

UNIVERSITE CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR



Ecole supérieure Polytechnique
Centre de Thiès



G M . 0329

Département Génie Electromécanique

Projet de fin d'études

Sujet:

**Solarisation de stations de pompage à DAROU
MOUSTY**

Auteurs : Abdoul Ahat YOUM et Seydou DIALLO

Directeur : M^r Banda NDOYE

Co-Directeur : M^r Gaskel GNINGUE

Année universitaire : 2005/2006

DEDICACES

Après avoir rendu grâce à ALLAH, nous prions sur son prophète (PSL).

Nous dédions ce modeste travail à :

- Nos parents
- Toute la promotion d'ingénieur de cette année 2005/2006
- Toutes les personnes qui de près ou de loin ont contribuées à notre réussite scolaire

Remerciement

Nous remercions l'ensemble des personnes qui de près ou de loin ont contribué à la réussite de ce travail, en l'occurrence :

- Mr Banda N'DOYE : Notre Professeur de froid et climatisation
- Serigne Cheikh Khady M'BACKÉ : Khalife de DAROU MOUSTY
- Serigne Bassirou M'BAKE : porte parole du khalife
- Mr Wagane FAYE : Président du comité de gestion des forages à DRAOU MOUSTY
- Tous les professeurs et membres de l'administration de l'école supérieure polytechnique.
- Nos camarades de classe : DIC3 génie mécanique et civil

Sommaire

L'objectif de cette étude est l'alimentation en énergie solaire photovoltaïque de motopompes classiques initialement alimentées sous le réseau de la SENELEC. Ces motopompes situées sur trois forages ,ont une puissance nominale cumulée de 46 kW et destinées à l'alimentation en eau de 3095 ménages, d'abreuvoirs pour un cheptel animal ainsi que divers établissements de la localité DAROU MOUSTY.

Une estimation de la puissance crête nécessaire pour chaque station pompage a été effectuée durant la période la plus défavorable de l'année. L'étude économique sur la durée de vie du système photovoltaïque a permis de répondre aux questions relatives au financement et à la rentabilité. Pour assurer l'exploitation correcte et la pérennité du système on a : établi les procédures d'installation des différents générateurs, proposé les systèmes de maintenances adéquates ainsi qu'une organisation des collectivités locales.

La puissance crête nécessaire au fonctionnement des trois forages s'estime à 107640Wc pour un volume minimal pompé de 820 m³ pour le mois de décembre.

Puisque le volume pompé sera bien au delà de ce minimum pour, les autres mois qui sont plus ensoleillés que le mois de décembre, on peut conclure aisément en disant que ce nouveau système permettra de satisfaire la demande instantanée sous un ensoleillement moyen.

Table des matières

Sommaire	I
Table des matières.....	II/III
Liste des tableaux.....	IV
Liste des figures	V
 Introduction.....	 1
Chapitre 1 : Présentation du site et du système actuel	2
<i>I/PRESENTATION DU SITE</i>	2
1) Situation géographique	2
2) Caractéristiques du site.....	2
<i>II/PRESENTATION DU SYSTEME D'ALIMENTATION EN EAU ACTUEL</i>	3
 Chapitre 2 : Objectif et dimensionnement du système photovoltaïque	 9
<i>I/OBJECTIFS DE L'ETUDE</i>	9
<i>II/ DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE</i>	10
1) Quelques définitions	10
1.1) La déclinaison.....	10
1.2) L'angle horaire du soleil.....	10
1.3) Le rayonnement extraterrestre et l'indice de clarté	11
2) Calcul de l'ensoleillement sur un plan horizontal	12
2.1) Calcul de la moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus	12
2.2) Calcul de la répartition horaire de l'ensoleillement annuel moyen	12
2.2) Calcul de l'ensoleillement horaire dans le plan du champ photovoltaïque (β).....	13
2.4) Sommation.....	14
3) Présentation du matériel photovoltaïque utilisé :	14
4) Conditions du site de DAROU MOUSTY	15
5) Estimation des charges en électricité au niveau des différents forages :	16
6) Estimation de l'ensoleillement sur le plan des panneaux :	16
6.1) Description de la méthode	17
6.2) Application sur le site de Darou Mousty	17
7) Estimation de la puissance crête de chaque générateur	20
7.1) Différentes pertes.....	21
8) Paramètres des modules sous les conditions d'utilisations :	22
9) Schéma de câblage de base :	22
10) Dimensionnement des générateurs	23
 Chapitre 3 : Principes d'installation et de protection du système photovoltaïque	 33
<i>I/INSTALLATION DU SYSTEME</i>	33
1) Choix d'un terrain.....	33
2. Orientation des panneaux.....	36
3. Assemblage et fixation du générateur PV	38
4. Assemblage électrique	39
<i>II) PROTECTION DU SYSTEME</i>	40
1) Protection des modules.....	40
2) Protection contre les surtensions	41

3) Protection de l'onduleur et des boites de jonction.....	41
4) Fusibles et coupe-circuits	42
5) Clôtures :.....	42
Chapitre 4 : Analyse économique pour le système photovoltaïque.....	43
I) <i>CALCUL DU COUT DU SYSTEME</i>	43
1. Coûts initiaux	43
2. Coûts récurrents	44
II) <i>APPLICATION A NOTRE SYSTEME</i>	45
1. Calcul économique pour la durée de vie du système ($F_1+F_2+F_3$)	45
2. Couverture des charges récurrentes	47
3) Comparaison du coût actualisé avec celui du système actuel.....	48
Chapitre 5 : La maintenance et l'exploitation du système de pompage	50
I) <i>ORGANISATION DE LA MAINTENANCE</i>	50
1) Définition.....	50
2) Types de maintenances.....	51
2.1) La maintenance préventive :	51
2.2 La maintenance corrective :	54
2.3) Description de la méthode :	55
3) Application à notre cas d'étude :	56
4) Exploitation de la station de pompage photovoltaïque.....	60
5) Techniques de réparation.....	66
5.1) Remplacement d'un module.....	66
5.2) Remplacement de câbles.....	66
5.3) Remplacement du conditionneur d'énergie.....	67
6) Organisation sociale et formation des utilisateurs.....	67
7) Contrôle à distance	70
III) <i>ETUDE DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL</i>	75
Conclusion et recommandations	76
Bibliographies	77
Annexes.....	78

Liste des tableaux

2-1 : Valeurs des moyennes mensuelles du rayonnement quotidien.....	15
2-2 : Valeurs des moyennes mensuelles quotidiennes des températures.....	15
2-3 : valeurs du coefficient de réflexion ρ	15
2-4 : Charge des forages.....	16
2-5 : Charge rectifiée des forages.....	16
2-6: Quelques valeurs pour le 1 ^o jour du mois de décembre.....	17
2-7: Valeur de \overline{H}_o	18
2-8 : Valeurs de quelques paramètres.....	19
2-9 : Valeurs de quelques paramètres.....	19
2-10 : Valeurs horaires de H_t (β).....	20
2-11 : Caractéristiques des modules.....	21
2-12 : Puissance du générateur des forages.....	22
2-13 : Chutes de tension admissible dans les câbles.....	25
2-14 : Caractéristiques de l'onduleur.....	27
2-15 : Caractéristiques de l'onduleur et débit de la pompe.....	30
2-16 : Caractéristiques de l'onduleur.....	32
3-1 : Surface minimale pour les générateurs.....	35
3-2 : Déclinaison magnétique de certains sites.....	37
4-1 : Calcul du coût initial pour F_1	44
4-2 : Coût actualisé des forages.....	47
5-1 : Maintenance préventive au niveau local.....	52
5-2 : Répartition des tâches.....	53
5-3 : Classe des composants.....	56
5-4 : Diagnostic général du système.....	61
5-5 : Diagnostic du rendement du système.....	62
5-6 : Diagnostic du générateur photovoltaïque.....	63
5-7 : Diagnostic du conditionneur d'énergie.....	64
5-8 : Diagnostic du groupe motopompe.....	65

Liste des figures

1-1 : situation géographique de Darou Mousty.....	1
1-2 : Alimentation de F1.....	3
1-3 : Alimentation de F2.....	6
1-4 : Alimentation de F3.....	7
2-1 : Mouvement apparent du soleil.....	11
2-2 : Schéma de câblage.....	22
2-3 : Chute de tension en fonction du courant.....	25
3-1 : Positionnement du générateur par rapport aux obstacles.....	34
3-2 : Coordonnées d'un obstacle.....	35
3-3 : Monogramme servant à calculer les ombres.....	36
3-4 : Utilisation d'un inclinomètre et d'un niveau.....	38
3-5 : Etanchéité des boîtes de jonction.....	40
3-6 : Branchements de mise à la terre.....	41
5-1 : Loi de PARETO.....	56
5-2 : Organigramme.....	69
5-3: Ecran d'accueil de DATAPEX.....	71
5-4 : Ecran de sélection du système.....	72
5-5 : Lecture en temps réel des paramètres du système.....	72
5-6 : Bilan Production/Consommation.....	73
5-7 : Analyse de données mensuelles.....	74

Introduction

La demande mondiale en systèmes solaires d'alimentation électrique croit constamment depuis 20 ans. Aujourd'hui, l'industrie mondiale du photovoltaïque (PV) repose essentiellement sur les besoins des régions isolées et ensoleillées comme le Sénégal en leur garantissant une alimentation électrique fiable et peu coûteuse. Dans un plus grand nombre d'application, on peut citer surtout le pompage de l'eau.

Au cours de 1999, la production mondiale de modules PV était approximativement de 200 mégawatts (MWc) et les ventes annuelles de systèmes complets pour l'industrie du PV, dépassaient 3 milliards de dollars. A titre de comparaison, environ 23 MWc avaient été livrés en 1985 soit une différence de 850% en seulement 14 ans. Cette croissance a mené au début de l'année 2000 à une capacité cumulée installée de production d'électricité PV de plus de 1000 MWc à l'échelle de la planète.

L'approvisionnement en eau de la localité de DAROU MOUSTY est assuré par trois forages fonctionnant avec l'électricité. Cependant face aux nombreux délestages opérés par la société sénégalaise d'électricité (SENELEC), la localité se trouve souvent confronté à des pénuries récurrentes en eau. A cela s'ajoute les factures très élevées qui deviennent de plus en plus difficiles à gérer par le comité du village.

Notre étude porte sur le dimensionnement de trois générateurs photovoltaïques destinés à alimenter les motopompes en électricité solaire photovoltaïque.

A la fin de cette étude, nous présenterons un rapport permettant de fournir au système de pompage une énergie suffisante avec un fonctionnement aussi régulier que possible, pour pouvoir fournir de l'eau à moindre coût.

Dans cet optique, des visites sur le site ont été effectuées afin de relever les données pertinentes ainsi que l'étude de plusieurs cas similaires opérés dans la sous région. Hormis le dimensionnement des différents générateurs nous présenterons une étude économique des systèmes sur leur durée de vie, des prescriptions d'installation ainsi qu'une politique de maintenance pour assurer la pérennité du projet.

Chapitre 1 : Présentation du site et du système actuel

I/PRESENTATION DU SITE

1) Situation géographique

L'arrondissement de Darou Mousty est situé sur le département de KEBEMER qui est dans la région de LOUGA. Il compte six communautés rurales : Darou Mousty ; Ndoyène ; Sam Yabal ; Touba Mérina ; Mbadiane et Darou Marnane.

Darou Mousty est limité à L'Est par la communauté rurale de DEALY ; au nord par la communauté rurale de SAGATTA à l'ouest par Niakhène et au sud par la communauté rurale de Ndindy. Il est situé à peu près à 30km de la ville sainte de Touba et à 200km de Dakar.

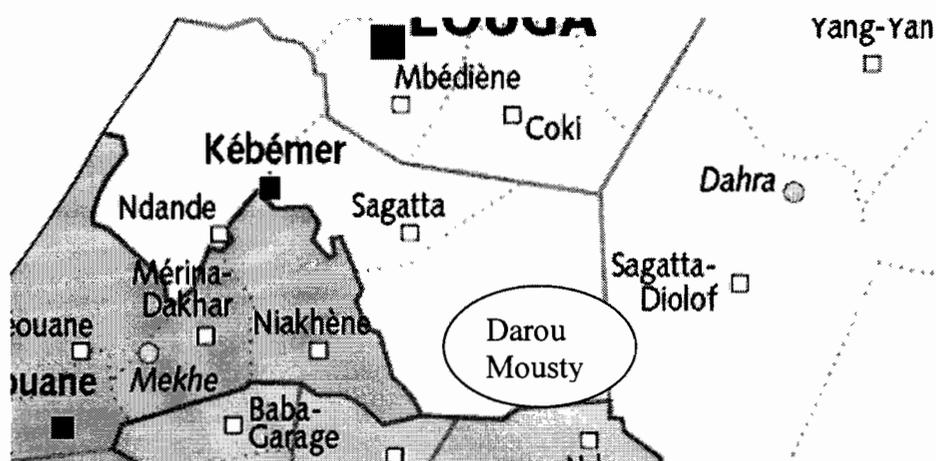


Figure1-1 : situation géographique de Darou Mousty

2) Caractéristiques du site

La ville s'étend sur une vaste plaine sableuse très faiblement accidenté dont l'altitude varie entre 30 et 40m. Les sources d'eau souterraines sont nombreuses et leur qualité révèle une richesse en minéraux.

Le climat est de type sahélien avec des faibles précipitations de l'ordre de 328mm. Il est caractérisé par la présence de 2 saisons ; une saison des pluies de juillet à septembre et une saison sèche d'octobre à juin.

Les températures restent élevées pendant la majeure partie de l'année. Les périodes les plus chaudes de l'année correspondent généralement aux mois de Mai et d'octobre. Les températures minimales se situent en moyenne entre 22.5°C et 28°C et les températures maximales entre 31°C et 37°C.

II/PRESENTATION DU SYSTEME D'ALIMENTATION EN EAU ACTUEL

L'alimentation en eau potable de la communauté de DAROU MOUSTY est assurée par un réseau de conduite traversant toute la ville jusqu'à ses alentours. L'eau, asservie par un ensemble de trois forages alimente près de 3095 ménages et un cheptel animal assez important à travers divers abreuvoirs placés un peu partout dans la ville. Ces forages ont des heures de fonctionnement comprises en moyenne entre 5H du matin et 20 H 30mn du soir.

- Le premier forage dénommé Paul BECHARD ou F1 fut le premier du genre dans la communauté et fut inauguré en 1949 par le gouverneur d'entant de la région de Louga ce qui constituait un événement particulier par son importance. Cependant le forage ne fut équipé qu'en 1952 date à la quelle les premiers gouttes d'eaux furent recueillies.

Un schéma à main levée du réseau de conduite pris en charge par F1 est établi comme ci-dessous :

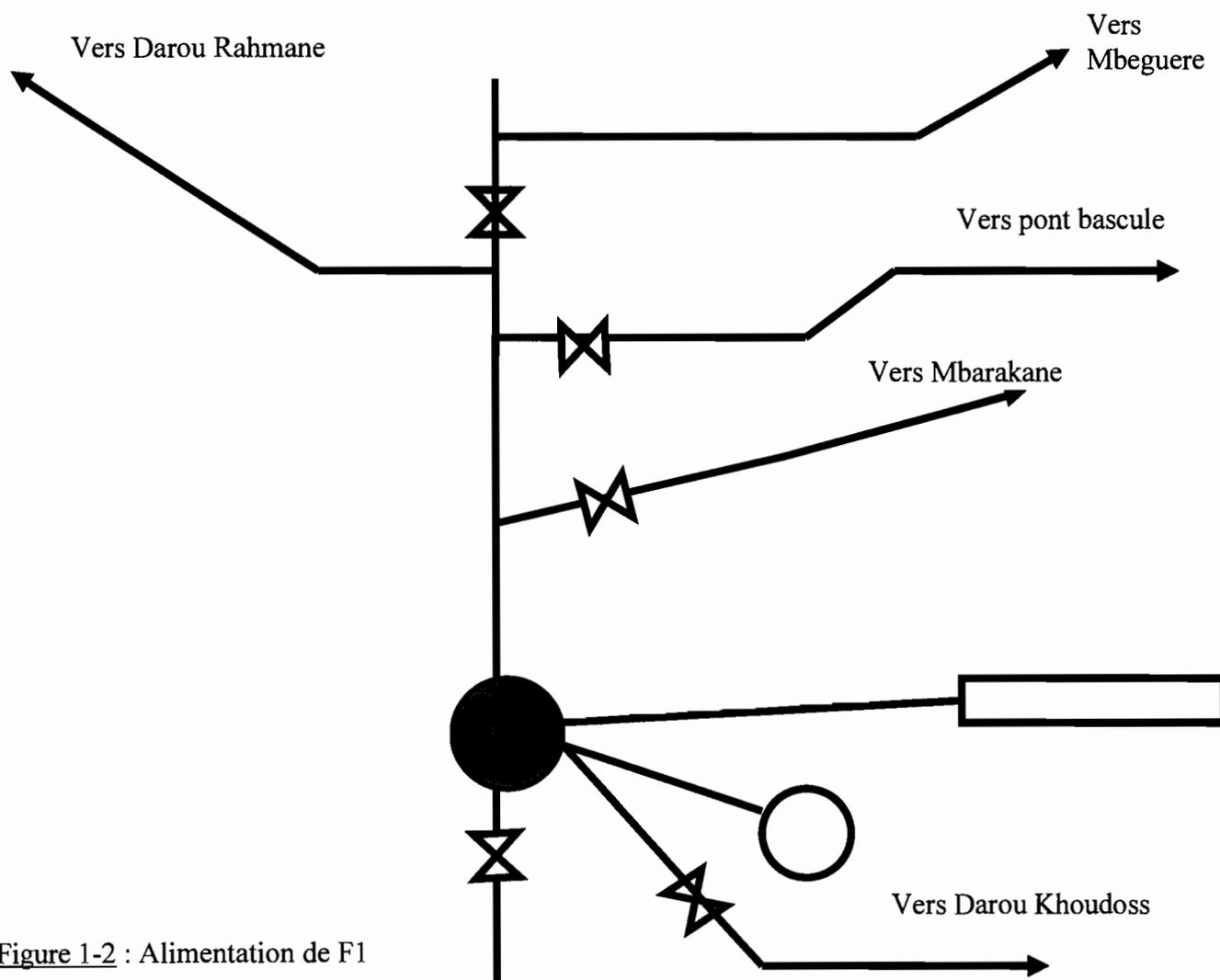


Figure 1-2 : Alimentation de F1

Les caractéristiques du forage peuvent être établis comme suit :

Puit :

Profondeur : 285m

Niveau Statique : 42.5m

Rabattement : 40m

Colonnes : 10 TUYAUX FUT DE 100 A VIS

Capacité du Château d'eau : 100m³

Motopompe :

Débit à l'essai : 80m³/h

Débit d'exploitation : 40m³/h

Volume Tuyaux Refoulement : 110mm

Volume Tuyaux Distribution : 160mm

Type de pompe S.1.S

Puissance consommée : 13kW

Tension d'Alimentation : 380V

- Face à une démographie sans cesse croissante de la localité l'exploitation d'un second forage F2 a débuté en 1989 pour venir en appoint au forage F1 dont l'approvisionnement devenait très insuffisant.

Les caractéristiques de ce second forage sont :

Puits :

Profondeur : 304 m

Niveau Statique : 48.5

Rabattement : 3.95m

Motopompe :

Débit d'essai : 40m³

Marque : GRUNFOS TYPE S.P60.11

Puissance : 22kW

Intensité : 48A

Intensité : d'exploitation : 24A

Débit d'Exploitation : 35m³/h

Solarisation de stations de pompage à Darou Mousty

Pression de Sortie Pompe : 3.2 bar

Volume Tuyaux Refoulement : 110mm

Volume Tuyaux distribution : 160mm

Volume réservoir : 150m³

Hmt de la pompe : 83m

Ce forage couvre une bonne partie du réseau de distribution dont on montre ici une esquisse:

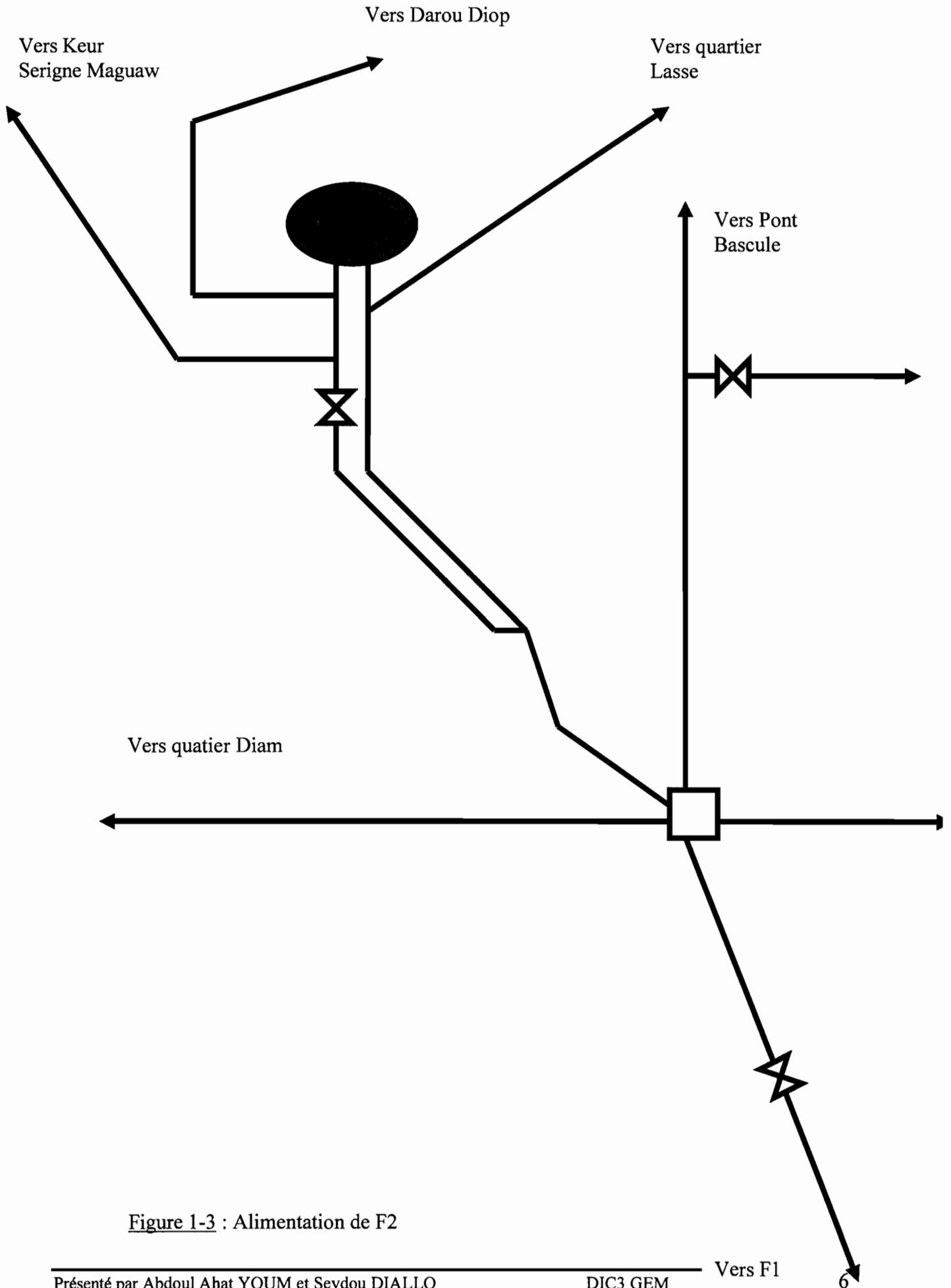


Figure 1-3 : Alimentation de F2

Plus récemment en 2004 un troisième forage a été construit pour essayer de palier aux manquements en approvisionnement en eau .

