellule solaire . Celle-ci est constituée d'un matériau dans lequel des charges mobiles peuvent être générées par absorption de la lumière et un champ électrique interne ,dont le rôle est de drainer les charges des régions où elles étaient photogénérées , peut être crée .

La cellule la plus répandue est à base d'une plaquette de silicium monocristallin dopé (au phosphore ou au bore) sur une faible épaisseur avec un diamètre qui atteint, actuellement , 100 mm et une épaisseur comprise entre 300 et 500 micro-mètres .  
La puissance fournie par une cellule conventionnelle de 100 mm de diamètre est de l'ordre de 1 Watt .  
L'obtention de puissances plus élevées se fait par l'association de cellules , formant ainsi le module.

### 1.2 / Le module photovoltaïque :

La mise en association des cellules en série (pour élever la tension) et en parallèle (pour augmenter le courant) constituera avec le complexe multi-couches (Teldar, EVA \*, ou autres), les liaisons ,le verre et la structure : le module photovoltaïque .

Le module assure la rigidité mécanique ,la protection des cellules contre la corrosion ,les intempéries ,évacuation de la chaleur produite dans les cellules et la connexion électrique vers l'extérieur .

Le module doit être protégé contre :

- l'effet d'ombre .
- le retour du courant (qui a lieu la nuit).

L'association des modules forme le panneau .

\* EVA : Acétate de l'éthylène-vinyle .

### 1.3 / Protection électrique des cellules et des modules :

Lorsque les cellules sont connectées en série et en parallèle sans précautions particulières, certaines circonstances peuvent y provoquer la dégradation des cellules :

- éclairage inégal .
- court-circuit accidentel .
- cellule(s) défectueuse(s) .
- batteries trop déchargées ,en début de charge .

En effet certaines cellules peuvent alors subir une tension inverse trop élevée ou être traversées par un courant trop important.

Ces inconvénients pourront être éliminés par l'emploi de diodes de protections pour chaque module ou entre modules :

- diodes parallèles (blocking diodes) . Fig 1.2
- diodes séries (bypass diodes) . Fig 1.3

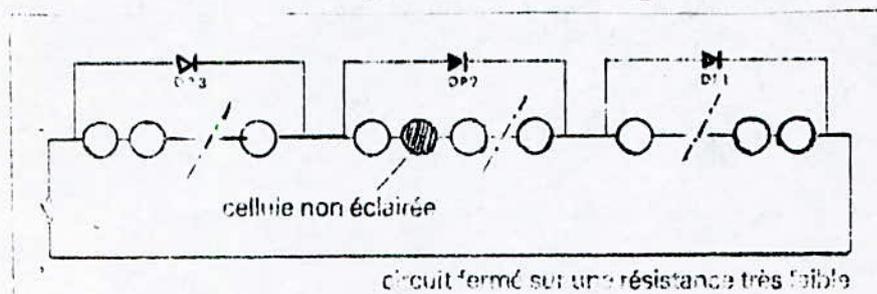


Fig 1.2

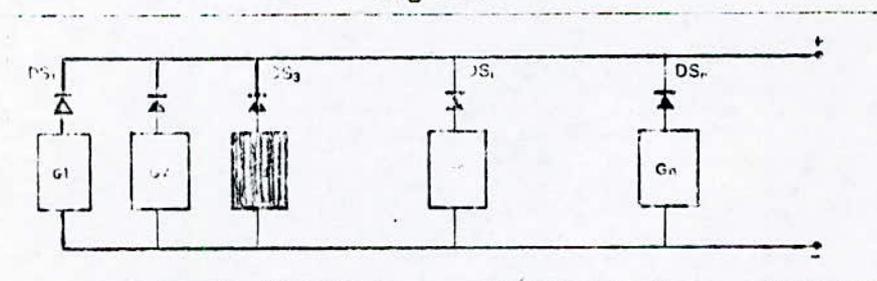


Fig 1.3

### 1.4 / Le panneau photovoltaïque :

Un panneau photovoltaïque est un assemblage de plusieurs modules interconnectés en série, en parallèle ou en série-parallèle .

### 1.5 / Installation des modules photovoltaïques :

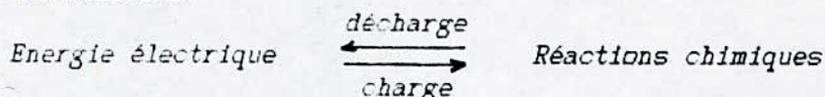
Les modules doivent être orientés et inclinés de manière à avoir un fonctionnement optimal de l'installation.

Le site d'installation doit être éloigné des éventuels masques pour ne pas perturber par occultation le fonctionnement des modules.

La connexion des modules doit être de sorte que les longueurs des câbles de liaison soient égales afin de limiter les déséquilibres pouvant entraîner des pertes d'énergie.

### 1.2 - Le système de stockage :

Dans les installations photovoltaïques, le système de stockage est généralement constitué d'accumulateurs électrochimiques où l'énergie électrique est convertie et stockée par des réactions chimiques réversibles.



Le rôle du stockage est de satisfaire les besoins en énergie électrique malgré le caractère aléatoire de l'énergie solaire et de permettre de mieux utiliser le générateur photovoltaïque en fixant la tension du système. Celui-ci doit rester dans la zone de fonctionnement optimal.

Les batteries couramment utilisées dans les systèmes photovoltaïques sont :

- au Plomb (Pb)

- au Nickel-Cadmium (Ni-Cd)

Sur le tableau (1.4) , figurent les caractéristiques comparées de ces batteries.

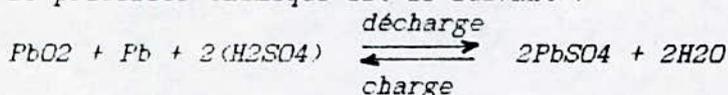
### 2.1 / Processus électrochimique :

#### a- Les accumulateurs au Plomb (Pb)

Les électrodes, positives et négatives, d'un accumulateur au Plomb ont pour matériau de base le Plomb.

L'électrolyte est constitué d'acide sulfurique (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) dilué, de densité 1.24 g/cm<sup>3</sup> à 25°C.

Le processus chimique est le suivant :



Lors de la décharge ,le broxyde de plomb de la plaque positive se transforme en sulfate de plomb,par absorption de l'ion  $SO_4$  de l'acide sulfurique.

La plaque négative qui en état de charge,est sous forme de plomb spongieuse,se transforme également en sulfate de plomb.

A mesure que la batterie se décharge ,il y'aura moins d'acide et plus d'eau.

Durant cette phase ,il y'a circulation des ions qui fournissent les électrons aux bornes externes .

Les ions voyagent en sens inverse des électrons.

En faisant passer le courant dans le sens contraire ,il se produira un processus de chargement.

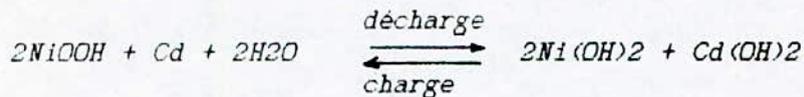
Lors de ce passage de courant ,l'eau est décomposée libérant l'hydrogène,lequel s'unira à l'ion  $SO_4$  des deux plaques, rétablissant l'acide sulfurique qui s'était dissocié lors de la décharge.

L'oxygène de l'eau oxydera le plomb de la plaque positive qui récupérera le  $PbO_2$  ,tandis que la plaque négative se réduira à du plomb pur.

Les accumulateurs en plomb ont une bonne durée de vie et une bonne fiabilité . Ce sont les moins chers.

#### b- Les accumulateurs au Nickel-Cadmium :

La réaction réversible globale est la suivante :



L'électrode positive est l'hydroxyde de Nickel ,et le Cadmium l'électrode négative .

L'électrolyte (à base de potasse),contrairement au cas de l'accumulateur au plomb , ne prend pas part à la réaction ,il ne sert qu'à assurer la conduction ionique par l'intermédiaire des ions  $OH$  .

Les accumulateurs Nickel / Cadmium présentent une énergie massique (spécifique) semblable à celle du plomb(30 à 40 Wh/Kg).

Ils ont une meilleure fiabilité,la meilleure durée de vie et la meilleure robustesse . Ils sont plus chers que les accumulateurs au plomb .

Caractéristiques	Accumulateur au Pb	Accumulateur au Ni-Cd
Robustes	Normal	Très bonne
Tension nominale par élément ( V )	1.7-2.45 (varie avec l'état de charge)	1.25 constante avec l'état de charge
Resistance interne	Faible	Importante
Rendement (%)	70 - 80	60 - 70
Durée de vie ( ans )	De 7 à 10	8 à 10
Nombre de cycles pour 80% de décharge	1000 - 1500	1500 - 2000
Surcharges et décharges profondes	Mal acceptées	Acceptées ( 5 à 10% )
Auto-décharge	Faible ( de 3 à 5% par mois )	Faible
Charge	A faible régime ( lente )	Accepte des régimes de charge élevés
Effet de température	pas très bonnes performances à basse température	fonctionnement normal sur une large plage de T
Entretien	nécessite un entretien régulier sauf pour les étanches	très peu d'entretien, nul pour les étanches
Risque de projection	projection d'acide sulfurique	projection d'une solution basique dangereuse
Coût	peu coûteux	coûteux

Tableau n° 1.4 : Comparaison des caractéristiques des accumulateurs Pb et Ni-Cd

## 2.2 / Choix des accumulateurs :

Les batteries au plomb représentent plus de 90% de la production mondiale vu leur adaptation à tout type d'exploitation et leur coût comparativement aux batteries au Nickel-Fer.

## 2.3 / Paramètres de la batterie :

### 2.3.1 / La capacité :

la capacité c'est le nombre d'ampère-heures que peut débiter une batterie pour un courant et une tension de fin de décharge bien définie .

Elle varie avec le régime de décharge et la température. La capacité d'une batterie est donnée généralement en 10 heures (C10) pour une tension d'arrêt de 1.8 Volts.

### 2.3.2 / L'auto-décharge :

C'est la perte de la capacité et donc d'énergie lorsque l'accumulateur est laissé au repos (sans charge) pendant une période donnée.

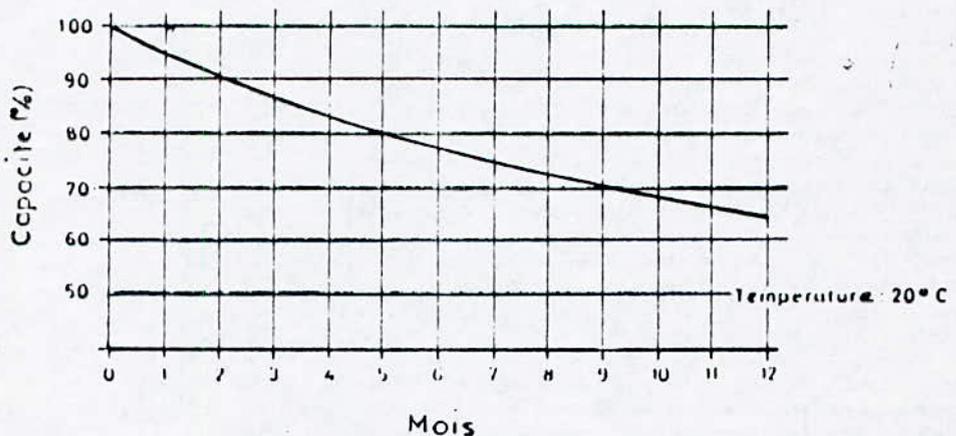


Fig 1.5 : L'auto-décharge d'un élément de batterie en fonction du temps

### 2.3.3 / La tension :

C'est celle à laquelle l'énergie est restituée normalement .

En pratique, on se sert pour des problèmes courants, des courbes caractéristiques de décharges qui donnent la variation de la tension aux bornes de l'élément pour différents régimes de décharge ( Fig 1.6 ).



### 1.3- Le système de régulation :

La fonction essentielle d'un régulateur est la protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes. Les régulateurs les plus utilisés se basent généralement sur la tension des batteries comme indicateur de l'état de charge. Le régulateur doit maintenir alors l'état de charge (SOC) des batteries entre deux seuils : un seuil haut et un seuil bas .

Lorsqu'il apparaît à l'entrée du système un excès d'énergie électrique ,deux possibilités s'offrent alors :

- dissiper cette énergie dans un circuit de débordement.
- dériver cette énergie vers une autre utilisation ou un stockage auxiliaire de secours.

La Fig (1.7) illustre un exemple de circuit classique de débordement .

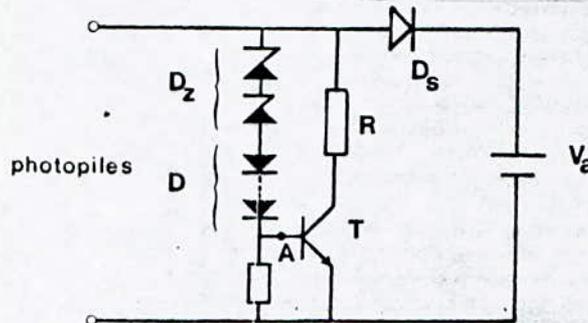


Fig 1.7 : Exemple d'un circuit de débordement .

Le transistor T peut être remplacé par un montage de type Darlington pour 8 montages de puissance et la commande peut être effectuée par un amplificateur opérationnel (Fig 1.8).

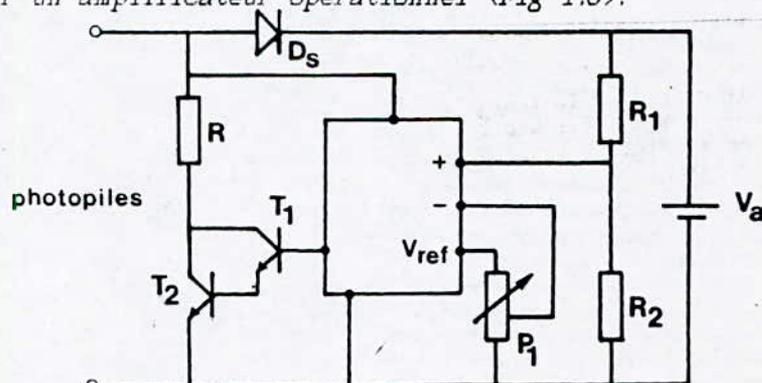


Fig 1.8 : Circuit de débordement utilisant un amplificateur opérationnel

L'état de charge des accumulateurs est mesuré par l'intermédiaire du pont diviseur (R1,R2).Le circuit intégré est alimenté entre le plus et la masse et génère une tension de référence Vref dont on peut modifier la valeur par l'intermédiaire du potentiomètre P1.

Ces deux tensions sont appliquées aux entrées inverseuses et non inverseuses d'un amplificateur différentiel et la sortie attaque l'étage Darlington (T1,T2).

Lorsque la tension des accumulateurs dépasse le seuil fixé par P1, le circuit dérivé proportionnellement une partie du courant dans R de façon que la batterie reçoive toujours un courant suffisant pour rester à sa charge maximale.

Pour contrôler à la fois surcharge et décharge, on peut utiliser des circuits électroniques à seuil tels que les discriminateurs à fenêtre.

