

Ecole Polytechnique de Thies



PROJET de FIN
d'ETUDES

Gm. 0281

Sujet : Systemes de Pompage Solaire

Auteur : NGOR SARR M^{le} 449

Spécialité : Génie Mécanique

Directeur de projet : Papa Mody Ndiaye

Thies : Mai 1985

A ma regrettée maman

A ma très chère sœur "NDIOLE"

et

A toutes les femmes
rurales souffrant
du problème de
l'eau .

Remerciements

Je tiens à remercier très sincèrement
Monsieur Papa Mody Ndiaye, professeur à
l'E.P.T, et directeur de ce projet pour
sa constante sollicitude

tous ceux dont la disponibilité ne m'a fait
défaut tout au long de ce travail et
plus particulièrement M^r. A. Wolski
professeur à l'E.P.T.

Sommaire

Ce travail consiste en une approche théorique du dimensionnement d'une station de pompage solaire. Les principales parties qui composent ce rapport sont :

- A) une étude physique de la cellule solaire complétée par une théorie sur les semi-conducteurs en annexe A
- B) une description des principales composantes d'une station de pompe solaire
- C) une approche théorique du dimensionnement d'un générateur photovoltaïque
- D) un exemple d'application, avec étude comparative technico-économique avec un générateur à Diesel.

Table de matières

<u>I</u>	<u>Introduction</u>	1
<u>II</u>	<u>Photopile solaire</u>	
	II-1 : historique	3
	II-2 : principe de la photopile	4
	II-3 : effet photovoltaïque	4
	II-4 : gisement solaire	6
	II-5 : effet de la lumière sur les semiconducteur et sur la jonction PN	7
	II-6 : considérations techniques	12
	II-7 : limitations sur la conversion photovoltaïque	13
<u>III</u>	<u>Système photovoltaïque</u>	
	III-1 : définition d'un système photovoltaïque	17
	III-2 : ensoleillement	18
	III-3 : énergie reçue par une surface inclinée	19
	III-4 : caractéristique de la charge	
	- a) pompe	24
	- b) moteur	24
	- c) protection et commande de la pompe	26
	III-5 : générateur solaire	
	- a : cellule solaire	27
	- b : le module	27
	- c : la panneau	28

-d : le générateur	28
III-6 : système à courant alternatif	28
III-7 : adaptation de la charge	30
III-8 : dimensionnement d'une station de pompage	
-a : critères de design	33
-b : bilan énergétique	33
-c : détermination du débit horaire	34
-d : détermination de la H.m.t	36
-e : détermination de la puissance du générateur solaire	36
-f : performances du générateur	38
-g : calcul de la conduite de refoulement	39
-h : stockage	39

IV Application

IV-1 : données	40
IV-2 : dimensionnement du générateur solaire	40
-a : performances du générateur	44
-b : coût total du projet	44
IV-3 : dimensionnement d'un générateur Diesel	45
IV-4 : étude économique des deux solutions	46

V Conclusion

VI Annexes

A : Les semiconducteurs

1) Définition	52
---------------	----

2) états énergétiques	53
3) matériaux semiconducteurs	54
4) jonction PN	55
5) zone de transition	58
6) barrière de potentiel	58
7) écart d'énergie	59
B) <u>Système de commande du hacheur-adaptateur</u>	61
1) commande de saturation du transistor de puissance	62
2) commande de blocage	64
3) protection active contre les surintensités	65
4) étude du réseau d'aide à la commutation	66
C) <u>Choix d'une pompe</u>	67
1) pompes série. SP Grundfos	68
2) calcul des pertes de charge	72
3) choix d'un disjoncteur courant-continu	73
4) dépannage des pompes	74
D) <u>Emplacement d'un générateur solaire</u>	
1) procédure	77
2) exemple	79
3) cartes d'ensoleillement	81
E) <u>tableaux d'ensoleillement (Dakar)</u>	85
F) <u>Performance des panneaux Genesol</u>	88
<u>Bibliographie</u>	90

Liste des symboles

ρ' : résistivité électrique

E_g : barrière de potentiel

E : énergie

E : champ électrique

E_g : ensoleillement en $[kWh/m^2]$

Φ : flux solaire = éclairage

I : courant électrique

J : densité de courant

V : tension

R : résistance

L : inductance

C : capacité

q : charge électrique

L : longueur

μ : mobilité

η : rendement

Q : débit

P : puissance

H : pression en mètre colonne d'eau (MCE)

$\alpha, \theta, \lambda, h, \phi$: angles

t, τ : temps

I

Introduction

La conversion photovoltaïque est la plus directe des techniques de production d'électricité à partir de l'énergie solaire.

Les photopiles captant la lumière et la transformant en électricité sans mise en jeu dans sa production d'aucun mouvement de fluide ni d'aucun mouvement de pièces mécaniques, ce n'est plus une vision futuriste réservée exclusivement à la technologie spatiale. Depuis plusieurs années, cette source d'énergie a trouvé de très nombreuses applications dans des domaines très diverses : communications, balisage radio-électrique et lumineux, pompage de l'eau etc...

L'énergie photovoltaïque n'est pas une réponse à la crise de l'énergie parce qu'elle sera, pendant longtemps encore, trop coûteuse par rapport à l'énergie traditionnelle (centrales hydraulique, nucléaire, thermique...).

Dans le mesure cependant où le prix de l'énergie traditionnelle augmente et où celui des modules photovoltaïques continue à

baisser, l'énergie photovoltaïque devient compétitive pour un nombre croissant d'applications.

L'énergie photovoltaïque coûte cher à la production mais les appareils photovoltaïques exigent des frais de fonctionnement très faibles par rapport aux générateurs actionnés par exemple par des moteurs Diesel.

L'énergie photovoltaïque convient donc surtout lorsqu'un faible volume d'énergie est requis, le plus souvent dans des endroits éloignés des réseaux de distribution existant et où le transport de combustibles classiques comme le gas-oil coûte trop cher. C'est généralement le cas des pays du Tiers-Monde dont les besoins en énergie sont souvent très dispersés et peu élevés. Pour les villages aux sites éloignés, l'électricité photovoltaïque peut être une source d'énergie "sur mesure".

II

La photopile solaire

II-1) Historique

- 1839 : E. Becquerel publie un "mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence solaire" dans une pile constituée par des électrodes de platine et de cuivre oxydé plongeant dans une solution électrolytique acide. Cette pile est capable de fournir du courant dès qu'elle est éclairée.
- 1877 : W. G. Adams et R. E. Day découvrent l'effet photovoltaïque de sélénium.
- 1905 : A. Einstein s'aperçoit que les rayons solaires étaient une combinaison d'ondes électromagnétiques et d'une radiation de particules. Il reçoit le Prix Nobel en 1927 pour sa découverte de l'effet photoélectrique.
- 1940 : Adler, reprenant une idée émise par Garrison en 1923, montre que la tension d'un circuit ouvert d'une pile varie comme le logarithme de

l'intensité d'illumination alors que le courant varie d'une façon linéaire

- 1941 : R. S. OHL décrit la première jonction PN dans le Si à effet photovoltaïque.
- 1955 : C.S. Fuller, G.L. Pearson et M.B. Prince (pour des recherches de la Bell Telephone Laboratories aux USA) annoncent la mise au point d'une cellule à haut rendement (8%) marquant véritablement la naissance des photopiles solaires.

II-2) Principe de la photopile

Les photopiles sont des composants photoélectriques capables de transformer directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées en matériaux semi-conducteurs dopés dont le plus répandu est le silicium (Si) et comportent une jonction PN dont l'une des régions est soumise au flux lumineux. Chaque des régions est reliée à une électrode métallique au moyen d'un contact ohmique de faible résistance. Le principe de fonctionnement, relativement simple, peut être décomposé en deux parties : l'absorption de photons et la collecte des porteurs de charge créés.

II-3) L'effet photovoltaïque

Le phénomène mis en œuvre est l'interaction de la lumière avec les atomes. A cet effet on peut considérer la lumière

comme composée de particules : les photons dont l'énergie varie en fonction de la longueur d'onde de la radiation

$$\mathcal{E} = h \frac{c}{\lambda}$$

\mathcal{E} : énergie

$h = 6.62 \cdot 10^{-34} \text{ J}\cdot\text{s}$: cte de Planck

$c = 3 \cdot 10^8 \text{ m/s}$: vitesse de la lumière

λ : longueur d'onde

Un photon d'énergie suffisante ($\mathcal{E} \geq E_g$) qui heurte un atome peut arracher un électron et lui communiquer une certaine vitesse donc une énergie lui permettant de franchir la zone interdite passant ainsi de la bande de valence à la bande de conduction.

Une cellule solaire étant constituée d'une jonction PN, il apparaît au voisinage de la jonction un champ électrique qui maintient la séparation des charges positives et négatives. L'électron arraché sera accéléré par le champ électrique et parviendra éventuellement (s'il ne se recombine pas) dans la zone N, de même la charge positive acquise par l'atome se propagera vers la zone P. Ainsi une tension électrique apparaît entre les deux faces de la jonction et si elles sont reliées par un circuit extérieur un courant s'y écoulera. L'énergie des photons est ainsi convertie en énergie électrique.

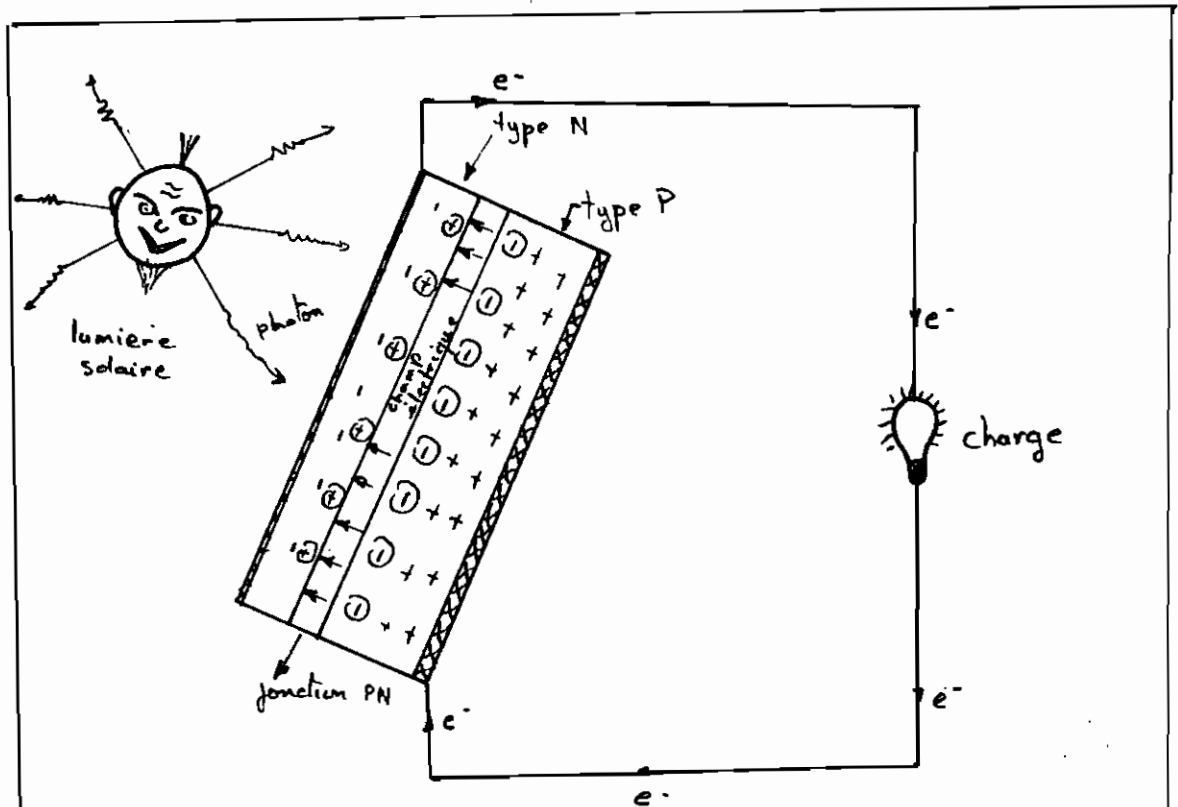


Fig II-1: élément photovoltaïque

II-4) Le gisement solaire

Le soleil est là. Ses rayons brillent librement et seront une source d'énergie gratuite et fiable pendant des millions d'années encore.

Le rayonnement solaire est une combinaison d'ondes électromagnétiques et d'une radiation de particules porteuses d'une charge d'énergie considérable $[E = h\nu = hc/\lambda]$. La longueur d'onde de ce rayonnement varie entre $0.22 \mu\text{m}$ et $10 \mu\text{m}$. L'énergie associée à ce rayonnement se décompose approximativement ainsi :

- 52% dans la bande des infrarouges avec $\lambda > 0.76 \mu\text{m}$
- 40% dans le visible avec $0.4 \mu\text{m} < \lambda \leq 0.7 \mu\text{m}$
- 8% dans la bande des ultraviolets avec $\lambda < 0.4 \mu\text{m}$

La terre intercepte une part infime de ce rayonnement émis par le soleil qui représente malgré tout une puissance de $1.78 \cdot 10^{14}$ kW. A titre d'exemple un terrain de football reçoit une quantité d'énergie correspondant à environ 350 l de pétrole par heure pendant un jour bien ensoleillé. Mais ce rayonnement est extrêmement va-

- riant suivant l'heure, la localité, la saison, les conditions météorologiques, l'altitude etc ---
- Les grandeurs mesurées du rayonnement sont:
- l'insolation qui est la durée pendant laquelle le soleil a brillé
 - la radiation globale qui est l'éclairement énergétique d'une surface horizontale
 - le rayonnement diffus
- On peut également établir des cartes d'ensoleillement.

II-5) L'effet de la lumière sur les semi-conducteurs et sur la jonction PN

Le phénomène mis en œuvre est la photoconductivité généralement définie comme l'accroissement de la conduction électrique d'un élément semi-conducteur soumis à une radiation de fréquence appropriée. Elle a lieu lorsque l'énergie de la radiation est supérieure ou égale à l'énergie nécessaire pour briser une paire électron-trou susceptible de se mouvoir.

Les paires, ainsi créées (principalement au voisinage de la surface éclairée) vont diffuser vers la face arrière sous l'action d'une force liée à leur gradient de concentration (effet Dember). Un grand nombre de ces paires se recombinent en court de chemin. Le champ électrique régnant au niveau de la jonction pousse les électrons dans la zone N et les trous dans la zone P, donnant ainsi naissance à une différence de potentiel aux bornes de la cellule en circuit ouvert (V_{oc}). Si les bornes sont fermées à une résistance d'utilisation R_L un courant I s'établira dans le circuit ainsi constitué.

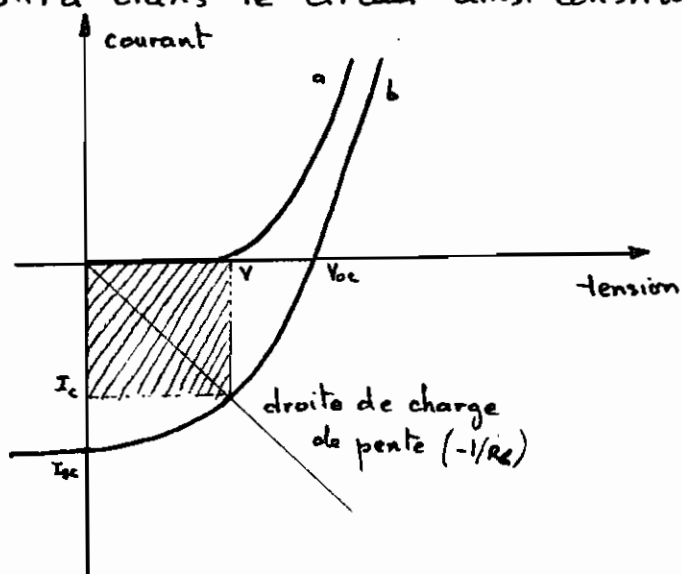


Fig II-2: Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire à l'obscurité (a) et sous éclairage (b). La surface hachurée représente la puissance utilisable ($V \cdot I_c$) dans un circuit de résistance R_L .

La cellule se comporte donc comme un générateur de puissance électrique dont les caractéristiques sont résumées par la courbe courant-tension de la figure (II-2).

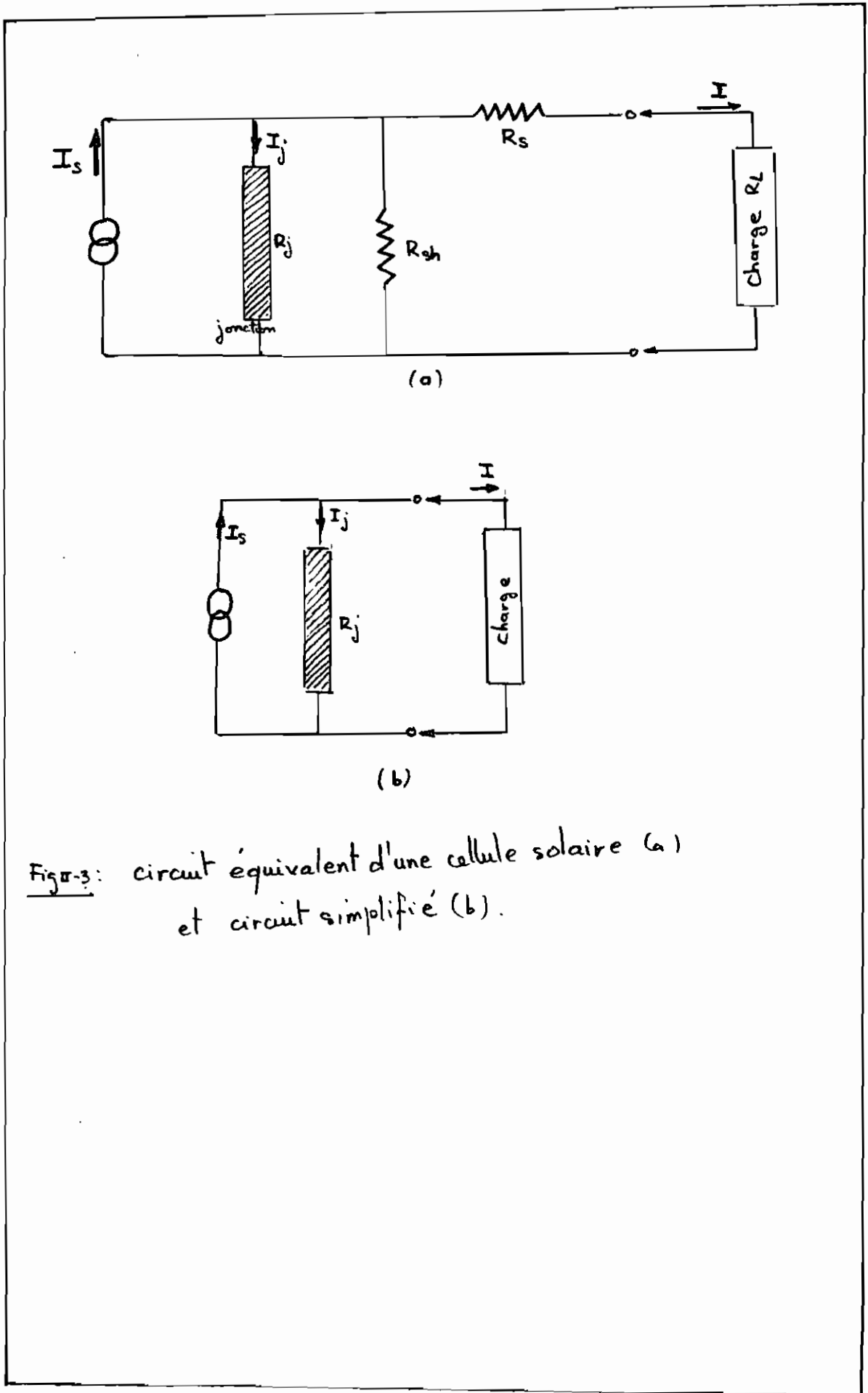


Fig. 3: circuit équivalent d'une cellule solaire (a) et circuit simplifié (b).

La figure (11.3) représente le circuit équivalent d'une cellule solaire.

Le photocourant I_s produit par l'illumination de la cellule (se comportant comme isolant dans le noir) s'écrit

$$I_s = \frac{qF' \tau^*}{T_r} \quad \text{ou} \quad T_r = \frac{L}{\mu E} = \frac{L^2}{\mu V}$$

$$I_s = \frac{qF' \tau^* \mu V}{L^2}$$

avec

F' : nombre total d'électrons et de trous produits par seconde sous l'effet des photons

τ^* : durée de vie effective des porteurs

T_r : temps mis par un porteur en mouvement entre les deux électrodes

L : distance entre les électrodes

V : tension appliquée

μ : mobilité

Le courant traversant la jonction est $I_j = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{kT}\right) - 1 \right]$

où I_0 : courant de saturation de la jonction (\equiv diode)

En supposant $R_s \ll R_L$ et $R_{sh} \gg R_L$, on a

$$I = I_s - I_j \quad ; \quad \text{courant du circuit}$$

en terme de densités de courant basées sur la surface exposée de la jonction, on peut écrire $J = J_s - J_j$

$$J = J_s - J_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{kT}\right) - 1 \right]$$

la tension maximale que l'on peut obtenir de la cellule

apparaît en circuit ouvert i.e $J = 0 \Rightarrow J_s = J_j$

$$\frac{J_s}{J_0} = \left[\exp\left(\frac{qV}{kT}\right) - 1 \right]$$

$$\rightarrow V = V_{oc} = \left(\frac{kT}{q}\right) \log\left(\frac{J_s}{J_0} + 1\right)$$

la puissance délivrée est $P = J \cdot V$ (par unité de surface)
 en posant $\frac{dP}{dV} = 0$ on obtient la tension V_m correspondant au point de fonctionnement à la puissance maximale

$$\frac{dP}{dV} = 0 \rightarrow \exp\left(\frac{qV_m}{kT}\right) \left[1 + \frac{qV_m}{kT}\right] = 1 + \frac{J_s}{J_0}$$

la densité de courant J_m correspondante s'écrit

$$J_m = J_s - J_j \Rightarrow J_m = \frac{\left(\frac{qV_m}{kT}\right) J_s}{\left(1 + \frac{qV_m}{kT}\right)} \left[1 + \frac{J_0}{J_s}\right]$$

$$P_{max} = J_m \cdot V_m = \frac{\left(\frac{qV_m}{kT}\right) V_m J_s}{\left(1 + \frac{qV_m}{kT}\right)} \left[1 + \frac{J_0}{J_s}\right]$$

on tire de ceci la résistance R_{Lm} correspondante

$$R_{Lm} = \frac{\exp\left(-\frac{qV_m}{kT}\right)}{J_0 q / kT}$$

la puissance transmise à la jonction est $P_i = N_{ph} \cdot E_{av}$

avec N_{ph} : nombre de photons du spectre solaire

E_{av} : énergie moyenne des photons

comme $J_0 \approx \frac{J_s}{5}$ [ref. 1], nous pouvons approximer le rendement maximum d'un convertisseur photo-

-voltaïque de la façon suivante $\eta_{max} = \frac{P_{max}}{P_i}$

$$\eta_{\max} = \frac{(qV_m / kT) V_m J_s}{[1 + qV_m / kT] N_{ph} \cdot E_{av}}$$

Notre analyse était basée sur le circuit équivalent simplifié. La figure (II-4) donne le diagramme courant-tension d'une cellule solaire réelle et l'effet qu'a une charge résistive sur la puissance délivrée par la cellule.

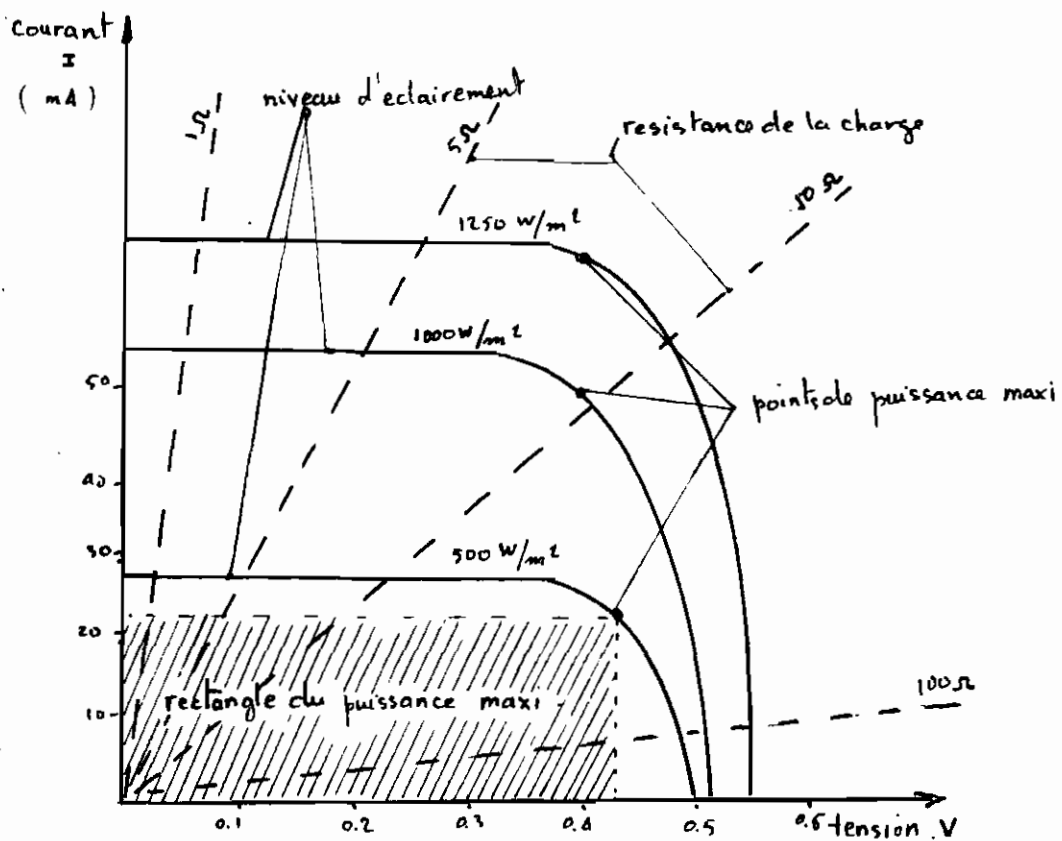


Fig II-4: diagramme courant-tension d'une cellule réelle et effet d'une charge résistive sur la puissance délivrée par la cellule

II-6) Considérations techniques

Pour atteindre un haut rendement de conversion, il est désirable de produire des paires électrons-trous sur une

très petite distance de la jonction ; les électrons et les trous produits loin de la jonction se recombinaient sans contribuer à la puissance délivrée par la cellule. Pour cette raison une cellule de type N sur P, doit avoir une épaisseur très mince. Mais c'est cette très fine couche à travers laquelle doit passer le courant de charge qui est à l'origine de la résistance série R_s d'où la nécessité de trouver un compromis entre les effets de R_s et l'efficacité de collection de la jonction pour la photoexcitation des porteurs de charge.

