

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

PRESENTE PAR :

André DJEUMO

ANNEE 1991-1992

PROJET DE POMPAGE
PHOTOVOLTAIQUE

Mention :

Encadrement
Y. COULIBALY
D. ROMAIN

E. F. E. B.
Enregistré à l'arrivée le 06 JUIL 1992 sty 155/92

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

- Mon feu Père
THOMAS Sinkam

- Ma feuie Mère
Pauline Wendji

- A tous mes frères et soeurs

et à tous ceux qui de près ou de loin m'ont toujours soutenu.

REMERCIEMENTS

L'occasion m'est enfin offerte d'exprimer ma gratitude au corps enseignant de l'EIER pour les connaissances qu'il a su inculquer en moi.

Tout particulièrement, j'exprime ma reconnaissance à l'endroit de Monsieur YEZOUMA Coulibaly et Daniel Romain tous professeurs à l'EIER. Je loue leur encadrement et leur disponibilité.

Je tiens à remercier Messieurs TIBault et DIASSO de Sahel Energie Solaire qui m'ont soutenu tout au long de ce travail.

Que Monsieur Thomas DJIAKO reçoive, pour sa serviabilité, l'expression de ma profonde gratitude.

A tous ceux qui de près ou de loin m'ont toujours soutenu, à la famille EIER toute entière, j'exprime toute ma reconnaissance.

SOMMAIRE

<u>TITRES :</u>	<u>PAGES</u>
<u>INTRODUCTION</u>	<u>1</u>
I - Les systèmes photovoltaïques - Considérations pour la mise en place d'un projet de pompe solaire	3
I.1. Les systèmes photovoltaïques	3
I.1.1 Système aux accumulateurs	4
I.1.2. Système à couplage direct	4
I.1.3. Rôle des éléments constituant un générateur photovoltaïque	5
I.2. Considération pour la mise en place d'un projet de pompage solaire	7
I.2.1. Aspects socio-économiques	7
I.2.2. Données hydrogéologiques	8
I.2.3. Contraintes topographiques	8
II. Influence des données "météorologiques" et de l'inclinaison des modules sur le rendement des cellules	9
II.1. Estimation du rendement d'une cellule	10
II.2. Influence des intempéries	12
II.3. Influence de la température	12
II.4. Influence de l'état de propreté des modules	14
II.5. Influence de l'inclinaison des modules	16
III. Méthodes de dimensionnement d'un générateur photovoltaïque	18
III.1. Méthode constructeur (photowatt)	18
III.2. Méthode utilisée par Sahel Energie Solaire (S.E.S)	18
III.3. Méthode "théorique"	20
III.4. Application (cas de Bougounam)	21

IV. Mise en place et suivi d'un projet de pompage photovoltaïque	25
IV. Choix du site	25
IV.2. Génie Civil	25
IV.3. Montage du générateur solaire	26
IV.4. Installation - Boîte de fonction	27
IV.5. Nécessité et Mise en place de la clôture	27
IV.6. Mesure des performances du groupe moto-pompe (cas de Bougounam)	28
V. Etude économique (coût du mètre cube d'eau à Bougounam)	31
V.1. Recommandations.	33
Conclusion.	35

RESUME

Les objectifs de ce thème étaient de contribuer à la "conception" et au dimensionnement d'un générateur photovoltaïque dans le cadre du Projet régional solaire où Sahel Energie Solaire avait une centaine de pompes à installer au Burkina Faso. Le Projet ayant accusé un retard, la présente étude vise à faire un travail similaire mais sur des équipements existant. Un système de pompage photovoltaïque comprend les modules solaires et un convertisseur dans le cas où le moteur alternatif est utilisé, avec un stockage hydraulique en aval.

La présente étude présente un programme permettant d'estimer la valeur du rayonnement au sol pour un site donné en fonction des données géométéorologiques.

Elle présente également le résultat de l'estimation du rendement d'une cellule solaire et l'influence de la poussière, de l'apparition des poches d'air, de la température sur ce rendement.

On aboutit aux conclusions suivantes :

- rendement cellule : 10,5 %
- A partir de 28°C, l'augmentation de 1°C diminue le rendement de 3,5 %
- La présence d'une couche de poussière sur le module entraîne une ~~présence~~^{perte} de rendement d'au moins 2 %.

Une étude économique a permis de montrer qu'à Bougounam (unique pompe installée dans le cadre du projet PRS) la vente d'eau à 5 F CFA pour 30 litres ne pourra pas permettre d'amortir les investissements en 10 ans avec un taux d'intérêt de 10 %. Le coût de 10 F CFA étant plus indiqué.

Cette étude a également permis de faire des recommandations pour l'installation et la maintenance des équipements à partir des visites faites sur les sites existants.

INTRODUCTION

Les problèmes rencontrés dans les pays en voie de développement sont souvent très variés, ce sont les problèmes :

- alimentaire
- de transport
- sanitaire
- d'eau pour bétail, irrigation et boisson etc...

Tous ces problèmes plus ou moins liés pour la plupart aux déficits d'énergie, sont accentués dans les zones reculées où il est difficile d'accès.

L'énergie se présente dans la nature sous différentes formes : éolienne, animale, électrique, thermique, magnétique, gravitaire, nucléaire et solaire etc... Les unes nécessitent une réaction, transformation appelée conversion, les autres sont fournies gratuitement, parmi lesquelles l'énergie solaire.

L'énergie solaire est avantageuse car elle est non seulement gratuite mais aussi omniprésente, familière à notre environnement et ne présente pas le problème de pollution. Elle apparait par rapport à d'autres formes d'énergie comme une solution intéressante pour les télécommunications, l'éclairage, la réfrigération, la ventilation, le pompage etc... Nous nous intéresserons spécialement dans notre étude au pompage solaire.

L'eau, élément vital est souvent puisée à petite échelle à l'aide des pompes mues par énergie traditionnelle (pompe à pied). Il a été développé des ensembles de pompes photovoltaïques de conception simple et fiable pour subvenir aux besoins de la population à une grande échelle.

Notre thème "projet de pompage photovoltaïque" proposé par Sahel Energie Solaire avait pour objectifs initiaux de participer et si possible contribuer à la mise en place des installations de générateur photovoltaïque, de proposer un modèle simple de dimensionnement des équipements réalisables à partir des mesures expérimentales et d'en faire des recommandations pratiques ^{validable}.

Dans le cadre du projet régional solaire (P.R.S) Sahel Energie Solaire avait une centaine de pompe à installer entre avril et mai 1992 au Burkina Faso. A cause des modifications intervenues dans la programmation au dernier moment, il s'est avéré impossible d'atteindre les objectifs suscités. Ainsi donc, nous nous proposons :

- D'établir un programme permettant d'estimer l'énergie sur un capteur pour un site donné à partir de ses données géométéorologiques.

- D'étudier à partir des mesures effectuées sur le site (EIER) l'influence des paramètres tels que : poussière, température, impact... sur le rendement effectif d'un module solaire.

- De procéder au dimensionnement d'un générateur existant par différentes méthodes.

- De faire des mesures sur des sites existants afin de vérifier les performances des équipements, de faire des recommandations quant au dimensionnement, à l'installation et la maintenance du générateur photovoltaïque.

Certains résultats quoi que peu représentatifs (mesures couvrant un temps assez court) pourront éventuellement servir de première approche pour des études plus raffinées.

I. LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES - CONSIDERATION POUR LA MISE EN PLACE D'UN PROJET DE POMPAGE SOLAIRE

I.1. Les systèmes photovoltaïques

Les modules photovoltaïques produisent de l'énergie électrique en présence de la lumière. Cette énergie dans le cadre de certaines applications peut ne pas répondre directement aux attentes des utilisateurs soit parce que :

- Les caractéristiques unitaires de tension et/ou de courant d'un module ne suffisent pas pour fournir la puissance nécessaire attendue auquel cas il faut mettre en oeuvre plusieurs modules montés en série/parallèle.

- L'énergie doit être utilisée la nuit, il faut alors penser à stocker l'énergie produite le jour en vue de son utilisation nocturne.

- Le courant continu délivré par les modules ne correspond pas au courant d'utilisation, il y a donc lieu de transformer ce courant.

Ces quelques exemples montrent qu'on ne peut pas considérer les modules photovoltaïques comme simples générateurs d'énergie électrique en remplacement d'un réseau, mais qu'on doit les associer étroitement à un système complet pour une application bien spécifique correspondant à un besoin défini.

Ainsi donc, il existe 2 types de générateurs photovoltaïques couramment utilisés ce sont :

- Les systèmes avec stockage électrique (aux accumulateurs).

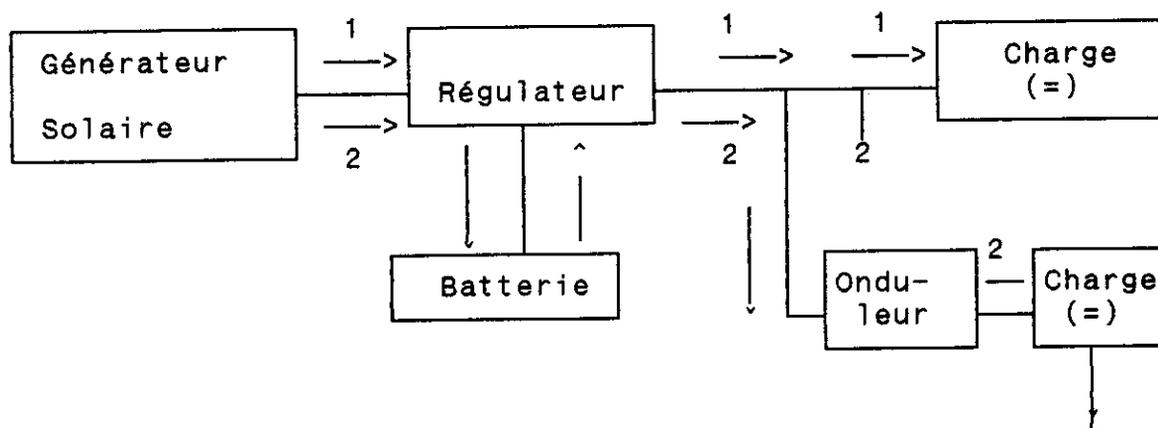
- Les systèmes à couplage direct.

I.1.1. Système aux accumulateurs

Les systèmes aux accumulateurs alimentent les appareils d'utilisation :

- Soit directement en courant continu
- Soit en courant alternatif par l'intermédiaire d'un convertisseur.

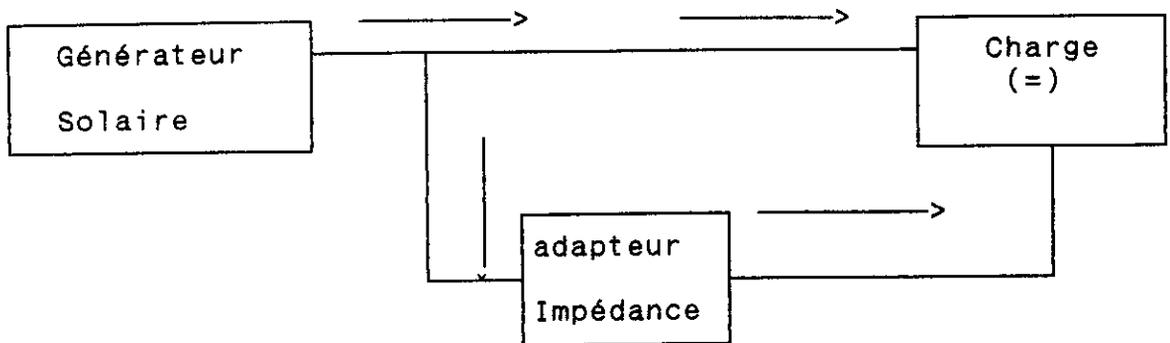
Le schéma synoptique de ce type de système dans les deux cas ci-dessus se présente de la manière suivante :



Les chemins n°1 et n°2 correspondent au branchement en continu et alternatif respectivement.

I.1.2. Systèmes à couplage direct

Les systèmes à couplage direct, sans batterie, avec un fonctionnement couramment appelé au fil du soleil sont utilisés pour les appareils branchés soit directement sur le générateur solaire, soit éventuellement par l'intermédiaire d'un adaptateur d'impédance. Pour ces systèmes, le stockage ne se fait pas sous forme électrotechnique, mais hydraulique. Le schéma synoptique de ce système se présente de la manière suivante :



I.1.3. Rôles des éléments constituant un générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque (d'après I.1.) comprend les éléments suivants :

- les modules solaires
- le Régulateur
- la Batterie
- le Convertisseur.

Il est important pour comprendre le fonctionnement d'un système photovoltaïque de connaître le rôle joué par chacun des éléments intervenant.

- Module Solaire

C'est le composant essentiel d'un système photovoltaïque. Un générateur solaire est constitué d'une connection électrique des cellules assemblées en module constituant ainsi des systèmes hermétiques, résistants et de tension conventionnelle. Exposées à un flux de photons, ces cellules sont considérées comme une source de courant variable. Généralement, le courant produit est connecté et envoyé dans le régulateur.

- Régulateur

L'utilisation d'une batterie pour le stockage d'énergie nécessite la présence d'un régulateur.

Le bon fonctionnement des accumulateurs et la tenue des performances dans le temps résultent directement des conditions d'utilisation (charge, décharge...).

Pour réaliser un contrôle précis de charge et de décharge, il est nécessaire d'intercaler entre les modules et les batteries un dispositif de régulation calibré au mieux des besoins de l'installation. Il protège donc la batterie contre les surcharges et les décharges profondes.

- batterie

La batterie est juste un "magasin d'énergie" pour une utilisation dans des conditions défavorables.

- convertisseur

Comme son nom l'indique, le convertisseur assure l'adéquation des caractéristiques électriques de l'énergie stockée à celles requises par la charge. Le courant produit par les modules est continu, le convertisseur le transforme en courant alternatif.

- charge

C'est l'appareil utilisateur de l'énergie fournie. C'est également un élément important dans la chaîne dans la mesure où elle détermine les différents éléments nécessaires pour son bon fonctionnement.

Dans le cas du pompage photovoltaïque, nous retiendrons le système au fil du soleil avec un stockage hydraulique.

I.2. Considérations pour la mise en place du pompage solaire

L'énergie solaire photovoltaïque est vite apparue comme une solution intéressante pour le pompage de l'eau dans les pays en voie de développement.

Cependant, avant de mettre en place un système de pompage photovoltaïque, il y a des considérations qu'il faut prendre en compte telles que :

- Aspects socio-économiques
- Données hydrogéologiques
- Contraintes topographiques, etc...

Il n'est pas nécessaire de soulever le problème d'alimentation car ces pays où le problème d'eau est souvent crucial sont justement ceux dont l'ensoleillement est très important.

