



ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE

Mémoire

Présentée par :

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Belkacem BOUZIDI

Pour l'obtention du titre de

MAGISTER EN ELECTRONIQUE

Option: Electricité Solaire

Thème

Analyse de la faisabilité et de la rentabilité
économique de systèmes de pompage d'eau
par énergie solaire photovoltaïque

Soutenu publiquement le : .../.../2004

Devant les membres du jury composé de :

M. D. Berkani	Professeur – E.N.P	Président
M. M. Haddadi	Professeur – E.N.P	Rapporteur
M. A. Malek	Maître de Recherche – C.D.E.R	Rapporteur
M. M. Belhamel	Directeur de Recherche – C.D.E.R	Examineur
M. Z. Terra	Doc Ing Chargé de Cours – E.N.P	Examineur
M.. C. Larbes	Phd Chargé de Cours – E.N.P	Examineur

MOOSTA/ONEB

MOOSTA/ONEB
MOOSTA/ONEB
MOOSTA/ONEB

Dédicaces

A ma mère, à mon père.

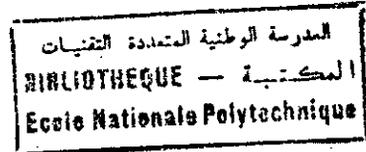
A ma femme, à mes enfants.

A mes frères et sœurs.



RECEIVED
FEBRUARY 21 1964
U.S. DEPARTMENT OF AGRICULTURE
WASHINGTON, D.C.

Avant propos



Le présent travail, traitant de la problématique de la rentabilité économique des systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque a été effectué à la division Energie Solaire Photovoltaïque du Centre de Développement des Energies Renouvelables (C.D.E.R). Cela, dans le cadre de la convention de coopération entre la division et le Département d'Electronique de l'Ecole Nationale Polytechnique (E.N.P).

Que Messieurs M. Haddadi et A. Malek respectivement Professeur (E.N.P) et Maître de Recherche (C.D.E.R), qui ont défini et dirigé ce travail, trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude pour leur disponibilité et leurs conseils.

Pour le soutien constant dont il a fait preuve, que Monsieur M. Belhamel Directeur de Recherche et Directeur du Centre de Développement des Energies Renouvelables, reçoive le témoignage de ma sincère reconnaissance.

Que Monsieur D. Berkani, Professeur à l'école Nationale Polytechnique trouve ici, l'expression de mes remerciements de m'avoir fait l'honneur de présider ce jury.

Mes remerciements s'adressent également à Messieurs Z. Terra et C. Larbes Chargés de Cours à l'école Nationale Polytechnique, à Monsieur M Belhamel, Directeur de Recherche et Directeur du Centre de Développement des Energies Renouvelables, pour avoir accepté d'examiner et de juger ce travail.

Mes remerciements aux enseignants de la Post Graduation de l'Option Electricité Solaire de l'Ecole Nationale Polytechnique, et à mes collègues du Centre de Développement des Energies Renouvelables pour leur aide et soutien et à tout ceux qui ont contribué à la réalisation de ce travail.

Handwritten text, possibly a date or reference number, located in the top left corner of the page.

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Nomenclature

1950
1951
1952
1953
1954
1955
1956
1957
1958
1959
1960
1961
1962
1963
1964
1965
1966
1967
1968
1969
1970
1971
1972
1973
1974
1975
1976
1977
1978
1979
1980
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987
1988
1989
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025