Les caractéristiques de ce forage sont définies par :

Motopompe :

Colonnes : 10 TUYAUX (FUT 80 A VIS)

Puissance : 11 kW

Intensité : 24 A

Hmt de la pompe : 58m

Debit : 35m³/h

Marque : CAPRANI

Débit d'exploitation : 32m³/h

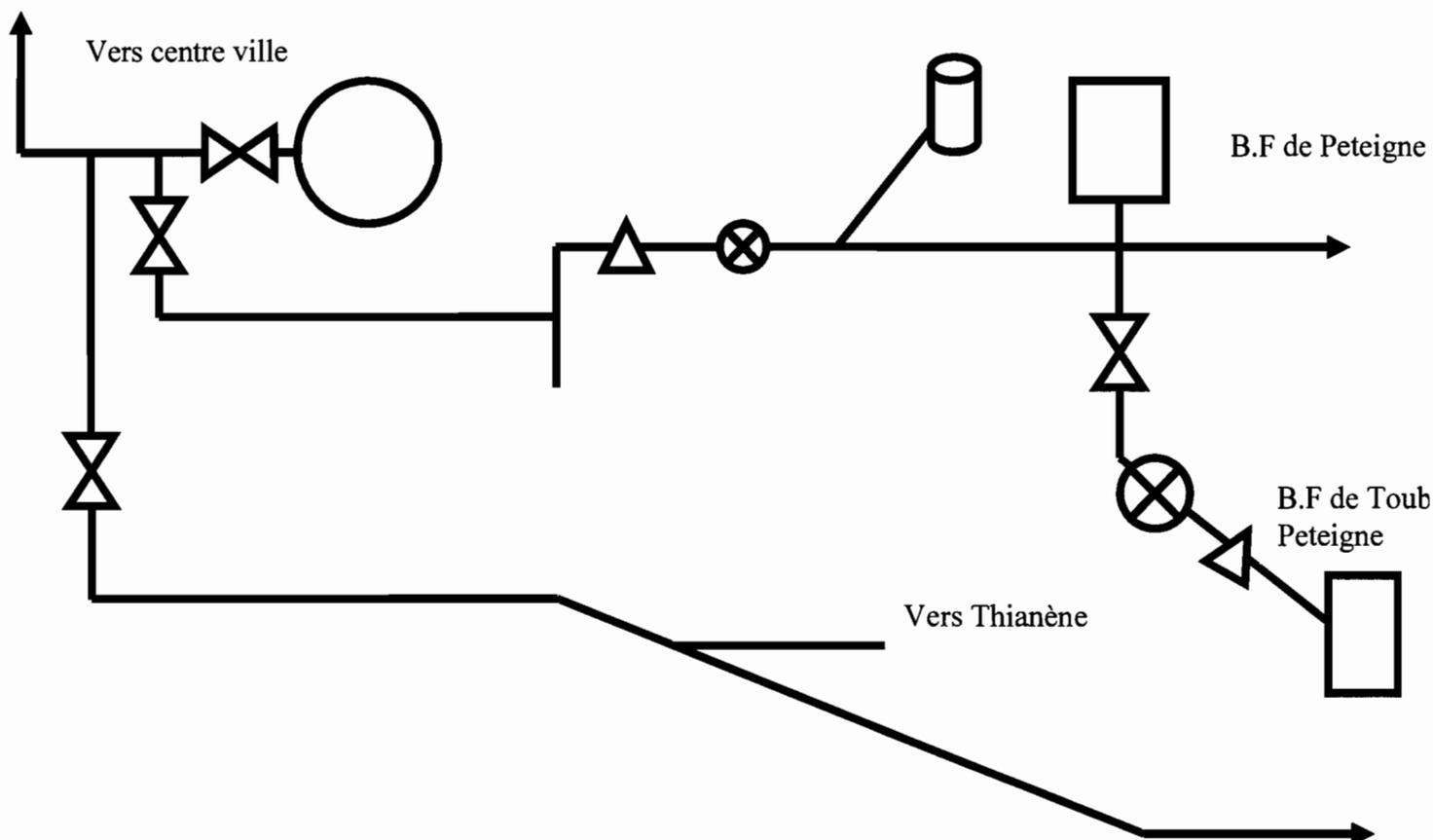
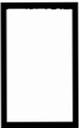
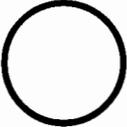


Figure 1-4 : Alimentation de F3

Légendes :

	: Abreuvoir
	: Borne fontaine
	: Réservoir au sol
	: Vanne
	: Ventouse
	: Plot de repérage
	: Vanne

Chapitre 2 : Objectif et dimensionnement du système photovoltaïque

I/ Objectifs de l'étude

La communauté rurale de Darou Mousty a un système assez particulier. Tous les investissements et les infrastructures sont sous la responsabilité du Khalife. Le comité gestion des trois forages de la localité note toujours des factures élevées d'électricité pour ces trois forages (30.301.883 FCFA pour l'année 2005) alors que les recettes engendrées par les cotisations et les autres services ne sont pas aussi importants. En plus de cela s'ajoute les coupures d'électricité assez fréquentes dans cette zone, entraînant ainsi l'arrêt des pompes des forages, et la population se trouve ainsi privée d'eau pour quelques temps.

Ce sont tous ces facteurs qui ont poussés le Khalife à vouloir solariser les forages pour réduire ainsi les coûts de fonctionnement et permettre à la population de disposer de l'eau à tout moment.

L'étude a pour but : d'estimer le nombre de panneaux qu'on aura besoin pour satisfaire la demande en électricité, d'établir un couplage des panneaux assurant un fonctionnement régulier et optimum. Elle a aussi pour but de faire la maintenance à distance avec un système de télé contrôle et de réduire au maximum les problèmes liés à l'entretien de ces forages. Une étude sur l'impact environnemental de ces panneaux photovoltaïques sera menée ainsi qu'une analyse des coûts d'investissement et de fonctionnement.

II/ Dimensionnement du système photovoltaïque

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de 1 391 000 km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de 2.10^{27} tonnes.

Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde 564.106 tonnes d'hydrogène en 560.106 tonnes d'Hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ($E = mc^2$), ce qui représente une énergie totale de 36.10^{22} kW. La Terre étant à une distance de 150.10^6 km du Soleil, elle reçoit une énergie de $1,8.10^{17}$ W.

Nous allons nous intéresser ici aux aspects géométriques du rayonnement solaire intercepté par la Terre dans le but ultérieur de calculer le flux reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction fixée. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire.

Nous allons commencer par définir quelques concepts

1) Quelques définitions

1.1) La déclinaison

La déclinaison est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degré est donnée par l'équation de **Cooper** :

$$\delta = 23.45 \times \sin \left[2\pi \times \frac{284 + n}{365} \right] \quad (2.1)$$

où n est le numéro du jour de l'année

δ varie entre -23.45° le 21 décembre et $+23.45^\circ$ le 21 juin

1.2) L'angle horaire du soleil

L'angle horaire est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après midi et augmente de 15° par heure.

Elle est donnée par la relation :

$$w = 15 \times (TS - 12) \quad (2.2)$$

où TS est le temps solaire

L'angle horaire du soleil à son coucher (ω_s) est l'angle horaire du soleil à l'heure de son coucher. Il est donné par l'équation :

$$\cos \omega_s = -\tan \Psi \times \tan \delta \quad (2.3)$$

où Ψ est la latitude du lieu

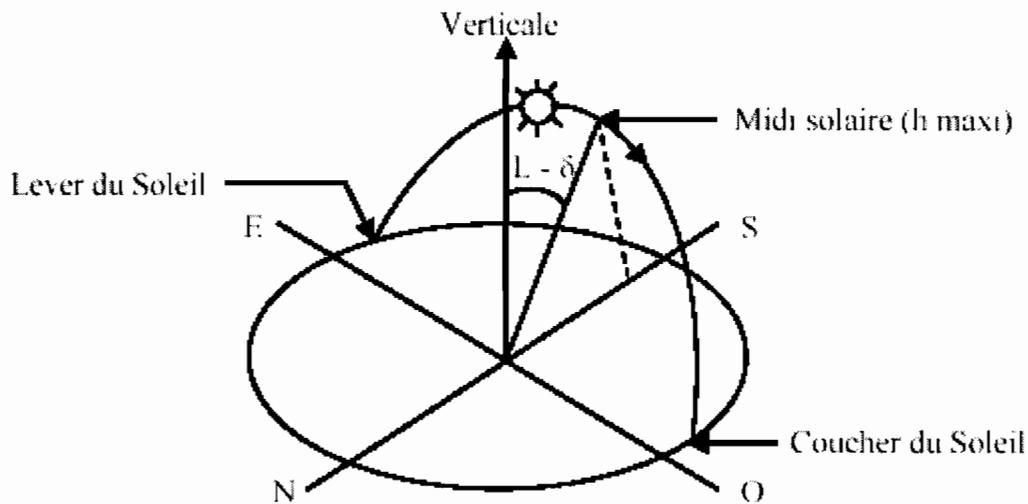


Figure 2-1 : Mouvement apparent du soleil

1.3) Le rayonnement extraterrestre et l'indice de clarté

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphérique.

Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale H_0 (en kWh/m².j), pour le jour n, est obtenu à l'aide de l'équation suivante :

$$H_0 = \frac{24}{\pi} G_{sc} \left[1 + 0.033 \cos\left(2\pi \frac{n}{365}\right) \right] (\cos \Psi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \Psi \sin \delta) \quad (2.4)$$

où G_{sc} est la constante solaire égale à 1.367kW/m²

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère et les nuages. Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé l'indice de clarté. La moyenne mensuelle de l'indice de clarté $\overline{K_T}$ est définie par la relation :

$$\overline{K_T} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_0}} \quad (2.5)$$

\overline{H} est la moyenne mensuelle du rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal (en kWh/m².j)

$\overline{H_0}$ est la moyenne mensuelle extraterrestre sur la même surface horizontale (en kWh/m².j)

Les valeurs de $\overline{K_T}$ varient selon les endroits et les saisons et varient généralement entre 0.3 (pour de régions ou des saisons pluvieuses) et 0.8 (pour des saisons ou des climats secs ensoleillés).

2) Calcul de l'ensoleillement sur un plan horizontal

2.1) Calcul de la moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus

$\overline{H_d}$: moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus quotidien (en kWh/m².j)

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1.391 - 3.56\overline{K_T} + 4.189\overline{K_T}^2 - 2.137\overline{K_T}^3 \quad (2.6)$$

Pour $\omega_s < 81.4^\circ$ au jour moyen du mois

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1.311 - 3.022\overline{K_T} + 3.427\overline{K_T}^2 - 1.821\overline{K_T}^3 \quad (2.7)$$

Pour $\omega_s > 81.4^\circ$ au jour moyen du mois

Ces formules ci-dessus ne sont valables que si $0.3 < \overline{K_T} < 0.8$

2.2) Calcul de la répartition horaire de l'ensoleillement annuel moyen

$$r_t = \frac{\Pi}{24} (a + b \cos w) \frac{\cos w - c \omega_s}{\sin w_s} \quad (2.8)$$

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin \left(w_s - \frac{\Pi}{3} \right) \quad (2.9)$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \sin \left(w_s - \frac{\Pi}{3} \right) \quad (2.10)$$

r_t : rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'ensoleillement global

ω : angle horaire du soleil pour le milieu de l'heure pour laquelle le calcul est fait

$$r_d = \frac{\Pi \cos \omega - \cos \omega_s}{24 \sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (2.11)$$

r_d : rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'ensoleillement diffus

H_b : Composante directe de l'ensoleillement horaire global horizontal (en kWh/m².j)

H_d : Composante diffuse de l'ensoleillement horaire global horizontal (en kWh/m².j)

H : valeur horaire de l'ensoleillement total quotidien sur un plan horizontal (en kWh/m².j)

$$H = r_t \overline{H} \quad (2.12)$$

$$H_d = r_d \overline{H}_d \quad (2.13)$$

$$H_b = H - H_d \quad (2.14)$$

2.3) Calcul de l'ensoleillement horaire dans le plan du champ photovoltaïque (incliné d'un angle β)

✓ Composante directe

$$H_b(\beta) = R_b H_b \quad (2.15)$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2.16)$$

$$\cos \theta = \cosh \sin \beta \cos \psi + \sinh \cos \beta \quad (2.17)$$

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \Psi + \cos \delta \cos \Psi \cos \omega \quad (2.18)$$

$$\sinh = \sin \delta \sin \Psi + \cos \omega \cos \delta \cos \Psi \quad (2.19)$$

$$\sin \psi = \frac{\sin \omega \cos \delta}{\cosh} \quad (2.20)$$

R_b : Ensoleillement direct sur le champ PV divisé par l'ensoleillement direct sur l'horizontal

θ_z : est l'angle zénithal du soleil

θ : est l'angle d'incidence de l'ensoleillement direct sur le champ photovoltaïque

β : L'inclinaison du champs par rapport à l'horizontal

ψ : Azimut

✓ **Composante diffuse**

$$H_d(\beta) = \frac{1}{2}(1 + \cos \beta)H_d \quad (2.21)$$

✓ **albédo**

$$R(\beta) = \frac{1}{2}(1 - \cos \beta)\rho H \quad (2.22)$$

β : L'inclinaison du champs par rapport à l'horizontal

La valeur optimale de β pour un jour donné est égale à $\Psi - \delta$

ω : Angle solaire

✓ **Valeur de l'ensoleillement horaire**

$$H_t(\beta) = H_d(\beta) + H_b(\beta) + R(\beta) \quad (2.23)$$

2.4) Sommation

L'ensoleillement sur le plan incliné est calculé pour toutes les heures de la journée. Le total quotidien $\overline{H_t}$ (en kWh/m².j) est alors obtenu par la sommation de ces valeurs horaires.

3) Présentation du matériel photovoltaïque utilisé :

- Description sommaire du matériel utilisé

➤ Modules :

On utilisera les modules de PHOTOWATT modèle : PW6-230Wp 12/24V polycristallin dont les caractéristiques techniques sont présentées en annexe 1 :

➤ Onduleurs :

On utilisera des onduleurs de marque SCHAEFER dont les caractéristiques sont présentées en annexe 3

4) Conditions du site de DAROU MOUSTY

Sur la carte du monde DAROU MOUSTY est situé géographiquement selon les coordonnées suivantes :

Latitude : 13.883° Nord

Longitude : 15.8°

Ce qui lui confère les caractéristiques climatiques mensuelles suivantes :

Valeurs des moyennes mensuelles du rayonnement quotidien (en kWh/m².j)

Mois	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juin.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Dec.
\bar{H}	4.84	5.59	6.35	6.31	6.29	6.31	5.76	5.43	5.49	5.52	4.82	4.41

Tableau 2-1 : Valeurs des moyennes mensuelles du rayonnement quotidien

Valeurs des moyennes mensuelles quotidiennes des températures (en °C)

Mois	Jan.	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
T_a	23.4	24.9	30.2	33.2	33.5	31.9	28.5	28.2	29.5	30.1	29	26

Tableau 2-2 : Valeurs des moyennes mensuelles quotidiennes des températures

Quelques valeurs du coefficient de réflexion

Nature du sol	Coefficient de réflexion
Sol nu	0.2
Sol de prés	0.3
Sol désertique	0.4
neige	0.5-0.8

Tableau 2-3 : valeurs du coefficient de réflexion ρ

La durée effective d'insolation pour le mois de décembre est 7.1 heures

5) Estimation des charges en électricité au niveau des différents forages :

Charge	Puissance nominale (kW)	Nombre d'heure journalière (h)	Consommation électrique journalière (kWh / j)
Motopompe (F1)	13 kW	7.1	92.3
Motopompe (F2)	22 kW	7.1	156.2
Motopompe (F3)	11 kW	7.1	78.1

Tableau 2-4 : Charge des forages

Ici on est en présence de charges consommant du courant alternatif donc ces énergies doivent être corrigées pour tenir compte du rendement de l'onduleur, généralement comprise entre 0.8 et 0.95, selon la formule suivante :

$$Charge_{rectifiée} = \frac{charge}{R_{ond}} \quad (2.24)$$

avec R_{ond} représentant le rendement moyen de l'onduleur

En appliquant un rendement moyen de 0.875 du fait que l'onduleur ne fonctionne pas a son point nominale durant une journée le tableau précédent devient :

Charge	Puissance nominale (kW)	Nombre d'heure journalière (h)	Consommation électrique journalière (kWh/j)
Motopompe (F1)	13 kW	7.1	105
Motopompe (F2)	22 kW	7.1	179
Motopompe (F3)	11 kW	7.1	89

Tableau 2-5 : Charge rectifiée des forages

6) Estimation de l'ensoleillement sur le plan des panneaux :

Pour obtenir une puissance suffisante pour un fonctionnement correcte des pompes même pendant les jours les plus défavorables de l'année on adoptera la méthode du « pire mois » pour le dimensionnement des différents champs photovoltaïques.

6.1) Description de la méthode

Cette méthode utilise les valeurs moyennes mensuelles quotidiennes du rayonnement global et de la charge. Dans ce cas, on considère seulement les valeurs correspondantes à la période du mois où la relation charge rayonnement sera la plus défavorable.

6.2) Application sur le site de Darou Mousty

En se référant au tableau des moyennes mensuelles du rayonnement quotidien on trouve que le mois de décembre est le mois le plus défavorable avec une moyenne mensuelle de 4.41 kWh/m².

Etant donné qu'une pénurie d'eau ne peut être toléré même pendant les jours les moins ensoleillés de l'année, les paramètres moyens du premier jour du mois de décembre seront à la base de nos calculs pour le dimensionnement.

Ici on présente les calculs détaillés pour le premier jour du mois de décembre sachant que c'est le jour correspondant au rayonnement global minimal.

Pour le premier jour du mois de décembre qui correspond à $n = 335$; on trouve les résultats suivants :

δ	-22.07°	(2.1)
ω_s	95.79°	(2.3)
a	0.7	(2.9)
b	0.38	(2.10)
ρ	0.2	(tab2.3)
\overline{H}	4.41kWh/m ² /j	(tab2.1)
$\overline{K_T}$	0.56	(2.5)
$\overline{H_d}$	1.65kWh/m ² /j	(2.7)
β	15°	

Tableau 2-6: Quelques valeurs pour le 1^o jour du mois de décembre

jour	ω_s	δ	$H_o(kWh/m^2)$
363	96,13	-23,23	7,86
365	96,72	-23,07	8,80
366	96,80	-23,20	7,99
337	95,87	-22,33	7,97
338	95,90	-22,45	7,95
339	95,94	-22,56	7,94
340	95,97	-22,67	7,93
341	96,00	-22,77	7,91
342	96,02	-22,86	7,90
343	96,05	-22,95	7,89
344	96,07	-23,03	7,88
345	96,09	-23,10	7,87
346	96,11	-23,16	7,86
347	96,13	-23,22	7,85
348	96,15	-23,28	7,85
349	96,16	-23,32	7,84
350	96,17	-23,36	7,84
351	96,18	-23,39	7,83
352	96,19	-23,42	7,83
353	96,19	-23,44	7,83
354	96,20	-23,45	7,83
355	96,20	-23,45	7,83
356	96,20	-23,45	7,83
357	96,19	-23,44	7,83
358	96,19	-23,42	7,83
359	96,18	-23,40	7,84
360	96,17	-23,37	7,84
361	96,16	-23,33	7,85
362	96,15	-23,28	7,86

$$\overline{H}_o = 7.87 kWh/m^2/j$$

Tableau 2-7: Valeur de \overline{H}_o

heure	$w(^{\circ})$	r_t	$H(\text{kwh}/\text{m}^2/\text{j})$	r_d	H_d
6	-83	0,020	0,086	0,026	0,043
7	-68	0,046	0,204	0,054	0,090
8	-53	0,075	0,329	0,080	0,132
9	-38	0,101	0,446	0,101	0,166
10	-23	0,122	0,537	0,115	0,190
11	-8	0,133	0,586	0,123	0,202
12	8	0,133	0,586	0,123	0,202
13	23	0,122	0,537	0,115	0,190
14	38	0,101	0,446	0,101	0,166
15	53	0,075	0,329	0,080	0,132
16	68	0,046	0,204	0,054	0,090
17	83	0,020	0,086	0,026	0,043

Tableau 2-8 : Valeurs de quelques paramètres

heures	$H_d(\beta)$	ω	h	ψ	θ
6	0,042	-90,000	-5,128	-68,556	89,584
7	0,088	-75,000	8,249	-64,781	75,694
8	0,129	-60,000	21,127	-59,366	61,928
9	0,163	-45,000	33,140	-51,491	48,509
10	0,187	-30,000	43,597	-39,765	35,928
11	0,199	-15,000	51,205	-22,498	25,534
12	0,199	0,000	54,097	0,000	20,948
13	0,187	15,000	51,205	22,498	25,534
14	0,163	30,000	43,597	39,765	35,928
15	0,129	45,000	33,140	51,491	48,509
16	0,088	60,000	21,127	59,366	61,928
17	0,042	75,000	8,249	64,781	75,694

Tableau 2-9 : Valeurs de quelques paramètres



heures	θ_z	R_b	H_b	$H_b(\beta)$	$R(\beta)$	$H_i(\beta)$
6	95,173	-0,090	0,044	-0,004	0,000	0,042
7	81,796	1,728	0,114	0,197	0,001	0,286
8	68,919	1,308	0,198	0,259	0,001	0,389
9	56,905	1,213	0,280	0,340	0,002	0,505
10	46,448	1,175	0,347	0,407	0,002	0,596
11	38,841	1,158	0,383	0,444	0,002	0,645
12	35,948	1,153	0,383	0,442	0,002	0,643
13	38,841	1,158	0,347	0,401	0,002	0,590
14	46,448	1,175	0,280	0,329	0,002	0,494
15	56,905	1,213	0,198	0,240	0,001	0,370
16	68,919	1,308	0,114	0,149	0,001	0,238
17	81,796	1,728	0,044	0,075	0,000	0,118

Tableau 2-10 : Valeurs horaires de $H_i(\beta)$

L'insolation totale journalière est alors la somme de ces valeurs horaires et est égal à :

$$\sum H_i(\beta) = 4.92 \text{ kWh} / \text{m}^2 \cdot \text{j}$$

Cette valeur de l'insolation nous permettra de calculer la puissance crête de chaque générateur.

7) Estimation de la puissance crête de chaque générateur

7.1) Différentes pertes :

La puissance crête des modules étant la puissance optimale obtenue aux bornes des capteurs sous les conditions normalisées c'est-à-dire pour un ensoleillement de 1000 W/m^2 et une température de jonction des cellules de 25°C , on a une variation de la puissance recueillie en charge et sous les conditions d'exploitation. Ainsi on aura :

- des pertes de puissance relatives à une variation par rapport à la température de référence ($|\beta_p(T_c - T_r)|\%$)
- des pertes de puissance dues à la présence de poussière sur les modules qui affectent essentiellement le courant

- ainsi que des pertes en ligne sur le câblage et aux bornes des diodes séries communément appelées pertes en ligne (λ_p %)

$$T_c - T_a = \left(219 + 832\overline{K}_t\right) \frac{NOCT - 20}{800} \quad (2.25)$$

η_r : Rendement du module à la température de référence $T_r=25^\circ\text{C}$

β_p : Coefficient de température pour le rendement de la puissance du module

T_c : Température horaire moyenne du module

η_p : Rendement moyen du module

T_a : Température ambiante horaire

Le tableau suivant nous donne les caractéristiques des modules :

Type du module	η_r (%)	NOCT ($^\circ\text{C}$)	β_p (% / $^\circ\text{C}$)
Si mono-cristallin	13.0	45	0.4
Si poly-cristallin	11.0	45	0.4

Tableau 2-11 : Caractéristiques des modules

Avec NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) étant la température nominale des cellules en opération

T_a sera prise égale à la moyenne mensuelle du mois de décembre sachant que c'est la seule donnée dont nous disposons et que l'erreur commise est très faible

La valeur de λ_p représentant les pertes diverses de chaque générateur sera pris égale à 5% (précision de l'ingénieur)

Le rendement du module (du générateur) sera alors de :

$$R_{gen} = (1 - \lambda_p) [1 - \beta_p (T_c - T_r)] \quad (2.26)$$

D'où : $T_c = 47.4^\circ\text{C}$

Avec $\beta_p = 0.43\%$ pour les panneaux utilisés voir (annexe 1) on obtient :

$$R_{gen} = 85.85\%$$

On peut alors calculer les puissances crête de chaque générateur selon la formule :

$$Puissance_du_champ(Wc) = \frac{Charge_journaliere_rectifié(Wh)}{Nbre_d'heure_de_plein_ensoleillement \times R_{gen}} \quad (2.27)$$

Soit :

Générateur	F1	F2	F3
R_{gen}	85.85%	85.85%	85.85%
NHPE	4.92	4.92	4.92
Puissance du Générateur (Wc)	24974	42379	21071

Tableau 2-12 : Puissance du générateur des forages

8) Paramètres d'ensoleillement sous les conditions d'utilisations :

La moyenne mensuelle du flux moyen journalier en décembre est :

$$\bar{G}(decembre) = \frac{C_p \times \sum H_i(\beta)}{12} \quad (W/m^2) \quad (2.28)$$

C_p : coefficient de correction pour avoir considéré un ensoleillement d'une heure pour la première heure et la dernière heure soit $C_p = 1.2$

$$\bar{G}(decembre) = \frac{1.2 \times 4.99}{12} = 500W / m^2$$

9) Schéma de câblage de base :

Association de modules

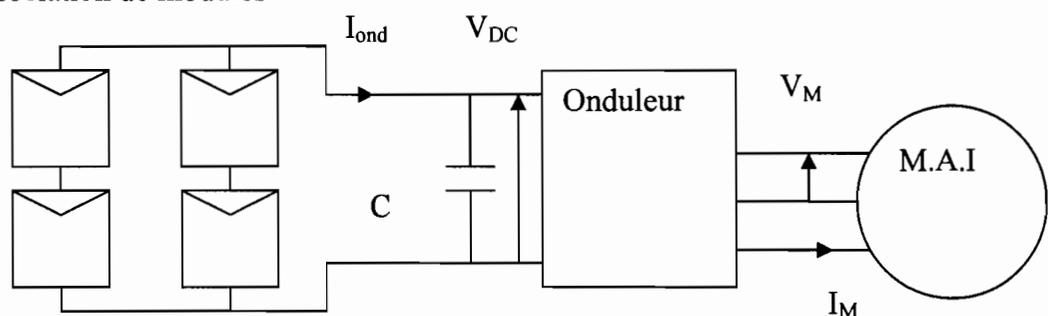


Figure 6 : Schéma de câblage

V_M : Tension appliquée aux bornes du moteur.

V_{DC} : tension appliquée aux bornes de l'onduleur.

I_{ond} : courant d'entrée de l'onduleur.

I_M : courant à l'entrée du moteur

MAI : moteur asynchrone immergé

10) Dimensionnement des générateurs

▪ Forage 1

○ Estimation du nombre de module en série : N_s

On choisira le bus d'entrée DC 400V, pour l'onduleur, puisque la tension de fonctionnement nominale du groupe motopompe est de 400V.

$$N_s = \frac{V_{BUS}}{V_m} = \frac{400}{34.9} = 11.46 \quad (2.29)$$

on peut donc prendre $N_s = 13$ modules

On aura donc
$$V_{DC} = N_s \times V_m = 13 \times 34.9 = 453.7V \quad (2.30)$$

Ce surplus de tension permettra de compenser les chutes de tension au niveau du câblage, aux bornes des diodes série, et de la variation du flux par rapport au flux standard

○ Estimation du nombre de branche en parallèles : N_p

$I_m = 6.6$ A : courant maximal d'un module

$V_m = 34.9V$ tension de charge de chaque module sous les conditions standards

Le nombre théorique de branche en parallèle est

$$N_p = \frac{W_c(F1)}{N_s \times V_m \times I_m} = \frac{24974}{13 \times 34.9 \times 6.6} = 8.34 \quad (2.31)$$

Cependant, comme l'illustre l'analyse de fonctionnement, pour avoir un fonctionnement nominal de la pompe sous le flux moyen on prendra $N_p = 10$ branches en parallèles

$$N_{module}(F1) = N_s \times N_p = 130 \text{ modules} \quad (2.32)$$

○ **Calcul de la puissance de l'onduleur :**

La puissance apparente du moteur est :

$$S_1 = \frac{P_{n1}}{\cos \varphi} = \frac{13}{0.84} = 15.5 \text{ kVA} \quad (2.33)$$

P_{n1} : Puissance nominale du moteur de la station F1

Le démarrage des moteurs asynchrone sous tensions nominale occasionne un gros appel de courant, jusqu'à deux fois le courant nominal (puissance nominale), cependant pour notre cas, le démarrage des moteurs se fait le matin sous un faible ensoleillement. Les moteurs seront alors sous alimentés par conséquent l'appelle de puissance sera beaucoup plus faible. Tenant compte du facteur précité et des éventuelles surcharges on peut prendre une marge de 20% sur la puissance apparente :

La puissance de l'onduleur est alors :

$$P_{ond1} = 1.2 \times S_1 = 18.6 \text{ kVA} \quad (2.34)$$

On peut choisir alors un onduleur de puissance 20kVA

○ **Dimensionnement des câbles.**

Le dimensionnement du câblage est un point critique de la conception de ces systèmes photovoltaïques. En effet la tension au niveau de chaque module étant faible, les courants transitant dans les câbles sont plus importants pour une même puissance.