I.2.1. aspects Socio-économiques

L'appartenance culturelle est un facteur d'acceptation ou de refus d'un type d'équipement. C'est ainsi qu'on trouve qu'adopter une technique étrangère c'est remettre en question des valeurs, c'est perdre une partie de son identité. L'introduction de l'outil trouble le tissu social, bouleverse les comportements et en introduit de nouveaux. Un système de pompage va rarement sans déséquilibrer les rapports sociaux. Il n'est pas possible de modifier le contexte technologique sans entraîner de modification de structure sociale. Il est alors nécessaire, qu'avant de mettre en place un système de pompage, d'associer les bénéficiaires. Et pour cela, dans certaines régions, une campagne de sensibilisation est recommandée pour expliquer le bien fondé du projet par rapport aux anciennes méthodes et réclamer une participation financière, preuve de leur engagement.

La population doit bien comprendre que l'équipement lui appartient et qu'elle doit s'organiser en créant des comités de gestion pour assurer son bon fonctionnement.

I.2.2. Données hydrogéologiques

Les données hydrogéologiques permettent de dimensionner toute la chaîne du système photovoltaïque. L'étude hydrogéologique permet par un sondage de détecter les lieux propices au forage.

En effet, la décision d'installer un générateur photovoltaïque sur un site nécessite la connaissance du débit d'exhaure et la profondeur du puits ou du forage. (niveau dynamique). L'étude hydrogéologique, faite généralement en saison défavorable (saison sèche) permet, connaissant les besoins en eau, de savoir si la population aura une satisfaction journalière, mensuelle ou même saisonnière. Elle doit être sérieusement faite. On a souvent rencontré des cas de forages où il faut rallonger l'arbre de la pompe à cause du rabattement imprévu de la nappe.

I.2.3. Contraintes topographiques

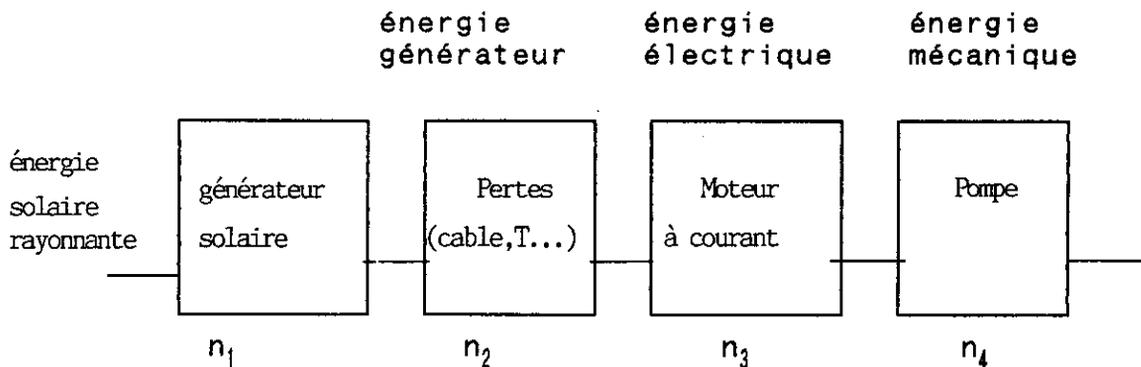
Généralement, un système de pompage photovoltaïque ne comporte pas de batterie et nécessite un réservoir. Sur le site, il faut savoir où placer les panneaux solaires, le réservoir etc... Il est donc primordial de connaître la topographie du site en question. Il faut bien noter que si l'eau est utilisée pour l'irrigation, la boisson etc... L'écoulement gravitaire permet d'éviter l'utilisation des pompes supplémentaires.

II. Influence des données "météorologiques" et de l'inclinaison sur le rendement des cellules

Le dimensionnement d'un générateur photovoltaïque demande au préalable la connaissance des éléments de la chaîne (les panneaux solaires ou la charge à alimenter) auxquels il faut associer à chacun d'eux des valeurs numériques telles que :

- puissance crête pour les modules
- capacité pour le stockage
- puissance pour le convertisseur, etc...

Le dimensionnement tient donc compte de la demande énergétique d'une part et l'apport énergétique solaire d'autre part sans oublier la gestion intermédiaire de cette énergie. la chaîne rendement d'un générateur de pompage photovoltaïque se présente comme suit :



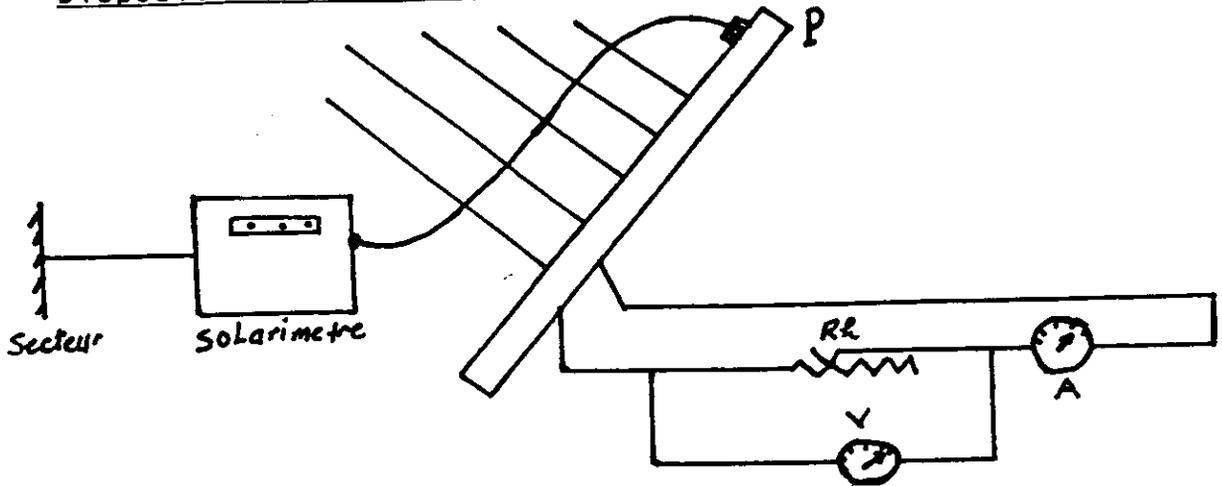
En appelant K le coefficient correctif qui tient compte du vieillissement et de la dispersion des caractéristiques des modules, on définit le rendement du système par :

$$n = K \times n_1 \times n_2 \times n_3 \times n_4.$$

La littérature recommande de prendre pour n_1 (rendement de cellules) une valeur comprise entre 10 et 12 %. La présente étude permet de vérifier qu'à Ouagadougou, site EIER, le rendement est compris dans cette intervalle et de voir quel peut être l'influence des données tels que l'impact, la température, la poussière sur ce rendement.

II. Estimation du rendement d'une cellule

Dispositif expérimental :



L'expérience est faite à l'EIER sur un module de 36 cellules de type photowatt BPx47F. Le circuit est fermé sur un rhéostat permettant de faire varier l'intensité du courant dans l'ampèremètre (A) branché en série, un voltmètre donne la tension aux bornes du circuit.

Les moments choisis ont été ciel clair et ciel-nuageux et les rendements sont calculés à toutes les heures. Sous un ensoleillement et une température donnés, nous lisons les différentes valeurs de I et de U en faisant varier la valeur de la résistance Rh. ce procédé permet de trouver la puissance maximale fournie et donc le rendement. Les tableaux de mesure sont donnés en annexe 2.1. à 2.4. pour les journées du 5/5/92, 6/5/92 et 16/5/92. Les résultats du calcul des rendements sont donnés ci-dessous :

Journée du 6/5/92

Heures	7h00	8h00	9h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00
n	10,47	13,22	12,6	12,82	10,34	9,63	8,01	9,09	9,91	13,65

On obtient un rendement moyen n_1

$$n_1 = \frac{n_1}{n} = 10,77$$

Journée du 16/5/92

Heures	7h00	8h00	9h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00
n	12,79	12,96	10,32	10,50	9,37	9,62	9,43	9,25	9,59	9,24

On obtient un rendement moyen n_m

$$n_m = \frac{\sum_i n_i}{n} = 10,41$$

procédé de calcul :

$$\text{Rendement} = \frac{\text{Energie fournie}}{\text{Energie reçue}}$$

Le calcul est fait sur un module de 36 cellules de forme circulaire dont la surface utile est :

$$S = \frac{\pi D^2 \times 36}{4} \quad \text{avec } D : \text{diamètre d'une cellule} \quad (D = 9,5\text{cm})$$

$$\text{On obtient } S = \frac{\pi (9,510^2)^2 \times 36}{4} = 0,255\text{m}^2$$

Relevant les couples (I,v), on a la puissance fournie $P_f = v \cdot I$

Pour un ensoleillement donné, ϕ (w/m²) on obtient la puissance

(Pr) reçue par $P_r = S \times \phi$

Le rendement de la cellule est donné par

$$n = \frac{P_f}{P_r} = \frac{V \cdot I}{S \cdot \phi}$$

Exemple Journée du 6/5/92

7h00 : $\phi = 103 \text{ w/m}^2$ $V=11,47\text{V}$, $I = 0,24\text{A}$, $S = 0,255\text{m}^2$

$$n = \frac{V \cdot I}{S \cdot \phi} = \frac{11,47 \cdot 0,24}{0,255 \cdot 103} = 0,105 \text{ soit } 10,5 \%$$

Les mesures ont été faites pour plusieurs jours et le rendement moyen tourne autour de 10,5 %.

II.2/ Influence des intempéries

Les panneaux sur lesquels les mesures ont été faites comportent au total 30 modules parmi lesquels on a des modules qui ont :

- soit des poches d'air
- soit des signes de cassures
- un état normal etc...

Il a donc été question de savoir quel pourrait être leur influence sur le rendement des cellules ?

Les mesures faites sur les différents modules (à poche d'air, présentant des cassures) ont permis de conclure que ces impacts n'avaient pas détérioré les cellules, les rendements étant identiques. Les valeurs de tension et de courant lues sont très voisines.

II.3. Influence de la température

A la suite des mesures faites sur le site voir annexe 1, le constat suivant a été fait : pour une même valeur du rayonnement global dans la journée, on a des valeurs de rendement qui diffèrent pour un même panneau. Voir figure ci-contre (variation du rendement en fonction de la température).

Variation du rendement en fonction de la température

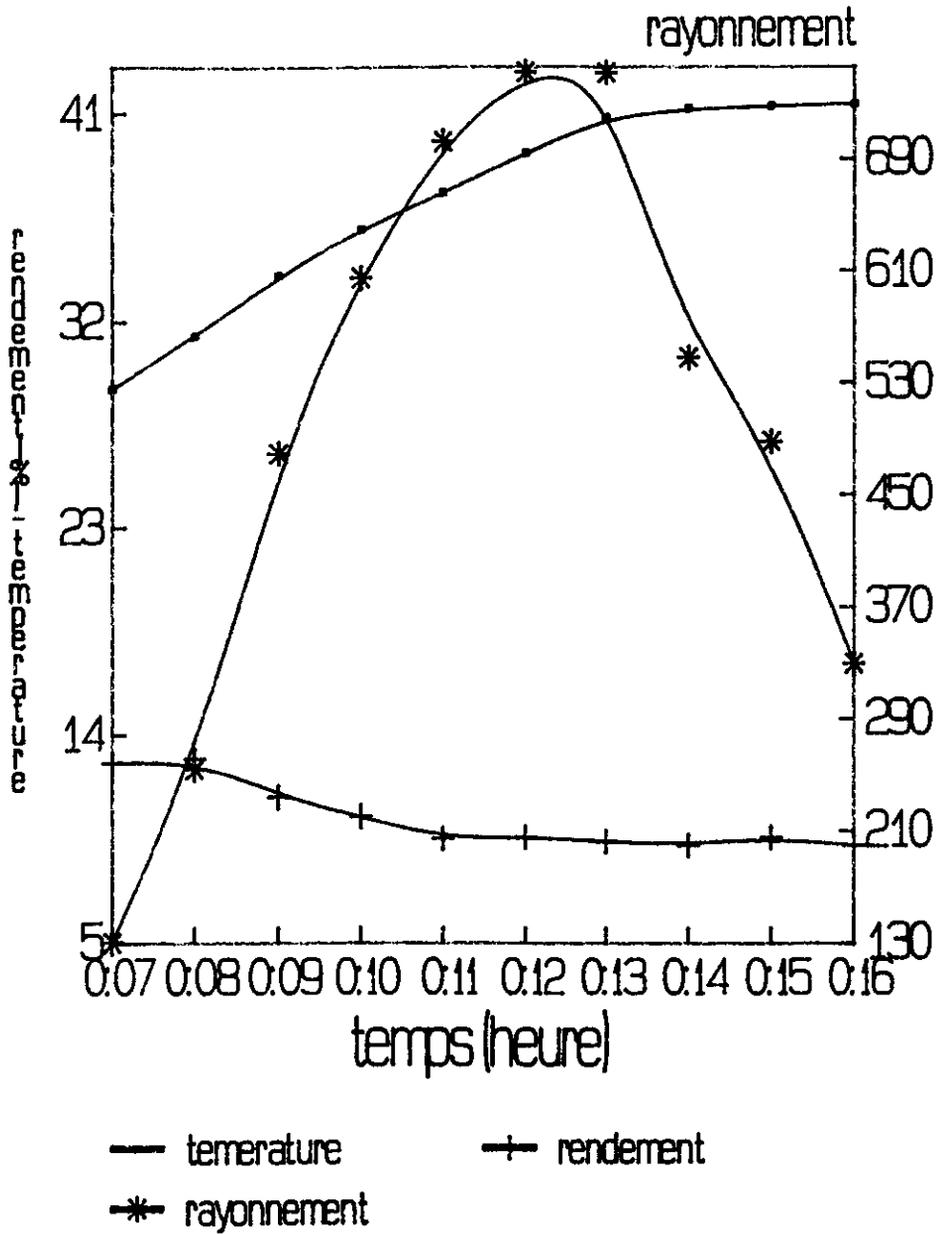


Fig. 1

Les mesures ont été faites de 7h à 16h et la valeur de la température est pratiquement croissante dans cette intervalle de temps.

Interprétation :

Cette figure montre que le rayonnement solaire croit du lever du jour jusqu'au midi solaire (12h-13h) et décroît par la suite alors que la température quant à elle croit pendant presque toute la journée. Ce qui exclut l'idée qu'on pourrait se faire à savoir que quand la température est élevée, le rayonnement devrait en être de même. Les courbes de rendement et de température montrent que le rendement croissent avec la température jusqu'à une certaine valeur de cette dernière (28°) ensuite quand la température croit, le rendement décroît. Alors que le rayonnement continu à croître. Un calcul moyen permet de remarquer que pour une augmentation de 1° (après le rendement maximal) entraîne une perte de rendement d'environ 3,5 % ce qui est important. Le rendement des cellules tournant au tour de 11 %. Il est donc nécessaire à chaque fois de préciser la valeur du rendement dans les conditions de température bien définies.