Nomenclature

المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Alb	Albédo	
A	Amortissement d'un investissement	
B	Angle d'inclinaison	[degré]
β	Coefficient de trouble atmosphérique	
C_j	Consommation journalière	[Wh/j]
C	Condensateur de filtrage	[Farad]
Cu	Couple utile	[N.m]
C_0	Coût initial	
C_R	Coût de transport par Km	
C_{10}	Coût du carburant à la pompe	
Cond	Coût de l'onduleur	
Cmp	Coût de l'électropompe	
Cres	Coût du réservoir de stockage d'eau	
Cp	Coût du forage	
Cacc	Coût des accessoires	
Cbat	Coût de la batterie électrochimique	
C'_{gd}	Coût du groupe électrogène	
Cinst	Coût de l'installation pour le système de pompage par GE	
Camgt	Coût de l'aménagement pour le système de pompage par GE	
Cons/h	Consommation de carburant par heure de fonctionnement du GE	[l/h]
Cdiv	Coût de prise en charge pour le système de pompage par GE	
D_j	Durée du jour	[heure]
D_0	Dépense initiale	
D^*	Eclairement solaire diffus	[W/m ²]
D	Irradiation journalière diffuse	W/m ² /j]
d	Taux d'escompte	[%]
E_{hydr}	Energie hydraulique	[Wh/j]
E.pompe	Energie électrique	[Wh/j]
E_{Gen}	Energie fournie par le générateur photovoltaïque	[Wh/j]
e	Charge de l'électron	$1,6 \cdot 10^{-19}$ C
E_t	Energie journalière de la charge	[kWh]
fm	Fréquence de la tension modulatrice	[Hertz]
fp	Fréquence de la tension porteuse	[Hertz]
f	Fréquence	[Hertz]
Ft	Facteur d'actualisation	
G_0	Irradiation journalière sur un plan horizontal	[Wh/m ²]
G^*	Eclairement solaire global	[W/m ²]
g	Glissement	
Hmt	Hauteur manométrique totale	[m]
H_{GH}	Irradiation globale sur le plan horizontal	[Wh/m ²]
H_0	Irradiation extra terrestre	[Wh/m ²]
H_{DFH}	Irradiation diffuse sur le plan horizontal	[Wh/m ²]
H_{DRH}	Irradiation directe sur le plan horizontal	[Wh/m ²]
H_{DFI}	Irradiation diffuse sur le plan incliné	[Wh/m ²]
H_{DRI}	Irradiation directe sur le plan incliné	[Wh/m ²]
H_{GI}	Irradiation globale sur le plan incliné	[Wh/m ²]
h	Hauteur du soleil	[m]

Hid	Hauteur idéale de la pompe	[m]
Hth	Hauteur théorique de la pompe	[m]
Hfr	Pertes de charge dues aux frottements	[m]
Hch	Pertes de charge dues aux chocs	[m]
Hmp	Durée de vie en heures du groupe électropompe	[heures]
Hgd	Durée de vie en heures du groupe électrogène	[heures]
Hacc	Durée de vie en heures des accessoires	[heures]
i	Taux d'intérêt	[%]
I ₀	Investissement initial	
I _d	Courant de saturation de la diode	[Ampères]
I _{sc}	Courant de court-circuit	[Ampères]
I _{max}	Courant correspondant au point de la puissance maximale	[Ampères]
I _{sh}	Courant traversant la résistance shunt (R _{sh})	[Ampères]
I _c	Courant généré par la cellule	[Ampères]
I _s	Taux d'inflation	[%]
J	Jour type du mois	
K	Constante de Boltzmann	$1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$
K _{fr}	Coefficient relatif à la pompe	
K _c	Coefficient relatif à la pompe	
K _p	Constante du couple utile de la pompe	[N.m/(rad/s) ²]
K _f	Constante du couple de frottement de l'arbre	[N.m/(rad/s)]
K _s	Constante du couple des pertes de rotation	[N.m]
m	Facteur d'idéalité de la diode	
η _{mp}	Rendement de l'électropompe	[%]
η _{ond}	Rendement de l'onduleur	[%]
η ₀	Rendement du module sous STC	[%]
NOCT	Température nominale d'opération cellule	[°C]
η _m	Rendement du module	[%]
NMS	Nombre de modules en série	
NMP	Nombre de modules en parallèle	
n	Durée de vie de l'équipement	[Année]
N _s	Vitesse de synchronisme	[tr/s]
N	Vitesse relative du liquide	[m/s]
N1	Durée de vie active du générateur photovoltaïque	[Année]
N2	Durée de vie active de l'onduleur	[Année]
N3	Durée de vie active du groupe électropompe	[Année]
N4	Durée de vie active du réservoir de stockage d'eau	[Année]
N5	Durée de vie active du forage	[Année]
N6	Durée de vie active de la batterie électrochimique	[Année]
N7	Durée de vie active des accessoires divers	[Année]
NH	Nombre d'heures de fonctionnement du GE par jour	[heures]
N11	Durée de vie de l'installation pour le système de pompage par GE	[Année]
N12	Durée de vie de l'aménagement	[Année]
N13	Durée de vie du réservoir de stockage d'eau	(=N4)
N14	Durée de vie du forage	(=N5)
P	Paire de pôles	
Q	Débit	[m ³ /j]
Q ₀	Débit pour lesquels les pertes dues aux chocs sont nulles	[l/s]
R ₀	Recettes initiales	
R	Recettes nettes	