Les pertes de puissance par les câbles seront prise égale à 3% aux conditions extrêmes d'utilisation. Les câbles sont en cuivre à âme multibrin

En prenant une tension nominale de 400V

Les courbes ci-dessous nous permettent de choisir les sections des câbles

Chute de tension en fonction I pour 10 m de cable pour Un= 400V

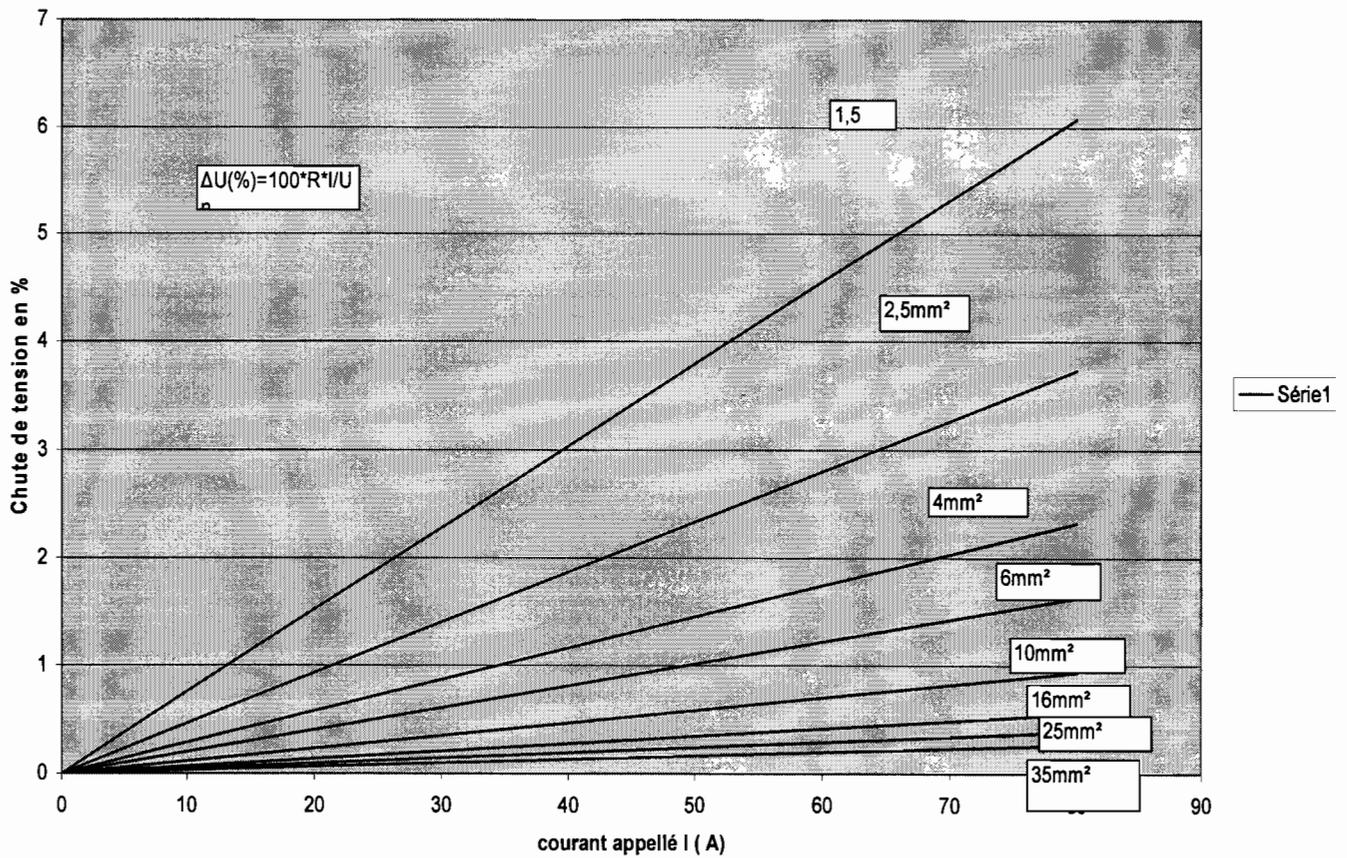


Figure 2-3 : Chute de tension en fonction du courant

La chute sur une longueur Li est obtenue de la manière suivante :

$$\Delta U(Li) = \frac{\Delta U(10m) \times Li}{10} \quad (2.35)$$

Chutes de tension admissibles dans les câbles	
Liaisons	Chute de tension %
<ul style="list-style-type: none"> • Module – Module • Générateur - Onduleur 	<ul style="list-style-type: none"> • 1% • 2%

Tableau 2-13 : Chutes de tension admissible dans les câbles

- Estimation de la longueur L_{1S} du câblage série :

Soient :

A : la longueur d'un panneaux : $A = 1885$ mm

B : la largeur d'un panneau : $B = 962$ mm

On a
$$L_{1S} = 2 \times [(N_s \times B)] \quad (2.36)$$

Donc
$$L_1 = 25\text{m}$$

Pour un courant $I_{cc} = 7.2A$ et une longueur de 10 m on obtient une chute de tension de 0.3% en choisissant une câble de section $2 \times 2.5\text{mm}^2$ (d'après le graphe ci-dessous) et pour 25m on aura :

$$\Delta U_s = 0.3\% \times \frac{25}{10} = 0.75\%$$

Donc pour la connexion module-module on peut choisir des câbles de section $2 \times 2.5\text{mm}^2$

- Pour la distance générateur-onduleur on peut prendre une longueur forfaitaire de $2 \times 15\text{m}$ (car on a des câbles bifilaires)

Avec un courant $I_{mod1} = N_p \times I_{cc} = 72A$ on obtient pour 10 m de câble une chute de tension de 0.2% en choisissant un câble de section $2 \times 35 \text{mm}^2$. En appliquant la formule ci-dessus on se retrouve avec :

$$\Delta U = 0.6\%$$

Donc pour la liaison générateur onduleur on peut prendre des câbles de section $2 \times 35\text{mm}^2$.

○ **Choix des appareils de protection :**

- **Fusibles :** ils seront placés à la sortie de chaque branche parallèle et seront choisi selon le courant de court circuit $I_{cc} = 7.2A$

On choisi alors un fusible d'usage domestique, à cartouche cylindrique ayant un courant nominale de 8A

- **Disjoncteur :** il sera placé juste à la sortie du générateur et servira entre autre d'isoler le système sous tension en cas de maintenance ou de problème.

Pour $I_{ond}(\text{max}) = 34.2A$ en régime nominal on choisit alors un disjoncteur d'intensité nominale $I_n = 40A$

○ **Analyse du fonctionnement horaire de la pompe**

En prévoyant une perte de 5% en tension

Le courant maximal entrant dans l'onduleur est :

$$I_{ond} = \frac{P_{pompe}}{R_{ond} \times V_{DC}} = \frac{13000}{400 \times 0.95} = 34.2 A$$

(2.37)

Le rendement de l'onduleur sous sa tension nominal (400V) peut être pris égal à 95%.

La puissance nominale aux bornes de l'onduleur est :

$$P_{ond} = \frac{P_{pompe}}{R_{ond}} = \frac{13000}{0.95} = 13684 W \quad (2.38)$$

HEURE SOLAIRE	G (15° ; 0) (W/m ²)	V _{DC} (V)	I _{ond} (A)	P _{ond} (W)
6h à 7h	43	380	2.6	988
7h à 8h	294	400	20	8000
8h à 9h	393	400	24.0	9600
9h à 10h	507	400	34.2	13684
10h à 11h	598	400	34.2	13684
11h à 12h	646	400	34.2	13684
12h à 13h	644	400	34.2	13684
13h à 14h	591	400	34.2	13684
14h à 15h	496	400	34.2	13684
15h à 16h	373	400	24.0	9600
16h à 17h	241	400	10	4000
17h à 18h	122	380	8	3040

Tableau 2-14 : Caractéristiques de l'onduleur

Ne disposant pas des courbes caractéristiques de la pompe on ne peut prédire que le volume minimum journalier.

La pompe étant alimenté sous sa puissance nominale pendant 6 heures le volume minimum pompé pendant la journée est :

$$Q_1 = 6 \times 40 m^3 / h = 240 m^3 / j$$

Le flux énergétique correspondant au seuil de démarrage de la pompe est comprise entre 294 et 393 W /m² donc le démarrage de la pompe aura lieu entre 8 heures et 9 heures du matin

▪ **Forage 2**

Configuration des modules

- **Estimation du nombre de module en série : N_s**

De la même manière qu'avec F1 ont adopté N_s = 13 modules

- **Estimation du nombre de branche en parallèles : N_p**

Le nombre théorique de branches parallèles est :

$$N_p = \frac{W_c(F1)}{N_s \times V_m \times I_m} = \frac{42319}{13 \times 34.9 \times 6.6} = 15$$

Pour avoir un fonctionnement nominal sous le flux moyen, comme l'illustre l'analyse de fonctionnement on peut prendre :

$$N_p = 17$$

Le nombre de module pour la station F2 est donc :

$$N_{\text{module}}(F2) = N_s \times N_p = 221 \text{ modules}$$

- **Calcul de la puissance de l'onduleur :**

La puissance apparente du moteur est :

$$S_2 = \frac{P_{n2}}{\cos \varphi_2} = \frac{22}{0.84} = 26.2 \text{ kVA}$$

La puissance de l'onduleur est alors :

$$P_{\text{ond}2} = 1.2 \times S_2 = 31.4 \text{ kVA}$$

On peut choisir alors un onduleur de puissance 32 kVA qui est la limite des onduleurs disponibles.

- **Dimensionnement des câbles.**

- La section des câbles de liaison des modules est 2x2.5mm² comme avec F1
- Pour un courant entre le générateur et l'onduleur

$$\text{de : } I_{\text{mod}2} = I_{CC} \times N_p = 122.4 \text{ A}$$

En choisissant une section de câble de 35mm² la chute de tension est de 0.7%. Ce qui donne 2.1% pour les 2x15m de distance sépare le générateur et l'onduleur. On peut alors prendre dans ce cas ci un câble de section 2x35mm².

○ **Choix des appareils de protection :**

- **Fusible :** ils seront placés à la sortie de chaque branche parallèle et choisie selon le courant de court circuit $I_{cc} = 7.2 A$

On choisi alors un fusible d'usage domestique, à cartouche cylindrique ayant une courant nominale de 8A

- **Disjoncteur :** il sera placé juste à la sortie du générateur et servira entre autre d'isoler le système sous tension en cas de maintenance ou de problème.

Pour $I_{mod2} = 60 A$ on choisie alors un disjoncteur d'intensité nominale $I_n=60A$

○ **Analyse du fonctionnement horaire**

En prévoyant une perte de 5% en tension

Le courant maximal entrant dans l'onduleur est :

$$I_{ond} = \frac{P_{pompe}}{R_{ond} \times V_{DC}} = \frac{22000}{400 \times 0.95} = 57.9 A$$

Le rendement de l'onduleur sous sa tension nominal (400V) peut être pris égal à 95%.

La puissance nominale aux bornes de l'onduleur est :

$$P_{ond} = \frac{P_{pompe}}{R_{ond}} = \frac{22000}{0.95} = 23158 W$$

HEURE SOLAIRE	G (15° ; 0) (W/m ²)	V _{DC} (V)	I _{ond} (A)	P _{ond} (W)	Q (m ³ /h)
6h à 7h	43	380	4.42	1679.6	néant
7h à 8h	294	400	34	13600	néant
8h à 9h	393	400	40.8	16320	5
9h à 10h	507	400	57.9	23158	60
10h à 11h	598	400	57.9	23158	60
11h à 12h	646	400	57.9	23158	60
12h à 13h	644	400	57.9	23158	60
13h à 14h	591	400	57.9	23158	60
14h à 15h	496	400	57.9	23158	60
15h à 16h	373	400	40.8	16320	5
16h à 17h	241	400	17	6800	néant
17h à 18h	122	380	13.6	5168	néant

Tableau 2-15 : Caractéristiques de l'onduleur et débit de la pompe

Débit Journalier : $Q_2 = 60 \times 6 + 2 \times 5 = 370 \text{ m}^3 / j$

le flux global correspondant au seuil de démarrage se trouve entre 294 et 393 W /m²

▪ **Forage F3**

Configuration des modules

- **Estimation du nombre de module en série : N_s**

De la même manière qu'avec F et F2 nous prenons N_s=13 modules

- **Estimation du nombre de branche en parallèles : N_p**

Le nombre théorique de branches parallèle est :

$$N_p = \frac{W_c(F1)}{N_s \times V_m \times I_m} = \frac{21071}{13 \times 34.9 \times 6.6} = 7.03$$

Pour avoir une puissance suffisante au flux moyen on prend :

$$N_p = 9 \text{ branches}$$

Le nombre de module nécessaire pour la station F3 est alors :

$$N_{\text{module}}(F3) = N_s \times N_p = 117 \text{ modules}$$

○ **Calcul de la puissance de l'onduleur :**

La puissance apparente du moteur est :

$$S_3 = \frac{P_{n3}}{\cos \varphi_3} = \frac{11}{0.81} = 13.5 \text{ kVA}$$

La puissance de l'onduleur est alors :

$$P_{ond3} = 1.2 \times S_3 = 16.3 \text{ kVA}$$

On peut choisir alors un onduleur de puissance 17kVA

○ **Dimensionnement des câbles.**

➤ La section des câbles de liaison des modules est $2 \times 2.5 \text{ mm}^2$ comme avec F1

➤ Pour un courant entre le générateur et l'onduleur de

$$I_{\text{mod}2} = I_{CC} \times N_p = 57.6 \text{ A}$$

En choisissant une section de câble de 25 mm^2 la chute de tension est de 0.15%. ce qui donne 0.45% pour les $2 \times 15 \text{ m}$ de distance séparent le générateur et l'onduleur. On peut alors prendre dans ce cas ci un câble de section $2 \times 25 \text{ mm}^2$

○ **Choix des appareils de protection :**

➤ **Fusible** : ils seront placés à la sortie de chaque branche parallèle et choisie selon le courant de court circuit $I_{cc} = 7.2 \text{ A}$

On choisi alors un fusible d'usage domestique, à cartouche cylindrique ayant une courant nominale de 8A

➤ **Disjoncteur** : il sera placé juste à la sortie du générateur et servira entre autre d'isoler le système sous tension en cas de maintenance ou de problème.

Pour $I_M = 24 \text{ A}$ on choisie alors un disjoncteur d'intensité nominale $I_n = 35 \text{ A}$

○ **Analyse du fonctionnement pour le mois de décembre :**

En prévoyant une perte de 5% en tension

Le courant maximal entrant dans l'onduleur est :

$$I_{ond} = \frac{P_{pompe}}{R_{ond} \times V_{DC}} = \frac{11000}{400 \times 0.95} = 28.9 \text{ A}$$

Le rendement de l'onduleur sous sa tension nominal (400V) peut être pris égal à 95%.

La puissance nominale aux bornes de l'onduleur est :

$$P_{ond} = \frac{P_{pompe}}{R_{ond}} = \frac{11000}{0.95} = 11579W$$

HEURE SOLAIRE	G (15° ; 0) (W/m²)	V_{DC} (V)	I_{ond} (A)	P_{ond}(W)
6h à 7h	43	380	2.5	950
7h à 8h	294	400	18	7200
8h à 9h	393	400	21.6	8640
9h à 10h	507	400	28.9	11579
10h à 11h	598	400	28.9	11579
11h à 12h	646	400	28.9	11579
12h à 13h	644	400	28.9	11579
13h à 14h	591	400	28.9	11579
14h à 15h	496	400	28.9	11579
15h à 16h	373	400	21.6	8640
16h à 17h	241	400	9	3600
17h à 18h	122	380	7.2	2736

Tableau 2-16 : Caractéristiques de l'onduleur

Pour ce forage nous ne disposons pas des courbes caractéristiques du motopompe mais on voit nettement qu'il est alimenté sous sa puissance nominal pendant au moins 6 heures d'où un débit minimum journalier de : $Q_3 = 35 \times 6 = 210m^3 / j$

Le démarrage de la pompe se fera entre 8 heures et 9 heures sous un flux compris entre 294 et 393W/m²

Chapitre 3 : Principes d'installation et de protection du système photovoltaïque

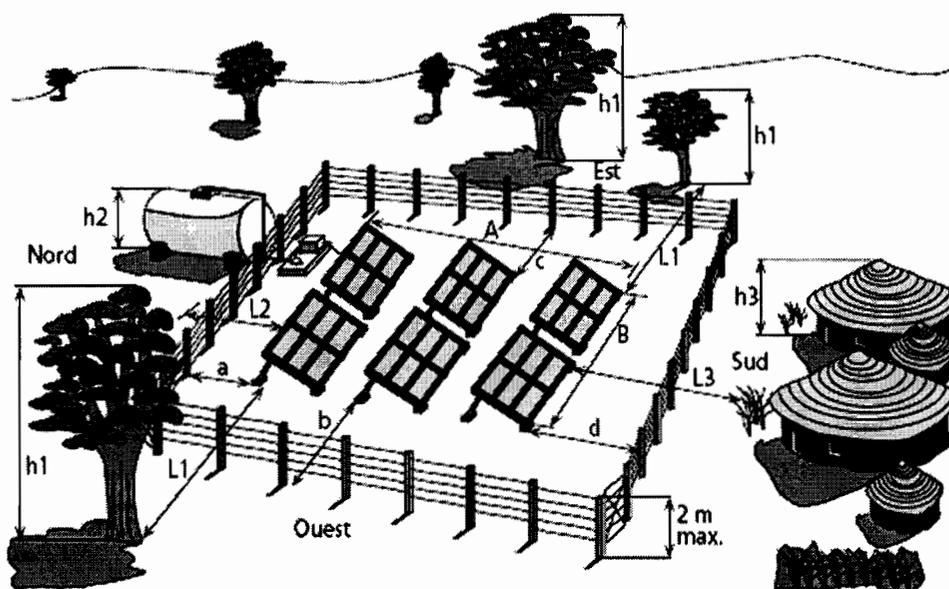
I/ INSTALLATION DU SYSTEME

L'installation du champ photovoltaïque passe obligatoirement par les phases suivantes :

1) Choix d'un terrain

Le terrain doit être dégagé de tout risque d'ombrage par des arbres ou bâtiments. Il faut éviter que les modules reçoivent de l'ombre projetée par un obstacle (bâtiment, arbre, etc. ;) durant toute l'année. L'occlusion d'une petite partie du générateur diminuera de beaucoup son rendement. Afin de faciliter le positionnement du générateur sur le site, la figure indique les distances minimales à respecter pour un ensemble d'obstacles au nord, au sud, à l'est et à l'ouest du générateur.

Positionnement du générateur par rapport aux obstacles



Distance des obstacles à l'ouest ou à l'est :
 $L_1 \geq 2 h_1$

Distances des obstacles au nord et au sud

Latitude	Nord	Sud
0 à 10°	$L_2 \geq 0,4 h_2$ ou ≥ 2 m	$L_3 \geq 0,7 h_3$
10 à 20°	$L_2 \geq 0,25 h_2$ ou ≥ 2 m	$L_3 \geq 1,0 h_3$
20 à 30°	$L_2 \geq 2$ m	$L_3 \geq 1,4 h_3$
30 à 40°	$L_2 \geq 2$ m	$L_3 \geq 2,0 h_3$
40 à 45°	$L_2 \geq 2$ m	$L_3 \geq 3,3 h_3$

Distances des clôtures
 (hauteur max. 2m)

a = 1 m	b = 2,5 m	c = 2,5 m
Latitude	d	
0 à 10°	0,9 m	
10 à 20°	1,3 m	
20 à 30°	1,9 m	
30 à 40°	2,8 m	

Figure 3-1 : Positionnement du générateur par rapport aux obstacles

Pour notre cas $d = 1.3\text{m}$. On peut déterminer la surface minimale nécessaire pour chaque générateur

	Générateurs		
	F1	F2	F3
Nombre de modules	130	221	117
Surface nécessaire	370 m ²	600 m ²	340 m ²

Tableau 3-1 : Surface minimale pour les générateurs

Cette méthode permet généralement de choisir un emplacement adéquat. Cependant, si un obstacle semble particulièrement gênant, on aura recours à la méthode suivante :

- choisir l'emplacement du module le plus proche de l'obstacle (point P) ;
- mesurer la distance L qui sépare l'obstacle O du point P ;
- estimer ou mesurer la hauteur H de l'obstacle par rapport à l'emplacement choisi ;
- mesurer l'angle entre la direction de l'obstacle (axe PO) et la direction sud ; cet angle (a) représente l'azimut relatif de l'obstacle.

Coordonnées d'un obstacle

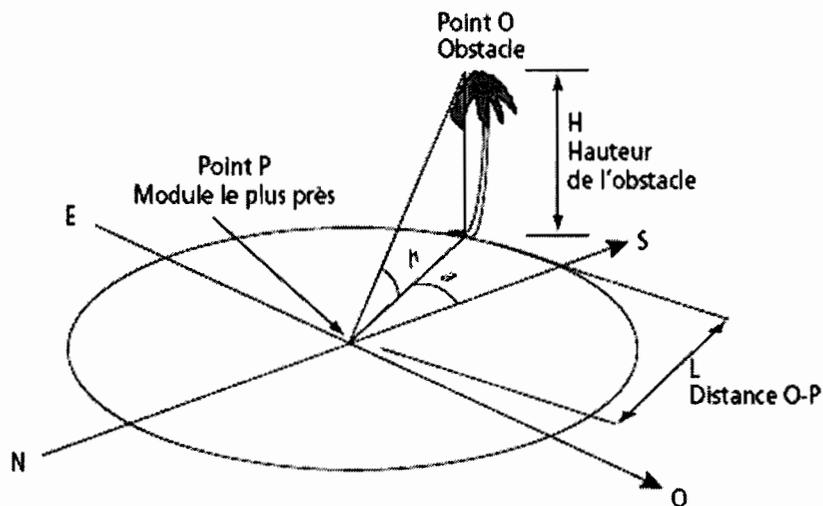


Figure 3-2 : Coordonnées d'un obstacle

Avec ces données, utiliser le monogramme de la figure 3-3 dans le sens des aiguilles d'une montre :

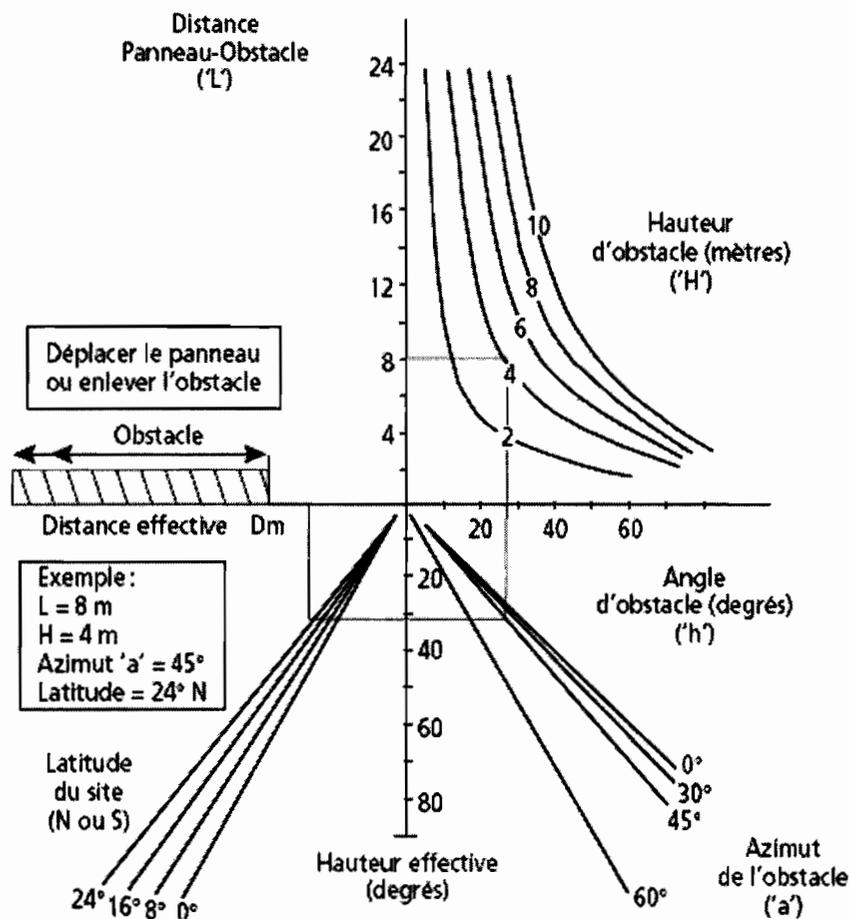
- à partir des valeurs de d et de H, déterminer l'angle de l'obstacle (h) en degrés ;
- déterminer la hauteur effective de l'obstacle à partir de l'azimut relatif (a) ;

- à partir de la latitude du site, déterminer la distance effective de l'obstacle.

