

RÉPUBLIQUE DU SÉNÉGAL



ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE THIÈS

Gm. 0660

PROJET DE FIN D'ETUDES

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGÉNIEUR DE CONCEPTION

TITRE : CONCEPTION D'UNE CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAIQUE : LOGIS PREVINOBA

AUTEUR : KANGNIVI FOLY
DIRECTEUR : ADAMA DIARRA

DATE : JUIN 1990

REMERCIEMENTS

A Mr ADAMA DIARRA Professeur à l'EPT,
A Mr MARKUS KORNEXL ingénieur à la GTZ
A Tous ceux qui ont contribué à rendre
ce travail possible.

SOMMAIRE

L'étude que nous nous proposons de faire consiste en un dimensionnement d'une centrale photovoltaïque pour le cas particulier d'une maison PREVINOBA sise à Niakhène.

Cette étude sera suivie de la réalisation d'un prototype.

Après un bref aperçu historique, une étude de la source d'énergie qu'est le soleil et une présentation des éléments constitutifs d'une installation photovoltaïque nous procéderons au dimensionnement en utilisant trois méthodes.

L'étude se terminera par une analyse financière comparative.

TABLE DES MATIERES

SOMMAIRE.....	1
TABLE DES MATIERES.....	11
CHAPITRE 1 : LE SOLEIL.....	3
1.1 Le spectre solaire	4
1.2 La constance solaire	6
1.3 L'astronomie du soleil	9
1.4 L'insolation terrestre	16
CHAPITRE 2 : LES PHOTOPILES SOLAIRES.....	18
2.1 Principe de fonctionnement	18
CHAPITRE 3 : LE PANNEAU PHOTOVOLTAIQUE.....	22
3.1 Modules solaires	22
3.2 Le panneau photovoltaïque	25
CHAPITRE 4 : LA BATTERIE ET LES ACCUMULATEURS.....	27
4.1 Généralités	27
4.2a Les batteries au plomb	27
4.2b Choix d'une batterie au plomb	29
CHAPITRE 5 : REGULATION ELECTRONIQUE.....	31
5.1 Choix d'un régulateur	32
CHAPITRE 6 : DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME.....	33
6.1 Données sur le site	33
6.2 Estimation des charges	35
6.3 Choix du mode de distribution	37
6.4 Schéma de principe	38
6.5 Première méthode de dimensionnement	40
6.6 Deuxième méthode de dimensionnement	54

6.7	Troisième méthode de dimensionnement	56
6.8	Choix de la méthode appropriée	57
6.9	Détails de réalisation pratique	58
6.10	Entretien du système	60
CHAPITRE 7 : ANALYSE FINANCIERE		63
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS		67
BIBLIOGRAPHIE		68
ANNEXE		

La guerre du Kippour et la crise de l'énergie, les nouvelles nécessités nées de la conquête de l'espace et les problèmes écologiques ont changé le sort réservé à l'énergie solaire photovoltaïque: les rêves se sont transformés en projets dans lesquels plusieurs sociétés ont trouvé leurs intérêts.

Depuis, des améliorations diverses nées d'une recherche devenue active ont permis d'accroître les performances de "ces étonnantes cellules photovoltaïques". Les modules solaires ont trouvé de nombreux constructeurs et leur prix ne cesse de décroître.

De nos jours, la filière photovoltaïque apparaît dans certains domaines comme largement compétitive par rapport aux autres moyens de production de l'électricité. Les installations photovoltaïques ont atteint un prix de revient suffisamment bas pour qu'on puisse les intégrer dans le système énergétique de certaines habitations, principalement les habitations isolées. Cependant pour l'alimentation en énergie d'une habitation disposant de divers appareils ménagers on ne peut pas se faire livrer sur catalogue l'ensemble des éléments du système qui rendra le service attendu: l'installation photovoltaïque d'une habitation doit être intégrée dans son système énergétique global c'est à dire conçue, dimensionnée et installée en fonction des sources d'énergie disponibles localement et des utilisations.

La présente étude demandée par PREVINOBAT pour l'alimentation d'un logement sis à Niakhène tente d'apporter une contribution à la délicate tâche qu'est le dimensionnement d'un système photovoltaïque pour une maison au confort "moderne" dans un pays sahélien.

1 LE SOLEIL

Le soleil est à l'origine de la plupart des formes d'énergie actuellement disponibles sur la planète, y compris l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne et les énergies fossiles. Sphère gazeuse non homogène, il produit l'énergie nécessaire pour entretenir toute vie sur terre et l'attraction gravitationnelle nécessaire pour maintenir notre planète dans une orbite circulaire. Il a une masse de $1,99.10^{30}$ kg (soit $3,3.10^5$ fois la masse de la terre) et un rayon de $6,96.10^8$ m (109 fois celui de la terre). La distance terre-soleil varie de $1,52.10^{11}$ vers le 4 juillet à $1,47.10^{11}$ vers le 4 janvier. Le soleil est composé à 99% d'hydrogène et d'hélium. On peut distinguer trois régions principales dans sa structure:

- L'intérieur où se libère l'énergie par réaction thermonucléaire. À l'aide d'observations et de considérations théoriques on a établi que sa température avoisine 15 millions de kelvins.

- La photosphère est une couche très mince (environ 300 km d'épaisseur) et est responsable de la plupart du rayonnement que nous recevons. L'ordre de grandeur de la température y régnant n'est plus que de quelques milliers de degrés décroissant très rapidement dans l'épaisseur de la couche jusqu'à une température de surface de l'ordre de 4500 K, la pression y régnant est de l'ordre du centième d'atmosphère.

- La chromosphère région à faible densité ayant une température de l'ordre du million de kelvin représente "l'atmosphère du soleil".

Du point de vue énergétique le soleil peut être assimilé à un corps noir à 5800 K et pour qui toute l'énergie créée est émise par rayonnement.

1.1 LE SPECTRE DU SOLEIL

La distribution de l'énergie solaire en fonction de la longueur d'onde est très importante pour la plupart des applications. Cette variation est celle d'un corps noir à 5800 K, mais subit des modifications dues à l'absorption dans l'atmosphère du soleil.

1.1.1 Emission d'un corps noir

La radiation électromagnétique est composée d'ondes des champs électrique et magnétique oscillant. Chaque onde est caractérisé par sa longueur d'onde λ et sa fréquence ν . Dans le vide toutes les ondes se déplacent à la même vitesse $c = 3 \cdot 10^8$ m/s. On a la relation suivante:

$$\nu \lambda = c$$

Le spectre électromagnétique entier est schématisé sur la figure 1.1. Comme nous le verrons par la suite, la partie visible représente moins de 40% de l'énergie totale venant du soleil

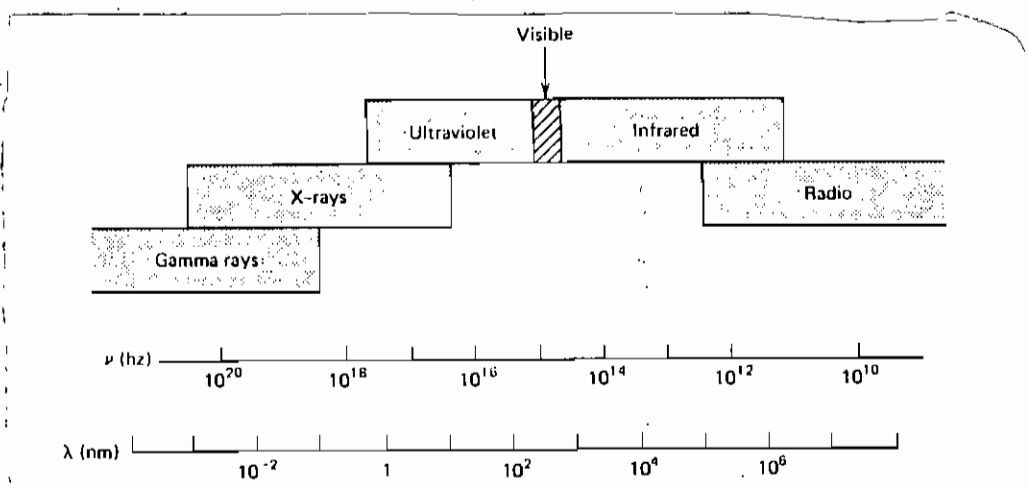


fig 1.1 Spectre électromagnétique du soleil

Lorsque la radiation électronique touche une surface, elle peut être absorbée, réfléchie ou transmise. Appelons respectivement F_{λ}^i , F_{λ}^a , F_{λ}^r , les flux spectraux incident, absorbé et réfléchi. Le flux total est :

$$F = \int_0^{\infty} F_{\lambda} d\lambda$$

On définit : $a_{\lambda} = \frac{F_{\lambda}^a}{F_{\lambda}^i}$ et $r_{\lambda} = \frac{F_{\lambda}^r}{F_{\lambda}^i}$ avec $a_{\lambda} + r_{\lambda} = 1$

Lorsqu'une surface est maintenue à une certaine température elle émet un flux de radiations électromagnétiques dites radiations thermales. On a : $F_{\lambda} = \epsilon_{\lambda} B_{\lambda}(T)$

F étant le flux émis, t la température de la surface, ϵ_{λ} l'émissivité spectrale et $B_{\lambda}(T)$ la fonction de Planck.

$$B_{\lambda}(T) = \frac{a}{\lambda^5 (e^{b/\lambda T} - 1)} ; \quad a = 3,7405 \cdot 10^{-16} \text{ W/m}^2$$

La radiation totale est : $F = \int_0^{\infty} \epsilon_{\lambda} B_{\lambda}(T) d\lambda$

D'après les lois de Kirchoff; $\epsilon_{\lambda} = a_{\lambda}$

L'émissivité spectrale d'une surface est égale à son absorptivité spectrale. Pour un corps noir ayant $a_{\lambda} = 1$ on a : $F_{\lambda} = B_{\lambda}(T)$

En traçant les courbes de variation de $B_{\lambda}(T)$ en fonction de λ pour une température donnée on obtiens λ_{\max} où la fonction $B_{\lambda}(T)$ est maximale :

$$\lambda_{\max} = \frac{\alpha}{T}$$

On démontre que $\int_0^{\infty} B_{\lambda}(T) d\lambda = \sigma T^4$ (loi de Stephen-Boltzmann)

avec $\alpha = 2898 \mu\text{m K}$ et $\sigma = 5,6696 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$

La relation suivante est obtenue pour un corps noir :

$$F = \sigma T^4$$

1.1.2 Emission du soleil

Pour le soleil, $T = 5800 \text{ K}$ alors $\lambda_{\max} = 0,500 \mu\text{m} = 500 \text{ nm}$

Flux total quittant la surface du soleil :

$$F_0 = \sigma T^4 = 5,670 \cdot 10^{-8} * (5800)^4 = 6,416 \cdot 10^7 \text{ W/m}^2$$

La puissance totale émise sera fonction de la surface du soleil.

$$P = F_0 * 4\pi R^2, \text{ R étant le rayon du soleil.}$$

$$P = 6,42 \cdot 10^7 * 4\pi * 6,96 \cdot 10^8 = 3,91 \cdot 10^{26} \text{ W}$$

Cette puissance est émise dans toutes les directions, on l'appelle la luminosité.

1.2 LA CONSTANTE SOLAIRE

La quantité d'énergie recue par unité de temps et par unité de surface sur un plan perpendiculaire aux rayons solaires et situé à la distance terre-soleil moyenne est appelée la constante solaire. Cette quantité est difficile à mesurer de la surface de la terre à cause des perturbations de l'atmosphère. La luminosité couvre des surfaces sphériques croissantes avec la distance terre-soleil r , on calcule la constante solaire F en la divisant par $4\pi r^2$.

$$F = \frac{P}{4\pi r^2} = \frac{4\pi R F_0}{4\pi r^2} = R^2 F_0 / r^2 ; \quad F = \frac{3,11 \cdot 10^{26}}{r^2} \text{ W/m}^2$$

Le tableau qui suit donne la valeur de la constante solaire déterminée par G. Abott et confirmée par des mesures effectuées à l'aide de satellite.

Hors atmosphère	Au niveau de la mer	Unité
1,3530	0,970	Kw
1,940	1,390	cal/cm ² min
4,871	3,492	MJ/m ² h
0,00324	0,00232	cal/cm ² sec
7,16	5,13	Btu/ft ² min
429,2	307,7	Btu/ft ² h

La constante solaire varie avec la distance terre-soleil, le tableau 1.1 donne les différentes valeurs qu'elle prend en fonction de la date.

1.2.1 Composition spectrale

La composition spectrale de la constante solaire est obtenue par l'équation suivante: $S = \text{constante} * B_{\lambda}(T)$

La fraction de l'énergie transmise par les longueurs d'onde comprises entre 0 et λ est proportionnelle à la surface sous la courbe d'émission d'un corps noir entre ces limites.

Date	Flux solaire (Kw/m ²)	Ecart(sur l'altitude)
1 ^{er} Janvier	1,438	1,0342
1 ^{er} Février	1,431	1,0296
1 ^{er} Mars	1,415	1,0181
1 ^{er} Avril	1,392	1,0016
1 ^{er} Mai	1,369	0,9848
1 ^{er} Juin	1,351	0,9721
1 ^{er} Juillet	1,345	0,9623
1 ^{er} Aout	1,350	0,9716
1 ^{er} Septembre	1,367	0,9835
1 ^{er} Octobre	1,390	1,0003
1 ^{er} Novembre	1,414	1,0172
1 ^{er} Décembre	1,431	1,0296

Tableau 1.1. Variation annuelle du flux solaire en fonction de l'excentricité de l'orbite

On a :
$$f(T) = \frac{\int_0^\lambda B_\lambda(T) d\lambda}{\int_0^\infty B_\lambda(T) d\lambda} = \frac{\int_0^\lambda a_\lambda d\lambda / (\lambda^5 (e^{b/T\lambda} - 1))}{\int_0^\infty a_\lambda d\lambda / (\lambda^5 (e^{b/T\lambda} - 1))}$$

Cette intégrale peut être évaluée en posant $x = \lambda T$; les valeurs de $f(x)$ obtenues sont données dans le tableau 1.2

$x(\mu\text{m-K})$	$f(x)$	$x(\mu\text{m-K})$	$f(x)$	$x(\mu\text{m-K})$	$f(x)$
1100	0.001	4600	0.580	8100	0.860
1200	0.002	4700	0.594	8200	0.864
1300	0.004	4800	0.608	8300	0.868
1400	0.008	4900	0.621	8400	0.871
1500	0.013	5000	0.634	8500	0.875
1600	0.020	5100	0.646	8600	0.878
1700	0.029	5200	0.658	8700	0.881
1800	0.040	5300	0.669	8800	0.884
1900	0.052	5400	0.680	8900	0.887
2000	0.067	5500	0.691	9000	0.890
2100	0.083	5600	0.701	9100	0.893
2200	0.101	5700	0.711	9200	0.895
2300	0.120	5800	0.720	9300	0.898
2400	0.140	5900	0.730	9400	0.901
2500	0.161	6000	0.738	9500	0.903
2600	0.183	6100	0.746	9600	0.905
2700	0.205	6200	0.754	9700	0.908
2800	0.228	6300	0.762	9800	0.910
2900	0.251	6400	0.770	9900	0.912
3000	0.273	6500	0.776	10000	0.914
3100	0.296	6600	0.783	11000	0.932
3200	0.318	6700	0.790	12000	0.945
3300	0.340	6800	0.796	13000	0.955
3400	0.362	6900	0.802	14000	0.963
3500	0.383	7000	0.808	15000	0.969
3600	0.404	7100	0.814	16000	0.974
3700	0.424	7200	0.819	17000	0.978
3800	0.443	7300	0.824	18000	0.981
3900	0.462	7400	0.830	19000	0.983
4000	0.483	7500	0.834	20000	0.986
4100	0.499	7600	0.840	30000	0.995
4200	0.516	7700	0.844	40000	0.998
4300	0.533	7800	0.848	50000	0.999
4400	0.549	7900	0.852		
4500	0.564	8000	0.856		

Tableau 1.2 La fonction $f(x)$

Nous pouvons utiliser cette table pour déterminer la portion d'énergie émise par un corps noir à toutes les températures entre 0 et λ donné; déterminons cette portion d'énergie pour le soleil ($T = 5760$ K) entre 0 et $0,4\mu\text{m}$.

Le tableau donne $f(x_1) = 12,1\%$; $x_1 = 0,4 * 5760 = 2304 \mu\text{m.K}$

La partie visible du spectre correspond à λ entre $0,4$ et $0,7\mu\text{m}$, on a: $f_{\lambda_2, \lambda_1} = f_{\lambda_2} - f_{\lambda_1} = f(4032) - f(2304) = 37\%$

Ainsi l'énergie correspondant à la partie visible du spectre solaire correspond à 37% du total de l'énergie incidente.

1.3 L'ASTRONOMIE DU SOLEIL

L'état optique de l'atmosphère et le mouvement journalier apparent du soleil à travers la sphère céleste déterminent la disponibilité de l'énergie solaire à la surface de la terre. Pour expliquer le mouvement apparent du soleil par rapport à un observateur sur la terre nous avons besoin d'étudier la révolution de la terre sur elle même et autour du soleil.

1.3.1 L'orbite terrestre

Le mouvement de la terre autour du soleil est influencé par l'attraction gravitationnelle terre-soleil, les influences dues aux autres planètes étant négligeables. Nous supposons dans la suite que la terre et le soleil sont des sphères parfaites, et que le soleil est le seul satellite de la terre. Nous supposons aussi que le soleil est fixe pendant une révolution de la terre. Les lois de la mécanique newtonienne permettent de montrer que la terre tourne dans un plan fixe par rapport au soleil, les lois de Kepler permettent de montrer que l'orbite terrestre est une ellipse, le soleil occupant l'un des foyers sur le grand axe.

En coordonnées polaires l'orbite terrestre est donné par

$$r = \frac{a(1 - \epsilon^2)}{1 + \epsilon \cos \theta}$$

La valeur maximum de r appelée aphélie et a lieu lorsque $\theta = 180$

$$r_a = a(1 + \epsilon) = 1,497 \cdot 10^{11} (1 + 0,0167) = 1,521 \cdot 10^{11} \text{ m}$$

La valeur minimum de r appelée perihélie à lieu lorsque $\theta = 0$.

$$r_p = a(1 - \epsilon) = 1,471 \cdot 10^{11} \text{ m}$$

L'axe de la terre n'est pas perpendiculaire au plan contenant équatorial, elle est inclinée d'un angle de $23,45^\circ$ par rapport à cette perpendiculaire, ceci crée les saisons avec par exemple l'été où les jours sont plus longs et les rayons solaires plus rapprochés de la verticale, où encore des zones près des poles avec six mois de jours et six mois de nuit. L'angle inscrit entre le plan équatorial et la droite terre-soleil s'appelle la déclinaison, elle varie suivant les saisons.

1.3.2 Le jour solaire

Un observateur situé au centre de la terre voit un mouvement apparent du soleil qui résulte de deux mouvements distincts: la révolution de la terre autour du soleil et autour de son axe. On appelle jour solaire le temps que semble mettre le soleil pour effectuer une révolution autour de la terre.