II.4. Influence de l'état de propreté du module

Les modules de la station de l'EIER sont restés inexploités pendant un temps assez long. Nous sommes en zone sahélienne avec des vents de sable permanents, ce qui explique l'état de propreté des modules. Les modules sont légèrement couverts de poussière. En nettoyant certains d'entre eux (les modules étant identiques), les mesures ont permis de voir l'influence de la poussière sur le rendement. Des mesures, suivi d'un calcul de rendement sur 2 modules (l'un propre, l'autre poussiéreux) sont présentées en annexe 1.

La figure 2 $\eta = f(\text{Etat module})$ ci-contre permettant de bien mettre en évidence cette influence.

Variation du rendement en fonction de l'état du panneau

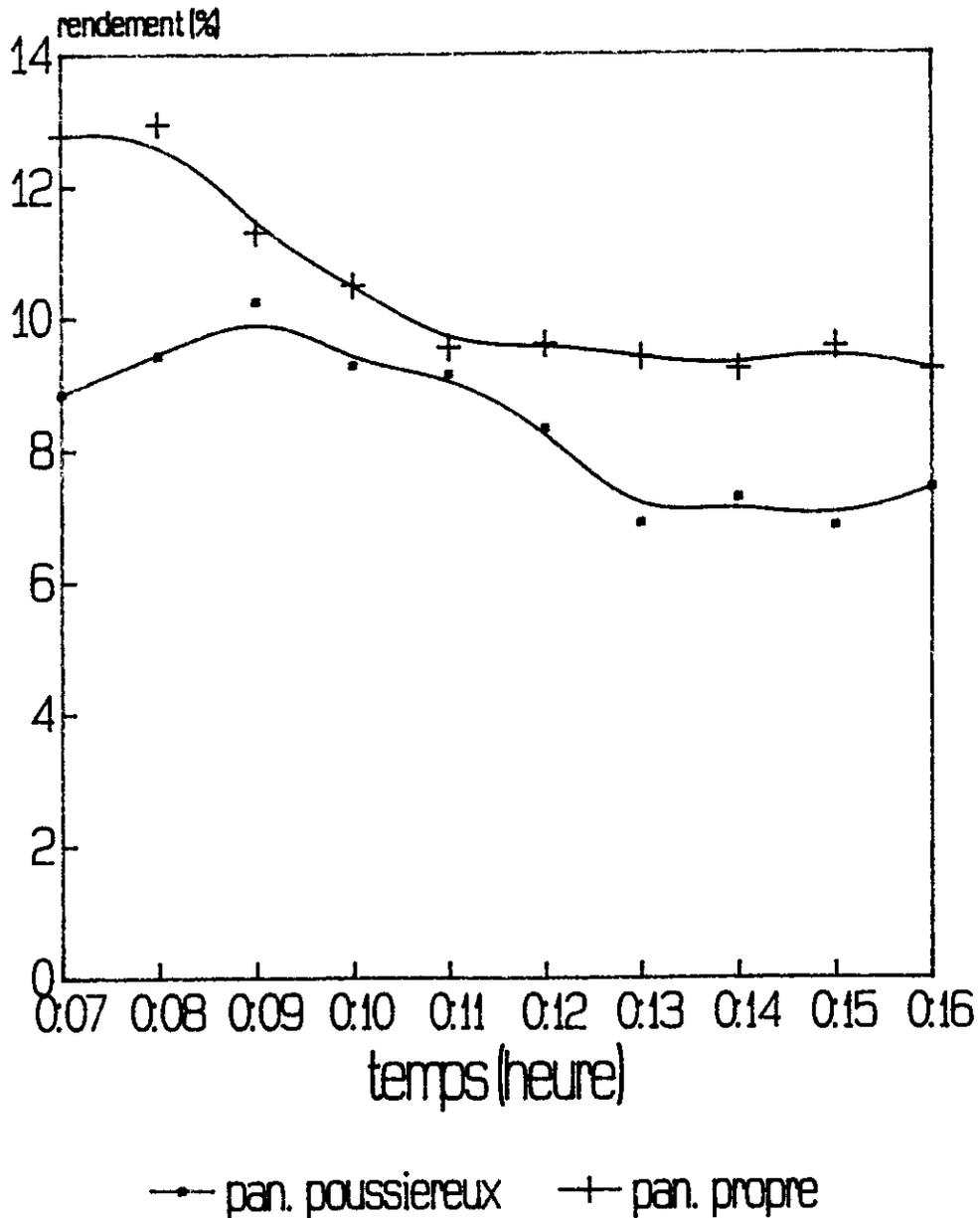


Fig. 2

interprétation

L'analyse des courbes ci-dessus montre qu'en début et en fin de journée, la perte de rendement est plus forte qu'en milieu de journée.

Entre 7h et 9h, on a une différence qui avoisine 3 % et entre 13h et 16h, cette différence atteint 2 %. Vers le midi solaire, cette différence donne environ 1 %. Cette diminution serait due à la forte valeur du rayonnement au midi solaire.

Les valeurs moyennes du rendement sont respectivement 8,39 % pour le module sale et 10,41 % pour le module propre. Soit en moyenne 2 % de perte dans la journée. Valeur importante dans la mesure où le rendement du module en soit est faible.

II.5. Influence de l'inclinaison des modules

Pour bénéficier de l'ensoleillement maximal en temps et en qualité il est vivement recommandé d'incliner les panneaux d'un angle voisin de la latitude du lieu par rapport à l'horizontal. Les mesures obtenues sur 2 modules (voir annexe 1) à des angles différents ont permis de voir ce qu'on obtient comme gain d'énergie en adoptant un angle égale à la latitude. La figure 3 ci-contre rayonnement = f (Temps) illustrent bien ces propos.

L'orientation à 15° permet de récupérer l'énergie correspondant à la différence d'air entre les 2 courbes. Ces courbes montrent que pour le mois de mai, il y a une perte d'énergie. Pour avoir une grande précision sur l'influence de l'inclinaison des modules, il aurait fallu faire des mesures pendant une année et tracer les courbes rayonnement = f (temps) pour les différents jours de l'année. Il n'est pas exclu qu'à une époque de l'année, l'énergie reçue soit plus forte pour une orientation différente de la latitude.

Variation du rayonnement en fonction de l'inclinaison du panneau

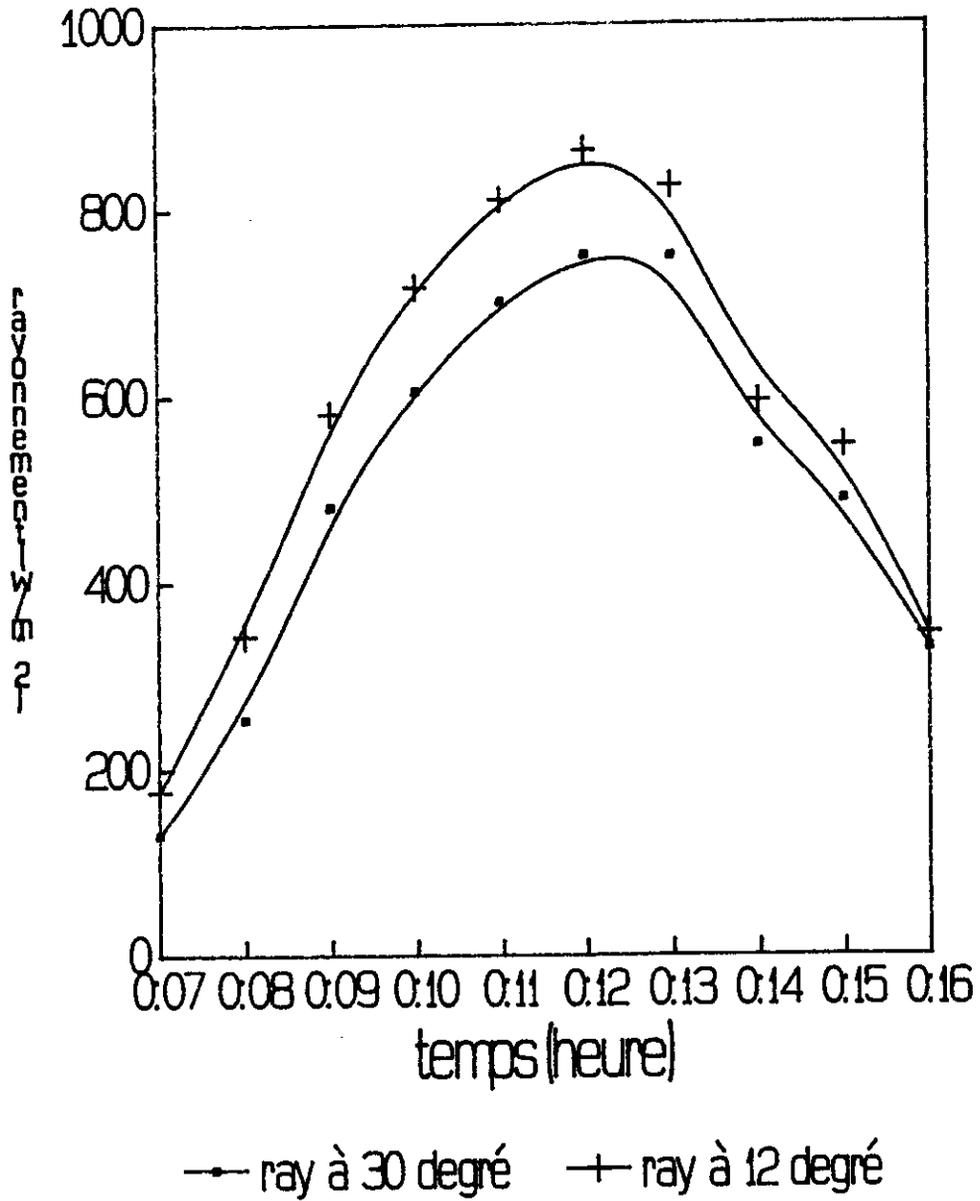


Fig. 3

III. Méthodes de dimensionnement d'un générateur solaire

Les cellules sont évidemment l'élément principal d'un système photovoltaïque. Pour chaque projet, le problème qu'il faut résoudre est de trouver le nombre de module (puissance crête du générateur solaire) qu'il faut mettre en place à partir des données d'ensoleillement du site d'une part et des besoins des utilisateurs d'autre part. Pour atteindre ces objectifs, plusieurs méthodes simples ont été élaborés donc quelques unes sont ci-dessous présentées.

III.1. Méthode de constructeur (photowatt)

La démarche consiste à calculer pour l'ensemble du globe le nombre de watt crête module à installer. Le globe est divisé en 7 cartes subdivisées en zones numérotées de 1 à 8. Chaque carte est accompagnée d'un tableau spécifique sur lequel se trouvent les valeurs de watt-crête en fonction des différentes zones de la carte (voir annexe 4 pour l'Afrique). Le dimensionnement revient à :

- Trouver sur la carte le lieu d'installation du générateur
- Relever le numéro de la zone correspondante
- Lire dans le tableau la valeur wcr de la zone (voir annexe 4.)
- Calculer la consommation journalière
- Multiplier cette consommation par la valeur wcr retenue
- Diviser le résultat par la puissance crête du module choisi.

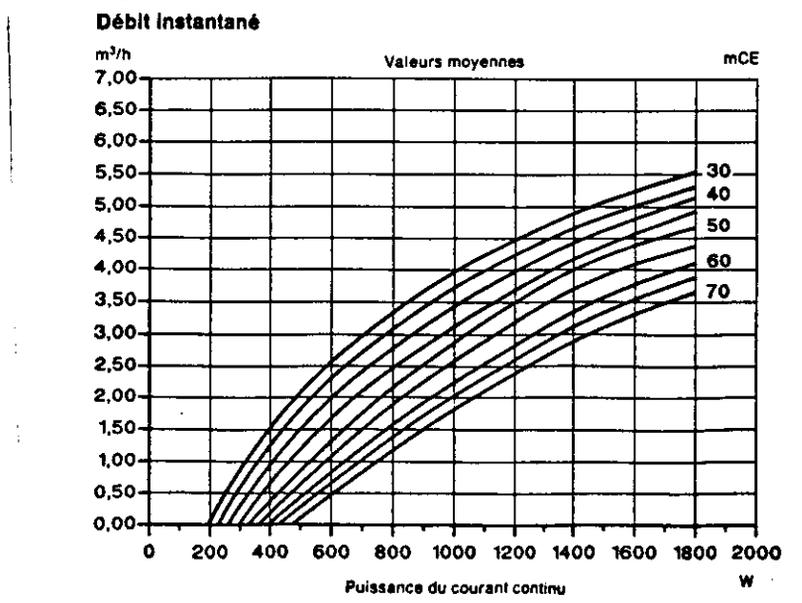
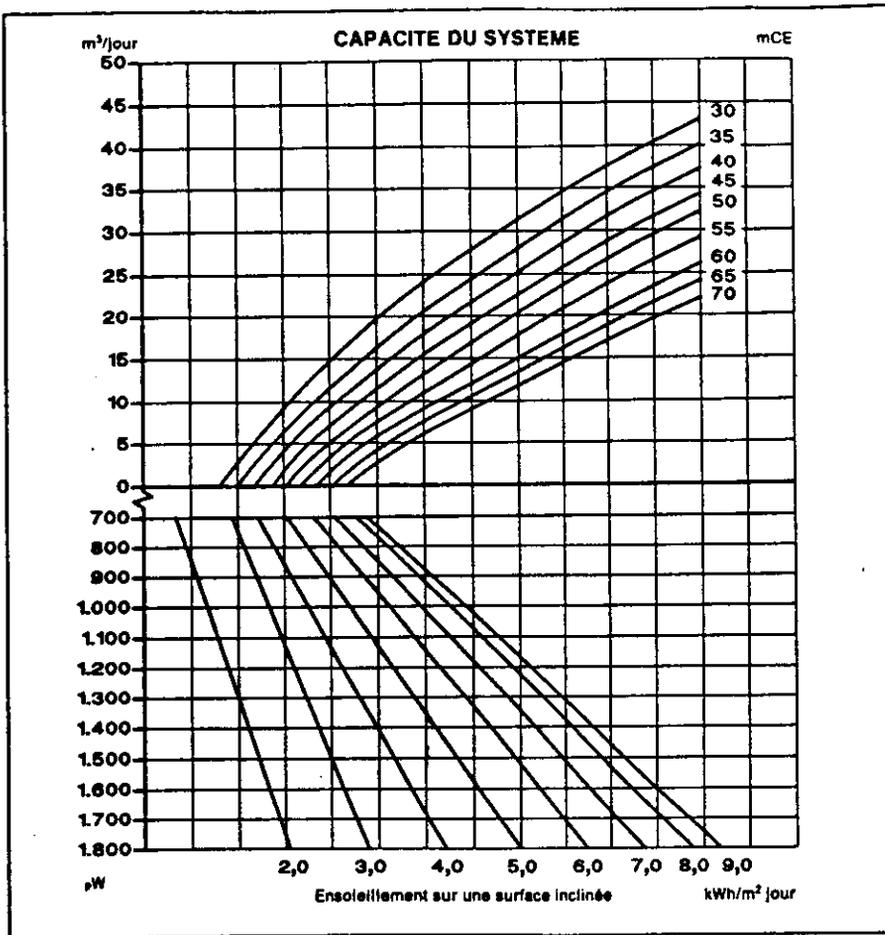
On obtient ainsi le nombre de module nécessaire à l'installation.