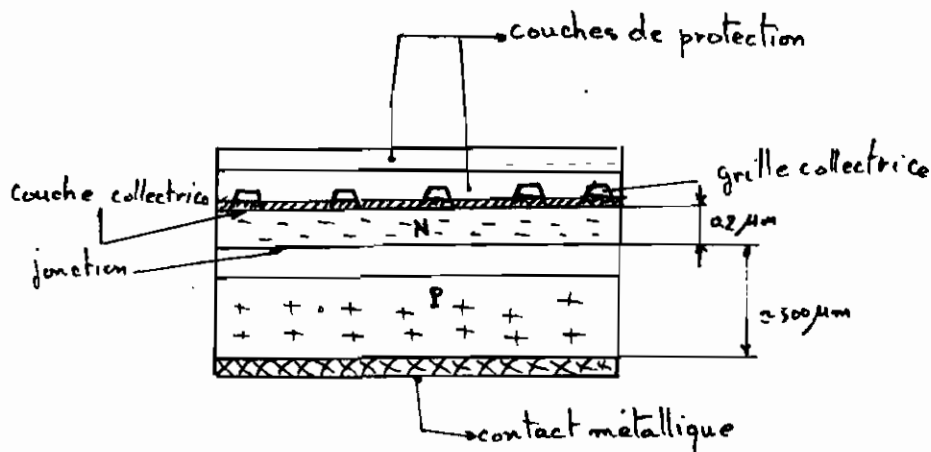


Fig 2.5: Coupe schématique d'une photopile

II-7) Limitations sur la conversion photovoltaïque

La figure (2.6) fait le bilan énergétique dans le processus de la conversion photovoltaïque. Les principaux facteurs limitant cette conversion sont :

- 1) perte par réflexion à la surface

- 2) absorption partielle du flux solaire (fig II-8)
- 3) utilisation d'une part seulement de l'énergie des photons pour créer des ions
- 4) collection incomplète des paires électrons-trous due à la recombinaison d'une partie de ces ions
- 5) un facteur de voltage $v.f = \frac{kT}{qE_g} \log\left(\frac{J_s}{J_0} + 1\right)$ [réf-1]
- 6) un facteur de courbe ayant trait au point d'opération à la puissance maxi

$$c.f = \frac{V_m J_m}{V_{oc} \cdot J_s} \quad (\text{Fig II-7})$$

- 7) dégradation supplémentaire de la courbe due à la résistance série interne de la cellule

$$V = IR_s + V_L$$

$IR_s \rightarrow$ réduction de la puissance du générateur et dissipée sous forme de chaleur

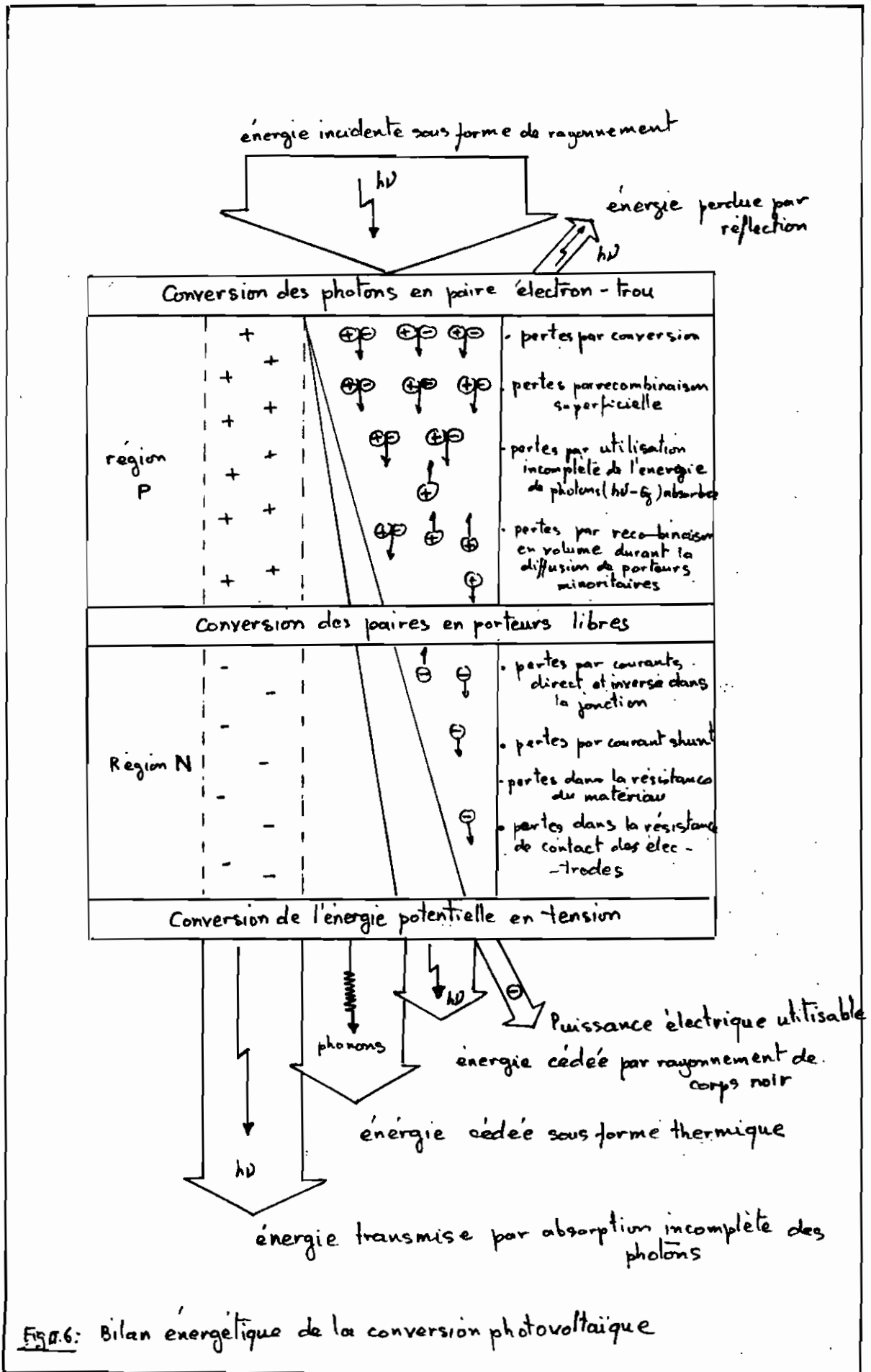


Fig. 6: Bilan énergétique de la conversion photovoltaïque

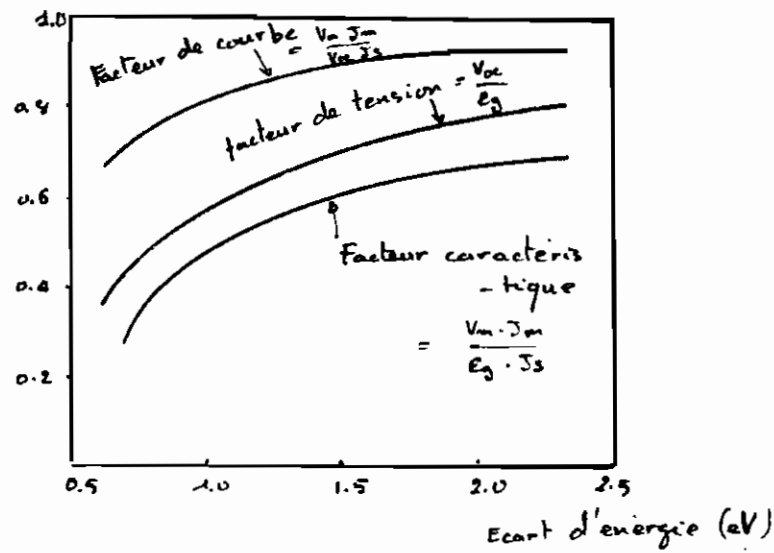


Fig II.7: facteur de courbe, facteur de tension et facteur caractéristique en fonction de l'écart d'énergie d'un semiconducteur [ref: 1]

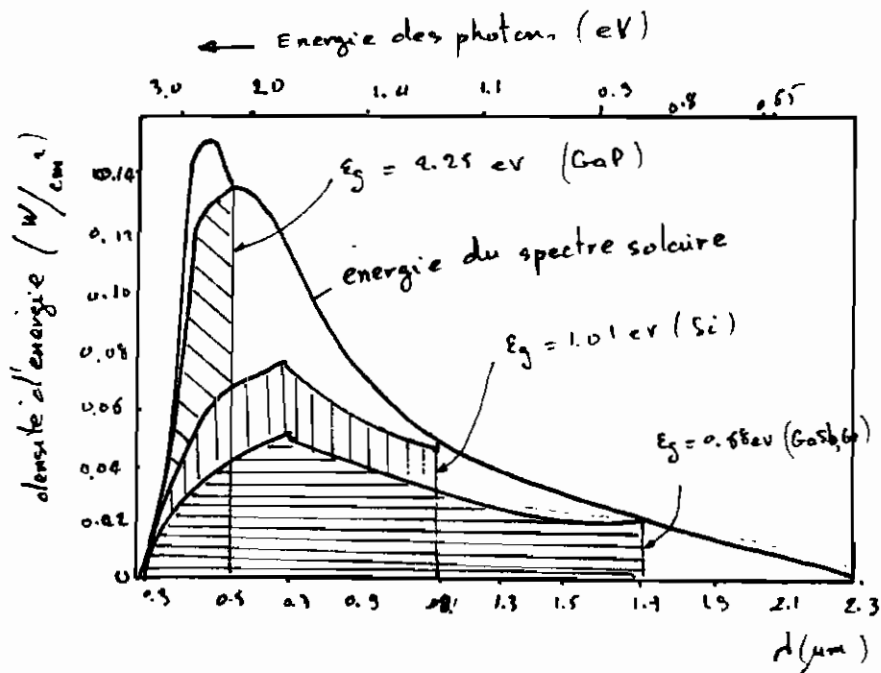
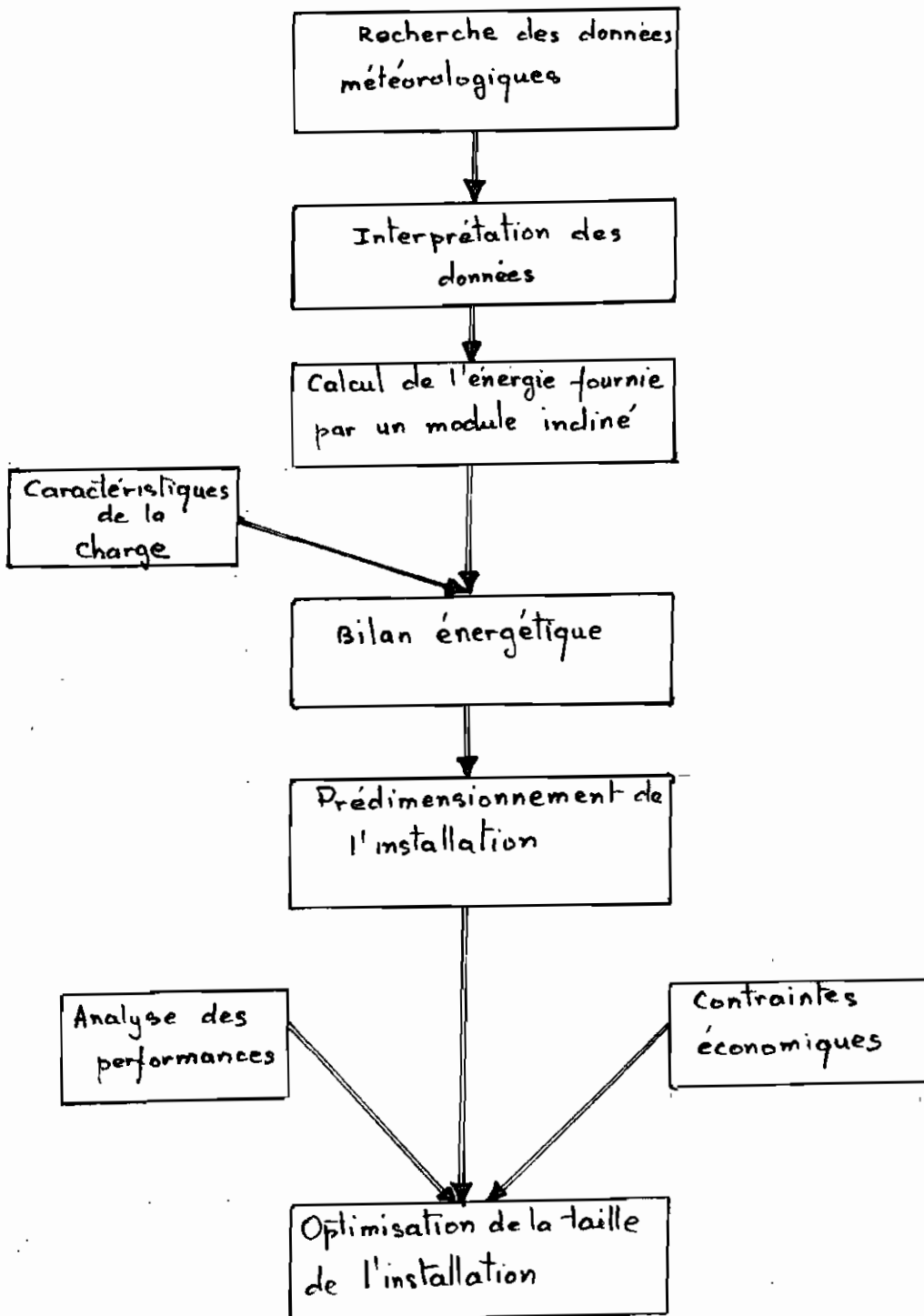


Fig II.8: énergie du spectre solaire au niveau de la mer pour une journée bien ensoleillée [ref: 1]



Systeme photovoltaique

m-1) Définition d'un système photovoltaïque



III-2) L'ensoleillement

L'ensoleillement est une combinaison de l'intensité d'irradiation qui est une puissance exprimée en kW/m^2 et du rayonnement qui est une quantité d'énergie recueillie exprimée en kWh/m^2 .

L'ensoleillement qui atteint la terre est beaucoup influencé par les facteurs suivants :

- localité géographique sur la terre
- la saison
- l'heure de la journée
- les conditions atmosphériques et climatiques

Les grandeurs mesurées de l'ensoleillement sont :

- le rayonnement direct
- le rayonnement diffus
- la radiation globale
- l'albedo du sol

Mais pour le dimensionnement d'une station photovoltaïque on s'intéresse principalement à la radiation globale E_g et à l'insolation I_g .

Pour l'emplacement du générateur par rapport à des obstacles ombrageux (arbres - édifices ---) on utilise des cartes d'ensoleillement (Fig. a) dont l'établissement

est basé sur la position du soleil dans la journée en fonction de l'azimut et de l'altitude.

III-3) Energie reçue par une surface inclinée

La radiation globale mesurée sur une surface horizontale est

$$E_{g_0} = E_0 \cos i \quad , \text{ avec}$$

- E_0 : énergie reçue par une surface unité frontale
- i : angle d'incidence des rayons solaires
- ϕ : latitude du lieu
- h : angle horaire
- θ : déclinaison solaire

$$\cos i = \cos \phi \cos h + \sin \phi \sin \theta$$

pour capter le maximum d'énergie par un générateur, on l'inclinera d'un angle α vers le sud (emisphère Nord).

L'énergie $E_{g\alpha}$ captée est $E_{g\alpha} = E_0 \cos(i-\alpha)$

$$\frac{E_{g\alpha}}{E_{g_0}} = \frac{\cos(i-\alpha)}{\cos i} = \cos \alpha + \sin \alpha \operatorname{tg} i$$

$$\rightarrow E_{g\alpha} = E_{g_0} (\cos \alpha + \sin \alpha \operatorname{tg} i)$$

pour une inclinaison α , l'insolation ΔG est donnée par la relation suivante

$$\Delta G = 2 \operatorname{Arcsin} \sqrt{1 - \operatorname{tg}^2(\alpha - \phi) \operatorname{tg}^2 \theta} \quad [\text{cf. 2}]$$

L'angle optimal α_{opt} est déterminée à partir de la relation

$$\frac{\sin \Delta G}{\Delta G} = - \operatorname{tg}^2 \theta \quad \text{soit} \quad \boxed{\alpha_{\text{opt}} = \phi - \theta}$$

$$\theta = 23.45 \cos(30m + d - 202)$$

avec m : numéro du mois dans l'année

d : date dans le mois

on peut ainsi trouver d_{opt} pour n'importe quelle période de l'année. Le tableau III-1 donne un exemple de calcul de d_{opt} pour une latitude $\phi = 13^\circ$ Nord. Ici on remarque que l'angle moyen optimum pour l'année est très peu différent de la latitude du lieu. En effet $d_{opt} = 12^\circ \approx 13^\circ = \phi$. A toute fin pratique et pour ne pas avoir à faire des calculs longs on pourra simplement poser que $d_{opt} = \phi$ pour une inclinaison constante. Mais pour capter le plus d'énergie on pourra changer l'inclinaison de temps en temps (par périodes). En appliquant le principe de pondération par la radiation, on obtient pour le même exemple le tableau suivant

Période du ... au ...	α ($^\circ$ /suel)
21 Avril - 21 Août	-5
{ 21 Août \rightarrow 1 $^\circ$ oct { 21 Mars \rightarrow 21 Avril	+8
1 $^\circ$ oct. \rightarrow 21 Mars	+27

Tableau III-1 : Optimisation de l'angle d'inclinaison

Mois	Date	θ D.S.C (sommeud-200)	$d = 15 - \theta$	Eg [$\frac{kwh}{m^2 \cdot j}$]	$\frac{d \cdot Eg}{Eg_{moy}}$
Janvier	1	-23	36	157.5	32
	10	-22	35		31
	21	-21	34		30
Février	1	-18	31	170.6	30
	10	-16	29		28
	21	-12	25		24
Mars	1	-8	21	209.9	25
	10	-5	18		21
	21	-1	14		16
Avril	1	4	11	208.6	13
	10	7	6		7
	21	11	2		2
Mai	1	15	-2	212.6	-2
	10	18	-5		-6
	21	20	-7		-8
Juin	1	22	-9	191.2	-10
	10	23	-10		-11
	21	23	-10		-11
Juillet	1	23	-10	173.7	-10
	10	22	-9		-9
	21	21	-8		-8
Août	1	18	-5	166.9	-5
	10	16	-3		-3
	21	12	1		-1
Septembre	1	8	5	163.9	5
	10	5	8		7
	21	0	13		12
Octobre	1	-4	17	175.7	17
	10	-7	20		20
	21	-11	22		22
Novembre	1	-15	28	154.4	24
	10	-17	30		26
	21	-20	33		29
Décembre	1	-22	35	144.4	28
	10	-23	36		29
	21	-23	36		29
moyenne				177.45	12

Il a été montré que l'énergie reçue par un générateur incliné est supérieure de $\frac{\cos(\lambda - \alpha)}{\cos \lambda}$ fois l'énergie donnée par la mesure de la radiation globale. Mais pour le dimensionnement d'un générateur on ne tiendra pas compte de ce gain ; on suppose que ce gain va compenser les pertes dues à l'effet de la température, de la poussière etc...

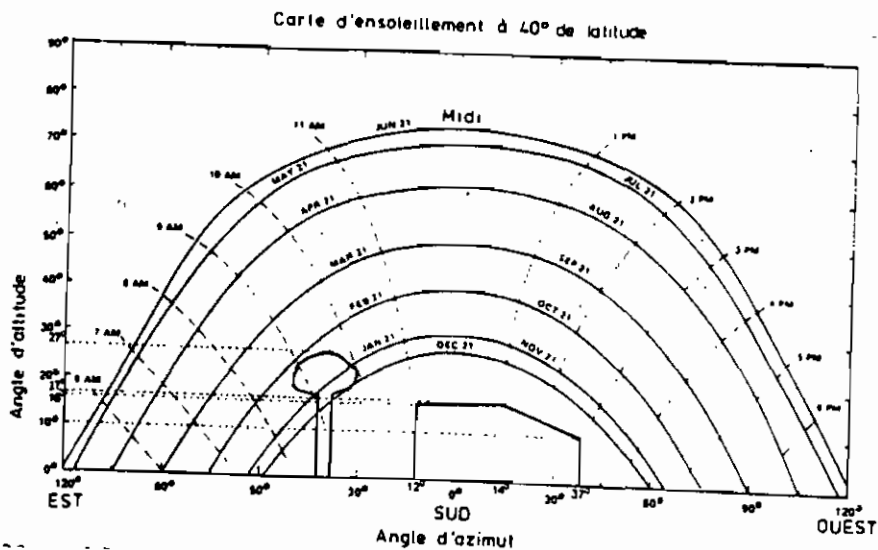


Fig III a : carte d'ensoleillement

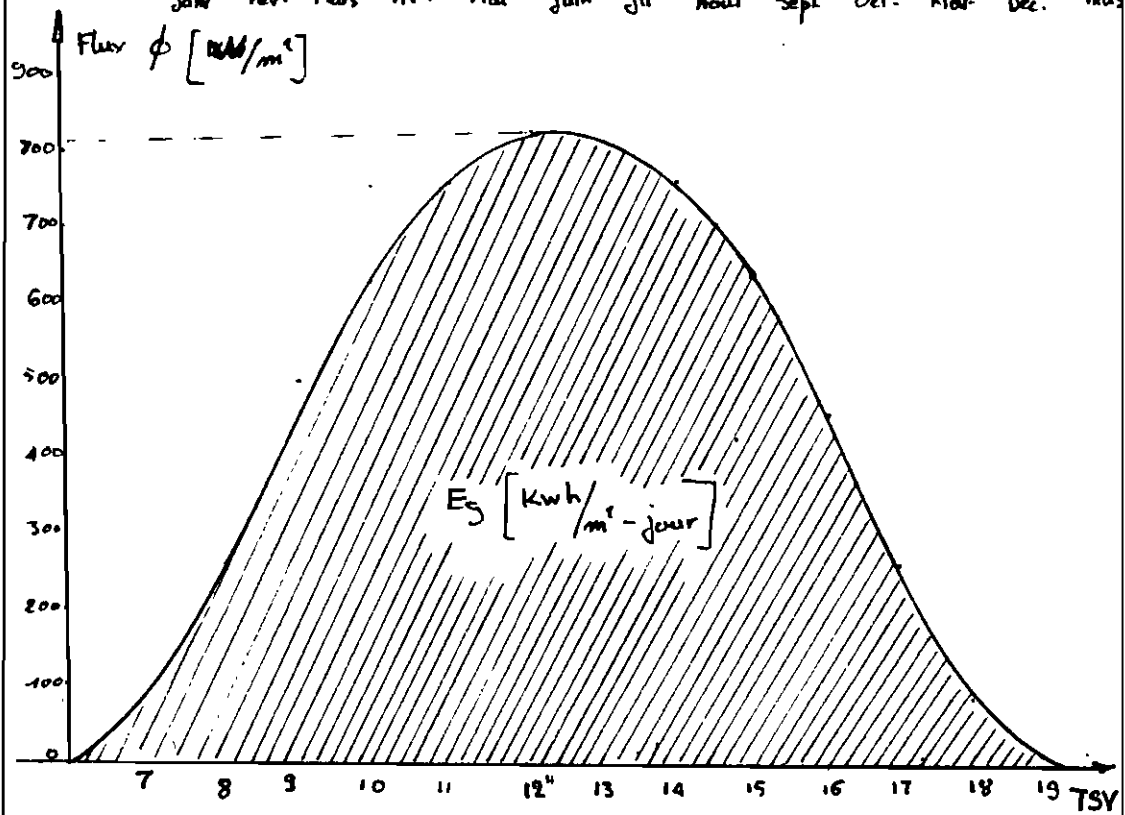
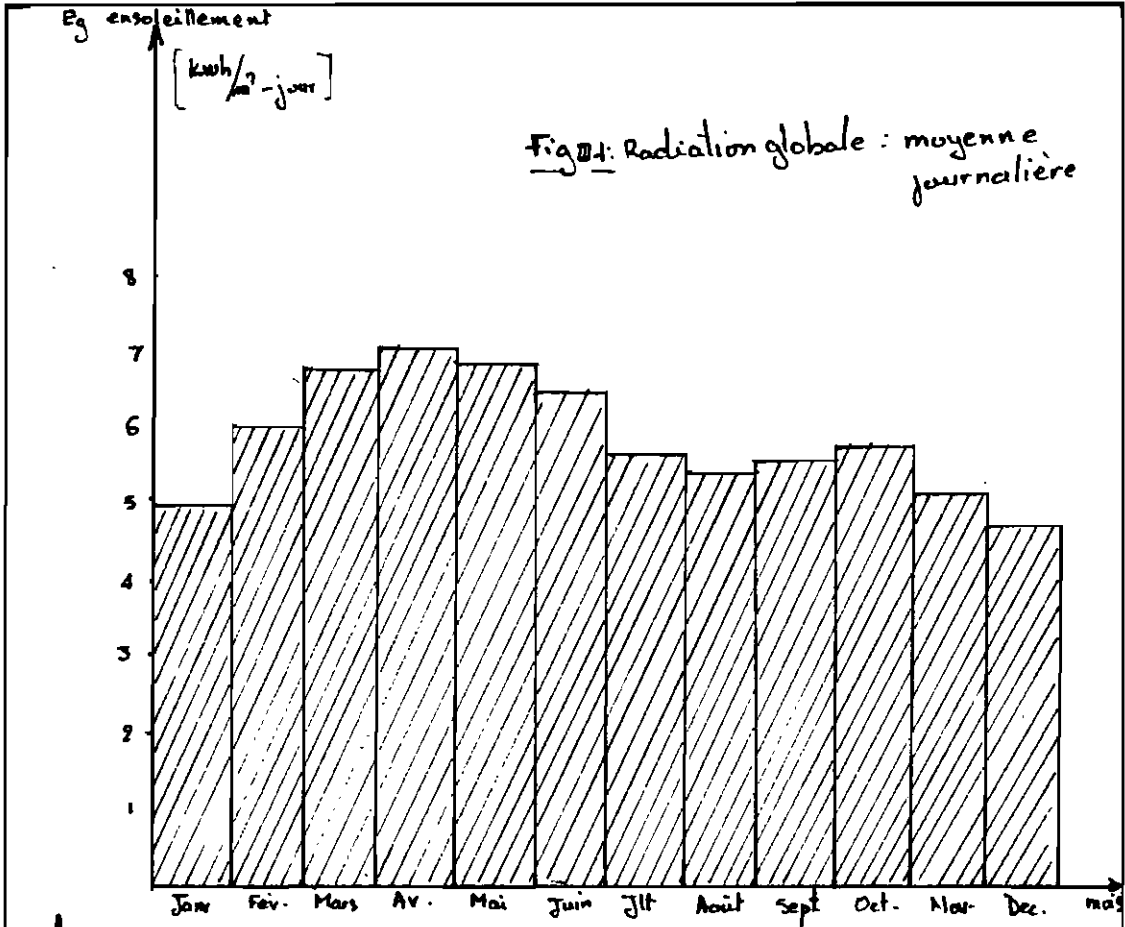