#### 1.4- Convertisseurs continu-alternatif:onduleurs :

Ce sont des convertisseurs statiques qui transforment en énergie électrique alternative, une énergie de type continu provenant, en ce qui concerne le photovoltaïque, soit des accumulateurs de stockage soit directement du générateur.

De tels appareils doivent délivrer une tension alternative à fréquence déterminée, le signal généré devant être le plus sinusoïdal possible.

#### 1.5- Charges à usage photovoltaïque :

Il est très important de choisir, lorsqu'il s'agit de systèmes photovoltaïques des charges :

- présentant une faible consommation énergétique;
- permettant un service aussi bien que les charges conventionnelles;
- disponibles sur le marché.

Pour l'éclairage, on utilise des éléments à décharge tel que le néon, le sodium à basse pression et dont la puissance varie dans une large gamme.

Leur efficacité est très <sup>bonne</sup> et leur agrément d'utilisation est très satisfaisant.

Sur le tableau n° 1.9 figure des exemples d'équipements électroménagers pouvant faire l'objet d'une utilisation dans le domaine photovoltaïque.

Appareils	Type de courant	Puissance en (W)
T.V	Continu (12-24 V) Alternatif	25 W Noir et Blanc 60 W Couleur
Radiocassettes	Continu	10 W
Machine à laver	Non-automatique ( 1.5 Kg )	Ne sont pas très performantes
Réfrigérateur	Continu 12-24 V capacité 250 l	Moins performants que ceux existants en alternatif

Tableau 1.9 : Exemples de charges .

1.6- Les systèmes centralisés et décentralisés :

Les systèmes photovoltaïques actuels se divisent en deux :

- Les systèmes destinés à alimenter des habitations individuelles (maisons de campagne, habitation familiale isolée, ...) ou collectives pour petite communauté (mosquée, maisons pour les associations, dairas, ...), sont appelés décentralisés car ils sont implantés sur les lieux même de l'utilisation et sont destinés à satisfaire des besoins limités.

- Les systèmes destinés à alimenter une commune (illuminations publique et privée, services publique et religieux, associations collectives, ...) , demandent la présence d'au moins une personne pour leur maintenance .

CHAPITRE II  
MODELISATION DU CHAMP  
PHOTOVOLTAIQUES

## II- INTRODUCTION :

Cette modélisation a pour but l'étude du comportement de certains paramètres et performances du champ photovoltaïque en général et particulièrement appliquée à celui utilisé dans le cas de notre installation photovoltaïque, lorsque les conditions de fonctionnement (taux de charge, type de charge) et environnantes (effet de la radiation et de la température) sont en phase dynamique .

Le champ photovoltaïque est un ensemble de modules connectés entre eux comme déjà indiqué. Le module photovoltaïque est caractérisé par sa courbe de puissance (I,V) qui varie en fonction de la température T et de l'éclairement solaire Q soit:

$$I = I(V,T,Q)$$

Plusieurs modèles ont été élaborés pour simuler cette caractéristique, cependant ils impliquent l'utilisation d'un grand nombre de paramètres difficilement mesurables.

Le modèle utilisé ici, a l'avantage de ne considérer qu'un nombre limité de paramètres qui sont pratiquement faciles à mesurer. C'est donc plus une méthode pratique qu'une approche théorique.

II.1/ Détermination de la caractéristique (I,V) d'une cellule solaire utilisant 3 paramètres :

Le module photovoltaïque étant un assemblage de cellules, il est possible de dire que, pratiquement, l'ensemble des phénomènes qui ont lieu à l'échelle du module n'est que le résultat de l'interaction de ceux se produisant dans les cellules. De là, le module sera considéré dans cette étude, comme l'élément de base d'un modèle se rapportant au champ photovoltaïque.

La représentation la plus commune d'une cellule solaire au silicium est un circuit électrique (Fig 2.1) qui se compose d'un générateur de courant  $I_{ph}$ , une diode, une résistance série  $R_s$  et une résistance parallèle  $R_p$ .

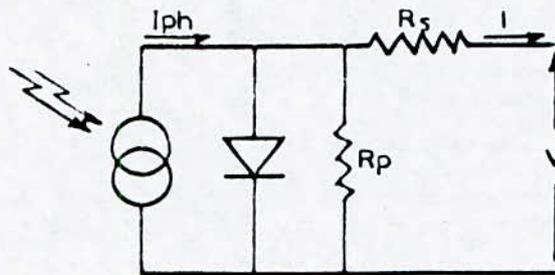


Fig (2.1): Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire

La caractéristique électrique de la cellule peut être décrite par l'équation :

$$(2.1) I = I_{ph} - I_0 \left( \exp\left(\frac{V + R_s I}{M K T}\right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p}$$

où

$I_{ph}$  : courant photogénéré (proportionnel à l'éclairement)

$I_0$  : courant de saturation de la diode.

$R_s$  : résistance série due essentiellement à la résistance des contacts, aux doigts métalliques qui constituent la grille de métallisation ...

$R_p$  : résistance parallèle liée directement au processus de fabrication (court-circuit métallique à travers de micro défaut ...)

$M$  : constante adimensionnelle empirique, comprise entre 1 et 2

$K$  : constante de Boltzman =  $1.38 \cdot 10^{-23}$  (J/°K)

$q$  : charge d'un électron =  $1.60218 \cdot 10^{-19}$  (C)

$T$  : température (°K)

$R_p$  ayant une valeur généralement élevée par rapport à  $R_s$ , le terme  $(V + R_s I) / R_p$  peut donc être négligé.

L'équation (2.1) devient :

$$(2.2) I = I_{ph} - (I_0 \exp\left(\frac{V + R_s I}{M K T}\right) - 1)$$

Le terme  $\text{EXP}(V q/M K T) \gg 1$

Pour une cellule sans concentration  $I_{ph} = I_{sc}$   
où  $I_{sc}$  est le courant de court-circuit.

En posant  $\lambda = q/M K T$ , on obtient:

$$(2.3) \quad I = I_{sc}(1 - (I_0/I_{sc})\text{EXP}(\lambda(V+R_s I)))$$

L'équation (2.2) décrit assez bien la caractéristique (I,V) de la cellule, cependant les paramètres ne sont pas facilement mesurables. Le module qui va être décrit utilisera des paramètres pratiquement faciles à mesurer ( Fig 2.2) :

- le courant de court-circuit  $I_{sc}$
- la tension en circuit ouvert  $V_{oc}$
- la puissance maximale  $P_m$

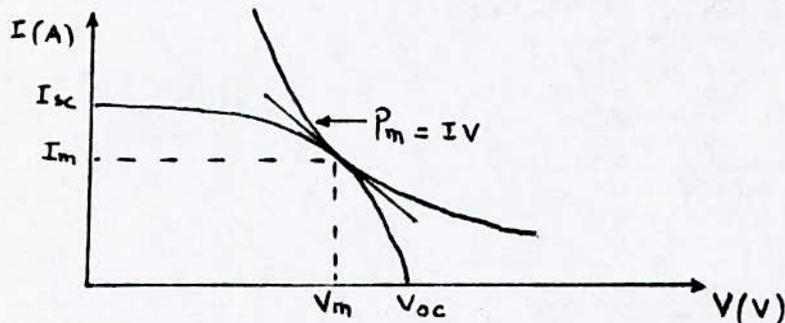


Fig (2.2) : Courbe (I,V) d'une cellule solaire et hyperbole d'équipuissance tangente à la courbe.

$\lambda$  et  $R_s$  étant inconnues, deux conditions sont alors nécessaires:

a/  $I=0$  alors  $V = V_{oc}$

b/ au point de puissance maximale, la courbe (I,V) est tangente à la courbe d'équipuissance  $P_m = I.V$

La condition a/ donne :

$$V_{oc} = V |_{I=0} = (1/\lambda) \text{Ln}(I_{sc}/I_0)$$

$$\text{Soit} \quad \lambda = (1/V_{oc}) \text{Ln}(I_{sc}/I_0) \quad (2.4)$$

Dans les conditions standards (  $25^\circ\text{C}$ ,  $1000 \text{ W/m}^2$ ), le rapport  $(I_{sc}/I_0)$  pour une cellule au silicium prend une valeur typique entre  $10^{-8}$  et  $10^{-10}$ .

Si l'on prend  $(I_0/I_{sc}) = 10^{-9}$

L'équation (2.3) devient :

$$I = I_{sc}(1 - 10^{-9} \text{EXP}((20.7/V_{oc})(V+R_s I))) \quad (2.5)$$

$$\text{Soit} \quad V = V_{oc}(1 + (1/20.7) \text{Ln}((I_{sc}-I)/I_{sc})) \quad (2.6)$$

La condition b/ s'écrit :

$$V |_{I=I_m} = P_m / I_m \quad (2.7)$$

$$\partial V / \partial I |_{I=I_m} = \partial / \partial I (P/I) |_{I=I_m} = P_m / I_m^2 \quad (2.8)$$

$I_m$  étant inconnu :

En substituant (2.7) dans (2.6), nous obtenons :

$$P_m / I_m = V_{oc}(1 + (1/20.7) \ln((I_{sc} - I_m) / I_{sc})) - R_s I_m \quad (2.9)$$

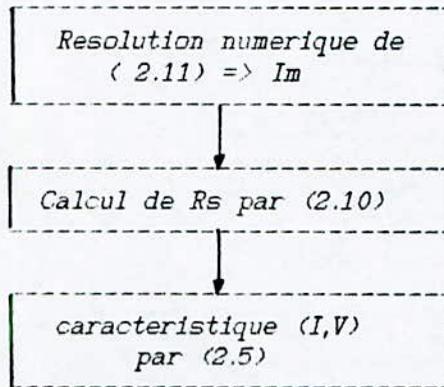
En différenciant (2.6) tenant compte de (2.8), nous obtenons :

$$P_m / I_m^2 = (V_{oc} / 20.7) (1 / (I_{sc} - I_m)) + R_s \quad (2.10)$$

En combinant (2.9) et (2.10), nous obtenons :

$$I_m (1 + (1/20.7) (I_m / (I_{sc} - I_m) + \ln((I_{sc} - I_m) / I_{sc})) - (2P_m / V_{oc})) = 0 \quad (2.11)$$

La caractéristique (I,V) est déterminée comme suit :



### II.2- Caractéristique (I,V) d'un module :

Un module est un assemblage de cellules solaires connectées en série et en parallèle. Si toutes les cellules étaient identiques, la caractéristique (I,V) du module serait obtenue en multipliant la tension par le nombre de cellules en série et le courant par le nombre de cellule en parallèles. En pratique, les paramètres des cellules sont dispersés et il est difficile de trouver une ou plusieurs relations liants ces paramètres à ceux du module. Cependant, la caractéristique d'un module peut être décrite par les équations précédentes, en prenant soin que les 3 paramètres utilisés aient le sens électrique correspondant au schéma du circuit électrique précédent.

### II.3- Influence de la température et de l'éclairement solaire :

Si  $(I_{sc}^*, V_{oc}^*, P_m^*)$  sont les paramètres aux conditions standards ( $T^*=25^\circ\text{C}$ ,  $Q^*=1000 \text{ W/m}^2$ ).

Soit  $\Delta T = T - T^*$  la différence entre la température de travail et la température standard.  
 $\Delta Q = Q - 1$  si l'on prend  $Q^*=1000 \text{ W/m}^2$  comme unité : 1 sun,  $Q$  variant alors de 0 à 1 sun.

\* Le courant de court-circuit est beaucoup plus influence par l'eclaircement que par la temperature :

$$I_{sc}(Q,T) = I_{sc} \cdot Q (1 + \alpha \Delta T) \quad (2.12)$$

où  $\alpha = 0.0025 / ^\circ C$

\* La tension en circuit ouvert est une fonction logarithmique de Q et decroit avec la temperature :

$$V_{oc}(Q,T) = V_{oc} \cdot (1 - \gamma \Delta T) \ln(e + \beta \Delta Q) \quad (2.13)$$

Pour une cellule au silicium :  $dV_{oc}/dt = 0.00288 V/^\circ C$   
 $\beta = 0.5 / \text{sun}$

Si l'on considere que la forme de la courbe (I,V) ne change pas alors:

$$P_m(Q,T) = P_m \cdot (I_{sc}(Q,T)V(Q,T)) / (I_{sc} \cdot V_{oc}) \quad (2.14)$$

La caracteristique (I,V) en fonction de Q et T est alors obtenue en substituant (2.12), (2.13) et (2.14) dans (2.10) et (2.11) et en utilisant par la suite l'equation (2.5).

#### II.4- Equations relatives au champs :

Le panneau photovoltaïque se compose de n modules en serie ou en parallele. Une branche se compose de m panneaux montés en serie. Un champ se compose de p branches généralement montes en parallele.

Theoriquement l'association de n modules en serie sera decrite par :

$$V_m = nV$$

$$I_m = I$$

où

V est la tension mesurée aux bornes d'un module.  
 I est le courant mesuré correspondant à V.

L'association de m panneaux en serie donnera :

$$V_b = mV_m$$

$$I_b = I_m$$

Le montage de p branches en parallele donnera :

$$V_c = V_b$$

$$I_c = pI_b$$

Dans la pratique :

$$V_c \text{ pratique} < V_c$$

$$I_c \text{ pratique} < I_c$$

Ce qui amène à écrire :

$$P_c = K_r P_{cp}$$

où

$P_c$  est la puissance theorique totale  
 $P_{cp}$  est la puissance pratique totale  
 $K_r$  est le facteur ou rendement de connexion  
 (compris entre 0 et 1).

### II.5- Resultats de la simulation :

Le module utilisé dans notre installation photovoltaïque UDTS 50 (HCR) a pour caractéristiques électriques :

$$I_{sc} = 3.36 \text{ A}$$

$$V_{oc} = 21.77 \text{ V}$$

$$P_m = 48.34 \text{ W}$$

Appliquée a ce dernier, la simulation donne :

- La caractéristique (I,V) du module aux conditions standards (Fig 2.3).

Remarque: La résistance serie calculée  $R_s=2.16 \text{ Ohm}$ ,celle donnée par le constructeur vaut  $R_s= 2.07 \text{ Ohm}$ .

- Sur la figure (2.4) est illustrée l'influence de la résistance serie sur la la caractéristique (I,V) du module. Elle se traduit par une diminution de la pente de la courbe de puissance,avec l'augmentation de la résistance,dans la zone ou le module fonctionne comme generateur á tension pratiquement constante.