III.2. Méthode utilisée par Sahel Energie Solaire (SES)

Sahel Energie Solaire utilise une méthode purement basée sur l'utilisation des abaques présentées ci-dessous pour le cas des systèmes grundfos utilisés dans le projet régional solaire (PRS).

Les courbes caractéristiques du système sont calculées sur la base:

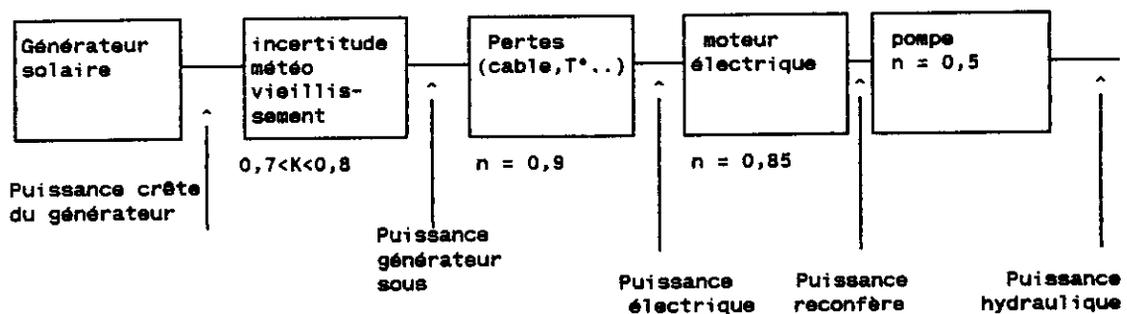
- d'une journée d'ensoleillement de 11 heures.
- d'une température ambiante moyenne de 30°C.



Les abaques sont choisies en fonction du nombre d'étages de la tige. Exemple : on a un système SP.3A-10 immergé qui correspond à une pompe avec un débit maximum de $3\text{m}^3/\text{h}$ et comportant un arbre à 10 étages. En reliant le point de la quantité d'eau requise en $\text{m}^3/5$ à la hauteur manométrique requise et la valeur d'ensoleillement ($5, \text{Kwh}/\text{m}^2\text{J}$ pour le Burkina Faso) on détermine la puissance nécessaire P_W produite par le panneau solaire. A partir de l'axe de la puissance du courant continu, on a : P_{max} (du courant continu) = $0,8 \times p_w$ dans les conditions normales. En divisant cette puissance par la puissance d'un module, on obtient le nombre de module nécessaire.

III.3. Méthode "Théorique"

Cette méthode permet de déterminer la puissance crête d'un générateur photovoltaïque à partir de la chaîne de rendement ci-dessous :



$$PH : \text{puissance hydraulique} = \frac{\overset{wh}{Wh}}{Z} \quad Wh : \text{Travail hydraulique}$$

$$Wh = mgH \implies Ph = \frac{\rho mgH}{t} = \frac{\rho VgH}{t}$$

$$Q = \frac{V}{t} \implies PH = \rho gH Q \quad (m^3/s)$$

$$PH = \rho gH Q$$

ρ	=	$10^3 \text{ Kg}/\text{m}^3$
g	=	$9,81 \text{ Kg}/\text{m}^2$
H	en	m
Q	en	m^3/s
PH	en	W

$$PH = \frac{10^3 \times 9,81 \times Q \times H}{3\ 600}$$

P en Kw
H en m
Q en m³/h

$PH = \frac{Q \times H}{367}$

Le principe consiste, après vérification que la capacité du forage en accord avec celle de la pompe, à :

- Déterminer les valeurs du débit d'exhaure Q du forage et la hauteur manométrique de la pompe H.

- Remonter la chaîne de rendement à partir de la puissance hydraulique telle que calculée plus haut pour déterminer la puissance crête du générateur.

La valeur de ϕ qui intervient dans la chaîne est déterminée par un procédé théorique dont l'organigramme est présenté en annexe 3.1 et 3.2 :

Le programme donnant les moyennes mensuelles est présenté en annexe 3.3 à 3.6. Ces moyennes permettent de faire une approche du dimensionnement plus précise en considérant le mois le plus défavorable selon les besoins. Les valeurs des différents paramètres seront alors déterminées avec une assez bonne précision.

III.4. Application (cas de Bougounam)

Bougounam est situé sur la route Ouagadougou-, Ouahigouya à quelques 110 Km de Ouagadougou. C'est un village où une pompe solaire faisant partie du PRS est installée. Cette pompe qui est la 1ère sert d'expérimentation pour la suite du projet.

Connaissant les besoins de la population, on se propose de procéder à un dimensionnement du générateur par les 3 méthodes afin de voir quelle peut être l'influence de l'étude faite en II. sur les résultats obtenus.

a- méthode constructeur : $Q = 18\text{m}^3/5$, HMT = 46m.

1- Sur la carte (annexe 4) Bougounam est dans la zone n°6

2- $W_{cr} = 0,36$

3- Consommation journalière : $P = \frac{Q_{\max} \times H}{367}$

en appelant Q le débit journalier on prend

$$Q_{\max} = \frac{18}{6} = 3$$

$$P = \frac{3 \times 46}{367} = 0,377 \text{ Kw}$$

pour un fonctionnement de 10h/jour on aura

$$W = 0,377 \times 10 \times 1000 = 3770 \text{ Wh/j}$$

4- Puissance crête

$$3770 \times 0,36 = 1358 \text{ W}$$

5- on a des modules de 48 W

$$\text{Soit } \frac{1358}{48} = 28,29 \text{ soit 4 séries de 8 modules (32 modules)}$$

b. Méthode SES

on a : $Q = 18\text{m}^3/\text{J}$

HMT = 46m.

Le système de pompage solaire du PRS est du type SP 3A-10 à partir de la courbe caractéristique (fig) et les données de l'ensoleillement de $5 \text{ Kwh/m}^2 \text{ J}$

On a : $PW = 1517 \text{ W}$

avec les modules de 48 W, on aura :

$$\frac{1517}{48} = 31,6 \text{ modules soit}$$

- 4 séries de 8 modules
- 5 séries de 7 modules

C. Méthode théorique :

Les mesures effectuées à Bougounam donnent un ensoleillement d'environ 810 W/m² donnant un débit Q_{max} = 3m³/h.

- Puissance hydraulique PH

$$PH = \frac{QH}{367} = 0,377 \text{ Kw}$$

- Puissance mécanique sur l'arbre P_m

$$P_m = \frac{PH}{n_p}, \text{ } n_p \text{ rendement de la pompe prise égale à } 0,5$$

$$P_m = \frac{0,377 \times 1000}{0,5} = 752 \text{ W}$$

- Puissance électrique du moteur : P_{el}

$$P_{el} = \frac{P_m}{N_m}, \text{ } N_m : \text{rendement du moteur : } N_m \sim 0,85$$

$$P_{el} = \frac{752}{0,85} = 885 \text{ W}$$

- Puissance fournie par le générateur sous 800W/m²

$$P_g = \frac{P_{el}}{0,9} = \frac{885}{0,9} = 983 \text{ W}$$

Puissance crête du générateur

$$P_e = \frac{P_g/0,8}{0,8} = 983 = 1230 \text{ W}$$

Le programme présenté en annexe 3.3. à 3.6. permet de déterminer les moyennes journalières, donc de prévoir la variation de l'ensoleillement dans l'année. Le dimensionnement est fait pour un ensoleillement de 800 W/m² (valeur mesurée).

Commentaire

Les différentes méthodes ont donné les résultats suivants :

Méthode	Puissance crête (Wcr)
Constructeur	1358
SES	1517
Théorique	1230

Le générateur installé à Bougounam à une puissance de 1575 Wc.

- la subdivision du globe en zones auxquelles on attribut le même coefficient de dimensionnement peut avoir pour conséquence de surdimensionner ou de sousdimensionner certains systèmes. En plus la méthode ne tient pas compte des variations atmosphériques qui peuvent apparaître en des endroits différents d'une même zone.

- les abaques utilisées par Sahel Energie Solaire sont établies dans des conditions bien précises :

- 11h d'ensoleillement par jour
- température ambiante 30°C

En zone tropicale, on atteint facilement une température ambiante de 40 à 45°C ce qui montre que les abaques n'y sont pas très adaptées.

Les valeurs de puissance sont données pour un ensoleillement de $1\text{Kw}/\text{m}^2$ à 25° . Or au Sahel quand on atteint $1\text{Kw}/\text{m}^2$, la température des modules peut monter jusqu'à plus de 50°C . L'étude faite en II a montré qu'une augmentation d'un degré entraîne une perte de rendement de 3,5 % soit une perte totale de puissance d'environ 10 %.

Les méthodes SES et théorique donnent des résultats un peu plus précis mais il faudrait à chaque fois procéder à une majoration de 10 à 14 % de la puissance qui permet de compenser les pertes au moment de forte température correspond à la forte demande. Si les panneaux ne sont pas bien entretenus, il faudrait augmenter le coefficient de majoration. Il n'est peut-être pas erroné de penser que c'est pour cette raison que SES a mis en place les modules de 1575 W-crête.

IV. Mise en place et suivi d'un projet de pompage solaire

IV.1. Choix du site

Il arrive souvent que les pompes solaires soient mal adaptées aux caractéristiques hydrauliques des forages sur lesquels elles sont installées, ce qui entraîne des rendements médiocres et des pannes parfois graves.

Il faut bien noter que les forages sahéliens sont souvent très incertains, les caractéristiques hydrauliques ne correspondant pas toujours à la réalité. Au niveau de Sahel Energie Solaire, le forage est proposé, il leur revient de choisir un lieu dégagé de tout risque d'ombrage par des bâtiments ou la croissance de la végétation.

IV.2. Génie Civil

Pour les petits systèmes de pompage, Sahel Energie Solaire installe les chassis sans étude topographique préalable. La gravité des problèmes rencontrés dépend de la configuration du terrain. Pour un terrain peu accidenté, le travail d'implantation est aisé, mais quand on est dans un bas fond, on doit faire des déblais importants dans la mesure où les "pieds" doivent être alignés aussi bien dans le sens horizontal que vertical.

La fondation est entièrement faite en béton dans lequel on scelle les pieds du châssis sur environ 50cm. Le massif de béton repose sur un béton de propreté de 5cm d'épaisseur. Les entreaxes des poteaux ainsi que la distance entre les rangées doivent être rigoureusement respectés. Un plan d'implantation des poteaux supports est présenté en annexe 4.1

Quand la pente du terrain naturelle est forte, il est mieux indiqué de procéder à un alignement dans le sens parallèle aux courbes de niveau pour minimiser les travaux de terrassement.

IV.3. Montage du générateur

La puissance demandée au niveau du moteur détermine le nombre de modules nécessaires. Ceux-ci sont alors assemblés en nombre de 5,7, ou 8... Il faut cependant noter que généralement le mode d'assemblage entraîne un léger surdimensionnement, ce qui n'a pas un inconvénient majeur. L'assemblage tient compte des contraintes topographiques et de l'esthétique. Les modules doivent être dans un même plan ou dans des plans parallèles. Les différentes rangées sont disposées dans le sens EST-OUEST tout en prenant en compte la déclinaison magnétique. Les petites valeurs de déclinaison ne sont pas souvent respectées dans la mesure où c'est une donnée variable dans le temps. Pour les pays tels que le Tchad ($\delta = 3^\circ w$) le Niger ($\delta = 5^\circ w$), le Burkina ($\delta = 7^\circ w$), on dispose les modules dans le sens EST-OUEST géographique. Cependant pour des valeurs supérieures à 10° , on ne devrait plus négliger.

Les modules sont orientés vers le Sud avec un angle d'inclinaison en général voisin de la latitude du site. Au niveau de Ouagadougou, la latitude est de 12° , raison pour laquelle, les pluparts de panneaux sont orientés de 15° . C'est le cas aussi de Gourcy, Bougounam etc... qui ont fait l'objet des visites.

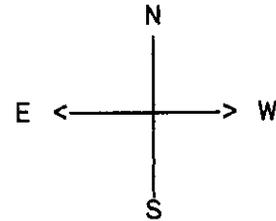
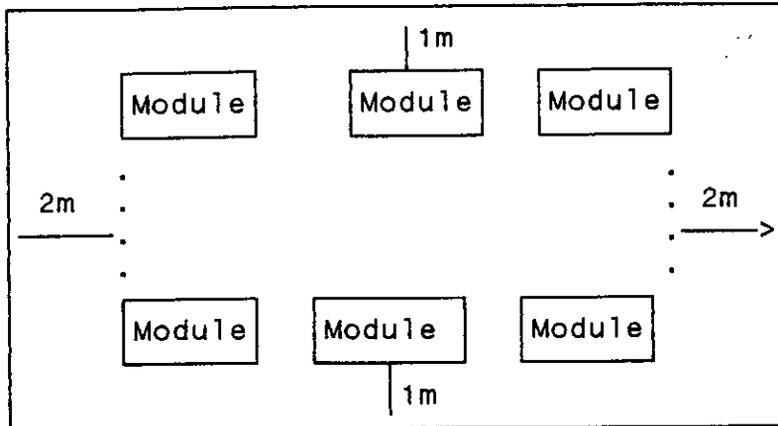
Les panneaux doivent être le plus près du forage. Ils peuvent couvrir la tête du forage dans le cas des tuyaux flexibles, mais pour le cas des tuyaux galvanisés, il faut au moins un écart de 2 à 3m pour permettre la sortie des pompes qui demande parfois l'utilisation d'un trépieds. Ce rapprochement permet également de minimiser les pertes dans les câbles surtout pour les cas des moto-pompes immergées. Les panneaux doivent être montés de façon à ce que toutes les boîtes de sortie soient du même côté. Voir un plan de montage en annexe 5.

IV.4. Installation Onduleur - Boîte de jonction

Pour un système fonctionnant au fil du soleil, on a juste besoin d'une boîte de fonction ("collecteur" de courant). Mais si en plus, on a un moteur fonctionnant en alternatif, il faut prévoir un convertisseur. Ces 2 éléments ont souvent des endroits prévus pour leur fixation sur les chassis. Il est conseillé de les fixer au moins à 50cm du sol pour les protéger contre les inondations et autres intempéries. Dans les bas-fonds, ils doivent être à une hauteur plus importante, ce qui augmente la hauteur des chassis entraînant les difficultés de nettoyage des modules.