Fig III-2: flux solaire : moyenne horaire

III-4) Caractéristique de la charge

III-4.a) La pompe

Les exigences auxquelles doit répondre une pompe dans un système solaire sont :

- bon rendement
- capable de tourner à vide sans dommage
- capable de s'amorcer
- capable de faire passer des solides en suspension sans dommage ni blocage
- couple de démarrage faible
- une caractéristique correspondant aux points de puissance optimale du panneau photovoltaïque

C'est la pompe centrifuge immergée qui répond le mieux à ces exigences. La figure (III-3) donne les caractéristiques $[Q-H]$ d'une pompe centrifuge

III-4.b) Le moteur

Quand le moteur et la pompe sont couplés (cas d'un groupe moto-pompe immergé) la vitesse et le couple du moteur et de la pompe doivent coïncider, à tout moment. C'est le moteur à courant alternatif (AC) qui remplit le mieux cette exigence. De plus le choix d'un moteur AC ou DC est guidé par les remarques suivantes :

- plus grande fiabilité et longévité des moteurs AC ; les

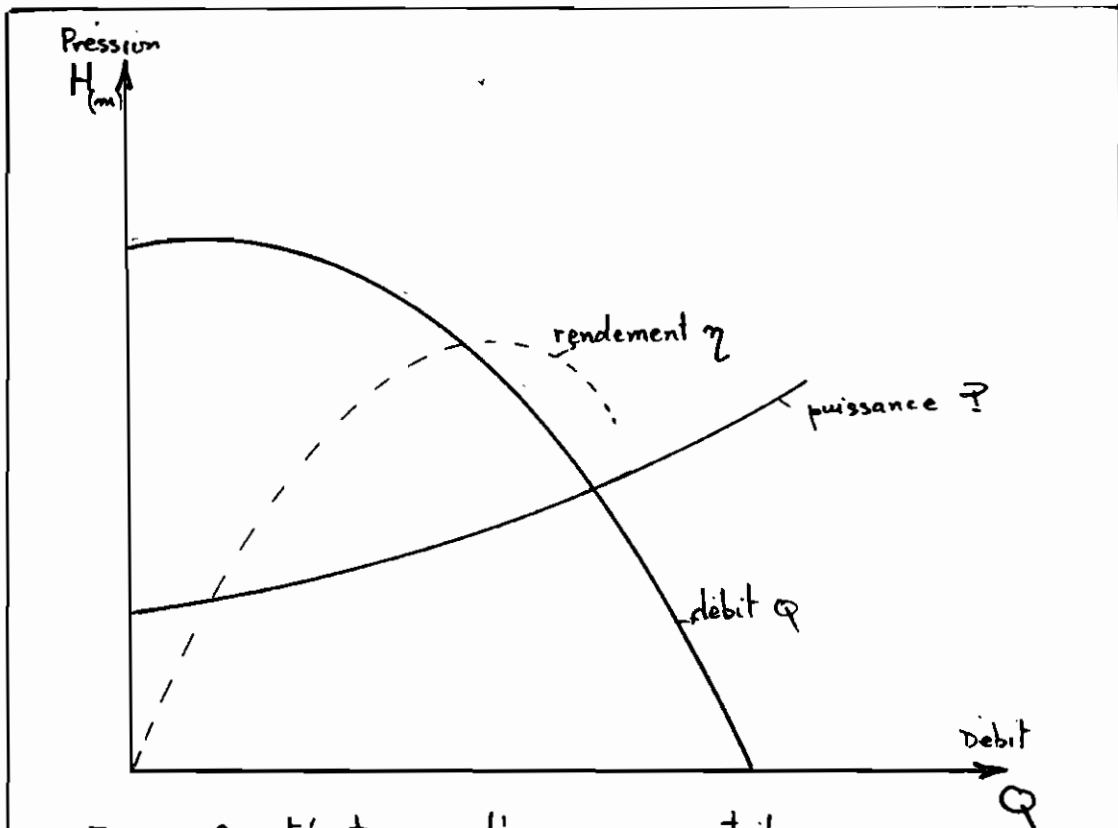


Fig 3: Caractéristiques d'une pompe centrifuge

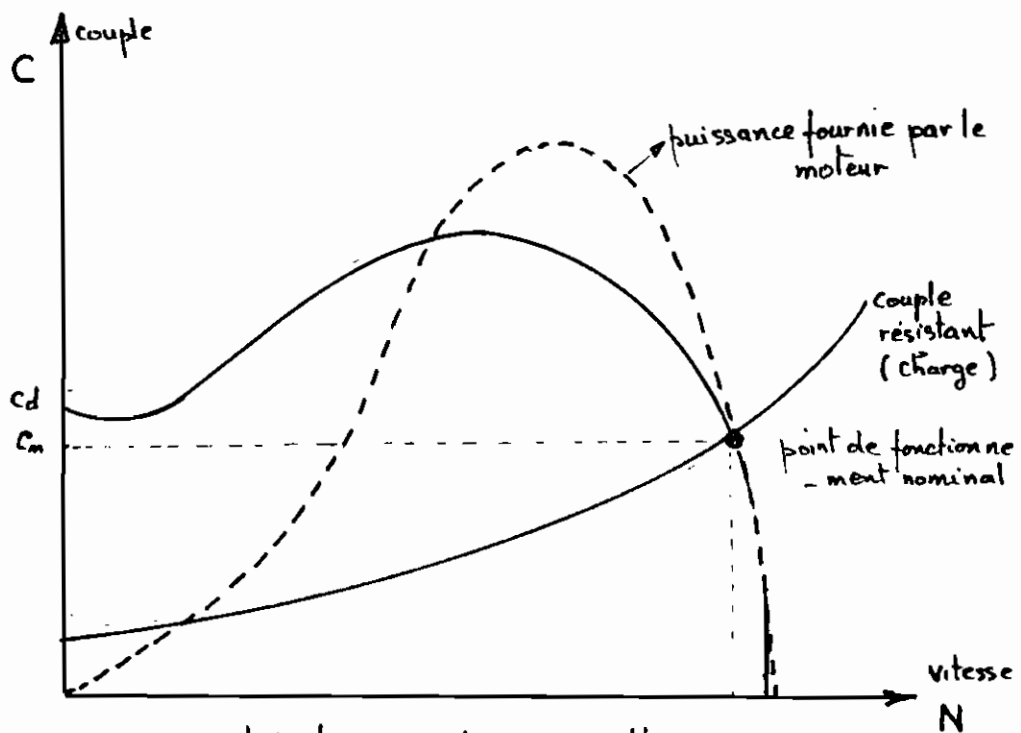


Fig 4: Caractéristiques mécaniques d'un moteur à courant alternatif

moteurs DC demandent une plus grande surveillance pour le remplacement des balais (\approx toutes les 2000 h)

- plus de possibilités de défauts des moteurs DC
- les moteurs DC sont très sensibles vis-à-vis des régimes transitoirs.

La figure (II-4) donne la caractéristique C-N d'un moteur AC.

II-4-c) Protection et commande de la pompe

Une installation en milieu rural impose un fonctionnement automatique de la station (une surveillance ou maintenance la plus réduite possible). Pour cela le dispositif de commande doit être simple et robuste.

La sécurité du fonctionnement de la station nécessite :

- un contrôleur de niveau avec sondes haute et basse permettant de couper l'alimentation du moteur par manque d'eau dans le puits (ou forage)
- un interrupteur à flotteur au niveau du réservoir
- une protection du moteur par un disjoncteur parfaitement calibre pour permettre l'arrêt du moteur en cas de :
 - court-circuit franc
 - surcharge prolongée (protection thermique)
 - coupure d'une phase sur le circuit d'alimentation
- un dispositif de démarrage et d'arrêt manuel (sécurité).

III.5) Le Générateur

III.5.a) La cellule solaire : c'est l'unité photovoltaïque de base produisant de l'électricité .

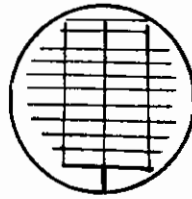


Fig III.5 : cellule solaire (vue de dessus)

III.5.b) le module : plus petit ensemble comprenant des cellules solaires généralement connectées en série afin d'obtenir une tension assez appréciable .

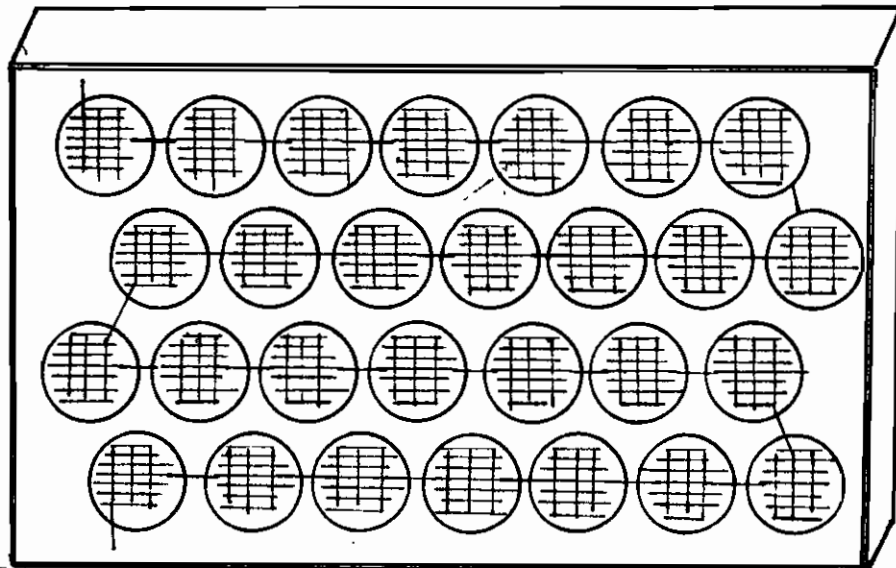


Fig III.6 : module

III.5.c) le panneau : c'est une combinaison d'un ou de plusieurs modules fixés ensemble, préassemblés et précabés, à l'usine, le panneau est une unité prête à être montée sur place.

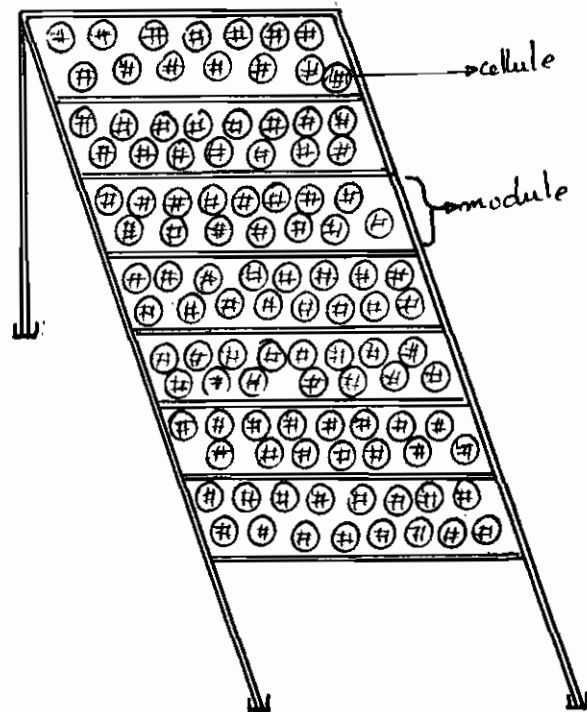


Fig. III.7 : panneau

III.5.d) le générateur : ensemble mécanique de panneaux, comprenant le cadre de support et le socle, ainsi que d'autres composants nécessaires pour la construction d'une unité isolée de production d'électricité [Fig. III.8].

III.6) Système à courant alternatif

Un système de pompage AC comprend le générateur, le système de protection et de commande, le système d'adaptation de la charge et le groupe moto-pompe immergé [Fig. III.9].

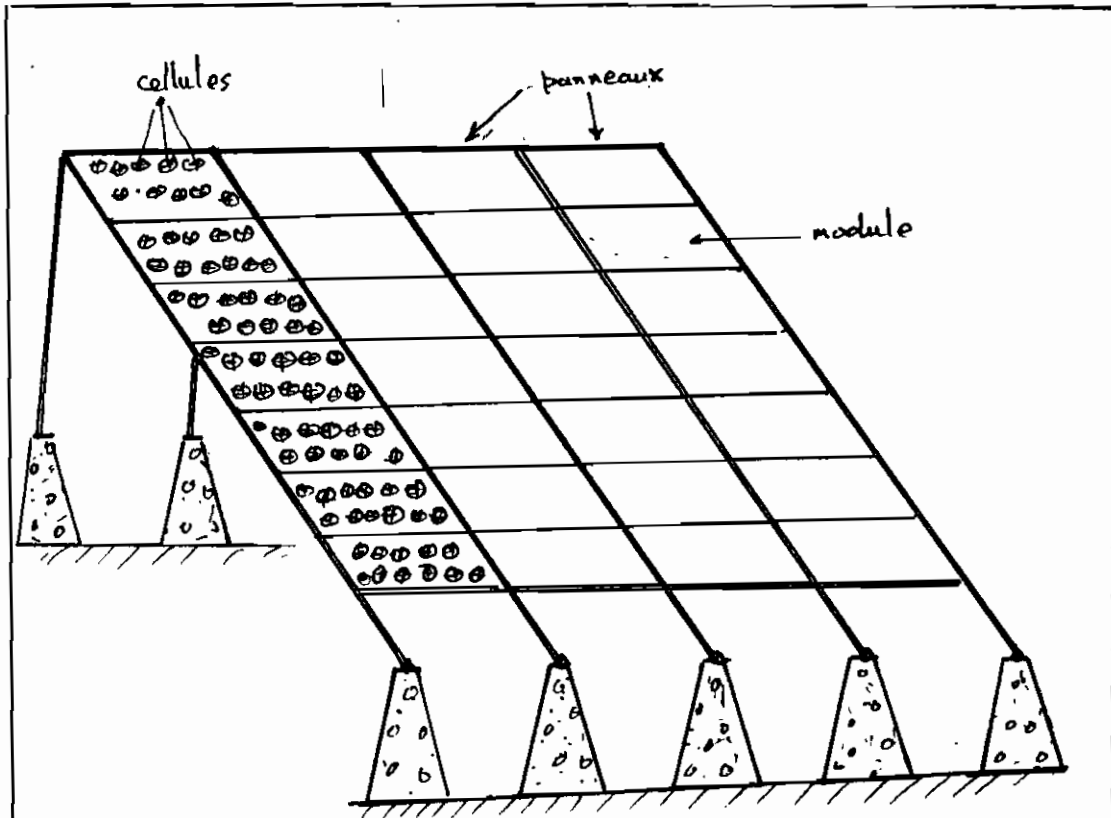


Fig 11.8: Générateur

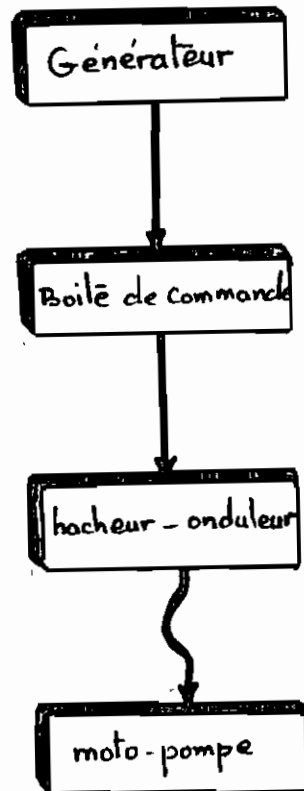


Fig 11.9: système AC

III-7) adaptation de la charge ou couplage

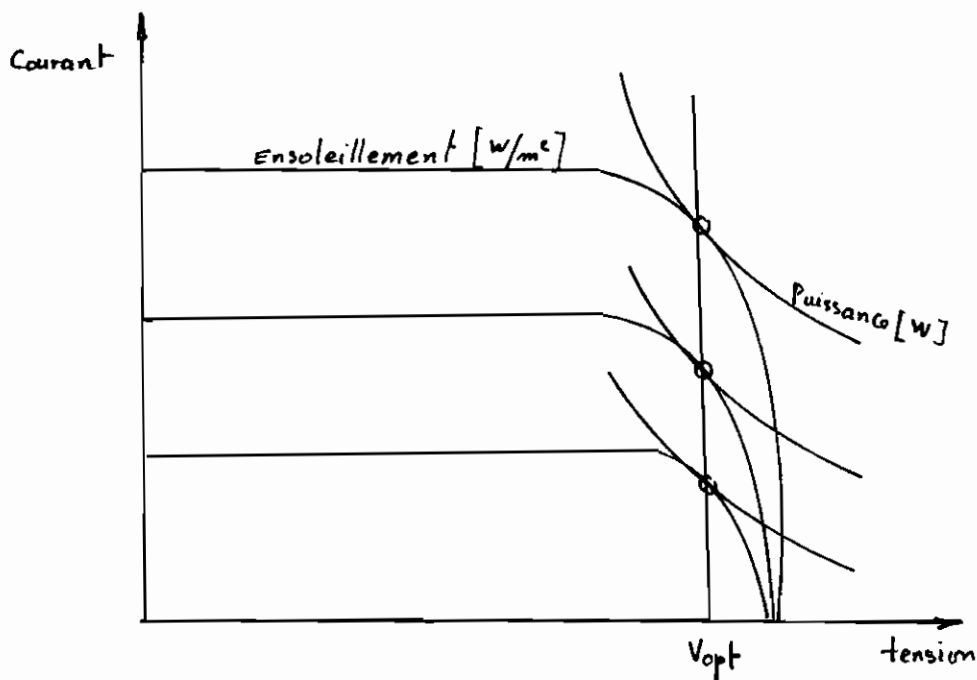


Fig. 10: caractéristique courant-tension d'un panneau

La caractéristique $I = f(V)$ d'une cellule solaire dépend du niveau d'éclairement qui dépend, à son tour, de l'heure et des conditions météorologiques. L'hyperbole $IV = \text{cte}$ tangente à la caractéristique courant-tension de la cellule définit le point de fonctionnement à puissance maximum du générateur pour cet éclairement. Ce point de fonctionnement se déplace sur une droite, à tension constante $V = V_{opt}$ quand l'éclairement varie.

Un ensemble onduleur-moto-pompe alimenté à puissance variable ne présente pas la caractéristique courant-tension souhaitée. En effet pour fonctionner à puissance maximum, une

charge d'un générateur photovoltaïque doit être du type force électromotrice pure. Le fonctionnement à puissance maximale est donc réalisé par l'utilisation d'un hacheur-convertisseur continu-continu qui transfère la puissance maximale disponible aux bornes du générateur à n'importe quel type de charge quelque soit le niveau d'éclairement. Le transistor de puissance de cet hacheur est protégé par un système de commande et de protection asservi décrit en Annexe B.

Pour alimenter le moteur de la pompe en courant alternatif on intercale un onduleur à fréquence variable qui permet un fonctionnement de la pompe même sous un faible éclairement (même en temps nuageux).

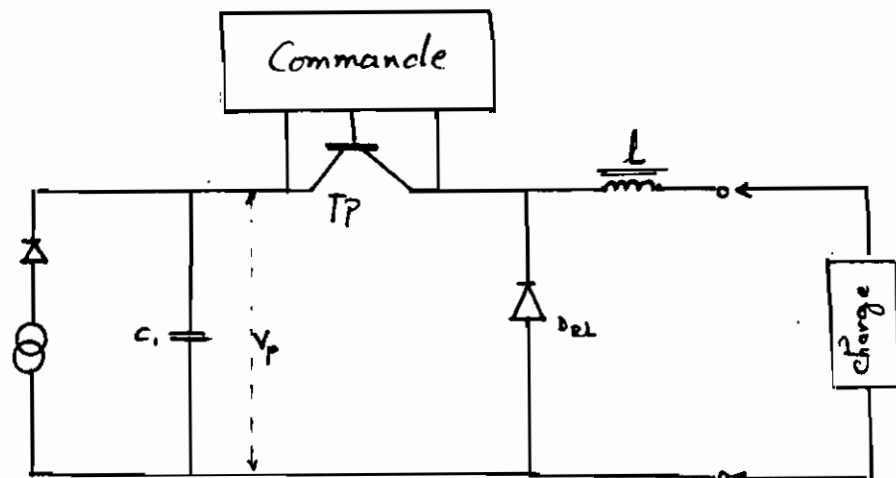


Fig 111: schéma de principe du hacheur adaptateur de puissance

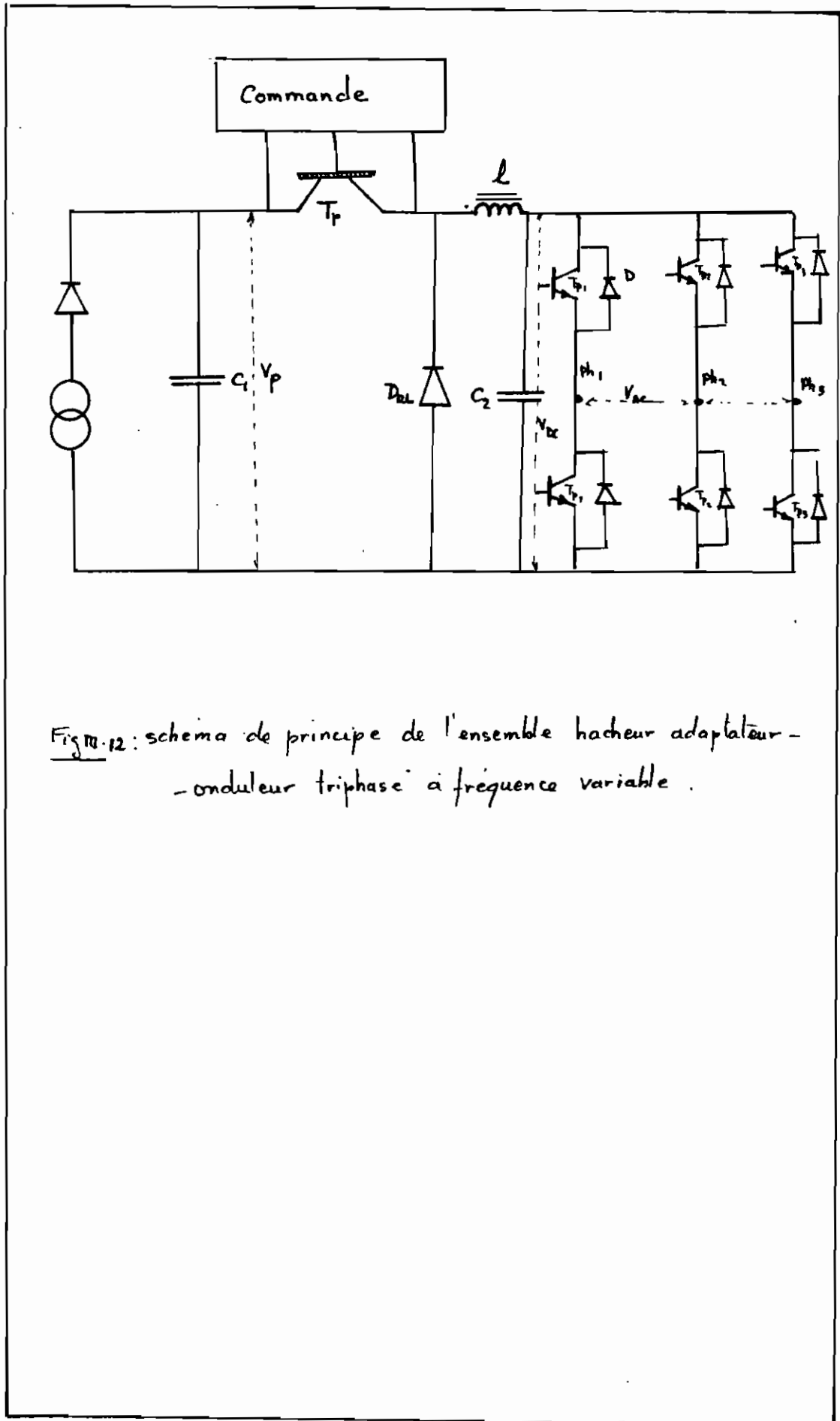


Fig. 12: schéma de principe de l'ensemble hacheur adaptateur -
- onduleur triphasé à fréquence variable.

III-8) Dimensionnement d'une station de pompage

III-8-a) critères de design

- 1) évolution du niveau de vie des populations et accroissement démographique
- 2) vieillissement du générateur compte tenu de sa durée de vie de 20 ans
- 3) rendement moyen de conversion du générateur estimé à 10% (2^e critère)
- 4) rendement d'un moteur électrique $\eta_m \approx 75\%$
- 5) rendement d'une pompe $\eta_p = 50 - 60\%$
- 6) rendement du hacheur-adaptateur et de l'onduleur $\eta_{\text{ond}} \approx 90\%$ (les constructeurs donnent 95%)
- 7) rendement des câbles d'alimentation $\eta_c = 95\%$ (chute de tension)

le tout donnant un rendement global du système de l'ordre de 3.5% .

III-8-b) Bilan énergétique

Le tableau (III-1) donne une estimation des besoins journaliers en eau pour différents cas

Ici la consommation journalière par personne en milieu rural tient compte du critère 1 .

consommation journalière	Q	nombre	total
par personne	30 l		
par tête de gros bétail	50 l		
par tête de petit bétail	5 l		
par 100 m ² de jardin à arroser	60 m ³		
par 100 m ² de rig à arroser	100 m ³		
par 100 m ² de canne à sucre "	70 m ³		
par 100 m ² de coton "	55 m ³		
par 100 m ² autres céréales "	45 m ³		
Consommation totale journalière approximative Q_T			m ³

tableau 1.1: consommation d'eau

1.8.e) Détermination du débit horaire

Comme le montre la figure (1.8.1) le débit est fonction de la puissance du générateur et par conséquent du niveau d'ensoleillement; il varie donc tout au long de la journée.