Supposons que la terre tourne sur elle même mais pas autour du soleil, le jour solaire à ce moment est égal au jour sidéral. Le soleil aura une rotation apparente autour des poles avec la fréquence $f_{\text{rot}} = 1/T_{\text{sidéral}} = 1/23,93 \cdot 60^2 = 1,16 \cdot 10^{-5}$ tours/s

Supposons maintenant que la terre tourne autour du soleil elle même étant fixe par rapport à l'axe des poles. En supposant un orbite circulaire et un angle nul entre l'axe des poles et la

perpendiculaire au plan équatorial, la fréquence de rotation du soleil du point de vue d'un observateur sur la terre sera:

$$f_{rev} = 1 / 365,25 * 24 * (60) = 3,17.10^{-8} \text{ tours/s}$$

Par superposition on trouve la fréquence due aux deux mouvements agissant ensemble: $f_{net} = f_{rot} - f_{rev} = 1,157.10^{-5} \text{ tours/s}$

Le mouvement apparent du soleil sera d'ouest en est avec une période effective de $T = 1/f_{net} = 24 \text{ heures}$

Ce temps d'utilisation courante est appelé le jour solaire.

La valeur de f^{rev} est obtenue en supposant un angle nul entre le équatorial et la droite terre-soleil, ce qui n'est pas le cas : aux équinoxes le soleil traverse l'équateur avec un angle de $23,5^\circ$, ce qui donne: $f_{rev \text{ eff}} = f_{rev} \cos 23,5 = 0,917 f_{rev}$

Ainsi $f_{rev \text{ eff}}$ varie d'un maximum égal à f_{rev} à un minimum égal à $0,917 f_{rev}$ aux équinoxes. De plus la vitesse de la terre variant avec la distance terre-soleil, f_{rev} est plus grand lorsque la terre est proche du soleil et plus petit dans le cas opposé. Tout cela fait que le jour solaire n'est pas constant au cours de l'année. La figure 1.2 montre comment il varie au cours de l'année

1.3.3 Mesure du temps.

On parle de midi solaire lorsque le soleil traverse une ligne imaginaire dans le ciel s'étendant du pôle nord au pôle sud et passant directement au dessus de l'observateur. Pour la plupart des applications de l'énergie solaire, il est important de connaître avec précision quand survient le midi solaire. La courbe donnant l'effet cumulatif de la variation du jour solaire est appelée l'équation du temps. Concrètement c'est la différence entre l'heure donnée en supposant une rotation de la terre

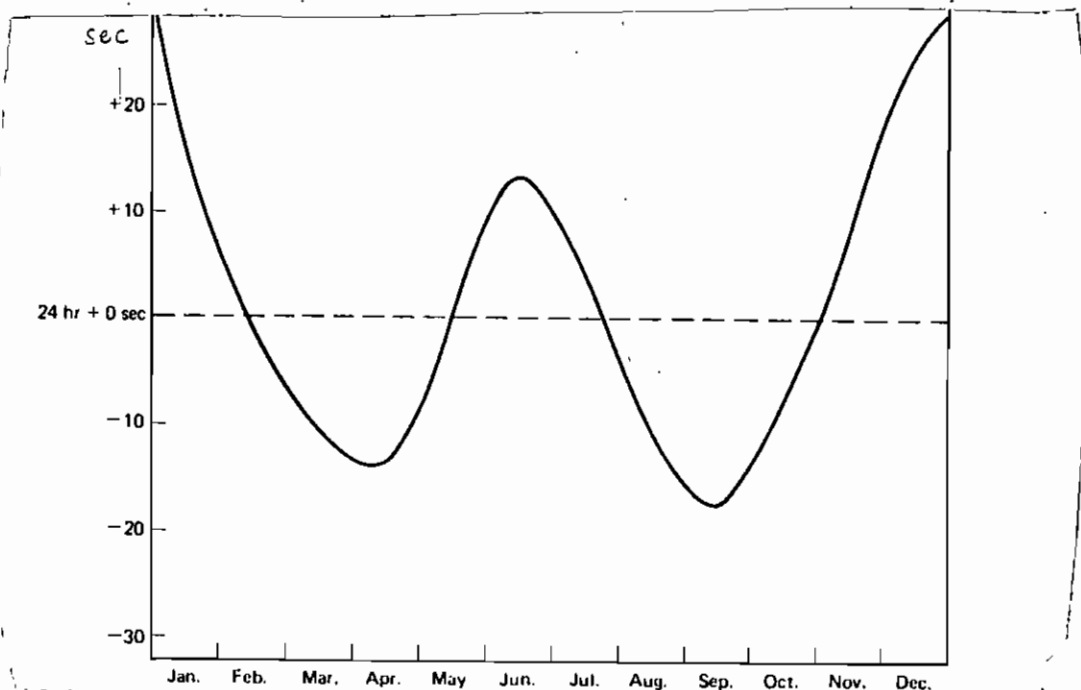


fig 1.2 variation du jour solaire

constante et l'heure réelle obtenue en tenant compte de la variation de vitesse. On définit :

- l'heure civile locale; c'est la position du soleil autour de la terre un supposant une vitesse constante ;
- l'heure solaire locale; c'est la position du soleil autour de la terre en tenant compte de la variation de vitesse;

- l'heure standard locale résulte d'une uniformisation de l'heure à l'intérieur d'un fuseau horaire. Si un lieu a pour longitude locale l et pour longitude moyenne l_n ; on aura :

$$\text{Heure standard locale} = \text{Heure civile locale} - (1/15) (l_n - l)$$

(l_n est tel que l est compris entre $l_n - 15$ et $l_n + 15$)

La relation suivante permet de calculer l'heure solaire:

$$\text{Heure civile locale} = \text{Heure solaire locale} - \text{EDT}$$

INTRODUCTION

Les efforts en vue de capter et d'exploiter l'énergie solaire remontent à l'antiquité. En mésopotamie, les pretresses des temples allumaient les feux de leurs autels à l'aide de pièces dorées et polies, réfléchissantes. En Egypte, les "statues sonores" d'Amenkhotep (1455 - 1419 avant J.C.) utilisaient un déplacement d'air chauffé par les premiers rayons du soleil.

L'histoire rapporte qu'en 212 avant J.C., Archimède incendia la flotte romaine à Syracuse à l'aide de miroirs plans groupés de manière à former des miroirs concaves. Après Archimède l'énergie solaire fut délaissée jusqu'au 17^e siècle où d'autres réalisations virent le jour: la pompe solaire de Salomon de Gaus, et surtout le premier four solaire à lentille construit par Lavoisier.

Jusqu'à la grande guerre des améliorations diverses ont été apportées aux techniques mais, le besoin d'une nouvelle source d'énergie ne se faisant pas sentir, la portée de ces réalisations fut très limitée. On s'orientait surtout vers la conversion en énergie mécanique, domaine où les rendements sont les plus faibles. Quant au photovoltaïque, les initiatives visant à son développement ne trouvaient que peu de crédit auprès des grandes sociétés. Les réalisations de l'époque dont les auteurs passaient pour d'aimables farfelus avides de folklore et de futurisme, réalisations plus soucieuses de démonstration que de rentabilité, ne représentaient au total que quelques dizaines de kilowatts installés et avaient des rendements dérisoires même si elles offraient parfois des avantages indiscutables.

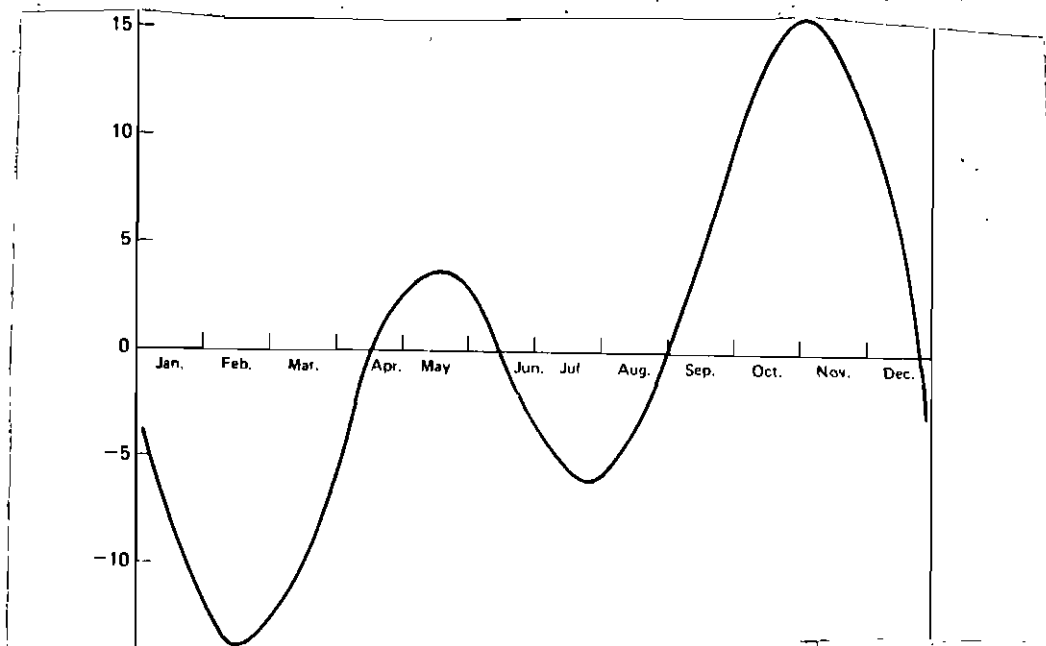


fig 1.3 l'équation du temps

1.3.4 Coordonnées solaires

Le mouvement apparent du soleil à travers le sphère celeste dépend en partie de la position de l'observateur à la surface de la terre. Considérons un repère (x y z) dont les axes x et y sont situés dans le plan équatorial et dont l'axe z est parallèle à l'axe des pôles. Dans ce repère la déclinaison D (ou la codéclinaison D') d'une part et l'angle horaire H d'autre part déterminent la position du soleil. L'angle horaire H est l'angle entre la projection des rayons sur le plan xy et celle du méridien origine: si t est le nombre d'heures avant le midi solaire on a:

$$H = \pm (360 / 24 \cdot h) t$$

La déclinaison comme précédement définie est l'angle que font le plan le plan équatorial et la ligne terre-soleil, elle varie en fonction du temps du fait de la révolution de la terre, elle peut être approximée par la formule suivante:

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

J étant le numéro d'ordre du jour dans l'année $1 \leq j \leq 365$.

1.3.5 Angles solaires et terrestres

Il n'est pas facile à un observateur à la surface de la terre d'utiliser l'angle D défini par rapport au centre de la terre. On utilise plutôt les angles qui suivent :

- l'angle azimuthal A , angle entre la projection des rayons solaires et la direction sud;
- l'angle zénithal Z , angle entre les rayons du soleil et la verticale ;
- l'angle h altitude ou hauteur complémentaire de l'angle Z .

Les résultats suivants résultent du calcul vectoriel :

$$\cos Z = \cos D' \sin L' + \sin D' \cos H$$

$$\tan A = \sin D' \sin h / (\sin D' \cos L' \cos h - \cos D' \sin L')$$

L' est la colatitude du lieu, angle complémentaire de la latitude.

1.3.6 Position des rayons solaires par rapport à une surface

La quantité d'énergie directe captée par une surface fixe est déterminée en partie par l'angle entre la normale à la surface et les rayons solaires. On définit également :

- l'angle ϕ angle azimuthal de la surface entre la projection de la normale de la surface et la direction sud,
- l'angle Ω angle entre la normale à la surface et la verticale.

La fonction $\cos \theta$ appelé facteur d'obliquité est lié à ϕ et Ω par la relation suivante :

$$\cos \theta = \cos Z \cos \Omega + \sin Z \sin \Omega \cos (A - \phi)$$

Pour une surface horizontale on a $\Omega = 0$ donc $\cos \theta = \cos Z$.

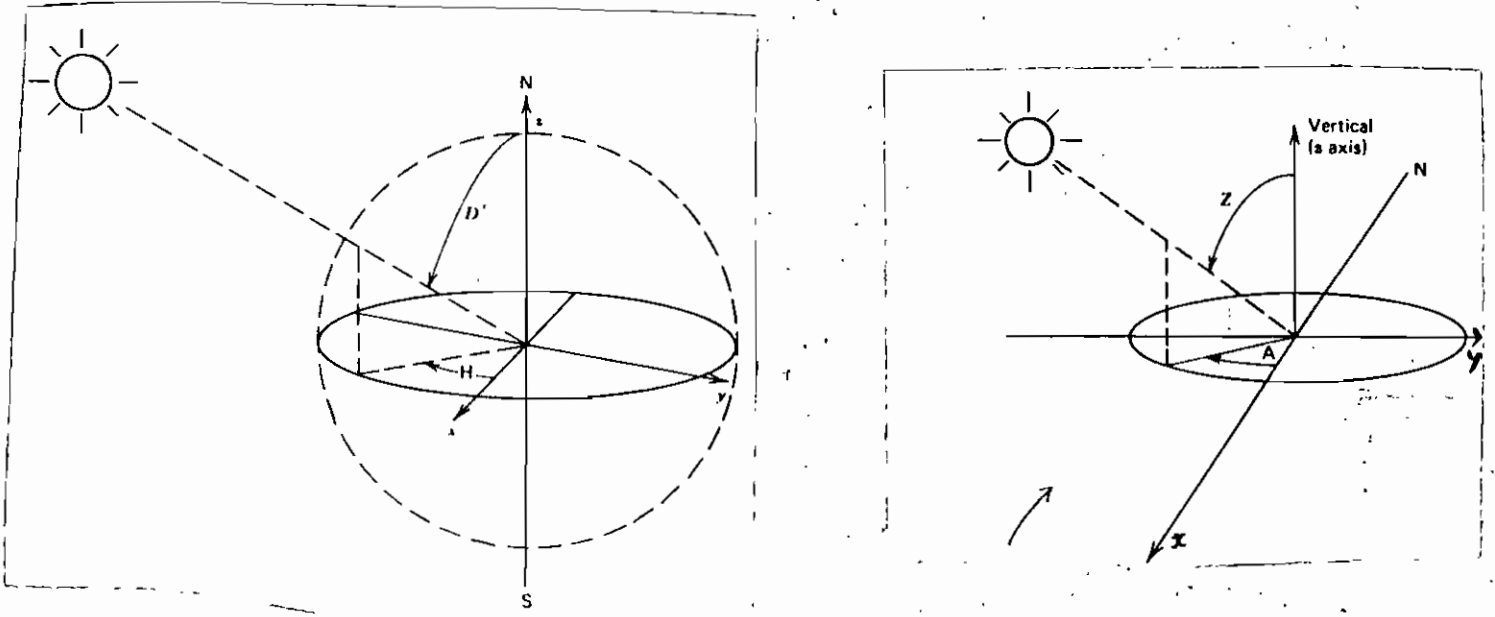


fig 1.4 coordonnées solaires

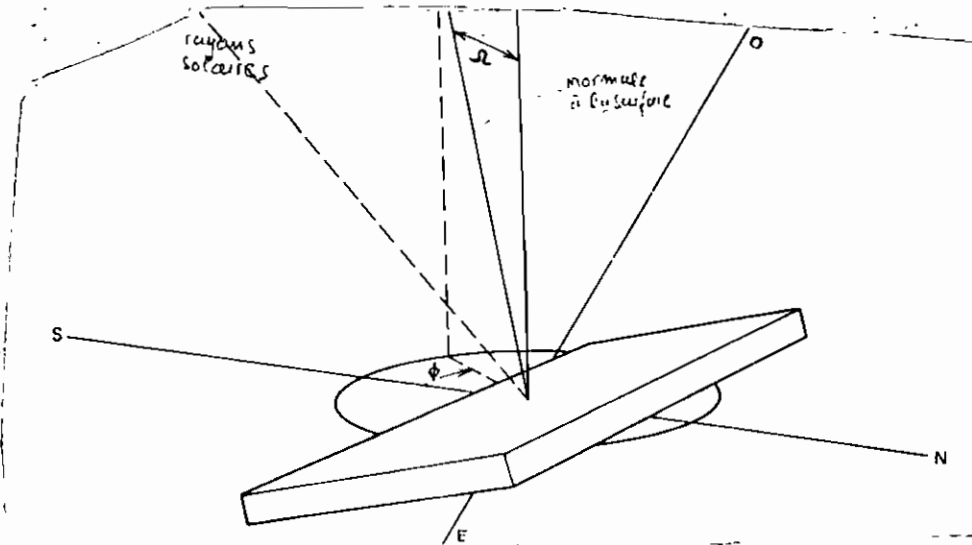


fig 1.5 angles d'une surface par rapport au soleil

1.4 L'INSOLATION TERRESTRE

La quantité d'énergie solaire disponible à la surface de la terre est plus faible que celle en dehors de l'atmosphère. L'atmosphère affecte le rayonnement solaire selon deux processus: l'absorption et la dispersion. Ainsi la radiation totale au niveau de la mer est constituée d'une composante directe qui a survécu à l'absorption et à la dispersion et d'une composante diffuse (voyageant dans toutes les directions), produit par la dispersion atmosphérique.

Les détails sur ce processus sont fournis en annexe (voir annexe 1) de cette étude ; pour l'heure, intéressons nous au flux solaire global.

1.4.1 - Equations approximatives pour le flux solaire total

Pour déterminer la fonction intensité totale (directe + diffuse) de l'insolation terrestre, nous avons à débattre avec des équations ardues de la physique ; en particulier il faudra résoudre une équation intégrale différentielle : l'équation de transfert radiative. Ses solutions, même dans le cas d'une atmosphère stratifiée plane sont difficiles à développer. De ce fait l'équation ne sera traitée que superficiellement. Les considérations suivantes permettent de simplifier le problème :

- 1) la composante diffuse est beaucoup plus petite que celle directe ;
- 2) la composante diffuse tombant sur une surface horizontale est isotrope
- 3) la radiation incidente et réfléchi isotropiquement .

Sous ces conditions, on constate que le flux diffuse est composé d'un flux descendant F^{diff} et d'un flux isotrope ascendant F^{diff} .

En conséquence, le flux total diffus intercepté par une surface inclinée dépend de son angle mais pas de son azimuth ϕ . On montre que :

$$F^{\text{diff}} = [(1 + \cos \theta)/2] F^{\downarrow \text{diff}} + [(1 - \cos \theta)/2] F^{\uparrow \text{diff}}$$

La radiation totale est $F = F^{\text{dir}} + F^{\text{diff}}$.

$$\text{où } F = S_0 e^{-\gamma/\mu_0} [(1 + \cos \theta)/2] F^{\downarrow \text{diff}} + [(1 - \cos \theta)/2] F^{\uparrow \text{diff}}$$

avec, γ épaisseur optique de l'atmosphère

μ dépendant du collecteur

$\mu = \cos Z$ pour un collecteur horizontal

Généralement γ et μ sont mesurés et tabulés.

Conclusion

Il est souvent plus facile et moins cher d'utiliser des données des flux global, direct et diffus obtenus de manière expérimentale, pour les applications pratiques. Plusieurs appareils existent à cette fin.

Le pyranomètre permet de mesurer le rayonnement global ; le pyréliomètre mesure le rayonnement direct, quant au rayonnement diffus il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil. Les panneaux photovoltaïques répondent au rayonnement global.

2 LES PHOTOPILES SOLAIRES

Les photopiles solaires sont des dispositifs qui permettent de transformer directement l'énergie électromagnétique du rayonnement solaire en électricité. Elles mettent en oeuvre les conséquences de l'effet photovoltaïque dans un matériau semiconducteur.