R*	Eclairement solaire réfléchi	[W/m ²]
Rs	Résistance série	[Ω]
Rsh	Résistance shunt	[Ω]
R1	Rayon du cercle intérieur de la pompe	[Ω]
R2	Rayon du cercle extérieur de la pompe	[Ω]
S _M	Surface du module	[m ²]
S	Somme	
S _n	Somme S dans n années	
SS ₀	Durée maximale d'ensoleillement	[heure]
SS	Durée effective d'ensoleillement	[heure]
S*	Eclairement solaire direct	[W/m ²]
T _{am}	Température ambiante	[°C]
\bar{T}_c	Température cellule journalière moyenne	[°C]
TIR	Taux interne de rentabilité (r)	[%]
T	Transistor de puissance	
T _{max}	Température ambiante maximale	[°C]
T _{min}	Température ambiante minimale	[°C]
T _c	Température de fonctionnement de la jonction	[°Kelvin]
t	Taux d'actualisation	[%]
T _e	Temps de fonctionnement du groupe	[heure]
TL	Facteur de trouble de Link	
U _{ch}	Tension de charge	[Volts]
VAN	Valeur actuelle nette	
V _d	Tension aux bornes de la diode	[Volts]
V _{max}	Tension correspondante au point de la puissance maximale	[Volts]
V _{oc}	Tension en circuit ouvert	[Volts]
V _m	Tension modulatrice	[Volts]
V _p	Tension de la porteuse	[Volts]
V	Tension d'alimentation du stator	[Volts]
V _c	Tension aux bornes de la cellule	[Volts]
ω	Angle horaire	[degré]
ψ	Latitude du lieu d'installation	[degré]
δ	Déclinaison	[degré]
α	Élévation du soleil	[degré]
γ	Variation du rendement du module	[%/°C]
σ	Taux d'ensoleillement	
μV _{oc}	Coefficient de température de la tension en circuit ouvert	[V/°C]
μI _{sc}	Coefficient de température du courant en court circuit	[mA/°C]
τ	Taux de fonctionnement annuel du système de pompage par GE	[%]

SECRET
NOFORN
UNCLASSIFIED

Table des matières

المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Introduction générale

1

**Chapitre 1 : Critères micro économiques de choix
de projets d'investissement**

1.1	Introduction.....	5
1.2	Principe de l'actualisation.....	5
1.3	Calcul économique et modalités de choix des investissements.....	6
1.3.1	Les composantes de base d'un projet d'investissement.....	6
1.4	Actualisation des investissements.....	7
1.4.1	Bénéfice actualisé.....	7
1.4.2	Méthode d'actualisation des recettes et des dépenses.....	8
1.5	Les critères de choix d'investissement.....	8
1.5.1	Le taux interne de rentabilité (T.I.R.).....	9
1.5.2	La valeur actuelle nette (V.A.N).....	10
1.5.3	Comparaison des deux critères retenus.....	11
1.6	Conclusion.....	11

Chapitre 2 : Les systèmes de pompage de l'eau

2.1	Introduction.....	13
2.2	Le pompage de l'eau dans les régions arides.....	14
2.3	Compétition des techniques de pompage de l'eau.....	15
2.3.1	Le pompage manuel.....	15
2.3.2	Le pompage par énergie éolienne.....	16
2.3.3	Le pompage par groupe électrogène.....	18
2.3.4	Le pompage par énergie solaire photovoltaïque.....	18
2.4	Le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque.....	18
2.4.1	Le générateur photovoltaïque.....	19
2.4.2	Le conditionnement de puissance.....	22
2.4.3	Les groupes électropompes.....	24
2.5	Le système de pompage adopté.....	27
2.6	Conclusion.....	28