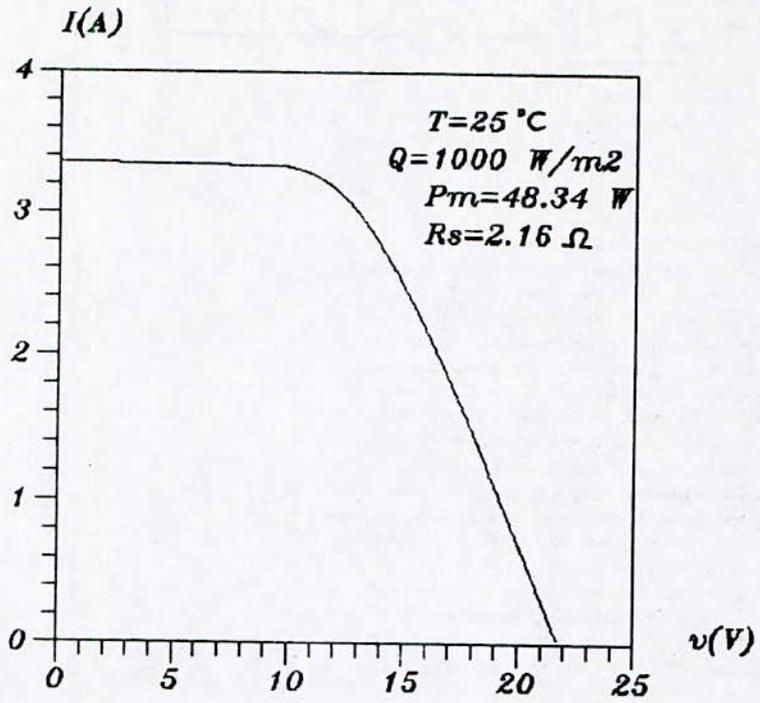
- La figure (2.5) montre l'influence du flux lumineux. Avec la diminution de ce flux,le point de fonctionnement (zone où la puissance est maximale) se deplace lineairement selon l'axe des courants.

- La figure (2.6) montre l'influence de la temperature sur la courbe de puissance . L'augmentation de la temperature se traduit au totale par une diminution de la puissance maximale disponible.

- La figure (2.7) montre l'influence de la temperature et de l'eclaircement sur la caractéristique (I,V).

### Conclusion :

Lors de la conception d'un systeme photovoltaïque,il sera donc nécessaire de choisir les elements places en avale du generateur de façon á extraire le maximum de puissance de ce dernier, quelque soit les valeurs du flux lumineux Q et de la temperature T.



Fig(2.3) : Caractéristique  $I(V)$  simulée d'un module(HCR)

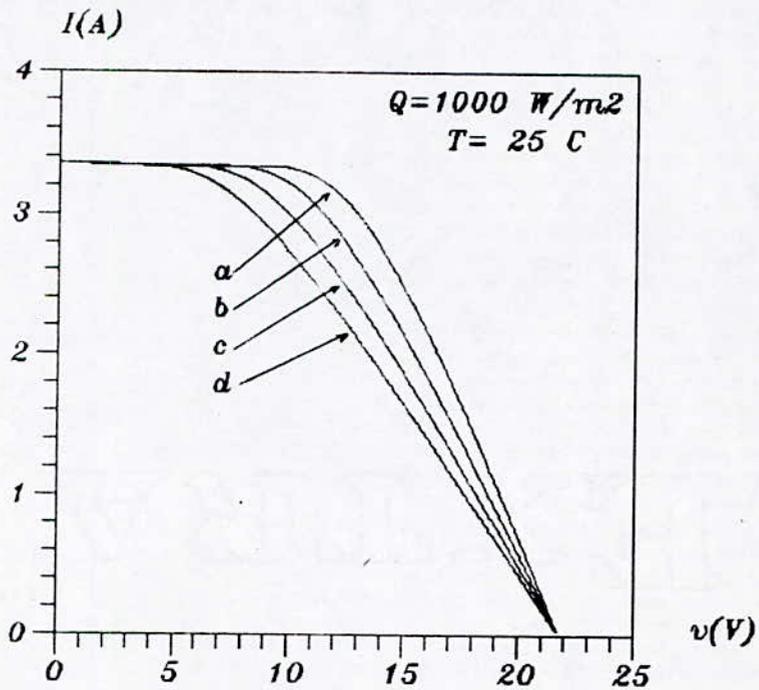
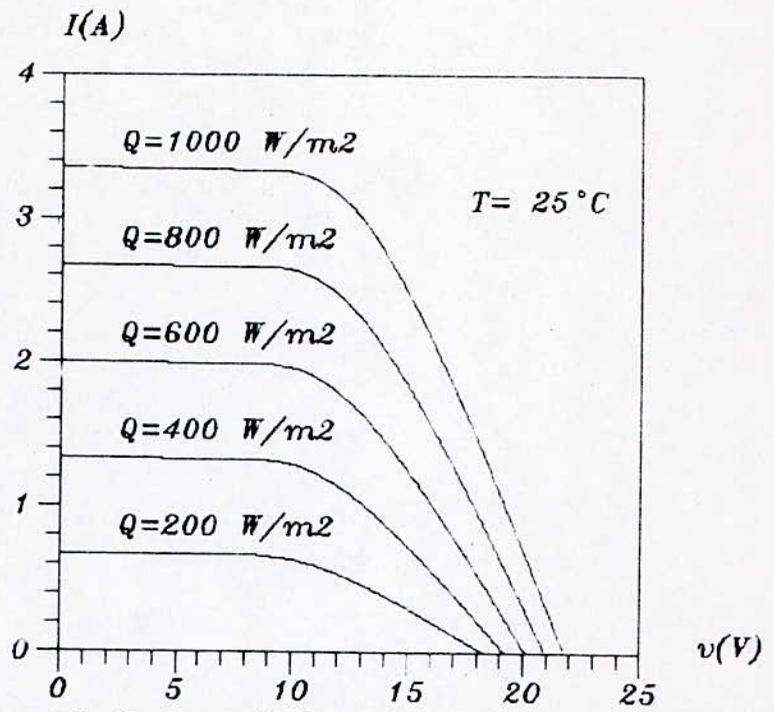


Fig (2.4) : Influence de la resistance serie sur la caractéristique  $(I,V)$  d'un module (HCR)

a:  $r_s=2.15$       b:  $r_s=2.65$   
 c:  $r_s=3.15$       d:  $r_s=3.65$



Fig(2.5) : Influence de l'éclairement solaire sur la caractéristique ( $I, V$ ) d'un module (HCR)

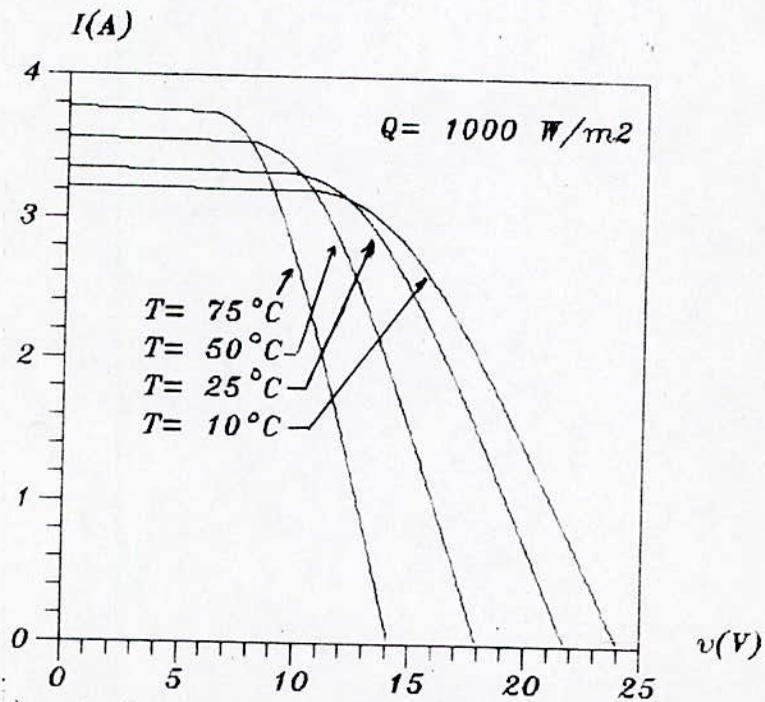


Fig (2.6) : Influence de la température sur la caractéristique ( $I, V$ ) d'un module (HCR)

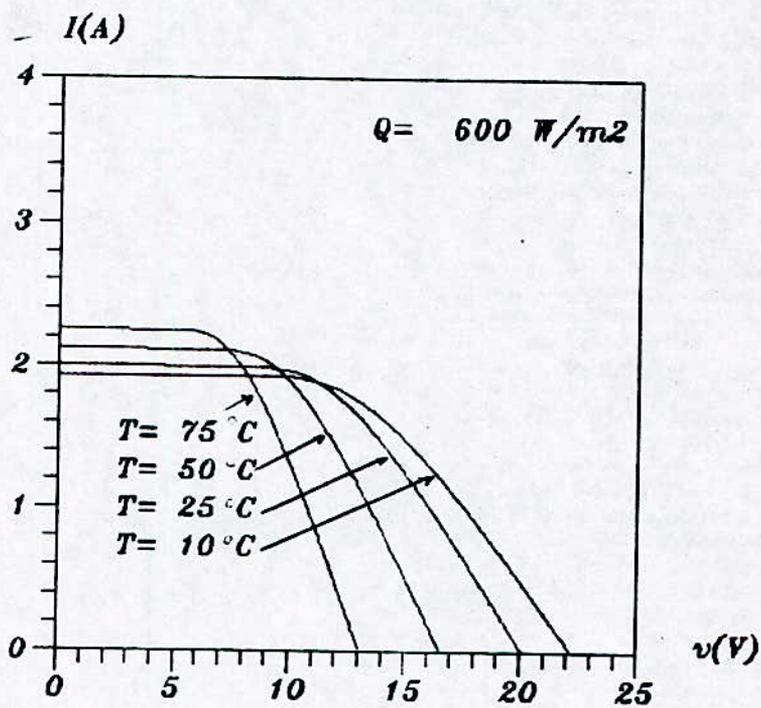


Fig (2.7) :

CHAPITRE III  
EVALUATION DU RAYONNEMENT  
SOLAIRE

### III- INTRODUCTION :

Tout problème d'utilisation de l'énergie solaire implique, en premier lieu, l'estimation des disponibilités réelles des éclairagements énergétiques solaires sur des surfaces diversement orientées et inclinées.

En effet, une bonne connaissance du gisement solaire du lieu considéré est indispensable pour le choix du système solaire et l'optimisation du capteur.

Sur la plupart des sites ( cas de notre site ), en raison de l'absence d'un réseau dense pour les stations de mesures du rayonnement solaire, on peut seulement faire une estimation de l'irradiation à partir des données relatives à un lieu de même climat de base.

Le problème consiste à déterminer aussi précisément que possible les valeurs les plus probables et éventuellement les valeurs extrêmes des irradiances quotidiennes à toute les époques de l'année.

La méthode utilisée ici, relie l'irradiation quotidienne d'une surface horizontale, en un lieu donné, à la durée ou fraction d'insolation en se référant à l'irradiation quotidienne d'une surface horizontale située hors atmosphère.

A partir de l'irradiation d'une surface horizontale ainsi obtenue, on détermine par la suite l'irradiation reçue sur des surfaces quelconques.

La méthode tient compte des paramètres suivants :

- la latitude;
- l'altitude;
- la date;
- le temps;
- les conditions de troubles atmosphériques;
- l'orientation et l'inclinaison de la surface receptrice.

Le rayonnement solaire au sol se déduit :

- du rayonnement solaire hors atmosphère;
- de l'action de l'atmosphère sur celui-ci.

Les lois régissant le rayonnement hors atmosphère découlent de la trajectoire elliptique quasicirculaire décrite par la terre autour du soleil et de l'inclinaison de l'axe de rotation terrestre (axe des poles) sur le plan de sa trajectoire (plan de l'elliptique).

Les grandeurs liées à la révolution de la terre autour du soleil sont à variations périodiques, de période: 1 an. Elles peuvent être définies par la date : numéro du jour de l'année  $N$ .

### III.1- Aspect géométrique :

1.1/ Distance terre soleil (U.A.  $\vartheta$ ):

$$(3.1) \quad \text{dis}(N) = 1 - 0.017 \cos((N-2)360/365)$$

$$\vartheta \text{ 1 U.A. (unite astronomique) } = 149\,597\,890 \pm 500 \text{ km}$$

1.2/ Correction de distance :

$$(3.2) \quad Cr(N) = 1 + 0.036 \cos((N-2)360/365)$$

1.3/ Déclinaison du soleil :

$$(3.3) \quad \delta(N) = \delta_0 \sin((N-80)360/365)$$

$$\text{Avec } \delta_0 \text{ (obliquité) } = 23.45^\circ$$

1.4/ Détermination de la position d'un plan quelconque :

UN plan quelconque (P) est repéré par la normale  $\vec{n}$  menée en un point O de ce plan. La position du plan (Fig 3.1) est déterminée par :

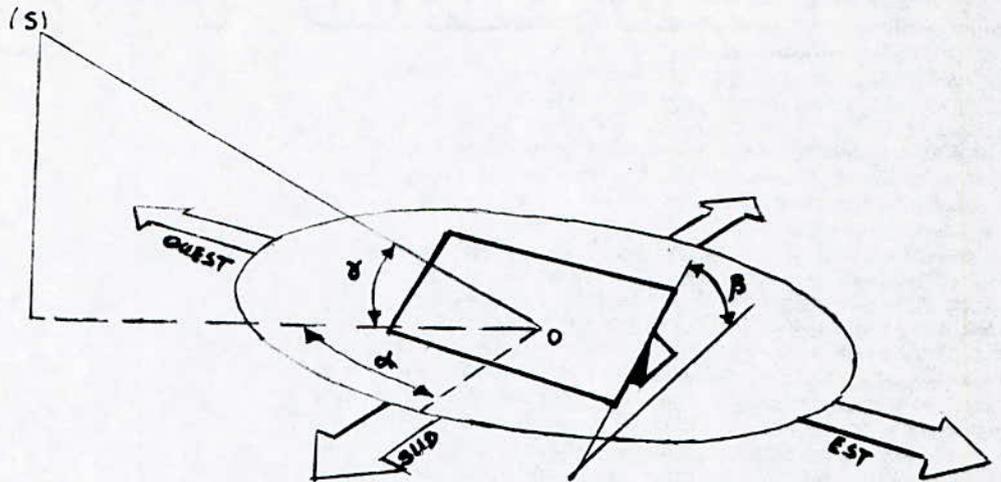
$\alpha$  : azimut de la normale du plan;

$\gamma$  : hauteur de la normale du plan;

$\beta = 90 - \gamma$  : inclinaison du plan.

$-180^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$  ;  $\alpha < 0$  vers l'est ;  $\alpha = 0$  plan sud .

$-90^\circ \leq \gamma \leq 90^\circ$   $\gamma$  est positive pour le plan tourné vers le haut.



Fig(3.1): Position d'un plan quelconque

### 1.5/ Détermination de la direction du soleil :

Pour un lieu donné, la direction du soleil est repérée de deux manières (Fig 3.2):

- En coordonnées horizontales, par :
  - a : azimut du soleil;
  - b : hauteur du soleil.

$h=+90^\circ$  au zénith ;  $h=-90^\circ$  au nadir ;  $h=0$  correspond au lever ou au coucher du soleil (géométrique).

- En coordonnées horaires, par :
  - H : angle horaire du soleil ( $H=0$  à midi TSV)
  - $\delta$  : déclinaison du soleil ( $-\delta_0 \leq \delta \leq \delta_0$ ).