IV.5. Nécessité et Mise en place de la clôture

La mise en place d'une clôture dans une installation photovoltaïque dépend beaucoup du lieu d'implantation. Dans le cas du pompage, mieux développé en milieu rural, la protection s'avère nécessaire, sinon les modules serviraient de séchoir ou de parasol pour les locaux. Nous avons également des compteurs volumétriques, des vannes et autres boîtes de jonction qui risqueront de devenir des objets de jeu pour les gamins avec risque d'électrocution. Une certaine distance doit être respectée entre les panneaux et la clôture pour éviter qu'il y ait l'ombre portée sur les modules. Les panneaux doivent être installés comme suit :



La distance entre panneaux et clôtures :

- côté EST > 2,00m
- côté OUEST > 2,00m
- côté NORD et SUD > 1,00m.

Le matériau utilisé est généralement de l'acier galvanisé avec les mailles d'environ 60 x 60mm.

La clôture a une hauteur de 2,00m avec une distance de 2,00 entre 2 poteaux consécutifs.

Voir le plan d'ensemble d'un système en annexe 6.

IV.6. Mesure des performances du groupe moto-pompe (cas de Bougounam)

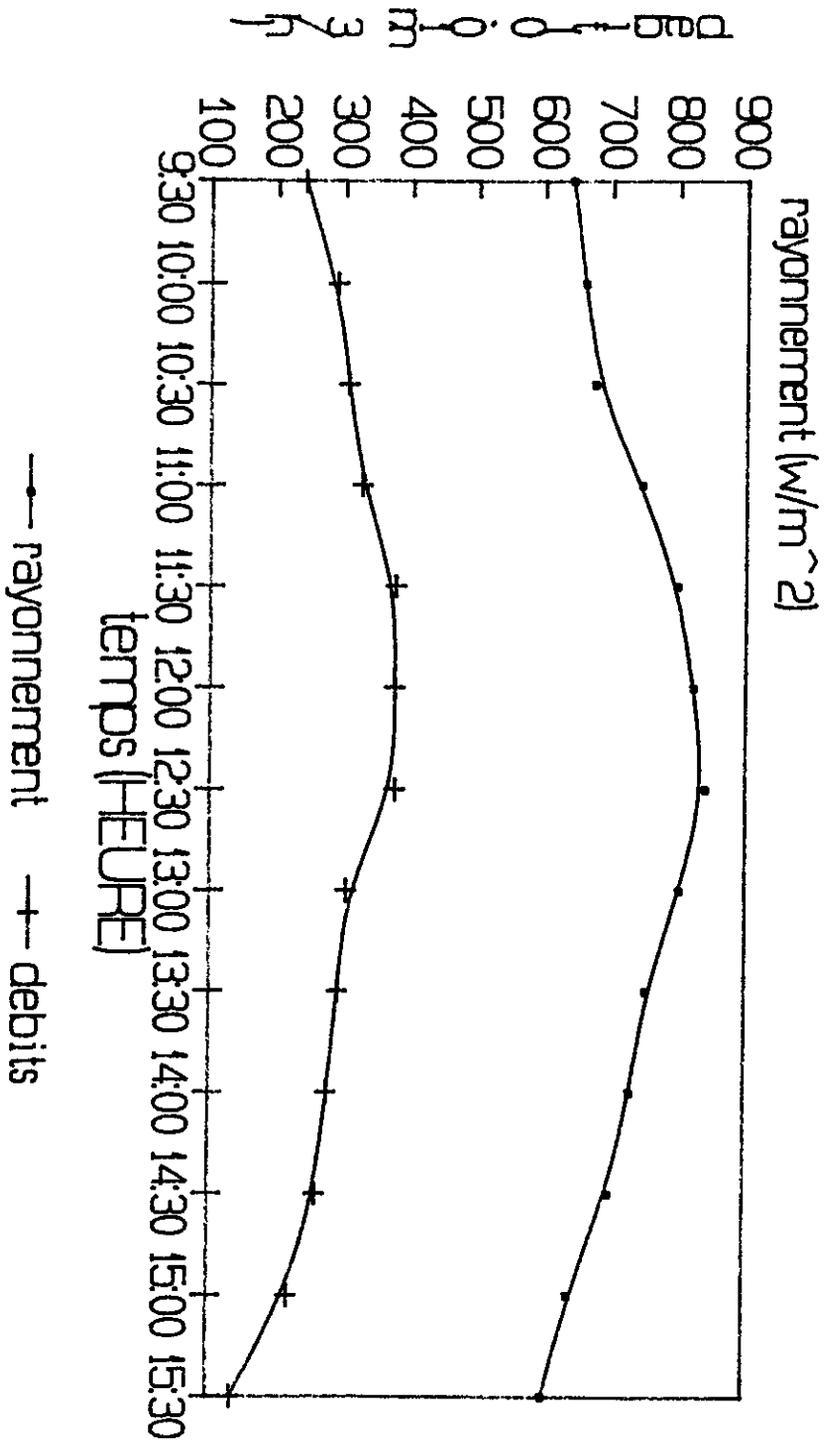
La sortie effectuée sur Bougounam a permis de vérifier les performances du système installé. Les résultats de mesure sont présentes en annexe 7.

Ces résultats permette de tracer les courbes $Q = f(t)$

$$\phi = f(t)$$

ci-contre :

Variation du debit en fonction de l'ensoleillement



- Interprétation : Au lever du jour, le moteur est à l'arrêt, l'ensoleillement étant insuffisant. Lorsque le moteur démarre, la vitesse de rotation va très rapidement augmenter et le débit d'eau va s'en suivre. Pour des ensoleillements supérieurs, la vitesse du moteur augmente en même temps que l'ensoleillement. Le débit de la pompe reste pratiquement constant entre 11h et 13h avant de commencer à décroître jusqu'à l'arrêt du moteur.

- Détermination du débit journalier : Pour une journée ensoleillée, en zone sahélienne, on admet qu'une pompe fonctionne environ 9 heures. On admet que la quantité d'eau obtenue sur une journée correspond environ à 6 fois le débit maximal de la pompe au midi solaire.

En effet, on admet que la courbe $Q(t)$ a une allure sinusoïdale sur une journée.

Ainsi donc, le débit journalier ΔQ est donné par :

$$\Delta Q = \int_{t_1}^{t_2} Q(t) dt = \frac{2 Q_{\max}}{\pi} T, \quad T > 9h$$

- on aura
$$\Delta Q > \frac{2}{\pi} \times 9 Q_{\max} = 6 Q_{\max}$$

$$\Delta Q = 6 Q_{\max}$$

=====

Pour le cas de la visite de Bougounam, on a eu $Q_{\max} = 3,76 \text{ m}^3 / \text{h}$

Ce qui donne :
$$\Delta Q = 6 \times 3,76 = 22,56 \text{ m}^3 / \text{J}$$

=====

Le dossier du projet solaire de Bougounam indique un débit journalier de $18 \text{ m}^3 / \text{J}$. La comparaison des 2 valeurs prouve la conformité des performances de l'installation.

Pour chaque sortie, on dispose d'une fiche de visite de maintenance et d'une fiche de visite technique.

Ces fiches doivent être remplies, elles donnent les informations sur les contrôles visuels (aspect général, clôture, modules, connexions modules etc...), les mesures de performance, sur le convertisseur, le générateur et le groupe. Un cas de fiches est présenté en annexe 8.

V. Etude Economique

Les investissements dans les systèmes photovoltaïques sont assez importants. Il est presque impossible d'envisager la prise en charge totale par les populations locales. Il faut nécessairement l'appui des organismes de financement dans les pluparts de projet.

Dans tous les cas, il est impératif de faire participer la population pour qu'elle prenne conscience que la pompe est sa propriété et que les frais d'entretien et d'utilisation sont sous sa responsabilité. On peut encourager à chaque fois la création des Comités de gestion qui par un système de vente d'eau, peut:

- rembourser progressivement les investissements
- assurer le maintien en exploitation de la station et son renouvellement éventuel.

Il est donc important, de connaître pour une durée d'amortissement défini à combien reviendrait le mètre cube d'eau à la population.

Coût du mètre cube d'eau (Bougounam)

Le calcul du mètre cube d'eau est fonction de plusieurs paramètres :

- puissance du générateur P
- la quantité d'eau pompée et la hauteur manométrique totale (HMT)
- la durée d'amortissement
- le taux d'intérêt.

A Bougounam, on a une puissance de 1575 W crête, un débit journalier de 18m³ à une hauteur manométrique de 46m.

Pompe 1575Wcête
 Hypotheses:
 fonctionnement 9h/J
 9mois/12
 -annuité constante

hauteur manométrique	46m	
débit journalier	22m ³	
durée annuelle fonctionnement	2430h	
volume pompé	8910	
<u>INVESTISSEMENT:</u>		
Pompe immergée + modules solaires -château, borne fontaine, abreuvoir	6,5 M	
	8,5 M	
Coût total installé	15 M	
<u>Amortissement annuel</u>		
	<u>durée</u> 10 ans	<u>durée</u> 15 ans
Taux 5 %	1,95 M	1,44 M
Taux 10 %	2,45 M	1,97 M
<u>Frais de fonctionnement</u>		
	1,5 % investis- sement	
Entretien + frais gardiennage	0,23 M	
<u>Total général</u>		
	<u>durée</u> 10ans	<u>durée</u> 15 ans
- 5 %	2,18	1,67
- 10 %	2,68	2,2
<u>Prix revient du m³</u>		
	<u>durée</u> 10 ans	<u>durée</u> 15 ans
5 %	245	188
10 %	301	247
Frais fonctionnement	25,8 F/m ³	

NB. Les prix sont donnés en millions de F CFA.

On aboutit à un prix de revient de 300 F le mètre cube d'eau pour une durée de 10 ans avec un taux d'intérêt de 10 %. A Bougounam, 30 litres d'eau reviennent à 5 F CFA soit à peu près 167 F CFA le m³ d'eau. Le calcul précédent montre qu'avec ce coût l'amortissement se fera en 15 ans avec un taux de 5 %. La prise en compte d'une durée de vie moyenne de 15 ans au lieu de 10 ans fait descendre le prix du m³ d'eau d'environ 20 %.

VI. Recommandations :

La réussite d'un projet part du stade de la conception jusqu'à la maintenance qui s'en suit. Les visites effectuées sur certains sites ont permis de faire des recommandations dont la prise en compte augmenterait le taux de réussite des projets solaires.

Ainsi donc, il est recommandé :

- D'éviter que les panneaux solaires reçoivent l'ombre portée par un bâtiment ou un arbre adjacent ou qu'ils se fassent de l'ombre les uns les autres à certaines périodes de l'année.

- De faciliter la circulation d'air sous les modules (de façon à diminuer la température qui entraîne des pertes) en les installant à une hauteur de près de 1,50m au sol dans la zone sahélienne.

- D'éviter de donner une position horizontale aux modules pour permettre une bonne convection naturelle et faciliter le nettoyage par les pluies.

Dans la zone sahélienne, l'orientation à la latitude du site demande un entretien régulier.

- De nettoyer les modules avec des chiffons secs dans les zones rurales. L'utilisation des eaux de forage (souvent chargées) laisse les pellicules sur les modules entraînant une perte de puissance.

- De prendre un rendement moyen des cellules de 9 % si on n'a pas une équipe d'entretien permanente.

- D'utiliser les matériaux inoxydables pour les parties des équipements en contact avec l'eau pour éviter leur corrosion.

- De prévoir généralement des pompes à arbre flexible dans les zones où on ne dispose pas de moyen de levage et ni de main d'oeuvre "physique" importante.

- Qu'avant la conception de tout projet solaire, un processus de discussion doit être entrepris avec les futurs utilisateurs afin d'identifier les besoins et les priorités, de localiser l'emplacement des divers équipements (borne fontaine, abreuvoir...).

- Pour augmenter l'énergie reçue par le panneau, d'envisager une structure orientable, qui suit automatiquement le soleil. Toutefois, une étude économique doit être faite entre l'énergie supplémentaire récupérée et le surcoût engendré par la complexité du mécanisme de poursuite.

- D'opter de plus en plus pour les moteurs alternatifs, qui ne possèdent pas de balais, donc entraînent moins d'usure.

- D'utiliser les convertisseurs lumineux qui permettent à l'équipe de dépannage de localiser le lieu de défaillance.

CONCLUSION

Parmi les énergies renouvelables, l'énergie solaire est la plus répandue par les expériences et réalisations faites. Le pompage photovoltaïque est très répandu dans les pays sahéliens caractérisés par une longue sécheresse. On y rencontre généralement un système de pompage sans batterie qui est fiable, avec un stockage hydraulique mais présentant certains inconvénients :

- impossibilité de pomper au dessus d'un certain éclairement (250w/m^2)
- nécessité de recalculer le système si on change de forage...

Pour un projet solaire, le plus important on aura jamais assez de répéter, est le comportement des utilisateurs pour quelque chose qu'ils trouvent n'avoir pas directement acheté.

La mise sur pied d'un Comité de gestion qui doit définir les modalités pour faire participer les populations à la prise en charge de l'entretien voire des travaux de réfection à long terme.

L'un des problèmes du projet est le dimensionnement du générateur solaire. Plusieurs méthodes sont utilisées (graphiques, calcul théorique,...). Elles ne donnent pas toujours des résultats identiques. Les abaques (graphiques) utilisées sont établies pour dans des zones bien définies et dans des conditions bien déterminées. On devrait toutefois marquer une restriction surtout pour les pays sahéliens, exposés à des vents de sable et fortes températures qui diminuent énormément les performances du générateur (perte de 2 à 8 % de rendement). Il est cependant possible d'affiner les résultats par un calcul sur ordinateur qui prend en compte de nombreux paramètres géométéorologiques.

Pour obtenir une meilleure longévité d'un système solaire et diminuer les visites de maintenance, il est conseillé de prendre des précautions lors de l'installation du panneau, en occurrence l'orientation, la ventilation (libre circulation d'air), éviter l'ombre portée. Ainsi, les modules peuvent s'autonettoyer, les visites pouvant avoir lieu tous les mois en Afrique tropicale.

Le photovoltaïque a beaucoup d'avantages :

- Energie gratuite
- Faible coût fonctionnement
- Longue vie
- Absence de pollution.

Mais l'inconvénient le plus crucial est son faible rendement : 10,5 % pour les cellules solaires, et 4 à 5 % pour tout le système.