Si la distance effective est inférieure à la distance limite D_m (c'est-à-dire si l'on est à droite de D_m , dans la zone non hachurée (figure 3.3)), l'obstacle n'est pas gênant.

Par contre, si cette distance effective est supérieure à D_m (c'est-à-dire si l'on est à gauche de D_m , dans la zone hachurée figure)), l'obstacle est très gênant ; il faut donc déplacer le panneau ou l'obstacle (si cela est possible).

Monogramme servant à calculer les ombres



Source : Tiré du manuel *Le Pompage solaire photovoltaïque* (Dangroup).

Figure 3-3 : Monogramme servant à calculer les ombres

2. Orientation des panneaux

Il est nécessaire d'orienter le capteur plein sud pour les sites dans l'hémisphère nord et plein nord pour l'hémisphère sud. Ainsi, pour un site dans l'hémisphère nord, la première difficulté

lors de l'installation des panneaux sera de pouvoir déterminer avec précision où se trouve le sud vrai. Pour déterminer le sud vrai :

- Situer le nord magnétique à l'aide d'une boussole, puis effectuer la correction entre ce nord magnétique et le nord vrai (nord géographique) ; le sud vrai se trouvera directement à l'opposé du nord vrai.

Déclinaisons magnétiques de certains sites en Afrique de l'Ouest

Sites	Déclinaisons
Ouagadougou, Burkina Faso	7° O
Dakar, Sénégal	15° O
Niamey, Niger	5° O
Bamako, Mali	10° O
Ndjamena, Tchad	3,5° O
Adbijan, Côte-d'Ivoire	10° O

Tableau 3-2 : Déclinaison magnétique de certains sites

- Observer l'ombre faite par une tige verticale aux environ de midi ; l'ombre la plus courte indique l'axe nord-sud vrai

Les rangées du champ de modules PV devront être installés sur un axe est-ouest perpendiculaire à l'axe nord-sud vrai. Les modules feront face au sud.

L'orientation étant obtenue, on utilisera un inclinomètre ou un gabarit (voir figure 3-4 pour incliner les panneaux à l'angle adéquat. Si la latitude du site est comprise entre 0° et 10°, on choisira une inclinaison minimale de 10° pour faciliter le nettoyage du panneau et l'écoulement des eaux de pluie.

Utilisation de l'inclinomètre et d'un niveau pour déterminer l'inclinaison

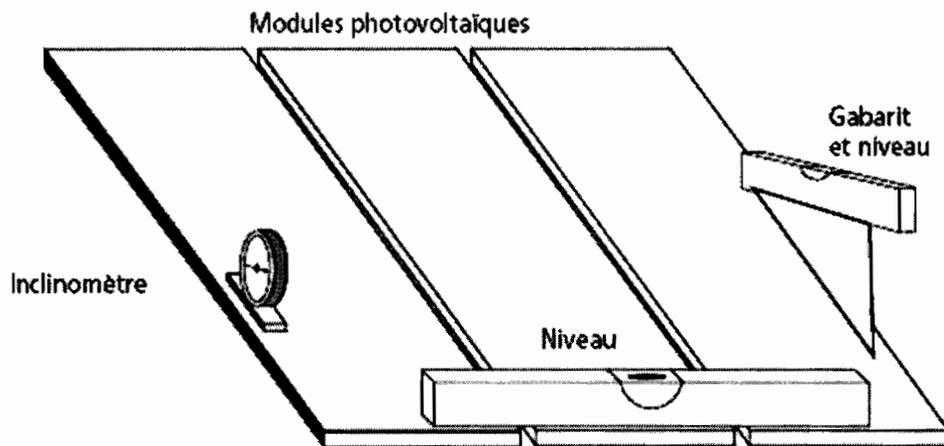


Figure 3-4 : Utilisation d'un inclinomètre et d'un niveau

3) Assemblage et fixation du générateur PV

Des bases en béton doivent être coulées pour tous les supports (panneaux, clôtures...). Ces fondations doivent non seulement empêcher que les panneaux s'enfoncent ou soient renversés par le vent, mais aussi garantir le maintien de l'inclinaison et de l'orientation des panneaux. Il sera préférable de fabriquer des fondations en blocs de béton car elles exigent moins de béton, ne requièrent pas beaucoup d'excavation et l'alignement des blocs est facile à réaliser. La capacité des fondations à résister aux mouvements verticaux dépend du poids du bâti et de la solidité du sol (composition, densité cohésion) c'est pourquoi il sera nécessaire d'effectuer une analyse préalable du sol.

Les modules seront fixés à leurs châssis à l'aide de visseries fournies par le constructeur. Pour ces fixations, il faudra employer autant que possible des boulons en acier inoxydable ou de même matériau que le châssis des modules afin d'éviter des raccords électriques dus à l'électrolyse du métal.

L'ensemble des assemblages sera assuré par des liaisons en acier inoxydable ou en alliage d'aluminium anodisé. Les structures de support devront permettre l'échange d'un module individuel. L'ensemble présentera une conductance électrique suffisante pour assurer une protection adéquate contre la foudre.

Pendant l'exécution des raccords électriques, couvrir les modules d'un matériau couvrant (plastique, toile...). Si l'on a une seule rangée de modules, on alignera toutes les boîtes de connexion d'un même côté. Pour plusieurs rangées de modules, il est recommandé

d'aligner les boîtes des différentes rangées de modules les une en face des autres. Toute les boîtes de connexion non enterrées seront placées à une hauteur d'au moins 50 cm du sol. Tous les passages de câbles au niveau des boîtes devront être étanches. Cette étanchéité pouvant être renforcée par l'utilisation de résine ou silicone. Les câbles entre les champs PV et la boîte de contrôle et la pompe seront sous gaines et enterrés dans une tranchée d'au moins 50 cm de profondeur.

4) Assemblage électrique

Lors du montage des modules, on respectera la désignation des bornes et leurs polarités. On raccordera les panneaux du champ en partant de la tension la plus faible. Les connexions devront être réalisées par petits groupes, de manière à repousser la réalisation des circuits à tension plus élevée le plus près possible des connexions finales. Il est important d'effectuer un bon serrage des câbles et des presse-étoupe, et d'assurer une bonne étanchéité aux différents points d'entrée de câble. Avant l'entrée aux boîtiers, il est sécuritaire de prévoir une boucle (parfois appelée « goutte d'eau ») (voir figure 3-5). Cette boucle a deux fonctions. Elle empêche l'eau de ruisseler directement dans la boîte de jonction et elle évite les tensions au niveau des câbles. Pour éviter les contraintes d'arrachement aux presse-étoupe, il est également recommandé de maintenir les câbles par des attaches.

Avant de mettre en service le système, il faudra :

- s'assurer de la conformité des câbles : comparer les références et les sections de câbles avec celles qui sont prévues par le manufacturier pour la puissance et les distances mesurées sur site.
- Vérifier si toutes les connexions sont à l'intérieur des boîtiers prévus à cet effet ; aucune connexion entre deux câbles ne doit être apparente.
- Vérifier si toutes les entrées de câbles dans les boîtiers de connexions se font par l'intermédiaire de presse-étoupe.
- Vérifier si tous les boîtiers de connexions sont à une hauteur minimale de 50 centimètres par rapport au sol.
- Effectuer une vérification, par échantillon, en tirant sur un câble sortant d'un presse-étoupe, pour s'assurer que celui-ci est suffisamment serré pour retenir le câble.
- Vérifier si les câbles électriques sont fixés sur les éléments de structure du générateur à intervalles réguliers, par des bagues ou des colliers appropriés

Étanchéité des boîtes de jonction

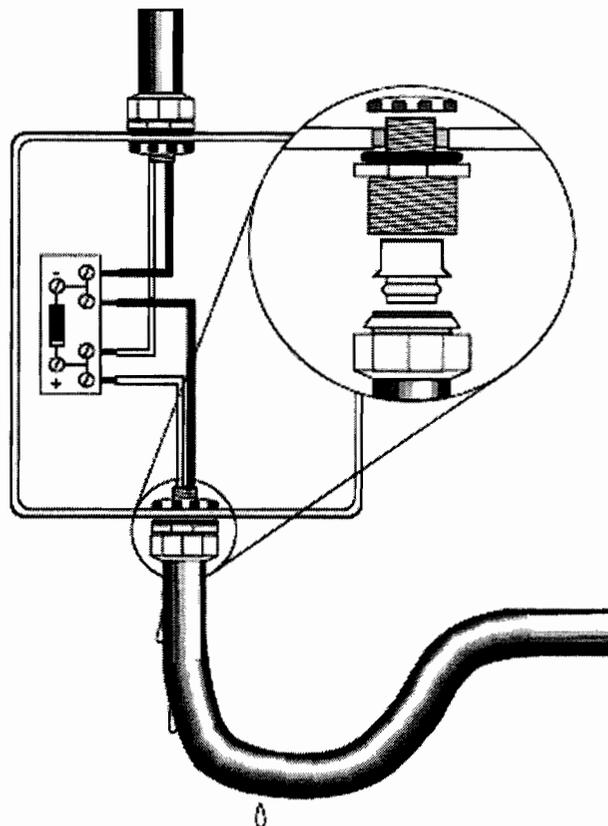


Figure 3-5 : Étanchéité des boîtes de jonction

II) PROTECTION DU SYSTEME

1) Protection des modules

- Diode anti-retour

Cette diode protège les cellules les moins performantes contre les courants inverses en de fort déséquilibre entre les branches. Elles seront placées à la sortie de chaque branche parallèle.

- Diodes parallèles

Ces diodes protègent les cellules d'échauffement important pouvant résulter d'un ombrage prolongé et partiel du module (feuilles).

2) Protection contre les surtensions

Une mise à la terre du générateur et des boîtes de contrôle ainsi que de l'onduleur sera effectuée afin de la protéger contre toute surtension que pourrait occasionner la foudre. Ce dispositif sera du type varistance. Toutes les parties métalliques devront être reliées entre elles et un seul point sera relié à un piquet de mise à la terre. Ce piquet devra être suffisamment dans la terre pour produire une bonne masse (voir figure 3-6). Le câble reliant le piquet au châssis et différents boîtiers sera en cuivre à brin torsadé avec une résistance maximale de 10 ohms en tout point. Le câble extérieur sera protégé contre les intempéries grâce à un tuyau protecteur ou par un isolement thermodurcissable pouvant résister à une température de service d'au moins 90°C. L'utilisation de PVC est interdite.

Différents branchements de mise à la terre selon la topographie du sol

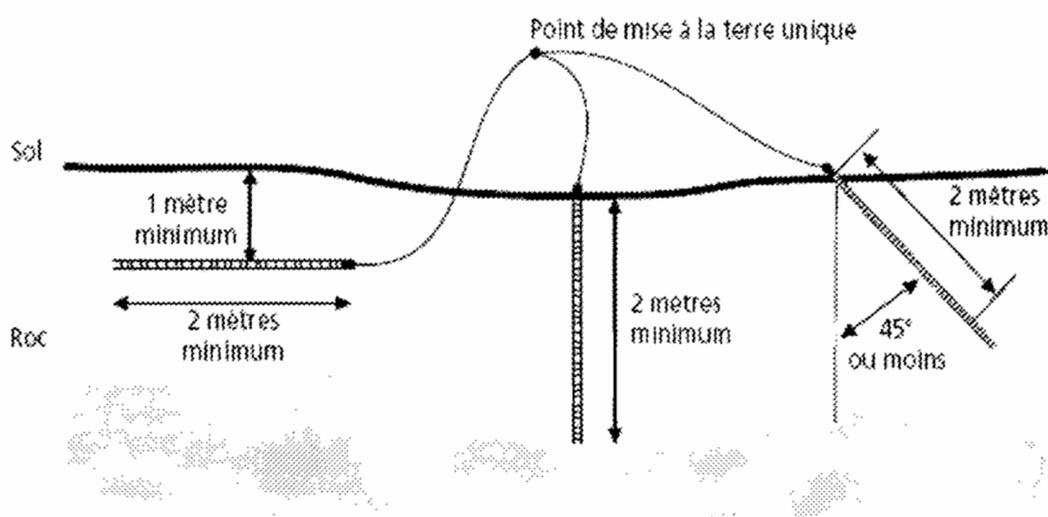


Figure 3-6 : Branchements de mise à la terre

3) Protection de l'onduleur et des boîtes de jonction

L'onduleur sera logé dans une boîte de protection répondant aux spécifications de l'indice IP 5.5 (voir annexe pour des détails) pour les enveloppes des matériels électriques selon la norme CEI 34-5 ou EN 60035-5 (IP) ou EN 50102(IK), et ceci même après installation, donc après mise en place de tous les passages de câbles. L'isolation de l'interface sera telle qu'elle satisfasse les exigences de la norme CEI.

L'onduleur disposera de protections automatiques pour les phénomènes suivants :

- Inversion de polarités d'entrée ;
- Court circuit à la sortie ;
- Dénoyage de la pompe ;
- Blocage du moteur de la pompe.

4) Fusibles et coupe-circuits

Les fusibles et les coupe-circuits seront utilisés enfin de protéger l'équipement et les utilisateurs. Les coupe-circuits permettent de couper l'alimentation en différentes sections du générateur en cas d'urgence ou afin d'y effectuer la maintenance des équipements. Il est à noter que les modules photovoltaïques produisent de l'électricité dès qu'il y'a de la lumière. Un coupe-circuit, placé le plus près possible du champ des modules, permet d'isoler le reste du circuit au besoin. Les fusibles (ou les disjoncteurs) assurent une protection automatique contre les courts-circuits ou mise à la terre défectueuse.

Ainsi on placera un fusible sur chaque branche parallèle et un disjoncteur protégera l'onduleur et le reste du système contre les surcharges et les courts circuits en aval.

5) Clôtures :

Toutes les clôtures seront réalisées en grillage d'acier galvanisé, de maille 60mm, de diamètre minimum 3 mm, de hauteur 2 mètres au dessus du sol. La forme de l'enclos pourra être rectangulaire ou carré. Les dimensions du périmètre sont spécifiées pour chaque type d'équipements. Les piquets seront en acier et ancrés sur un plot en béton armé de hauteur 400mm, de longueur et largeur 200mm. La distance entre deux piquets voisins ne sera pas supérieure à 2 m. l'enclos comportera un portail grillagé fermant à clé, de 1 mètre de la large au moins.

Chapitre 4 : Analyse économique pour le système photovoltaïque

I) CALCUL DU COUT DU SYSTEME

L'analyse économique des générateurs photovoltaïques permet de dégager deux types d'information : les coûts actualisés du système et les coûts annuels qu'il engendre.

Du point de vue de l'investisseur, les coûts actualisés du système permettent de comparer les coûts entre différentes options. Son importance est liée au fait que certaines options nécessitent de gros investissements de départ et des frais d'exploitations et de maintenance relativement faibles, alors que d'autres présentent la situation inverse. Dans ces conditions, une analyse des coûts devra inclure le coût du financement du capital ainsi que la valeur actualisée des coûts d'exploitation, d'entretien et de remplacement sur la durée de vie prévue du système photovoltaïque. Cette analyse s'appelle le **calcul des coûts sur la durée de vie**.

Les systèmes photovoltaïques coûtent cher en investissement de capital mais ils ont peu de coûts récurrents alors que les systèmes d'énergie conventionnels ont un coût d'investissement relativement faible mais des coûts récurrents importants. Comparer ces technologies seulement au niveau de leur coût capital ne reflète pas le vrai coût que l'utilisateur aura à payer durant la vie du système. Une analyse économique complète doit inclure le coût du financement du capital, ainsi que la valeur actualisée des coûts d'exploitation, d'entretien et de remplacement des composants sur la durée de vie prévue du système. Cette analyse comprend le calcul des coûts sur la durée de vie du système

Parce que les coûts récurrents sont faits durant des années différentes, il convient de ramener ces coûts à une valeur actualisée. Ceci est fait en utilisant un taux d'actualisation, qui est une mesure du retour sur l'investissement ajusté pour l'inflation.

1) Coûts initiaux

Les coûts initiaux comprennent les dépenses effectuées lors de l'installation du système PV, c'est-à-dire les composants du système PV, leur transport et leur installation, ainsi que les coûts de génie civil associés. Des frais généraux couvrant les frais de conception, de surveillance du chantier.

Coût initial pour F₁

Désignation	Quantité	Prix Unitaire	Prix total (FCA)
Générateur	29900Wc	10\$/Wc	149500000
Onduleur	1	0.125\$/W	1868750
Frais généraux (Install, Transp, câble, etc.)	15% Génér.		22425000
Coût initial			173793750

Tableau 4-1 : Calcul du coût initial pour F₁**2) Coûts récurrents**

Les charges récurrentes peuvent se diviser comme suit :

- Les frais de fonctionnement
 - rémunération des fontainiers, gardiens éventuels
 - dépenses pour petites réparations : fuites d'eau, maçonnerie, etc.
- Les frais d'entretien et de réparation
 - coût d'intervention du personnel qualifié assurant la maintenance du système et la réparation éventuelle des composants (main-d'œuvre et déplacement) ;
- Les frais de renouvellement
 - coût des composants à renouveler durant la durée de vie du système. Pour le pompage solaire, ces composants se limitent à l'onduleur dont la durée de vie est estimée à 7ans ; Les frais de renouvellement du générateur sont souvent considérés comme nuls sur une durée de vie de 20ans.

Ces frais interviennent à des moments différents durant la vie du système ; ils ont donc des valeurs très différentes de celles qu'elles ont présentement. De plus, alors que certains frais sont plus ou moins périodiques et peuvent être ramenés à des annuités, d'autres charges représentent des dépenses exceptionnelles qui se produisent que quelques fois durant la vie du système. L'opération d'actualisation des coûts permet de ramener ces frais sur une base commune en leur donnant une valeur actualisée.

Pour les valeurs ponctuelles, on procède à une actualisation simple de la valeur présente de la composante pour l'année de la dépense. La formule ci-dessous permet de calculer la valeur actuelle de cette dépense par rapport au moment futur où elle sera effectuée :

$$V_a = V_{init} (1+t)^n \quad (4.1)$$

V_a = la valeur actualisée simple de la composante

V_{init} = la valeur initiale de la composante

t = le taux d'actualisation

n = la durée de vie de la composante

Pour les frais annuels, on procède à une actualisation uniforme de cette valeur annuelle pour la durée de vie du système. Ce calcul permet de ramener la valeur des annuités à une valeur actualisée globale. La formule suivante permet de calculer la valeur actuelle des annuités :

$$V_a = \frac{V_{ann}(1-(1+t))^{-n}}{t} \quad (4.2)$$

Où

V_a = la valeur actualisée de l'annuité

V_{init} = la valeur initiale de l'annuité

t = le taux d'actualisation

n = la durée de vie du système

II) APPLICATION A NOTRE SYSTEME

1. Calcul économique pour la durée de vie du système ($F_1+F_2+F_3$)

Les paramètres suivants seront utilisés pour effectuer l'analyse économique :

Paramètres économiques :

Taux d'actualisation net (t)

Paramètres de fonctionnement

1. Type de système de pompage
2. Durée de vie du système en année
3. HMT en mètre
4. Population desservie
5. Ensoleillement en kWh/m²/j

6. Puissance du générateur PV

Coûts et durée de vie (ou période) des composantes

1. Investissement initial
2. Remplacement des composantes
3. Frais annuels de fonctionnement (salaire, etc.)
4. coût annuel de maintenance
5. Valeur de rachat des équipements à la fin de la période

Description du système F₁

Durée de vie du système	20 ans	Ensoleillement	4.41 kWh/m ² /j
Puissance du générateur PV	24974 W _c	Volume d'eau/ j	600 m ³ /j
Production journ.d'énergie	kWh		

Paramètres économiques

Taux d'investissement (inv)	8%	Taux d'inflation (inf)	3%
		Taux d'actualisation (t)	9%

Forage F₁

Poste	Durée de la période	Valeur présente	Coeff. d'actul .simple	Coeff. d'actua unifo	Valeur actualisée
	n	V	$1/(1+t)^n$	$1-(1+t)^{-n}/t$	V _a
1 Coût initial					
Coût des composantes et frais généraux		173793750			173793750
2 Exploitation et maintenance					
Coût d'exploitation et de maintenance et Autres coûts	20	1737937.5		9.12	15864842
4 Remplacement					
Onduleur	7	1868750	0.54		1022270
Onduleur	14	1868750	0.29		559217
5 Valeur de rachat -10%					
	20	-15136875	0.17		-2700886
Coût actualisé					
	Forage F ₁				188539193
	Forage F ₂				320516628
	Forage F ₃				169685274
Coût actualisé total					
					678741095

Tableau 4-2 : Coût actualisé des forages

2) Couverture des charges récurrentes

Nous avons vu que les charges récurrentes se divisent principalement en frais de fonctionnement, en frais d'entretien et de réparation et en frais de renouvellement des composants. L'utilisation de l'eau par un groupe restreint d'utilisateurs doit assurer, au minimum, le paiement de ces charges récurrentes. La production journalière de la pompe doit donc être valorisée : l'eau doit être vendue. Celle-ci peut être vendue directement au mètre cube (ou à la baignoire) ou en exigeant une cotisation annuelle (ou mensuelle) des utilisateurs.

Quel que soit le mode de valorisation choisi, très souvent dans la phase de sélection des villages, il est demandé une contribution initiale avant l'installation de la pompe. L'épargne

accumulée avec cette contribution initiale devra consolider les recettes de la vente de l'eau dès la mise en exploitation de la station de pompage solaire.

Dans le cas de Darou Mousty, tout le village a accès à l'eau à partir du moment où chaque famille s'acquitte de sa cotisation mensuelle pour couvrir les coûts récurrents que nous avons mentionnés plus haut. Si on calcule les coûts récurrents des 3 forages on obtient :

- ✓ Pour F₁ : 1737937 FCFA
- ✓ Pour F₂ : 2954494 FCFA
- ✓ Pour F₃ : 1564144 FCFA

Soit un coût total annuel de : 6256575 FCFA pour les 6 premières années.

Avec 3095 ménages ; cela va donner 2020 FCFA par ménage et par année.

A la 7^o année comme à la 14^o année avec le remplacement des onduleurs on aura les coûts suivants :

- ✓ Pour F₁ : 3606687 FCFA
- ✓ Pour F₂ : 6131369 FCFA
- ✓ Pour F₃ : 3246018 FCFA

Soit un coût total annuel de : 12984074 FCFA, ce qui donne 4195 par ménage.

Il faut noter que ces tarifs concernent uniquement le système photovoltaïque mais pas le remplacement de la moto pompe ni la réfection du château d'eau.

3) Comparaison du coût actualisé avec celui du système actuel

Les 3 forages ont engendrés pour l'année 2005 les coûts suivants :

- Electricité : 30301883 FCFA
- Entretien réseau : 825425 FCFA
- Intervention des agents hydrauliques : 852755 FCFA

Ce qui donne un coût annuel de 31980063 FCFA.

Si on suppose que ce coût est constant pour une durée de 20 ans ; alors la valeur actuelle pour ces 20 ans sera calculée selon la formule (4.2) avec $t = 9\%$; cela donne :

$$V_a = \frac{31980063(1 - (1 + 0.09)^{-20})}{0.09} = 291931465 \text{ FCA}$$

On voit nettement que le projet ne sera pas rentable pour Darou Mousty si les coûts initiaux sont supportés par les autorités de cette même localité.

Par contre si ces coûts initiaux sont supportés par l'état ou par des organismes, voyons si le projet sera rentable pour la localité. Les autorités ne supporteront que les coûts récurrents :

$$V_a(\text{fonct}) = \frac{6256575(1 - (1 + 0.09)^{-20})}{0.09} = 57113430 \text{ FCA}$$

$$V_a(\text{rempl}) = \frac{12984074}{(1 + 0.09)^7} + \frac{12984074}{(1 + 0.09)^{14}} = 10988171 \text{ FCA}$$

Ce qui donne un coût actualisé total de : 68101602 FCA

Dans ce cas le projet sera donc rentable pour les autorités de Darou Mousty.

Chapitre 5 : La maintenance et l'exploitation du système de pompage

I) ORGANISATION DE LA MAINTENANCE

1) Définition

Dans cette partie nous allons présenter :

- le rôle des différents types de maintenances du générateur solaire.
- Une manière de monter un dossier de maintenance
- Une méthode permettant un diagnostic rapide du fonctionnement du champ photovoltaïque ainsi que du système de pompage

Pour finir nous donnerons les types de maintenance les plus adéquates à ce projet et établirons un dossier type de maintenance.

La maintenance est l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état clairement spécifié ; bien maintenir, c'est assurer ces opérations à un coût global minimal. Un système de pompage photovoltaïque de bonne qualité, bien conçu et bien installé, peut fonctionner pendant plus de 20 ans si elle est bien entretenue. Un entretien négligé peut avoir des effets irréversibles sur la fiabilité du système.

Les principales activités de la maintenance sont : la prévention, l'intervention, et l'amélioration.

- La prévention s'effectue par une bonne tenue des documents permettant de suivre la vie de la station, le maintien du stock de pièces de rechange, la réalisation d'inspections, de visites de contrôles. Pour pouvoir bien mener cette action il faut disposer des documents suivants :
 - Le dossier machine du constructeur,
 - La fiche de suivi de station,
 - Les documents divers réalisés lors d'interventions.

- La seconde opération concerne l'intervention qui peut être une réparation, une révision, un échange standard ou d'autres actions similaires.

- Enfin, la troisième opération est l'amélioration du système. Elle a pour but de modifier le système de manière à améliorer certains de ces caractéristiques de fonctionnement. Il peut s'agir d'une innovation, d'une reconstruction ou d'une modernisation. Il est aussi important que le service maintenance soit capable d'exécuter certains travaux novateurs (mise en place ou implantation de nouveaux équipements).