Dans le repère équatoriale le vecteur unitaire de la direction du soleil est donné par :

$$\vec{u} \begin{pmatrix} \cos \delta \\ 0 \\ \sin \delta \end{pmatrix}$$

Dans le repère horizontal :

$$\vec{u} \begin{pmatrix} \cosh \cdot \sin a \\ \cosh \cdot \cos a \\ \sinh \end{pmatrix}$$

Le passage du repère (A) au repère (H) se fait en deux rotations et l'on a :

$$(3.4) \quad \begin{cases} \sin a \cdot \cosh = \sin H \cdot \cos \delta \\ \cos a \cdot \cosh = \cos H \cdot \cos \delta \cdot \sin \varphi - \sin \delta \cdot \cos \varphi \\ \sinh = \cos H \cdot \cos \delta \cdot \cos \varphi + \sin \delta \cdot \sin \varphi \end{cases}$$

$\varphi$  étant la latitude en un lieu donné.



1.6/ Angle d'incidence sur un plan quelconque :

Pour un plan  $(\alpha, \gamma)$  (en coordonnées horizontales), le vecteur unitaire  $n$  porté par la normale au plan a pour coordonnées :

$$\vec{n} \begin{pmatrix} \cos\gamma \cdot \sin\alpha \\ \cos\gamma \cdot \cos\alpha \\ \sin\gamma \end{pmatrix}$$

L'angle d'incidence est l'angle de la direction du soleil avec la normale du plan, soit :

$$i = (\vec{u}, \vec{n})$$

$$\cos i = \vec{u} \cdot \vec{n}$$

En coordonnées horaires :

$$(3.5) \quad \begin{cases} \cos i = A \cdot \sin H + B \cdot \cos H + C \\ A = \sin\alpha \cdot \cos\gamma \cdot \cos\delta \\ B = (\cos\alpha \cdot \cos\gamma \cdot \sin\phi + \sin\gamma \cdot \sin\phi) \cos\delta \\ C = (\cos\alpha \cdot \cos\gamma - \cos\phi \cdot \sin\gamma \cdot \sin\phi) \sin\delta \end{cases}$$

1.7/ Durée du jour :

Au lever ou au coucher du soleil, la hauteur du soleil est nulle.

$$(3.4) \text{ donne : } \sin h = \cos\delta \cdot \cos\phi (\operatorname{tg}\delta \cdot \operatorname{tg}\phi + \cos H)$$

La résolution de cette équation donne :

$$(3.6) \quad \begin{cases} \text{Au coucher :} \\ \text{Au lever :} \end{cases} \quad \begin{cases} H_c = \arccos(-\operatorname{tg}\delta \cdot \operatorname{tg}\phi) \\ H_l = -H_c \end{cases}$$

La durée du jour est donc :

$$(3.7) \quad d = (H_c - H_l) / 15 = 2H_c / 15 = (2/15) \arccos(-\operatorname{tg}\delta \cdot \operatorname{tg}\phi)$$

### III.2- Evaluation du rayonnement :

Le programme de simulation du rayonnement solaire est construit de la manière suivante :

\* Le calcul se fait pour un lieu donné , localisé par :  
(altitude  $z$  , latitude  $\phi$  , longitude)

#### 2.1/ Calcul de la puissance de rayonnement hors atmosphère:

Pour un plan recepateur normal aux rayons solaires ,cette puissance est donnée par :

$$P_e = Cr.I_0 \text{ (W/m}^2\text{)} \text{ ,Cr donné par (3.2)}$$

où  $I_0$  est la constante solaire = 1367 W/m<sup>2</sup>

#### 2.2/ Calcul de l'énergie de rayonnement hors atmosphère sur plan horizontal :

La puissance de rayonnement hors atmosphère sur un plan quelconque est :

$$\begin{cases} P_e = P_e \cdot \cos i & \text{si } \cos i > 0 \\ P_e = 0 & \text{si } \cos i < 0 \end{cases}$$

Sur un plan horizontal,elle est égale :

$$G_e = (24/\pi) \cdot P_e (\cos \phi \cdot \sin H_c + \sin \phi \cdot \sin \delta \cdot (\pi/180) \cdot H_c)$$

#### 2.2/ Atténuation du rayonnement par l'atmosphère :

Le rayonnement direct du soleil subit lors de sa traversé de l'atmosphère une extinction liée à divers fcteurs :

- l'absorption gazeuse et la diffusion moleculaire;
- la diffusion et l'absorption complémentaire duent aux aérosols.

Pratiquement,on accepte d'associer l'absorption et la diffusion duent aux molécules gazeuzes et aux aérosols et on fait alors appel à la notion de facteur de trouble de Linke:

Il s'agit du nombre d'atmosphères,supposées pure et seche,qu'il serait nécessaire d'accumuler pour obtenir la même extinction au sol du rayonnement direct.

#### 2.3/ Calcul du facteur de trouble total par ciel clair :

La variation saisonnière (alternance hiver/été) est représentée par :  $V_s = \sin((N-121)360/365)$

Le facteur de trouble est composé de 3 termes:

- $T_0$  correspondant à l'absorption par la vapeur d'eau
- $T_1$  correspondant à la diffusion moleculaire
- $T_2$  correspondant à la diffusion (et à une légère absorption) par les aérosols.

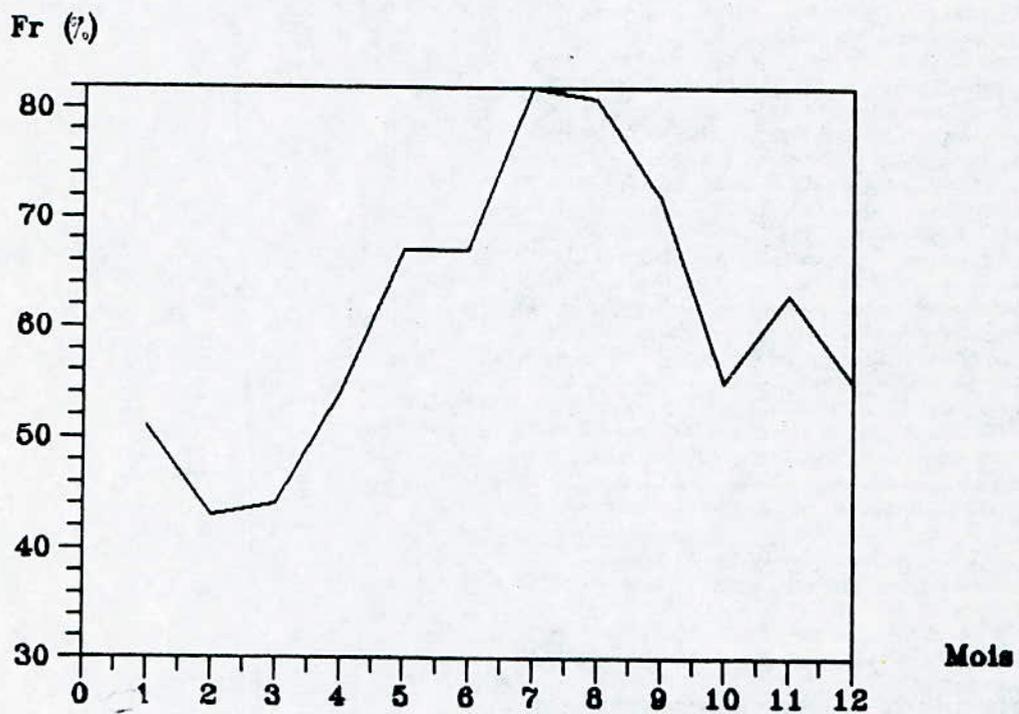


Fig 3.3 : Fraction d'insolation mensuelle

$$T_0 = (2.4 - 0.9 \sin \phi) + 0.1 (2 + \sin \phi) V_s - 0.2 z - (1.22 + 0.14 V_s) (1 - \sinh)$$

$$T_1 = (0.89)^z$$

$$T_2 = (0.1 + 0.4 V_s) (0.63)^z$$

Le facteur de trouble  $T = T_0 + T_1 + T_2$  est alors donné par:

$$T = (T_{\min} + T_{\max}) / 2$$

Avec :

$T_{\min}$  correspondant à  $h=0$

$T_{\max}$  correspondant à  $h=h_{\max}$ , ( $H=0$  à midi TSV)

#### 2.4/ Calcul de l'énergie de rayonnement par jour clair sur plan horizontal :

Nous avons utilisé les formules de Perrin De Brichambaut valables pour :  $T < 6$  et  $|\phi| < 60^\circ$  :

- le global est donnée par :

$$G_{ch} = G_e (0.91 - 0.15 \ln T) \cos(\phi - \delta)$$

Avec :  $w = 0.13 \sqrt{T}$

Par la suite, on considère la valeur moyenne mensuelle de cette énergie ( $G_m$ ) pour tous les mois de l'année .

#### 2.5/ Calcul de l'énergie de rayonnement en présence des nuages sur plan horizontal :

La méthode utilisée consiste à relier la fraction d'insolation (moyenne mensuelle) directement à l'énergie quotidienne (moyenne mensuelle) reçue.

- La fraction d'insolation  $Fr$  étant le rapport entre le temps durant lequel brille le soleil pour une journée sur la durée astronomique du jour.

\* Faut de données relatives au site choisi, nous avons utilisé les valeurs des fractions d'insolation mesurées dans une région proche du site et présentant à peu près le même climat (Fig 3.3):

∴ Zone de Méliana :

- latitude 36.19 N;
- longitude 2.14 E;
- altitude 750 m.

La formule d'Angström appliquée à l'Algerie donne alors :

- Le global :  $G_h = (0.58 Fr + 0.41) G_m$
- Le diffus :  $D_{fh} = G_h \text{ (EXP}(-1.77 Fr)\text{)}$
- Le direct :  $Sh = G_h - D_{fh}$

## 2.6/ Calcul de l'énergie de rayonnement sur surfaces inclinées :

Travaillant avec des valeurs mensuelles ,on utilise pour cela une formule donnant la déclinaison du soleil pour le jour type de chaque mois de l'année :

$$D = 23.45 \sin((284+N1)360/365)$$

où N1 est le jour type du mois pour la déclinaison.

Le global est la somme de 3 termes :

- Df:le diffus donné par :

$$Df = Dfh(1+\cos\beta)/2$$

- Rf:le refléchi :

$$Rf = \rho.Gh(1-\cos\beta)/2$$

où  $\rho$  est l'albedo moyen

- S : le direct :

$$S = Sh.Rb$$

Rb étant le rapport entre l'angle du lever du soleil sur un plan incliné et sur un plan horizontal (valeur moyenne):

$$Rb = X/Y$$

Avec :

$$X = \cos(\phi-\beta).\cos\delta.\sin Ah1 + Ah1.\sin(\phi-\beta).\sin\delta$$

$$Y = \cos\delta.\cos\phi.\sin Ahh + Ahh.\sin\phi.\sin\delta$$

$$Ah1 = \arccos(-(\sin(\phi-\beta).\sin\delta)/(\cos(\phi-\beta).\cos\delta))$$

$$Ahh = \arccos(-(\sin\phi.\sin\delta)/(\cos\phi.\cos\delta))$$

Et  $Ah1 = Ahh$  si  $Ahh > Ah1$

### III.3- Application au site considéré :

Commune de Baata,daira de El-Cumaria,wilaya de Medea:

Latitude 36. N

Longitude 3. E

Altitude 850. m

En considérant un albedo moyen de 0.2,les resultats sont regroupés dans le tableau n° : (3.4).

La figure (3.5) montre la variation saisonnière importante de l'énergie de rayonnement quotidienne incidente sur un plan horizontal.Elle varie entre un maximum de plus de 8 kWh/m<sup>2</sup> l'été et un minimum d'environ 4 kWh/m<sup>2</sup> l'hiver.

\* On notera l'écart entre l'énergie par jour clair et celle par jour d'ensoleillement moyen (environ 1 kWh/m<sup>2</sup>) ainsi que l'importance du rayonnement diffus.

Les figures (3.6),(3.7)et(3.8) montrent les énergies quotidiennes de rayonnement (global,diffus) pour différentes inclinaisons du capteur pour une orientation sud.

Sur la figure (3.9) sont représentées les énergies quotidiennes (global) incidentes sur différents plans .

MOIS	FRACTION D INSOLATION MENSUELLE
1	0.510
2	0.430
3	0.440
4	0.540
5	0.670
6	0.670
7	0.820
8	0.810
9	0.720
10	0.550
11	0.630
12	0.550

LATITUDE (DEG)	LONGITUDE (DEG)	ALTITUDE (km)	ALBEDO
36.00	3.00	0.850000	0.20

**\*\* ENERGIE DE RAYONNEMENT PAR JOUR CLAIR**

MOIS	GLOBAL SUR PLAN HORIZONTAL (Wh/m <sup>2</sup> )
1	3615.5
2	4732.8
3	6211.2
4	7571.7
5	8387.8
6	8612.4
7	8312.9
8	7498.4
9	6241.6
10	4804.3
11	3658.8
12	3206.4

**\* ENERGIE DE RAYONNEMENT EN PRESENCE DE NUAGES**

MOIS	GLOBAL SUR P-HORIZONTAL (Wh/m <sup>2</sup> )	DIFFUS SUR P-HORIZONTAL (Wh/m <sup>2</sup> )
1	2551.8	1034.7
2	3120.8	1457.9
3	4131.7	1896.3
4	5475.8	2105.5
5	6698.5	2046.2
6	6877.8	2101.0
7	7361.9	1724.5
8	6597.1	1572.9
9	5165.5	1444.3
10	3502.3	1323.0
11	2837.0	930.2
12	2337.4	883.0

Tableau n° (3.4)

\* ENERGIE DE RAYONNEMENT SUR SURFACE INCLINEES  
 PLAN SUD/INCLIN=LATI

MOIS	GLOBAL (WH/M2)	DIFFUS (WH/M2)
1	4096.47	935.89
2	4113.51	1318.66
3	4695.68	1715.19
4	5465.46	1904.43
5	5969.85	1850.79
6	5689.67	1900.35
7	6090.84	1559.79
8	6296.25	1422.72
9	5806.71	1306.36
10	4570.68	1196.70
11	4577.47	841.38
12	4038.97	798.67

\* ENERGIE DE RAYONNEMENT SUR SURFACE INCLINEE  
 PLAN SUD/INCLIN=45°

MOIS	GLOBAL (WH/M2)	DIFFUS (WH/M2)
1	4329.33	883.16
2	4193.75	1244.38
3	4635.61	1618.56
4	5218.65	1797.15
5	5505.89	1746.53
6	5123.96	1793.30
7	5468.91	1471.92
8	5909.94	1342.57
9	5688.93	1232.77
10	4636.85	1129.29
11	4828.98	793.98
12	4319.75	753.68

\* ENERGIE DE RAYONNEMENT SUR SURFACE INCLINEE  
 PLAN VERTICAL/SUD (INCLIN=90°)

MOIS	GLOBAL (WH/M2)	DIFFUS (WH/M2)
1	4372.53	517.35
2	3529.61	728.94
3	3225.38	948.13
4	2841.89	1052.74
5	2079.74	1023.09
6	1386.80	1050.49
7	1308.66	862.23
8	2607.94	786.46
9	3605.44	722.14
10	3719.30	661.52
11	4761.45	465.10
12	4614.02	441.49