2.1 - PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT

La cellule photovoltaïque comporte une jonction p-n dont l'une des régions est soumise au flux lumineux. Chacune des régions est reliée à une électrode métallique au moyen d'un contact ohmique de faible résistance. Le principe de fonctionnement peut être décomposé en deux parties : l'absorption de photons et la collecte des porteurs de charge créés.

2.1.1 - L'absorption des photons

Soit une cellule illuminée par un flux de photons d'intensité $J(h\nu)$. Selon leur énergie, les photons sont ou réfléchis (R = coefficient de réflexion du matériau), ou absorbés (α = coefficient d'absorption), ou transmis. Les photons absorbés, seuls utiles à la génération de l'effet photovoltaïque sont ceux dont l'énergie $h\nu$ est supérieure ou égale à la largeur de bande interdite du matériau ($E_g = 1,1$ eV dans le silicium). On définit ainsi une grandeur appelée rendement d'absorption

$$\eta_a = [E_g \int_{E_g}^{\infty} (1 - R) e^{-\alpha d} J(h\nu) d(h\nu)] / [\int_{J_0}^{\infty} h\nu J(h\nu) d(h\nu)]$$

où il est l'épaisseur de la cellule, pour le silicium on a

ra proche de 40 %. L'énergie des photons absorbés sert partiellement à briser une liaison de valence, créant de ce fait une paire électron-trou susceptible de se mouvoir. L'énergie excédentaire est rapidement cédée au réseau cristallin sous forme de chaleur (phonons).

2.1.2 - La collecte des porteurs

Les paires ainsi créées, principalement au voisinage de la surface éclairée vont diffuser vers l'arrière sous l'action d'une force liée à leur gradient de concentration (effet Dember). Un grand nombre d'entre elles se recombinent en chemin, suivant un phénomène inverse de celui de l'absorption et sont perdues pour le processus de conversion.

Les paires atteignant la zone de charge d'espace sont alors séparées : le champ électrique de la jonction accélère les électrons vers la région n et les trous vers la région p. L'accumulation de ces charges dans des régions où elles sont majoritaires donne naissance à une différence de potentiel aux bornes de la cellule en circuit ouvert (V_{oc}). Si les bornes sont formées sur une résistance d'utilisation R_c , un courant I_c s'établit dans le circuit ainsi créé. Lorsque $h_c = 0$; $I_c = I_{sc}$, valeur caractéristique d'une cellule.

Du point de vue électrique, une cellule photovoltaïque se présente sous le diagramme suivant : (fig 2.1)

R_{sh} , résistance Shunt ; R_s , résistance série

On a $I = I_{sp} (e^{qV_D/ART} - 1) - I_{ph}$;

I_{ph} terme exprimant l'influence des porteurs minoritaires ; dans

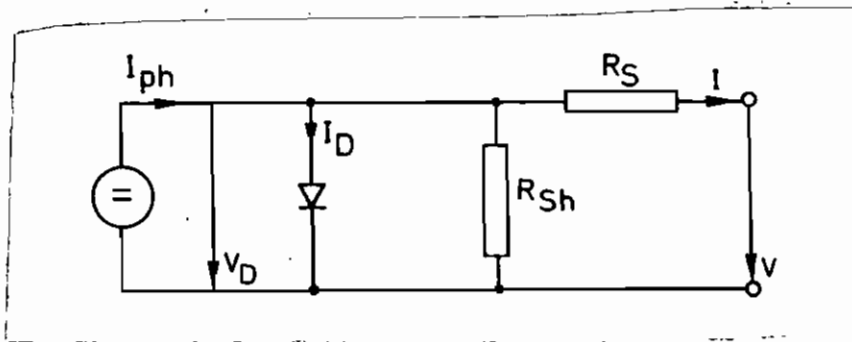


fig 2.1 modèle d'une photopile

notre modèle, c'est le courant traversant R_{sh} , I_{sp} est le courant inverse de la diode ; V_d , la tension à ses bornes ; kT/q est proche au 26 mV à 300 k.

La courbe courant tension que nous obtenons montre la relation logarithmique entre V_{oc} est la radiation incidente..

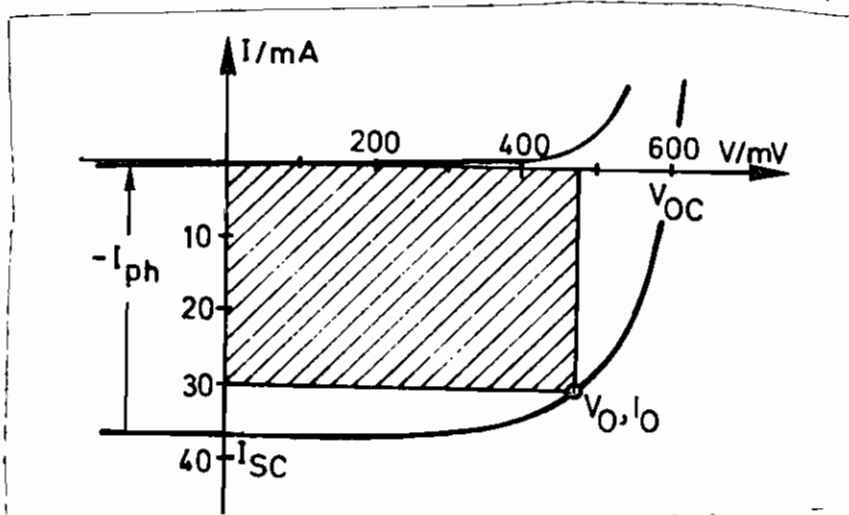


fig 2.2 caractéristique d'une photopile

Le point de puissance maximum est défini par :

$$P_{el \max} = I_0 V_0 = (FF) * V_{oc} * I_{sc}$$

(FF) est le facteur de forme

2.1.3 - Rendement d'une photopile

Le rendement de la conversion est défini comme le rapport de la puissance électrique maximale obtenue et de la puissance apportée par la radiation incidente. Ce rendement est l'objet de toutes les attentions, des recherches sont faites pour son accroissement.

On a vu que $P_{el} = (FF) \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}$

L'expression suivante est obtenue pour le courant I_{sc}

$$I_{sc} = q \int_{E_g/h}^{\infty} P_{\delta} Q_{\delta} d\delta$$

q est la charge électronique, P_{δ} la distribution spectrale de la radiation Q_{δ} le rendement des porteurs minoritaires.

$$V_{oc} = AKT/q \ln(I_{sc}/I_{sp} + 1)$$

$$\text{d'où le rendement: } r = (FF - V_{oc} - q \int_{E_g/h}^{\infty} P_{\delta} Q_{\delta} d\delta) / \int_{\delta=0}^{\infty} P_{\delta} d\delta$$

A nos jours, les rendements les plus élevés ne dépassent pas 25 %

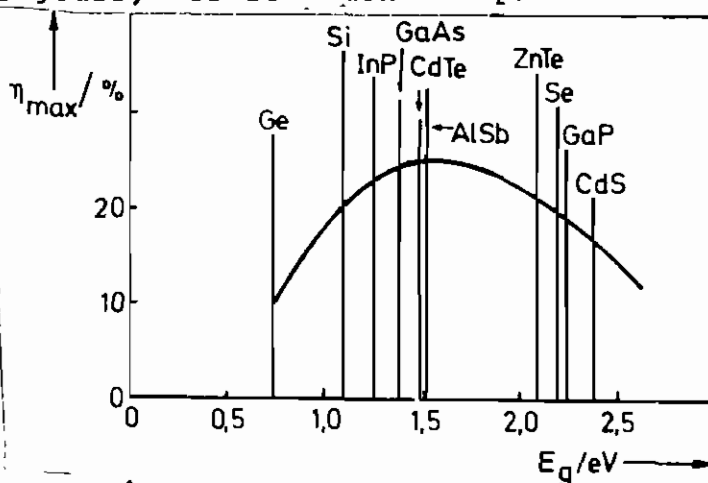


Fig 2-3 rendements existants

3 LE PANNEAU PHOTOVOLTAIQUE

3.1 MODULES SOLAIRE

Les caractéristiques des cellules photovoltaïques, essentiellement leur faible tension utile ($< 0,6$) et leur fragilité (épaisseur proche de $0,3$ mm) exigent leur utilisation sous forme de modules solaires. Un module solaire est donc une association de cellules en un élément standard directement utilisable assurant une double fonction :

- la mise à disposition des utilisateurs de caractéristiques courant-tension intéressantes pour des applications concrètes ;
- la protection des cellules vis-à-vis des agents atmosphériques extérieurs pour que leur durée de vie paramètre très important soit significative.

Un module contient généralement 36 à 96 photopiles connectés en série jusqu'à obtenir par addition une tension nominale donnée. La tension nominale est celle qu'on mesure aux bornes lorsque le module fournit sa puissance maximale.

La figure 3.1 montre la constitution d'un module photovoltaïque :

- la face avant en verre trempé ou en plastique PMMA, assure l'exposition des photopiles au rayonnement solaire. Cette face habituellement colorée d'une substance anti-reflets, sert également à rigidifier le module et à orienter les cellules dans un même plan ;
- la face arrière qui peut être en verre (encapsulation bi-verre) ou en plastique (tedlar, PMMA, polyester, mylar). Elle

réalise le passage des connexions vers l'extérieur et aide à la protection des cellules ,à l'évacuation des calories, et à la rigidité du module;

- le matériau intermédiaire entre les faces avant et arrières est une résine aux silicones qui isole les photopiles et les connexions des agents extérieurs et contribue à la rigidité de l'ensemble;

- un joint en néoprène assure l'étanchéité viv-à-vis de la surface de résine entre les plaques;

- une boîte de connection collée sur la face arrière recoit les terminaisons des connexions ainsi que des diodes de protection destinés à empêcher le retour du courant dans les cellules.

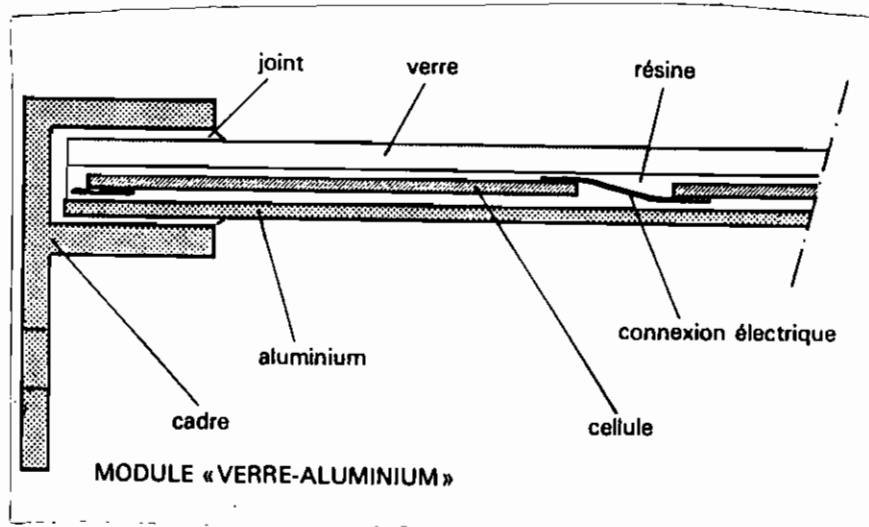


fig 3.1 constitution d'un module photovoltaïque

La puissance crête d'un module correspond à 10% près à la somme des puissances crête des photopiles le constituant. La caractéristique courant-tension a la même forme que celle d'une photopile.

3.1.1. Mise en série

En mettant N cellules identiques en série, le courant de la branche reste inchangé, la tension de la branche est N fois plus grande.

On obtiens la caractéristique résultante de deux cellules mises en série, par addition des tensions.

Lorsque les cellules ne sont pas identiques, la cellule la moins performante devient réceptrice

3.1.2. Mise en parallèle

Lorsque N cellules sont mis en parallèle, la tension résultante reste la même, le courant de la branche est N fois celui d'une cellule. Deux cellules différentes mises en parallèle présentent la même situation que précédemment: une cellule sera réceptrice.

Lors de l'exposition du module aux rayons solaires, une zone d'ombre locale obstruant une ou plusieurs cellules crée un éclairage différentiel sur le module. Les photopiles réagissant à la lumière auront donc des performances différentes et les plus faibles seront réceptrices. Pour empêcher cette situation qui est néfaste à la durée de vie des photopiles, des diodes de non retour sont généralement intercalées dans le circuit

3.1.3. Caractéristique de fonctionnement

La caractéristique d'un module solaire a la même forme que celle

d'une photopile. Lorsque le module est branché sur une batterie en charge il est important d'assurer une bonne adaptation par un choix judicieux des composantes. La caractéristique de fonctionnement obtenue est représentée sur la figure 3.2.

Le point de fonctionnement est déterminé par la tension de la batterie et l'ensoleillement; la tension aux bornes du module qui peut être considéré comme un générateur de courant dont la valeur est proportionnelle à l'ensoleillement, doit être légèrement supérieure à celle de la batterie.

3.2 LE PANNEAU PHOTOVOLTAIQUE

Pour obtenir des puissances crêtes supérieures à celles d'un module, il est nécessaire d'assembler en série ou en parallèle plusieurs modules. Un panneau solaire est constitué d'un ensemble de modules connectés électriquement entre eux et situés dans un même plan vis-à-vis du soleil: la tension d'utilisation détermine le nombre de modules à mettre en parallèle, la puissance désirée détermine le nombre de branches nécessaire en série

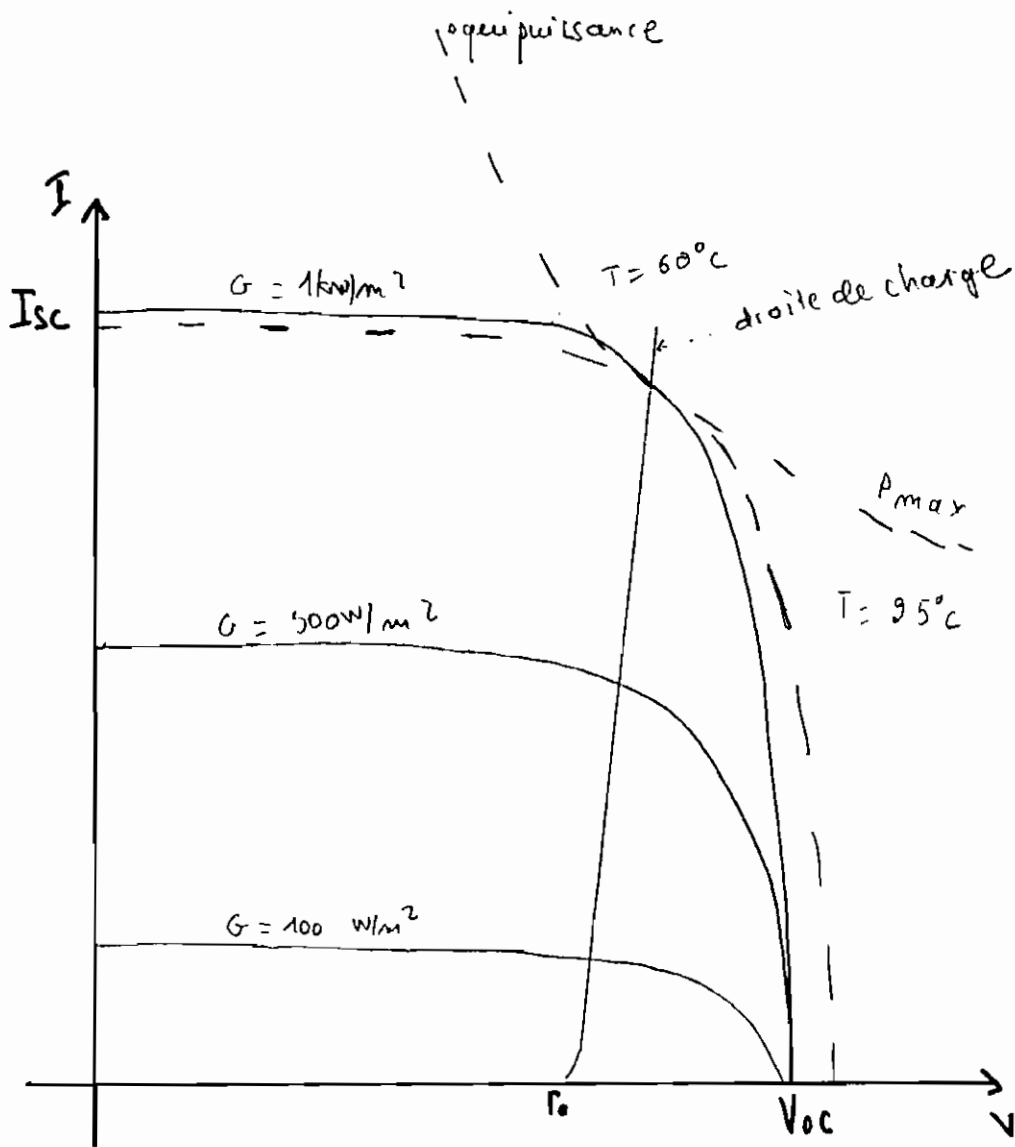


fig 3.2 caractéristique de fonctionnement d'un module débitant sur une charge

4 LA BATTERIE D'ACCUMULATEURS

4.1 GENERALITES

Les caractéristiques de l'énergie solaire obligent à utiliser un moyen de stockage de l'énergie électrique dans les installations photovoltaïques pour l'habitat isolé. En effet :

- La demande énergétique est fonction de la charge à alimenter; demande continue ou discontinue des appareils d'utilisation .

- L'apport énergétique solaire est périodique (alternances jour et nuit) et aléatoire (nuages ou non) .

Pour palier à ce décalage entre la demande et l'apport d'énergie la batterie d'accumulateurs bien connue dans le domaine de l'automobile est couramment utilisée.

Les accumulateurs électrochimiques sont des générateurs réversibles c'est-à-dire pouvant stocker l'énergie électrique sous forme chimique et la restituer à tout moment su demande.

De nombreux types d'accumulateurs électrochimiques existent: au plomb; au cadmium nickel; au nickel zinc; toutefois un des plus anciens et des mieux adaptés aux installations de ce genre est l'accumulateur au plomb.

4.2 LES ACCUMULATEURS AU PLOMB

Connus depuis 1960 , ils ont été l'objet de perfectionnements constants pour l'amélioration de leurs performances.

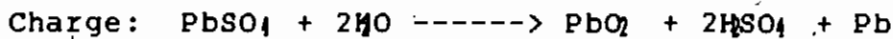
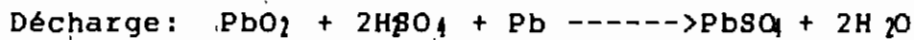
Ils sont constitués:

- d'un bac en matière isolante, généralement un polymère translucide;
- d'électrodes généralement en plaques formés de grilles qui supportent les oxydes actifs;
- d'une solution d'acide sulfurique servant d'électrolyte;
- d'un couvercle portant des bornes de connexion et un bouchon d'évacuation des gaz.

4.2.1 Fonctionnement

Un accumulateur est la transposition dans le domaine industriel du voltamètre Pb/H₂SO₄/Pb.

Les équations suivantes régissent son fonctionnement:



Pendant la décharge: la concentration de l'acide sulfurique décroît, si cette baisse n'est pas contrôlée, l'acide peut attaquer les plaques en donnant du sulfate de plomb qui n'est plus détruit par la suite. On parle de sulfatation des plaques, l'accumulateur finit par être inutilisable.