Afin d'appréhender au mieux l'influence de chaque paramètre (poussière, température, inclinaison...) sur le rendement, une étude plus représentative et plus rigoureuse est nécessaire. Le présent travail ne peut être considéré comme document de référence sûr pour un projet photovoltaïque.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] - Les photopiles solaires - A Laugier - J.A. Roger
Technique et Documentation ; 1980

- [2] - Les Energies de pompage. Dossier technologie et développement - Ministère de la Coopération - Edition 1985.

- [3] - Evaluation des projets - Energies renouvelables au Sahel
Ministère de la Coopération - SEMA-Energie - Avril 1982

- [4] - Documentation technique photowatt

- [5] - Documentation technique France Photon

- [6] - Les pompes - Ministère de la Coopération

- [7] - Les pompes solaires photovoltaïques - Guinard- L'eau et
l'industrie - Nov. 1980.

- [8] - L'électricité solaire photovoltaïque- principes-
application - Gérard M. - Total Energie

- [9] - Estimation du Rayonnement Solaire par Ch. Perrin de
Brichambaut - 50 P. Janvier 1978.

- [10] - Le Rayonnement Solaire - Conversion thermique et
applications par R. Bernard, G. MENGUY, M. SCHWARTZ
(Techniques et documentation)

- [11] - Le Gisement solaire - Evaluation de la ressource
énergétique - C. Perrin de Brichambaut - e. Vauge
(Techniques et documentation)

- [12] - Solar Energincening of thermal. Process
John A. Duffe - William A. Beckman (758 P.)
(Wiby - Interscience)
- [13] - Sources d'énergie - Cours EIER - Y COULIBALY -
Février 1990.
- [14] - Systèmes photovoltaïques - Mémoire fin de spécialisa-
tion EIER - Abel Didier Tella - Boubacar. El Hadji
Cissé - Juillet 1985.

A N N E X E S

HEURE	η	θ
7 H,00	10,47	24,8
8 H,00	13,22	26,3
9 H,00	22,6	29,2
10 H,00	10,82	31,0
11 H,00	10,34	33,1
12 H,00	9,63	34,1
13 H,00	8,01	36,7
14 H,00	9,09	36,9
15 H,00	9,09	36,9
16 H,00	9,91	37,4
17 H,00	13,65	35,7

DATE : Le 7 / 05 / 92

HEURE	ϕ_{12}	ϕ_{30}
7 H,00	177,2	130,6
8 H,00	343,4	253,5
9 H,00	581,2	480,3
10 H,00	717,0	605,2
11 H,00	811,0	701,9
12 H,00	865,3	751,4
13 H,00	826,8	751,0
14 H,00	595,2	548,3
15 H,00	546,8	488,9
16 H,00	345,3	329,5
17 H,00		

HEURE	$\phi_{12} \text{ (v/m)}^2$	$\phi_{30} \text{ (v/m)}^2$
7H:00	22.2	103.0
8H:00	308.0	205.2
9H:00	227.2	205.0
10H:00	731.5	668.1
11H:00	854.0	734.5
12H:00	953.0	741.0
13H:00	861.4	703.0
14H:00	750.0	691.0
15H:00	365.6	318.0
16H:00	107.0	101.4

DATE: 16/5/92

HEURE	$\eta \text{ (p)}$	$\eta \text{ (np)}$
7H:00	8.36	12.79
8H:00	9.44	12.96
9H:00	10.25	11.32
10H:00	9.30	10.50
11H:00	9.16	9.37
12H:00	8.33	9.62
13H:00	6.91	9.43
14H:00	7.30	9.25
15H:00	6.87	9.59
16H:00	7.45	9.24

HEURE	η	ϕ
7 H, 00	8,86	130,6
8 H, 00	9,44	253,3
9 H, 00	10,25	430,3
10 H, 00	9,30	605,2
11 H, 00	9,16	701,9
12 H, 00	8,33	751,4
13 H, 00	6,91	751
14 H, 00	7,30	548,3

$\phi = 253.4 \text{ w/m}^2$; $\theta = 31.4^\circ$

8H:00

U(v)	4.69	5.40	8.39	12.48	15.25	16.18	16.70
I(A)	0.43	0.43	0.43	0.42	0.40	0.35	0.34
P(w)	2.02	2.33	3.57	5.22	6.10	5.73	5.13

$\phi = 480.3 \text{ w/m}^2$ $\theta = 34.0^\circ$

9H:00

U(v)	6.42	9.32	12.95	14.38	15.40	16.13	17
I(A)	0.935	0.928	0.912	0.873	0.772	0.664	0.6
P(w)	6.00	8.65	11.81	12.55	11.89	10.39	5

$\phi = 605.3 \text{ w/m}^2$ $\theta = 36.0^\circ$

10H:00

U(v)	5.20	8.05	12.45	14.99	15.85	16.31	17.2
I(A)	0.94	0.93	0.92	0.87	0.77	0.66	0.32
P(w)	5.03	8.06	12.65	14.36	12.51	10.81	5.4

PANNEAU POUSSIÈREUX

$\phi = 701.9 \text{ w/m}^2$ $\theta = 37.6^\circ$

11H:00

U(v)	7.05	10.82	13.28	14.31	15.09	16.29	17.06
I(A)	1.26	1.21	1.19	1.15	0.99	0.62	0.32
P(w)	7.14	16.40	15.80	16.40	14.94	10.13	5.36

PANNEAU POUSSIÈREUX

$$\phi = 751.4 \text{ w/m}^2$$

$$\theta = 39.3^\circ$$

12H:00

U(v)	7.78	11.35	14.04	14.73	15.44	16.08	16.75
I(A)	1.25	1.21	1.34	1.06	0.81	0.58	0.31
P(w)	9.73	13.74	15.96	14.82	12.43	9.29	5.16

PANNEAU POUSSIÈREUX

$$\phi = 751.0 \text{ w/m}^2$$

$$\theta = 40.8^\circ$$

13H:00

U(v)	1.39	6.74	11.64	13.93	14.86	15.67	16.28
I(A)	1.08	1.05	1.03	0.95	0.77	0.53	0.30
P(w)	1.40	6.90	11.99	13.23	11.46	10.27	14.88

PANNEAU POUSSIÈREUX

$$\phi = 548.3 \text{ w/m}^2$$

$$\theta = 41.2^\circ$$

14H:00

U(v)	4.84	8.93	14.16	15.14	15.77	16.13	16.41
I(A)	0.76	0.74	0.72	0.62	0.49	0.36	0.32
P(w)	4.66	6.63	10.20	9.33	7.65	5.81	4.96

PANNEAU POUSSIÈREUX

ESTIMATION DU RAYONNEMENT SOLAIRE AU SOL

Il existe plusieurs méthodes (théoriques et graphiques) permettant d'estimer le rayonnement solaire au sol. Des méthodes graphiques qui donnent des résultats assez précis sont proposées dans les ouvrages tels que :

- Le gisement solaire - Evaluation de la ressource énergétique. C. Perrin de Brichambaut - C. Vauge
- Solar Engineering of Thermal Process
John A. Duggie - W A. Beckam

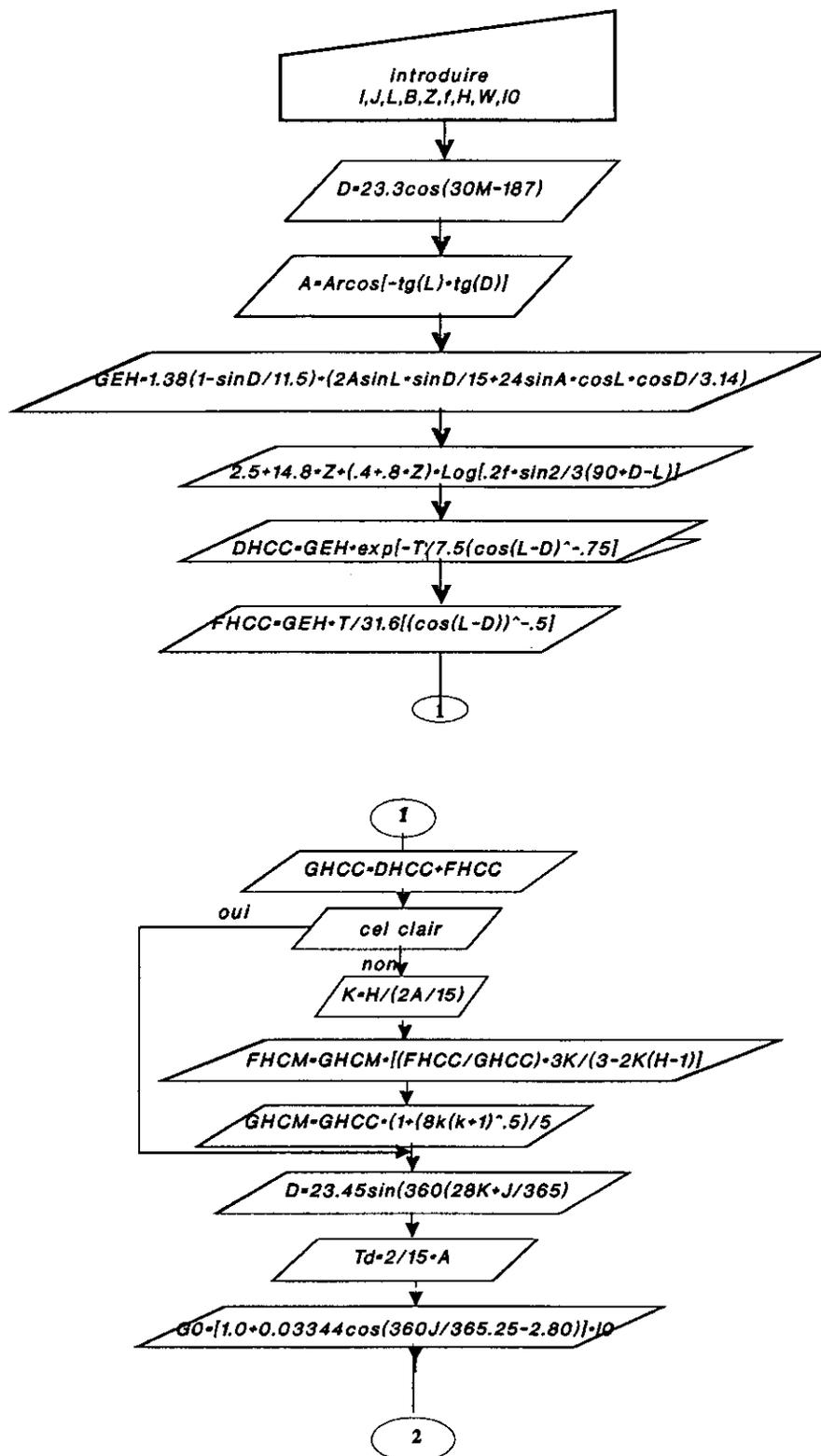
Dans la présente étude, nous exposons une méthode théorique qui donne des résultats plus précis.

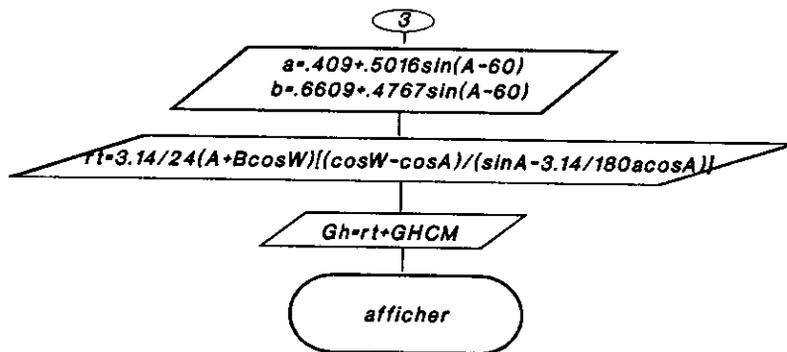
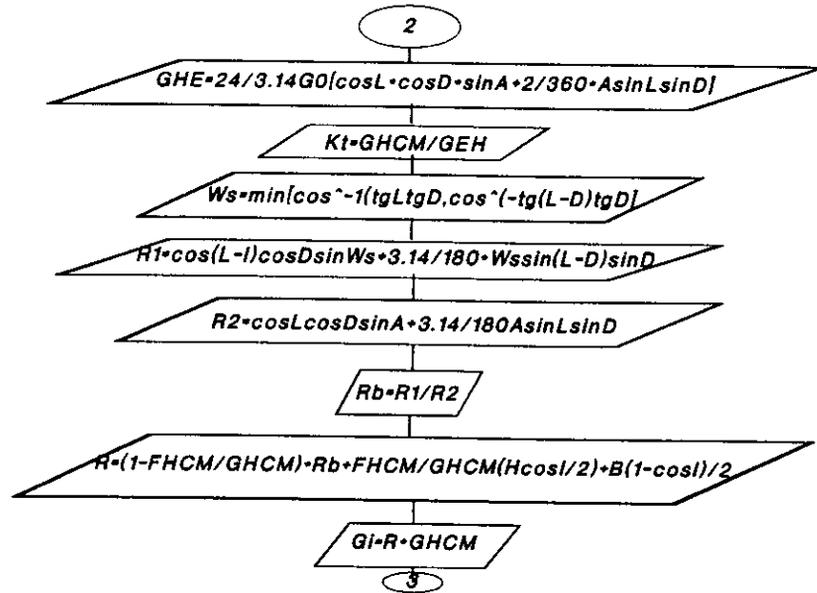
Méthode permettant l'obtention des rayonnements horaires

Dans cette méthode, les données de base sont :

- La latitude du site (L)
- L'albedo moyen du sol (B)
- La tension de vapeur saturante (f)
- Le nombre d'heures d'ensoleillement moyen par jour dans le mois (H)