2) Types de maintenances

On distingue deux types de maintenance : la maintenance préventive (systématique ou conditionnelle) et la maintenance corrective (palliative ou curative). L'objectif de ces deux types de maintenance est la réduction des coûts des défaillances. Et l'analyse technico-financière des risques encourus impose le choix d'un type de maintenance.

2.1) La maintenance préventive :

La maintenance préventive a pour objectif d'éviter que l'installation tombe en panne. Pour y arriver, on effectue régulièrement un suivi et un contrôle rigoureux de chacun des constituants de la station, tout en prenant soin de remplacer les pièces usées juste avant leur état ne perturbe le fonctionnement du système. Cependant il faut différencier les deux modes de maintenance préventives : la maintenance systématique et la maintenance conditionnelle.

- **La maintenance préventive systématique :**

Elle consiste à changer les pièces selon un échéancier préétabli. Elle ne donne pas des résultats visibles immédiatement, mais elle permet surtout d'assurer la fiabilité du système. L'objectif de ce système de maintenance étant de maintenir l'équipement dans l'état de son rendement initial. Les coûts directs de cette maintenance (mains d'œuvre et prix des pièces) ne doivent pas être supérieurs à la valeur des conséquences des pannes que l'on cherche à éviter.

Ce type de maintenance, souvent appelée entretien du système, limite généralement au nettoyage des panneaux, au désherbage la station, à la prévention de l'ombre sur les panneaux et du contrôle visuel de l'état des câbles et autres constituants externes (supports, ...). Cet entretien est assuré au niveau local par utilisateurs eux-mêmes. Il est généralement confié à une structure technique locale constituée d'un opérateur et d'un fontainier qui seront responsables du maniement, de l'entretien et de la surveillance de l'installation et de tous les aménagements annexes.

Les tableaux suivants présentent les contrôles à effectuer et un exemple de répartition des tâches au niveau de la structure technique de la localité qui peut être le comité de gestion des forages en l'occurrence.

Maintenance préventive au niveau local

Contrôles à effectuer	Actions à mener
1. Nettoyage hebdomadaire des panneaux.	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliser un chiffon propre et mouillé ; ne pas utiliser de détergents grenus ou de composé contenant des particules
2. Prévention de l'ombre	<ul style="list-style-type: none"> • Enlever les arbustes autour du générateur • S'assurer que personne n'a rien entreposé qui puisse masquer les panneaux • Ne pas permettre la construction de maisons risquant de faire de l'ombre sur les panneaux.
3. Inspection des constituants des câbles et aménagement	<ul style="list-style-type: none"> • Vérifier l'état de propreté et le blocage de toutes les connexions visibles (panneaux, conditionneur d'énergie, boîte de jonction...) • Une fois par semaine, vérifier les câbles partout où c'est possible et rechercher les détériorations éventuelles (coupures isolants usés ou mangés par les rongeurs...). • Contrôle quotidien de l'état des équipements et de l'aménagement.

Tableau 5-1 : Maintenance préventive au niveau local

Répartition des taches au niveau de la structure technique locale

Opération techniques	Fontainier	
Taches quotidiennes	Taches quotidiennes	
<ul style="list-style-type: none"> • Avant le démarrage automatique de la station, s'assurer que les équipements sont en bon état (modules, câble, fuites d'eau...). • Relever dans un cahier la valeur affichée par le débitmètre ; ce relevé doit être effectué soit le soir à l'arrêt de la pompe, soit le matin avant le démarrage 	<p>Protection des équipements</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Eviter le vandalisme, pénétration des animaux errants, jets de pierres d'enfants...
Taches hebdomadaires	En tout temps	
<ul style="list-style-type: none"> • Avant le lever du soleil, laver les panneaux avec de l'eau propre et essuyer avec un chiffon propre • Inspecter les câbles pour s'assurer qu'il sont en bon état et bien fixés dans les connections 	<p>Appui à l'opérateur technique</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Donner un coup de main à l'opérateur technique lors des travaux d'entretien ou de réparation et pour les relevés
En cas de panne		
<ul style="list-style-type: none"> • Aviser les responsables de la localité (membres du comité de gestion des forages...) • Inspecter les équipements selon la procédure établie • Effectuer, si possible, la réparation, sinon faire appel au technicien. 		

Tableau 5-2 : Répartition des taches

▪ **La maintenance préventive conditionnelle :**

Elle a pour objectif la correction de la dérive éventuelle du rendement technique de la station, ceci à travers une exploitation rigoureuse des relevés et des constats effectués sur le site. C'est une maintenance préventive qui nécessite un diagnostic avant le remplacement de la pièce. Elle dépend des résultats des visites et des inspections du maître d'œuvre ou toute autre structure compétente et doit être assurée par un technicien spécialisé. L'équipe d'intervention pourrait être composée de deux personnes : un technicien spécialisé, un électromécanicien de préférence et un ouvrier chauffeur de profil plutôt polyvalent ; cette équipe sera chargée de faire le point périodiquement sur le matériel installé. Ce type de maintenance est utilisé chaque fois que cela est possible car son coût est modéré et donne de bons résultats.

La maintenance préventive peut se présenter sous deux formes : la maintenance amélioratrice (actions d'amélioration permettant d'accroître la fiabilité et la maintenicien) et la maintenance prédictive (détermination de l'époque optimal d'intervention a partir de l'évolution dans le temps des symptômes constatés).

2.3 La maintenance corrective :

Elle consiste à remettre en état de marche une installation tombée en panne. L'arrêt de la station peut être dramatique pour les populations (absence d'eau, pertes de détails,...) d'autant plus que les pièces de rechange peuvent ne pas être disponibles localement. Afin de répondre le plus rapidement à cette situation, la maintenance corrective se fait habituellement en deux étapes.

• **La maintenance corrective palliative (dépannage) :**

Le dépannage permet de remettre provisoirement en marche un équipement victime d'une défaillance partielle ou totale, en attendant une réparation définitive. Dans ce cas, la rapidité de l'intervention prime sur la qualité. Cette action doit répondre le plus rapidement possible à l'arrêt du système en amenant des solutions de marche même temporaires.

L'action de dépannage peut être faite par le personnel technique habilité au service de la pompe (direction de l'hydraulique dans notre cas) ou, si le problème est grave, par une équipe technique rapide.

Le but de cette action n'est pas de réparer l'équipement mais de lui permettre de fournir une partie du service pour lequel il a été mis en place. Si nécessaire une partie de l'équipement sera court circuit afin de permettre le fonctionnement partiel du système.

- **La maintenance corrective curative (réparation) :**

La réparation est la mise en état définitive de tout le matériel usagé ou accidenté ou d'une partie de celui-ci. Contrairement au dépannage, la réparation est préparée et généralement planifiée, dans ce cas, la qualité de l'intervention prime sur la rapidité.

Pour mieux appréhender les risques de défaillances afin de mieux les éviter on également utiliser la méthode AMDEC (Analyse Des Modes de Défaillance, de leur Effet et de leur Criticité). Cette méthode viendra pour rendre la maintenance plus fiable et moins coûteuse.

2.3) Description de la méthode :

Pour définir les priorités sur les interventions à mener, on effectue un classement des coûts par rapport aux types de panne. L'analyse ABC (ou loi de PARETO) facilite cette hiérarchisation. Elle consiste dans un premier temps à classer les pannes par ordre croissant de coûts, et ensuite à établir un graphique faisant correspondre les pourcentage de coûts cumulés à un pourcentage de type de panne cumulés. Ceci permet généralement d'aboutir à une courbe (voir ci-dessous) pouvant être scindé en trois zones : la zone A (zone dans la quelle 20% des pannes représentent 80% des coûts ; c'est une zone de priorité), zone B (ici 30% des pannes ne coûterons que 15% des coûts) et enfin la zone C (50% des pannes, mais correspondant à 5% des coûts).

L'analyse ABC conduira donc ainsi à organiser une politique de maintenance préventive systématique ou conditionnelle avec surveillance permanente pour les éléments de la zone A. on sera moins exigeant pour les constituants de la zone B et nettement moins pour les constituants de la zone C.

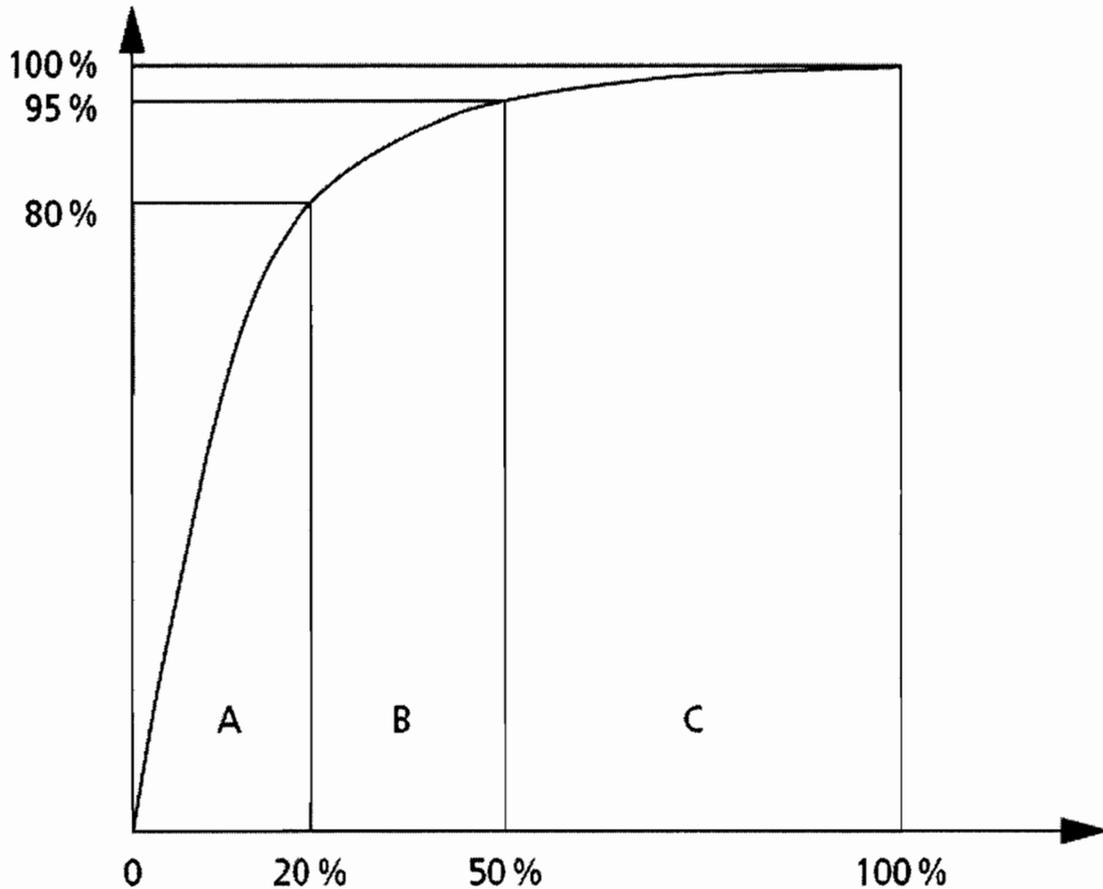


Figure 5-1 : Loi de PARETO

3. Application à notre cas d'étude :

Pour définir les priorités pour la maintenance nous allons classer tout les composants de notre système photovoltaïque en trois classes A, B et C correspondant respectivement aux zones A, B et C.

		Classes		
		A	B	C
Eléments	• Onduleurs	• Câbles	• Fusible	
	• Panneaux	• Boîte de jonction	• Visserie	
	• motopompe	• disjoncteur	• Barres de mise à terre	

Tableau 5-3 : Classe des composants

Lors des interventions, il arrive très souvent que l'intervenant se contente de supprimer la manifestation de la panne sans chercher ses causes premières. Pour éviter ce genre de dérapage, on peut utiliser la méthode MAXER qui propose un dépannage rationnel en neuf étapes :

1. s'informer et analyser la situation,
2. prendre éventuellement une décision provisoire,
3. établir le diagnostic, chercher la cause la plus probable,
4. réparer
5. vérifier le résultat de la réparation,
6. chercher la cause première et y remédier,
7. trouver les conséquences,
8. vérifier les matériels semblables,
9. rédiger le rapport d'intervention.

Pour établir le diagnostic, on peut s'aider des questions classiques suivantes : Qui ? Quoi ? Où ? Quand ? Combien ? Comment ? ces questions sont présentées dans le tableau suivant :

Questions à répondre pour établir un diagnostic de réparation

Qui ?	Qui est l'opérateur ?		
Quoi ?	Quel est le défaut constaté (symptômes) ?		Quel autre défaut aurait-on pu avoir ?
Où ?	Où le défaut apparaît-t-il ?		Où n'apparaît-t-il pas ?
Quand ?	Quand le défaut est-t-il apparu pour la première fois ?	Quand est-t-il apparu ensuite ?	Quand le défaut n'apparaît-il pas ?
	Le défaut est-il périodique ?		Si oui, quelle est sa fréquence ?
Combien ?	Quelle est sa tendance ?		Quelle est l'importance du défaut ?
Comment ?	Quelles circonstances ont précédé ou accompagné l'apparition du défaut ?		
Remarques			

Le dossier de maintenance est un dossier dans le quel tout sera noté. Il devra permettre à toute nouvelle personne de s'informer avec précision et d'exécuter les tâches aisément. Nous présentons ci-dessous les renseignements à ressembler pour une bonne connaissance du matériel et surtout la façon de procéder pour compléter la maintenance de la station dont nous ferons une partie :

Connaissance du matériel

Pour une bonne connaissance du matériel, on doit pouvoir trouver dans le dossier de maintenance de chaque station de pompage, les éléments suivants :

- **fiche signalétique** : nom et adresse du constructeur ou du fournisseur, téléphone, télécopieur, type et numéro de série, année de fabrication...
- **Caractéristiques physiques** : encombrement, masse, capacité de production...
- **Commande**: date et références, spécifications techniques, conditions de réception, conditions de garantie...
- **Plans** : d'ensemble, de détails de toutes les pièces susceptibles d'être remplacées ou réparées, de montage donnant les jeux, les entraxes, les réglages, les vues éclatées...
- **Schémas**: cinématique, électrique, hydraulique, électronique, de régulation...
- **Plans d'installation** : fondations, raccordements électriques, hydrauliques,
- **Fiches** : entretien, réglage, mise en route, arrêt, conduite...
- **Consignes particulières** : sécurité, incendie...
- **Liste** : des ensembles pour échange standard, des pièces de rechange...

Constitution d'un dossier de maintenance :

Le dossier de maintenance commence à être constitué dès que l'équipement est commandé et sera complété au fur et à mesure des actions de maintenance sur le système. L'élaboration du dossier de maintenance, par la société chargée du suivi ou de la maintenance de la station, doit se faire avec l'aide du constructeur ou du fournisseur, de la structure chargée de l'achat du matériel, du comité d'exploitation local et du fontainier. Nous présentons en annexe deux éléments du dossier de maintenance à savoir :

- la fiche de réception et de suivi de la station de pompage photovoltaïque
- la fiche d'identité de la station de pompage photovoltaïque

Pour l'organisation du dossier, on peut regrouper les constituants par familles et sous-familles, par exemple un premier groupe correspondant aux pièces fabriquées en grande série et qu'on peut facilement trouver en grande quantité sur le marché (attaches, vis, écrou...), un second groupe constitué par les ensembles importants (moteurs, pompes, ...), et enfin un troisième groupe constitué de composants propres à l'installation (onduleurs, moteurs, pompes, etc.). Cette méthode facilite la codification. Par ailleurs, tout travail effectué donnera lieu à un historique qui sera intégré au dossier. Ce dernier doit exister au moins en deux exemplaires classés respectivement dans la structure locale d'exploitation et dans la société chargée de la maintenance. Il faut bien noter que le dossier de maintenance n'est pas un document d'archives mais un document de travail.

COÛTS DE MAINTENANCE

❖ Coûts de maintenance

Bien qu'ils varient selon les activités, les coûts de maintenance annuels représentent d'une manière générale environ 15 % du prix de l'installation, et environ 9% des dépenses globales.

Les coûts de maintenance se décomposent en quatre parties :

- les dépenses de main-d'oeuvre et d'outillage (coûts des moyens humains et matériels...),
- les achats et les sorties de magasin (produits consommés, échanges standard...),
- les dépenses de main-d'oeuvre externe (sous-traitance...),
- les frais généraux (salaires, avantages sociaux du personnel, frais matériels : locaux, énergie, téléphone, télécopieur, imprimés...).

Ces coûts incluent le remplacement des composants principaux après leur durée de vie effective

❖ Coûts de défaillance

Pour pouvoir apprécier de manière rigoureuse l'activité de maintenance dans une station de pompage, le coût le plus utile à connaître sera celui qui intègre aux dépenses d'entretien toutes les pertes et le manque à gagner. Bien que l'analyse de ce coût soit relativement complexe, nous allons considérer qu'il y a défaillance non seulement en cas de panne totale ou arrêt de la station, mais aussi lors de toute réduction du débit d'eau pompée. De nombreux



paramètres doivent être pris en considération lors de l'estimation de ce coût (salaires et avantages sociaux du personnel, coût d'amortissement, frais généraux...). Il est important de noter que, pour tout matériel, l'objectif de la maintenance n'est pas d'éliminer à tout prix toutes les pannes, mais plutôt de déterminer la durée optimale des arrêts pour panne pour laquelle le coût de défaillance est minimal.

4) Exploitation de la station de pompage photovoltaïque

Guide d'identification des pannes

Une vérification méthodique est nécessaire si la pompe ne débite pas correctement ou si le système est arrêté pour une raison non définie. Les organigrammes proposés dans les figures ci dessous ont pour objectif de faciliter le diagnostic.