Si nous considérons $q(t)$ comme une sinusoïde, nous pouvons écrire

$$Q_T = \int_{t_1}^{t_2} q(t) dt = \frac{2}{\pi} q_{\max} \Delta t$$

au Sénégal $\Delta t \approx 9h \rightarrow q = \frac{2 \times 9}{\pi} q_{\max} \approx 5.5 q_{\max}$

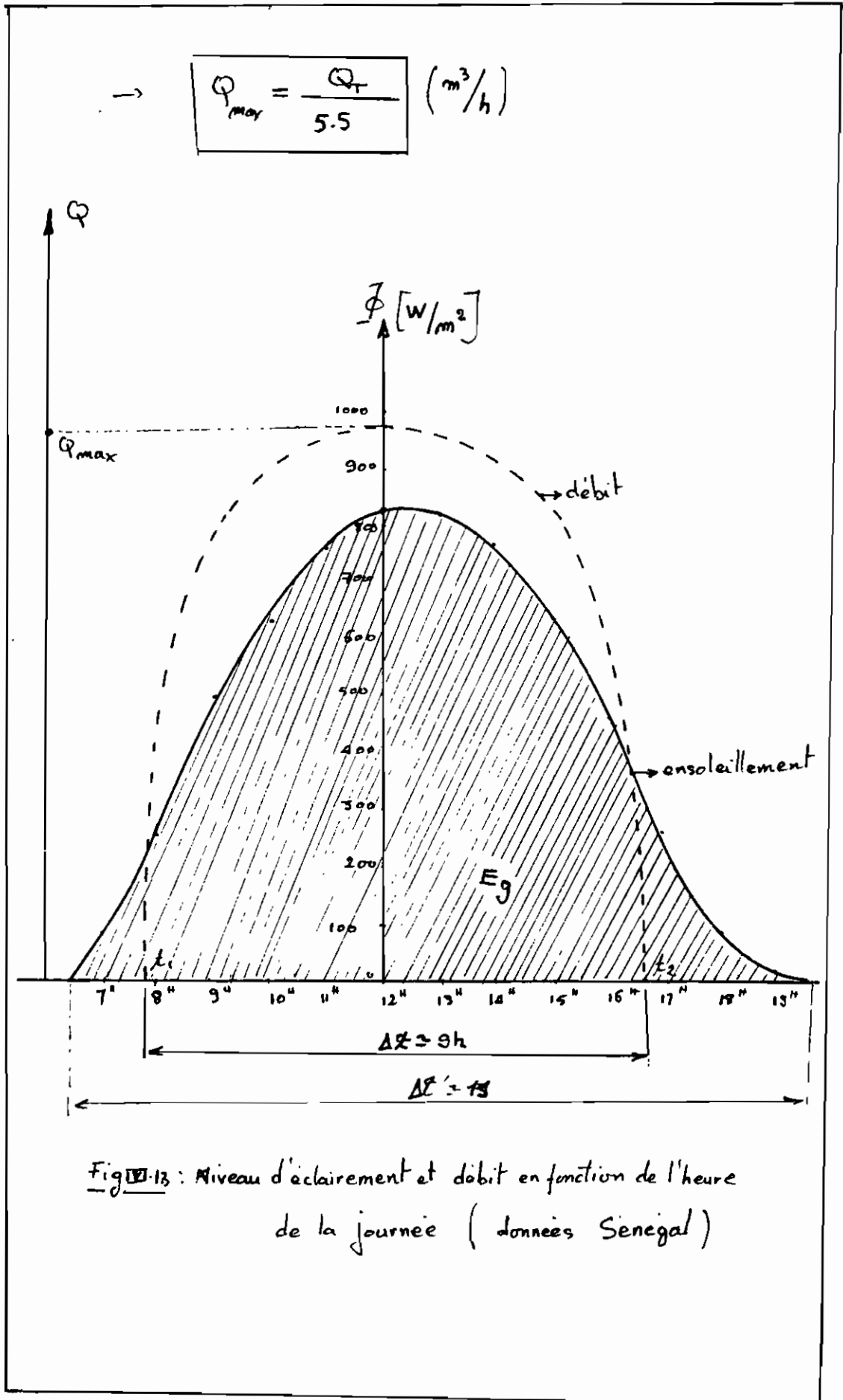
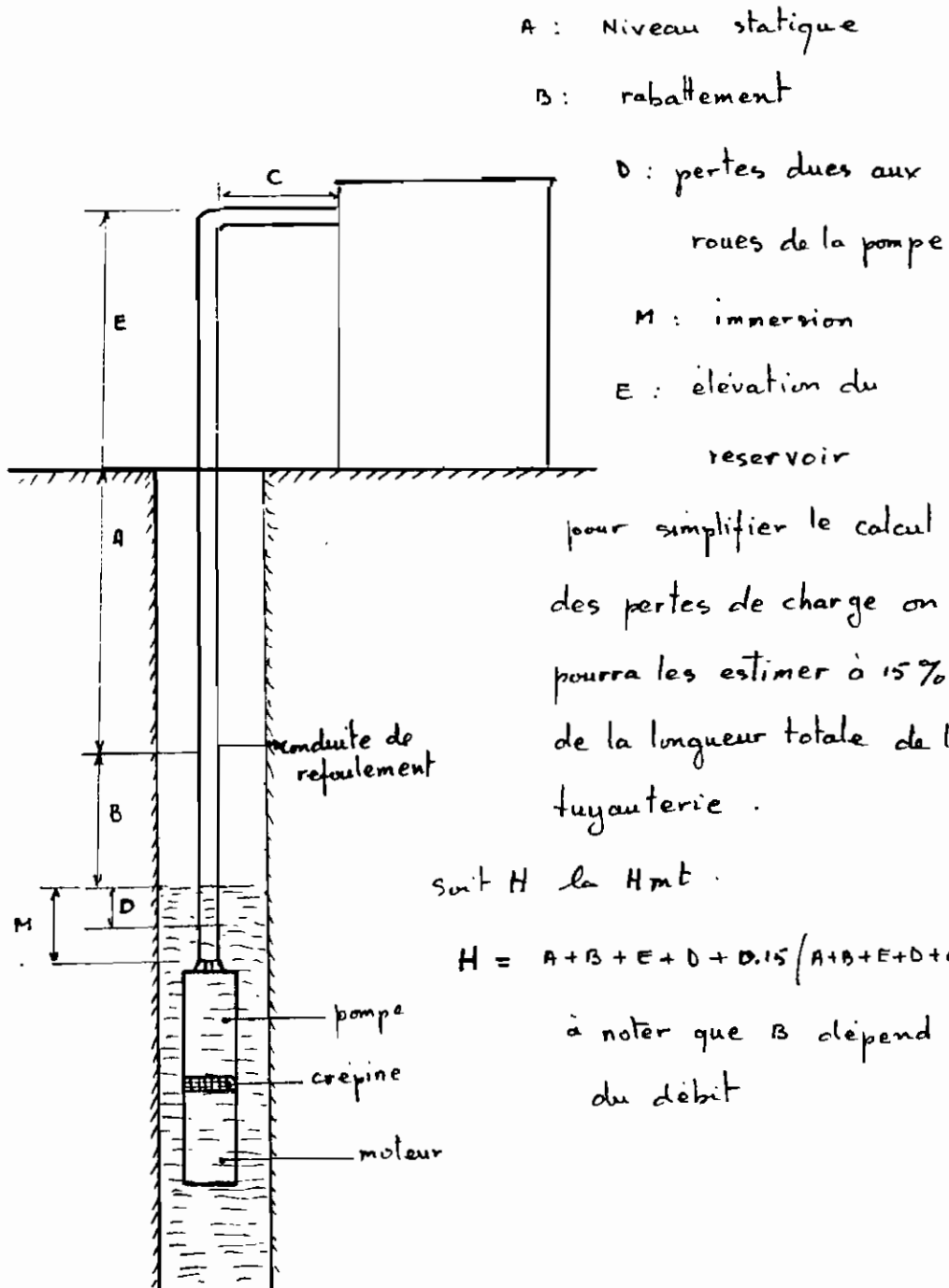


Fig. 13 : Niveau d'éclairement et débit en fonction de l'heure de la journée (données Senegal)

08d) Détermination de la hauteur manométrique totale (H_{mt})



08e) Détermination de la puissance du générateur

- puissance hydraulique développée P_H

$$P_H = \rho g Q_{\max} H = 9810 \cdot Q_{\max} \cdot H \quad \text{avec } Q_{\max} \text{ [m}^3/\text{s]}$$

$$P_H = \frac{9810 \cdot Q_{\max} \cdot H}{3600}$$

$$\boxed{P_H = \frac{Q_{\max} \cdot H}{367}} \quad \text{avec} \quad \begin{cases} Q_{\max} \text{ en } m^3/h \\ H \text{ en } m \\ P_H \text{ en } kw \end{cases}$$

la puissance utile du générateur P_u sera

$$P_u = \frac{P_H}{\eta_m \cdot \eta_p \cdot \eta_c \cdot \eta_{\text{ond}}}$$

, avec η_m : rendement du moteur = 75%

η_p : rendement de la pompe = 55%

η_c : rendement du cable = 95%

η_{ond} : rendement du hacheur-ond = 20%

$$P_u = \frac{P_H}{0.35}$$

cette puissance correspond à un flux Φ_{\max} . La puissance créée du générateur P_{cr} étant calculée à un flux

$\Phi = 1 \text{ kw}/m^2$, alors

$$P_{cr} = \frac{P_u}{\Phi_{\max}} \times 1 \quad \Phi_{\max} \text{ en } kw/m^2$$

de la figure (III - 13) et en considérant $\Phi(t)$ comme

une sinusoïde, on obtient $E_g = \frac{2}{\pi} \Phi_{\max} \Delta t'$, avec

E_g en $kw/m^2 \cdot jr$

et Φ_{\max} en kw/m^2

note $\Delta t' =$ durée levé au couché du soleil

en posant $\Delta t' = 11^h$ on obtient $E_g = \frac{11 \times 2}{\pi} \phi_{max}$
 $\rightarrow E_g = 7 \phi_{max}$

$$P_{cr} = \frac{P_u \cdot \Delta t}{\phi_{max}} = \frac{7 P_u}{E_g} = \frac{7 \cdot Q_{max} \cdot H}{0.35 \times 367 \times E_g}$$

or $Q_{max} = \frac{Q_T}{5.5} \rightarrow P_{cr} = \frac{7 \cdot Q_T \cdot H}{0.35 \times 367 \times 5.5 \times E_g}$

$$P_{cr} = \frac{Q_T \cdot H}{100 E_g}$$

avec

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{cr} \text{ en Kw} \\ Q_T \text{ en m}^3/\text{jour} \\ H \text{ en m} \\ E_g \text{ en Kwh/m}^2\text{-jour} \end{array} \right.$$

Généralement on ne peut pas déterminer le rendement du moteur électrique et de la pompe, a priori. Or connaissant le débit horaire et la hauteur manométrique, on peut déterminer la puissance P_m du moteur électrique à partir des catalogues (cf Annexe c)

dans ce cas $P_u = \frac{P_m}{\eta_{md} \times \eta_c} = \frac{P_m}{0.9 \times 0.95}$

donc $P_{cr} = \frac{7 \cdot P_u}{E_g} = \frac{7 P_m}{0.85 E_g} = 8.14 \frac{P_m}{E_g}$

donc $P_{cr} = \frac{8 P_m}{E_g}$

III-8-f) Performances du générateur

sait W_u l'énergie à fournir journalièrement par le générateur

$$W_u = 5.5 P_u \text{ [kwh/jour]}$$

$$P_{cr} = \frac{7 \cdot P_u}{E_g} \text{ donc } W_u = \frac{5.5 \cdot E_g \cdot P_{cr}}{7}$$

$$W_u = \left(\frac{E_g}{1.3} \right) P_{cr}$$

Calcul de la conduite de refoulement

Le calcul de la conduite de refoulement peut être résumé au tableau suivant

Q_{max} m ³ /h	1 à 1.4	1.4 à 2.7	2.7 à 4.2	4.2 à 7.3	7.3 à 15
Diamètre ϕ en pouce	1"	1" ¹ / ₄	1" ¹ / ₂	2"	2" ¹ / ₂
	gag(26-34)	gag(33-42)	gag(40-49)	gag(50-60)	gag(66-76)

Tableau 2: diamètre minimum de la tuyauterie de refoulement

Stockage de l'énergie

Pour le pompage de l'eau l'énergie fournie par le générateur photovoltaïque sera stockée sous forme d'un volume d'eau pompé dans un réservoir. Le volume du réservoir peut être fixé de 2 à 4 fois la consommation journalière.

Dans certains cas et dépendamment des conséquences d'une pénurie d'énergie, on peut se munir d'un système d'appoint pouvant fournir de l'énergie pendant les périodes de mauvais ensoleillement comme par exemple un petit groupe électrogène à essence.

IV

Application

IV-1) Données

Soit à alimenter en eau le village de Neliagamba situé dans la région de Fatick à 20 km à l'Ouest de Fatick.

Soit $\phi = 14.20$ latitude Nord $\Rightarrow \alpha_{ch_2} = 14^\circ$ vers le Sud

population : 1500 habitants

bétail = 800 têtes de gros bétail

infrastructure hydraulique existante

- 1 forage de 69 m de type F réalisé par Caritas en 1982 - niveau statique 8 m
- 1 éolienne à larges pales montée par les volontaires italiens en Mai 1985
- 1 réservoir de stockage de 20 m³
- 1 contrepuits de 18 m à proximité du forage
- 1 rivière saisonnière (Août à Janvier)

IV-2) Dimensionnement d'un générateur solaire

Supposons une consommation de 30 l/habitant par jour

$$\text{donc } Q_T = 1500 \times 30 + 800 \times 50 = 85 \text{ m}^3/\text{jour}$$

en supposant que l'éolienne puisse fournir le débit nécessaire

à l'alimentation en eau du bétail, le support photovoltaïque devra fournir environ 45 m³/jour soit un débit maxi

$$Q_{\max} = \frac{Q_T}{5.5} = 8.2 \text{ m}^3/\text{h} \quad \text{prenons } \underline{Q_{\max} = 8 \text{ m}^3/\text{h}} \text{ et un rabatement de 10 m.}$$

si on choisit une pompe Grundfos, la fig (C-1) montre qu'une pompe SP10 est appropriée pour ce débit. Pour ce type de pompe le diamètre de la tuyauterie de refoulement est de 2 pouces. De la fig (C-4) on détermine la perte de charge f par mètre de tuyauterie

$$Q = 8 \text{ m}^3/\text{h} = \frac{8}{0.2271} \text{ Gpm US} = 35 \text{ Gpm US}$$

$$\left. \begin{array}{l} Q = 35 \text{ Gpm US} \\ D = 2'' \end{array} \right\} f = 4.5 \text{ m}/100 \text{ m de conduite en acier}$$

$$\rightarrow f = 0.045 \text{ mCE}/\text{m de conduite en acier}$$

$$\text{donc } H = 8 + 10 + 4 + 0.045 (8 + 10 + 4 + 2) = 23.08$$

$$\underline{H = 23 \text{ m}}$$

de la fig (C-26) on voit qu'avec un étage on est capable d'élever $8 \text{ m}^3/\text{h}$ à 4.3 m. Donc le nombre d'étages requis

pour $H = 23 \text{ m}$ est $\frac{23}{4.3} = 5.4 > 5$ étages donc on choisira 7 étages c'est-à-dire une pompe SP10-7 dont la puissance du moteur électrique est $P_m = 1.1 \text{ Kw}$

- fig (C-3b)

$$\text{donc } P_{cr} = \frac{8 P_m}{E_g} [\text{Kw}_{cr}] = \frac{8.8}{5.83} = 1509 \text{ W}_{cr}$$

le moteur peut être alimenté en triphase 220 V, ou 380 V. En choisissant des panneaux solaire Genesol de tension nominale de 24 V_{DC} on obtient le tableau suivant qui nous permet de déterminer la taille du générateur solaire. La tension alternative triphasée est reliée à la tension continue V_{DC} au bornes

du générateur par la relation

$$V_{ac} = \sqrt{3} V_{dc}$$

Tableau II-1

nombre de panneaux en série	Tension Ac 3 phases	type de panneau	Per [W_{cr}]	Surface totale des cellules [m^2]
6	249	Genesol A1200	1920	$6 \times 4.6 = 27.6$
		Genesol A1080	1728	$6 \times 3.45 = 20.7$
9	374	Genesol A900	2160	$9 \times 3.46 = 31.14$
		Genesol C480 (9//9)	2304	$18 \times 2.2 = 39.6$

On peut donc choisir une alimentation en 249 V. Si on admet que la chute de tension due au câble et au système de commande et de contrôle, on peut supposer que le moteur aura 240 V, à ses bornes.

Donc on choisit 6 panneaux Genesol A1080 dont la puissance crête est $\underline{P_{cr} = 1728 W_{cr}}$, et la surface totale des cellules $S = 20.7 m^2$

Des fig (k-5 et c-5) on peut supposer qu'à $\phi = 820 W/m^2$, le courant de court-circuit d'une cellule solaire est d'environ $250 A/m^2$.

donc pour notre générateur $I_{cc} = 250 \times 20,7 = 5,2 \text{ kA}$

Le tableau (C-5) permet de choisir un disjoncteur pour la protection du circuit. Le pouvoir de coupure de ce disjoncteur doit être supérieur ou égal à 6900 A . On choisit donc un C32a avec $Pdc = 20 \text{ kA}$.

Nota: on préfère placer le disjoncteur dans le circuit à courant continu afin de mieux protéger les éléments électroniques du hacheur-adaptateur et de l'onduleur qui seront placés en aval du disjoncteur.

La protection thermique du moteur est assurée par la commande du hacheur comme mentionné en annexe.

Pour les interrupteurs par électrodes et à flotteur, on pourra choisir un coffret R861 (de Leroy Sommer) dont la commande de la platine électronique est effectuée par l'interrupteur à flotteur ou les 3 électrodes suspendues dans le forage et reliées au coffret par fils unipolaires de $2,5 \text{ mm}^2$. La pompe s'arrête automatiquement lorsque l'électrode basse n'est plus alimentée (ou quand l'interrupteur à flotteur est ouvert) et se remet en marche lorsque l'électrode haute est à nouveau au contact de l'eau.

L'indice de protection des coffrets de commande doit être la suivante: IP 549

- 5: pour protection contre les dépôts nuisibles de poussières

- 4: protection contre les projections

d'eau en toutes directions

5 : grande résistance mécanique du coffret

Performances du générateur

$$P_{cr} = \frac{Q_T \cdot H}{100 E_g} \quad \rightarrow \quad Q_T = \frac{100 \cdot P_{cr} \cdot E_g}{H}$$

$$P_{cr} = 1.728 \text{ kW}$$

$$H = 23 \text{ m}$$

$$\rightarrow Q_T = 7.5 E_g \text{ m}^3/\text{jour}$$

mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
$\frac{E_g}{\text{m}^3/\text{jour}}$	5.1	6.1	6.8	7.0	6.9	6.4	5.6	5.4	5.5	5.7	5.2	4.7
Q_T (m^3/jour)	38	46	51	53	52	48	42	41	41	43	39	35

soit un débit pompé annuel de 16090 m^3 ce qui correspond à un débit journalier moyen de $44 \text{ m}^3/\text{jour}$

Coût total du projet

prenons $3600 \text{ CFA}/\text{Wcr}$ (prix FOB Gundfos Mars 1981)
et supposons transport + installation $\approx 40\%$ du

prix total FOB du matériel

le tableau suivant donne le coût total approximatif du projet.

Matériel	coût unitaire - CFA	nombre d'unités	coût total en CFA
Modules solaires	3600 (FOB)	1928	6 221 000
pompe	200 000 (FOB)	1	200 000
coffrets de commande + hacheur et onduleur	600 000 (FOB)	1	600 000
cables	2000 /m (FOB)	30	60 000
chassis	400 000 (FOB)	1	400 000
Transport + installation	0.4 (7481 000)	-	2 992 400
Tuyauterie	2000 /m	25	50 000
Réservoir 90 m ³ + accessoires	400000	1	4000 000

Total = 14 523 400

Le plan placé à la fin de ce rapport illustre le schéma type de cette station de pompage.

5.3) Dimensionnement d'un générateur Diesel

On a à alimenter un moteur de 1.1 kw.

Supposons un démarrage direct cas où le courant de démarrage est d'environ 7 fois le courant nominal. Quand on sait qu'un groupe électrogène peut supporter une surcharge d'environ 30% de sa puissance nominale, la puissance requise du générateur sera donc de $5 \times 1.1 = 5.5$ kw. pour un

$$\cos \phi = 0.8 \quad \text{on a} \quad P_0 = \frac{5.5}{0.8} = 6.88 \text{ KVA}$$

on choisit donc un groupe électrogène de $\underline{P_G = 7 \text{ kVA}}$
pour un groupe, d'une telle puissance la consommation
en carburant est de l'ordre de 250 g / kw-h .

en supposant la densité du gas-oil de l'ordre de 0.9 , la
consommation sera de 0.278 l / kw-h

$$\cos \varphi = 0.8 \rightarrow P_G = 7 \times 0.8 = 5.6 \text{ kw}$$

donc la consommation horaire sera $c = 0.278 \times 5.6 \text{ l/h}$

$$\underline{c = 1.57 \text{ l/h}}$$

IV) Etude économique des deux solutions

les calculs seront basés sur les critères* suivants :

- prix du carburant (transport compris) : 300 CFA / l
- entretien + pièces détachées du groupe : 25% du coût du
groupe
- dépense en huile : 15% de la dépense en carburant
- durée de vie du groupe : 5 ans
- durée de vie de la cabine abritant le groupe : 20 ans
- frais du personnel de surveillance du groupe : $20\,000 \text{ CFA / mois}$
- durée de vie du générateur photovoltaïque : 20 ans
- durée de vie de l'onduleur et du hacheur : 5 ans
- taux d'actualisation : 10%
- frais de fonctionnement du générateur photovoltaïque = 1.5%
du coût du générateur

* : source SEMA

Pour l'étude comparative, seuls les générateurs et leurs accessoires seront pris en compte :

- générateur Diesel : groupe + cabine
- générateur solaire : cellules + hacheur-onduleur + châssis

Pour le calcul d'actualisation, la formule suivante sera employée :

$$V_p = y \left[\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right]$$

avec

y : annuité ou versement annuel

V_p : valeur présente

i : taux d'actualisation (taux d'intérêt)

n : nombre de périodes de capitalisation

ici, on suppose une capitalisation annuelle en fin de période donc $n =$ nombre d'années

Exemple de calcul : coût du groupe = 2 000 000 CFA = V_p
durée de vie 5 ans donc $y =$ amortissement annuel

$$y = \frac{V_p}{\left[\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right]} = \frac{2\,000\,000}{\left(\frac{1 - 1.1^{-5}}{0.1} \right)} = 527\,600$$

de la même façon on établit le tableau suivant. Dans ce tableau le coût du m^3 pompé ne tient compte que du coût du générateur, les coûts de la pompe, du câble d'alimentation du réservoir n'étant pas pris en compte car étant les mêmes pour les deux solutions.

	Générateur Diesel 7 KVA	Générateur Solaire 1728 W
Hauteur manométrique totale : H	23 m	23 m
Débit nominal	8 m ³ /h	44 m ³ /jour
Durée annuelle de fonctionnement	2008 h	2008 "H"
Volume annuel pompe'	17520 m ³	16090 m ³
<u>Investissement</u>	- groupe : 2 000 000 - cabine : 500 000 <u>Total : 2 500 000</u>	- modules : 6 221 000 - hacheur-ond : 500 000 - chassis : 400 000 <u>Total : 7 121 000</u>
<u>Amortissement</u>	- groupe (5ans) : 427 600 - cabine (20ans) : 58 700	- modules (20ans) : 730 700 - h.ond (5ans) : 132 000 - chassis (20ans) : 47 000
<u>Frais de fonctionnement annuel</u>	- gaz oil : 946 000 - huile : 142 000 - surveillance : 240 000 - entretien : 132 000	1.5% (710700) = 109600
Dépense annuelle	2 046 300	920 700
"coût générateur" du m ³ pompe'	117 CFA / m ³	57 CFA / m ³

Cette étude comparative montre que la solution solaire est beaucoup plus économique que celle du groupe électrogène. Le groupe électrogène présente en plus les désavantages suivants :

- un rendement diminuant avec la puissance du groupe
- des problèmes de maintenance en site isolé (pièces de rechange)
- problèmes de transport du carburant
- nécessité d'intervention d'un opérateur au démarrage et une surveillance pendant le fonctionnement

La solution Diesel présente par contre les avantages suivants :

- début d'électrification du village
- fonctionnement indépendant des aléas climatiques contrairement au générateur solaire.



Conclusion

Cette étude a permis des formules théoriques et une méthodologie de dimensionnement d'un générateur solaire en toute localité en connaissant la radiation globale, le flux solaire maxi, l'insolation et la latitude du lieu.

Pour le cas du Sénégal, en posant $E_{g\text{ moy}} = 5.8 \text{ kWh/m}^2\text{-jour}$, la formule théorique $W_u = \frac{E_g}{1.3} P_{cr}$ soit $P_{cr} = \frac{W_u}{4.5}$ vérifie à toute fin pratique la formule empirique employée pour le dimensionnement des générateurs solaire à savoir $P_{cr} = \frac{W_u}{4}$ où W_u représente l'énergie journalière nécessaire.

L'étude économique de l'exemple traité dans ce rapport montre que pour de faibles puissances (pompage ---), le solaire est plus économique que le diesel malgré son coût d'investissement assez élevé ce qui est lié au coût de production élevé des cellules solaires dont la cause essentielle est la suivante : les pays où le solaire trouve des applications intéressantes ne possèdent souvent pas la technologie de

production des cellules solaires et ceux qui possèdent cette technologie ont des sources d'énergie (centrales atomiques...) et des réseaux de distribution très développés rendant l'application du solaire peu compétitif. Ceci fait que la recherche sur les photovoltaïques orientée essentiellement vers un marché réduit et "prestigieux" (satellites) n'est pas assez développée ce qui ne permet pas de réduire considérablement leur coût de production afin de rendre leurs applications beaucoup plus intéressantes dans les pays en développement où les besoins en énergie sont souvent faibles et très dispersés notamment dans les zones rurales.

Vu l'importance que peut constituer le solaire dans un pays comme le nôtre, il serait intéressant qu'une institution comme l'École Polytechnique puisse disposer d'une station photovoltaïque afin d'expérimenter différents systèmes d'application (pompage, froid, etc...).

IV

ANNEXES

A

LES SEMICONDUCTEURS

a.1) Définition : si on classe les éléments chimiques solides à la température ambiante en fonction de leur résistivité électrique ρ' on constate qu'ils se placent dans leur grande majorité dans deux groupes très distincts :

- les isolants pour lesquels $10^{11} \leq \rho' \leq 10^{19} \Omega \cdot \text{cm}$
- les conducteurs pour lesquels $1.5 \cdot 10^{-6} \leq \rho' \leq 10^{-4} \Omega \cdot \text{cm}$

Les éléments pour lesquels ρ' est comprise entre 10^3 à $10^5 \Omega \cdot \text{cm}$ ont reçu pour cette raison le nom de semi-conducteur : c'est le cas du silicium .

Cependant la différence fondamentale entre les semi-conducteurs et les conducteurs est moins la valeur de ρ que sa variation en fonction de la température . En effet ρ' croît avec la température pour les métaux alors qu'elle décroît très rapidement avec celle-ci pour les semi-conducteurs .