Pendant la charge: de l'acide sulfurique se reforme; si on prolonge le passage du courant en fin de charge, l'hydrogène et l'oxygène résultant de la décomposition de l'eau finissent par se dégager à l'état gazeux sur les électrodes (électrolyse); cette situation n'est pas souhaitable.

En conséquence il est essentiel de ne pas autoriser des excès dans les deux sens afin de préserver la batterie.

En pratique, la tension par élément doit se situer entre 1.8 volts et 2.4 volts.

4.2.2 Caractéristiques électriques

- La consommation d'eau est voisine de 0.15 litres par mois pour un élément de 1000 ampères heures en moyenne.
- La concentration de l'électrolyte est supérieure à 1210 g/m³ ou 25 Baumé au pèse acide
- Le courant de maintien est de l'ordre de 0.2mA/Ah .
- L'autodécharge est de l'ordre de 10% par mois à 20 c.
- Rendement en énergie:

$$r = \frac{\text{énergie restituée}}{\text{énergie accumulée}}$$

- Rendement en ampères-heures:

$$r_q = \frac{\text{quantité d'électricité débitée}}{\text{quantité d'électricité accumulée}}$$

4.2 CHOIX D'UNE BATTERIE AU PLOMB

Nous classerons ici les batteries au plomb suivant leurs domaines d'utilisation

On distingue:

- les batteries classiques dites de voiture;
- les batteries à usage cycliques;
- les batteries à usage flottant .

Il existe également des batteries étanches à électrolytes gélifiés présentant toutes les qualités requises, seulement leur cout est trop élevé pour qu'on puisse les utiliser dans le cas qui nous intéresse. Les caractéristiques des modèles cités plus

haut sont résumés dans le tableau suivant:

TYPE	AVANTAGES	INCONVENIENTS
Batteries Classiques	Peu coûteuses; très répandues sur le marché local; acceptent des courants de charge fantaisistes	Entretien très fréquent; rendement de conversion médiocre; dommages importants après seulement 3 à 5 décharges profondes
Batteries à usage cycliques	Supportent jusqu'à 2000 cycles de charge/décharge profondes.	Taux d'autodécharge élevé; rendement de conversion médiocre
Batteries à usage flottant plomb/calcium	N'exige aucun entretien; taux d'autodécharge faible (2 à 3%) par mois.	Puissance unitaire limitée à 100 Wh environ; mise en parallèle déconseillée
Batteries à usage flottant Plomb doux	Convenable pour les grandes capacités; taux d'autodécharge voisin de 3% par mois; importante réserve d'électrolyte permettant de réduire la fréquence d'entretien à 2 ou 3 fois par an.	

5 REGULATION ELECTRONIQUE

Les installations photovoltaïques destinés à l'habitat doivent tous comporter une régulation soignée de la charge et de la décharge de la batterie. La batterie est en effet l'un des éléments les plus fragiles du système; sa durée de vie est étroitement liée à son cycle de charge/décharge .

Un régulateur de charge doit assurer les fonctions suivantes :

- réguler la charge due au générateur photovoltaïque; il s'agit d'assurer à la batterie certaines conditions de fonctionnement à la batterie (conditions floating) , en limitant la tension à une valeur constante de l'ordre de 2.25 à 2.35 V par élément .Ceci permet d'éviter d'une part une surcharge entraînant une perte en eau et d'autre part d'empêcher un vieillissement prématuré des accumulateurs.

- protection contre la décharge consécutive à l'utilisation: dans le but d'éviter la sulfatation des plaques , il est important de limiter l'état de décharge de la batterie en la déconnectant à partir d'un seuil de tension de l'ordre de 1.9 V par élément. . La batterie doit être rebranchée automatiquement lorsqu'elle aura atteint un niveau de charge suffisant .

- contrôle de la tension et du voltage pendant l'utilisation de manière à faire fonctionner le système à son point de fonctionnement optimal (rôle de charge variable) et protection de l'utilisation .

5.1 CHOIX D'UN REGULATEUR

Le choix d'un système de régulation électronique consiste à sélectionner un circuit de contrôle de charge et un circuit disjoncteur. Il sera bien sûr tenu compte du voltage du système, de la puissance crête installée et de l'intensité maximale de courant. Dans le but de choisir pour chaque cas particulier le circuit de régulation qui lui convient nous pouvons dresser une table comparative.

Types	AVANTAGES	INCONVENIENTS	LIMITES
Régulation série	Simple; peu coûteux; remplace la diode anti-retour nécessaire à l'aval du panneau.	consommation propre importante et permanente; énergie excédentaire difficile à dissiper	P_{max} limitée à 400
Régulation à coupure	Consommation propre faible bien que permanente, pas d'énergie à dissiper	La batterie n'est jamais totalement chargée, calibrage des seuils de référence délicat.	
Régulation à découpage	Présente toutes les qualités requises	mécanisme très complexe, coût élevé du surtout au convertisseur	$P_{max} \geq 1000$ W
Régulation parallèle	Consommation propre faible et non permanente, charge la batterie complètement, pas de chute de tension dans le circuit de charge	dissipation de puissance difficile au delà d'une certaine puissance	$P_{max} \leq 500$ W

6 DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME

Plusieurs méthodes de dimensionnement existent, ces méthodes ne permettent pas d'arriver aux mêmes résultats, n'étant pas basées sur les mêmes hypothèses. Dans le domaine de l'énergie solaire, la conduite du calcul doit intégrer les spécificités du lieu où l'on se trouve. Nous ferons le calculs des principaux éléments du système selon trois méthodes.

6.1 DONNEES SUR LE SITE

Nous utiliserons parfois dans la suite des données enregistrées à Diaoulé (région de fatick) , à cause de la proximité , ces données restent valables à Niakhène.

GEOGRAPHIE

Lieu : NIAKHENE , 95 km de thiès à l' est de MEKHE

Longitude: 16 15

Latitude: 15

Végétation: savane sèche

Températures: 41 maximum , 19 minimum

ENSOLEILLEMENT

L'enseillement est une combinaison de l'intensité d'irradiation (qui est une puissance exprimée en Kw/m^2) et des rayonnements (représentent une quantité d'énergie recueillie exprimée en Kwh/m^2).

Pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque , nous nous intéresserons principalement au flux d'enseillement global

résultant de la Superposition des rayonnements direct, diffus et de l'albédo

Il existe des cartes donnant les valeurs de l'ensoleillement global "G" pour différents points du globe; il existe également plusieurs méthodes de calcul de "G". Cependant pour mieux approcher la réalité, nous utiliserons des graphiques donnant la variation de G en fonction de l'heure de la journée: fonction $g_i(h)$

On définit : G_i flux global du mois i
 $g_i(h)$ ensoleillement versus heure pour le mois i

$$\text{On a: } G_i = \int g_i(h) dh$$

On trouvera en annexe les graphiques des fonctions $g_i(h)$, obtenus grace à des capteurs posés dans la région et reliés à un ordinateur central par l'intermédiaire d'une interface appropriée.

La valeur de dimensionnement choisie est la moyenne des valeurs relevées:

$$G_M = \frac{1}{12} \times \sum_{i=1}^{12} G_i$$

Les G_i sont calculés grace à une intégration numérique sur ordinateur, les valeurs obtenues sont les suivantes :

Mois	i	G_i en Wh/m ² /jour	G_H en Wh/m ² /jour
Janvier	1	5100	
Fevrier	2	5700	
Mars	3	6200	
Avril	4	6000	
Mai	5	6000	5580
Juin	6	5400	
Juillet	7	5200	
Aout	8	5000	
Septembre	9	5700	
Octobre	10	5600	
Novembre	11	5200	
Décembre	12	5700	

Remarque :

Si l'on dispose de données sur plusieurs années il est possible de faire un calcul plus précis en prenant comme valeur de dimensionnement la moyenne des G_H .

6.2. ESTIMATION DES CHARGES

Une estimation des besoins en énergie pour une habitation donnée repose sur une bonne connaissance des habitudes locales, du nombre et des puissances des charges en présence. Dans ce domaine on ne peut faire de règle générale, seul un bon jugement du concepteur permet d'aboutir à des approximations satisfaisantes des facteurs pertinents.

Pour la maison PREVINOBA l'équipement est le suivant:

- 1 poste téléviseur de 50 W , 12 V
- 1 réfrigérateur de 80 W , 12 V
- 1 radio de 20 W , 12 V
- 1 projecteur de 30 W , 12 V
- 2 lampes extérieures de 20 W , 12 V
- 7 lampes intérieures de 20 W , 12 V

Le planning d'utilisation qui suit est établi sur la base des observations suivantes :

- les lampes pour l'intérieur sont allumées en moyenne 3 heures par jour ; les lampes pour l'extérieur sont allumés en moyenne quatre heures par jour ;

- le poste téléviseur est allumé tant qu'il y a des émissions ;

- le réfrigérateur à cause des ouvertures fréquentes fonctionne pendant 18 heures par jour ;

- le projecteur est utilisé peu fréquemment , nous prendrons une moyenne de 10 heures hebdomadaires .

- la radio utilisée par intermittence peut être négligée dans les calculs

CHARGES	PUISSANCE (W)	DUREE D'UTILISATION HEBDO. (heures)	CONSUMMATION MENSUELLE (Kwh)
2 lampes ext.	2 * 20	28	4,96
7 lampes int.	7 * 20	21	13,02
1 poste TV	50	44	9,75
1 réfrigérateur	80	126	44,64
1 projecteur	30	10	1,35
Total	340		73,720

Tableau 6.1 Estimation de puissance

Remarque :

Pour le calcul de la consommation mensuelle nous ne prendrons pas en compte les coefficients de simultanéité d'utilisation courante en électricité, ceci à cause des faibles puissances en présence et surtout dans le souci d'accroître la sécurité de l'installation par un calcul "aux états limites".

6.3 CHOIX DU MODE DE DISTRIBUTION

Les modes de distribution possibles sont les suivants :

- en courant continu
- en courant alternatif à partir d'un convertisseur central
- en courant continu avec petits convertisseurs répartis
- en double réseau continu et alternatif à partir d'un groupe électrogène

MODE DE DISTRIBUTION	AVANTAGES	INCONVENIENTS
Courant continu	Pas de pertes par transformation continu alternatif; pas d'achat de convertisseur	Installation d'un réseau de distribution continu; difficulté de trouver des appareils fonctionnant en c.c.
Courant alternatif à partir d'un convertisseur central	Réseau de distribution classique; utilisation de tous les appareils possible	Achat d'un convertisseur de puissance nominale forte; rendement global faible, d'où surdimensionnement du générateur
Courant alternatif et petits convertisseurs répartis	Utilisation possible de tous les appareils, bon rendement global, les convertisseurs n'étant utilisés qu'à leur point de fonctionnement nominal	Installation d'un réseau électrique continu, achat de plusieurs convertisseurs

Tableau 6.2 comparaison des différents modes de distribution

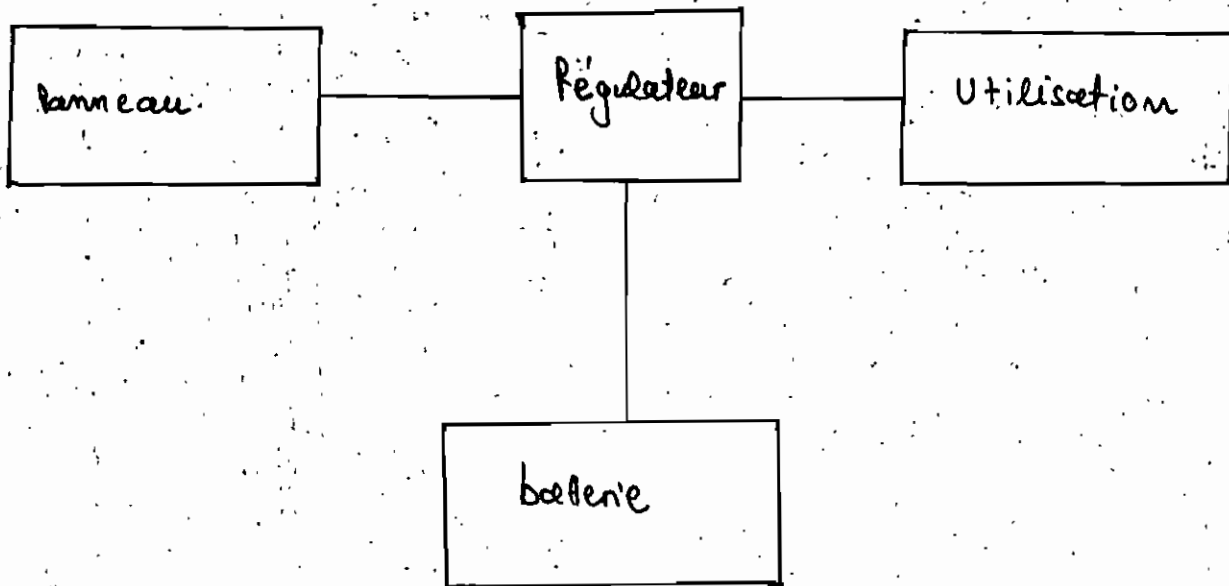
Pour la maison PRENINOBA nous utiliserons une distribution en courant continu avec tension fixée à 12 volts , principalement pour des raisons d'économie .

6.4 SCHEMA DE PRINCIPE

Le schéma de principe retenu est un compromis entre le confort souhaité et le cout total de l'installation.

Le générateur charge la batterie par l'intermédiaire du régulateur, l'énergie nécessaire est prélevée de la batterie sous le contrôle du régulateur. En cas de décharge excessive, la batterie est déconnectée et les utilisateurs privés d'énergie. Il est possible de prévoir une source d'énergie pour les charges

prioritaires, cependant le coût total de l'installation augmenterait de manière considérable.



6.5 PREMIERE METHODE DE DIMENSIONNEMENT

Les formules de bases utilisées dans cette méthodes ont été utilisés par un groupe de chercheurs pour le dimensionnement d'installations solaires à Niamey. Nous avons modifié la démarche globale pour adapter le calcul à notre cas particulier, en y incluant notamment une analyse des effets de la température et une étude de l'angle d'inclinaison. Nous nous sommes inspirés pour cela des techniques de calcul utilisées par la GTZ (Deutsche Gesellschaft für technische Zusammenarbeit).

6.5.1 DIMENSIONNEMENT DU GENERATEUR PHOTOVOLTAIQUE

On définit :

r_b rendement de charge/décharge de la batterie d'accumulateurs

k coefficient d'incertitude météo

r_{reg} rendement du régulateur

P_c puissance crête à installer

FS facteur de sécurité

G ensoleillement moyen

r_c rendement de conversion des photopiles

Avec les valeurs suivantes :

$r_b = 0.8$ (voir caractéristiques électriques)

$k = 0.9$ pour tenir compte de l'incertitude sur les données météo

$G = 5.6 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$; $r_{reg} = 0.9$ (voir partie régulation)

Calcul de r_c :

radiation totale = $P_1 dx$

puissance électrique fournie par une cellule photovoltaïque:

$$P_{el} = (FF) V_{oc} q \int P_x Q_x dx$$

Avec FF et s dépendant du matériau de la cellule; q charge de l'électron; x longueur d'onde; P_x fonction de distribution spectrale; Q_x rendement des porteurs de charge majoritaires

V_{oc} tension en circuit ouvert; I_{sc} courant de court circuit

$$I_{sc} = q \int Q_x P_x dx$$

$$\tau_c = \frac{(FF) V_{oc} I_{sc}}{\int P_x Q dx} = \frac{(FF) V_{oc} I_{sc}}{G \cdot S}$$

S = surface effective de photopiles

Nous utiliserons dans la suite des panneaux au silicium monocristallin à haut rendement Siemens SM 50 A2 dont les caractéristiques fournies par le fabricant sont les suivantes:

$$S = 0.36 \text{ m}^2; I_{sc} = 3.1 \text{ A}; V_{oc} = 21.5 \text{ V}; (FF) = 0.75$$

$$P_{el \text{ max}} = 50 \text{ W pour } G = 1000 \text{ W/m}^2$$

$$\tau_c = \frac{0.75 * 21.5 * 3.1}{1000 * 0.36} = 0.1389$$

Surface de panneaux nécessaire :

$$S = \frac{W * FS}{G \tau_b k \tau_{eg} \tau_c}$$

En prenant FS=1.25, on a:

$$S = \frac{73.720}{5.6 * 0.9 * 0.9 * 0.8 * 0.1389 * 31} * 1.25 = 5.919 \text{ m}^2$$

Nombre de panneaux, N :

$$N = \frac{5.919}{0.36} = 16.44 \text{ soit } 17 \text{ panneaux}$$

$$P_c = 822 \text{ Wc}$$

6.5.2 ETUDE DES EFFETS DE LA TEMPERATURE

Au cours d'une journée les modules solaires sont exposés à des températures variables pouvant atteindre 60 c dans la région de Niakhène. Le figure 6.A) représente l'évolution de la température d'un module photovoltaïque AEG le long de la journée.

L'augmentation de la température est un phénomène non négligeable en ce qui concerne le comportement d'un module PV:

- le courant de court circuit augmente avec un facteur de l'ordre de 4.10^{-4} par degré kelvin;(1)
- la tension en circuit ouvert diminue de $3,4.10^{-3}$ environ par degré kelvin;(1)
- la puissance maximale diminue de 0,5% par degré celsius.(2)

Ces valeurs permettent de faire les corrections nécessaires sur l'énergie fournie par jour par le panneau solaire.