Diagnostic général du système

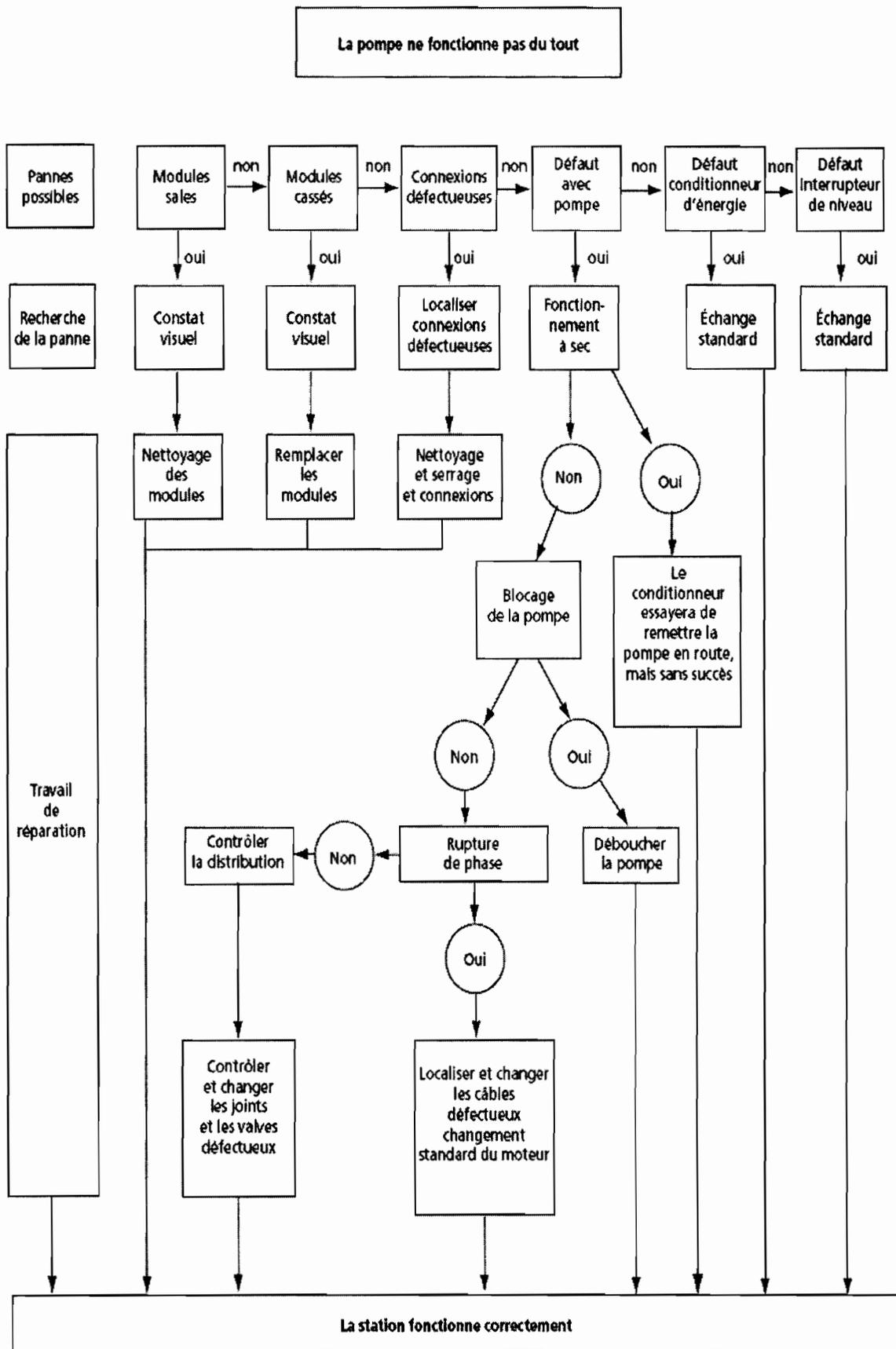


Tableau 5-4 : Diagnostic général du système

Diagnostic du rendement du système

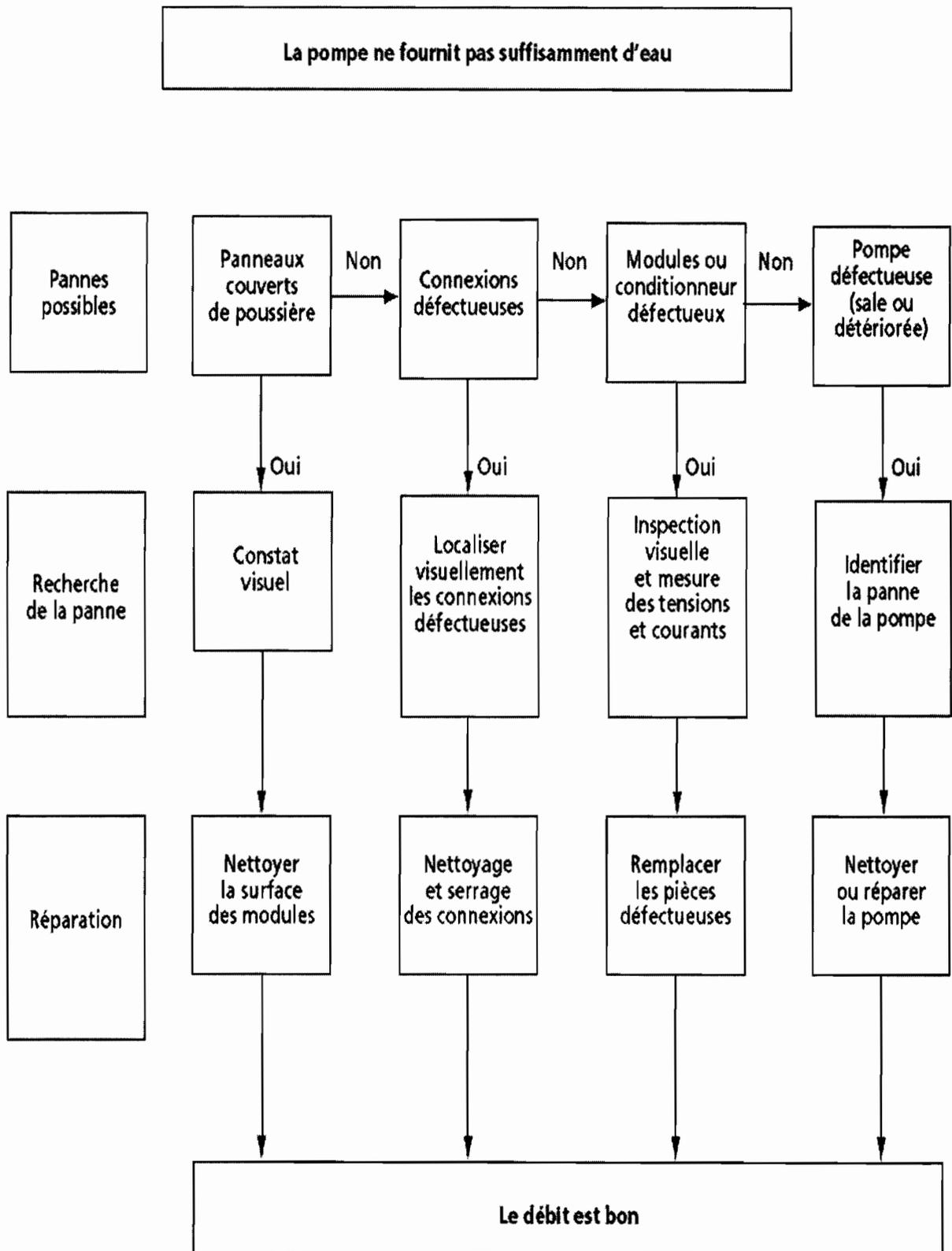


Tableau 5-5 : Diagnostic du rendement du système

Diagnostic du générateur photovoltaïque

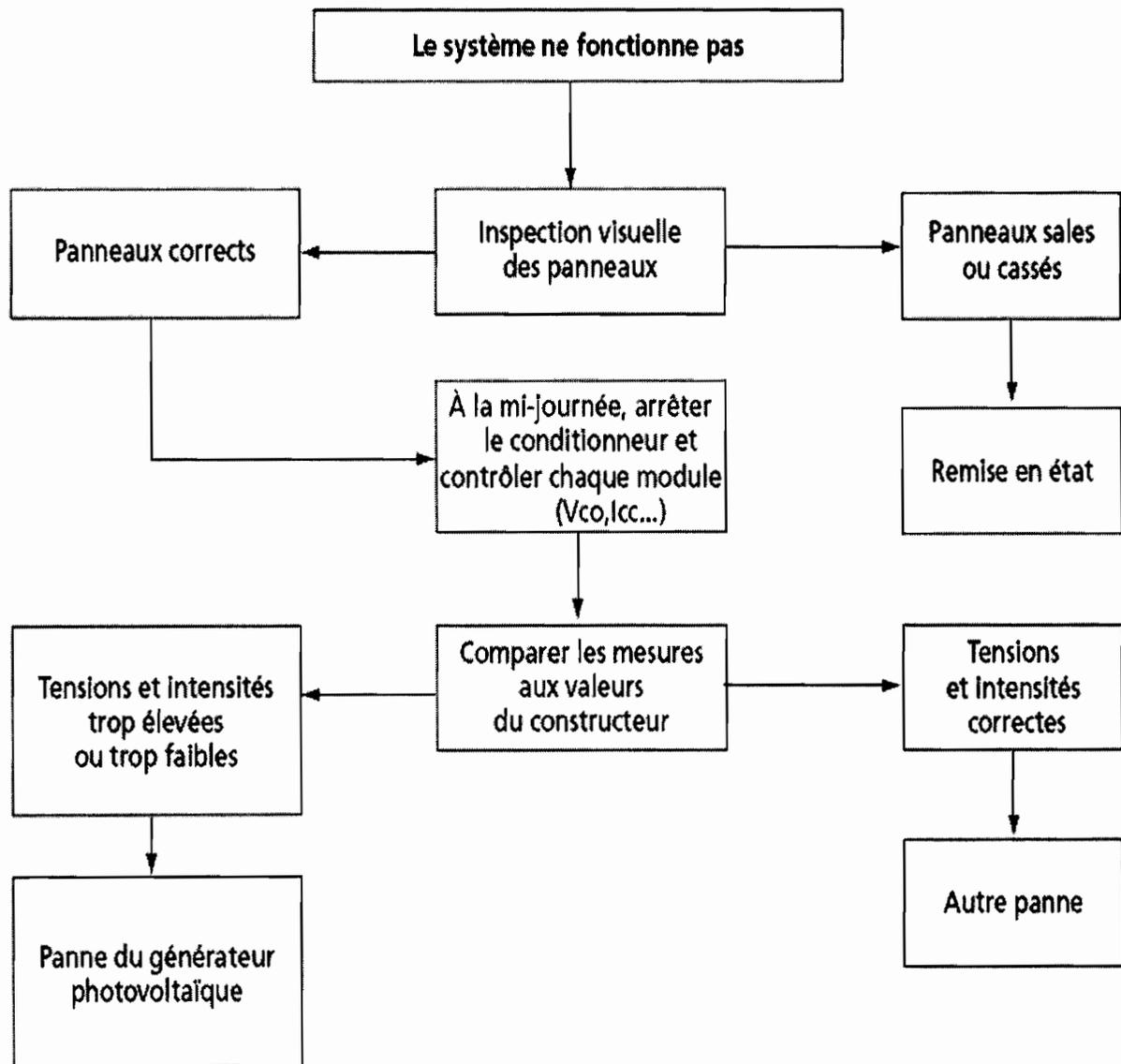


Tableau 5-6 : Diagnostic du générateur photovoltaïque

Diagnostic du conditionneur d'énergie

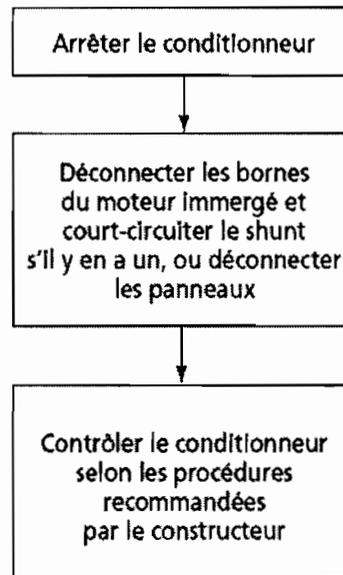


Tableau 5-7 : Diagnostic du conditionneur d'énergie

Diagnostic du groupe motopompe

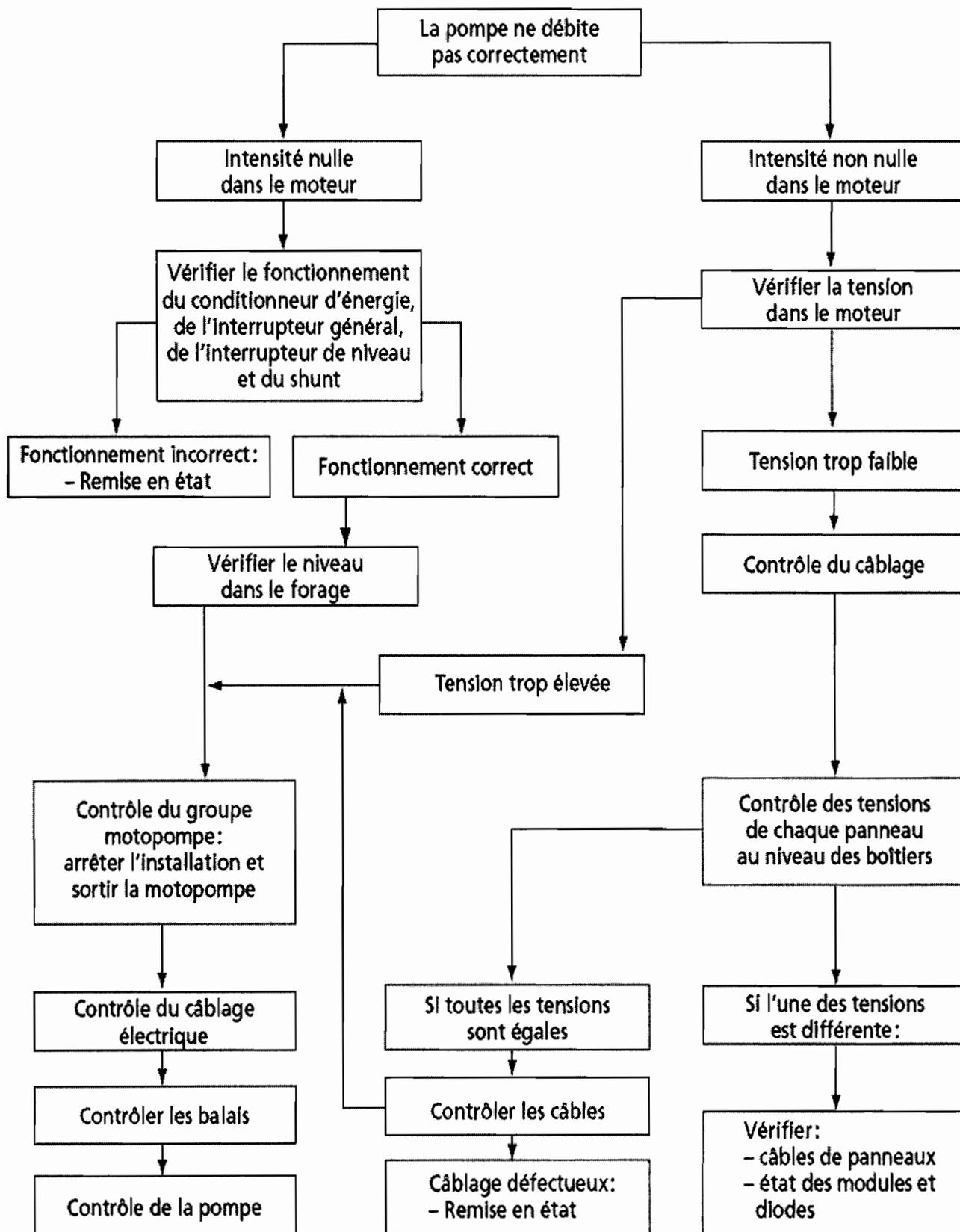


Tableau 5-8 : Diagnostic du groupe motopompe

5. Techniques de réparation

Le dépannage des équipements doit absolument être effectué par une structure spécialisée capable de travailler en conformité avec les prescriptions du constructeur. Les remplacements standard étant souvent fréquents, nous présentons ci-dessous quelques précautions à prendre lorsqu'on doit remplacer certains constituants d'une station de pompage photovoltaïque.

Chaque fois qu'un dépannage sera effectué, on prendra soin de bien cerner les causes de l'incident afin d'éviter qu'il se reproduise à l'avenir.

5.1 Remplacement d'un module

Avant d'entreprendre le remplacement d'un module détérioré, il faut s'assurer que le nouveau module est parfaitement convenable. Celui-ci doit être de la même puissance et avoir les mêmes caractéristiques de fonctionnement I-V que celui qu'il remplace. Si le module est différent, celui-ci peut influencer gravement la caractéristique de fonctionnement de tout le générateur. Le remplacement d'un module doit être effectué de préférence tôt le matin ou tard le soir. On doit tout d'abord masquer la surface des panneaux avec une toile noire ou une bâche. Le conditionneur d'énergie est ensuite arrêté. Les câbles de liaison entre celui-ci et les boîtes de distribution aux panneaux sont déconnectés grâce à des outils isolants. Après avoir étiqueté le fil positif et le fil négatif du module fautif, on les débranche de la boîte de connexion. Le module peut ensuite être retiré en desserrant les vis qui le fixent à la structure. On peut alors mettre en place le nouveau module, faire les connexions adéquates et remettre le système en service.

5.2 Remplacement de câbles

Les modules, le conditionneur d'énergie et le groupe motopompe sont reliés entre eux par des câbles qui peuvent subir diverses détériorations. Tout câble endommagé doit être changé. Pour ce faire, on arrête le conditionneur, on masque les modules, on débranche le câble et on le remplace. Pour un câble reliant les panneaux au conditionneur d'énergie, on déconnectera d'abord les panneaux. De même, entre le conditionneur et le groupe motopompe, on débranchera d'abord le câble du côté conditionneur. Pour la mise en place du nouveau câble, ces priorités seront inversées.

5.3 Remplacement du conditionneur d'énergie

Avant de procéder au remplacement du conditionneur, il est conseillé de vérifier si la panne n'est pas due à un mauvais raccordement ou à un défaut sur l'interrupteur principal. Les précautions à prendre pour un échange standard du conditionneur sont similaires à ce qui a déjà été vu plus haut. On doit donc arrêter l'installation et couvrir les modules avant d'effectuer la substitution.

6) Organisation sociale et formation des utilisateurs :

Plusieurs facteurs peuvent être à l'origine de l'échec des systèmes de pompage photovoltaïques notamment :

- manque d'information et de sensibilisation des bénéficiaires,
- très faible participation des populations au moment de la mise en oeuvre du projet,
- manque de responsabilisation effective quant à la gestion de l'équipement, notamment pour la prise en charge par les utilisateurs des coûts récurrents liés à l'exploitation de la pompe,
- un environnement technologique peu favorable pour les interventions en milieu rural.

Pour toutes ces raisons, il est important, dès le départ d'un projet de pompage solaire, de veiller à sensibiliser les futurs bénéficiaires. Cette sensibilisation doit être menée lors d'une activité d'animation qui comprend plusieurs phases :

Avant l'installation du champ

- **Phase d'identification du site** : qui conduit au dégagement de la surface nécessaire pour le champ photovoltaïque
- **Phase d'information** : qui doit amener les populations à prendre souverainement la décision d'opter pour une pompe solaire en pleine connaissance des avantages et des inconvénients.
- **Phase de formation**: sur le plan organisationnel et celui de la gestion de l'équipe.

Au moment de l'installation du champ

- **Formation**: à la maintenance courante et à la connaissance des principales parties du système photovoltaïque.

Après l'installation

- **Phase de suivi post-installation** : consolider les acquis et aider à une bonne maîtrise de la gestion de la station de pompage.
- **Préparer** les utilisateurs à prendre le projet entièrement en charge dès la mise en exploitation de l'équipement solaire et surtout après le désengagement des structures de mise en place du système photovoltaïque. Pour atteindre cet objectif, il faut :
 - ✓ **prendre en charge les coûts d'exploitation** (fontainiers et gardiens), **de maintenance** (contrat de maintenance en garantie totale) et **de renouvellement** (motopompe et onduleur) ;
 - ✓ **former les comités de gestion des équipements solaires (CGES)** afin qu'ils maîtrisent la gestion et les contraintes liées à la nécessité d'épargner une partie des recettes ;
 - ✓ **mettre à la disposition des CGES** des outils de gestion simples et adaptés ;
 - ✓ **renforcer la relation contractuelle directe** entre les villageois et l'entreprise chargée du SAV (représentant local du fournisseur) à laquelle le village est lié par un contrat d'entretien en garantie totale.

Organigramme typique de la gestion d'une station de pompage solaire villageoise

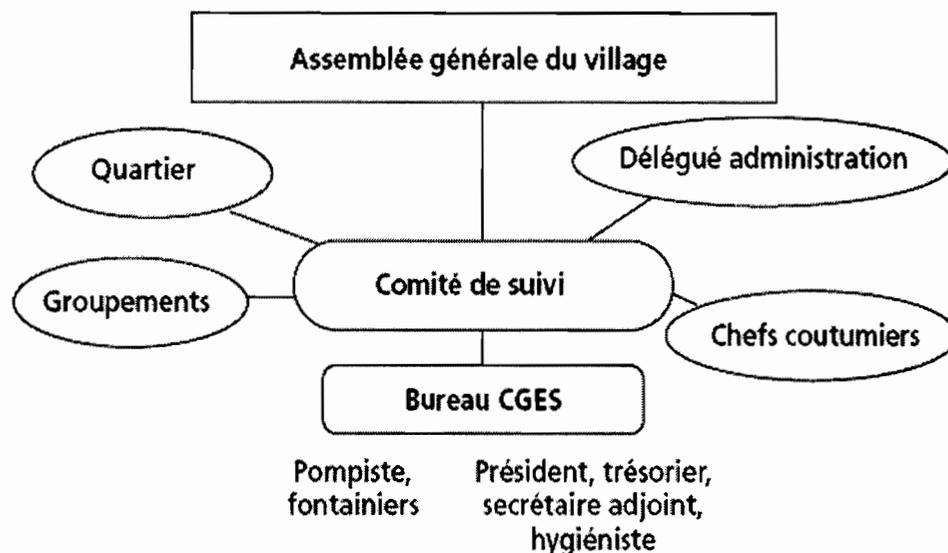


Figure 5-2 : Organigramme

- Une assemblée générale du village (AG)

Elle est constituée par l'ensemble des villageois. Ses attributions sont les suivantes :

- nomination des membres de toutes les structures du village CS et CGES,
- fixation de la tarification de l'eau,
- contrôle annuel des structures de gestion que sont le CS et le CGES.

- Un comité de suivi (CS)

Ses membres sont désignés par l'AG du village. Le CS comprend les membres ci-après :

- un délégué administratif,
- les chefs coutumiers, les chefs religieux, les notables,
- les présidents de groupement des associations ou des caisses villageoises.

Le CS est doté d'un bureau dont la composition est la suivante :

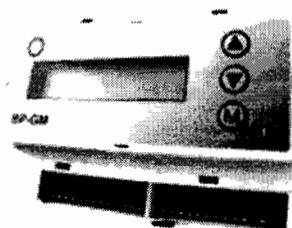
- un président et son adjoint,
- un secrétaire et son adjoint (sachant lire et écrire).

- Un comité de gestion de l'équipement solaire (CGES)
Ses membres sont désignés par l'AG du village. Le CGES est doté d'un bureau constitué comme suit :
 - un président et son adjoint,
 - une secrétaire,
 - un trésorier avec son adjoint,
 - un pompiste,
 - des fontainiers,
 - une hygiéniste.

7) Contrôle à distance

La maintenance et le contrôle du générateur photovoltaïque peuvent être assurés par le logiciel dédié DATAPEX développé par BP-Solar.

Le logiciel d'acquisition et de traitement de données DATAPEX permet de contrôler et de piloter en temps réel et à distance la configuration et le bon fonctionnement des installations photovoltaïques gérées par l'automate de gestion d'énergie BP-GM ci-dessous :



- Le logiciel fonctionne dans les environnements Windows 95 ; 98 et 2000
- Ce logiciel permet de récupérer les données stockées dans les centrales d'acquisition de données μ Datas et de gérer les automates μ Fonctions
- Avec DATAPEX il est possible de contrôler en temps réel et à distance la configuration et le bon fonctionnement des installations.
- Le protocole de communication utilisé vérifie la cohérence des données transmises.
- Avec une interface conviviale, DATAPEX est un produit simple d'utilisation et accessible à tous.

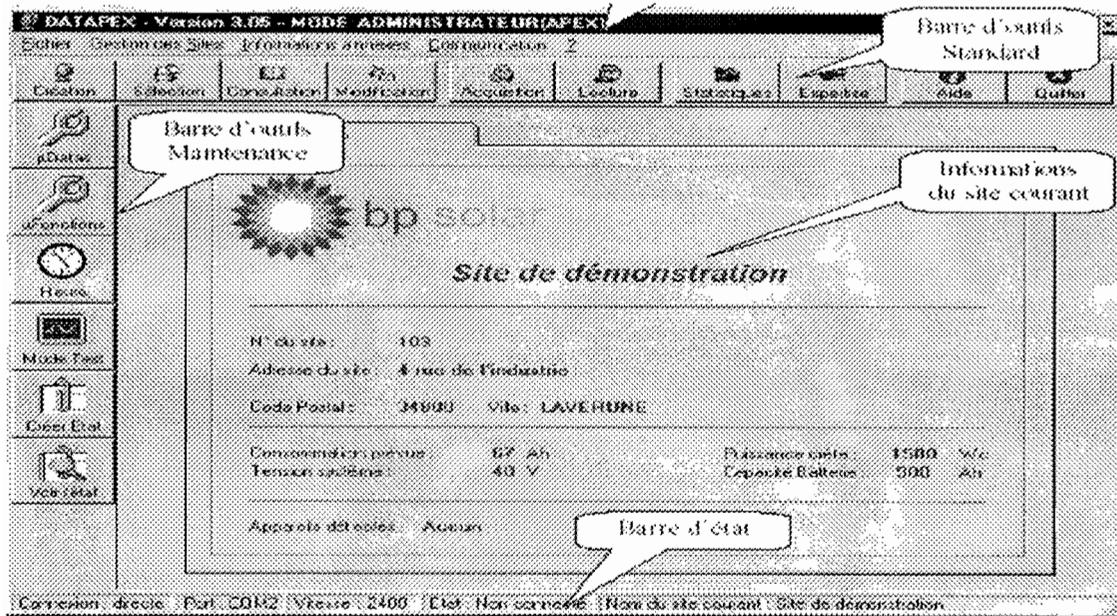


Figure 5-3 : Ecran d'accueil de DATAPEX

Cet écran se décompose en 5 grandes parties décrites ci-dessous :

- La barre de menu qui contient toutes les fonctionnalités du logiciel,
- La barre d'outils Standard qui est un raccourci graphique des fonctionnalités du menu les plus fréquemment utilisées,
- La barre d'outils Maintenance qui permet un accès rapide aux fonctionnalités de maintenance,
- Les informations principales sur le site sélectionné,
- La barre d'état qui indique les paramètres de connexion ainsi que le nom du site sélectionné.

Configuration des produits sur site

DATAPEX permet la configuration des modules de régulation présents sur chaque site. On peut ainsi configurer la centrale d'acquisition de données μ Datas et automate de gestion μ Fonctions.

Il est possible notamment d'ajuster les paramètres de régulation (seuils de tension, temporisation, etc...)

Le logiciel permet de faire la gestion de plusieurs sites avec le même ordinateur ce qui permet de centraliser la collecte des données de tous les générateurs des différentes zones.

L'utilisateur peut sélectionner le site sur lequel il désire travailler en double cliquant sur l'icône sélectionner en ayant la possibilité de restreindre sa recherche comme indiqué sur la figure :

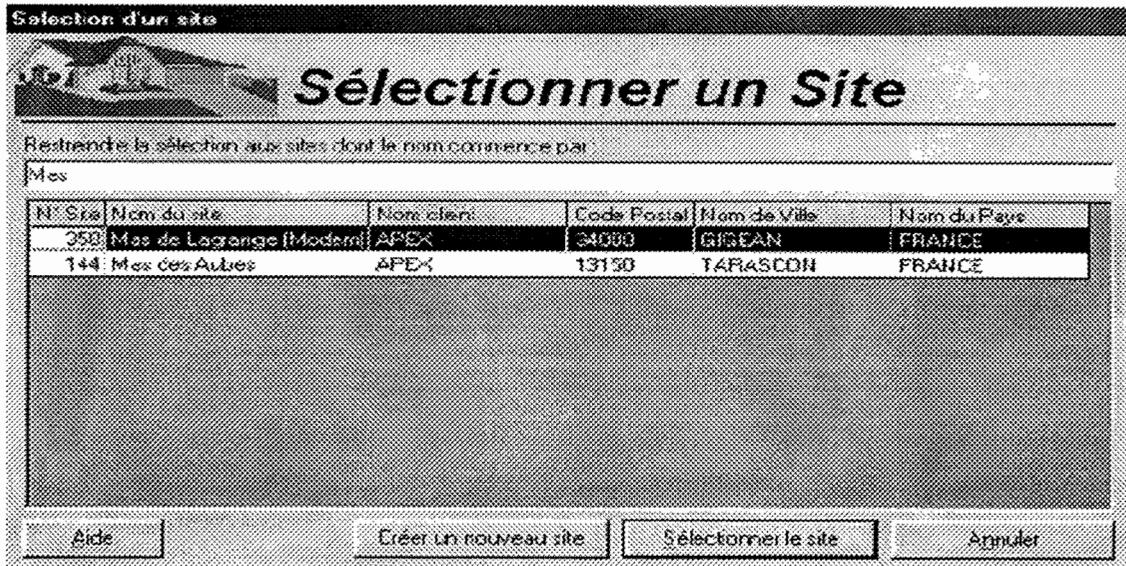


Figure 5-4 : Ecran de sélection du système

Fonctionnement en temps réel

DATAPEX permet de visualiser sur un synoptique général le fonctionnement en temps réel d'un générateur photovoltaïque.

Il est également possible de piloter l'automate de gestion d'énergie μ Fonctions et ainsi de contrôler les différents flux énergétiques.

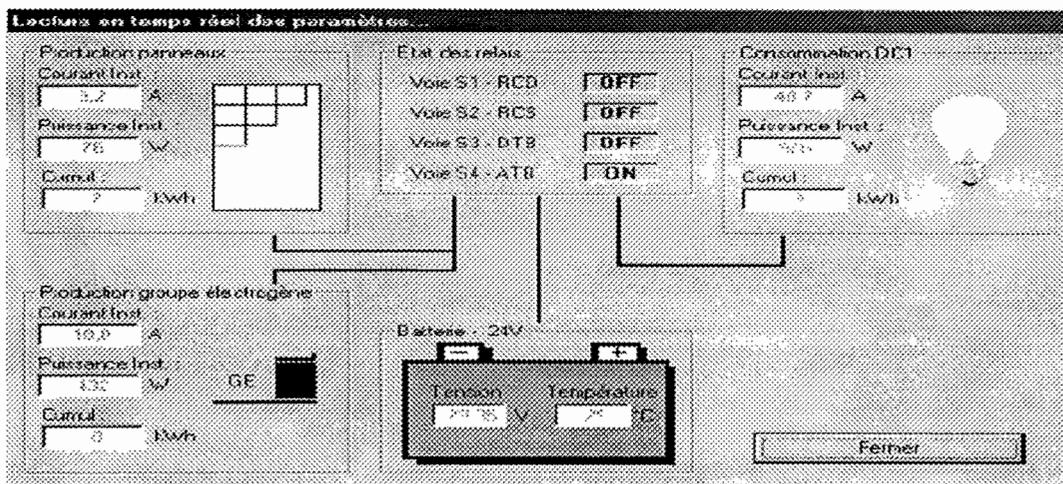


Figure 5-5 : Lecture en temps réel des paramètres du système

Module statistique

DATAPEX inclut un module de calcul statistique et de représentation graphique des informations mesurées sur site par μ Datas, récupérées par DATAPEX et stockées dans une base de données Microsoft Access.

Ce module permet :

- de connaître les différentes alarmes,
- d'effectuer un bilan énergétique du site,

Des analyses automatiques mensuelles et annuelles sont proposées.

- Répartition de la production électrique entre panneaux
- Bilan Consommation/Production comparé à la consommation prévue lors du dimensionnement initial.

Le module graphique permet au jour le jour l'évolution des différents paramètres, et de pouvoir prévenir ou expliquer à posteriori un dysfonctionnement.

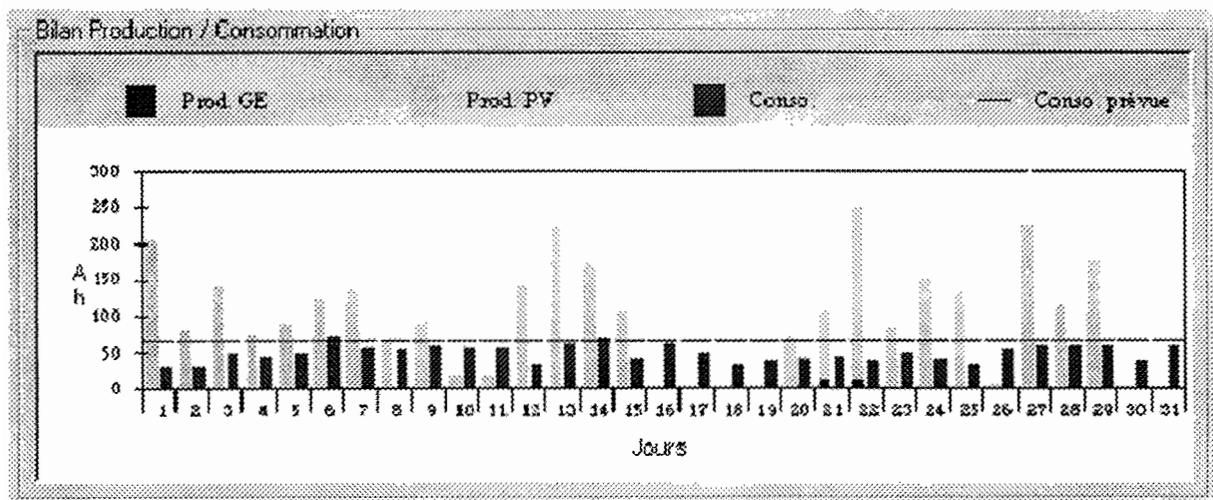


Figure 5-6 : Bilan Production/Consommation

Le produit μ Datas est une centrale d'acquisition de données dédié aux systèmes de production d'énergie photovoltaïque. Il peut néanmoins être utilisé pour d'autres sources tels que groupes électrogènes.