Dans les solides le transport des charges électriques est assuré entre une cathode et une anode par les quelques électrons libres , i.e non liés à un atome . Pour les semi-conducteurs le nombre d'électrons libres est très faible et est même rigoureusement nul au voisinage de 0°K ; tous

les électrons sont engagés dans les liaisons covalentes qui assurent la rigidité du solide. Lorsque la température s'élève, certains électrons des couches électroniques extérieures des atomes acquièrent par suite du mouvement brownien une énergie suffisante pour se libérer de l'attraction du noyau. Si E est l'énergie d'ionisation et T la température du réseau, on montre que la probabilité pour qu'une telle ionisation se produise est proportionnelle à $\exp(-E/kT)$ où k est la constante de Boltzmann. La densité d'électrons libres croît donc exponentiellement avec la température. Pour les isolants E est importante et T est supérieure au point de fusion pour avoir une valeur notable de l'exponentielle. Pour les semi-conducteurs E est assez faible et on obtient un nombre d'électrons libres assez notable à la température ambiante (pour Si $E = 1.1 \text{ eV}$).

0-2) États énergétiques Les corps solides ont pour la plupart une structure cristalline. La répartition des niveaux d'énergie n'est plus valable dans le cas d'une structure composée de plusieurs atomes dont la formation se produit grâce aux interactions entre ces atomes; la présence des atomes voisins affecte surtout les électrons périphériques. Ces interactions créent de nouveaux niveaux énergétiques formant des zones appelées états énergétiques. Entre deux états énergétiques il existe toujours ^{une} zone dite interdite qui

se traduit par la différence énergétique entre deux états. Aucun état intermédiaire ne peut exister. En s'éloignant du noyau on observe que les couches d'électrons ne sont pas toutes remplies, on a donc des couches disponibles dites couches de valence. La couche de valence la plus éloignée s'appelle la couche de conduction. Entre la couche de valence et la couche de conduction se trouve la zone interdite dont la largeur est décisive dans le comportement du cristal.

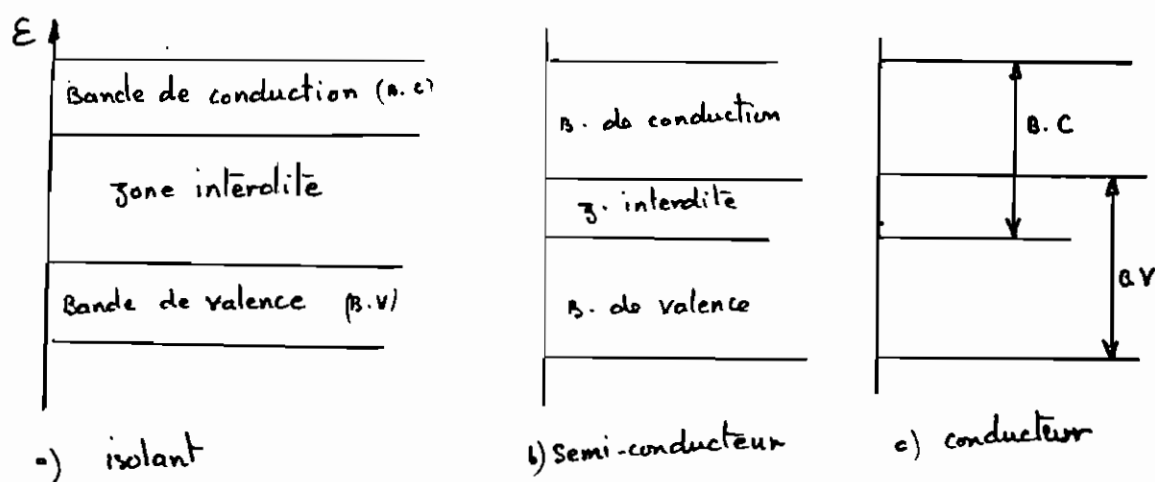


Fig A1 : états énergétiques

a-3) Matériaux semi-conducteurs : Le silicium est le matériau le plus employé dans les photopiles. Sous forme cristalline ce semi-conducteur est en parfait équilibre énergétique ; on parle alors de cristaux intrinsèques. La couche de valence comprend 4 électrons qui forment des liaisons covalentes avec leurs voisins et il faut une énergie $E_g = 0.72$ eV pour rompre une liaison covalente et libérer un électron.

Pour construire un élément électronique "actif" on introduit des

impuretés à l'intérieur du cristal intrinsèque. Nous avons deux sortes d'impuretés : les donneurs (atomes pentavalents tel le phosphore, l'arsénique, l'antimoine) et les accepteurs (atomes trivalents tel le gallium ou l'indium).

Dans le cas des donneurs, l'atome du cristal tétravalent devient positif par rapport à celui du donneur ; on obtient ainsi un semi-conducteur de type N. Le phénomène inverse se produit en introduisant un accepteur dont l'atome trivalent attire un électron de son voisin tétravalent (celui du Si) provoquant un "trou" dans la liaison covalente. Comme dans le cas des électrons dans le semi-conducteur de type N, le trou (du type P) va se déplacer accomplissant ainsi le transport des charges électriques donc le courant électrique. De cette sorte on obtient un semi-conducteur de type P.

a-4) La jonction PN : Un semi-conducteur pris séparément soit comme un cristal pur (intrinsèque) ou "dopé" par une impureté donc de type N ou P ne présente aucun effet externe.

Comme un semi-conducteur présente toujours une certaine densité de trous p et d'électrons n , la "réaction chimique" Atome neutre \rightleftharpoons trou + électron voit son équilibre déplacé par l'apport de trous supplémentaires (ou d'électrons supplémentaires). La loi d'action de masse décrite par cette réaction compte tenu

du fait que le pourcentage d'atomes ionisés est toujours faible s'écrit $n \cdot p = cte = n_i^2$ [ref 2] où n_i est la densité d'électrons dans un semi-conducteur intrinsèque. On distingue en général :

- les porteurs majoritaires (ce sont les plus nombreux : exemple trous pour le type P)
- les porteurs minoritaires (exemple électrons pour le type P)

Si deux cristaux respectivement de type P et de type N sont mis en contact intime, la jonction PN, ainsi réalisée est le siège de phénomènes extrêmement importants aussi bien du point de vue théorique que pratique.

La figure (A2) nous décrit ces phénomènes : Les trous de la zone P diffusent vers la zone N où ils sont minoritaires, quant aux électrons ils passent de la zone N à la zone P où leur concentration est faible. Dans la zone de transition ($-b < z < +a$) les concentrations des porteurs sont faibles donc également la conductivité électrique. Dans cette région règne un champ électrique \vec{E} dirigé de la zone N vers la zone P qui s'oppose à la diffusion des porteurs puisqu'il tend à ramener les trous dans la zone P et les électrons dans la zone N. L'état d'équilibre est obtenu par l'antagonisme des deux phénomènes suivants :

- la diffusion ; si la concentration des porteurs n'est pas

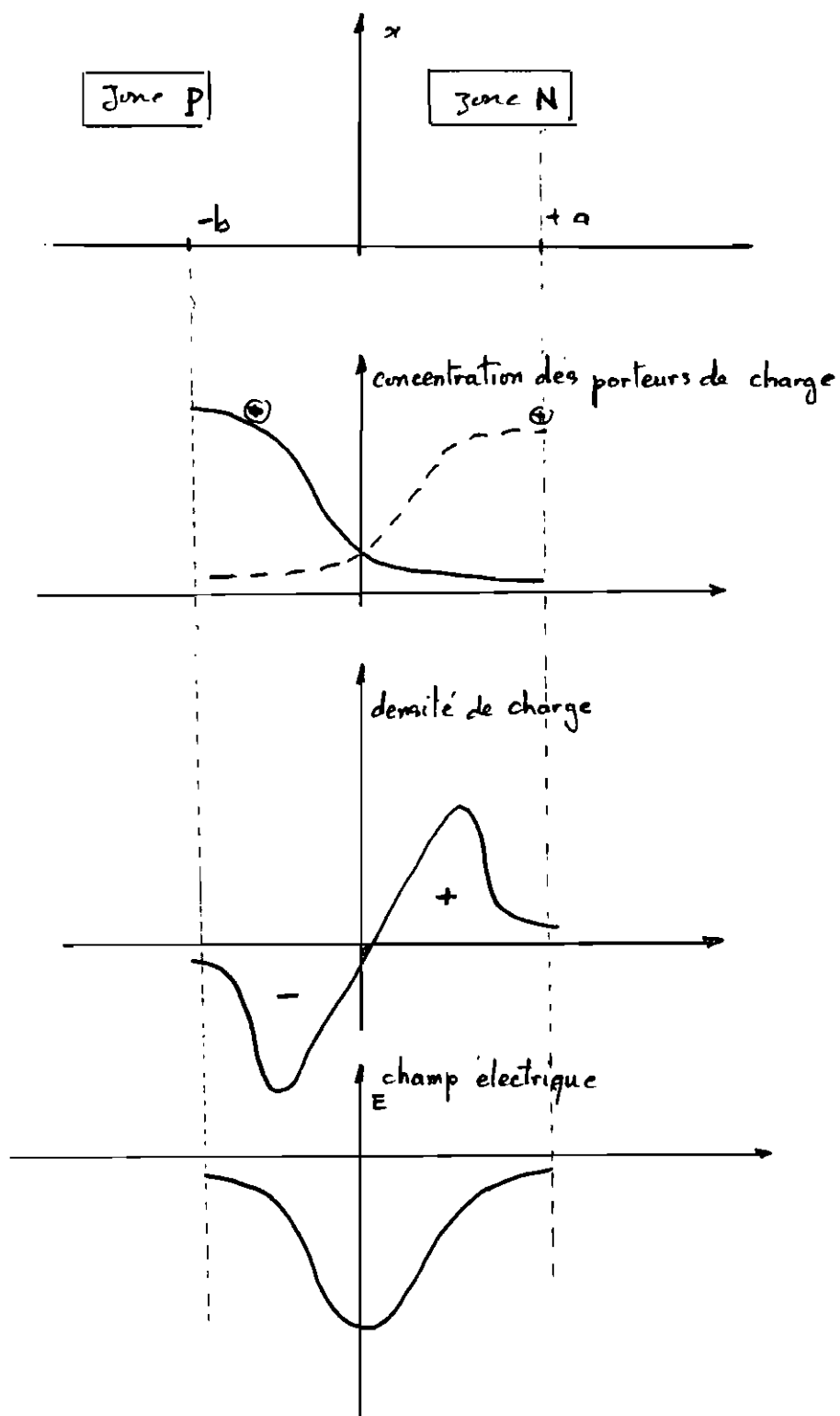


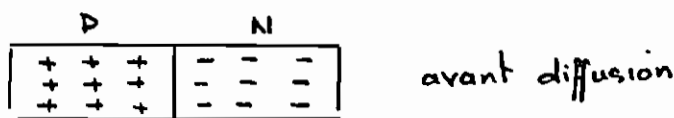
Fig A2: jonction PN - zone de transition ($-b < x < +a$)

uniforme, un "courant de diffusion" s'établit spontanément dans un sens tel qu'il tend à égaliser les concentrations en tous les points

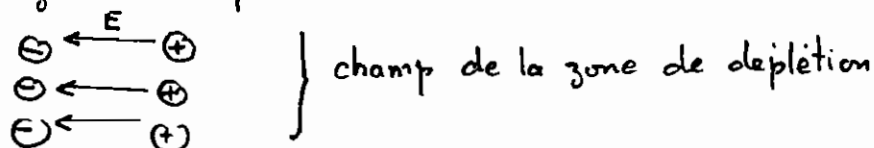
— le champ électrique responsable d'un courant de sens inverse

a-5) Zone de transition : quand un électron diffuse dans la zone P il se recombine avec un trou ; le trou disparaît et l'électron libre (de la bande de conduction) devient un électron de valence. Chaque fois qu'un électron traverse la jonction, il crée une paire d'ions (ou paire électron-trou). Au fur et à mesure que le nombre de paires d'ions augmente, la zone qui l'entoure la jonction se vide de ses charges mobiles car les ions sont fixes à l'intérieur du cristal (les liaisons covalentes les empêchant de se déplacer librement). Cette zone où les charges sont rares s'appelle la zone de déplétion ou de transition

a-6) Barrière de potentiel

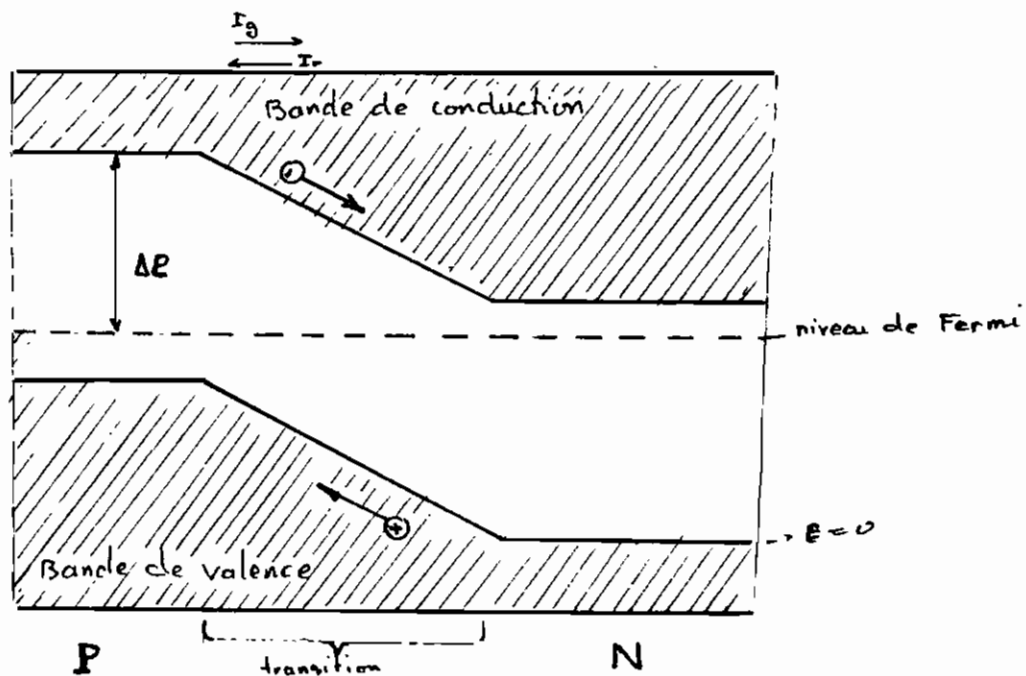


} zone de déplétion



Chaque paire d'ions (ou dipole) a un champ électrique. Donc l'intensité du champ augmente si chaque fois qu'un porteur traverse la jonction jusqu'au moment où le champ empêche toute diffusion à travers la jonction. Quand un électron de la zone P (porteur minoritaire) entre dans la zone de déplétion, il est poussé dans la zone N par le champ diminuant ainsi l'intensité du champ mais celui-ci sera rétabli à sa valeur originale par la diffusion de quelques porteurs majoritaires. Ce champ électrique E entre les ions est équivalent à une différence de potentiel appelée barrière de potentiel dont la valeur est de 0.7V pour les cristaux PN au silicium à 25°C.

a) L'écart d'énergie



Lorsqu'un électron diffuse à travers la jonction, il remplit le trou d'un atome trivalent. Cet électron supplémentaire repousse l'orbite de la bande de conduction plus loin du noyau de l'atome trivalent. Tout autre électron passant près de cet atome aura donc besoin de plus d'énergie pour se déplacer sur l'orbite de la bande de conduction. Ceci revient à dire que la bande P remonte par rapport à la bande N une fois la zone de déplétion établie. A l'équilibre les électrons du côté N n'ont pas assez d'énergie pour traverser la jonction. Un électron ne peut franchir l'écart d'énergie (i.e. la trajectoire à suivre pour diffuser à travers la jonction) que s'il reçoit de l'énergie d'un générateur externe. Justement pour le cas des cellules photovoltaïques ce générateur est le soleil par le biais de l'énergie que possèdent les photons.

B

Systeme de commande du hacheur adaptateur

Comme on peut le voir, à la fig(81) le hacheur comprend un transistor de puissance T_p protégé par un système électronique d'asservissement.

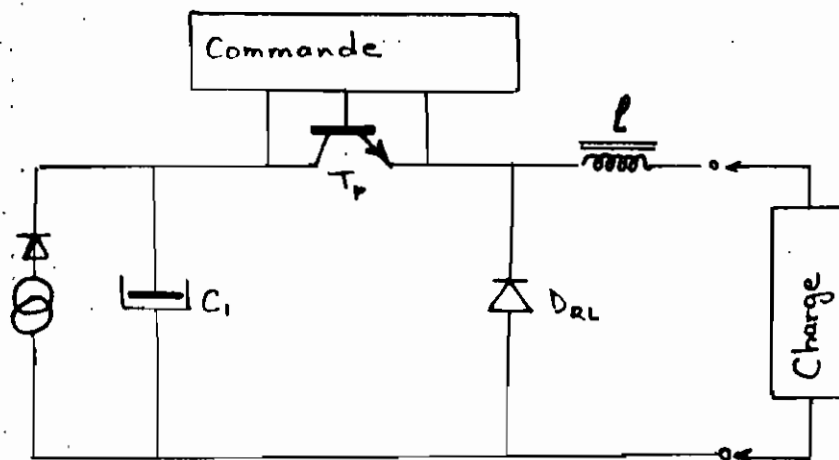


Fig 81 : schéma de principe du hacheur adaptateur de puissance

Le comparateur C_1 établit une tension d'erreur entre une tension de référence V_R correspondant au point de fonctionnement optimal et une fraction de la tension des photopiles V_p . Cette tension de référence modifie le rapport cyclique des impulsions délivrées par le comparateur, à hystérésis C_2 et la base de temps de manière à maintenir la tension des photopiles

au voisinage de sa valeur optimale. Ces impulsions sont amplifiées et transmises par l'intermédiaire de transformateurs d'impulsions qui ont également un rôle de transformateur d'isolement au bistable de commande du transistor de puissance.

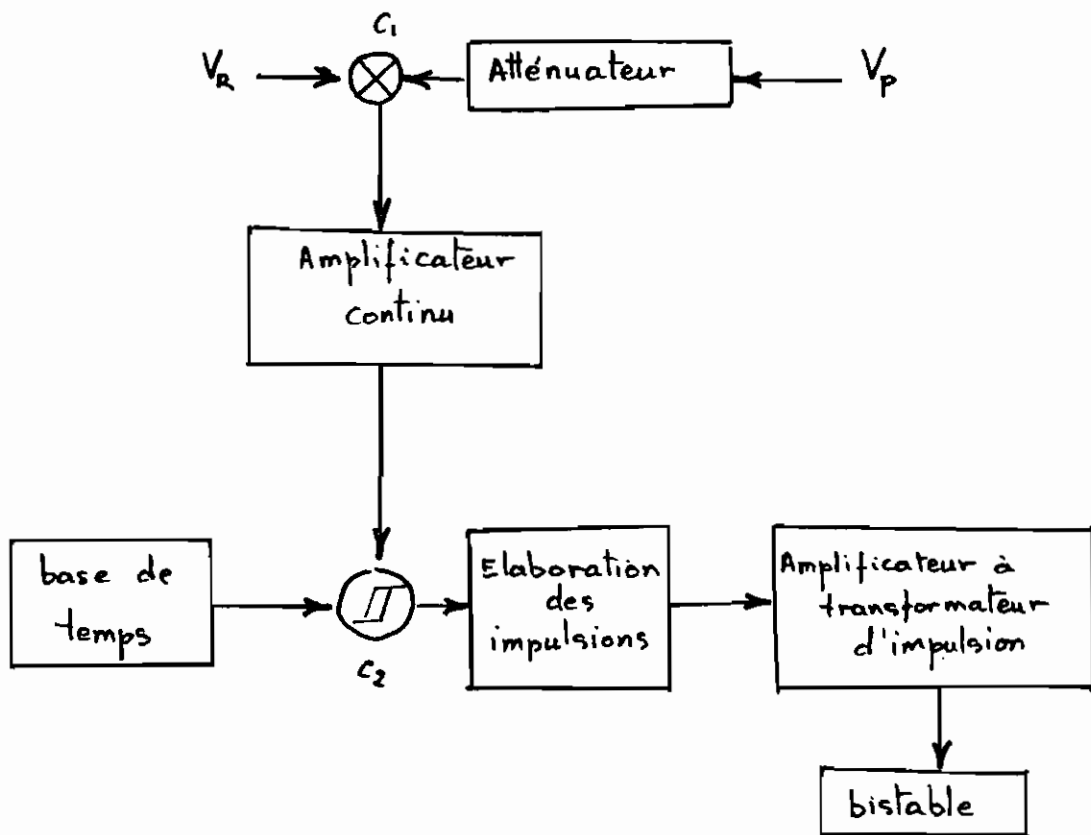


Fig 82 : schéma synoptique de l'asservissement au point de fonctionnement optimal d'un générateur photovoltaïque

i) Commande de saturation du transistor de puissance (Fig 83)

Les impulsions de commande sont transmises à un montage bistable qui assure la saturation (conduction) et le blocage (ouverture)

du transistor de puissance T_p ainsi que la détection de toute surintensité qui entrainerait sa désaturation. L'impulsion de commande de saturation est transmise par l'intermédiaire du transformateur T_{R1} et de la résistance R_{12} à la base du transistor T_4 qui se sature ce qui permet d'alimenter la base du transistor de puissance par un courant I_B

$$I_B = \frac{V_{CC} - (V_{CE T_4} + V_{BE T_p})}{R_B} \quad \text{avec}$$

$V_{CE T_4}$: tension collecteur - émetteur de T_4

$V_{BE T_p}$: tension base - émetteur de T_p

on peut donc régler I_B par action sur R_B

Le pont constitué par R_{12} , R_{13} et la diode D_7 maintient la saturation de T_4 et par conséquent le courant I_B . Le taux de saturation de T_p dépend du courant I_B fourni à la base et du courant I_C fourni au collecteur. La diode d'antisaturation D_{10} évite une saturation excessive du transistor qui augmenterait le temps de stockage. La diode D_{15} et la diode D_{10} fixent la tension de T_p à $V_{CB T_p} = 0$. La tension collecteur - émetteur de T_p ne peut descendre en dessous de la tension de base - émetteur et le transistor fonctionne en régime de quasisaturation.

ii) Commande de blocage :

L'impulsion de commande de blocage est transmise par l'intermédiaire du transformateur T_{R2} et de R_{11} à la base du transistor T_3 qui se sature. La tension négative appliquée à la base de T_p entraîne son blocage et donc celui de D_7 ce qui

annule la phase de mémorisation (stockage). A l'instant t_3 l'impulsion de blocage disparaît et T_3 se bloque. La base de T_p est polarisée par une fraction de tension négative par l'intermédiaire de la résistance R_{14} , de D_9 et de R_{15}

$$V_{BE_{Tp}} = \frac{-R_6 V_{cc}}{R_{14} + R_{15}} \quad \text{et ceci jusqu'à l'instant } t_4$$

d'apparition d'une nouvelle impulsion de commande de saturation.

iii) Protection active contre les surintensités :

En cas de surintensité, le transistor se désature car le courant I_B est limité par la résistance R_B . La tension V_{ce} augmente entraînant le blocage de la diode D_7 donc celui de T_4 . La base de T_p est alors soumise à une tension négative qui le bloque comme dans la phase de mémorisation du blocage. T_p ne conduit à nouveau que par envoi d'une impulsion de commande de saturation. Il est à noter que le choix du courant $I_{c_{max}}$ est obtenu par action sur la résistance R_B dans les limites du courant maximum $I_{c_{max}}$ admissible par le transistor. Le bistable assure non seulement la saturation et le blocage corrects de T_p , mais aussi la protection de ce dernier contre les surintensités. Cette protection active contre les surintensités protège à la fois la charge (moteur) et le transistor et augmente la fiabilité du montage.

iii) Etude du réseau d'aide à la commutation :

Le réseau d'aide à la fermeture est constitué par une inductance l , une diode D_L et une résistance R_L . Au moment de la fermeture, l'inductance retarde la montée du courant dans le transistor ce qui améliore le cycle de commutation et diminue la puissance dissipée dans le transistor puisqu'il n'y a plus présence simultanée de tension V_{CEP} et courant I_{CTP} . L'énergie stockée dans l est ensuite restituée dans la résistance R_L .

Le réseau d'aide à la commutation à l'ouverture est constitué par une capacité C , une diode D_C et une résistance R_C . La capacité C retarde la montée en tension et évite la présence simultanée de la tension et du courant au moment de la commutation au niveau du transistor. L'énergie stockée dans la capacité est ensuite dissipée dans R_C .

Ainsi le choix convenable d'un réseau d'aide à la commutation entraîne une diminution des pertes totales. En fin la dissipation de l'énergie s'effectuant dans des résistances, le transistor de puissance ne subit pas de contraintes thermiques.