La courbe C₁ donne pour chaque valeur de l'ensoleillement deux valeurs de température, la droite C₂ est le lieu des moyennes de ces deux valeurs. On peut dériver l'expression suivante:

$$T = 23 \text{ c} + (0,0425 \text{ W}^{-1} \text{ m}^2 \text{ c}) \cdot G$$

Un traitement mathématique similaire permet d'obtenir l'expression suivante pour le courant I_{sc}

$$I_{sc} = 0,00316 \cdot G \quad ; \quad P_{max} = 0,05 \cdot G$$

(1) données du fabricant

(2) tests effectués par W.H.Bloss sur Si monocristallin (RFA)

TEMP. MODULE/ENSOLEILLEMENT

Dicoule Nov/89

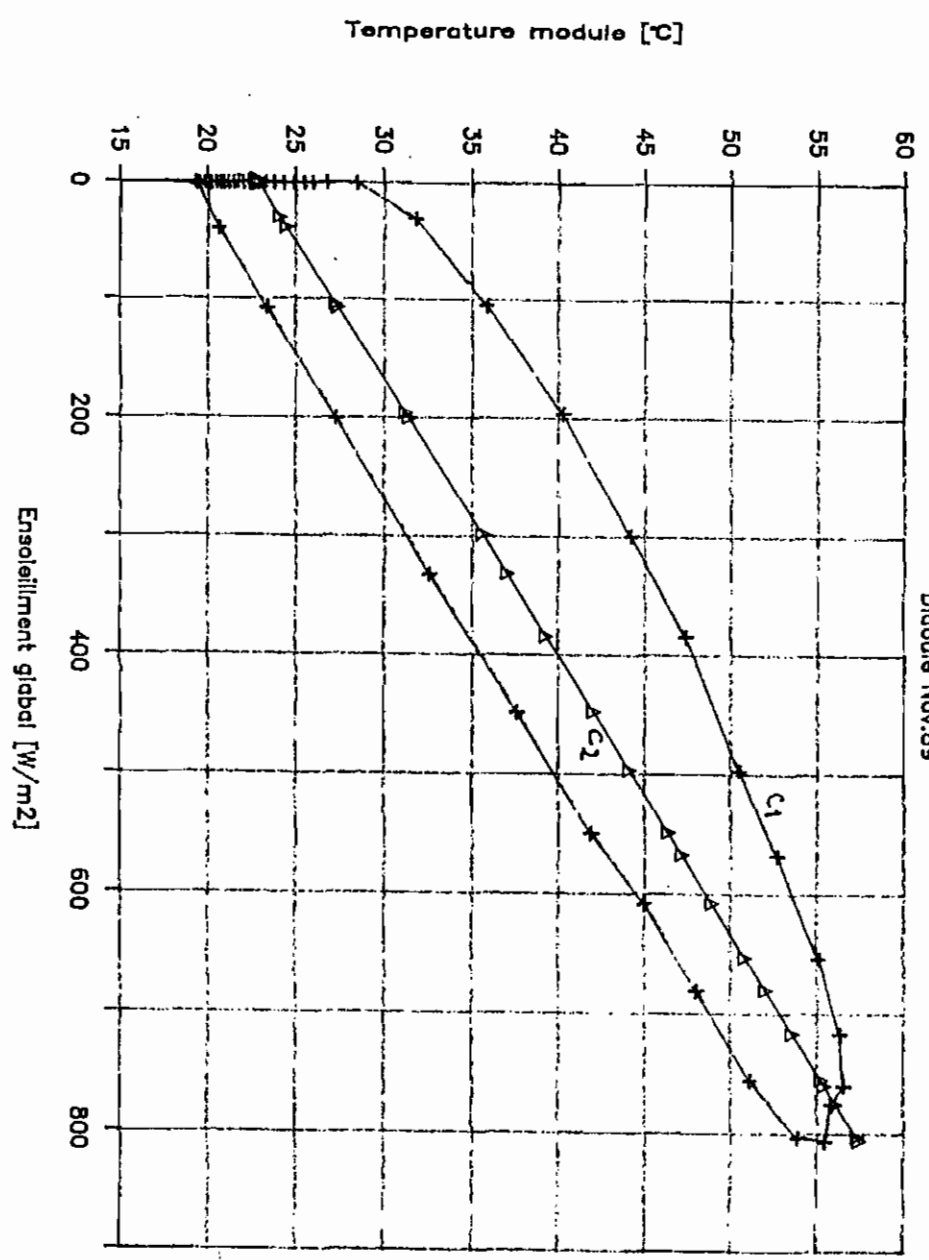


Fig 6.A

La tension en circuit ouvert est sensiblement constante lorsque l'ensoleillement varie. Nous pouvons maintenant corriger les caractéristiques des modules qui dans les fiches techniques sont donnés à 25 c.

Exemple de calcul:

Lorsque $G = 900 \text{ W/m}^2$; la température lue sur C est 61.25 c.

$$\text{Variation} = 61,25 - 25,00 = 36,25 \text{ c}$$

$$I_{sc} = 900 * 0,00316 = 2,840 \text{ A}$$

$$\text{Correction } I_{sc} = 2,840 * 36,25 * 4.10^{-4} = 0,0420$$

$$V_{oc} = 21,5 \text{ V}$$

$$\text{Correction } V_{oc} = -3,4.10^{-3} * 21,5 * 36,25 = -2,650 \text{ A}$$

$$I_{sc} \text{ corrigé} = 2,88 \text{ A} ; \quad V_{oc} \text{ corrigé} = 18,850 \text{ V}$$

$$P_{max} = 0,02 * 900 = 45 \text{ W}$$

$$\begin{aligned} P_{max} \text{ corrigé} &= (FF) * V_{oc} \text{ corrigé} * I_{sc} \text{ corrigé} \\ &= 0,75 * 18,850 * 2,880 = 40,72 \text{ W} \end{aligned}$$

VALEURS MOYENNES D'ENSOLEILLEMENT

Dicoule-Aout 89

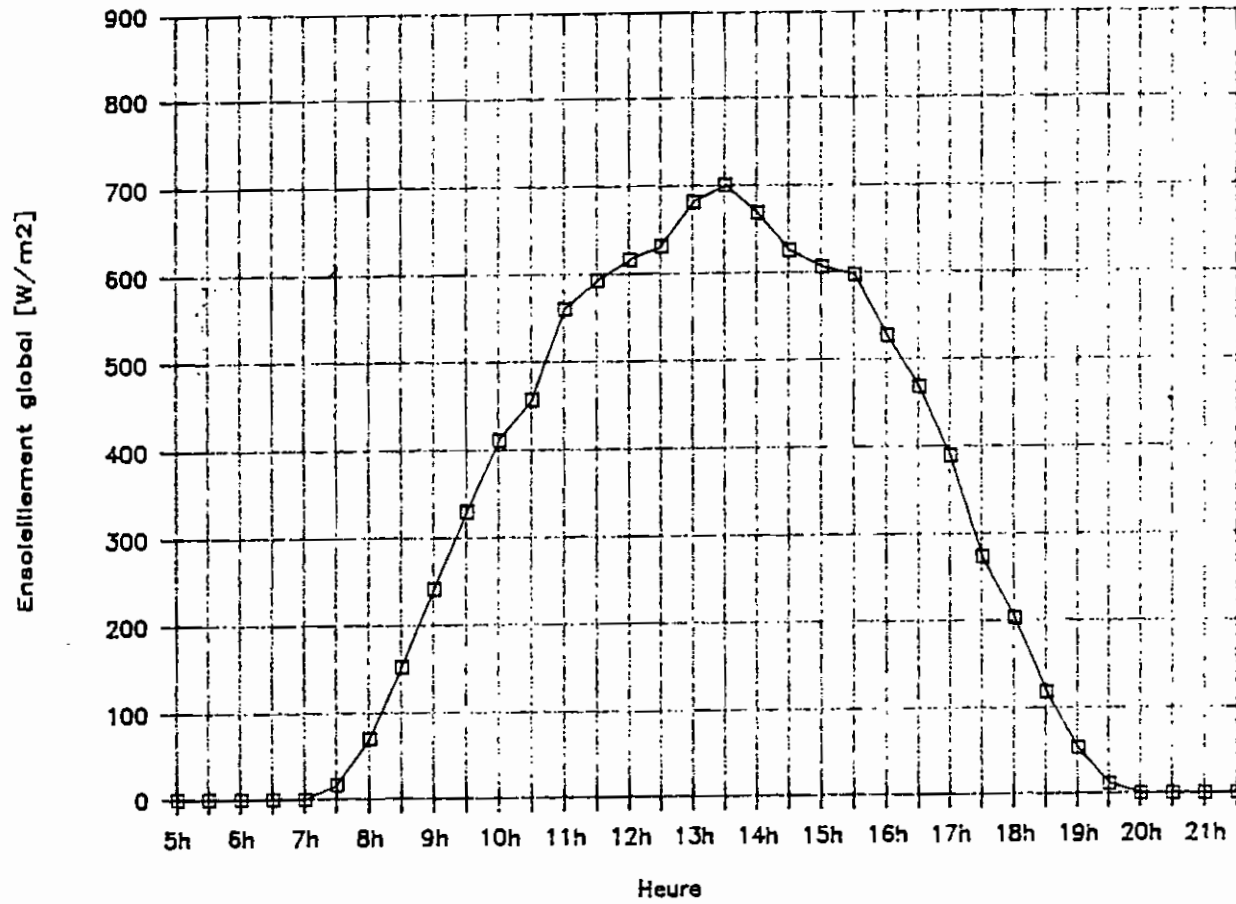


fig 6.B Ensoleillement Aout

Tableau des résultats:

G (Wh/m ²)	dT	I _{sc} corrigé (A)	V _{oc} corrigé (V)	P _{max} corrigé (W)
1000	40,50	3,050	18,540	42,41
900	36,25	2,798	18,850	39,56
800	32,00	2,488	19,160	35,75
700	27,75	2,186	19,472	31,92
600	23,50	1,872	19,782	27,77
500	19,25	1,565	20,093	23,54
400	15,00	1,254	20,404	19,19
300	10,75	0,942	20,714	14,64
200	6,50	0,629	21,025	9,92
100	2,25	0,314	21,335	5,03

Compte tenu des corrections faites vérifions si le facteur de sécurité couvre les effets de la température en choisissant un mois de l'année, par exemple le mois d'aout (le moins ensoleillé).

La quantité d'énergie effectivement fournie pendant ce mois représentée ici par l'intégrale de la courbe des puissances en fonction du temps $P(h) dh$ se calcule grace au traitement informatique :

Tableau des valeurs prises par P(h)

heure	20h à 7h	7h30	8h	8h30	9h	9h30	10h	10h30
P(W)	0	0,50	3,35	7,47	11,80	15,77	19,56	21,83
heure	11h30	12h	12h30	13h	13h30	14h	14h30	15h
P(W)	27,56	28,47	29,16	31,10	31,92	30,54	29,16	27,98
heure	16h	16h30	17h	17h30	18h	18h30	19h	19h30
P(W)	24,63	22,48	19,18	13,46	9,92	5,84	2,51	0,84
								0

On obtiens $w = \int P(h) dh = 234,66 \text{ Wh/j}$ pour un module

et $W = 3990 \text{ Wh/j}$ pour le panneau

Compte tenu de la chaine de rendements $W_{aout} = 3990 * 0,9 * 0,9 * 0,8$

$W_{aout} = 2585 \text{ Wh/j} > 2378$ (consommation journalière)

Les résultats montrent que le facteur de sécurité choisi couvre les effets de la température. Si nous avions eu $W_{aout} < 2378$ il aurait fallut augmenter FS.

6.5.3 INCLINAISON DU PANNEAU

La radiation globale mesurée sur une surface d'inclinaison α est:

$$G_a = G_0 \cos(i-\alpha)$$

- G en Wh/m^2
- i angle d'incidence des rayons solaires
- l latitude du lieu, ici $l = 15$
- h angle horaire
- d déclinaison solaire: pour un jour donné j , j allant de 1 à 365;

$$\text{on a: } d(j) = 23,45 \sin \left(360 \frac{284 + j}{365} \right)$$

$$\cos i = \cos d \cos h + \sin l \sin d(j)$$

$$G_a = G_0 (\cos \alpha + \sin \alpha \operatorname{tg} i)$$

$$\text{Insolation } I(\alpha) = 2 \arcsin \left(1 - \operatorname{tg}^2(\alpha - l) \operatorname{tg}^2 d(j) \right)^{0,5}$$

Angle d'inclinaison permettant de capter le maximum d'énergie:

α_{opt}

$$\operatorname{tg}^2(d(j)) = \frac{\sin \left(2 \arcsin \left(1 - \operatorname{tg}^2(\alpha_{opt} - l) \operatorname{tg}^2 d(j) \right)^{-1} \right)}{2 \arcsin \left(1 - \operatorname{tg}^2(\alpha_{opt} - l) \operatorname{tg}^2 d(j) \right)^{-1}}$$

Une solution approchée de cette équation est $\alpha_{opt} = l - d(j)$

La déclinaison solaire variant de $-23,45$ à $23,45$, α_{opt} prend les valeurs suivantes au cours de l'année.

Date	21dec	21janv	21fev	21mars	21avr	21mai	21juin	21juil
d	-23,45	-20,0	-10,8	0,0	11,6	20,0	23,45	20,6
α_{opt}	38,45	35,00	25,80	15,00	3,40	-5,0	-8,55	-5,60
Date	21août	21sept	21oct	21nov				
d	12,3	0,0	-10,5	-19,8				
α_{opt}	2,70	15,0	25,5	34,80				

Le panneau doit pour capter le maximum d'énergie avoir une inclinaison variant suivant la courbe des valeurs de a_{opt} . Ceci est réalisable en prévoyant un système mécanique permettant une variation automatique de l'angle a en fonction de l'heure. Cependant un tel système exige une précision difficile à obtenir et diminue la fiabilité de l'installation. De plus pour de petites installations l'opération n'est pas rentable du point de vue économique: la perte d'énergie occasionnée en alimentant un automatisme de suivi du soleil est sans commune mesure avec l'énergie perdue en gardant une inclinaison constante

Nous adopterons pour cette installation un angle d'inclinaison constant égal à la latitude : $a_{opt} = 15$

Le panneau devra toutefois être installé sur une hauteur, loin de tout obstacle pouvant occulter les rayons du soleil. Les supports devront être choisis pour résister aux vents de 150 km/h.

6.5.4 DIMENSIONNEMENT DE LA BATTERIE

Le stock d'énergie a pour rôle :

- de faire face aux périodes trop peu ensoleillées: il permet de satisfaire les besoins malgré la quantité aléatoire d'énergie solaire recue, en particulier, il assure la continuité du service pendant les périodes sans soleil d'une certaine longueur;

- d'utiliser au mieux le panneau de photopiles en assurant l'énergie nécessaire pendant les périodes de déficit.

- Evaluation des périodes de déficit

Mois	G (Wh/m ² /j)	Energie disponible (Wh)	Energie nécessaire (Wh)	Deficit (Wh)
janvier	5100	67380	73720	6340
février	5700	75308	73720	
mars	6200	81914	73720	
avril	6200	81914	73720	
mai	6000	79272	73720	
juin	5400	71345	73720	2375
juillet	5200	68703	73720	5018
août	5000	66060	73720	7660
septembre	5700	75309	73720	
octobre	5600	73988	73720	
novembre	5200	68345	73720	5018

décembre 5700 75308 73720

Exemple de calcul: mois de janvier G = 5100

énergie disponible = 31 * 5100 * 4.735 m² * 0,9 * 0,9 * 0,8 *
0,1389

$$= 5100 * 13,212 = 67380$$

$$\text{déficit} = 73720 - 67380 = 6340,3$$

La batterie se chargeant pendant les périodes où il y a excédent de soleil le dimensionnement se fera sur la plus longue période de déficit couvrant les mois de juin, juillet, août.

On définit:

Cmin capacité minimale de la batterie

dW déficit en énergie

QSm_{ax} taux de décharge saisonnière maximum

QJ_{max} taux de décharge journalière maximum

IDC_{max} courant de décharge maximum

Pour une durée de vie voisine de 7 ans lorsque nous choisissons des batteries au plomb; on doit avoir:

$$QSm_{ax} < 60\% \quad ; \quad QJ_{max} < 15\% \quad ; \quad IDC_{max} < 10\% Cmin$$

$$\text{On a : } dW = 2375 + 5078 + 7660 = 15053$$

$$\text{d'où } Cmin = \frac{dW}{QSm_{ax}} = \frac{15053}{0,6} = 25088$$

Vérifications:

$$IDC_{max} = \frac{360}{12} = 30 \text{ Ah} \quad ; \quad \frac{Cmin}{10} = \frac{25088}{10 \cdot 12} = 209 \text{ Ah}$$

On a bien IDC_{max} < 10% Cmin

$$QJMAX = \frac{\text{décharge journalière maximum}}{\text{capacité maximale de la batterie}} = \frac{2378,06}{25088} = 9,5\%$$

ON a QJ_{max} < 15%

La batterie sera donc constituée de 20 éléments de 12 V, 100 Ah

6.5.5 LE SYSTEME DE REGULATION

La sélection d'un système de régulation dépend des disponibilités du marché; deux solutions sont présentés dans cette partie avec leurs avantages et leurs inconvénients.

Les caractéristiques désirées dans notre cas sont les suivantes:

Tension nominale: 12V

Puissance à réguler: panneau 850 W

utilisation 500 W

Remarque: Nous avons augmenté l'utilisation pour tenir compte d'éventuels dépassements.

Première solution:

On choisit un régulateur unique avec régulation de charge à coupure et de décharge à deux seuils, ayant les caractéristiques ci-après: tension nominale 12 V

courant maximum panneau 70 A

courant maximum utilisation 40 A

Hystéresis :	déclenchement	réenclenchement
surcharge	14 V	13 V
décharge	10 V	12 V

On choisira par exemple un régulateur AEG qui sera calibré selon la méthode décrite en annexe (voir annexe 2).

Cette solution a l'avantage de présenter d'excellentes qualités de fiabilité et de stabilité; mais les coûts occasionnés sont élevés, de plus il est difficile de trouver un tel régulateur sur place.

Deuxième solution:

On choisit un certain nombre de petits régulateurs qui seront mis en parallèle et en série jusqu'à concurrence des valeurs de tension, courant et puissance cherchées, par exemple utilisons des régulateurs "plein soleil" dont les caractéristiques sont les suivantes:

Tension nominale 12V

Courants max. panneau 6 A utilisation 6 A

Hystérésis:	déclenchement	réenclenchement
surcharge	14,2 V	13,2 V
décharge	10,5 V	12,0 V

Nombre de régulateurs à mettre en série: 1

en parallèle: $N = \max(70/6, 40/6) = 12$

Les régulateurs plein soleil sont disponibles sur place à des prix intéressants. Cependant cette solution diminue la fiabilité du système, d'autre part, tous les régulateurs ne se déclenchant pas toujours simultanément (ceci a été constaté expérimentalement), il résulte des oscillations néfastes à la durée de vie des composants électroniques.

Bien que l'aspect économique soit d'une grande importance, il est préférable d'éviter la mise en parallèle de plusieurs régulateurs (ne pas dépasser trois ou quatre) pour un bon fonctionnement de l'installation. Pour de grandes puissances on peut envisager une troisième solution qui consiste à faire une installation "en branches mises en parallèle, chaque branche étant desservi par un seul régulateur. Cette solution réunit les avantages des deux précédentes à un coût acceptable.

6.5.6 AUTRES ELEMENTS DE L'INSTALLATION

CABLAGE

Il est important pour limiter les pertes d'apporter un soin particulier au câblage d'une installation solaire photovoltaïque. Une chute de tension trop importante dans les conducteurs réduit le courant de charge de la batterie, et cette chute de tension est loin d'être négligeable lorsque de forts courants sont fournis sous de faibles tensions.

On a: $dU = R I_{max} = (rL/S) I_{max}$; r étant la résistivité et L la longueur du conducteur

$$S = I_{max} L (r/dU)$$

Liaison entre les éléments du système:

$L_{max} = 10 \text{ m}$; $r = 1,8 \cdot 10^{-8}$ (conducteur en cuivre)

Chute de tension admissible 3%; $I_{max} = 850/12 = 70,83 \text{ A}$

$$\frac{70,83 \cdot 10 \cdot 1,8 \cdot 10^{-8}}{12 \cdot 0,03} = 35 \text{ mm}^2$$

Conducteurs de distribution:

On les calcule en fixant des valeurs de chute de tension appropriées pour chaque appareils, et compte tenu du plan de la maison.

Tableau des résultats

Charge	dU	Lmax (m)	I _{max} (A)	Section (mm ²)
Refrigérateur	3%	15	6,67	5
Radio	4%	20	1,67	2
Téléviseur	2%	15	4,17	5
Lampes	4%	18	1,67	2

DISJONCTEUR GENERAL

$I_{max} = \Sigma \text{ Puissances des appareils } / \text{tension de distribution}$

$$I_{max} = 360 / 12 = 30 \text{ A}$$

Le disjoncteur sera réglé à 30 A pour éviter les dépassements de la puissance installée.

6.6 DEUXIEME METHODE DE DIMENSIONNEMENT

La deuxième méthode de dimensionnement a été mise sur pied par un groupe d'ingénieurs du Centre Régional d'Energie Solaire (CRES) et adoptée lors du séminaire tenu à Bamako du 21 Avril au 9 Mai 1987.