Chapitre 3 : Modélisation du système de pompage photovoltaïque

3.1	Introduction.....	29
3.2	Le rayonnement solaire.....	30
3.2.1	Les aspects physiques.....	30
3.2.2	Les aspects énergétiques.....	32
3.3	La cellule photovoltaïque.....	37
3.3.1	Le modèle de la température ambiante.....	37
3.3.2	Le modèle de la cellule photovoltaïque.....	38
3.4	Le moteur asynchrone.....	42
3.4.1	Constitution et principe de fonctionnement du moteur asynchrone.....	42
3.4.2	Modélisation du moteur asynchrone.....	43
3.4.3	Représentation des caractéristiques mécaniques du moteur asynchrone.....	44
3.5	La pompe centrifuge.....	46
3.5.1	Le modèle de la pompe centrifuge.....	46
3.6	Conclusion.....	49

Chapitre 4 : Analyse économique des systèmes de pompage de l'eau

Etude de cas : par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène

4.1	Introduction.....	51
4.2	Problématique et enjeux.....	51
4.3	Considération pour la conception des systèmes de pompage.....	53
4.3.1	Analyse des besoins et des conditions d'exploitation.....	53
4.3.2	Les besoins en eau.....	54
4.4	Les systèmes de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène.....	55
4.4.1	Le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque.....	55
4.4.2	Le système de pompage par groupe électrogène.....	56
4.4.3	Analyse des conditions d'utilisation des équipements.....	57
4.4.4	Les équipements types pour le système de pompage.....	58
4.5	Analyse économique des systèmes de pompage de l'eau.....	65
4.5.1	La théorie de l'investissement dans un projet énergétique.....	65
4.5.2	Le coût global actualisé.....	66
4.5.3	L'économie appliquée à l'énergie solaire photovoltaïque et le coût global actualisé du kWh électrique.....	66
4.5.4	Analyse économique de système de pompage destiné à l'irrigation.....	68
4.5.5	Coût et économie des systèmes de pompage.....	69
4.5.6	Analyse économique des systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque.....	74
4.5.7	Analyse économique du système de pompage par groupe électrogène.....	77
4.6	Conclusion.....	79

Chapitre 5 : Optimisation technico économique des systèmes de pompage de l'eau – Résultats et interprétations

5.1	Introduction.....	81
5.2	Description des systèmes.....	81
5.2.1	Caractéristiques du site d'installation.....	81
5.2.2	Profil des équipements des systèmes de pompage de l'eau.....	82
5.3	Optimisation technico économique des systèmes de pompage de l'eau par énergie photovoltaïque et par groupe électrogène.....	85
5.3.1	Algorithme principal.....	86
5.3.2	Introduction des besoins journaliers en eau.....	88
5.3.3	Irradiation globale sur le plan incliné.....	91
5.3.4	Dimensionnement du générateur photovoltaïque.....	94
5.3.5	Coûts de l'investissement et de l'amortissement du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque.....	99
5.3.6	Coût de l'entretien et de la maintenance du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque.....	102
5.3.7	Coût global actualisé du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque et le coût global actualisé du m ³ d'eau pompé.....	105
5.3.8	Coûts de l'investissement et de l'amortissement du système de pompage par groupe électrogène.....	106
5.3.9	Coût de l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance du système de pompage groupe électrogène.....	112
5.3.10	Le coût global actualisé et le coût du m ³ d'eau pompé par groupe électrogène.....	115
5.3.11	Comparaison des coûts du m ³ d'eau pompé par les deux systèmes.....	116
5.4	Résultats et interprétations.....	118
5.4.1	Les coûts de l'investissement.....	118
5.4.2	Les coûts des systèmes de pompage.....	119
5.4.3	Le coût du watt crête d'un système de pompage par énergie solaire photovoltaïque.....	121
5.4.4	Le coût du m ³ d'eau pompé par les deux systèmes.....	122
5.4.5	La relation entre la hauteur manométrique totale et le coût du m ³ d'eau pompé.....	124
5.4.6	Influence du taux d'utilisation du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque sur le coût du m ³ d'eau pompé.....	125
5.4.7	Influence du taux d'actualisation sur le coût du m ³ d'eau pompé.....	126
5.5	Conclusion	127
	Conclusions générales	129
	Références bibliographiques	133