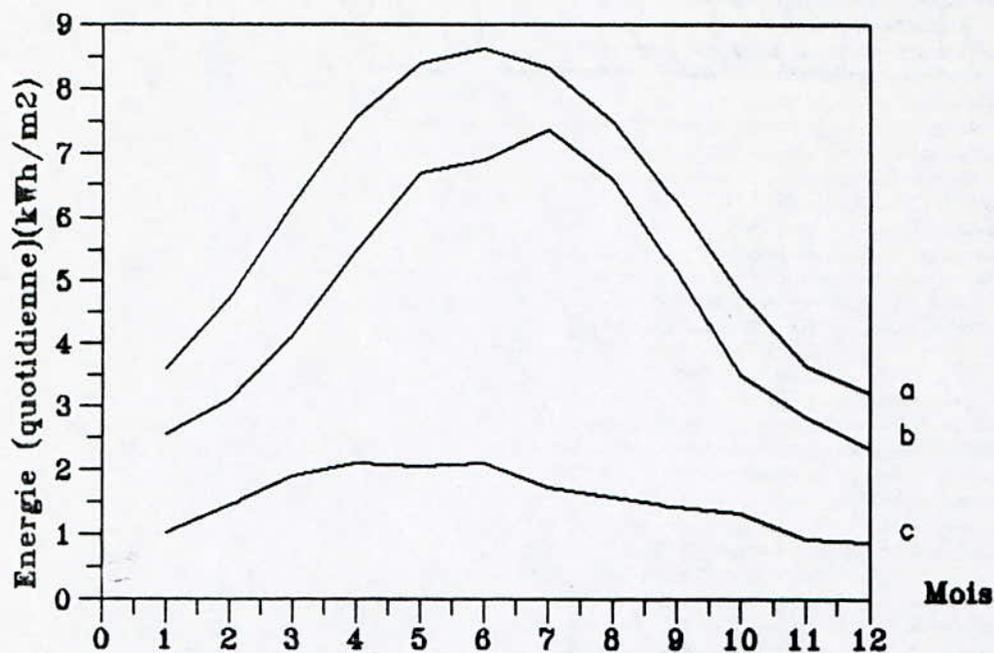


Fig 3.5 : Energie quotidienne incidente sur plan horizontal  
 (jour clair et jour d'ensoleillement moyen :j.e.m)  
 a : Global ( jour clair ) , b : Global (j.e.m)  
 c : Diffus (j.e.m)

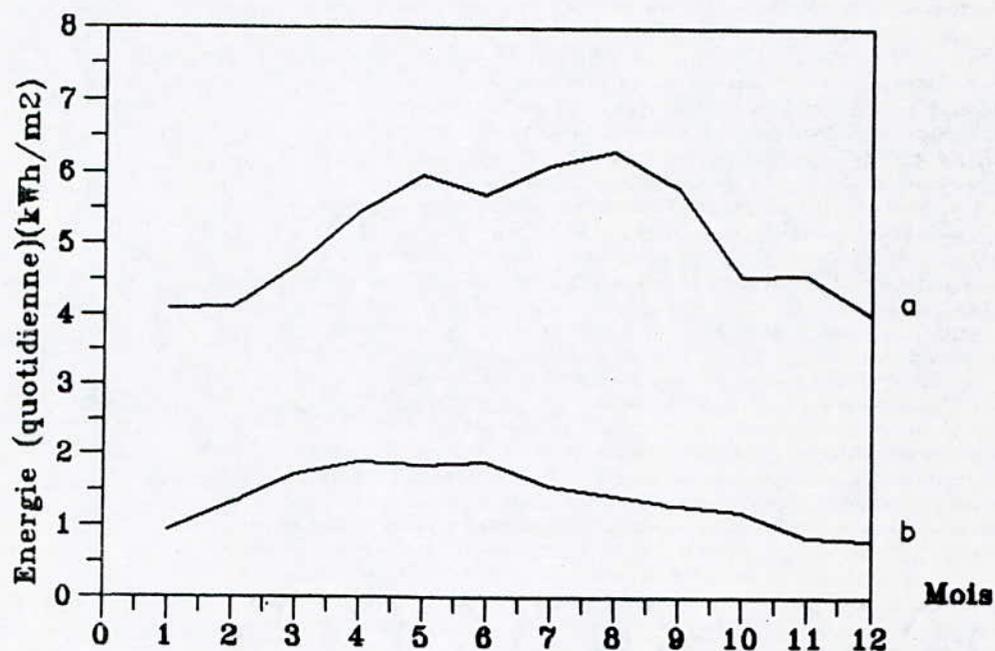


Fig 3.6 : Energie de rayonnement sur surface inclinee  
 plan sud/inclin=latitude  
 a : Global  
 b : Diffus

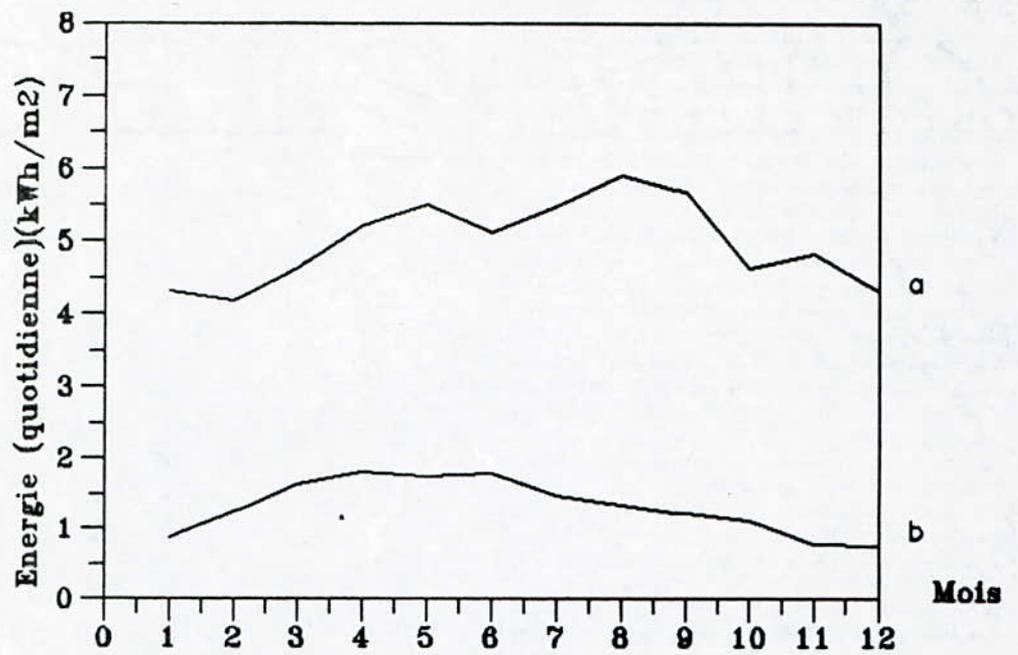


Fig 3.7: Energie de rayonnement sur surface inclinée  
 plan sud/inclin=45 deg  
 a : Global  
 b : Diffus

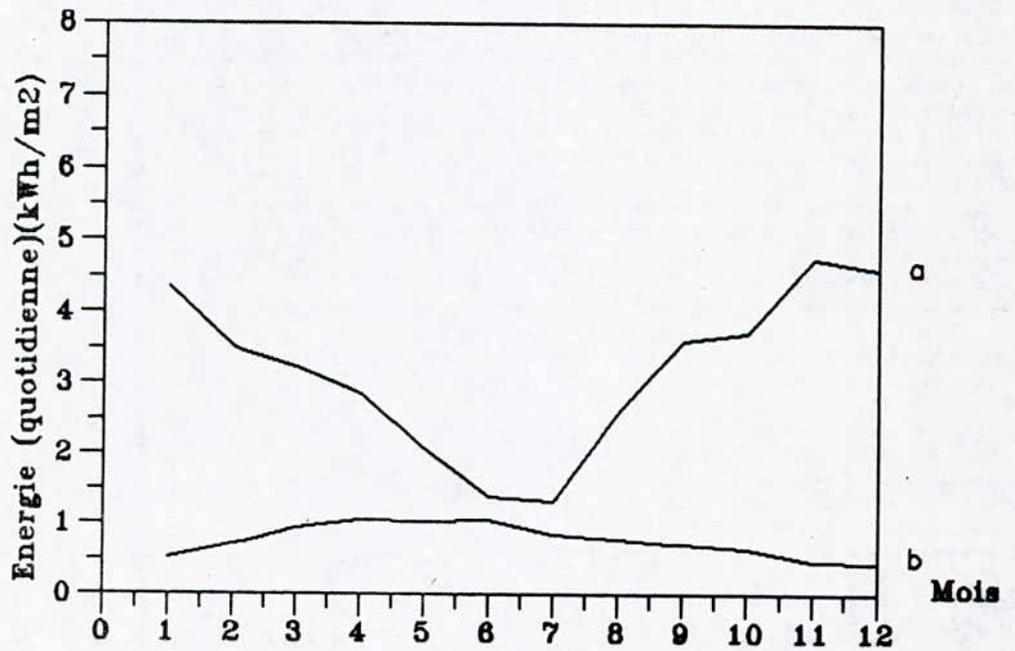


Fig 3.8: Energie de rayonnement sur surface inclinée  
 plan vertical/sud (inclin=90 deg)  
 a : Global  
 b : Diffus

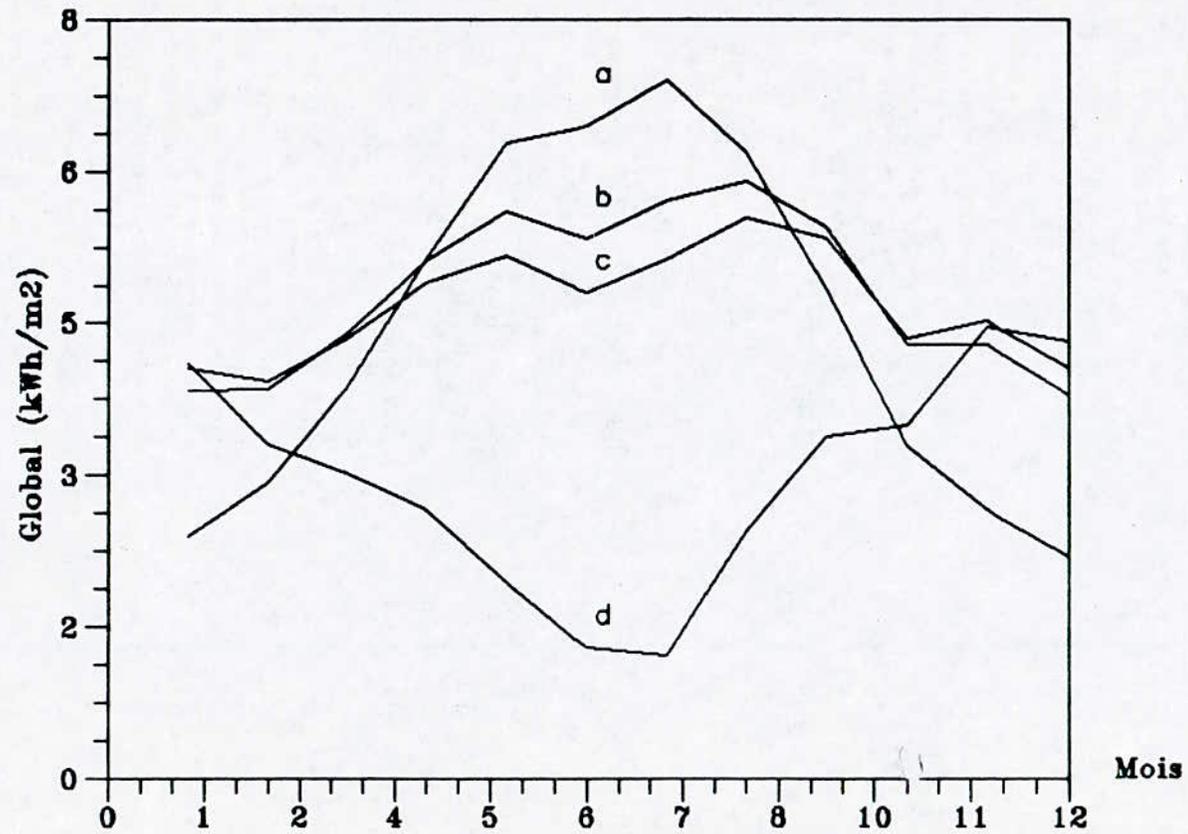


Fig 3.9: Energie quotidienne (global) incidente sur differents plans  
 a: plan horizontal    b: plan sud/inclin=latitude  
 c: plan sud/inclin=45    d: plan vertical sud

Conclusion :

- Pour une inclinaison suivant la latitude du lieu, l'énergie quotidienne présente une moindre fluctuation au cours de l'année par rapport à celle du plan horizontal.

Si la fluctuation saisonnière est minimale, les conditions de stockage sont optimales; cependant, une inclinaison suivant la latitude du lieu conduit à un excès d'énergie pendant le mois d'été (si le calcul du dimensionnement se fait à partir du mois d'hiver).

Il est donc intéressant d'incliner un peu plus les modules photovoltaïques de 10 à 15°, pour récupérer le plus d'énergie pendant le mois d'hiver. De plus, cette inclinaison favorise le glissement de neige.

Ce qui explique le fait qu'une inclinaison de 45° sera adoptée.

CHAPITRE IV  
DIMENSIONNEMENT DES INSTALLATIONS  
PHOTOVOLTAIQUES

#### IV- INTRODUCTION :

Dans ce chapitre seront présentés les différentes étapes liées au dimensionnement des systèmes photovoltaïques de faibles puissances installés à Baata, daira de El-Omaria, wilaya de Médéa située à 160 km d'Alger.

Ce projet rentre dans le cadre d'une coopération entre la division des activités productive et de service ( D.D.A.P.S ) de la wilaya de Médéa et le centre de développement des énergies renouvelables ( C.D.E.R ) d'Alger.

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque, revient en fait au choix de deux éléments clés :

- le champ photovoltaïque ( nombre de modules, puissance, énergie);
- le stockage électrochimique ( nombre d'éléments, capacité, autonomie).

Ces deux éléments sont les plus importants en raison du coût élevé qu'ils totalisent (plus de 50% du prix du système) et du degré de satisfaction, en énergie, qu'ils peuvent assurer à la charge.

Ces deux éléments sont choisis, généralement, en fonction de deux critères :

- coût minimal (ou donnée) du système photovoltaïque;
- satisfaction totale ou partielle des besoins énergétiques annuels de la charge.

Le premier critère consiste à trouver le prix minimal du système par utilisation d'une méthode itérative destinée à déterminer la surface du champ puis la capacité de stockage.

Le second critère se base sur la détermination de l'énergie annuelle consommée et le choix de la meilleure manière de satisfaire la charge (énergie maximum, énergie minimum ou énergie moyenne).

Dans le cas qui nous concerne, le dimensionnement du champ photovoltaïque a été dicté par la satisfaction de la charge pour le mois le plus défavorable de l'année.

Le dimensionnement du stockage électrochimique est dicté, quand à lui, par sa capacité à satisfaire, journalièrement, cette énergie. Une autonomie de quelques jours est prise en compte.

Le dimensionnement s'effectuera en connaissant l'énergie journalière consommée par la charge et en déterminant l'ensemble des différents sous-systèmes ( champ photovoltaïque , stockage , régulateur et convertisseur continu-alternatif).