Cette méthode est utilisée pour la plupart des installations photovoltaïques dans les pays membres du CRES.

6.6.1 GENERATEUR PHOTOVOLTAIQUE

Pour tenir compte des pertes on majore la consommation journalière de 20%. On obtiens une consommation majorée de $Q = 2853.6 \text{ Wh/j}$.

$$\text{On a: } AHJ = G * 0,0022 \text{ Ah/j} = 12,76 \text{ Ah/j}$$

Le nombre de modules nécessaire en parallèle est déterminé par :

$$M_p = Q * 1,3 / (V_{nom} * AHJ)$$

Où :

- M_p est le nombre de modules de 40 Wc requis,
- V_{nom} est la tension de distribution (ici 12 Volts),
- Le facteur 1,3 tient compte des pertes dues au déséquilibre dans le branchement des fils.

$$\text{On obtiens } M_p = 26$$

Le nombre de modules en série est donné par :

$$M_s = V_{nom} * 1,2 / 16$$

Où M_s est le nombre de modules de 40 Wc en série et 1,2 un facteur de sécurité. On obtiens $M_s = 1$

Le nombre total de modules de 40 Wc nécessaire est $M_p * M_s = 26$ modules .

6.6.2 LA BATTERIE

On définit :

- C capacité de la batterie,
- F1 facteur de profondeur de décharge fixé à 50%,
- F2 facteur intégrant les effets de la température, habituellement on prend 0,95 ;
- Le facteur 1,2 tient compte de la détérioration de la batterie.
- J est le nombre de jours d'autonomie désiré , on recommande 3 jours .

$$\text{On a : } C = (Q * J * 1,2) / (V_{nom} * F1 * F2)$$

$$C = 1800 \text{ Ah soit } 18 \text{ éléments de } 100 \text{ Ah en } 12 \text{ V}$$

Le calcul des autres éléments est similaire à celui de la première méthode exposée.

6.7 TROISIEME METHODE DE DIMENSIONNEMENT

Cette méthode de dimensionnement est utilisée par la compagnie " A.M.I. Ingénieurs Systèmes " dont le siège se trouve en France.

6.7.1 GENERATEUR PHOTOVOLTAIQUE

On utilise la formule empirique suivante:

$$Q = P_c * 0,7 * 0,8 * G$$

Où P_c est la puissance crête du panneau, W l'énergie journalière nécessaire et G l'ensoleillement.

$$P_c = 2378 / (5,6 * 0,7 * 0,8) = 800 \text{ W}$$

Nous choisissons 16 modules de 50 W .

6.7.2 LA BATTERIE

On dimensionne sur la durée sans soleil maximum probable; dans notre cas nous pouvons nous baser sur 5 jours..

$$C = 5 * 2378 = 11890 \text{ Wh Soit } 10 \text{ éléments de } 100 \text{ Ah, } 12 \text{ V .}$$

Pour les autres éléments le calcul est similaire à celui de la première méthode exposée .

6.8 CHOIX DE LA METHODE APPROPRIEE

L'analyse détaillée des trois méthodes exposées permet de faire les remarques suivantes:

- la première méthode semble plus longue que les autres et nécessite un ordinateur pour le calcul,
- la deuxième méthode est plus facile à utiliser,
- la troisième méthode permet un dimensionnement rapide, mais elle utilise des coefficients spécifiques à l'Europe qui ne peuvent pas donner une bonne précision dans le cas qui nous intéresse.

Notre choix s'est porté sur la première méthode qui apparaît plus précise et plus sécuritaire. De plus cette méthode est basée sur des techniques de calculs utilisées par la GTZ pour le dimensionnement de plusieurs installations photovoltaïques à travers le Sénégal ; les excellents résultats enregistrés laissent à penser que ces techniques de calcul sont les mieux adaptées aux conditions locales.

Nous retiendrons donc pour l'installation les résultats suivants:

- Générateur composé de 17 modules Siemens SM 50 A2 en parallèle;
- Batterie composée de 20 éléments Clemco de 100 Ah 12 V en parallèle;
- Régulateur AEG de 900 W , 12 V .

6.9 DETAILS DE REALISATION PRATIQUE

6.9.1 LE LOCAL

Nous suggérons la construction d'une salle spéciale pour l'installation, (salle 7, plan général fig 6.1). Ce local devra être haut d'au moins 3,5 m pour surplomber les autres locaux existants, il doit avoir une surface totale de 9m^2 ($3 * 3$ m). Le plancher devra être surélevé pour éviter l'humidité; on prévoira deux fenêtres munies de panneaux assombrisseurs en plastique rigide ou en tôles. Ces panneaux seront inclinés de 75° par rapport à la vertical (voir fig 6.2). Le toit du local devra être horizontal et en béton, on incrustera dans le béton des tuyaux à section carrée $4,5 * 4,5$ cm pour la fixation des supports.

6.9.2 LES SUPPORTS

Les supports seront constitués de petits profilés en L ou en carré de 4 cm de côté. Les détails sont résumés sur la fig 6.3.

6.9.3 DISPOSITION DES MODULES

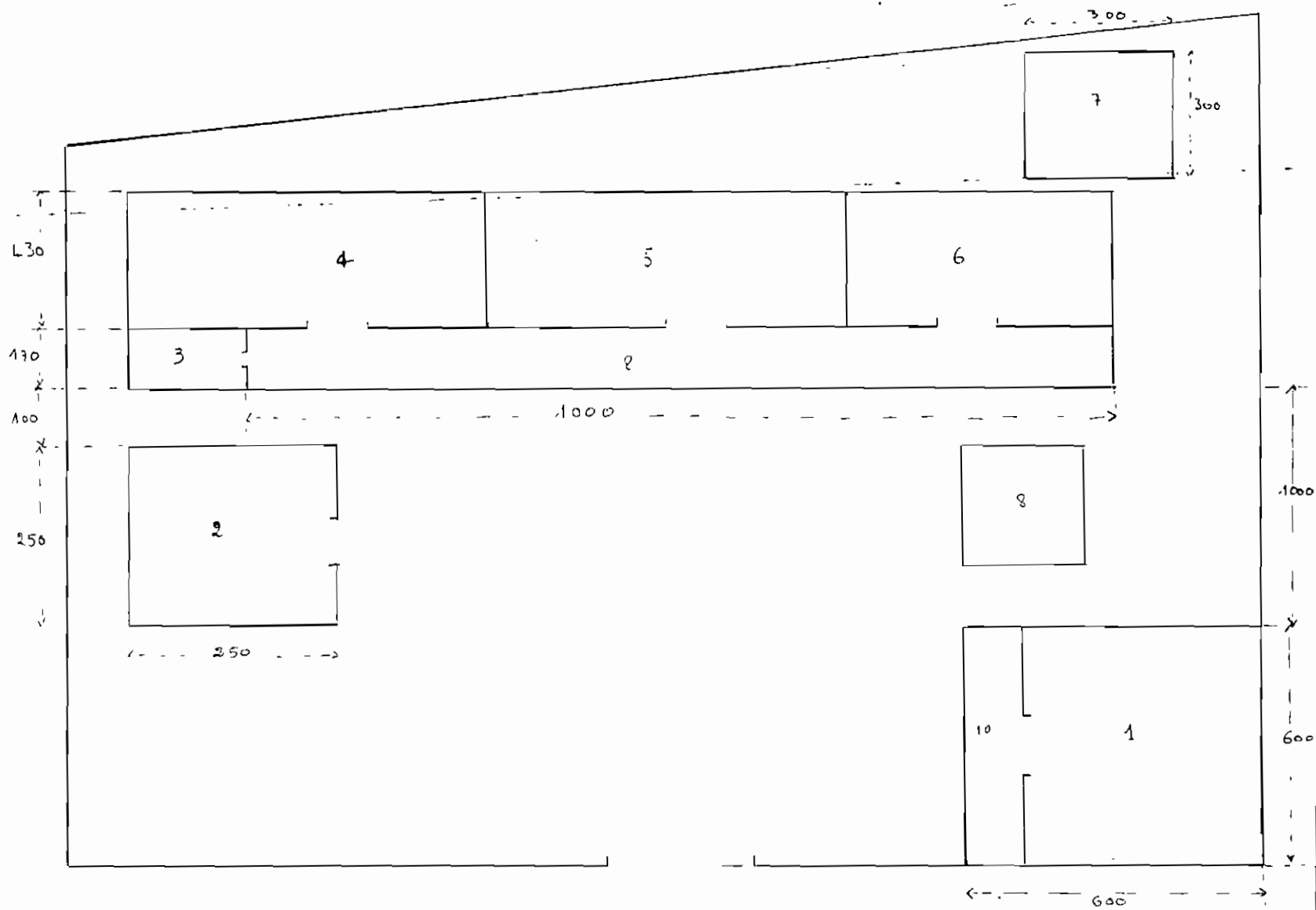
La figure 6.4 montre la disposition à adopter.

Calcul de l'espacement entre les modules:

Dans le cas le plus défavorable (déclinaison égale à $23,5^\circ$), les rayons solaires touchent la surface du module en faisant un angle de $8,5^\circ$ avec la normale à la surface. L'ombre portée est donnée par: $h = l * \sin 15^\circ * \tan 15^\circ = 11,028 \text{ cm}$; avec l longueur d'un module, $l = 98 \text{ cm}$ (fiches techniques en annexe).

Espacement minimum = 12 cm.

Fig 6.1



route de Niakhème

- Chacres
- Règlettes pour éclairage intérieur des chambres 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
 - Règlettes pour éclairage extérieur vérandas 10 et 8
 - Poste téléviseur et Réfrigérateur chambre 5
 - Radio chambre 1

PLAN GENERAL - LOGIS PREVIPOSA

Legende
Dimensions en centimètres

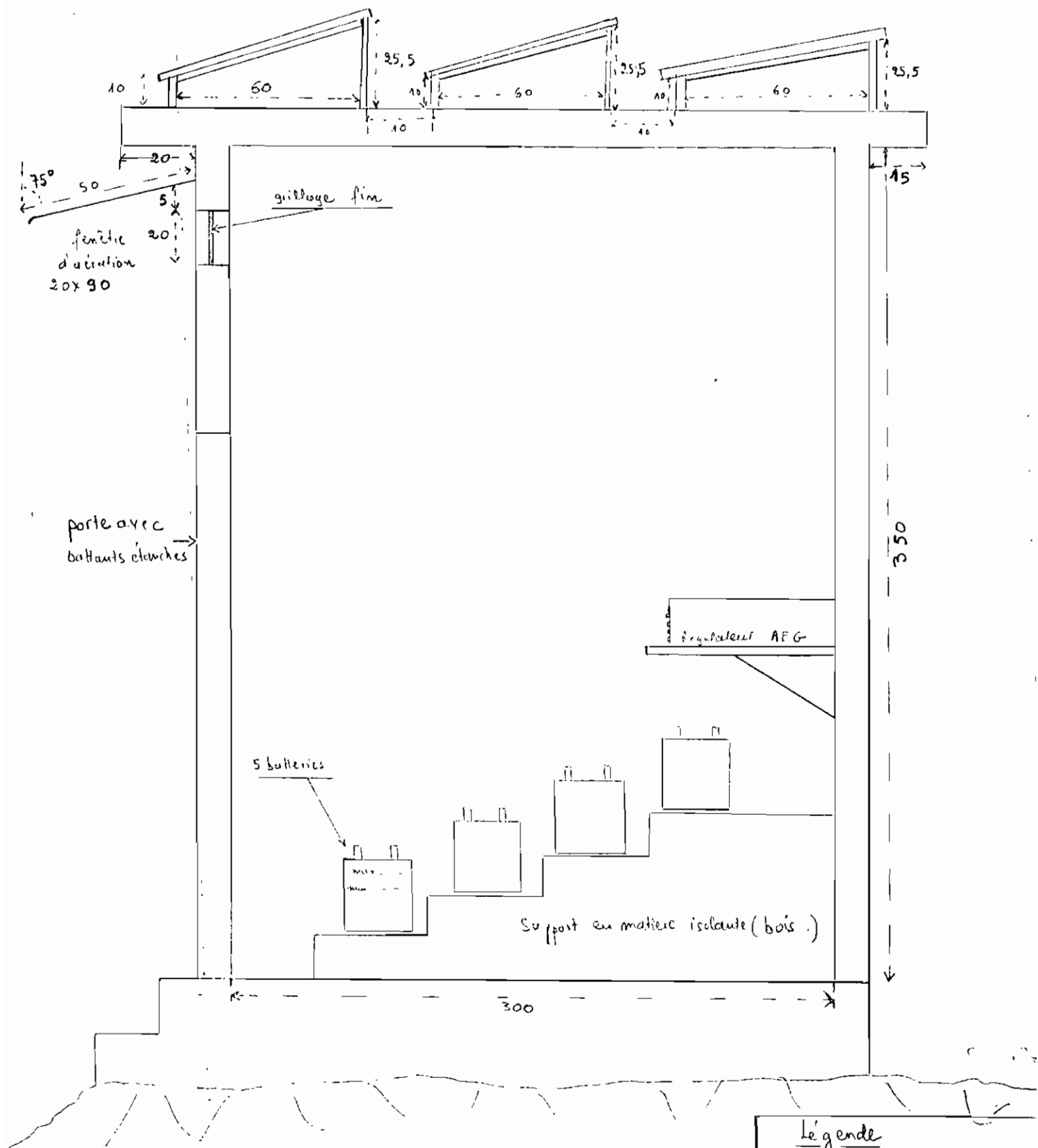


fig 6.2 VUE EN COUPE - SALLE 7

Légende
 Dimensions en centimètres

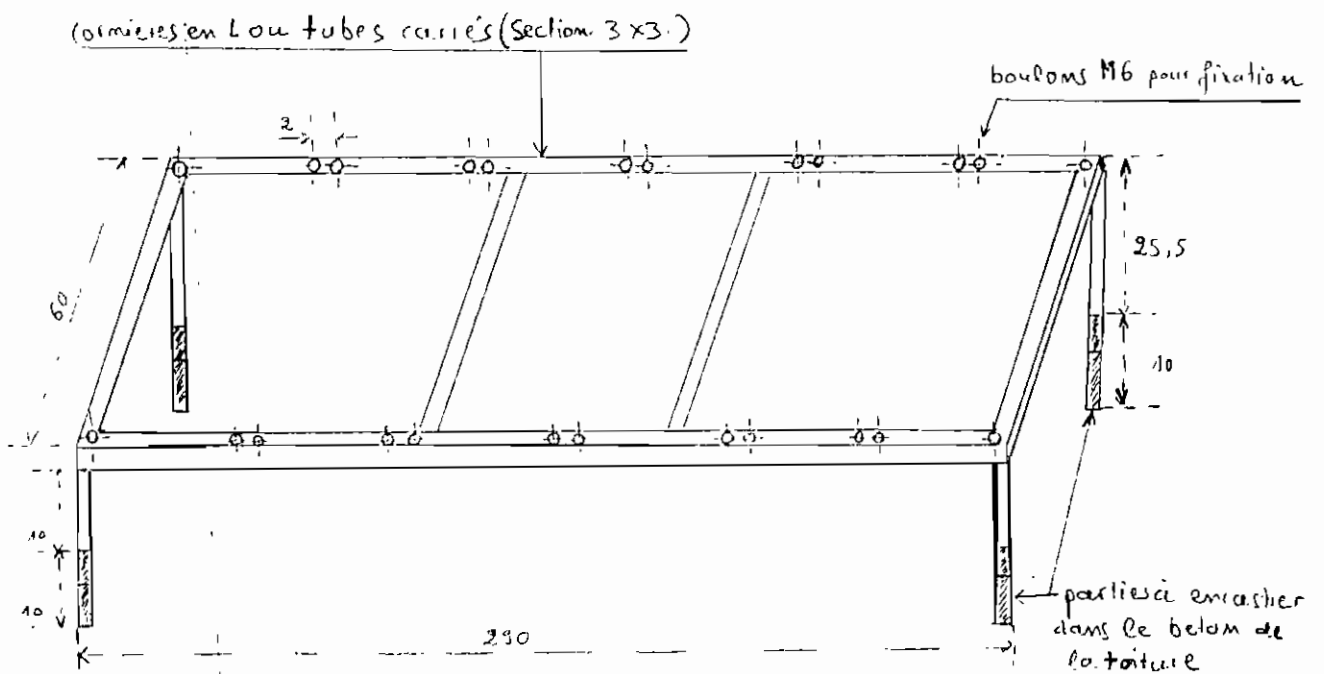
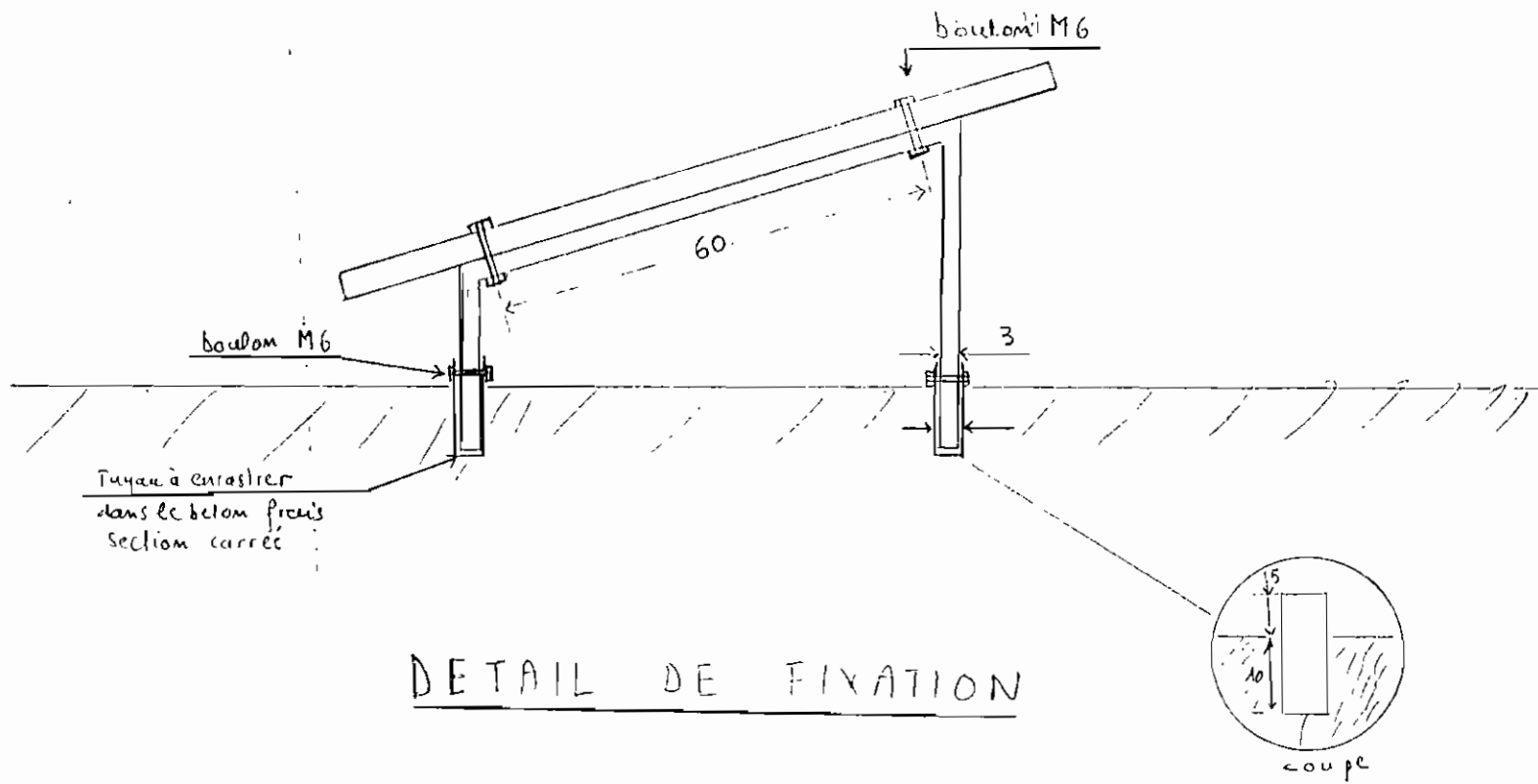
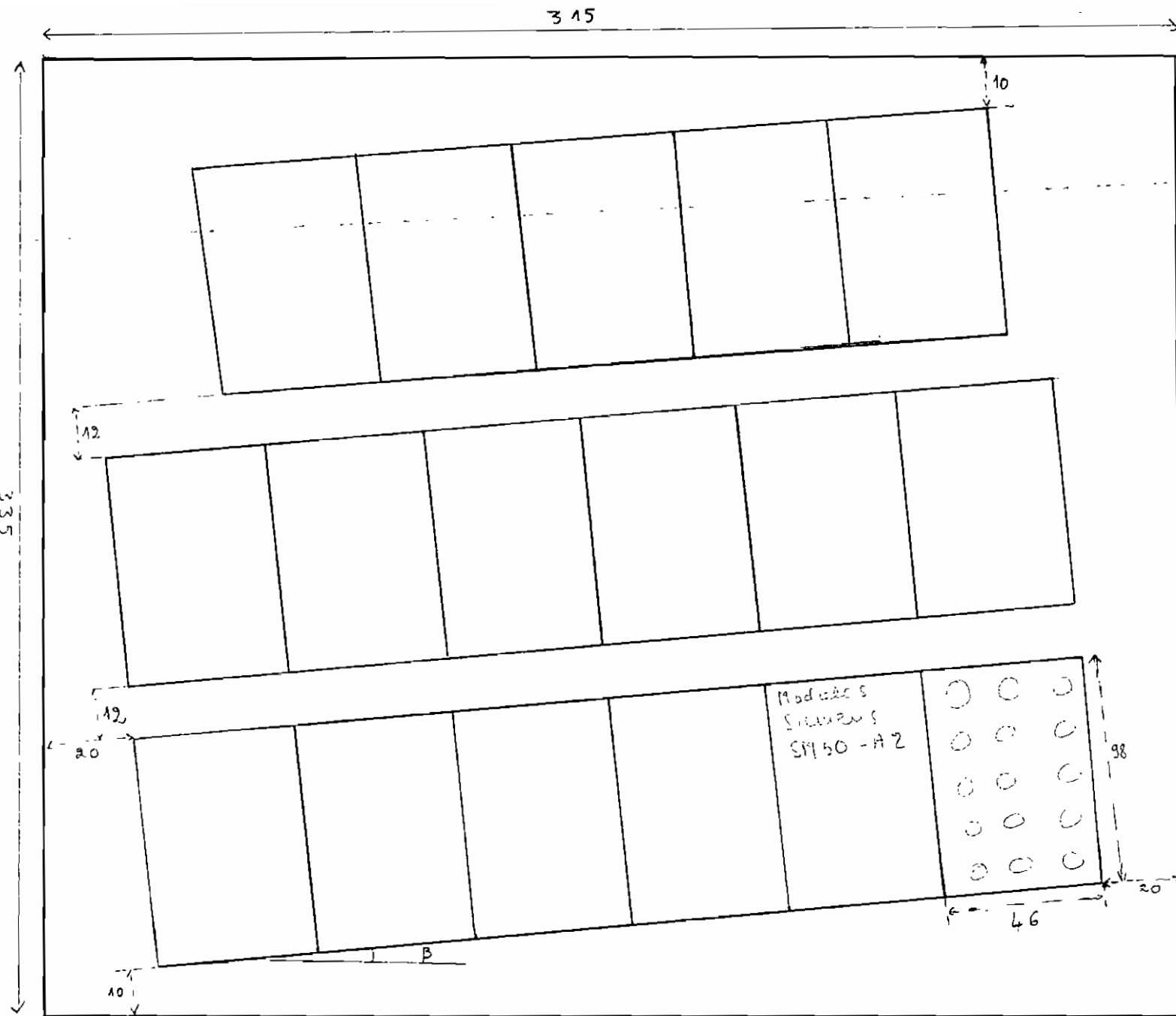