Il permet de mesurer, de stocker et de visualiser les différents paramètres significatifs d'un générateur photovoltaïque. La présence d'un afficheur et d'un mini clavier à 3 touches permet de visualiser les paramètres mesurés en temps réel et ceux stockés en mémoire.

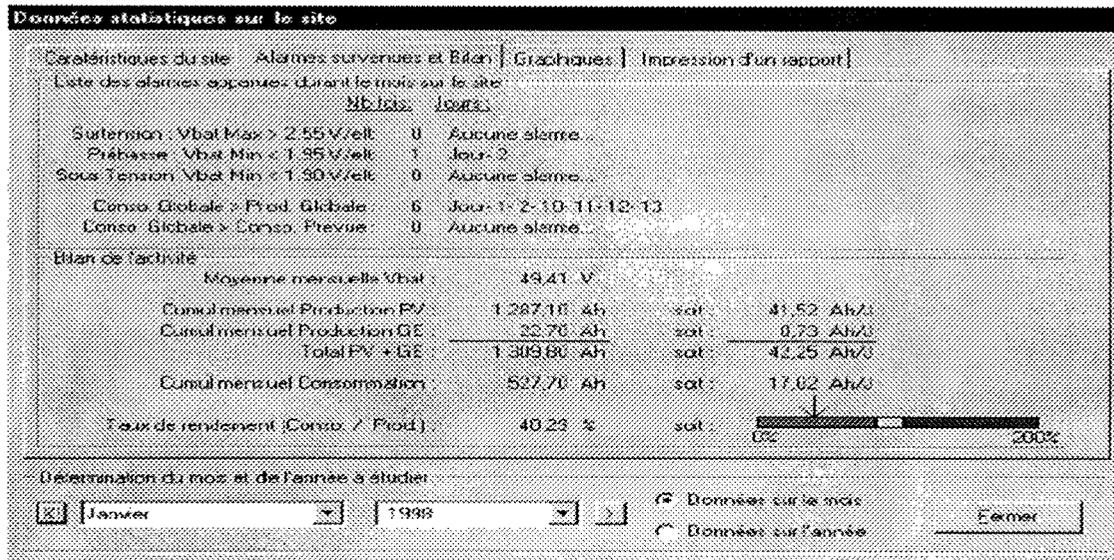


Figure 5-7 : Analyse de données mensuelles

II/ ETUDE DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL

L'énergie solaire est une énergie propre, silencieuse, disponible et gratuite, ce qui en fait une technologie particulièrement adaptée pour les équipements d'alimentation en eau potable.

Selon les spécialistes, une cellule solaire rembourse en 4 à 5 ans l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication, cadre, câble et supports compris. Et comme elle fonctionne au moins pendant 30 ans, elle la rembourse même plus de 7 fois. En phase d'utilisation, les modules ne génèrent aucun impact négatif sur l'environnement. En fin de vie, la plupart des composants (verre, aluminium, silicium, métal) peuvent être recyclés. En outre, l'économie moyenne de CO₂, est estimée à 0,6 kg par kWh solaire produit par rapport à une énergie fossile.

Pour notre cas, La puissance totale des 3 forages relative à l'économie de CO₂ pour une journée est de :

$$P = (11+13+22) \times 7.1 = 326.6 \text{ kWh} \quad (5.1)$$

L'économie moyenne de CO₂ sera alors :

$$E_{\text{co}_2} = 0.6 \times 326.6 = 195.96 \text{ kg} \quad (5.2)$$

D'autres parts, l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque n'induit pas de « coût d'entretien » de l'environnement car :

- Pas de dégagement de gaz nocifs tels que le CO₂, NO_x, SO_x donc ne contribue pas à l'augmentation de l'effet de serre ou les pluies acides.
- Pas de coûts de sécurité pour la protection des installations comme c'est le cas des puits de pétrole ou des centrales nucléaires.

Il y a lieu de citer d'autres paramètres qualitatifs tout aussi importants que ceux cités précédemment liés surtout au confort de l'utilisation.

- Approvisionnement en eau sûr et adapté à la demande.
- Fiabilité et longévité des composants (absence de batteries).
- Simplicité d'installation
- Fonctionnement entièrement autonome (pas d'intervention humaine).
- Entretien quasi inexistant.
- Coûts d'exploitation minimales.
- Fonctionnement silencieux et sans pollution.

CONCLUSION

Comme la plupart des régions du Sahel, la localité de DAROU MOUSTY bénéficie d'un fort potentiel d'ensoleillement, soit une moyenne annuelle de 2.04 MWh/m² (voir annexe 5). Le dimensionnement des différents générateurs photovoltaïques a été effectué selon la méthode du « pire mois », cette méthode permet aux stations de pompage d'avoir assez d'énergie même pendant les périodes les moins ensoleillées de l'année. Ce nouveau système permet effectivement de satisfaire la demande en eau au moins pendant les heures d'ensoleillement moyenne. Cependant, durant les premières heures de la journée on peut être à court d'eau si le stock des réservoirs a été utilisé pendant la nuit.

Avec ce projet solaire la localité pourra disposer de l'eau de manière régulière, s'affranchissant ainsi des nombreuses pénuries occasionnées par les délestages sur le réseau de la SENELEC. Sur le plan environnemental l'énergie photovoltaïque offre une utilisation sans danger pour la collectivité d'où son intérêt majeur par rapport à d'autres sources d'énergies. L'analyse économique montre que ce nouveau système serait moins rentable que l'énergie conventionnelle si la totalité de l'investissement est à la charge de la communauté de DAROU MOUSTY, ceci du fait du prix élevé du watt crête.

RECOMMANDATIONS

- Demander une subvention à hauteur d'au moins 50% de l'investissement initialement
- Utiliser une autre source d'énergie pour les faibles ensoleillement, en début et fin de journée (groupe électrogène, électricité conventionnel)
- Organiser la gestion des générateurs par un comité bien structuré
- Sensibiliser la population sur le respect des consignes de sécurité, et les amener à verser une cotisation mensuelle pour la couverture des charges récurrentes
- Etablir un programme de maintenance adéquat pour assurer la survie des installations.
- Réparer les réservoirs déjà existants.

BIBLIOGRAPHIE

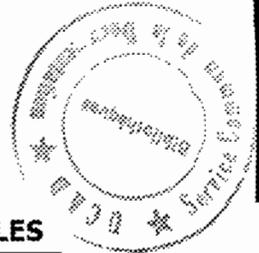
- [1] THOMAS MARKVART, « Solar Electricity » University of Southampton, 1996
- [2] R. BERNARD, G. MENGUY, M. SCHWARTZ « Le Rayonnement Solaire, Conversion Thermique et applications » Université de CLAUDE BERNARD- Lyon, 1983.
- [3] Guide Solaire de PHOTOWATT SOLARFORCE, 1987.
- [4] Appel d'offre dans le cadre du programme régional d'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque dans les pays du sahel.
- [5] MODOU N'DIAYE, « Conception et optimisation d'un model d'Electrification Hybride Raccordé au Réseau de Distribution de la SENELEC, Application à la Résidence Hôtelière de DAYANE », 2002/2003
- [6] Manuel d'Ingénierie et d'Etudes de Cas RETScreen
- [7] CLARK, D. R., S. A. KLEIN, AND W. A. BECKMAN. « Algorithm for evaluating hourly. » 1983. « Radiation utilizability function. *ASME J. Solar Energy Engineering* 105:281-287. »
- [8] DUFFIE, J. A., AND W. A. BECKMAN. « *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd Ed. Wiley-Interscience, New York.»1991.
- [9] HEINRICK HABERLIN, « Rendement des Onduleurs Photovoltaïques » Haute Ecole technique Bernoise de Technique et d'Informatique (HTI).
- [10] <http://www.lei.ucl.ac.be/~matagne/SOLAIRE/INDEX.HTM>
- [11] <http://www.directindustry.fr/>
- [12] <http://www.grundfos.com/>
- [13] <http://www.retscreen.net>.

Annexes

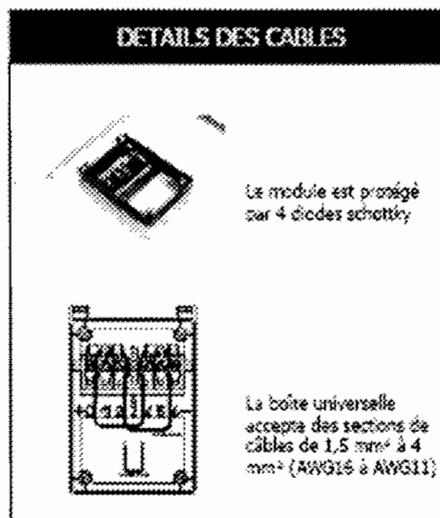
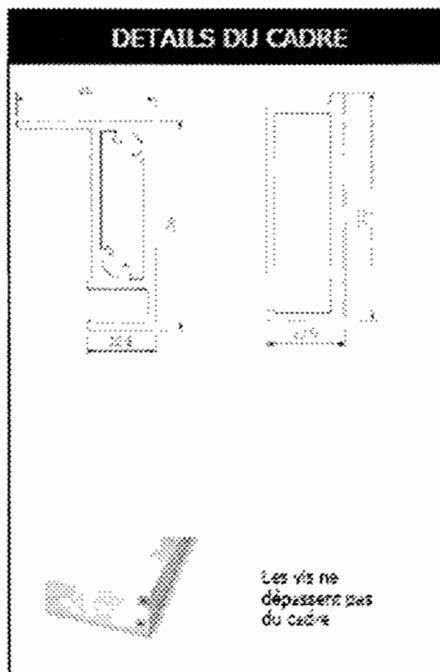
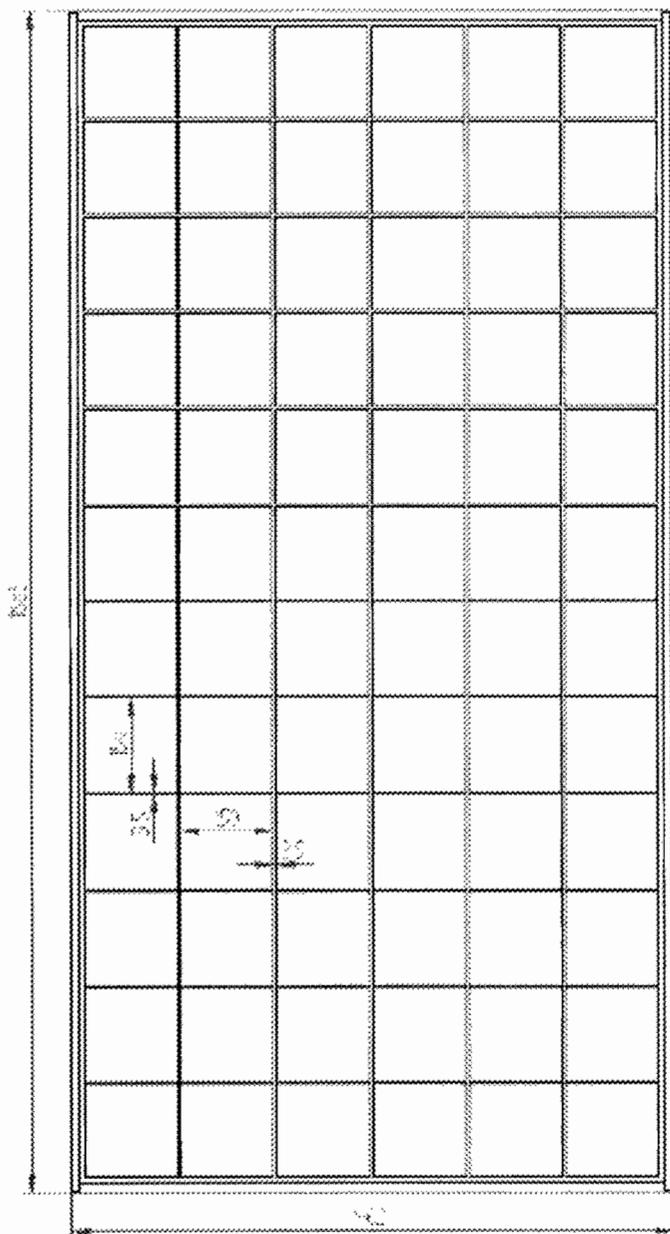
Annexe 1 : Caractéristiques électrique des modules**PHOTOWATT PW6-230 Wp - 12/24V
MODULE PHOTOVOLTAÏQUE – JBOX**

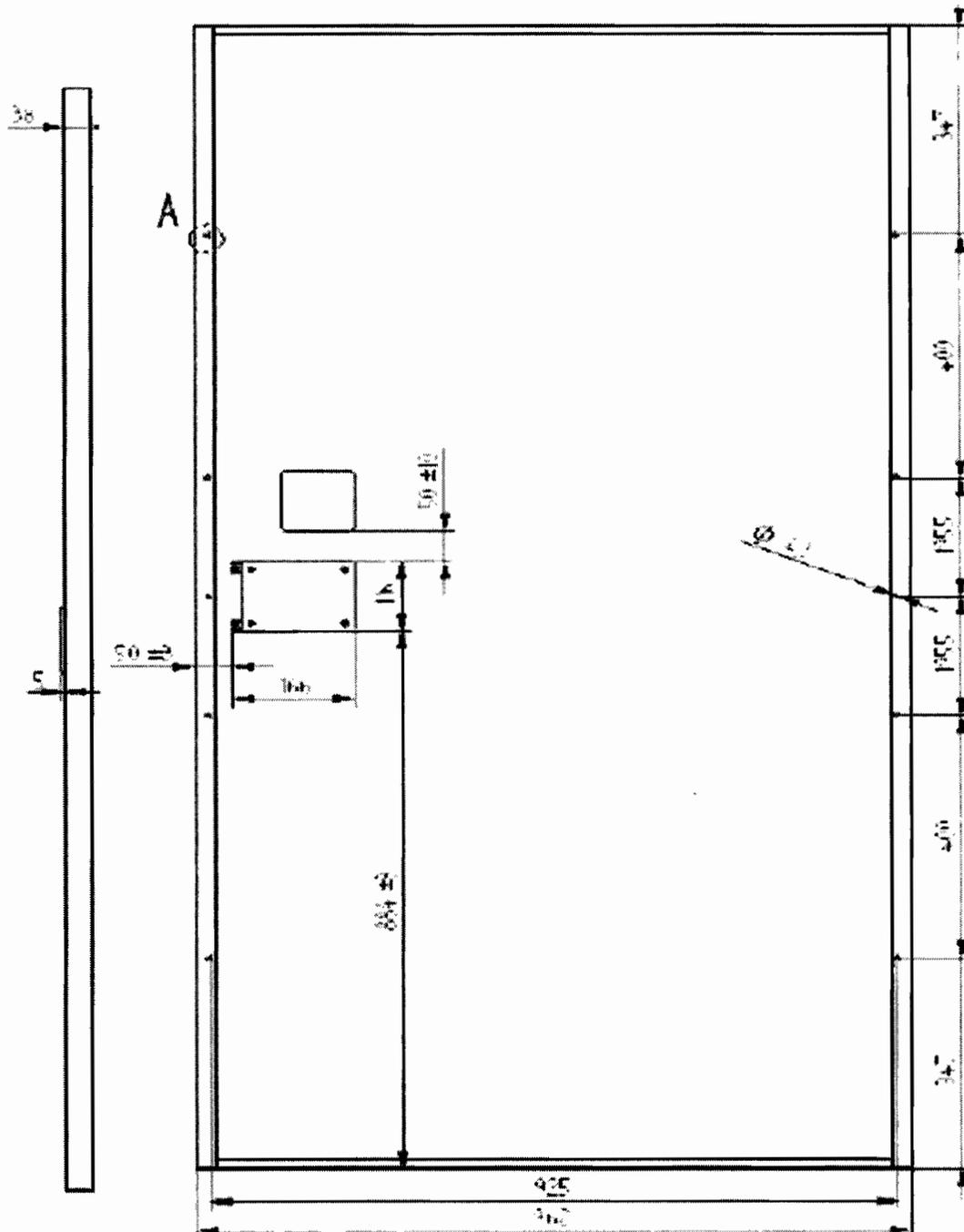
CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES			
PW6-230			
		24 V Configuration	
		12 V Configuration	
Puissance typique	W	230	230
Puissance minimale	W	223	223
Tension à la puissance typique	V	34,9	17,45
Intensité à la puissance typique	A	6,6	13,2
Intensité de court circuit	A	7,2	14,4
Tension en circuit ouvert	V	43,6	21,8
Tension maximum du circuit	V	1000V DC	
Coefficients de température		$\alpha = -2,035 \text{ m A}^\circ\text{C}$; $\beta = -178 \text{ m V}^\circ\text{C}$; $\gamma \text{ P/P} = -0,43 \text{ \%}^\circ\text{C}$	$\alpha = -4,17 \text{ m A}^\circ\text{C}$; $\beta = -39 \text{ m V}^\circ\text{C}$; $\gamma \text{ P/P} = -0,43 \text{ \%}^\circ\text{C}$
Specifications de puissance à 1000 W/m ² ; 25°C ; AM 1,5			

EMBALLAGE		
Poids du module	Kg	24
Taille du module	mm	1885 x 962 x 38
Type d'emballage	modules	2 par cartons
Taille de l'emballage	mm	2013 x 1020 x 102
Poids emballé	Kg	52
Taille max d'une palette (34 modules)	mm	2040 x 1040 x 1770
Poids maximum d'une palette	Kg	904



DIMENSIONS DU MODULES

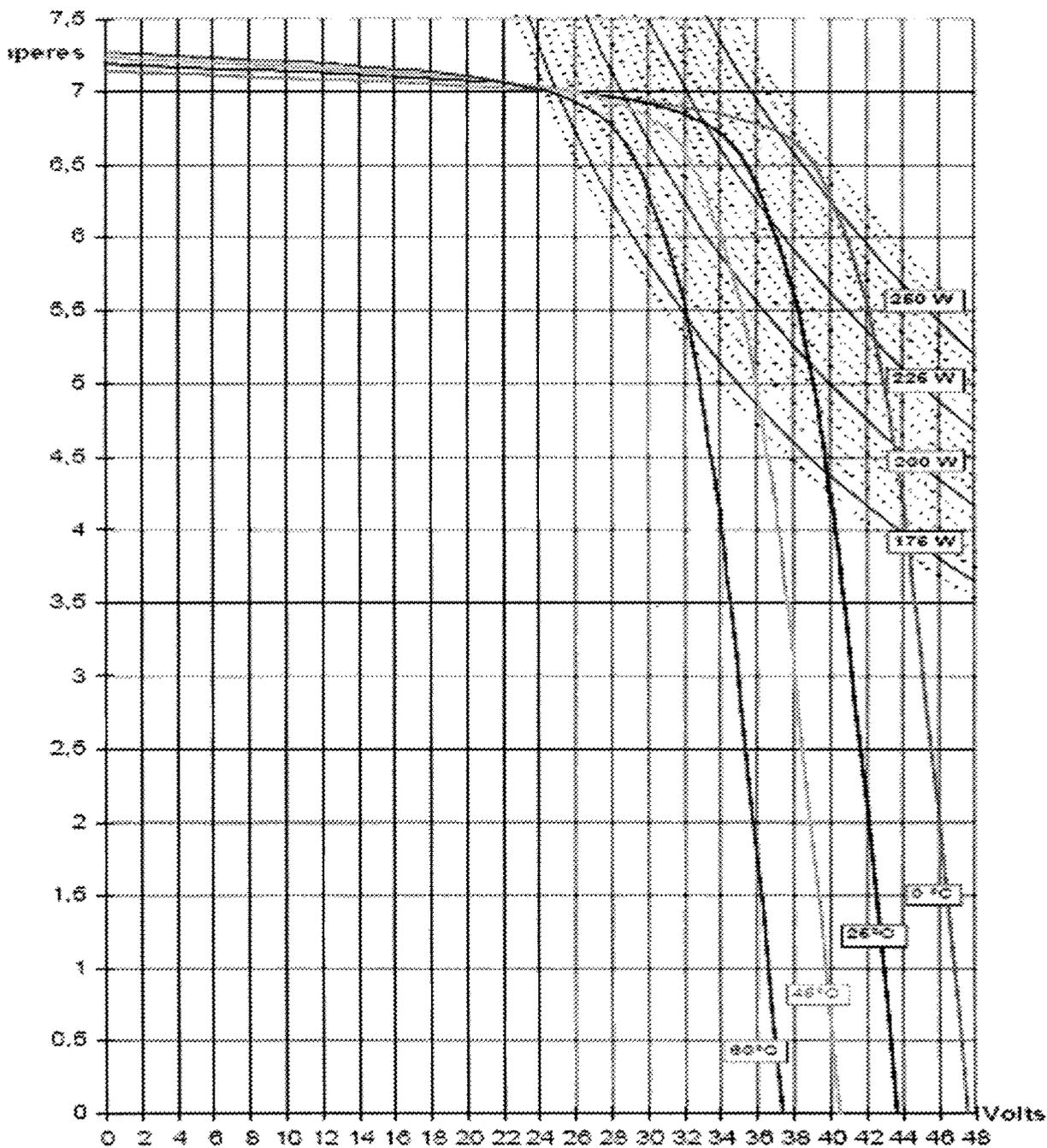




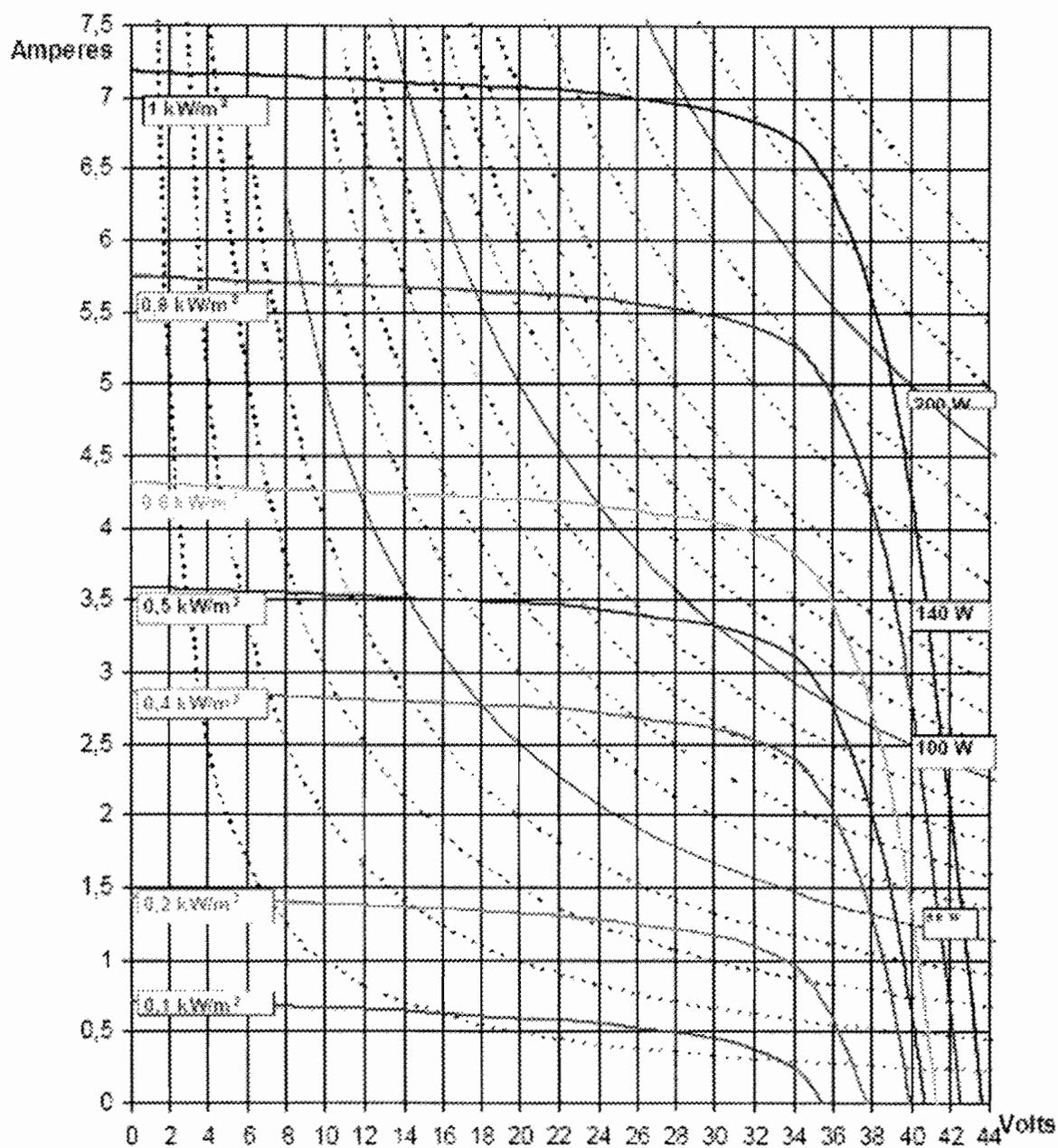
Annexe 2 : Courbes de l'intensité en fonction du courant

CARACTERISTIQUES DU MODULE à Ptyp : 230 Watts (24V)

$I=F(V)$ à $E=1 \text{ kW/m}^2$, $AM=1,5$ en fonction de la température de jonction