#### IV.1- Choix du site :

C'est un site montagneux dans la commune de Baata , daira de El Oumaria, wilaya de Medea .Le choix de ce site a été fait selon les critères suivants :

- site isolé;
- site à accès difficiles , les habitants ne pouvant être aidés pour leur raccordement au réseau électrique;
- site dont la population est éparpillée.

Au niveau du site , il a été recensé :

- le nombre d'habitants : Plus de 30 personnes;
- le nombre de maisons : 04
- les activités des habitants : Ils s'occupent essentiellement d'élevage et d'agriculture.

Il s'agit donc de fournir à ces habitants un système électrique permettant de satisfaire des besoins essentiels pour un coût minimum:

- amélioration des conditions de vie de la population (éclairage);
- désenclavement ( télévision , radio,...).

IV.2 Charges utilisées et profil de charge :

Le dimensionnement des installations solaires a été fait selon les besoins énergétiques à satisfaire et qui concernent surtout:

- l'éclairage photovoltaïque;
- les appareils électrodomestiques (télévision, radio,...)

Il s'agit, dans ce cas, d'estimer la consommation d'équipements supposée connue. L'objectif est d'obtenir la consommation totale moyenne en Wh par jour (tableaux n° 4.1; 4.2; 4.3; 4.4).

\* Maison n° 1 (2 familles de 6 membres chacune):

Désignation	Surface (m <sup>2</sup> )	Type d'éclairage (réglettes fluorescentes)	Durée d'utilisation (heures)	Consommation (Wh/jour)
Pièces	3X14.5	3 X 18W	5	270
Cuisine	14.5	18W	5	90
Cour	37	18W	5	90
Total	95			450

Tableau n° 4.1 : Estimation de la charge journalière ( maison n° 1 )

\* Maison n° 2 (famille de 6 membres):

Désignation	Surface (m <sup>2</sup> )	Type d'éclairage (réglettes fluorescentes)	Durée d'utilisation (heures)	Consommation (Wh/jour)
Pièce	9	13W	5	65
Pièce	27	<div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="font-size: 2em; margin-right: 5px;">}</div> <div style="text-align: left;"> <p>18W</p> <p>13W</p> </div> </div>	5	155
Cuisine	9	13W	5	65
Total	54			285

Tableau n° 4.2 : Estimation de la charge journalière ( maison n° 2 )

\* Maison n° 3 (famille de 6 membres):

Désignation	Surface (m <sup>2</sup> )	Type d'éclairage (réglettes fluorescentes)	Durée d'utilisation (heures)	Consommation (Wh/jour)
Pièces	2X15	2 X 13W	5	130
Cuisine	15	18W	5	90
Cour	15	13W	5	65
Total	60			285

Tableau n° 4.3 : Estimation de la charge journalière ( maison n° 3 )

\* Maison n° 4 (2 familles de 7 membres chacune)

Désignation	Surface (m <sup>2</sup> )	Type d'éclairage (réglettes fluorescentes)	Durée d'utilisation (heures)	Consommation (Wh/jour)
Pièces	5X20	2 X 18W	5	180
		3 X 13W	5	165
Cuisine	16	18W	5	90
Cour	24	13W	5	65
Total	140			500

Tableau n° 4.4 : Estimation de la charge journalière ( maison n° 4 )

Nous supposons d'autre part que chaque famille possède :

- 1 téléviseur (SONELEC) : 40W x 6 heures = 240Wh/jour;
- 1 radiocassette (SONELEC) : 10W x 5 heures=50Wh/jour.

La consommation journalière moyenne estimée,pour chaque maison, devient (tableau n° 4.5) :

Maison n°	Consommation Wh/jour
1	1030
2	575
3	575
4	1080

Tableau n° 4.5 : Estimation de la charge journalière des maisons

Le profil de charge, pour la consommation journalière de chaque maison est représenté par l'histogramme de la figure (4.6).

Remarque :

Le profil de charge est supposé être le même durant toute l'année .

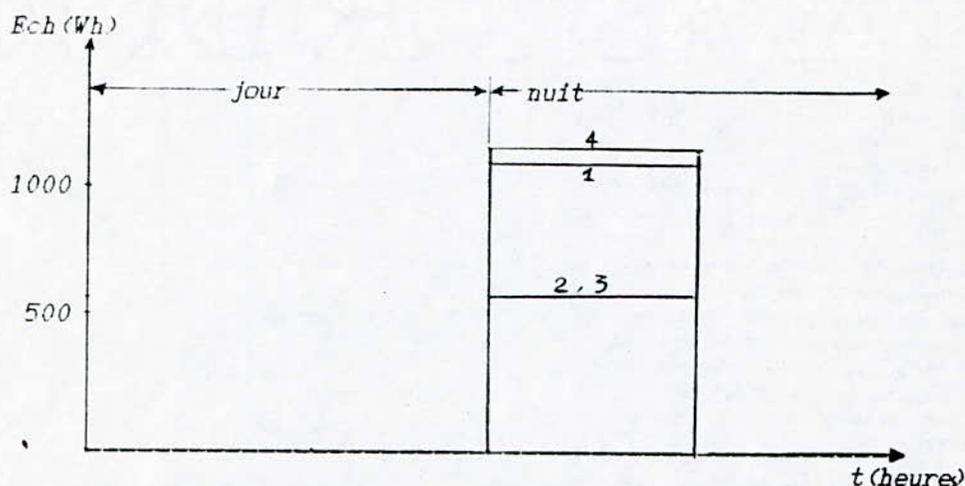


Figure (4.6) : Profil de charge journalier de chaque maison.

#### IV.3- Choix du mode de distribution de l'énergie électrique :

Pour un même ensemble de « besoins » à satisfaire, il est nécessaire de choisir le mode de distribution d'énergie électrique :

- distribution en courant alternatif;
- distribution en courant continu.

La première nécessitant des convertisseurs continu-alternatif entre les batteries d'accumulateurs et les appareils; comme elle est coûteuse en investissement et en énergie ( les onduleurs présentant des pertes à vide ou à faible charge très élevées ), nous optons pour le second mode qui nous paraît une solution simple est économique ( surtout, pour un site isolé ) ne nécessitant qu'un entretien minimum.

#### IV.4- Le stockage électrochimique :

Les batteries d'accumulateurs sont des batteries ( VARTA ) au plomb du type stationnaire à plaques tubulaires.

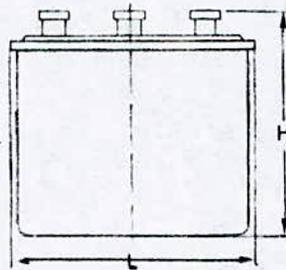
Ce sont des batteries monoblocs ,entièrement isolées en bacs plastique, en module de 6 volts (3 éléments par module). La tension nominale par élément est de 2 Volts.

Les caractéristiques électriques de ces batteries sont illustrées sur les figures ( 4.7 ; 4.8 ; 4.9 ).Sur ces dernières nous relevons :

- une capacité (en 10 heures) :  $C_{10} = 150 \text{ Ah}$  ;
- une tension de fin de décharge par élément = 1.90 Volts correspondant à un courant décharge (en 10 heures) = 14 A.

Les caractéristiques techniques sont :

- longueur :  $L = 0.285 \text{ m}$  ;
- largeur :  $l = 0.229 \text{ m}$  ;
- hauteur :  $h = 0.330 \text{ m}$  ;
- masse en ordre de marche = 42.69 kg ;
- masse de l'acide = 10.81 kg .



Il est connu que la détermination de la capacité d'un stockage est fonction de la charge à alimenter et de son autonomie.

L'énergie totale consommée en 24 heures (pour chaque maison) est donnée par le point 2 de ce chapitre (tableau n° 4.5).

Si nous considérons une autonomie de l'ordre de 4 jours, avec un taux de décharge journalier de 20 %, la capacité se calcule de la façon suivante :

$$C = \frac{N_j \cdot E_{ch}}{U \cdot R_b \cdot (1-F)} \quad (4.1)$$

Batterie au plomb VARTA Bloc ' Vb 626 '

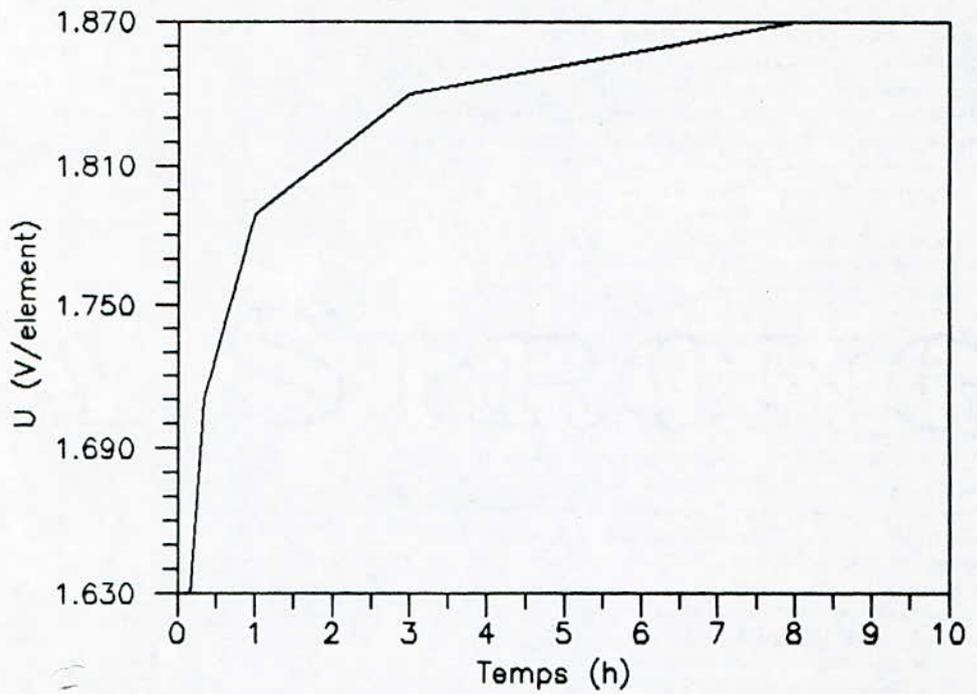


Fig 4.7 : Tension de fin de decharge en fonction du temps

Batterie au plomb VARTA Bloc ' Vb 626 '

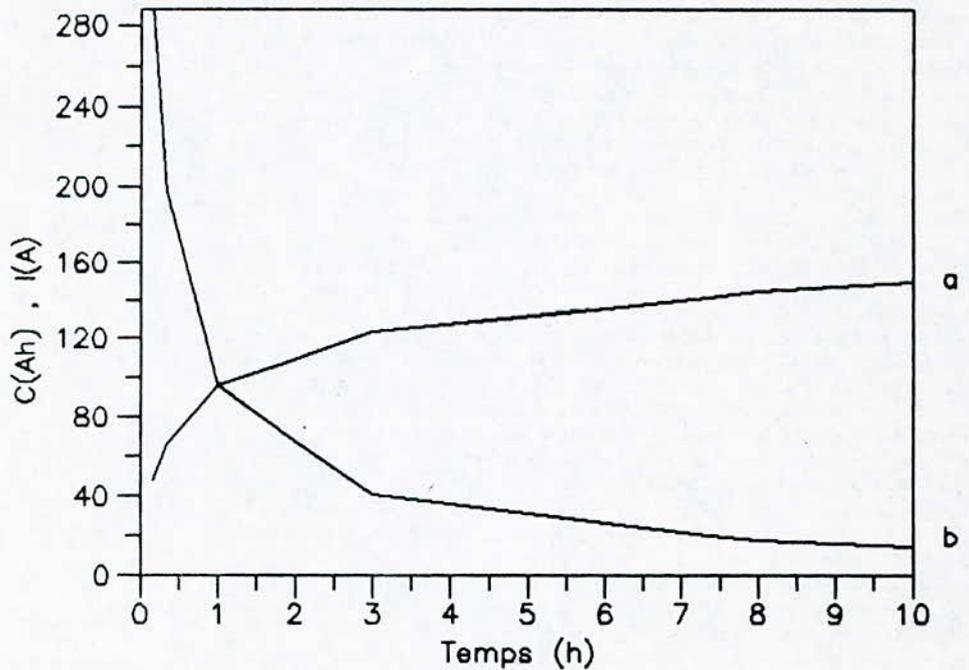
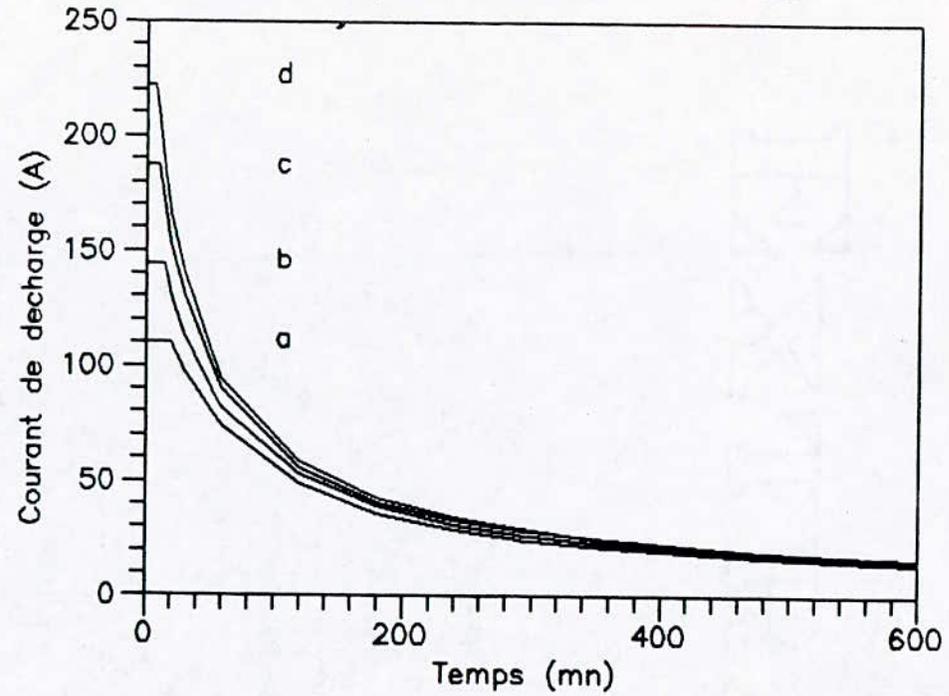


Fig 4.8 : Caracteristiques electriques

- a : Capacite en fonction du temps
- b : courant de decharge en fonction du temps

Batterie au plomb VARTA Bloc ' Vb 626 '



a :  $U_m=1.90$  V/element      b :  $U_m=1.87$  V/element  
c :  $U_m=1.83$  V/element      d :  $U_m=1.80$  V/element

Fig 4.9 : Courant de decharge en fonction du temps  
(Temperature =  $20^{\circ}\text{C}$  .par 150 Ah)

Où  
 $U$  est la tension nominale du stockage (12 Volts).  
 $N_j$  est le nombre de jours d'autonomie (4 jours).  
 $E_{ch}$  est l'énergie consommée journalièrement  
 $R_b$  est rendement de la batterie (80 %).  
 $F$  le taux de décharge journalier (20 %).