C

Choix d'une pompe

1) Procédure (pour pompe Grundfos)

- calculer le débit horaire et la H.m.t
- à partir du débit choisir la série appropriée (fig)
- à partir du débit et de la H.m.t, calculer le nombre n d'étages requis à partir de la caractéristique $Q-H$ d'un étage de la série correspondante

$$n = \frac{H.m.t}{H \text{ d'un étage}}$$

- connaissant n on choisit la pompe qui a le nombre d'étage immédiatement supérieur ou égale à n (fig)
- connaissant la pompe on détermine à partir de la fig la puissance du moteur P_m , le rapport $\frac{I_D}{I_N}$ pour la tension correspondante

2) Calcul du courant de court-circuit et choix du disjoncteur

- connaître la surface totale des photopiles S

- en supposant $i_{cc} = 250 \text{ A/m}^2$ (fig), on calcul

$$I_{cc} = i_{cc} \times S = P_{dc} : \text{pouvoir de coupure du disjoncteur}$$

- avec I_{cc} , on choisit le disjoncteur à partir de la fig

3) Entretien de la pompe (page)

4) calcul des pertes de charge (page)

Graphique des capacités

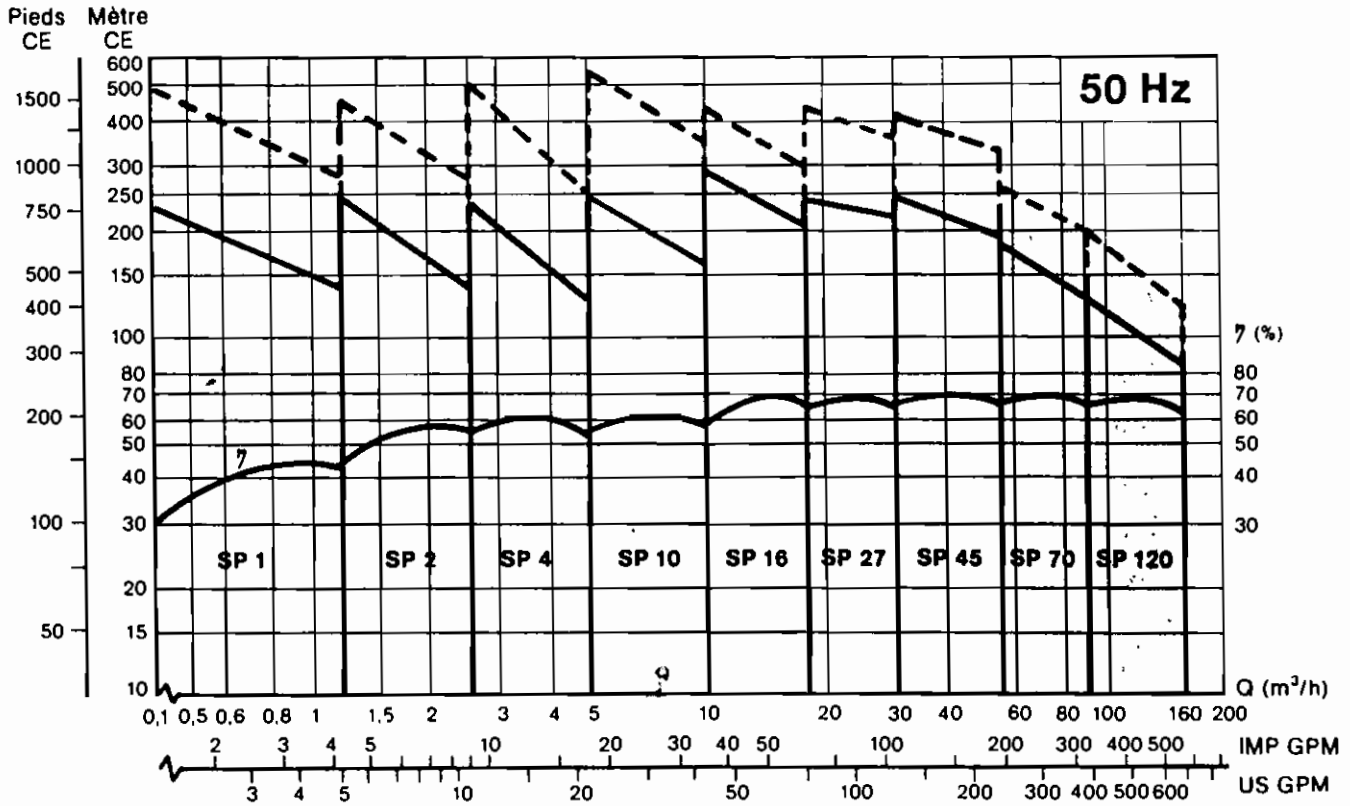
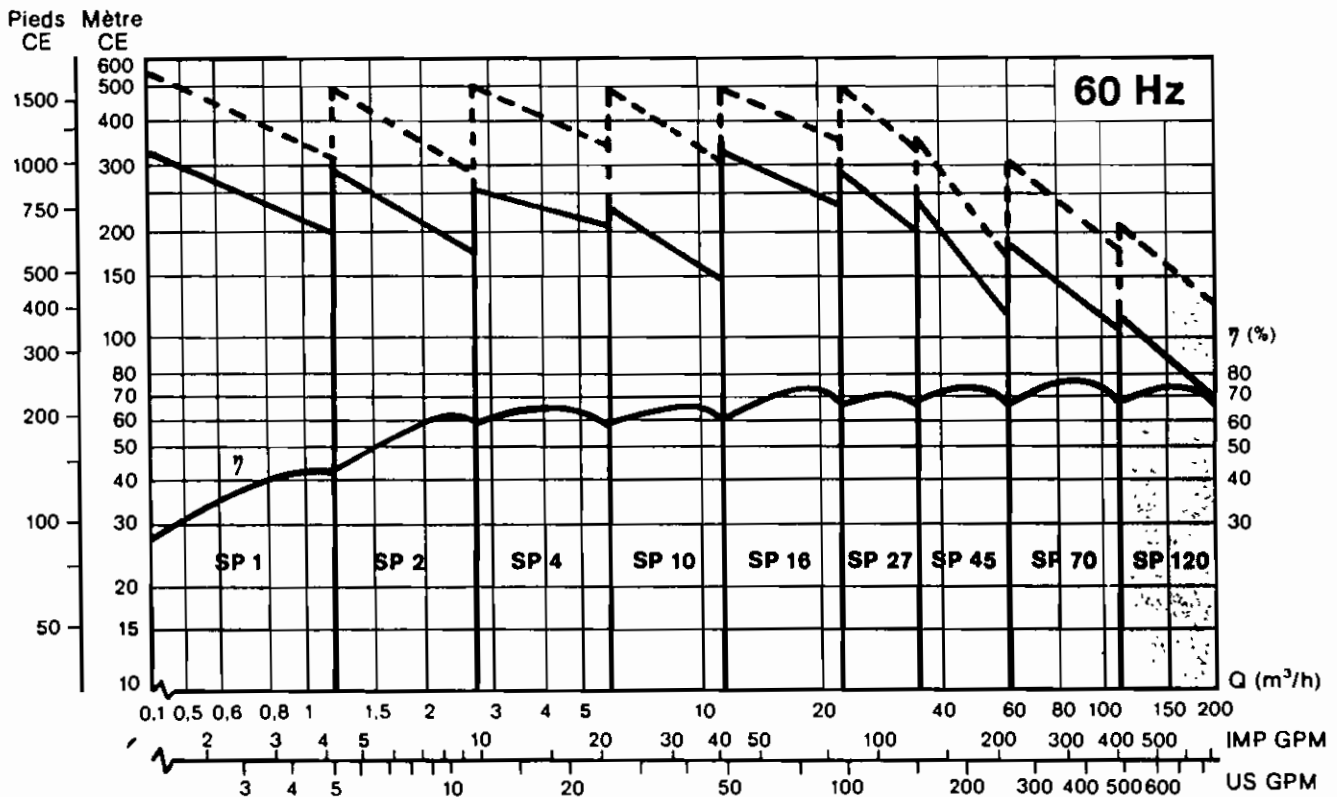


Fig C-1

Graphique des capacités



Ces graphiques démontrent la capacité, la hauteur manométrique et le rendement des pompes. Une série étendue de modèles standard permet de choisir la pompe avec la capacité et la hauteur manométrique exactes. Les lignes pointillées ont trait à des pompes spéciales de surpression.

Remarque : Le graphique supérieur est établi pour les fréquences 50 Hz, le graphique inférieur pour les fréquences 60 Hz.

Une documentation technique pour les différents types vous sera envoyée sur simple demande.



CRU. D.F. S.

Electro-pompes immergées

type



TYPE	SP 4-6	SP 4-9	SP 4-13	SP 4-16	SP 4-19	SP 4-22	SP 4-26	SP 4-32	SP 4-39	SP 4-46	SP 4-60
Puissance moteur kW	0,37	0,55	0,75	1,1	1,1	1,5	1,5	2,2	2,2	3,7	3,7
η % moteur 1/1 en triphasé	50	56	59	64	64	65	65	69	69	71	71
Cosinus φ en triphasé	0,77	0,77	0,85	0,85	0,85	0,86	0,86	0,87	0,87	0,87	0,87
TENSION 1 x 220 V	Intensité A pl. charge	3,8	5,2	6,5	9,1	9,1	13	13	16	18	
	Intensité A nominale	3,3	4,5	6,1	7,1	8,3	10,4	12,1	13	15,3	
	Section câble mm ² pour long. maxi (m)	1,5	2,5	2,5	4	4	6	6	10	10	
	Section câble mm ² pour long. maxi (m)	81	95	76	82	82	97	97	125	125	
	ID IN x →	2,2	2,4	2,5	3,2	2,7	2,8	2,4	2,8	2,4	
	Condensateur MF	30	40	50	70	70	90	90	120	120	
TENSION 3 x 220 V	Intensité A pl. charge	2,8	3,5	4,1	5,7	5,7	7,1	7,1	10,1	10,1	16,1
	Intensité A nominale	2,4	3,3	4,1	4,7	5,7	6,2	7,1	8,3	10,1	15,2
	Section câble mm ² pour long. maxi (m)	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4	6	6	10
TENSION 3 x 380 V	Intensité A pl. charge	1,5	2	2,4	3,2	3,2	4,2	4,2	5,8	5,8	9,4
	Intensité A nominale	1,4	1,9	2,4	2,7	3,2	3,7	4,2	4,8	5,6	8,6
	Section câble mm ² pour long. maxi (m)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4
ID = IN x →	3,6	4,2	3,6	3,9	3,9	4	4	4,1	4,1	4,3	
ENCOMBRE- MENT mm	A Tri Mono	647 672	735 775	819 699	922 1038	985 1101	1088 1308	1172 1392	1374 1518	1521 1665	1812 2106
	B Tri Mono	320 345	345 385	345 425	385 501	385 501	425 645	425 645	501 645	501 645	645 645
	C	207	270	354	417	480	543	627	753	900	1047
POIDS kg	Net Tri Mono	13,9 14,4	15,5 18,1	16,6 21,5	20,4 26,2	21,5 27,3	24,6 35,4	25,9 36,7	31,7 38,8	34,1 41,2	43,5 48,3
	Brut Tri Mono	17,9 18,4	19,5 22,1	20,8 25,5	24,4 30,2	25,5 31,3	26,6 39,4	30,9 41,7	36,7 43,8	40,1 47,2	49,5 66,3
Volume emballé m ³	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,07	0,07	0,12

Fig C-3a

CONSTRUCTION

En acier inoxydable : Arbre, roues mobiles, aubes de guidage, chambres intermédiaires, chambre de soupape, cône de soupape, corps d'aspiration, bandes de serrage, crépine, accouplement, protégé-câble, cône de serrage, vis amorçante, arbre moteur, corps de stator.

En caoutchouc : Bague d'étanchéité, siège de soupape, palier supérieur.

Bronze à l'étain : Ecrou de cône de serrage.

Pompes livrées avec câble d'alimentation à embout démontable.

Longueur 1,60 m à partir du point Z.

Caractéristiques 1 étage

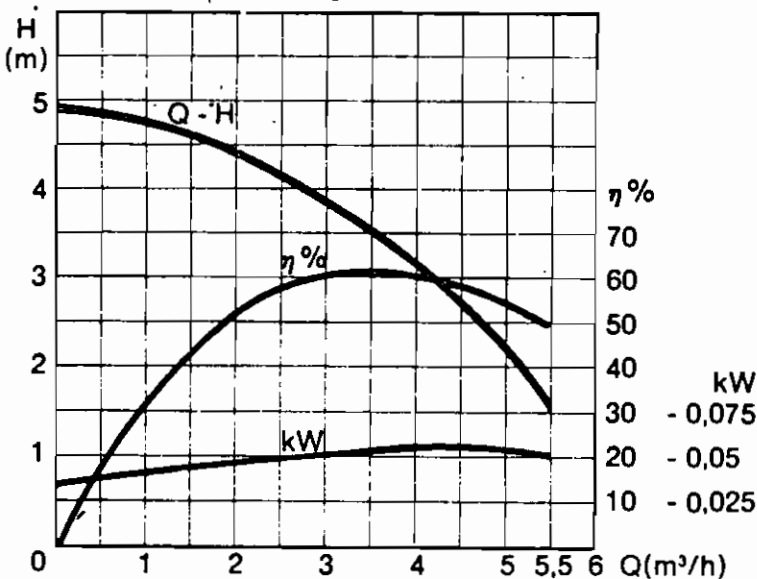
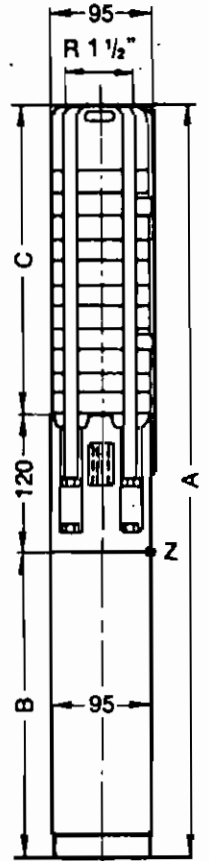


Fig C-2a



SP 4-19



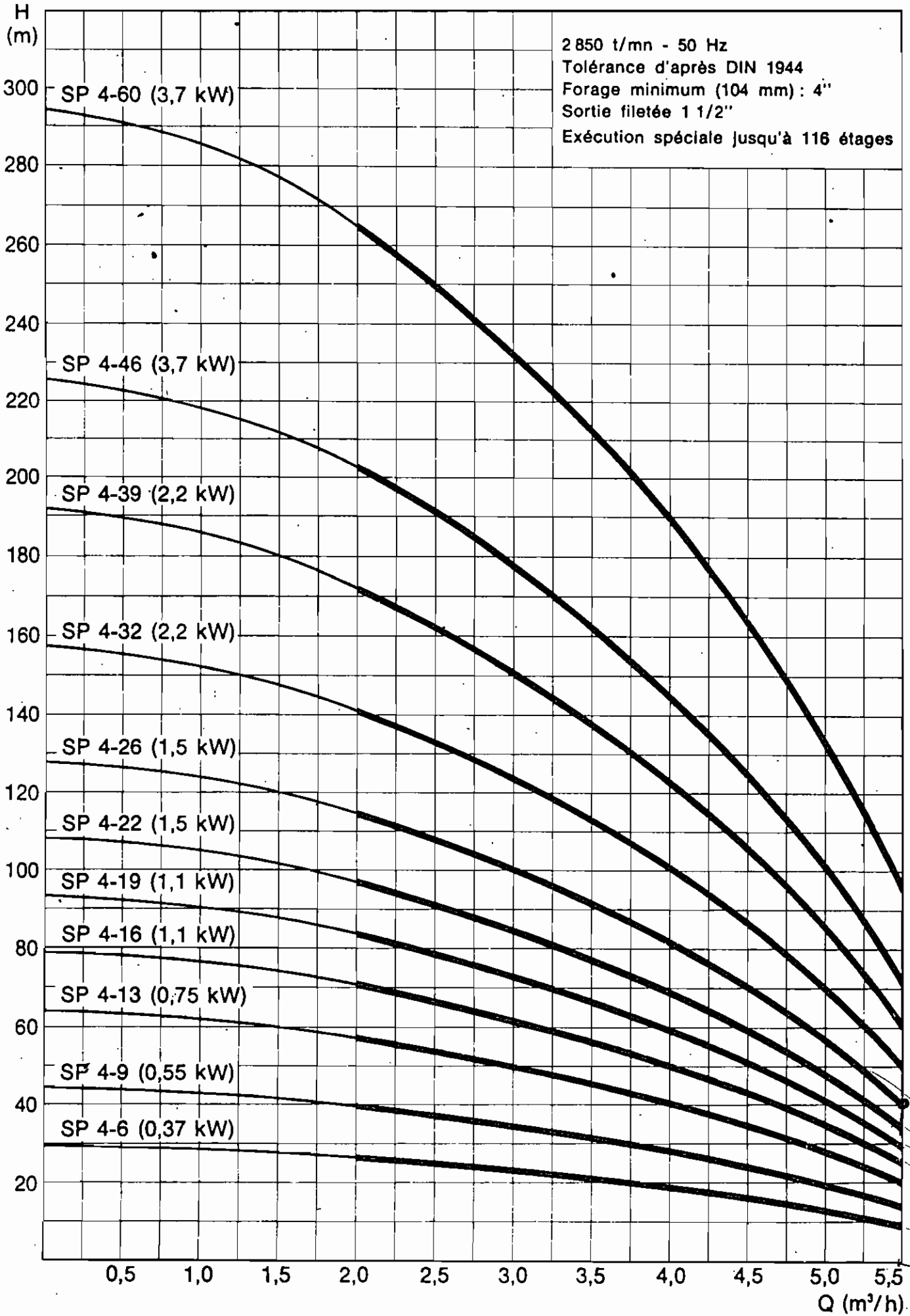
Pour vos demandes, veuillez toujours préciser :

1. Le débit désiré ;
2. Le hauteur manométrique totale (hauteur de refoulement + pertes de charge + pression dans le réservoir, s'il y en a un) ;
3. Diamètre de forage (dimension intérieure minimum) ;
4. Distance du niveau du sol au niveau de l'eau au repos (niveau statique) ;
5. Abaissement de la nappe en cours de pompage (niveau dynamique) ;
6. Profondeur totale de forage moins la longueur de la partie crépine (s'il y en a une) ;
7. Le type de courant électrique utilisé, le voltage et la fréquence ;
8. Tous les renseignements complémentaires sur l'installation.



GRUNDFOS

Pompes immergées 4"





GRUNDFOS[®]

Electro-pompes immergées type

SP 10

TYPE	X												
	SP 10-5	SP 10-7	SP 10-10	SP 10-12	SP 10-15	SP 10-18	SP 10-21	SP 10-25	SP 10-30	SP 10-37	SP 10-44	SP 10-50	
Puissance moteur kW	0,75	1,1	1,5	2,2	2,2	3,7	3,7	3,7	5,5	5,5	7,5	7,5	
η % moteur 1/1 en triphasé	59	64	65	69	69	71	71	71	80,5	80,5	81	81	
Cosinus φ en triphasé	0,85	0,85	0,86	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	
TENSION 1 x 220 V	Intensité A pl. charge	6,5	9,1	13	18	18							
	Intensité A nominale	6,1	8,3	12,1	13	15,3							
	Section câble mm ² pour long. maxi (m)	4	6	10	10	10							
	Section câble mm ² pour long. maxi (m)	76	82	97	78	78							
	ID = IN x →	2,5	2,7	2,4	2,8	2,4							
	Condensateur MF	50	70	80	120	120							
TENSION 3 x 220 V	Intensité A pl. charge	4,1	5,7	7,1	10,1	10,1	16,1	16,1	16,1	21,1	21,1	28	28
	Intensité A nominale	4,1	5,2	7,1	8,5	10,1	12,8	14,2	16,1	17,1	20,8	25	27,6
	Section câble mm ² pour long. maxi (m)	2,5	4	4	6	8	10	10	10	10	10	16	6
TENSION 3 x 380 V	Intensité A pl. charge	2,4	3,2	4,2	5,8	5,8	9,4	9,4	9,4	12,2	12,2	16,2	16,2
	Intensité A nominale	2,4	2,9	4,2	4,9	5,8	7,5	8,3	9,4	10	12	14,5	16
	Section câble mm ² pour long. maxi (m)	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4	4	4	4	6	6
ID = IN x →	3,8	3,9	4	4,1	4,1	4,3	4,3	4,3	5,9	5,9	6,2	6,2	
ENCOMBREMENT mm	A Tri Mono	755	879	1045	1095	1331	1601	1727	1895	2226	2520	2884	3136
	B Tri Mono	345	385	425	501	501	645	645	645	704	704	774	774
	C	290	374	500	584	710	836	962	1130	1340	1634	1928	2160
POIDS kg	Net	14,7	18,2	22	27	29	37,8	39,8	42,5	69,4	74,5	89	93
	Brut	18,7	22,2	26	32	34	43,8	45,8	48,5	88,4	96,5	114	124
Volume emballé m ³	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,12	0,13	0,15	0,16	

Fig C-36

CONSTRUCTION

En acier inoxydable : Arbre, roues mobiles, aubes de guidage, chambres intermédiaires, chambre de soupape, cône de soupape, corps d'aspiration, bandes de serrage, crépine, accouplement, protège-câble, cône de serrage, écrous, vis amorçante, arbre moteur, corps de stator.

En caoutchouc : Paliers intermédiaires, bagues d'étanchéité, sièges de soupape, palier supérieur.

Pompes livrées avec câble d'alimentation à embout démontable.

Longueur 1,60 m à partir du point Z jusqu'à 3,7 kW.

Au-delà, câble sans embout. Longueur 2,50 m à partir du point Z.

SP 10-5 jusqu'à SP 10-25, diamètre maximum 95 mm.

Au-delà, diamètre maximum 140 mm.

Caractéristiques 1 étage

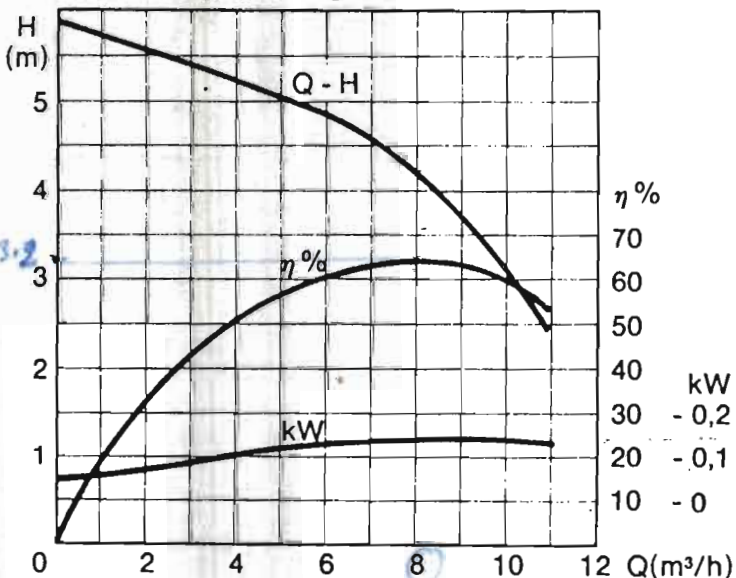
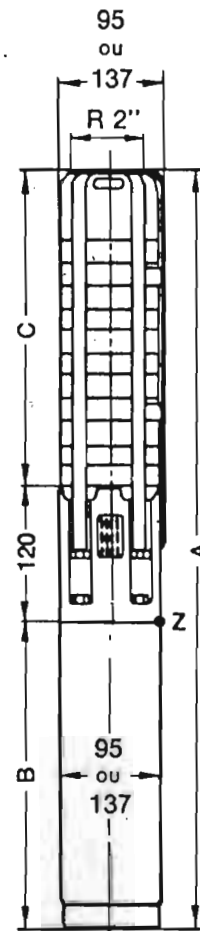


Fig C-2b



SP 10-15



Pour vos demandes, veuillez toujours préciser :

1. Le débit désiré ;
2. La hauteur manométrique totale (hauteur de refoulement + pertes de charge + pression dans le réservoir, s'il y en a un) ;
3. Diamètre de forage (dimension intérieure minimum) ;
4. Distance du niveau du sol au niveau de l'eau au repos (niveau statique) ;
5. Abaissement de la nappe en cours de pompage (niveau dynamique) ;
6. Profondeur totale de forage moins la longueur de la partie crépine (s'il y en a une) ;
7. Le type de courant électrique utilisé, le voltage et la fréquence ;
8. Tous les renseignements complémentaires sur l'installation.

TABLE - FRICTION LOSSES IN PIPES AND FITTINGS - 1/2 THROUGH 2 1/2 INCH

1/2 inch				3/4 inch				1 inch			
FRICTION LOSSES IN FEET HEAD PER 100 FT. OF PIPE				FRICTION LOSSES IN FEET HEAD PER 100 FT. OF PIPE				FRICTION LOSSES IN FEET HEAD PER 100 FT. OF PIPE			
U.S. Gallons/Minute	STEEL C = 100	COPPER C = 130	PLASTIC C = 140	U.S. Gallons/Minute	STEEL C = 100	COPPER C = 130	PLASTIC C = 140	U.S. Gallons/Minute	STEEL C = 100	COPPER C = 130	PLASTIC C = 140
	0.622 id	0.625 id	0.622 id		0.824 id	0.822 id	0.824 id		1.049 id	1.062 id	1.049 id
0.5	0.58	0.35	0.31	1.5	1.13	0.70	0.61	2.0	0.60	0.35	0.32
1.0	2.10	1.26	1.14	2.0	1.93	1.21	1.04	3.0	1.26	0.73	0.68
1.5	4.44	2.67	2.38	2.5	2.91	1.82	1.57	4.0	2.14	1.24	1.15
2.0	7.57	4.56	4.10	3.0	4.08	2.56	2.21	5.0	3.42	1.88	1.75
2.5	11.4	6.88	6.15	3.5	5.42	3.40	2.93	6.0	4.54	2.63	2.45
3.0	16.0	9.66	8.65	4.0	6.94	4.36	3.74	8.0	7.78	4.50	4.16
3.5	21.3	12.9	11.5	4.5	8.63	5.40	4.66	10	11.7	6.77	6.31
4.0	27.3	16.4	14.8	5.0	10.5	6.57	5.66	12	16.4	9.47	8.85
4.5	33.9	20.4	18.3	6.0	14.7	9.22	7.95	14	21.8	12.6	11.8
5.0	41.2	24.8	22.2	7.0	19.6	12.2	10.6	16	27.9	16.2	15.1
6.0	57.8	34.8	31.2	8.0	25.0	15.7	13.5	18	34.7	20.1	18.7
7.0	76.8	46.1	41.5	9.0	31.1	19.5	16.8	20	42.1	24.4	22.8
8.0	98.3	59.4	53.0	10	37.8	23.7	20.4	25	63.6	37.1	34.6
9.0	122	73.5	66.0	15	80.0	49.1	43.3	30	89.2	51.6	48.1
10	149	89.4	80.5	20	136	83.5	73.5	40	152	88.0	82.0

1-1/4 inch				1-1/2 inch				2 inch			
FRICTION LOSSES IN FEET HEAD PER 100 FT. OF PIPE				FRICTION LOSSES IN FEET HEAD PER 100 FT. OF PIPE				FRICTION LOSSES IN FEET HEAD PER 100 FT. OF PIPE			
U.S. Gallons/Minute	STEEL C = 100	COPPER C = 130	PLASTIC C = 140	U.S. Gallons/Minute	STEEL C = 100	COPPER C = 130	PLASTIC C = 140	U.S. Gallons/Minute	STEEL C = 100	COPPER C = 130	PLASTIC C = 140
	1.380 id	1.368 id	1.380 id		1.610 id	1.600 id	1.610 id		2.067 id	2.062 id	2.067 id
4.0	0.56	0.36	0.30	6.0	0.57	0.36	0.31	10	0.48	0.27	0.23
6.0	1.20	0.77	0.65	8.0	0.96	0.61	0.52	15	0.92	0.57	0.50
8.0	2.04	1.31	1.10	10	1.45	0.92	0.79	20	1.55	0.96	0.84
10	3.08	1.98	1.67	12	2.04	1.29	1.10	25	2.35	1.45	1.27
12	4.31	2.75	2.33	15	2.95	1.86	1.59	30	3.29	2.03	1.78
14	5.73	3.64	3.10	20	5.24	3.31	2.83	40	5.60	3.47	3.03
16	7.34	4.68	3.96	25	7.90	5.00	4.26	50	8.46	5.24	4.57
18	9.13	5.81	4.93	30	11.1	7.00	6.00	60	11.9	7.34	6.44
20	11.1	7.10	6.00	40	18.9	12.0	10.2	70	15.8	9.78	8.53
25	16.8	10.7	9.06	50	28.5	14.9	15.4	80	20.2	12.5	10.9
30	23.5	15.0	12.7	60	40.0	25.3	21.6	90	25.1	15.6	13.6
40	40.0	25.6	21.6	70	53.2	33.8	28.7	100	30.5	18.9	16.5
50	60.4	38.7	32.6	80	68.1	43.1	36.8	120	42.7	26.6	23.1
60	84.7	54.1	45.6	90	84.7	53.6	45.7	150	64.7	40.1	35.0
80	144	92.4	77.9	100	103	65.1	56.6	200	110	68.0	59.4

2-1/2 inch				Fittings-1/2 through 2-1/2 inch									
FRICTION LOSSES IN FEET HEAD PER 100 FT. OF PIPE				FRICTION LOSSES AS EQUIVALENT LENGTHS OF PIPE—FEET									
U.S. Gallons/Minute	STEEL C = 100	COPPER C = 130	PLASTIC C = 140	Type of Fitting and Application	Material of Pipe and Fitting	Nominal Size of Pipe and Fitting							
	2.469 id	2.500 id	2.469 id			1/2	3/4	1	1-1/4	1-1/2	2	2-1/2	
20	0.66	0.40	0.35	90° STANDARD ELBOW	STEEL	2	3	3	4	4	5	6	
30	1.39	0.79	0.75		COPPER	2	3	3	4	4	5	6	
40	2.36	1.35	1.27		PLASTIC	4	5	6	7	8	9	10	
50	3.56	2.04	1.92	STANDARD TEE Flow through RUN	STEEL	1	2	2	3	3	4	5	
60	4.99	2.86	2.69		COPPER	1	2	2	3	3	4	5	
70	6.64	3.82	3.58		PLASTIC	4	4	4	5	6	7	8	
80	8.50	4.88	4.59	STANDARD TEE Flow through BRANCH	STEEL	4	5	6	8	9	11	14	
90	10.6	6.06	5.72		COPPER	4	5	6	8	9	11	14	
100	12.8	7.37	6.90		PLASTIC	7	8	9	12	13	17	20	
115	16.6	9.55	9.00	ADAPTER—Copper or Plastic to Thread	COPPER	1	1	1	1	1	1	1	
130	20.9	12.0	11.3		PLASTIC	3	3	3	3	3	3	3	
150	27.3	15.6	14.7	INSERT-COUPLING	PLASTIC	3	3	3	3	3	3	3	
200	46.3	26.6	25.0	GATE VALVE (Open)	Threaded	0.35	0.45	0.60	0.80	0.95	1.15	1.40	
250	81.7	47.3	44.1	SWING CHECK VALVE	Threaded	4	5	7	9	11	13	16	
300	98.1	56.8	52.9										

The various weights of PLASTIC pipe have the same inside diameter. Consequently the outside diameter increases with the pressure rating, but the friction losses are not affected.