fig 6.3 VUE EN ELEVATION D'UN SUPPORT A SIX MODULES

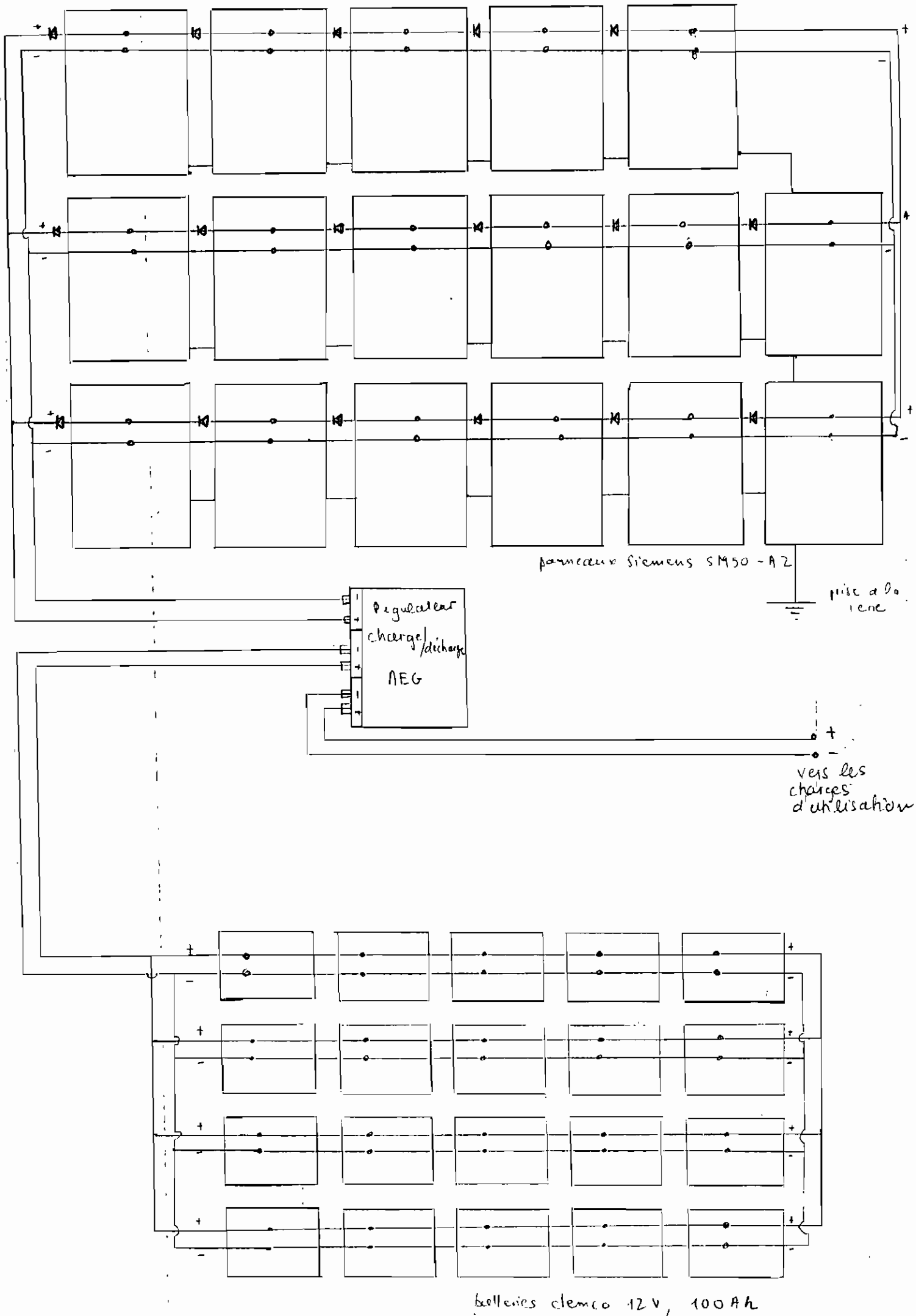
N.B. Dimensions en centimètres



Legende
Dimensions en
centimetres

fig 6.4

VUE DE DESSUS - Salle 7 - INSTALLATION DES MODULES



parmeaux Siemens SM50-A2

prise a la terre

vers les charges d'utilisation

batteries clemco 12V, 100Ah

fig 6.5 SCHEMA ELECTRIQUE

Les modules devront être orientés dans le sens de la longueur selon la direction Nord .

6.9.4 SCHEMA ELECTRIQUE

Les connections électriques à effectuer sont tracés sur la fig 6.5.

Les bouclages réalisés aux niveaux de la batterie et des modules permettent de pallier aux pertes dues aux chutes de tension dans les raccordements.

Panneau photovoltaïque

Les modules photovoltaïques sont des éléments simples et robustes qui nécessitent pourtant un entretien régulier.

Les caractéristiques du site retenu pour l'installation (Niakhène) contraignent à un nettoyage fréquent et régulier de la surface des photopiles. Le nettoyage devrait être effectué dès la constatation d'une certaine couche de poussière sur le panneau. Cependant une moyenne de deux nettoyages par trimestre est suffisante. Lorsque le climat est particulièrement poussiéreux (période de Janvier à Mars) cette fréquence pourra être ramenée à un nettoyage toutes les 3 semaines. Un rinçage de la surface des modules à l'aide d'un mélange d'eau et de détergent est suffisant lors du nettoyage. Il faut éviter les détergents concentrés et les produits abrasifs.

La surface sera ensuite séchée à l'aide d'un chiffon doux.

Enfin le nettoyage ne doit pas se faire pendant la journée mais tôt le matin ou tard le soir, pour éviter des risques de brûlure ou d'électrocution.

Les performances de chaque module devront également être testées afin de détecter d'éventuelles défaillances. Cette vérification doit être effectuée sous rayonnement maximal. Sur chaque module on mesurera :

- le courant de court circuit ; la mise en court circuit doit cependant être aussi brève que possible.
- la tension en circuit ouvert.

En pratique, on pourra recouvrir les modules d'une bâche, le temps de faire les connexions nécessaires aux mesures. La bache ne sera enlevée que très brièvement au moment de la lecture.

Pour fin de comparaison il faut également mesurer l'ensoleillement ou à défaut, l'estimer à l'aide des graphiques fournis. Ceci permettra d'obtenir les valeurs théoriques auxquelles seront comparées les mesures.

Si l'un des modules donne des valeurs très basses par rapport aux

autres ou par rapport aux spécifications du constructeur, il est probablement défectueux. Il faut toutefois vérifier si les écarts constatés ne sont pas imputables à un mauvais contact ou à une diode défectueuse.

Pour le logis PREVINOBA, on pourra utiliser les valeurs suivantes pour fin de comparaison.

A 13 h ;	$E = 800 \pm 25 \text{ w/m}^2$	(ensoleillement)
pour 1 module	$V_{oc} = 19,0 \pm 0,5$	(tension en circuit ouvert)
SM50 Siemens	$I_{sc} = 2,4 \pm 0,5$	(courant de court circuit)

Accumulateurs

Pour les batteries on vérifiera l'aération du local et l'état des support.

Une inspection visuelle permet de vérifier le niveau de l'électrolyte et l'état des connexions électriques.

Tous les trois mois on doit compléter le niveau d'eau distillée ; on procédera à un nettoyage soigneux des connexions en ayant au préalable déconnecté la batterie de l'utilisation et du panneau.

Autres éléments

Le régulateur et les appareils de cummulation ne feront pas l'objet d'un entretien préventif régulier. Toutefois on peut de temps en temps vérifier leur bon fonctionnement.

RESUME : PLAN DE MAINTENANCE SUR QUATRE MOIS

(logis PREVINOBA)

ACTIVITES	PRECAUTIONS
1er mois: nettoyage de la surface des panneaux	<ul style="list-style-type: none">- éviter les produits abrasifs et les détergents concentrés- effectuer le nettoyage tot le matin ou tard le soir
2er mois: <ul style="list-style-type: none">- nettoyage de la surface des panneaux- verifier le niveau d'eau distillée des batteries	<ul style="list-style-type: none">- mêmes précautions qu'au premier mois
3e mois: <ul style="list-style-type: none">- nettoyage de la surface des panneaux	<ul style="list-style-type: none">- mêmes précautions qu'au premier mois
4e mois: <ul style="list-style-type: none">- activités du second mois- démonter et nettoyer les connexions électriques sur les batteries- verifier les caractéristiques de chaque module. à 13 heures, on doit avoir pour chaque module: tension en circuit ouvert: 19,0 ± 0,5 volts courant de court circuit: 2,4 ± 0,5 ampères	<ul style="list-style-type: none">- mêmes précautions qu'au premier mois- voltmètre et ampèremètre utiles- ne pas mettre en court circuit un module pendant plus de 5 secondes- verifier les caractéristiques entre 11h30 et 13h30

7 ANALYSE FINANCIERE

La région de Niakhène n'est pas alimentée en électricité et son électrification n'est pas prévue dans les prochaines années. En conséquence, l'analyse économique qui suit ne se fera pas par comparaison avec le coût actuel de l'électricité.

Nous comparerons ici les coûts qu'occasionne notre installation aux coûts qu'occasionnerait une alimentation à l'aide d'un groupe diesel.

METHODE D'EVALUATION

La méthode utilisée est la méthode du coût annuel équivalent qui s'énonce comme suit :

- 1) Le choix du taux d'intérêt ou rendement minimum acceptable
- 2) Calcul de l'annuité correspondant aux déboursés d'investissement
- 3) Evaluation de l'annuité correspondant à la valeur résiduelle des investissements
- 4) Calcul des coûts annuels d'exploitation et du coût moyen minimal
- 5) Calcul du coût annuel équivalent en faisant l'opération suivante :

$$\text{CAE} = \text{Annuité découlant de l'investissement} + \text{Coûts d'exploitation} - \text{Annuité découlant de la valeur résiduelle}$$

Les hypothèses suivantes serviront aux calculs :

- coût du capital ou taux d'intérêt = 10 %
- incidence de l'impôt négligeable
- amortissement dégressif au taux de 20 %

FORMULES DE CALCUL

Vr : Valeur résiduelle

VI : valeur initiale

Vn : valeur à l'année n

VA : valeur actuelle

n : nombre d'années

CE : coûts d'exploitation

$$Vr = VI (1 - 0,2)^n$$

$$VA = Vn / (1+i)^n$$

$$CAE = A + CE - VR_{10}$$

SOLUTION PHOTOVOLTAIQUE

Nous avons le devis estimatif suivant

Nbre	Designation	Prix Unit. TTC(CFA)	Prix Total TTC(Cfa)	Durée de vie mo
17	modules P.V Siemens	120 000	2 040 000	10 ans
20	batteries Clemco	40 000	800 000	5 ans
1	Régulateur A E G	400 000	400 000	10 ans
		Coût total	= 3 940 000	

Valeurs résiduelles au bout de 10 ans

Panneaux : 2 040 000 $(1 - 0,2)^{10} = 219 043$

Régulateur : $40\ 000 (1 - 0,2)^{10} = 42\ 950$

Les batteries au bout de 50 ans

auront une V.R. = $800\ 000 (1 - 0,2)^5 = 262\ 144$

Pour le renouvellement on déboursera : $800\ 000 - 262\ 144 = 537\ 856$

Investissement réel = $537\ 856 (1 + 0,5)^{-5} + 800\ 000 = 1\ 133\ 966$

VR au bout de 10 ans = $1\ 133\ 966 (1 - 0,2)^{10} = 121\ 759$

Au total, pour l'installation : VR = 383 752

en actualisant : il vient VR = 147 953

Annuité découlant de l'investissement :

$A = 3\ 240\ 000 \times [0,1 (1 + 0,1)^{10}] / [(1 + 0,1)^{10} - 1] = 527\ 295$
d'où

CAE = 379 342

SOLUTION GROUPE DIESEL

Compte tenu des charges, il nous faudra un groupe électrogène d'une puissance voisine de 1 kVA : (estimation d'après données SEMA). Un tel générateur a les caractéristiques suivantes :

- durée de vie 5 ans
- consommation 100 g/kwh ou 0,11 L/kwh compte tenu d'une densité de gasoil de 0,9
- coût du groupe diesel : 750 000 cfa
- frais de fonctionnement : 1,5 % du coût du générateur soit 11250 cfa.

De plus on fait les hypothèses suivantes :

- dépenses en huile : 15 % de la dépense en carburant
- entretien et pièces 25 % du coût
- prix de carburant (transport compris) 300 cfa/L
- frais du personnel de surveillance 10000 cfa par mois

Investissement initial = 750 000 cfa

Vr au bout de 5 ans : $750\ 000 (1 - 0,2)^5 = 245\ 760$

déboursé pour renouvellement = $750\ 000 - 245\ 760 = 504\ 240$

Investissement réel = $504\ 240 / (1 + 0,1)^5 + 750\ 000 = 1\ 063\ 093$

Valeur résiduelle au bout de 10 ans = 114 149

en actualisant il vient $VR_{10} = 44009$

Annuité correspondant à l'investissement :

$$A = [1063093 \times 0,1 (1+0,1)^{10} / (1 + 0,1)^{10} - 1] = 173\ 014$$

Charges d'exploitation :

carburant	29 459
huile	4 419
Personnel	120 000
fonctionnement et entretien	198 750
total	352 628

$$CAE = 173\ 014 + 352\ 628 - 44009 = 481\ 633$$

CAE = 481 633

Nous avons obtenu pour le groupe Diesel, un coût annuel équivalent supérieur à celui de la solution photovoltaïque. Cela veut dire qu'en moyenne, un groupe diesel nous donne une dépense constante annuelle supérieure d'environ 100 000 francs à celle d'une installation solaire photovoltaïque.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Nous avons montré tout au long de cette étude en nous basant sur l'exemple de la maison PREVINOBA que l'emploi rationnel de l'énergie solaire photovoltaïque pourrait améliorer les conditions de vie des populations rurales, surtout dans les pays du tiers monde où les problèmes énergétique sont cruciaux et le gisement solaire important.

Dans ce cas précis nous recommandons le respect scrupuleux des marques et spécifications se trouvant dans le texte.

Mentionnons que dans le cas d'installations plus grandes, il est nécessaire de prévoir une source d'énergie secondaire pour l'alimentation des charges prioritaires en cas de déconnexion de la batterie.

De l'analyse économique il ressort que pour une habitation moyenne isolée du réseau électrique l'utilisation d'un groupe électrogène revient plus chère qu'une solution photovoltaïque.

Etant donné la compétitivité acquise par cette source lorsqu'il s'agit de faibles puissances nous pensons qu'il s'agit là d'une aubaine à saisir.