#### IV.5- Le générateur photovoltaïque :

Dimensionner le champ photovoltaïque revient à calculer le nombre de modules nécessaire pour satisfaire les charges journalières (tableau n° 4.5).

En terme de bilan énergétique, le but est donc d'arriver à avoir l'équation suivante :

$$\text{Energie générée} = \text{Energie consommée}$$

Le dimensionnement sera fait pour le mois le plus défavorable de l'année (décembre), ou l'énergie solaire reçue est de l'ordre de:  
 $G = 3850 \text{ Wh/m}^2$ .

Remarque : La valeur de  $G$  pour le mois le plus défavorable obtenue au chapitre III est :  $G = 4038.97 \text{ Wh/m}^2$ , cependant vu les incertitudes de la méthode de simulation utilisée, nous considérons une marge de sécurité d'environ 5 % .

\* Energie extraite par les modules :  
 Pour un module :

$$E_m = A \cdot R_{mod} \cdot F_{pt} \cdot G$$

Pour  $n$  modules constituant le champ photovoltaïque :

$$E_{pv} = n \cdot E_m = n \cdot A \cdot R_{mod} \cdot F_{pt} \cdot G$$

Avec  $R_{mod}$  le rendement d'un module :

$$R_{mod}(T) = R_{mod} \cdot (1 - \beta(T - 25)) = R_{mod} \cdot F_{pt}$$

Où

$$\beta = 0.003 \pm 0.005 / ^\circ\text{C}$$

$F_{pt}$  est le facteur de déperdition dû à l'écart entre la température de travail et la température standard.

$A$  est la surface des cellules constituant le module .

\* Energie au niveau de la batterie :

$$E_{bat} = E_{pv} \cdot R_{be}$$

Avec

$$R_{be} = x \cdot R_b + (1-x)$$

Où

$R_{be}$  est le rendement effectif de la batterie

$R_b$  est le rendement de la batterie

$x$  est la fraction de temps pendant laquelle la batterie fournit, seule, de l'énergie. Elle sera représentée par la profondeur de décharge. Pour  $R_b = 0.8$ , une profondeur de décharge de 25 %,  $R_{be}$  sera de 95 %.

\* Energie au niveau de la charge :

$$E_{ch} = E_{bat} \cdot F_{pc} \cdot F_{pa}$$

Où

$F_{pc}$  est le facteur dû à la dispersion des caractéristiques

$F_{pa}$  est le facteur dû à la non adaptation entre la batterie et le champ photovoltaïque.

Le nombre de modules sera donc donné par :

$$n = \frac{E_{ch}}{A \cdot R_{mod} \cdot G \cdot R_{be} \cdot F_{pt} \cdot F_{pc} \cdot F_{pa}} \quad (4.2)$$

Les paramètres utilisés ont pour valeurs :

$$\begin{aligned} A &= 0.378 \text{ m}^2 \\ R_{mod} &= 0.12 \\ F_{pt} &= 0.91 \\ F_{pa} &= 0.98 \\ F_{pc} &= 0.98 \\ R_{be} &= 0.95 \end{aligned}$$

- La puissance crête délivrée par les modules est :

$$P_m = n \cdot A \cdot R_{mod} \cdot Q^* \quad (4.3)$$

Pour

$$\begin{aligned} Q^* &= 1000 \text{ W/m}^2 \\ T^* &= 25 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

Les caractéristiques électriques des modules utilisés sont :

Modules UDTS 50 (HCR)

Puissance crête	$P_m = 48.34 \text{ W}$
Courant de court-circuit	$I_{sc} = 3.36 \text{ A}$
Tension en circuit ouvert	$V_{oc} = 21.77 \text{ V}$
Tension au point de puissance maximale	$V_m = 16.46 \text{ V}$
Courant au point de puissance maximale	$I_m = 2.94 \text{ A}$
Resistance serie	$R_s = 2.07 \text{ Ohm}$

Caractéristiques techniques sont :

Le module est formé de 36 cellules (en silicium monocristallin) en série.

$$\begin{aligned} \text{Dimensions :} \quad \text{longueur} &= 1.25 \text{ m} \\ \text{largeur} &= 0.33 \text{ m} \\ \text{épaisseur} &= 0.04 \text{ m} \end{aligned}$$

#### IV.6- Le régulateur:

##### 6.1/ Principe de fonctionnement :

Le régulateur utilisé dispose principalement de deux circuits:

- un circuit de charge reliant les modules photovoltaïques à la batterie.
- un circuit d'utilisation reliant la batterie aux appareils d'utilisation.

Le contact d'un relais électromagnétique est inséré en série dans chacun de ces circuits.

L'ouverture et la fermeture de ces contacts sont commandées par un discriminateur à fenêtre, dispositif de contrôle qui compare la tension de la batterie (représentant l'état de charge de la batterie) à deux tensions de références (tension maximale et tension de blocage de la batterie) ajustables par des potentiomètres (Fig 4.10).

##### - Protection contre les surcharges (L.E.D jaune) :

Cette régulation intervient après une période prolongée de bon ensoleillement. Lorsque la batterie est complètement chargée, le contact de circuit de charge s'ouvre, ceci évite l'échauffement de la batterie et une consommation d'eau trop importante.

##### - Protection contre les décharges profondes (L.E.D rouge) :

Lorsque l'état de charge de la batterie tombe en dessous de 30 % de sa capacité totale, le contact du circuit d'utilisation s'ouvre. Une décharge profonde pouvant être néfaste.

##### - Contrôle du fonctionnement (L.E.D verte) :

En fonctionnement normal du générateur photovoltaïque, les contacts sont en position fermée.

Remarque : Seule deux branches de modules sont soumises à la régulation de charge, la troisième étant connectée en permanence à la batterie afin de réduire les variations de la charge due à la régulation et d'assurer une charge d'entretien.

##### 6.2/ Caractéristiques électriques :

Le choix du régulateur est déterminé en fonction de la puissance nominale délivrée par le champ photovoltaïque, la tension nominale d'utilisation et le courant maximal d'utilisation.

Le tableau n° 4.11 donne les caractéristiques électriques du régulateur utilisé.

Tension nominale de la batterie	12 V
Puissance crête maximale admissible	540 Wc
puissance crête maximale régulée	360 W
Nombre d'entrées générateur	3
Nombre d'entrées générateur soumise à la régulation	2
Régulateur (à 30°C) : -seuil apparition -seuil disparition	14.1 V 12.9 V
Sécurité : -seuil apparition -seuil disparition	11.4 V 12.6 V
Courant maximal d'utilisation	2 x 15 A

Tableau n° 4.11 : Caractéristiques électriques du régulateur.

Remarque : Ces seuils correspondent aux batteries d'accumulateurs au plomb utilisées :

- seuil haut (tension de fin de décharge) = 11.4 V
- seuil haut (tension maximum à la charge) = 14.1 V

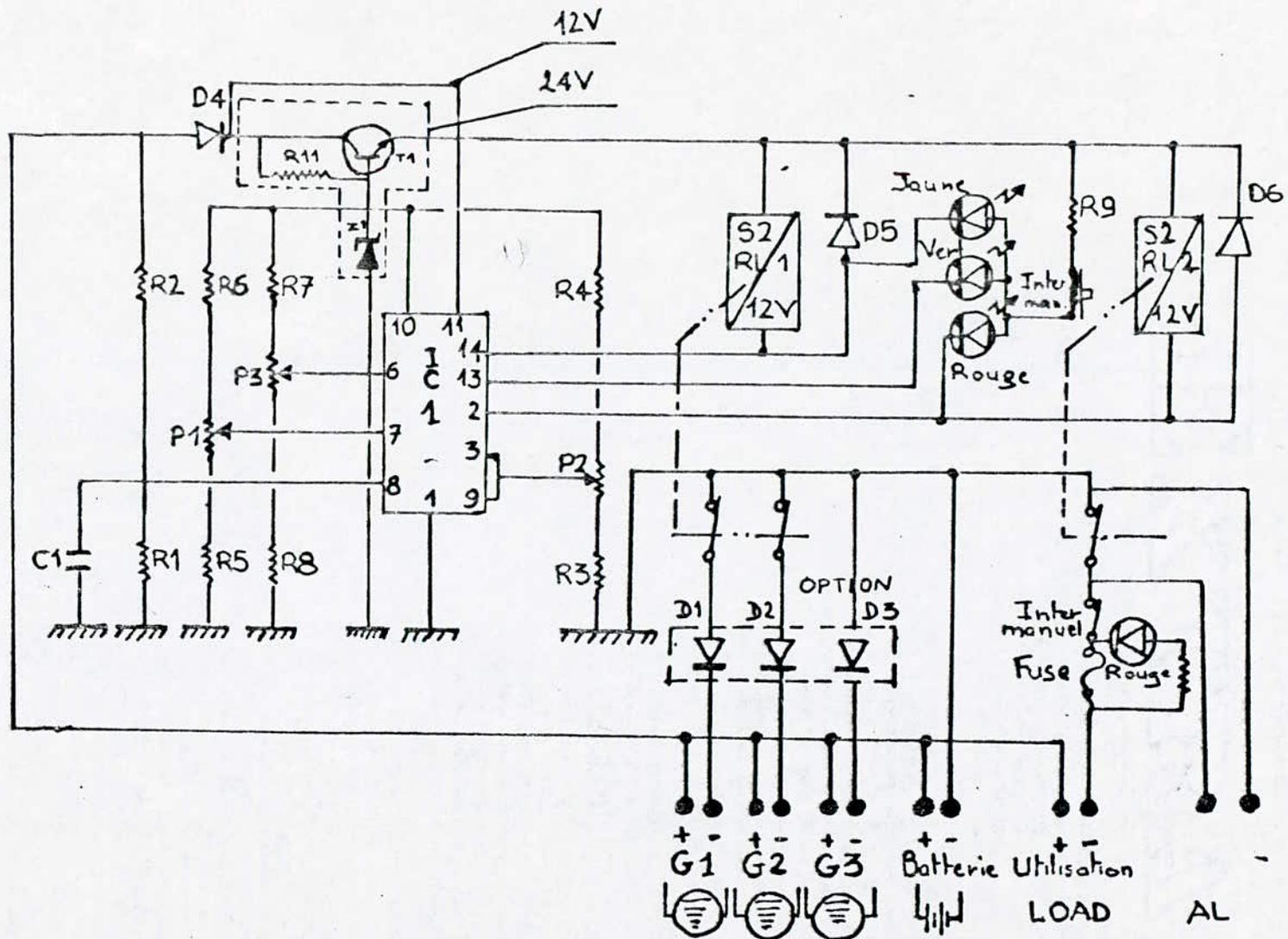
#### IV.7- Résultats du dimensionnement :

Les résultats issus du dimensionnement des systèmes solaires photovoltaïques sont présentés dans le tableau n° 4.12 .

Maison n°	Ech (Wh/jour)	Nombre de modules n	C (Ah)	Pm (W)
1	1030.0	7.10	536.46	322.06
2	575.0	3.97	299.48	179.88
3	575.0	3.97	299.48	179.88
4	1080.0	7.45	562.50	337.93

Tableau n° 4.12 : Résultats du dimensionnement des systèmes solaires photovoltaïques.

Figure (4.10) : Schéma du régulateur.



Les valeurs données dans le tableau n° 4.12 impliquent les choix suivants :

\* Maison n° 1 : - nombre de modules = 8 (montés en parallèle)  
- une capacité de 600 Ah (8 batteries de 6V chacune, montées en série-parallèle : sortie 12 V).

\* Maison n° 2 : - nombre de modules = 4 (montés en parallèle)  
- une capacité de 300 Ah (4 batteries de 6V chacune, montées en série-parallèle : sortie 12 V).

\* Maison n° 3 : - nombre de modules = 4 (montés en parallèle)  
- une capacité de 300 Ah (4 batteries de 6V chacune, montées en série-parallèle : sortie 12 V).

\* Maison n° 4 : - nombre de modules = 8 (montés en parallèle)  
- une capacité de 600 Ah (8 batteries de 6V chacune, montées en série-parallèle : sortie 12 V).

#### IV.8- Installation des systèmes photovoltaïques :

- Les éléments de 6V sont arrivés à Baata chargés sec. Ils ont été remplis, installés et chargés suivant les recommandations du constructeur. Toujours suivant les recommandations, la valeur de la densité de l'électrolyte est ajustée à 1.24 g/cm<sup>3</sup>.

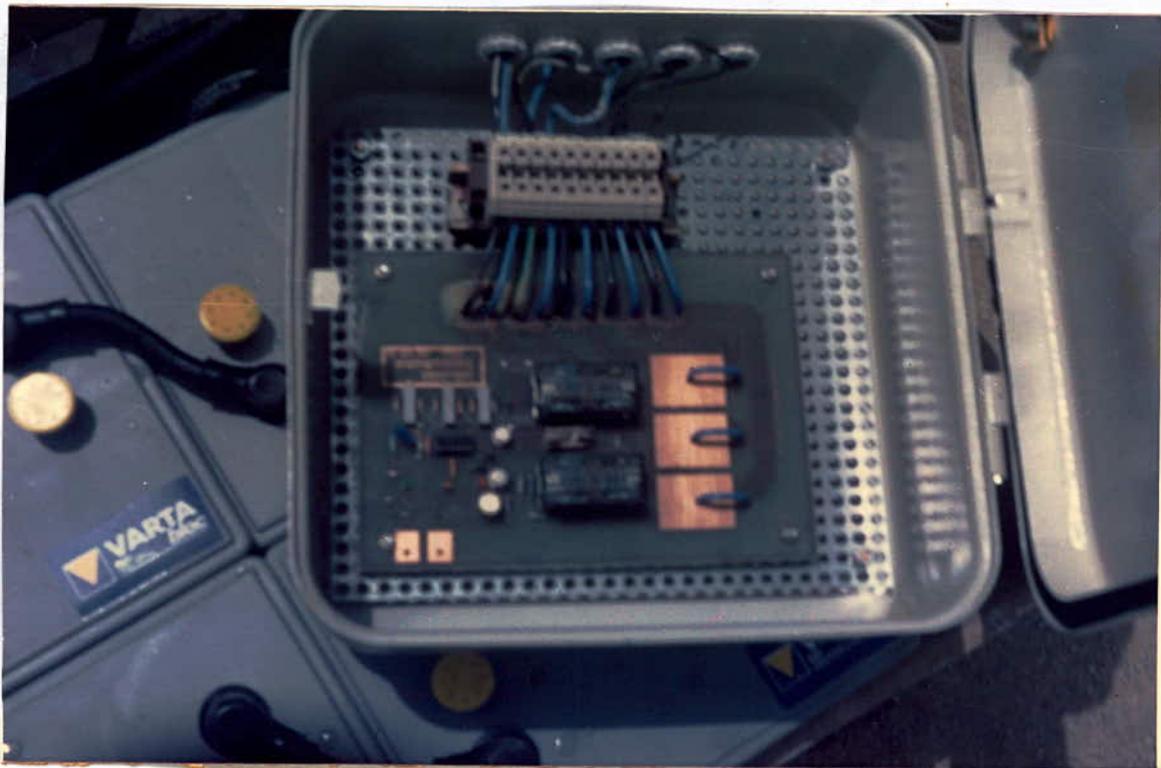
- Les batteries et les régulateurs sont placés dans des kits (1 kit pour chaque maison) avec ventilation naturelle et isolation par rapport au sol.