Note that STANDARD and XS weights of STEEL pipe have the same outside diameter. Consequently XS-weight pipe has a smaller inside diameter than STANDARD-weight, and will create greater friction losses for the same flow. The friction losses through XS-weight pipe can be estimated from those for STANDARD-weight by the approximate method shown in the next column.

The inside diameter of COPPER pipe also varies with wall thickness.

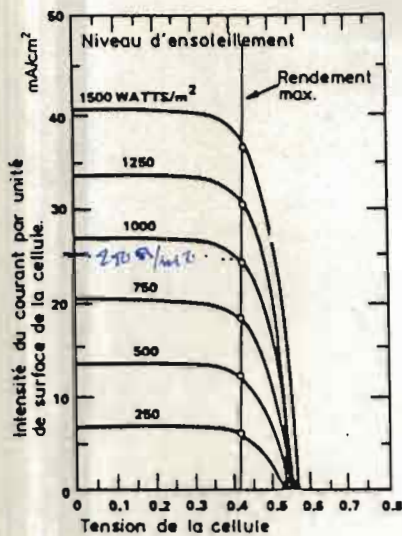
$$\frac{\text{Friction losses through XS-weight pipe}}{\text{Friction losses through STANDARD-weight pipe}} = \left[\frac{\text{Inside diameter of STD-wt. pipe}}{\text{Inside diameter of XS-wt. pipe}} \right]^2$$

EXAMPLE: 25 gpm through 1-1/2" XS-weight pipe.

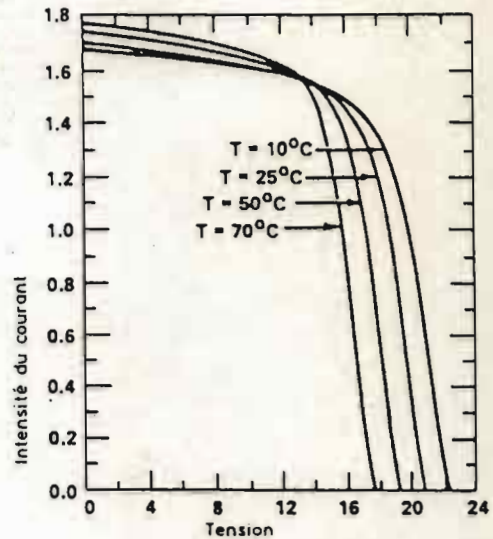
$$\text{Friction losses through 1-1/2" XS-weight pipe} = 7.90 \times \left[\frac{1.610}{1.500} \right]^2 = 7.90 \times 1.073^2 = 9.10 \text{ ft. head/100 feet}$$

Facteurs de conversion
 1 inch = 25.4 mm
 1 m³/h = 4.03 US Gallons/min
 1 ft/100 ft = 1m/100m

Fig C-4



Le point de rendement max. pour une cellule solaire change en fonction de l'ensoleillement



La température agit sur la caractéristique de la cellule solaire.

Fig C-5

pouvoir de coupure des disjoncteurs Multi 9 et Compact en courant continu (entre parenthèses, le nombre de pôles devant participer à la coupure)

type de disjoncteur	pouvoir de coupure CC (kA) - L/R 0,015 s				
	tension	24/48 V	125 V	250 V	500 V
C32a		10 (1p)	20 (3p)		
C32N-H		15 (1p)	45 (3p)	50 (4p)	
C32L		20 (1p)	20 (1p)	20 (1p)	
C100		20 (1p)	20 (2p)	15 (4p)	
		30 (2p)			
C125N				25 (2p)	25 (4p)
C125L				100 (2p)	100 (4p)
C160N				35 (2p)	35 (4p)
C160H				50 (2p)	50 (4p)
C160L				100 (2p)	100 (4p)
C250N				50 (2p)	50 (4p)
C250H				85 (2p)	85 (4p)
C250L				100 (2p)	100 (4p)
C400N				50 (2p)	50 (4p)
C400L				100 (2p)	100 (4p)
C500-H500/C630-H630				25 (2p)	25 (3p)
H800				25 (2p)	45 (3p)
C1000L				100 (2p)	100 (3p)
C1250				40 (2p)	50 (3p)

Fig C-6

La liste suivante présente les causes de pannes les plus fréquentes.

6.1 La pompe ne débite pas

Avant tout, s'assurer que l'extrémité de la tuyauterie d'aspiration est suffisamment immergée. Si cette condition est réalisée :

Diagnostic	Remède
a) Amorçage incomplet : la pompe n'est pas complètement remplie d'eau, après durée normale d'amorçage.	Vérifier l'étanchéité de la conduite, des joints de l'aspiration, des presse-étoupes (leur bonne alimentation par la tubulure d'amenée d'eau), celle du joint de la vanne de refoulement. Vérifier le bon fonctionnement de la pompe à vide.
b) Vitesse de rotation insuffisante...	Vérifier : vitesse du moteur d'entraînement (tension du courant pour moteur électrique), tension des courroies, clavetage des poulies, clavetage de la roue sur l'arbre de la pompe.
c) Hauteur manométrique trop forte (Indication du manomètre sur le refoulement).	Vérifier : ouverture et bon fonctionnement de la vanne ou du clapet sur le refoulement. Obstruction accidentelle dans les conduites ou dans la pompe, provoquant des pertes de charge excessives.
d) Hauteur d'aspiration trop forte (indication du manomètre sur l'aspiration).	Cette hauteur qui, théoriquement, pourrait atteindre 10,33 m, ne doit pas dépasser 6 m. Vérifier qu'il n'y ait pas de corps étranger dans l'aspiration. Améliorer l'alimentation (réduire pertes de charge aux grilles ou crépines) ou l'installation (augmenter diamètre de conduite, la raccourcir, si possible). Supprimer clapet de pied et remplacer par amorçage par le vide.
e) Poche d'air dans la conduite d'aspiration (sifflement d'air à l'ouverture de tout orifice sur le point haut de la conduite).	Rectifier le profil de la conduite d'aspiration qui ne doit pas présenter de contrepente.
f) Sens de rotation inversé.	Vérifier transmission par courroies croisées. Accident très rare avec les moteurs thermiques (excès d'avance à l'allumage ou à l'injection). Fréquent avec moteurs électriques (inversion de phase).
g) Refoulement à gueule bée avec hauteur insuffisante.	Monter une vanne sur le refoulement, démarrer à vanne fermée et ouvrir progressivement la vanne.

6.2 Le débit est insuffisant ou intermittent

Diagnostic	Remède
a) Prises d'air.	Voir au chapitre précédent. Vérifier qu'il n'y ait pas formation de vortex.
b) Vitesse insuffisante.	Voir b) chapitre précédent.
c) Hauteur manométrique exagérée.	Voir c) chapitre précédent.
d) Hauteur aspiration trop forte.	Voir d) chapitre précédent.
e) Incidents mécaniques.	Vérifier : paliers, roulements, garnitures, état mécanique de la roue (usure ou bris des aubages).

6.3 La pression est insuffisante (la pompe tend à barboter)

Diagnostic	Remède
	S'assurer que le manomètre sur le refoulement est bien placé : il ne doit pas être au sommet du corps de pompe, mais à la sortie de la pompe.
a) Vitesse insuffisante.	Vérifier la vitesse, ne pas oublier que la pression varie comme le « carré » de la vitesse.
b) Introduction d'air dans l'eau (la pompe donne une émulsion d'air et d'eau).	Vérifier immersion de la tuyauterie d'aspiration. Vortex. Prises d'air.
c) Incident mécanique.	Vérifier état de la roue (voir e) ci-dessus).

6.4 Excédent de puissance absorbée (Le moteur tend à caler ou à chauffer. Les consommations d'énergie sont excessives)

Diagnostic	Remède
a) Vitesse de rotation en charge trop élevée.	Ne pas oublier que la puissance absorbée croît comme le « cube » de la vitesse, et les pertes de charge comme le « carré » du débit qui augmente lui-même proportionnellement à la vitesse. Réduire la vitesse d'entraînement ou modifier les poulies. N. B. — Dans le cas d'un accouplement direct avec un moteur électrique, dont la vitesse est constante pour une charge donnée, il est impossible de faire varier cette vitesse. La pompe peut avoir un calage d'aubes donnant plus de débit (ou de pression) que prévu nominale. On pourra soit changer la roue de la pompe, soit changer le moteur électrique, soit encore réduire la puissance absorbée en installant une batterie de condensateurs aux bornes du moteur pour améliorer le Cosinus du moteur, diminuer la consommation d'énergie réactive. Ces aménagements nécessitent une étude attentive de la part d'un spécialiste. Ils peuvent être hautement rentables.
b) Hauteur totale d'élévation plus faible que prévue.	C'est le cas classique des pompes centrifuges sur le bord du Rhône qui consomment beaucoup plus d'énergie lors des crues du fleuve. Il suffit de se reporter aux courbes caractéristiques pour constater que la hauteur manométrique diminuant, le débit et la puissance absorbée peuvent augmenter sensiblement. Si cet incident est fortuit : vanner sur le refoulement (pour augmenter la hauteur manométrique et la ramener à sa valeur nominale). S'il est constant : réduire la vitesse ou modifier l'installation. Toujours situer les conditions réelles d'emploi sur la courbe caractéristique, ce qui permettra, par exemple, de constater dans quelle zone de « rendement » la machine travaille.
c) Pour les pompes-hélices seules : hauteur d'élévation totale exagérée.	Fermeture accidentelle d'une vanne ou d'un clapet sur le refoulement (indépendamment des raisons évoquées plus haut).
d) Incidents mécaniques.	Vérifier si l'arbre n'est pas faussé, le blocage des éléments en rotation, le serrage des presse-étoupes, l'alignement de l'arbre du moteur et de la pompe dans l'accouplement direct, la tension des courroies.

6.5 Pertes d'eau excessives aux presse-étoupes

Diagnostic	Remède
	<p>Vérifier l'état, la qualité, le bourrage et l'alimentation en eau des presse-étoupes.</p> <p>Vérifier l'état de l'arbre (usure, corrosion).</p>

6.6 Pompe bruyante

Diagnostic	Remède
a) Cavitation : bruits sourds : la pompe donne l'impression de travailler par à-coups.	Vérifier la correcte immersion du tuyau d'aspiration ou du corps de pompe (plan d'eau, grilles, etc.). Empêcher la formation de vortex.
b) Incidents mécaniques.	Vérifier l'état de l'arbre, des paliers, de la roue, de la transmission.

D

Emplacement d'un générateur solaire

L'implantation d'un générateur solaire doit être établie de telle sorte que le rayonnement solaire soit utilisé au maximum.

A) Avant tout, le générateur doit être positionné de telle sorte que les cellules soient orientées plein Sud (dans l'hémisphère Nord). Le Sud réel peut être trouvé de ces différentes façons :

1) planter un poteau rectiligne dans le sol en position verticale. Si le sol est dur, un fil à plomb peut être utilisé. Exactement au zénith (instant où le soleil est le plus élevé dans le ciel sur sa trajectoire - pas nécessairement à midi), l'ombre formée par le poteau ou le fil à plomb, indique le Nord dans l'hémisphère Nord. Alors on construit la fondation du générateur perpendiculairement à l'ombre.

2) utiliser une boussole, sans oublier d'établir la correction due à la déviation locale qui change d'un lieu à un autre et en fonction du temps. Si la déviation est à l'ouest, le cadran de la boussole doit être tourné dans le sens des aiguilles d'une montre (du nombre de degrés indiqués sur

la carte de déviation) et dans le sens inverse, si la déviation est à l'est. Le Sud réel (ou Nord réel) peut alors être lu directement sur le cadran de la boussole.

B) En dehors de cela, il faut s'assurer que la végétation, les bâtiments etc... ne créent pas d'ombre sur le générateur. La manière la plus simple à s'en assurer est de placer le générateur dans un endroit ouvert fort éloigné de hauts arbres et de maisons.

Toutefois il est recommandé de placer le générateur solaire aussi près de la pompe que possible.

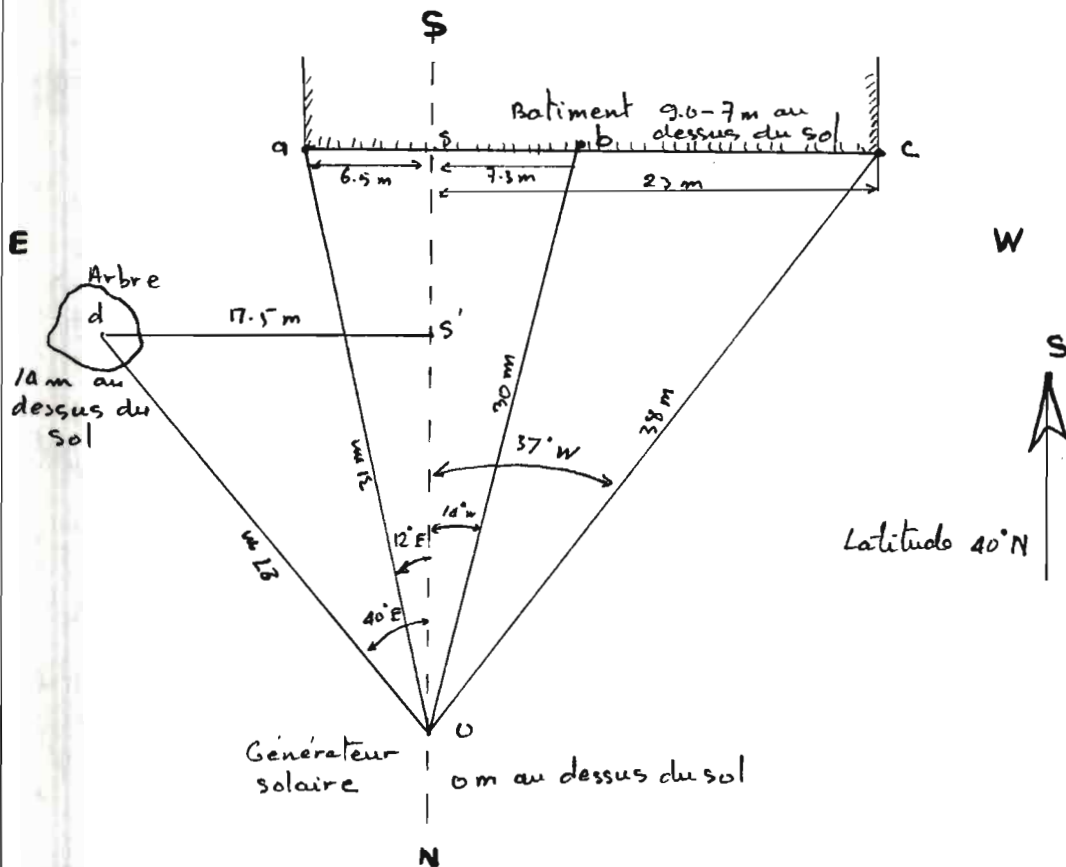
Si les arbres et les constructions voisines risquent d'influer sur le rayonnement, la méthode de calcul suivante peut être employée :

- 1) les distances horizontales comprises entre les objets et le générateur doivent être relevées
- 2) les distances horizontales comprises entre les objets et le Sud réel (ou Nord) doivent être relevées
- 3) à partir de ces données on peut calculer les angles d'azimut - angle entre le sud réel (ou le Nord sur l'hémisphère sud) et l'objet
- 4) la hauteur de chaque objet est relevée ou calculée
- 5) à partir de 1 - 4 les angles d'altitude peuvent être calculés

On remarque les obstacles sur une carte d'ensoleillement

contenant les angles d'azimut et d'altitude calculés. Ce qui se trouve en dehors des courbes de la carte d'ensoleillement donnera de l'ombre pendant les périodes en question.

Exemple



angles d'azimut

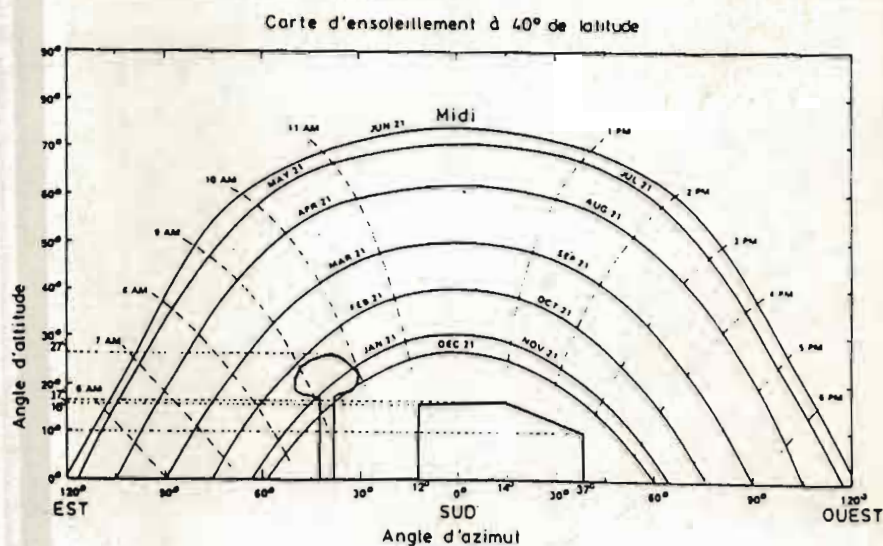
- point a : $\angle AZ = \text{Arsin} \left| \frac{as}{Oa} \right| = \text{Arsin} \left| \frac{6.5}{31} \right| = 12^\circ \text{ E}$
- point b : $\angle AZ = \text{Arsin} \left| \frac{sb}{Ob} \right| = \text{Arsin} \left| \frac{7.3}{30} \right| = 14^\circ \text{ W}$
- point c : $\angle AZ = \text{Arsin} \left| \frac{sc}{Oc} \right| = \text{Arsin} \left| \frac{27}{38} \right| = 37.2^\circ \text{ W}$
- point d : $\angle AZ = \text{Arsin} \left| \frac{sd}{Od} \right| = \text{Arsin} \left| \frac{17.5}{27} \right| = 40^\circ \text{ E}$

angles d'altitude

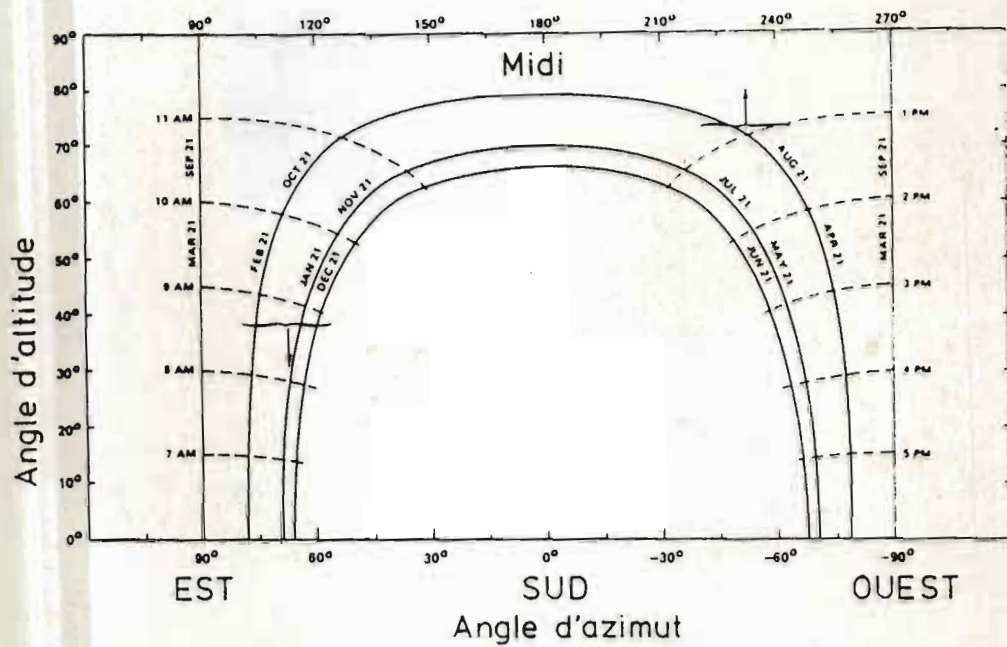
- point a : $\angle ALT = \text{Arctg} \left| \frac{\text{élev} - a}{Oa} \right| = \text{Arctg} \left| \frac{9}{31} \right| = 16^\circ$
- point b : $\angle ALT = \text{Arctg} \left| \frac{\text{élev} - b}{Ob} \right| = \text{Arctg} \left| \frac{9}{30} \right| = 17^\circ$
- point c : $\angle ALT = \text{Arctg} \left| \frac{\text{élev} - c}{Oc} \right| = \text{Arctg} \left| \frac{7}{38} \right| = 10^\circ$
- point d : $\angle ALT = \text{Arctg} \left| \frac{\text{élev} - d}{Od} \right| = \text{Arctg} \left| \frac{14}{27} \right| = 27^\circ$

Alors on marque les angles d'azimut et d'altitude sur une carte d'ensoleillement pour $40^\circ N$. Ce qui se trouve en dehors des courbes mensuelles va donner de l'ombre pour le générateur solaire au moment en question.