Le programme de calcul est donné ci-dessous :





```

DIM M$(12),HO(12),H(12),D(12),B(12),HT(12),DT(12),BT(12),DS(12)
DIM I(12,10),J(12,10),G(12,10),II(12,10),JI(12,10),GI(12,10),GN(12,10)
DIM WS(12),WT(12),N1(12),S$(1)
IO=4921
P=.0174533
PRINT "INTR NOM STATION,LAT,INCL PLAN,ALBEDO,INTER TEMPS"
INPUT S$,L,V2,RO,VI
L=L*P
V2=V2*P
PRINT "VAL DU GLOBAL MESURES DE JAN A DEC EN KJ/M2 JOUR"
FOR U=1 TO 12
INPUT H(U)
NEXT U
FOR U=1 TO 12
READ N1(U),M$(U)
DATA 31,"JANVIER",28,"FEVRIER",31,"MARS",30,"AVRIL",31,"MAI",30,"JUIN",31,"
LLET"
DATA 31,"AOUT",30,"SEPTEMBRE",31,"OCTOBRE",30,"NOVEMBRE",31,"DECEMBRE"
SD=0
SH=0
SW=0
FOR N=1 TO N1(U)
NO= NO + 1
D1= 23.45*SIN(P*.9863*(284+NO))
D1=P*D1
C1=-TAN(L)*TAN(D1)
W1=-ATN(C1/SQR(1-C1*C1))+1.5708
D2=1+.033*COS(.9863*P*NO)
H1=D2*IO*(SIN(L)*SIN(D1)*W1+COS(D1)*COS(L)*SIN(W1))*24/3.14159
SD=SD+D1
SH=SH+H1
SW=SW+W1
IF N=N1(U) THEN 610
NEXT N
PRINT
DS(U)=SD/N
HO(U)=SH/N
WS(U)=SW/N
IF U=12 THEN 640
NEXT U
FOR U=1 TO 12
CM=-TAN(L-V2)*TAN(DS(U))
WM(U)=-ATN(CM/SQR(1-CM*CM))+1.5708
IF WM(U)>WS(U) THEN 690
GOTO 700
WM(U)=WS(U)
KT=H(U)/HO(U)
KD=1!-1.13*KT
E=COS(L-V2)*COS(DS(U))*SIN(WM(U))+WM(U)*SIN(L-V2)*SIN(DS(U))
F=COS(L)*COS(DS(U))*SIN(WS(U))+WS(U)*SIN(L)*SIN(DS(U))
RB=E/F
R=(1-KD)*RB+KD*(1+COS(V2))*!.5+RO*(1-COS(V2))
HT(U)=R*H(U)
D(U)=KD*H(U)
B(U)=H(U)-D(U)
BT(U)=RB*B(U)
DT(U)=HT(U)-BT(U)
WT(U)=INT(3.81972*WS(U))
FOR S=1 TO 6
W=V1*.261799*(S-.5)

```

```

840 V3=.4097+.5016001*SIN(WS(U)-P*60)
843 EP=COS(L-V2)*COS(DS(U))*COS(W)+SIN(L-V2)*SIN(DS(U))
845 FP=COS(L)*COS(DS(U))*COS(W)+SIN(L)*SIN(DS(U))
847 RP=EP/FP
850 V4=.6609-.4767*SIN(WS(U)-P*60)
852 NE=(COS(DS(U)))^2*(SIN(W)^2)
855 EN=((SIN(L)*SIN(DS(U))+COS(L)*COS(DS(U))*COS(W))^2+NE)^.5
857 RN=EN/FP
860 RD=.1309*(COS(W)-COS(WS(U)))/(SIN(WS(U))-WS(U)*COS(WS(U)))
870 RT=(V3+V4*COS(W))*RD
880 I(U,S)=RT*H(U)
890 J(U,S)=RD*D(U)
900 G(U,S)=I(U,S)-J(U,S)
902 GT(U,S)=RP*G(U,S)
904 RS=GT(U,S)/I(U,S)+.2*(1+COS(V2))*J(U,S)/I(U,S)+.1*(1-COS(V2))
906 IT(U,S)=RS*I(U,S)
908 JT(U,S)=IT(U,S)-GT(U,S)
909 GN(U,S)=RN*G(U,S)
910 IF S=6 THEN 920
912 NEXT S
920 IF U=12 THEN 990
930 NEXT U
990 PR1
991 PRINT "*****"
992 PRINT "      SITE: "S$
993 PRINT "*****"
994 PRINT
1000 PRINT "VALEUR JOURN DU RAY MENSUEL MOY EN KJ/M2 JOUR"
1003 PRINT "**SURFACE HORIZONTALE**"
1005 PRINT
1010 PRINT "MOIS","GLOBAL","DIRECT","DIFFUS"
1011 PRINT "....","HORIZ.,""HORIZ.,""HORIZ."
1013 PRINT
1015 FOR U=1 TO 12
1017 PRINT M$(U),INT(H(U)),INT(B(U)),INT(D(U))
1021 IF U=12 THEN 1025
1023 NEXT U
1025 PRINT
1028 PRINT "** PLAN INCLINE DE "V2/P" **"
1030 PRINT "MOIS","GLOBAL","DIRET","DIFFUS"
1032 PRINT "....","INCLI.,""INCLI.,""INCLI."
1033 PRINT
1035 FOR U=1 TO 12
1040 PRINT M (U),INT(HT(U)),INT(BT(U)),INT(DT(U))
1042 IF U=12 THEN 1050
1048 NEXT U
1050 PRINT
1058 PRINT "****PLAN HORIZONTAL****"
1100 PRINT "MOY MENS DU RAY GLOBAL HORAIRE"
1102 PRINT "SUR UN PLAN HORIZONTAL EN KJ/M2 HEURE"
1104 PRINT
1110 GOSUB 2300
1140 FOR U=1 TO 12
1142 PRINT M$(U),INT(I(U,6)),INT(I(U,5)),INT(I(U,4))
1156 IF U=12 GOTO 1160
1158 NEXT U
1160 PRINT
1162 GOSUB 2320
1164 FOR U=1 TO 12
1166 PRINT M$(U),INT(I(U,3)),INT(I(U,2)),INT(I(U,1))

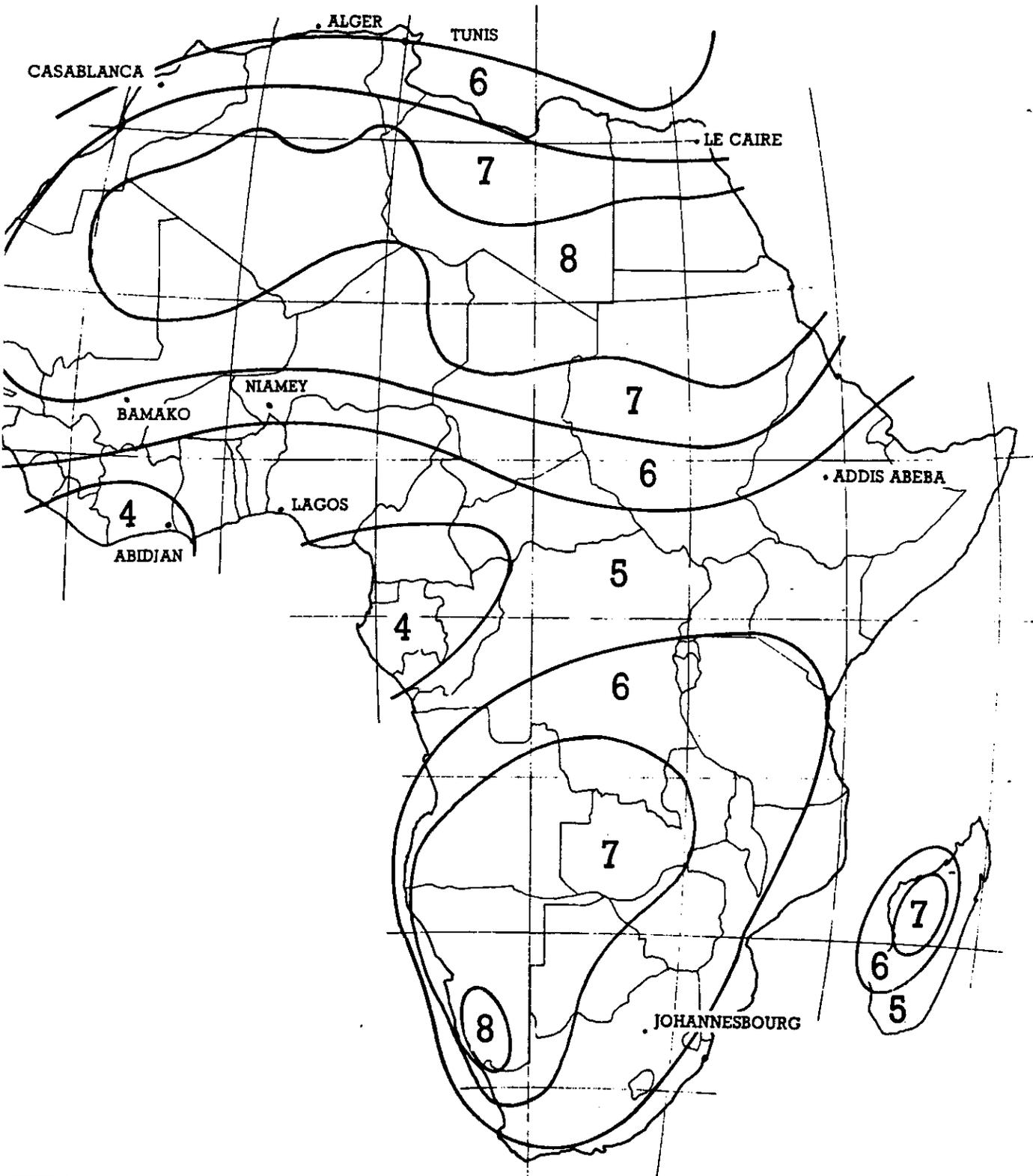
```

```
1168 IF U=12 THEN 1200
1170 NEXT U
1200 PRINT
1202 PRINT " MOY MENS DU RAY DIRECT HORAIRE"
1204 PRINT "SUR PLAN HORIZ EN KJ/M2 HEURE"
1206 PRINT
1210 GOSUB 2300
1212 FOR U=1 TO 12
1214 PRINT M$(U),INT(G(U,6)),INT(G(U,5)),INT(G(U,4))
1256 IF U=12 GOTO 1260
1258 NEXT U
1260 PRINT
1262 GOSUB 2320
1264 FOR U=1 TO 12
1266 PRINT M$(U),INT(G(U,3)),INT(G(U,2)),INT(G(U,1))
1268 IF U=12 THEN 1299
1270 NEXT U
1299 PRINT
1300 PRINT " MOY MENS DU DIFFUS HORAIRE"
1302 PRINT "SUR PLAN HORIZ EN KJ/M2 HEURE"
1304 GOSUB 2300
1306 FOR U=1 TO 12
1308 PRINT M$(U),INT(J(U,6)),INT(J(U,5)),INT(J(U,4))
1309 IF U=12 THEN 1311
1310 NEXT U
1311 PRINT
1312 GOSUB 2320
1313 FOR U=1 TO 12
1314 PRINT M$(U),INT(J(U,3)),INT(J(U,2)),INT(J(U,1))
1315 IF U=12 THEN 1330
1316 NEXT U
1330 PRINT
1331 PRINT "**** PLAN INCLINE DE V2/P"****"
1332 PRINT "MOY MENS DU RAY GLOBAL HORAIRE"
1334 PRINT "SUR PLAN INCL EN KJ/M2 HEURE"
1336 PRINT
1338 GOSUB 2300
1340 FOR U=1 TO 12
1342 PRINT M$(U),INT(IT(U,6)),INT(IT(U,5)),INT(IT(U,4))
1343 IF U=12 THEN 1345
1344 NEXT U
1345 PRINT
1346 GOSUB 2320
1347 FOR U=1 TO 12
1348 PRINT M$(U),INT(IT(U,3)),INT(IT(U,2)),INT(IT(U,1))
1349 IF U=12 THEN 1360
1350 NEXT U
1360 PRINT
1362 PRINT "MOY MENS DU RAY DIRECT HORAIRE"
1364 PRINT "SUR PLAN INCL EN KJ/M2 HEURE"
1366 PRINT
1368 GOSUB 2300
1370 FOR U=1 TO 12
1372 PRINT M$(U),INT(GT(U,6)),INT(GT(U,5)),INT(GT(U,4))
1373 IF U=12 THEN 1375
1374 NEXT U
1375 PRINT
1377 GOSUB 2320
1378 FOR U=1 TO 12
1380 PRINT M$(U),INT(GT(U,3)),INT(GT(U,2)),INT(GT(U,1))
```

```

01 IF U=12 THEN 1390
02 NEXT U
00 PRINT
02 PRINT " MOY MENS DU RAY DIFFUS HORAIRE"
04 PRINT "SUR PLAN INCL EN KJ/M2 HEURE"
06 PRINT
08 GOSUB 2300
10 FOR U=1 TO 12
12 PRINT M$(U),INT(JT(U,6)),INT(JT(U,5)),INT(JT(U,4))
13 IF U=12 THEN 1405
14 NEXT U
15 PRINT
16 GOSUB 2320
18 FOR U=1 TO 12
20 PRINT M$(U),INT(JT(U,3)),INT(JT(U,2)),INT(JT(U,1))
22 IF U=12 THEN 1420
26 NEXT U
20 PRINT
22 PRINT "MOY MENS DU RAY DIRECT HORAIRE"
24 PRINT "SUR UN PLAN ORIENTE N/S"
26 PRINT "ET SUIV LA TRAJECTOIRE DU SOLEIL"
28 PRINT
30 GOSUB 2300
40 FOR U=1 TO 12
42 PRINT M$(U),INT(GN(U,6)),INT(GN(U,5)),INT(GN(U,4))
43 IF U=12 THEN 1445
44 NEXT U
45 PRINT
46 GOSUB 2320
48 FOR U=1 TO 12
50 PRINT M$(U),INT(GN(U,3)),INT(GN(U,2)),INT(GN(U,1))
52 IF U=12 THEN 1460
54 NEXT U
50 PRINT
60 PRINT "****VALEURS MENSUELLES****"
60 PRINT "MOIS", "ANG.H", "DECL", "R.EXTR"
62 PRINT ".....", "DEGRE", "DEGRE", "KWH/M2 J"
64 PRINT
66 FOR U=1 TO 12
68 PRINT M$(U),INT((WS(U)/P)*100)/100,INT((DS(U)/P)*100)/100,INT(((HO(U)/3600)
70)/100
72 IF U=12 THEN 1460
74 NEXT U
76 PRINT
78 GOTO 5000
80 PRINT ".....", "06-07", "07-08", "08-09"
82 PRINT ".....", "17-18", "16-17", "15-16"
84 PRINT
86 RETURN
90 PRINT ".....", "09-10", "10-11", "11-12"
92 PRINT ".....", "14-15", "13-14", "12-13"
94 PRINT
96 RETURN
98 PRINT "-----"
100 RETURN
100 END

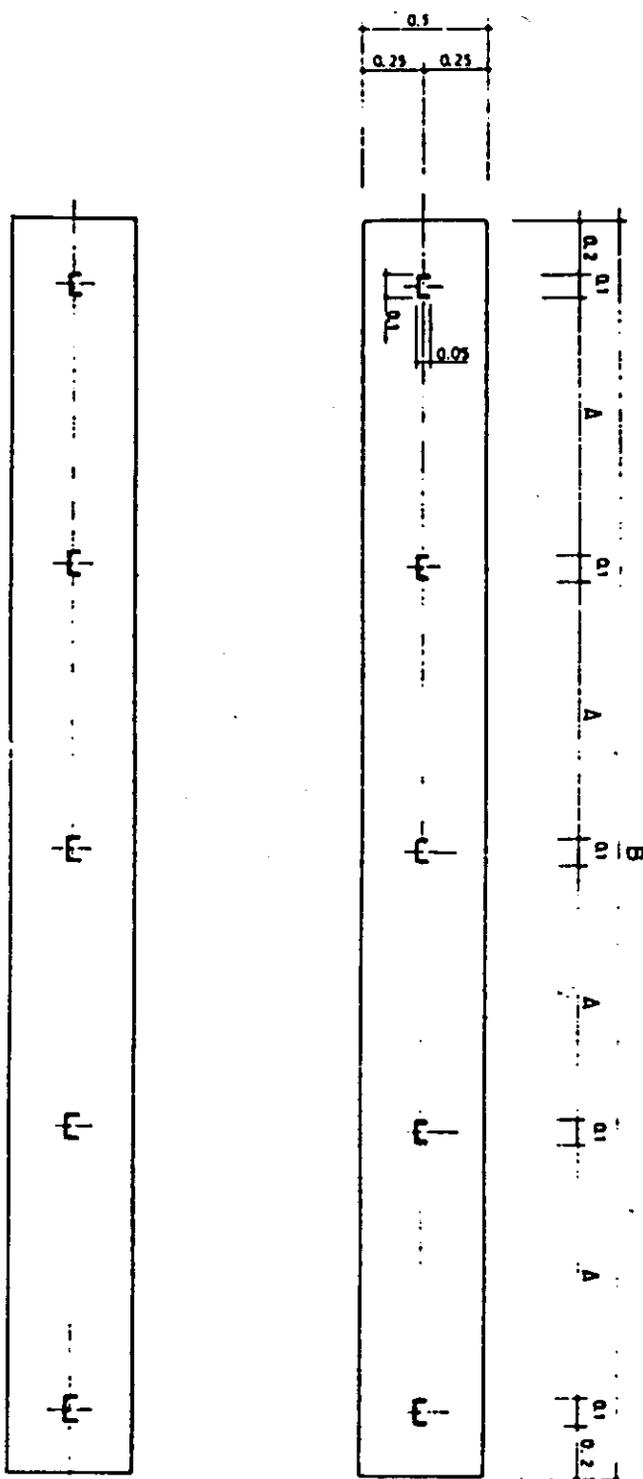
```