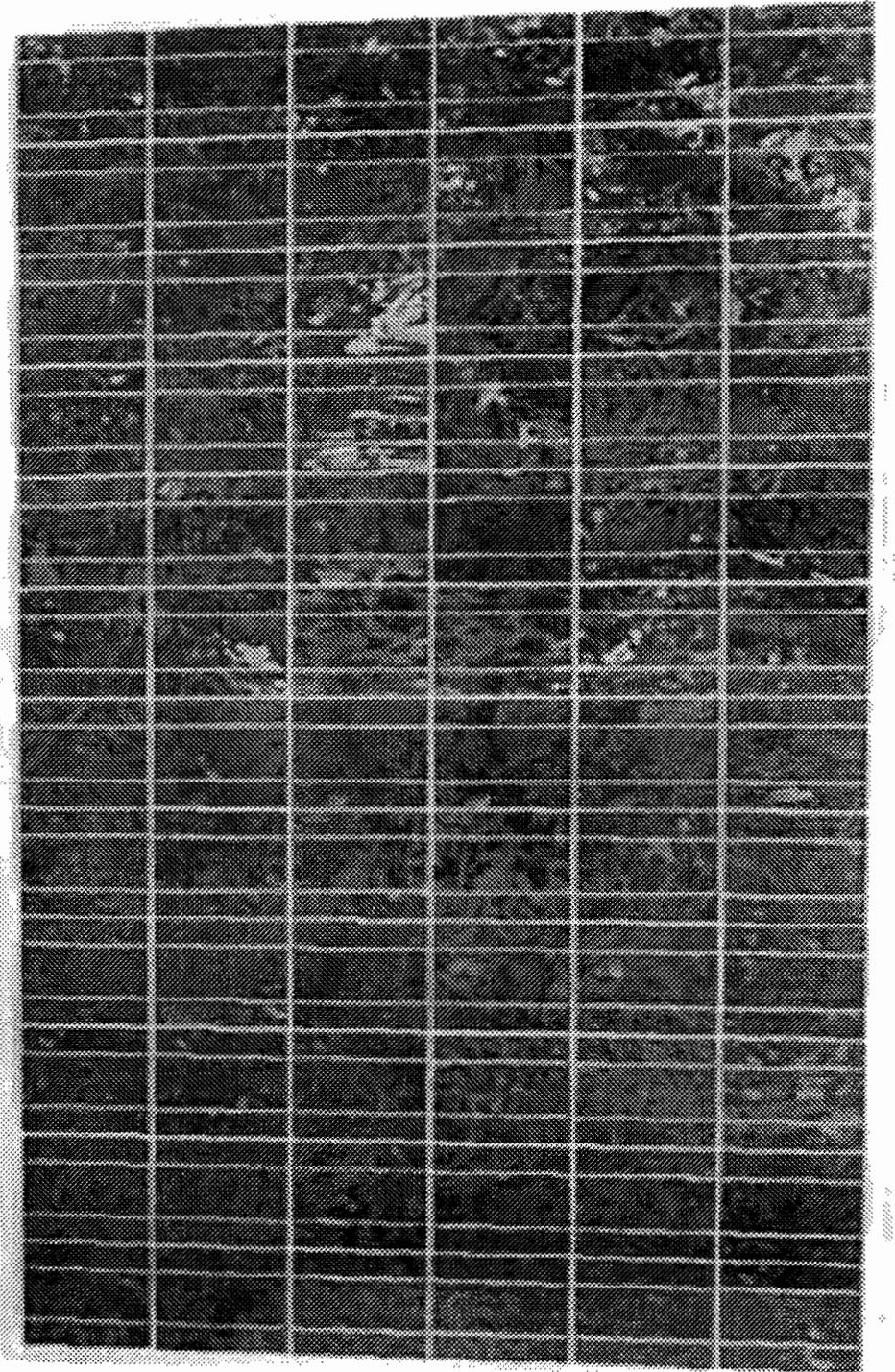


I=F(V) à T = 25°C en fonction de l'irradiance E (kW / m²), AM 1,5.



Annexe 3 : Portrait du panneau photovoltaïque

Photo :

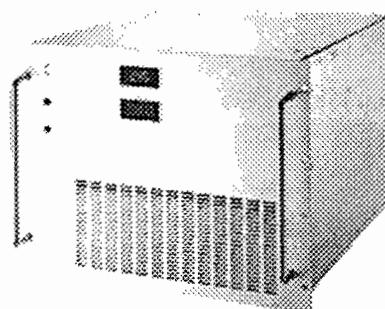


Annexe 4 : Caractéristiques de l'onduleur

- Plage de tension d'entrée : 12 à 640 VCC
- Tension de sortie : 15/230 en monophasé ou 200/400/480 en triphasé
- Fréquences de sortie : 50/60/400 Hz
- Plage de puissance de sortie : 200VA à 30kVA
- Nature du signal de sortie : onde sinusoïdale

En option

- Visualisation des tensions d'entrée et de sortie
- Protection de polarité du coté continu
- Montage mural



Annexe 5 : Feuille de calcul du logiciel RETScreen**Évaluation de la ressource solaire et calcul de la charge RETScreen® - Projet d'installation photovoltaïque**

Latitude du site et position du champ PV		Données	Notes/Plage
Station météorologique la plus proche du projet		louga	<i>voir la base de données météorologiques</i>
Latitude du lieu du projet	°N	13,9	-90,0 à 90,0
Système de positionnement du champ PV	-	Fixe	
Inclinaison du champ PV	°	15,0	0,0 à 90,0
Orientation du champ PV p/r à l'azimut	°	0,0	0,0 à 180,0

Données mensuelles					
Mois	Portion d'utilisation du système dans le mois (0 - 1)	Moyenne mensuelle du rayonnement quotidien sur l'horizontale (kWh/m ² /j)	Température moyenne mensuelle (°C)	Moyenne du rayonnement quotidien sur le champ PV (kWh/m ² /j)	Fraction solaire mensuelle (%)
janvier	1,00	4,84	23,4	5,45	-
février	1,00	5,59	24,9	6,05	-
mars	1,00	6,35	30,2	6,54	-
avril	1,00	6,31	33,2	6,16	-
mai	1,00	6,29	33,5	5,91	-
juin	1,00	6,31	31,9	5,81	-
juillet	1,00	5,76	28,5	5,38	-
août	1,00	5,43	28,2	5,23	-
septembre	1,00	5,49	29,5	5,52	-
octobre	1,00	5,52	30,1	5,86	-
novembre	1,00	4,82	29,0	5,35	-
décembre	1,00	4,41	26,0	4,99	-
			Annuel	Période d'utilisation	
Rayonnement solaire sur l'horizontale		MWh/m ²	2,04	2,04	
Rayonnement solaire sur la surface inclinée		MWh/m ²	2,07	2,07	
Température moyenne		°C	29,0	29,0	

Caractéristiques de la charge		Données
Type d'application	-	Raccordé au réseau

Annexe 6 : Equipements pour l'installation du système

**Liste type des instruments de mesure nécessaires
à une installation de pompage solaire**

Équipements de mesure

Multimètres (2)

Pince ampèremétrique AC/DC à valeur RMS ou 2 shunt de courant 20 A et 50 A

Fréquencemètre (pour onduleurs)

Solarimètre

Débitmètre ou seau et chronomètre

Niveau d'eau pour le puits ou le forage

Manomètre (normalement inclus avec la pompe)

Traceur de courbe IV (facultatif)

Liste type des outils nécessaires à une installation de pompage solaire

Liste type d'outils

Mètre	Pince ajustable
Boussole	Clés Allen
Niveau	Marqueur, collants, etc.
Inclinomètre	Ruban électrique
Ligne de plombier	Lampe
Gants de travail	Limes
Perceuse manuelle ou perceuse électrique portative	Silicone
Mèches pour bois et métal	Huile pénétrante
Marteau	Couteau
Ciseau à froid	Connecteurs
Petite scie à métal	Fusil à souder au gaz et étain
Tournevis divers avec poignée isolée	Hydromètre pour batteries (systèmes avec batterie)
Assortiment de clés plates	Thermomètre
Assortiment de douilles et clés à cliquet	ou sonde de température
Pincés avec poignée isolée (dénudeur, bec plat et bec long)	Pelle

Annexe7 : Fiche de réception et de suivi de la station de pompage

Fiche de réception et de suivi de la station de pompage photovoltaïque

Site _____ Fonction _____

Pays _____

Responsabilité _____

Installation établie le : _____

Établie par : _____

Contrôle visuel

Inscrire : BON ou MAUVAIS, si MAUVAIS, noter dans OBSERVATIONS

Aspect général : _____

Câble pompe (visible) : _____

Clôture : _____

Conduite de refoulement : _____

Module : _____

Compteurs : _____

Câbles mod./onduleur _____

Total m³ affiché : _____

Onduleur : _____

Robinetterie : _____

Mesure des rendements

Faire 3 mesures à une demi-heure d'intervalle

	1	2	3	Notes
Heure :	_____	_____	_____	_____
Température extérieure (°C) :	_____	_____	_____	_____
Température cellules (°C) :	_____	_____	_____	_____
Niveau dynamique (m) :	_____	_____	_____	_____
Pression de refoulement (bar) :	_____	_____	_____	_____
Tension entrée onduleur (V) :	_____	_____	_____	_____
Intensité entrée onduleur (A) :	_____	_____	_____	_____
Tension sortie onduleur U-V (V) :	_____	_____	_____	_____
Tension sortie onduleur U-W (V) :	_____	_____	_____	_____
Tension sortie onduleur V-W (V) :	_____	_____	_____	_____
Intensité sortie onduleur U (A) :	_____	_____	_____	_____
Intensité sortie onduleur V (A) :	_____	_____	_____	_____
Intensité sortie onduleur W (A) :	_____	_____	_____	_____
Débit instantané (l/s ou m ³ /h) :	_____	_____	_____	_____

Observations :

Pièce(s) remplacée(s) :

Signatures

Le représentant du comité de gestion : _____

L'installateur ou technicien SAV : _____

Annexe 8 : Fiche d'identité de la station de pompage**Fiche d'identité de la station de pompage photovoltaïque**

Site		Fonction	
N° de Site			
Responsabilité			

Installation

Établie le :	
--------------	--

Renseignements généraux

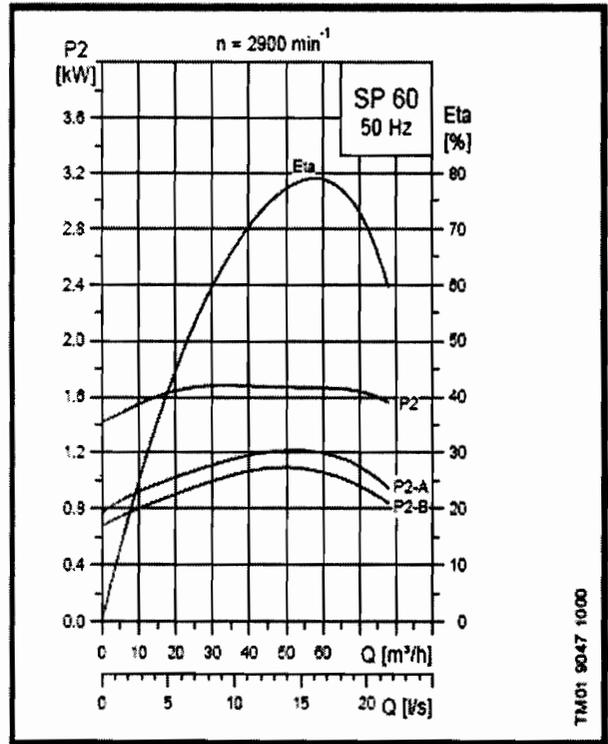
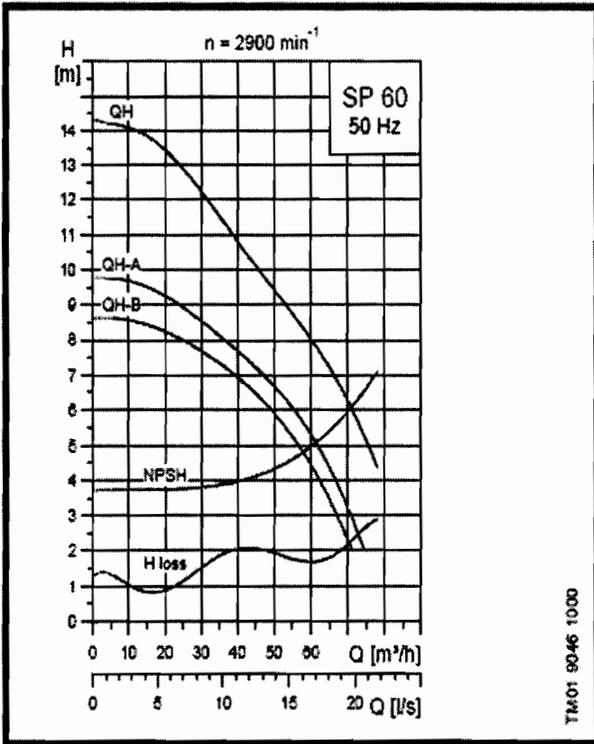
Constructeur		N° de commande	
Fournisseur		Date de la commande	
Projet		Date de la mise en service	

Caractéristiques techniques

Forage					
	Diamètre		pouces	Niveau statique	m
	Profondeur totale		m	Niveau dynamique	m
	Long. du tubage		m	Rabattement	m
	Diam. crépine		pouces	Tuyau (flexible)	m
Pompe					
	Type			HMT nom.	m
	Marque			Rendement	%
	Nb d'étages			Débit nom.	m ³ /h
Stockage					
Réservoir	Volume		m ³	Hauteur réservoir	m
	Vol/j requis		m ³	Long. tuyauterie	m
				Pertes de charge	m
Distribution	Nb de bornes				
	Description du réseau				
Champ PV					
Champ	Puissance		Wc	Tension max.	V
				Intensité max.	A
Modules	Puissance		Wc	Configuration	Série
	Marque				Parallèle
	Type				
Moteur					
	Marque			Puissance	W
	Type			Tension nom.	V
				Intensité nom.	A
Onduleur/Convertisseur					
	Marque			Puissance	W
	Type			Intensité par ph	A
	Nb de phases			Tension sortie	V
	Tension entrée		V	Fréquence	Hz
	Intensité sortie		A	Rendement nom	%

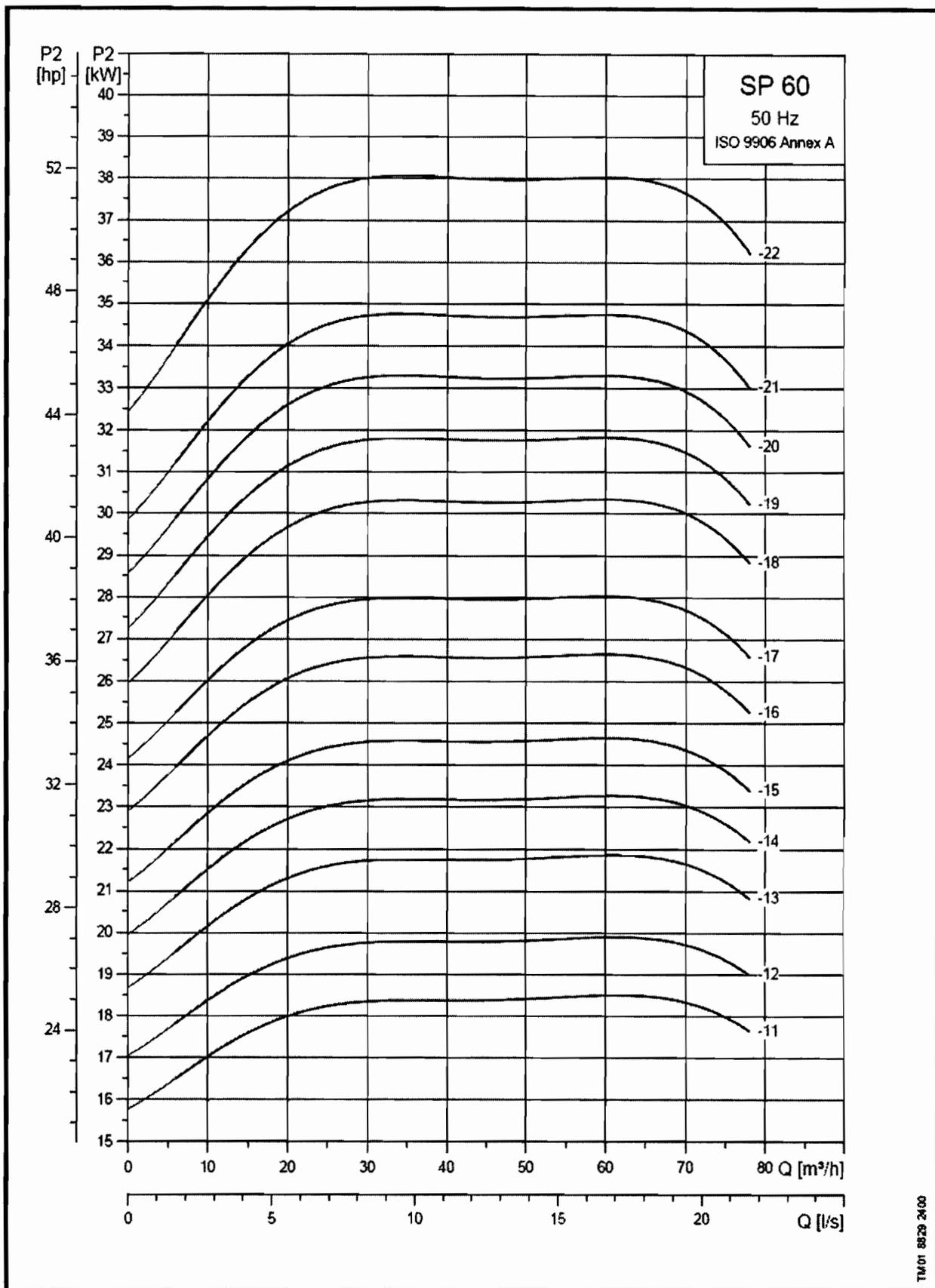
Annexe 9 : Courbes caractéristiques de la motopompe de F2

Courbes pour 1 étage



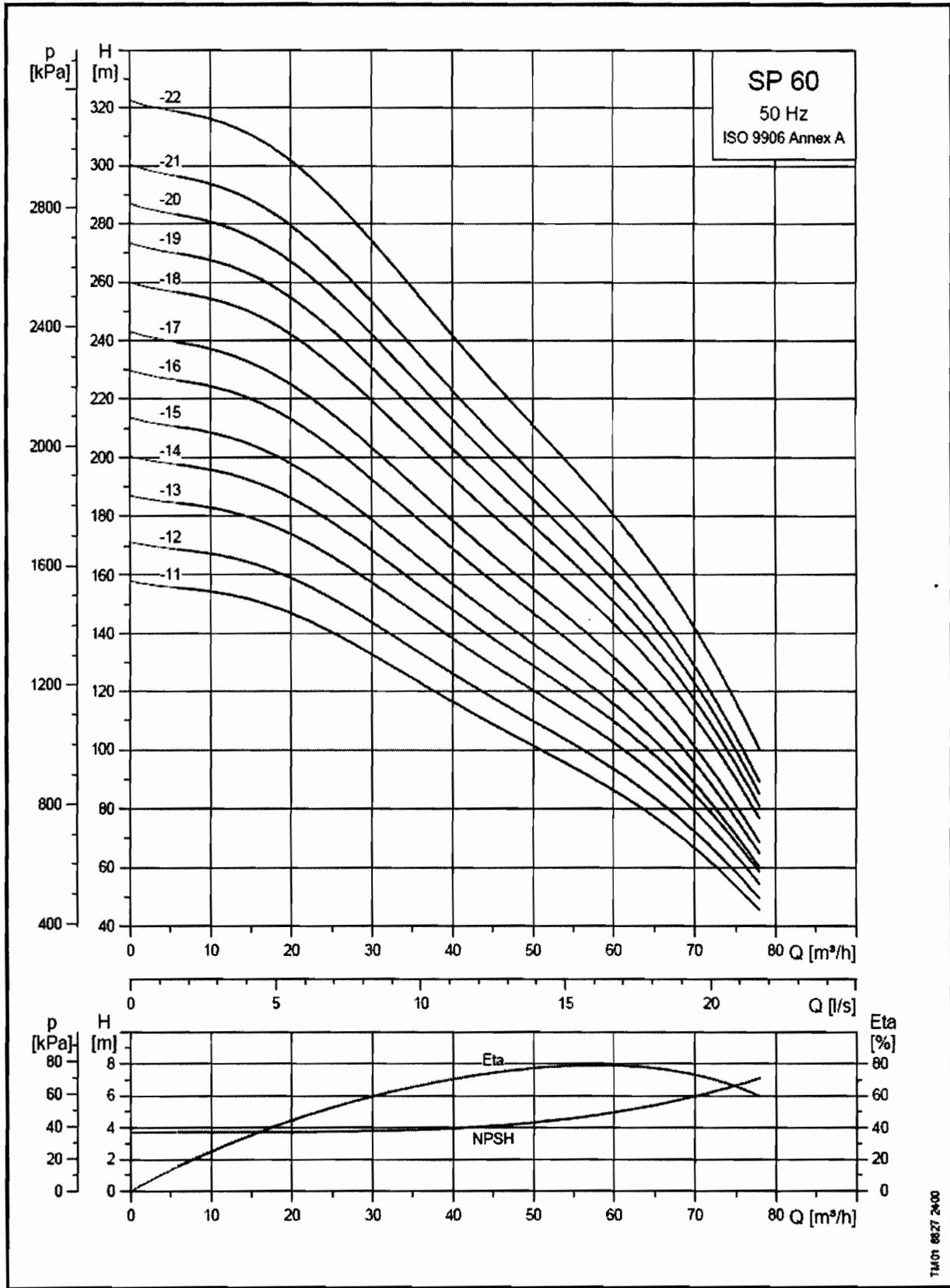
Courbes de puissance

Pompes immergées
SP 60



Courbes de performances

Pompes immergées
SP 60

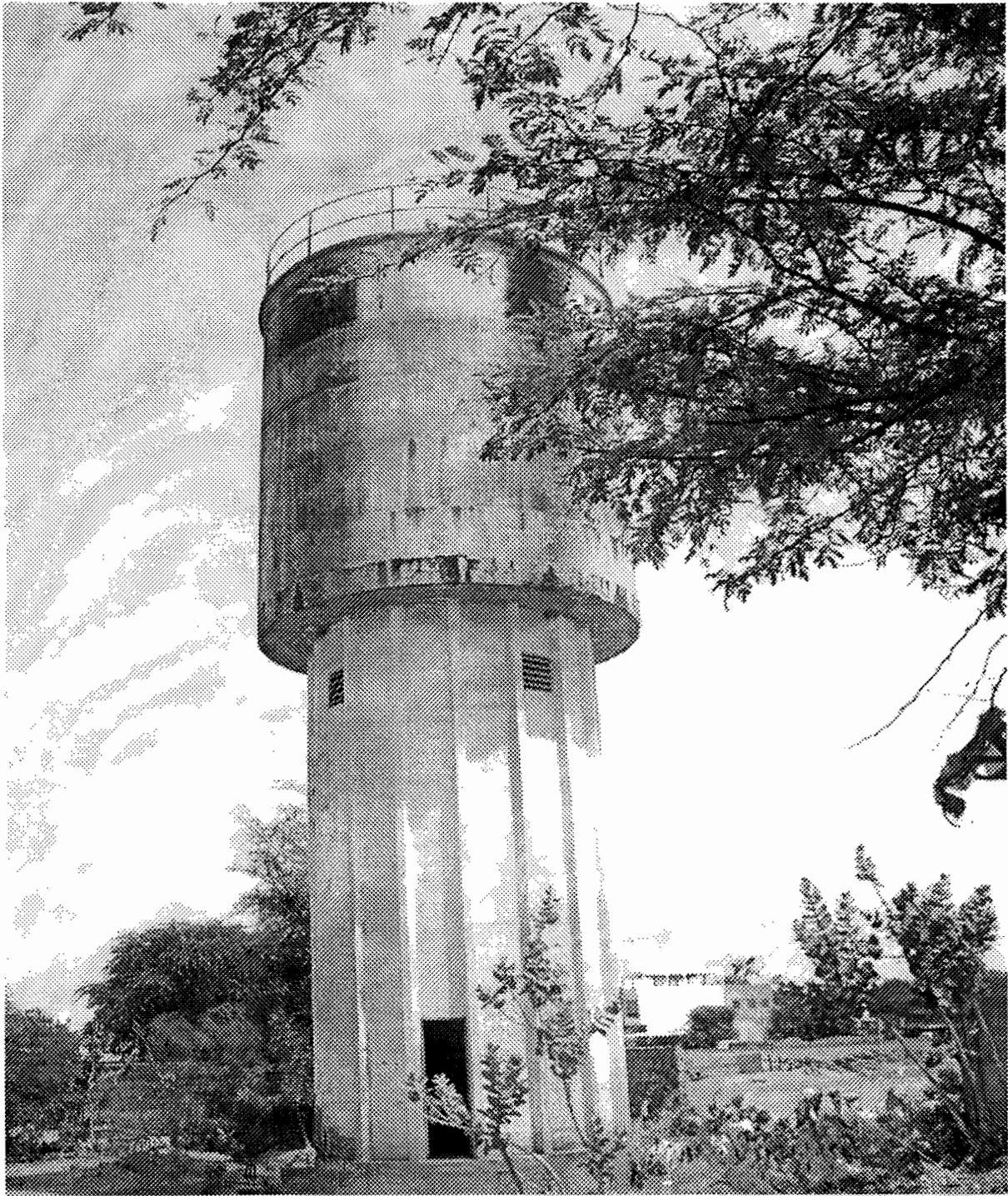


07-01/SP A, SP

GRUNDFOS

Annexe 10 : visuel des trois forages

Forage F1



Forage F2





Forage F3