#### IV.9- Coût des systèmes photovoltaïques installés :

Un devis estimatif et quantitatif des équipements solaires installés dans le site de Baata est donné par le tableau n° 4.13 .







## CONCLUSION

Dans les utilisations possibles de l'énergie solaire , les systèmes photovoltaïques apparaissent comme solution privilégiée pour la production d'électricité de faible ou moyenne puissance en site isolé et particulièrement pour les habitations.

Les installations solaires photovoltaïques comprennent de nombreux composants (photopiles,batteries,régulateurs,etc.) et doivent être intégrées dans le système énergétique global de l'habitation,c'est à dire conçues,dimensionnées et installées en fonction des sources d'énergies locales et des utilisations.

Dans le cas qui nous concerne,nous somme parti du fait que dans les conditions climatiques difficiles en zone isolée,il importe de donner la prioroté aux solutions technologiques les plus simples.Ce qui justifie l'utilisation de systèmes ou « kit » qui présentent les avantages suivants:

- modalité permettant l'interchangeabilité rapide , une augmentation ou une diminution de puissance;

- facilité d'installation et de transport.Supports très légers,pratiquement aucun frais de génie civil;

- mutiplicité des applications.Stockage possible dans des batteries d'accumulateurs.

Notre approche du problème de dimensionnement de ces systèmes photovoltaïques,utilisés pour l'éclairage rural,consiste d'abord à déterminer la puissance-crête qui permet la satisfaction de la charge pendant le mois le moins ensoleillé puis le stockage nécessaire qui garantit une autonomie de quelques jours.

Nous avons, pour cela,élaboré un programme de simulation qui estime l'énergie de rayonnement solaire au niveau du site,en raison de l'absence de toutes mesures expérimentales pour la région considérée.La précision et la finesse de telles estimations ne sont pas ,en général,suffisantes pour permettre un calcul complet des systèmes solaires.Néanmoins avec une bonne marge de sécurité donc en surdimensionnant nos installations,nous arrivons du moins,pratiquement,à résoudre ce problème.

*ANNEXES*

```

C *****
C *
C *
C *
C *
C *
C *
C *
C *
C *****

```

```

PROGRAMME DE CALCUL
DU RAYONNEMENT SOLAIRE AU NIVEAU DU SOL
PAR JOUR CLAIR ET EN PRESENCE DE NUAGES
POUR DIFFERENTES INCLINAISSONS DE LA SURFACE
RECEPTRICE

```

```

DIMENSION GM(12),FR(12),GH(12),SH(12),DFH(12)
INTEGER N,N1(12)
REAL IO,J,LO
OPEN (7,FILE='SOL1.DAT',STATUS='OLD')
OPEN (8,FILE='SOL2.DAT',STATUS='NEW')
WRITE(8,26)

```

```

26 FORMAT(3X,'MOIS',4X,'FRACTION D INSOLLATION MENSUELLE',/)
----- LECTURES DES JOURS TYPES DES MOIS POUR LA -----
LA DECLINAISON

```

```

DO 5 I=1,12
GM(I)=0.

```

```

14 READ(7,14)N1(I)
5 FORMAT(1X,I3)
CONTINUE

```

```

----- LECTURE DES VALEURS DE LA FRACTION D'INSOLLATION -----
(MOYENNE MENSUELLE)

```

```

DO 6 I=1,12
15 READ(7,15)FR(I)
FORMAT(1X,F4.2)
WRITE(8,25)I,FR(I)
25 FORMAT(4X,I2,10X,F5.3)
6 CONTINUE

```

```

PI=ATAN(1.)*4.

```

```

----- LECTURE DES COORDONNES GEOMETRIQUES -----

```

```

- ALTITUDE(km):
Z=.850
- LATITUDE(DEGRE):
FI=36.
FI=FI*PI/180.
- LONGITUDE(DEGRE):
LO=3.
LO=LO*PI/180.
----- ALBEDO MOYEN -----
RO=0.2

```

```

WRITE(8,40)
40 FORMAT(/,3X,'LATITUDE(DEG)',6X,'LONGITUDE(DEG)',6X,
1 'ALTITUDE(km)',6X,'ALBEDO',/)
WRITE(8,45)FI*180./PI,LO*180./PI,Z,RO
45 FORMAT(5X,F5.2,12X,F5.2,15X,F10.6,10X,F4.2,/,/)

```

```

DO 20 N=1,365
-----

```

```

C ***** DISTANCE TERRE SOLEIL *****
      DIS= 1.0017*COS((360./365.)*(N-2)*PI/180.)
C ***** CORRECTION DE DISTANCE *****
      CR= 1.+0.034*COS((360./365.)*(N-2)*PI/180.)
C ***** DECLINAISON DU SOLEIL *****
      J= (360./365.)*(N-80)
      D= 23.45*SIN(J*PI/180.)
      D= D*PI/180.
C ***** ANGLE HORAIRE DU COUCHER DU SOLEIL *****
      HC= ACOS(-TAN(D)*TAN(FI))
C ***** PUISSANCE DE RAYONNEMENT HORS ATMOSPHERE *****
C          (PLAN RECEPTEUR NORMAL AUX RAYONS)
      IO= 1367.
      FE= CR*IO
C ***** ENERGIE DE RAYONNEMENT HORS ATMOSPHERE *****
C          SUR PLAN HORIZONTAL
      GE= (24./PI)*FE*(COS(FI)*COS(D)*SIN(HC)+SIN(FI)*SIN(D)*
1      *HC)
C ***** HAUTEUR DU SOLEIL A MIDI(TSV) *****
      H=0.
      - HAUTEUR(RD):
      HS= ASIN(COS(H)*COS(D)*COS(FI)+SIN(FI)*SIN(D))
C ***** CALCUL DU FACTEUR DE TROUBLE TOTAL *****
C          (PAR CIEL CLAIR)
C          - FONCTION DE LA VARIATION SAISONNIERE:
      VS= SIN((360./365.)*(N-121)*PI/180.)
      T3= (2.4-.9*SIN(FI))+.1*(2+SIN(FI))*VS
      T33= 1.22+.14*VS
      T01= T3-T33
      T02= T3-T33*(1-SIN(HS))
      T1= (.89)**Z
      T2= (.9+.4*VS)*((.63)**Z)
C          - FACTEUR DE TROUBLE:
      TMIN= T01+T1-.2*Z+T2
      TMAX= T02+T1+T2-.2*Z
      TC=(TMIN+TMAX)/2
C -----
C ***** ENERGIE DE RAYONNEMENT(JOUR CLAIR) SUR *****
C          PLAN HORIZONTAL
      W=.13*SQRT(TC)
      GCH= GE*(.91-.15*LOG(TC))*COS(FI-D)**W
C -----
      CALL MOY(GCH,GM,I,N)

```

20 CONTINUE  
WRITE(8,33)

```

33  FORMAT(8X,'** ENERGIE DE RAYONNEMENT PAR JOUR CLAIR',/)
    WRITE(8,34)
34  FORMAT(8X,'MOIS',6X,'GLOBAL SUR PLAN HORIZONTAL',/)
    DO 50 I=1,12
50  WRITE(8,35) I,GM(I)
35  FORMAT(10X,I2,10X,F6.1)

C      ***** ENERGIE DE RAYONNEMENT EN PRESENCE DE NUAGE *****
C      SUR PLAN HORIZONTAL
    WRITE(8,36)
36  FORMAT(/,8X,'* ENERGIE DE RAYONNEMENT EN PRESENCE DE NUAGES',/)
    WRITE(8,37)
37  FORMAT(4X,'MOIS',5X,'GLOBAL SUR P-HORIZONTAL',5X,'DIFFUS SUR
1  P-HORIZONTAL',/)

    DO 30 I=1,12

C      - GLOBAL:
    GH(I)= (.58*FR(I)+.41)*GM(I)
C      - DIFFUS:
    DFH(I)= GH(I)*(EXP(-1.77*FR(I)))
C      - DIRECT:
    SH(I)= GH(I)-DFH(I)

    WRITE(8,38) I,GH(I),DFH(I)
38  FORMAT(5X,I2,12X,F6.1,24X,F6.1)
30  CONTINUE

C      ***** ENERGIE DE RAYONNEMENT SUR SURFACES INCLINEES ***

    WRITE(8,65)
65  FORMAT(/,4X,'* ENERGIE DE RAYONNEMENT SUR SURFACE INCLINEES',/)
    WRITE(8,66)
66  FORMAT(4X,'MOIS',4X,'GLOBAL (WH/M2)',4X,'DIFFUS (WH/M2)',/)
    DO 60 I=1,12
C      ----- DECLINAISON POUR LE JOUR TYPE DU MOIS -----

    D=23.45*SIN((PI/180.)*(360./365.)*(284+N1(I)))
    D=D*PI/180.
    HS=ASIN(COS(FI)*COS(D)+SIN(FI)*SIN(D))

C      -----

```

```
ENDIF

IF (N. GT. 151. AND. N. LE. 181) THEN
I=6
GM(I)=GM(I)+GCH
ENDIF

IF (N. GT. 181. AND. N. LE. 212) THEN
I=7
GM(I)=GM(I)+GCH
ENDIF

IF (N. GT. 212. AND. N. LE. 243) THEN
I=8
GM(I)=GM(I)+GCH
ENDIF

IF (N. GT. 243. AND. N. LE. 273) THEN
I=9
GM(I)=GM(I)+GCH
ENDIF

IF (N. GT. 273. AND. N. LE. 304) THEN
I=10
GM(I)=GM(I)+GCH
ENDIF

IF (N. GT. 304. AND. N. LE. 334) THEN
I=11
GM(I)=GM(I)+GCH
ENDIF

IF (N. GT. 334. AND. N. LE. 365) THEN
I=12
GM(I)=GM(I)+GCH
ENDIF

IF (N. EQ. 365) THEN
GM(1)=GM(1)/31
GM(2)=GM(2)/28
GM(3)=GM(3)/31
GM(4)=GM(4)/30
GM(5)=GM(5)/31
GM(6)=GM(6)/30
GM(7)=GM(7)/31
GM(8)=GM(8)/31
GM(9)=GM(9)/30
GM(10)=GM(10)/31
GM(11)=GM(11)/30
GM(12)=GM(12)/31
ENDIF
```

```
ENDIF  
RETURN  
END
```

```
C ***** SOUS PROGRAMME DE CALCUL DU FACTEUR RB *****  
SUBROUTINE STRT(FI,BI,D,RB)  
X1=SIN(FI-BI)*SIN(D)  
X2=COS(FI-BI)*COS(D)  
X3=SIN(FI)*SIN(D)  
X4=COS(FI)*COS(D)  
AH1=ACOS(-X1/X2)  
AHH=ACOS(-X3/X4)  
  
IF(AHH.GT.AH1) THEN  
AH1=AHH  
ENDIF  
  
X=COS(FI-BI)*COS(D)*SIN(AH1)+AH1*SIN(FI-BI)*SIN(D)  
Y=COS(D)*COS(FI)*SIN(AHH)+AHH*SIN(FI)*SIN(D)  
RB=X/Y  
RETURN  
END
```

```

*****
*                               MODELISATION D'UN GENERATEUR                               *
*                               PHOTOVOLTAIQUE                                           *
*                               Simulation de la caracteristique (I,V)                   *
*****

```

```

input" courant de court-circuit";iso
input"tension en circuit ouvert";voo
input"puissance maximale";pmo
input"temperature ";T
input"eclairement solaire(de 0 à 1)";Q

```

```

open"o",#1,"a:genq4.dat"
cls
read e,a,c,b      : data 1e-4,.0025,.5,.007
l=exp(1.)

```

```

DQ= Q-1
is= iso*Q*(1+a*DQ)
vo= voo*(1-b*DT)*log(1+c*DQ)
pm=pmo*is*vo/(iso*voo)
print"vo";vo

```

```

***** calcul du courant max *****
for im=.9*is to .5*is step -is/100
a1=im/(is-im)      : a2= log((is-im)/is)
z= im*(1+(1/20.7)*(a1+a2))-pm*2/vo
if z<=e goto rr
print"je cherche"
next im

```

rr:

```
print"im=";im
```

```

**** calcul de la resistance serie ****
rs=pm/im^2-(vo/20.7)*(1/(is-im))
print"rs=";rs

```

```

***** caracteristique (i,v) *****
for i=is to 0 step -is/100

```

```

    if i=is then
        goto r1
    end if

```

r1:

```
v= vo*(1+(1/20.7)*log((is-i)/is))-rs*i
```

```

print using" ##.###      ";i,v
print#1,i,v
next i
end

```

## BIBLIOGRAPHIE

- [11]- Jean-Alain Roger : *Les photopiles solaires*  
Du matériau au dispositif  
du dispositif au matériau.  
-1981-
- [12]- *Technique de l'ingénieur - Accumulateur-*
- [13]- B. Yaici : *Etude des performances d'une centrale photovoltaïque de faible puissance et ses perspectives*  
Thèse de Magister-juillet 1987-
- [14]- Z Benyahia : *Etude technico-économique comparative entre centrales diesel et centrales photovoltaïques*  
These de Magister-mars 1990-
- [15]- M. Buresch : *Photovoltaic energy system*  
Design and illustration  
Ed Mc Gray Hill Book Company- 1983
- [16]- R. J. Van Overstraetent,  
R. P. Mertens : *Physics, Technology and use of photovoltaics*  
Adam Hilger. ltd, Bristol, 1986
- [17]- *Solar Electricity* : Colloque international - Toulouse- 15 mars 76
- [18]- *Solar Energy* : Volume 32-n° 5-1984  
Characterization of PV array output using  
a small number of measured parameters  
S. Singer, S. Surazi
- [19]- *Performance of solar energy converters: Thermal collectors and photovoltaic cells*  
Ed G. Beghi -1981-
- [110]- *Seminaire sur l'énergie solaire Trieste (Italie)- 1982-83*  
\* *Physique des semi conducteurs pour la conversion photovoltaïque*  
Michel Averous  
\* *Les matériaux semi-conducteurs et leur propriétés physiques et les phénomènes physiques associés*  
Michel Rolland
- [110]- W. Palz : *L'électricité solaire*  
Ed Dunod-1981-

- [11]- Theodore Fogelman : *Système photovoltaïques pour les pays en développement*  
*Manuel d'installation et d'utilisation*  
-1982-
- [12]- Theodore fogelman : *Installations photovoltaïques dans l'habitat isolé*  
- 1983-
- [13] Halimi A.E.K : *Rayonnement solaire et observations météorologiques*  
O.P.U -1986-
- [14]- M.Capderou : *Atlas solaire de l'Algerie (I,II,III)*  
O.P.U -1988-
- [15]- *Solar Energy Conversion and applications*  
Ed du C.N.R.S -1977-
- [16]- A.Caillemer : *Astronomie de position ,géodésie*  
Ed Technip -1983-
- [17]- *Technique de l'ingénieur 11- 1982*  
*Energie solaire*
- [18]- Brochure : VARTA  
*Batteries au plomb pour équipements de secours*
- [19]- Brochure : PHOTOWATT  
*International S.A*