BIBLIOGRAPHIE

- 01- Performance of solar energy converters: thermal collectors and photovoltaics cells G. Beghi ISPRA.
- 02- An introduction to solar energy for scientists and engineers Sol Wieder John Wiley & Sons 1982.
- 03- L'énergie solaire Roger Peyturaux "Que sais-je".
- 04- Installations photovoltaïque dans l'habitat isolé Théodore Fogelman/Régis Montloin édisud 1983.
- 05- Applied Solar Energy - Meinel Aden and Marjorie
- 06- L'énergie solaire - Planning - Housing - Info juin 1975.
- 07- Sun power second edition 1985.
- 08- Théorie et pratique des calculs d'investissements H.Peumans
- 09- INSTN CADARACHE - L'électricité solaire photovoltaïque
- 10- CRES - Manuel de formation
- 11- Rentabilité des projets René Dérôme EPM 1975
- 12- Lettre des PSE Afrique de l'Ouest Août 1988.

ANNEXES

ANNEXE 1

INFLUENCE DE L'ATMOSPHERE SUR LE RAYONNEMENT SOLAIRE

1 - MODELE DE L'ATMOSPHERE

L'état de l'atmosphère peut être caractérisé en partie par des variables thermodynamiques telles que la température T , la densité ρ , la pression P , la composition chimique. Ces paramètres variant dans l'espace et dans le temps de manière aléatoire, les prévisions dans ce domaine sont difficile à faire. Pour aboutir à des conclusions théoriques, il est nécessaire de faire des approximations concernant les structures de l'atmosphère.

- Nous supposerons d'abord que, l'atmosphère étant d'une épaisseur faible par rapport au rayon de la terre, est une "atmosphère plane".

L'atmosphère a une épaisseur de 8 km, le rayon de la terre est d'environ 6371 km ; cette approximation est donc très valable, sauf dans le cas où l'insolation terrestre est très réduite.

- Nous supposerons également que les paramètres atmosphériques varient uniquement avec une seule coordonnée : l'altitude z . En conséquence nous exprimerons tous les paramètres en fonction de z $T = T(z)$; $P = P(z)$; $\rho = \rho(z)$ (densité). Nous avons donc à faire des calculs dans une atmosphère "plane et stratifiée".

2 - LE PROFIL DE TEMPERATURE

Le profil de température de l'atmosphère $T(z)$ permet de diviser l'atmosphère en quatre couches :

La troposphère, couche inférieure s'étend jusqu'à 12 km au dessus du niveau de la mer. Dans cette couche, la température décroît avec l'altitude à un taux de 6 K/km ; on parle de "taux de perte thermique (Γ)".

La stratosphère s'étend entre 12 et 50 km d'altitude, la température y croît avec l'altitude.

La mésosphère s'étend de 50 à 85 km d'altitude, au-dessus de 85 km nous avons la thermosphère.

La température dans la troposphère s'exprime donc par :

$$T(z) = T_0 - \Gamma z \quad (2) ; \quad \Gamma = 6 \text{ km/m}$$

3 - PROFIL DE DENSITE

Le profil de densité détermine en grande partie à quel degré l'énergie solaire est atténuée. Nous supposerons que l'air troposphérique se

comporte comme un gaz parfait vérifiant :

$$P = p(RT/ M) \quad (2)$$

L'air étant un flux que nous supposons en équilibre hydrostatique, nous pouvons écrire : $dp/dz = -pg$ (équation hydrostatique) (3)

Des relations précédentes, on tire

$$P(z) = P_0 - \exp [-Mg/R \int_0^z dz/T(z)] \quad (4)$$

en utilisant l'équation (2) on obtient :

$$p(z) = p_0 T_0/T(z) \exp [-Mg/R \int_0^z dz/T(z)] \quad (5)$$

p_0, T_0 étant les valeurs p et T du niveau de la mer.

En intégrant l'équation (5) nous obtenons :

$$p(z) = p_0 e^{-z/h} \quad (6)$$

avec $H = RT_0/\gamma$ et $p_0 = P_0M/RT_0$

Une atmosphère vérifiant (6) est dite atmosphère exponentielle. La constante H pour $T_0 = 273$ k et $P_0 = 1,01.10^5$ N/m²

$$H = (8317) 273/ 29 \times 9,8 = 8000 \text{ m}$$

$$p_0 = 1,01.10^5 \times 29/8317 \times 273 = 1,29 \text{ kg/m}^3$$

4 - ABSORPTION ET DISPERSION DE LA RADIATION SOLAIRE

PAR L'ATMOPHERE

Les constituants de l'atmosphère, molécules de N_2 , O_2 , CO_2 , H_2O ou O_3 ou particules diverses peuvent affecter la radiation en l'absorbant ou en la dispersant. L'énergie absorbée est transformée d'habitude en chaleur. La partie absorbée est déterminée en partie par la valeur σ^a () du constituant. Ce paramètre varie d'une molécule à l'autre et dépend bien sur de la longueur d'onde de la radiation incidente.

La dispersion est un processus plus complexe. Comme dans le cas précédent on définit $\sigma^s(\lambda)$ du constituant qui détermine la partie du rayonnement qui est dispersée. La dispersion ne transforme pas l'énergie incidente en chaleur mais redistribue cette énergie dans plusieurs autres directions de l'espace. Ce phénomène est surtout dû aux molécules d'oxygène et de nitrogène présents dans l'air. La loi de Rayleigh donne une relation théorique entre la dispersion et la longueur d'onde de la radiation incidente.

$$\sigma^{s \text{ air}}(\lambda) = C / \lambda^4 \quad (7)$$

où C est un paramètre qui varie très peu avec .

D'après la loi de Rayleigh, les rayons ultraviolets (petit) sont plus dispersés que les rayons infrarouges (grand).

La radiation qui a "survécu" à la dispersion et à l'absorption sera la radiation directe reçue sur la terre.

4 - RADIATION SOLAIRE DIRECTE

Nous ferons les calculs dans cette partie avec la variable s qui est l'épaisseur de l'atmosphère mesurée à partir "du haut" de l'atmosphère, c'est à dire d'un point ssitué à la surface supérieure. Ainsi on a $ds = -dz$.

Soit une radiation donnée I_λ , traversant une couche infinitésimale ds de l'atmosphère situé à S, avec un angle z, la variation de l'intensité sera

$$dI_\lambda / I_\lambda = -p(s) \sigma(\lambda) dl$$

l(s) étant la densité ; $\sigma(\lambda) = \sigma^a(\lambda) + \sigma^s(\lambda)$

$$dl = ds / \mu_0 ; \mu_0 = \cos Z$$

alors $dI_\lambda / I_\lambda = -K_\lambda(s) ds / \mu_0 \quad (8)$; $K_\lambda(s) = p(s) \sigma(\lambda)$ est le coefficient d'atténuation.

L'atténuation sera calculée en intégrant l'équation (8) de $s = 0$ à $s = \infty$.

On aboutit à une radiation direct (ou atténuée) d'intensité :

$$I_{\lambda}^{(dir)} = S_{\lambda} e^{-r_{\lambda}/\mu_0}$$

S_{λ} réfère à l'intensité spectrale de la constante solaire ;

$r_{\lambda} = \int_0^{\infty} K_{\lambda}(s) ds$ est l'épaisseur optique spectrale pour la

longueur d'onde λ .

Le flux direct sur une surface faisant un angle θ avec les rayons solaires, sous un angle zénithal Z , est :

$$F_{\lambda}^{(dir)} = \mu I_{\lambda}^{(dir)} = \mu S_{\lambda} e^{-r_{\lambda}/\mu_0} ; \mu = \cos \theta$$

Le flux direct total intercepté par une surface au niveau de la mer est obtenu par intégration sur toutes les longueurs d'onde :

$$F^{(dir)} = \int_0^{\infty} \mu S_{\lambda} e^{-r_{\lambda}/\mu_0} d\lambda \quad (9)$$

Pour la plupart des applications de l'énergie solaire, on utilise une valeur moyenne de $r = r_m$; ainsi :

$$F^{dir} = \mu e^{-r_m/\mu_0} \int_0^{\infty} S_{\lambda} d\lambda \quad \text{ou} \quad F^{dir} = \mu e^{-r/\mu_0} \int_0^{\infty} S_{\lambda} d\lambda \quad (10)$$

S étant la constante solaire.

6 - LE FLUX DIFFUS

Le flux diffus est composé de rayons dispersés ou réfléchis par des surfaces se trouvant sur la terre (murs, neige, etc.) ou par des constituants de l'atmosphère. Même pour une atmosphère plane et stratifiée il est extrêmement difficile à étudier et il n'existe pas de formule semblable à la formule 10 permettant de calculer sa valeur. Au lieu de chercher des solutions exactes pour le calcul, nous tenterons une analyse

semi-quantitative pour l'estimer et montrer comment il est influencé par l'environnement.

Jusqu'à là nous avons donné la même signification aux termes intensité et flux. Dans le cas ci, il est nécessaire de faire une différence. Le terme intensité est utilisé pour caractériser la distribution directionnelle de la radiation ; il informe sur la manière dont la puissance incidente prise par unité de surface est dispersée dans plusieurs directions de l'espace.

Notons une direction donnée par son vecteur unitaire Ω .

Pour une atmosphère stratifiée plane, l'intensité spectrale est

$$I_{\lambda}(z, \Omega) = (\text{puissance incidente} / \text{surface-angle solide-longueur d'onde}) = dp/dA-d\Omega-d\lambda$$

$d\Omega$ est la différentielle de l'angle solide suivant la direction Ω .

Le flux spectral intercepté par une surface, dont la normale entrante est caractérisée par un vecteur unitaire n est :

$$F_{\lambda}(z, n) = \int_{(n \cdot \Omega \geq 0)} I_{\lambda}(z, \Omega) n \cdot \Omega d\Omega$$

$n \cdot \Omega$ est le cosinus de l'angle entre n et Ω .

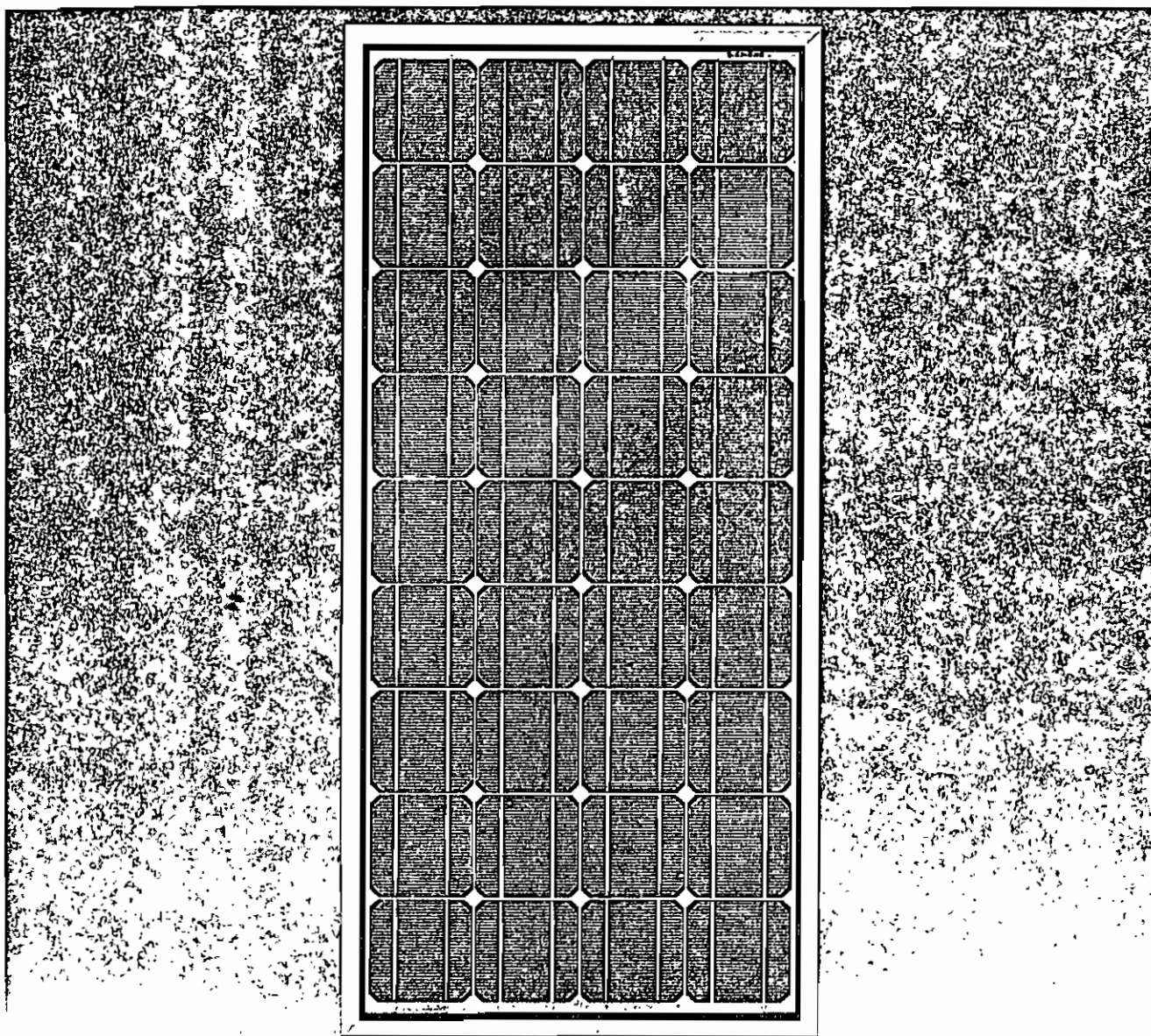
L'intégration doit être faite pour les angles solides ayant

$n \cdot \Omega \geq 0$.

Dans la pratique, les valeurs des flux direct et diffus sont mesurés, ces données permettent de vérifier les résultats obtenus par calcul.

SIEMENS

Module solaire SM 50-18 A2 / SM 50-18 K2



Le module solaire SM 50-18 a été conçu pour la construction de générateurs solaires de plus faible puissance. Il se prête surtout aux alimentations en courant continu par batteries de 12 V. Les modules contiennent 36 cellules solaires au silicium monocristallines de $100 \times 100 \text{ mm}^2$. Celles-ci sont insérées dans de l'éthylène acétate de vinyle qui est une matière plastique relativement souple. Cette matière assure l'extension thermique des cellules, elle les protège

contre l'humidité et améliore la pénétration de la lumière dans le cristal semi-conducteur.

Côté photosensible, les modules sont dotés d'une plaque de recouvrement en verre attrempé extrêmement transparent qui protège les cellules solaires contre toute sollicitation mécanique et climatique. Le dos des modules est constitué par un revêtement fait de plusieurs couches de feuilles dont le cœur est en aluminium et la paroi

extérieure en matière plastique au fluorure de polyvinyle.

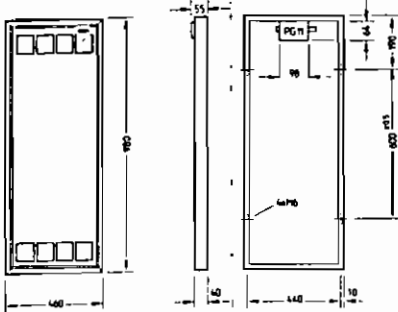
Le dos est ainsi protégé contre la corrosion et étanche à l'eau.

Le cadre du module est fabriqué en profilés d'aluminium extrudés protégés contre la corrosion. La fixation de la plaque en verre dans le cadre est réalisée suivant les méthodes les plus modernes de construction de fenêtres, c'est-à-dire avec joint d'étanchéification séparé et bordure de la plaque verre aérée.

Module solaire SM 50-18 A2 / SM 50-18 K2

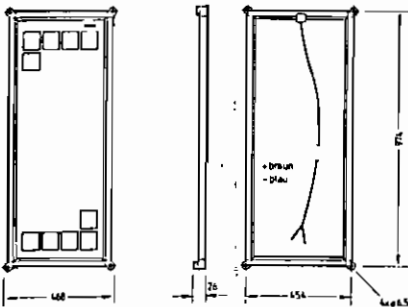
Type de module SM 50-18 A2

Pour simplifier le montage, le cadre du module est pourvu d'écrous enfoncés. Le module dispose de diodes à bypass assurant la protection lorsque les cellules sont partiellement à l'ombre. Le câblage est réalisé via la boîte de raccordement intégrée. Ce type de module est tout spécialement conçu pour une utilisation professionnelle.



Type de module SM 50-18 K2

Pour faciliter le montage, le module est doté de coins de cadre à perçages spécialement conçus à cet effet. Le raccordement du module est effectué à l'aide du câble intégré de 2 m de long. Ce type de module est spécialement conçu pour le secteur des loisirs.

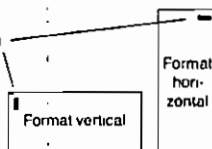


Mode de montage

Distances
par rapport aux parois arrière: > 50 mm
par rapport aux modules voisins: > 5 mm
Inclinaison par rapport à l'horizontale: > 15°

Positions de montage préférentielles:

Marque de l'entreprise



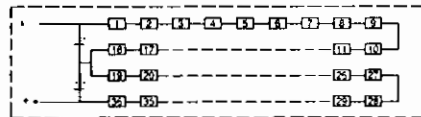
Siemens Solar GmbH
Buchenallee 3
D-5060 Bergisch Gladbach 1
West Germany
Téléphone: 0 2204/406-0
Télécopieur: 0 2204/406-66
Télex: 884891 sso

Valeurs limites	température de stockage	-40 °C ... +95 °C
	température ambiante en service	-40 °C ... +50 °C
Valeurs électriques caractéristiques	pression superficielle	2400 N/m ²
	gauchissement du cadre	diagonale de module gauchie de 1,2° max. par rapport au module
Valeurs électriques caractéristiques	(dans des conditions de test standard Am 1,5; 1000 W/m ² ; température de la cellule T _c = 25 °C)	
	courant de court-circuit	I _K = 3,1 A
	puissance maximale	P _{max} = 50 W ¹⁾
	tension à vide	U _L = 21,5 V
Valeurs mécaniques caractéristiques	Poids SM 50-18 A2	7,6 kg
	SM 50-18 K2	6,3 kg
Valeurs thermiques caractéristiques	NOCT ²⁾	45 °C
	coefficient de température du courant de court-circuit	+4 x 10 ⁻⁴ K ⁻¹
	coefficient de température de la tension à vide	-3,4 x 10 ⁻³ K ⁻¹
	Qualifications	Les modules sont testés suivant les directives de la spécification de la C.E. 101,502 et sont soumis à des tests encore plus poussés:
	plage de température	-40 °C ... +95 °C
	humidité	+90 °C/95 % d'humidité relative
	grêle	grêlons de 25 mm de ø v = 100 km/h
	givre	
	brouillards salins	
	sollicitations aux U.V., au SO ₂ et à l'O ₃	pression superficielle et gauchissement
1) Ces valeurs sont susceptibles de présenter des marges de fabrication de ± 10%		
2) Température de cellule pour E = 800 W/m ² , température ambiante 20 °C et vitesse du vent 1 m/s		

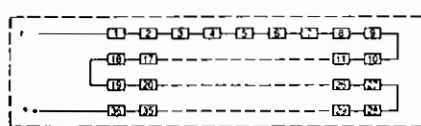
Câblage interne:

SM 50-18 A2

Montage en série avec diodes à bypass sur 18 cellules solaires à chaque fois



SM 50-18 K2



Caractéristique courant/tension