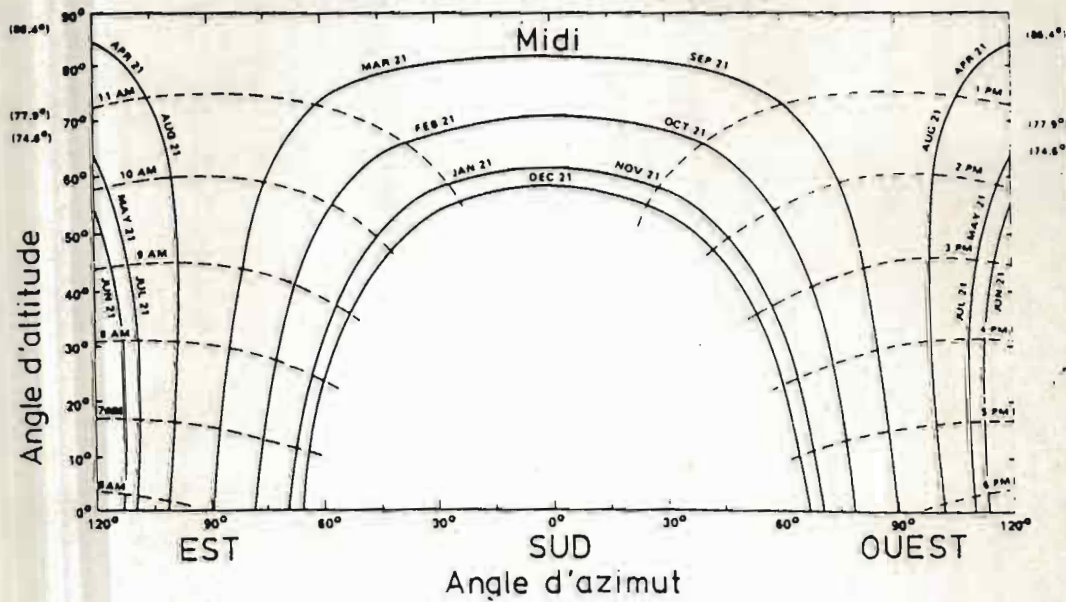
De l'exemple il découle que l'arbre donnera de l'ombre dans la période du 21 octobre au 21 février entre $8^h 45$ et $10^h 00$



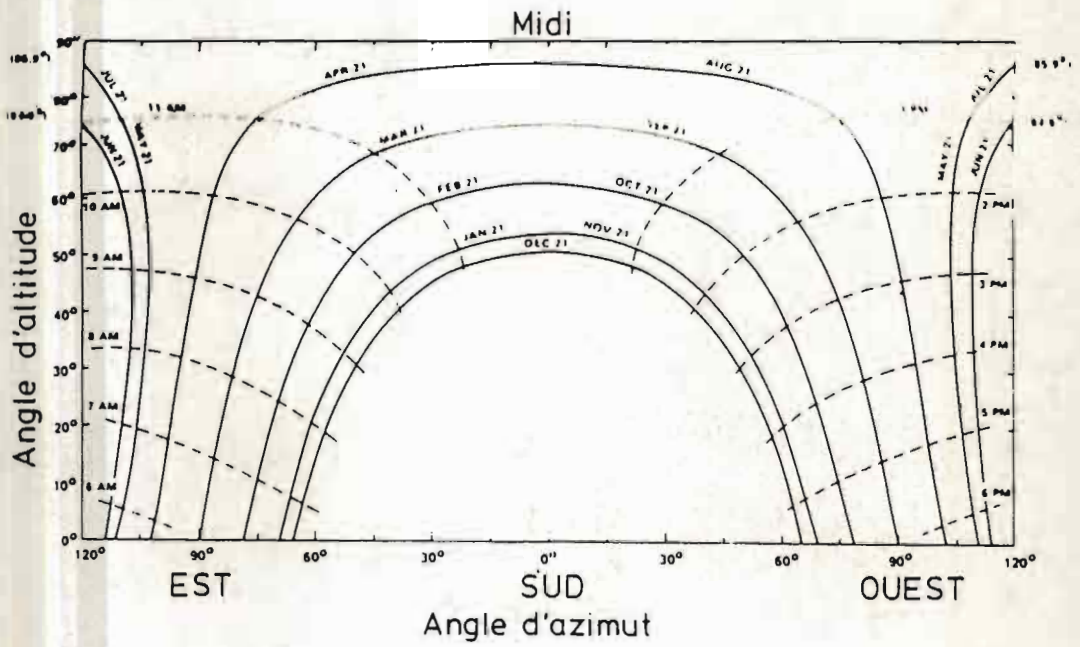
Carte d'ensoleillement à 0° de latitude



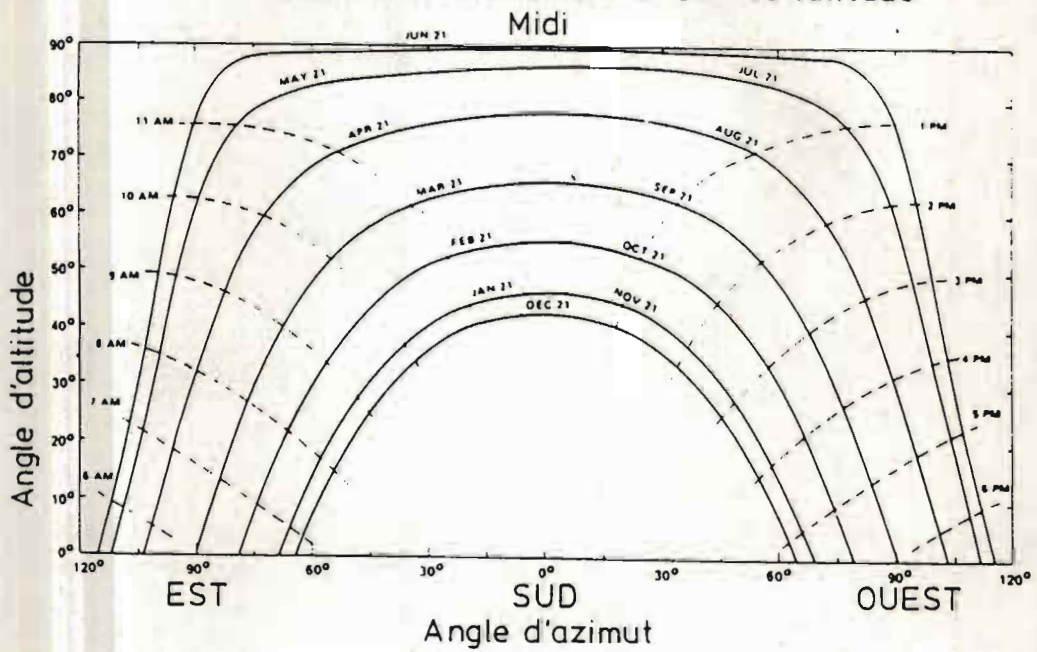
Carte d'ensoleillement à 8° de latitude



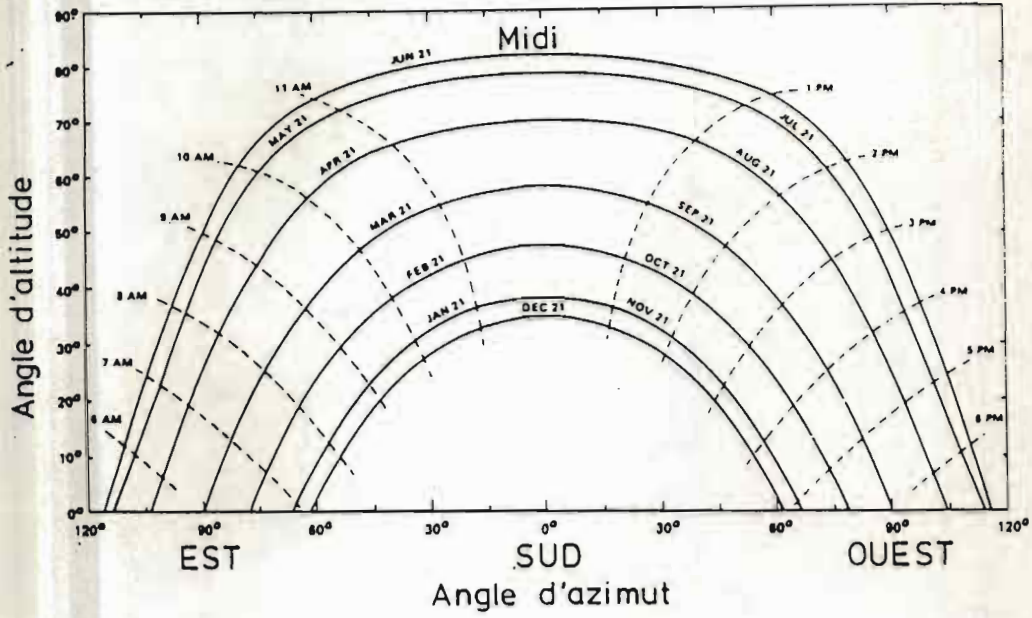
Carte d'ensoleillement à 16° de latitude



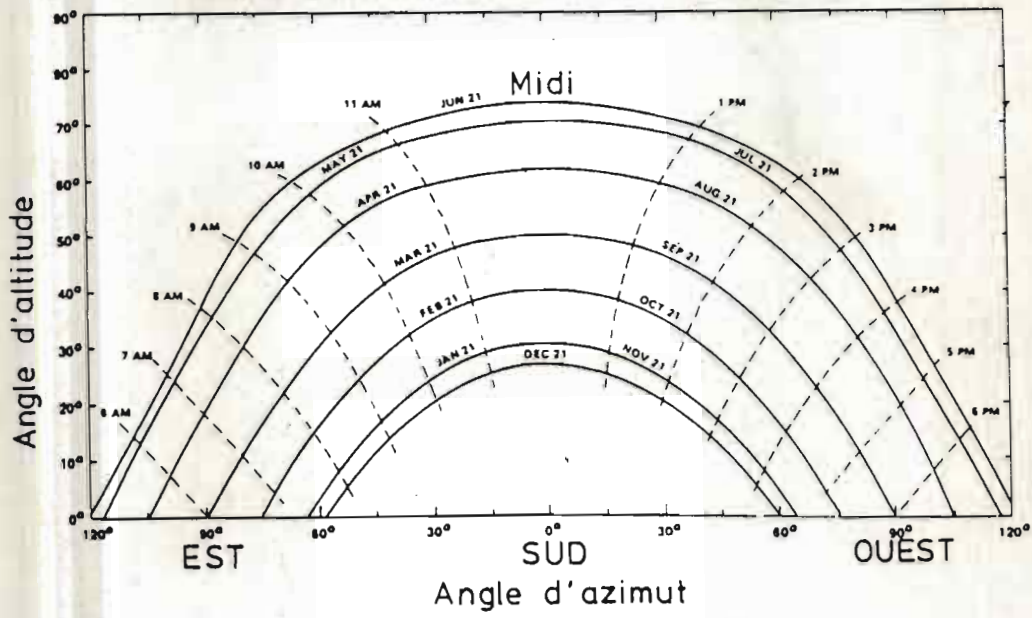
Carte d'ensoleillement à 24° de latitude



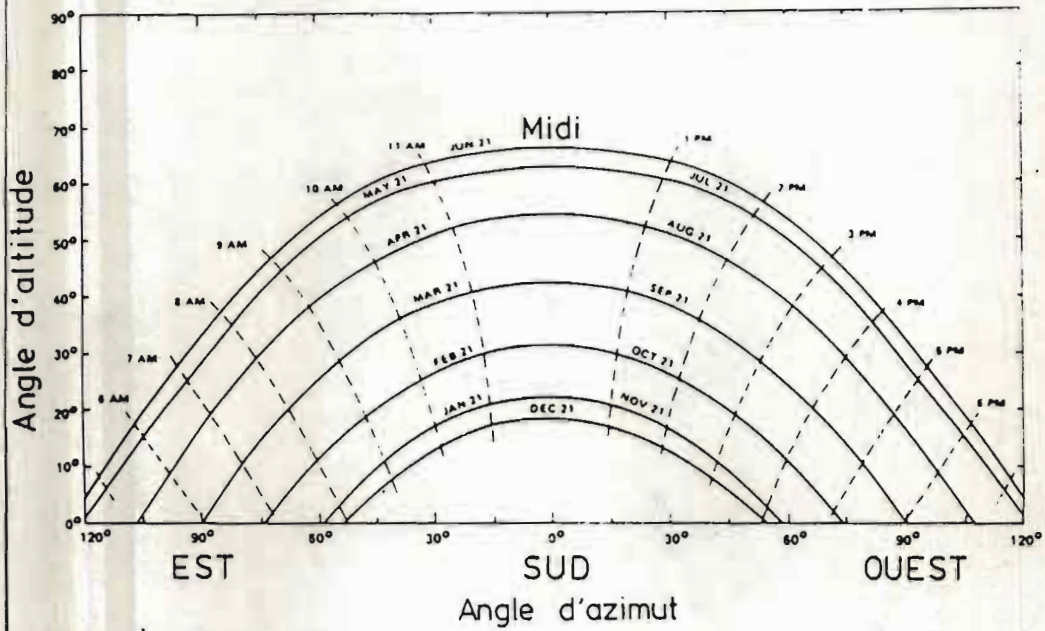
Carte d'ensoleillement à 32° de latitude



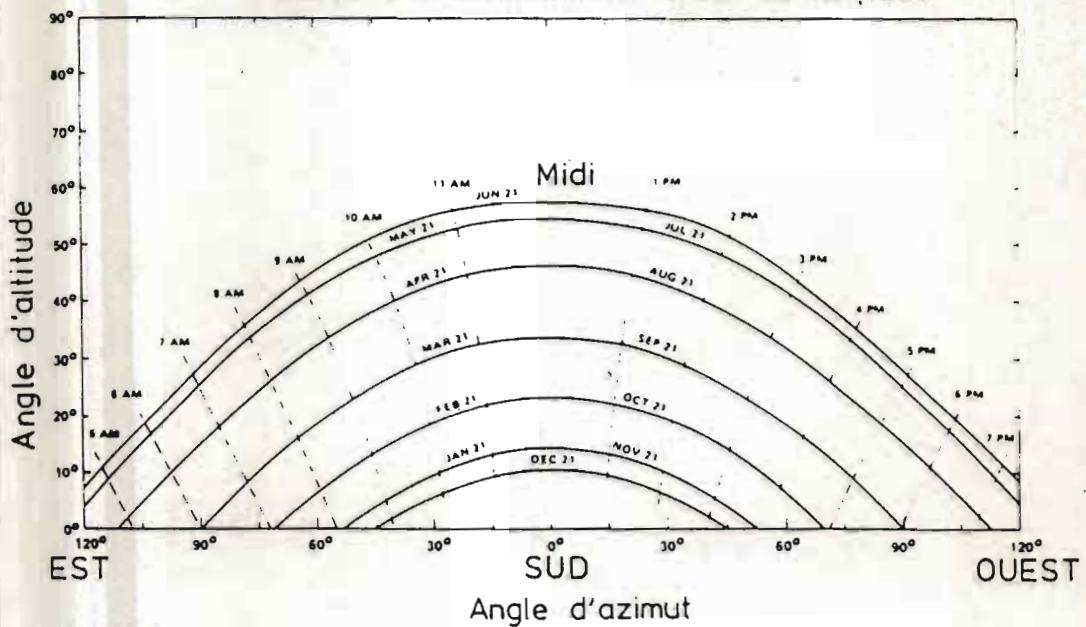
Carte d'ensoleillement à 40° de latitude



Carte d'ensoleillement à 48° de latitude



Carte d'ensoleillement à 56° de latitude



E

Ensoleillement

1
 Tab. E-1 Irradiation globale mensuelle à Dakar de 1967 à 1982: E_g en $[kwh/m^2]$

Année 19- Mois	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	Moyenne
Janvier	147.8	153.6	163.2	190.6	168.2	150.9	* 157.5	176.6	156.7	152.5	157.0	151.6	139.3	163.5	123.0	167.8	157.5
Fevrier	162.0	175.4	179.2	161.5	170.2	174.9	* 170.6	173.0	182.0	173.6	167.6	176.6	177.6	166.1	154.9	164.3	170.6
Mars	214.6	233.9	237.4	235.9	201.4	193.0	221.3	209.6	214.1	200.9	181.8	205.9	187.2	206.0	212.0	203.6	209.9
Avril	193.4	225.4	223.3	206.2	205.5	205.0	203.8	215.9	221.0	208.1	205.1	215.1	197.9	199.1	206.0	215.3	208.6
Mai	215.5	236.4	222.3	205.4	217.5	217.0	195.3	218.8	226.5	224.3	207.4	202.5	187.6	205.2	199.9	219.9	212.6
Juin	185.3	226.7	204.7	195.3	196.4	192.0	168.4	190.4	193.7	203.2	178.0	172.1	166.1	179.3	206.1	201.8	191.2
Juillet	174.2	190.8	172.9	184.6	179.5	196.0	170.0	170.9	149.2	174.2	172.9	152.0	165.3	169.0	174.1	183.9	173.7
Août	159.7	183.5	159.0	153.4	147.3	198.2	155.1	175.5	153.6	171.6	182.9	164.3	165.1	168.2	187.3	145.8	166.9
Septembre	145.0	176.6	165.2	158.6	169.3	195.8	171.2	165.6	143.8	148.5	163.2	164.6	158.9	162.7	178.4	155.2	163.9
Octobre	162.5	177.7	165.0	174.7	174.2	* 175.7	175.8	188.2	172.3	176.5	182.9	173.7	173.7	177.1	189.5	171.2	175.7
Novembre	143.9	174.3	174.0	146.7	151.2	154.4	145.1	154.6	157.1	156.1	164.4	135.9	158.4	156.2	153.2	144.2	154.4
Decembre	157.8	150.4	150.3	138.7	150.4	* 144.4	167.4	133.3	155.4	138.4	130.1	135.6	134.8	140.3	145.1	138.2	144.4
Totaux	2061.7	2304.7	2216.5	2151.6	2131.1	2197.3	2101.5	2172.4	2116.4	2127.9	2093.3	2049.9	2011.9	2092.7	2129.7	2111.2	2129.4

(* : valeur manquante remplacée par la moyenne)

(Source : C. E. R. E. R.)

Heure Mois	7 ^h	8 ^h	9 ^h	10 ^h	12 ^h	12 ^h	13 ^h	14 ^h	15 ^h	16 ^h	17 ^h	18 ^h	19 ^h	Total
Janvier	1.9	14.3	32.6	51.2	63.8	72.1	73.0	66.8	56.6	40.2	21.5	5.4	—	500
Février	2.4	19.7	39.8	59.8	76.1	85.1	83.4	79.3	68.7	51.0	29.2	8.9	0.2	603.6
Mars	6.7	28.1	53.4	75.7	92.1	102.1	103.4	95.5	81.2	60.0	34.9	11.3	0.4	745.0
Avril	11.8	34.0	58.4	77.6	90.2	98.7	99.7	92.5	77.8	56.4	32.5	11.6	0.6	741.8
Mai	14.4	35.0	57.6	75.0	88.4	94.8	94.4	88.2	71.3	54.4	32.9	12.1	1.7	720.3
Juin	13.0	32.4	52.0	71.3	83.8	89.1	89.9	83.3	70.2	51.3	33.1	14.1	2.5	525.5
Juillet	9.9	26.7	42.6	60.8	70.1	74.5	74.0	72.9	66.5	52.0	32.6	15.2	2.9	600.7
Août	8.5	23.8	40.8	55.8	70.3	71.9	75.2	68.7	58.2	38.9	25.6	10.4	1.9	550.2
Septembre	8.6	23.7	42.2	57.5	63.2	69.0	68.7	65.8	57.5	42.4	24.4	8.1	—	531.1
Octobre	7.8	25.1	42.9	57.9	71.4	80.2	76.7	69.9	55.3	39.8	18.8	3.3	—	549.2
Novembre	6.5	24.8	45.4	61.9	71.7	76.8	72.7	67.0	52.2	34.2	15.1	2.1	—	530.4
Décembre	3.8	19.71	38.0	55.2	67.2	74.2	72.7	65.0	52.2	34.1	15.6	2.5	—	499.9
Moyenne horaire	7.9	25.5	49.9	63.2	75.7	82.3	82.0	76.8	64.6	46.3	26.4	8.7	X	591.4

année 19- Mois	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	Moyenne mensuelle	Moyenne journalière
Janvier	256.9	252.9	297.2	285.7	255.7	291.6	298.0	265.7	244.1	274.4	256.7	240.4	289.6	171.6	266.1	263.1	8.5
Février	245.4	274.8	235.4	269.0	283.9	250.8	260.5	277.5	257.3	264.2	268.6	292.6	270.5	207.1	213.6	258.1	9.2
Mars	305.0	314.0	302.9	303.5	269.4	285.8	294.2	302.2	282.1	252.6	291.9	269.0	295.7	295.6	267.8	288.8	9.3
Avril	311.6	292.7	295.3	311.3	289.3	299.5	319.7	309.7	279.9	306.4	311.0	282.0	296.6	272.8	279.0	297.1	9.9
Mai	284.6	322.2	281.5	308.3	295.9	288.8	311.8	328.6	314.9	307.0	311.8	277.2	319.9	251.4	252.5	297.1	9.6
Juin	267.2	285.8	264.8	272.1	266.3	248.1	255.8	271.9	289.5	266.1	261.9	244.5	241.2	273.0	227.1	262.4	8.7
Juillet	244.8	212.9	248.7	248.0	274.6	247.1	219.6	187.9	248.8	251.4	230.4	258.7	220.8	204.5	249.2	236.5	7.6
Août	259.7	205.1	221.3	206.0	268.0	215.8	220.6	235.5	257.2	269.4	249.1	243.3	230.1	238.2	178.7	233.2	7.5
Septembre	216.2	218.1	241.5	250.1	249.3	247.5	220.0	210.9	215.5	221.0	241.9	252.9	212.9	218.0	213.1	228.6	7.6
Octobre	235.6	263.5	278.4	272.7	269.1	264.9	298.9	276.3	277.1	287.0	271.0	282.2	274.0	266.6	238.3	270.4	8.7
Novembre	251.9	292.9	245.0	254.7	255.1	251.9	248.4	274.2	243.5	281.2	231.7	267.5	253.7	241.2	203.7	253.1	8.4
Décembre	234.3	234.9	243.6	264.3	273.8	298.4	204.9	276.8	216.8	205.4	230.5	230.8	207.1	207.1	192.1	234.7	7.5
Totaux	3113.2	3169.8	3155.4	3245.7	3250.4	3190.2	3152.4	3216.0	3126.7	3186.1	3156.5	3141.1	3112.1	2847.1	2781.2	3123.1	X

moyenne annuelle

9.2

(Source : C.E.R.F.R.)

F

Panneaux Gènesol

III - PERFORMANCES

Type	Puissance Crête Watts	Performances Wh/j	Modules	Tension Volts	Régulateurs Standards Références	Batteries	Surfaces approx. des modules	Poids total approx.	Colisage approx.
GENESOL A 70	20	70	1 FPA 36 V	12	LSG 80/12/6	22 Ah/12 V	0,28 m ²	50 kg	0,15 m ³
GENESOL A 150	40	150	2 FPA 36 V	12 24	LSG 80/12/6 LSG 160/24/6	40 Ah/12 V 22 Ah/24 V	0,6 m ²	55 kg 60 kg	0,25 m ³
GENESOL A 300	80	300	1 FPA 144V	12 24	LSG 80/12/6 LSG 160/24/6	100 Ah/12 V 50 Ah/24 V	1,1 m ²	90 kg 120 kg	0,35 m ³
GENESOL A 600	160	600	2 FPA 144V	12 24	LSG 160/12/12 LSG 160/24/12	200 Ah/12 V 100 Ah/24 V	2,3 m ²	200 kg 220 kg	0,40 m ³
GENESOL A 900	240	900	3 FPA 144V	12 24	LSG 320/12/25 LSG 320/24/12	250 Ah/12 V 150 Ah/24 V	3,45 m ²	200 kg 265 kg	0,45 m ³
GENESOL A 1200	320	1200	4 FPA 144V	12 24	LSG 320/12/25 LSG 320/24/12	350 Ah/12 V 200 Ah/24 V	4,6 m ²	290 kg 345 kg	0,5 m ³
GENESOL A 1500	400	1500	5 FPA 144V	24	LSG 640/24/25	200 Ah/24 V	5,76 m ²	360 kg	0,55 m ³
GENESOL A 1800	480	1800	6 FPA 144V	24	LSG 640/24/25	250 Ah/24 V	6,90 m ²	420 kg	0,65 m ³
GENESOL A 2100	560	2100	7 FPA 144V	24	LSG 640 24/25	350 Ah/24 V	8,05 m ²	680 kg	0,75 m ³
GENESOL A 2400	640	2400	8 FPA 144V	24	LSG 640/24/25	350 Ah/24 V	9,20 m ²	720 kg	0,85 m ³
GENESOL C 120	32	120	1 FPC 36 V	12	LSG 80/12/6	40 Ah/12 V	0,28 m ²	50 kg	0,15 m ³
GENESOL C 240	64	240	2 FPC 36 V	12 24	LSG 80/12/6 LSG 160/24/6	75 Ah/12 V 40 Ah/24 V	0,6 m ²	55 kg 60 kg	0,25 m ³
GENESOL C 480	128	480	1 FPC 144V	12 24	LSG 160/12/12 LSG 160/24/6	150 Ah/12 V 75 Ah/24 V	1,1 m ²	220 kg 200 kg	0,35 m ³

Nota : 1 - Les puissances crêtes sont définies pour 1000 W/m² et 25°C de température de jonction.

2 - Les énergies fournies sont proportionnelles à l'énergie incidente journalière dans le plan des modules. Elles sont données ici pour 6 kWh/m²/jour dans ce plan.

Type	Puissance Crête Watts	Performances Wh/j	Modules	Tension Volts	Régulateurs Standards Références	Batteries	Surfaces approx. des modules	Poids total approx.	Colisage approx.
GENESOL B 80	24	80	1 FPB 36 V	12	LSG 80/12/6	22 Ah/12 V	0,28 m ²	50 kg	0,15 m ³
GENESOL B 180	48	180	2 FPB 36 V	12 24	LSG 80/12/6 LSG 160/24/6	50 Ah/12 V 40 Ah/24 V	0,6 m ²	88 kg 81 kg	0,25 m ³
GENESOL B 360	96	360	1 FPB 144 V	12 24	LSG 160/12/6 LSG 160/24/6	100 Ah/12 V 50 Ah/24 V	1,1 m ²	90 kg 120 kg	0,35 m ³
GENESOL B 720	192	720	2 FPB 144 V	12 24	LSG 320/12/12 LSG 320/24/12	200 Ah/12 V 100 Ah/24 V	2,3 m ²	200 kg 220 kg	0,40 m ³
GENESOL B 1080	288	1080	3 FPB 144 V	12 24	LSG 320/12/25 LSG 320/24/12	300 Ah/12 V 150 Ah/24 V	3,45 m ²	240 kg 265 kg	0,45 m ³
GENESOL B 1440	384	1440	4 FPB 144 V	12 24	LSG 640/12/25 LSG 640/24/12	420 Ah/12 V 200 Ah/24 V	4,6 m ²	320 kg 345 kg	0,5 m ³
GENESOL B 1800	480	1800	5 FPB 144 V	24	LSG 640/24/25	250 Ah/24 V	5,76 m ²	420 kg	0,55 m ³
GENESOL B 2160	576	2160	6 FPB 144 V	24	LSG 640/24/25	300 Ah/24 V	6,90 m ²	480 kg	0,65 m ³
GENESOL B 2520	672	2520	7 FPB 144 V	24	LSG 1000	350 Ah/24 V	8,05 m ²	680 kg	0,75 m ³
GENESOL B 2880	768	2880	8 FPB 144 V	24	LSG 1000	420 Ah/24 V	9,20 m ²	780 kg	0,85 m ³
GENESOL C 120	32	120	1 FPC 36 V	12	LSG 80/12/6	40 Ah/12 V	0,28 m ²	50 kg	0,15 m ³
GENESOL C 240	64	240	2 FPC 36 V	12 24	LSG 80/12/6 LSG 160/24/6	75 Ah/12 V 40 Ah/24 V	0,6 m ²	55 kg 60 kg	0,25 m ³
GENESOL C 480	128	480	1 FPC 144V	12 24	LSG 160/12/12 LSG 160/24/6	150 Ah/12 V 75 Ah/24 V	1,1 m ²	220 kg 200 kg	0,35 m ³

* Les puissances crêtes sont définies pour 1000 W/m² et 25°C de température de jonction.

Les énergies fournies sont proportionnelles à l'énergie incidente journalière dans le plan des modules. Elles sont données ici pour 6kWh/m²/jour dans ce plan.

Bibliographie

- réf. 1 : S. W. ANGRIST : Direct energy Conversion
3rd édition , Allyn & Bacon Inc 1976
- réf. 2 : Générateur photovoltaïque appliqué au pompage de l'eau en zone isolée , Faculté des sciences de l'université de Dakar
Annales de la Faculté des sciences Tome 30 1977
- réf. 3 : A. BENAMAN : les moyens d'exhaure en milieu rural
C. I. E. H 1977
- réf. 4 : A. ROGER : 'électricité' solaire photovoltaïque : principe et application INSTN, Cadarache Lyon 1983
- réf. 5 : Systemes solaires photovoltaïques , LEROY SOMMER
documentation technique 1980
- réf. 6 : Solar pumping systems : GRUNDFOS ,
Grundfos Information Bank , 1984
- réf. 7 : MALVINO : principes d'électronique
2^e édition , McGraw - Hill 1980
- réf. 8 : Evolution des énergies renouvelables pour les pays en développement SEMA - collection technologie
et développement 1980
- réf. 9 : ENCYCLOPAEDIA UNIVERSALIS : photopiles solaire
- pages 1057 - 1058 Vol 12

réf: 10

l'énergie et le développement rural National Academy
of Sciences Washington D.C 1977

réf: 11

Solar Power . Revue High technology

pages 44 → 51

August 1984