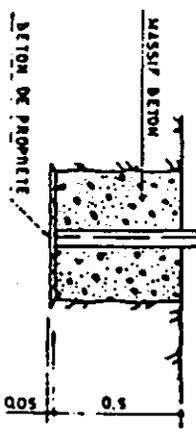
	4	5	6	7	8
W cr	0,56	0,43	0,36	0,33	0,32
Wh batt	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44

A = LARGEUR TOTALE DE L'ARMATURE D'UN PANNEAU • 0,015
B = 0,1 • 0,9

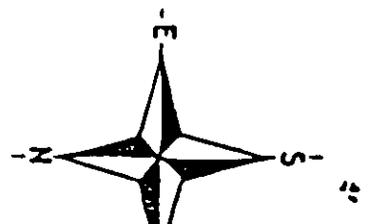
- VUE EN PLAN -



Coupe latérale du massif

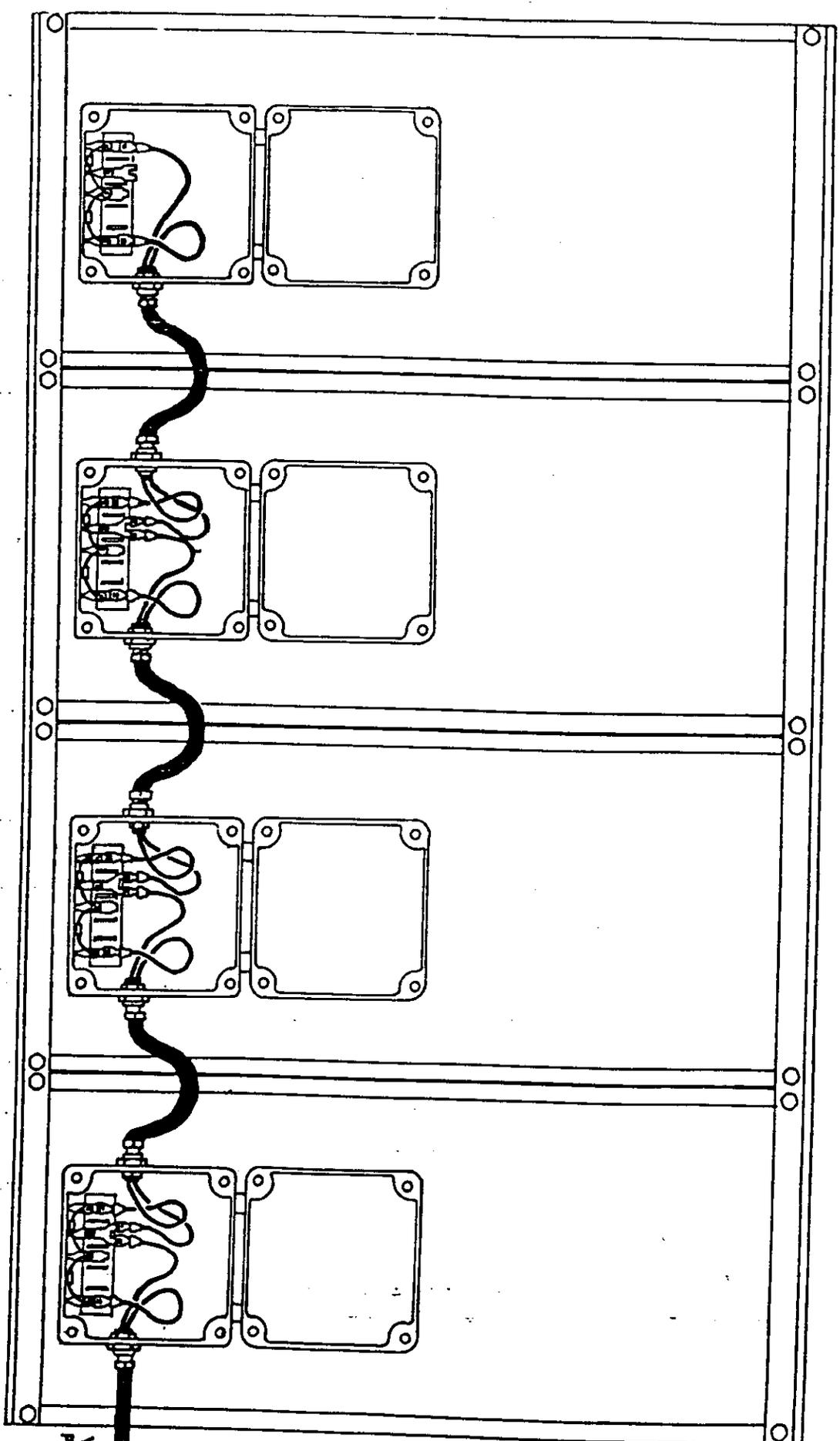


Plan d'implantation

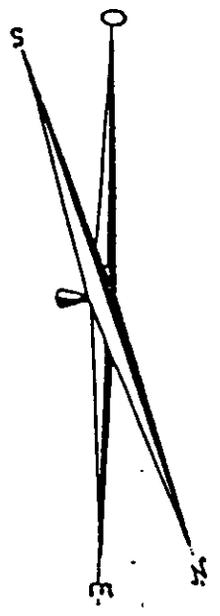
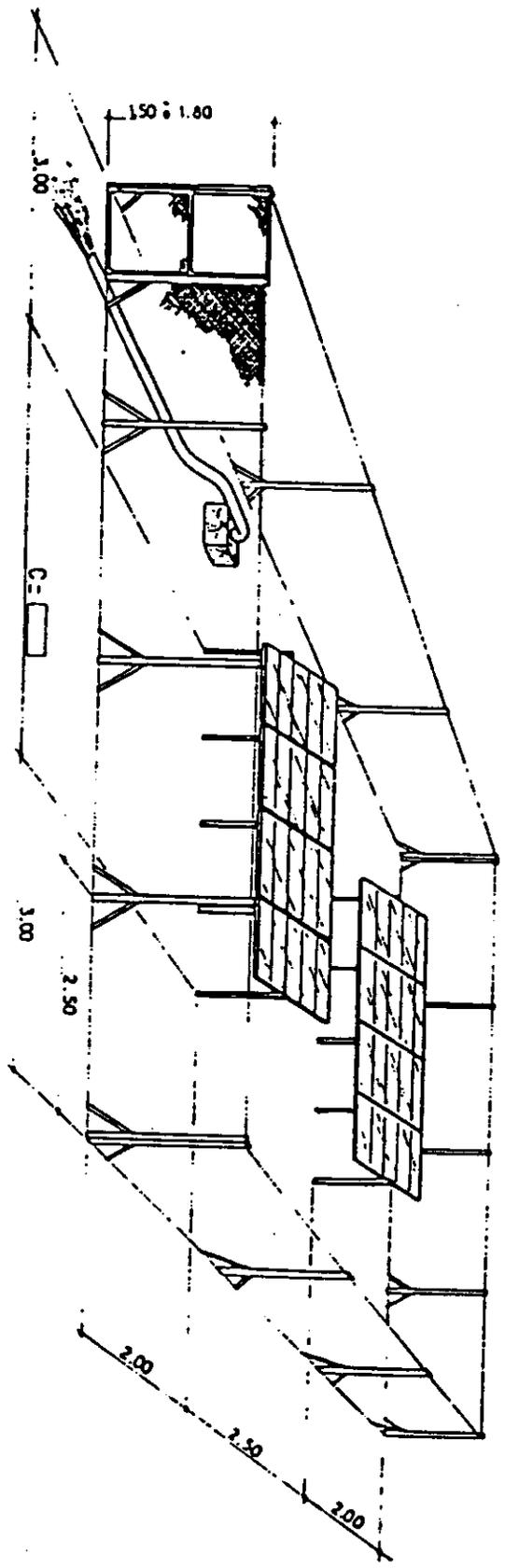


2.5

BRANCHEMENT D UN PANNEAU DE QUATRE MODULES



2x4
VERS BOITE
PRINCIPALE



POMPE SOLAIRE
- PLAN D'ENSEMBLE -

HEURE	9 ^H 30	9 ^H 40	9 ^H 50	10 ^H 00	10 ^H 30	11 ^H 00	11 ^H 30	12 ^H 00
Ray (w/m ²)	608	642	660	675	745	798	822	840
Lecture compteur	3585,24	3585,88	3586,40	3586,78	3586,66	3590,18	3591,56	3592,94
Q(m ³ /h)	-	2,4	2,88	3,08	3,07	3,04	3,76	3,76

HEURE	12 ^H 30	13 ^H 00	13 ^H 30	14 ^H 00	15 ^H 00	15 ^H 30	15 ^H 45
Ray (w/m ²)	802	753	730	699	740	602	
Lecture compteur	3594,32	3595,62	3596,72	3597,40	3598,22	3598,5	3598,99
Q(m ³ /h)	3,76	2,60	2,2	1,36	1,02	0,82	

FICHE DE VISITE TECHNIQUE

Souche : Installateur/Volet 2 : Village/Volet 3 : Administration/Volet 4 : Photowatt

PAYS : BURKINA FASO
 VILLAGE : BOUGOUNAM
 N° SITE : 9438 6001

CONFIGURATION
 Type de pompe : P4-3 (SP3 A-10)
 H.M.T. nominale :
 Débit nominal : 18 m³/jour

INTERVENTION
 Date : 22-5-92
 Heure : 11H30

CONTROLES VISUELS
 (Etat général : BON ou MAUVAIS)

Aspect global système : OK
 Cloture : OK
 Modules : OK
 Conduite de refoulement : OK
 Tuyau souple : OK
 Câble générateur-onduleur : OK
 Connexions modules : OK
 Para-foudres : OK
 Etages de la pompe : -

(Si MAUVAIS, noter dans OBSERVATIONS)

CONTROLE DES PERFORMANCES POMPAGE
 (mesures sur 10 mn minimum)

Niveau statique : m
 Température extérieure : 35,9 °C
 Température modules : 42 °C
 Intensité Onduleur : 13 A
 Tension Entrée onduleur : 102,6 V
 Tension Sortie onduleur U-V : 57,4 V
 U-W : 56,9 V
 V-W : 57,8 V
 Ensoleillement moyen : 820 W/m²
 Débit instantané : 2,9 m³/h
 ou Débit instantané : l/s
 Niveau dynamique : m
 H.M.T. : mCE

MESURES DU GENERATEUR

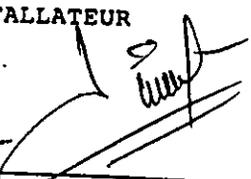
Branche	Intensité (A)	Tension (V)
1	2,50	131,5
2	2,45	131,3
3	2,50	130,7
4	2,50	131,9
5	2,52	131,2
6		
7		
8		
9		

Sortie Boîte de jonction
 I : 12,6 A / U : 131,1 V

OBSERVATIONS :
 PIÈCES REMPLACÉES : aucun.

SIGNATURES

LE REPRESENTANT DU COMITE DE GESTION


L'INSTALLATEUR


COMITE PERMANENT INTERETATS DE LUTTE
 CONTRE LA SECHERESSE DANS LE SAHEL

PERMANENT INTERSTATE COMMITTEE FOR
 DROUGHT CONTROL IN THE SAHEL

CILSS

PAYS: BURKINA FASO

SITE N°: 6001

VILLAGE: BOUGOONAM

SYSTEME: P4-3

Date et heure de l'intervention: 22-5-92 - 9h30

CONTROLES VISUELS

(Inscrire : BON ou MAUVAIS - Si MAUVAIS, noter dans OBSERVATIONS)

Aspect général du système : OK
 Clôture : OK
 Modules : OK
 Connexions modules : OK
 Câbles panneaux-onduleur : OK
 Onduleur : OK
 Câble immergeable (partie visible) : OK
 Conduite de refoulement : -
 Compteur : OK

MESURE DES PERFORMANCES

(Faire 4 mesures à 1/2 heure d'intervalle)

Heure :	9h30	10h	10h30	11h
Température extérieure :	32°	33,4	33,7	34,5
Ensoleillement moyen (W/m2) :	600	675	739	798,1
Niveau dynamique (m) :				
Pression de refoulement (bar) :	0,500	0,500	0,500	0,500
Intensité onduleur (A) :	-	-	-	-
Tension entrée onduleur (V) :	103,8	103,5	102,2	102,3
Débit instantané (l/s ou m3/h) :	2,4 m3/h	3,08	3,7	3,01 m3/h
Tension sortie onduleur U-V (V) :	53,7	54	55,6	56,7
Tension sortie onduleur U-W (V) :	53,2	53,5	55,7	56,4
Tension sortie onduleur V-W (V) :	53,6	53,9	56	56,7

Observations : /

Pièces remplacées : /

SIGNATURES

Le représentant du comité de gestion :
 [Signature]
 Nom du représentant : SANA OUSSANI

L'installateur :
 [Signature]
 Nom du technicien : DIASSO Malakibo