Annexes

Annexe 1	La pompe centrifuge.....	137
Annexe 2	Conception par abaques des systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque.....	139
Annexe 3	Optimisation technico économique des systèmes de pompage.....	
	1. Base de données – Electropompes – Courbes de performance.....	142
	2. Base de données – Convertisseurs DC/AC.....	143
	3. Base de données – Rayonnement.....	144
	4. Base de données – Modules photovoltaïques.....	145
	5. Base de données – Groupes électrogènes.....	146

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Introduction Générale

100-100000-100000
100-100000-100000
100-100000-100000

Introduction générale

Les systèmes solaires peuvent utilement contribuer à satisfaire la demande d'électricité dans les zones isolées de faible densité. Les besoins en électricité dans ces zones rurales éloignées, est généralement faible de ce fait. L'électricité photovoltaïque s'avérerait plus économique que d'autres sources conventionnelles (Diesel par exemple).

Tout développement durable et auto soutenable dans ces régions doit viser en premier lieu à sécuriser et à accroître la production primaire (agricole, pastorale et forestière) seule garante de l'autosuffisance vivrière et les besoins en eau potable, considérés stratégiques dans la vie quotidienne des habitants.

Cette production primaire dépend elle-même étroitement de la maîtrise du facteur énergie, dont l'importance est perceptible à tous les stades du développement productif végétal ou animal. La stratégie pour le développement agricole dans les régions isolées doit intégrer comme l'un de ses objectifs prioritaires la maîtrise de l'eau qui se confond pour l'essentiel avec la maîtrise de l'énergie pour le pompage.

Dans les régions isolées, et de part leur pauvreté, la terre demeure la seule richesse et investissement. Malheureusement, à cause de l'aridité du climat, l'exhaure de l'eau à diverses profondeurs (suivant le site), demeure nécessaire pour l'irrigation de leur terre.

Leur électrification constitue un marché potentiel pour les systèmes d'énergie photovoltaïque. Toutefois, si ces systèmes ont été étudiés et améliorés aux cours des deux dernières décennies, leur développement à une échelle significative ne sera possible que dans la mesure où l'on aura une idée claire du marché qui leur est ouvert en terme de compétitivité technico-économique.

La nécessité d'analyser la rentabilité économique présente et future de l'énergie solaire photovoltaïque est indispensable afin de juger si elle peut se développer à grande échelle. Or, la plupart des analystes classiques mettent en doute leur rentabilité économique, la mobilisation du capital nécessaire à l'investissement initial est présentée comme un obstacle rédhibitoire.

Pour certains cas, les systèmes de pompage pour l'irrigation et l'eau potable décentralisés restent la solution unique. En effet, la majorité de ces localités se situent dans des zones enclavées, dispersées et éloignées du réseau d'électricité, et qui seront confrontées au problème de l'alimentation électrique. A priori, les solutions d'alimentation électrique décentralisées destinées à ces régions sont : l'énergie conventionnelle (groupe électrogène), l'énergie solaire ou l'énergie éolienne.

Les principales questions qui se poseraient que ce soit pour les utilisateurs (bénéficiaires) ou pour les techniciens seraient alors :

- En l'absence du réseau électrique conventionnel, quelle serait la solution énergétique qui conviendrait pour tel ou tel usage ?
- L'installation acquise et réalisée, sera-t-elle rentable durant la durée de vie effective du projet ?
- Quelle est la limite de la rentabilité économique des systèmes d'énergies renouvelables ?

Le choix technico-économique de l'une des formes de ces 3 sources d'énergies est tributaire de plusieurs facteurs dont notamment, la puissance électrique requise, le coût d'investissement, le coût d'exploitation, d'entretien, le site d'installation et les contraintes d'accès.

L'analyse économique de tout système énergétique revêt une importance capitale, car elle conditionne la compétitivité entre les différentes sources envisagées. A cet effet, nous présentons une méthode de calcul des différents coûts dans le présent document et plus particulièrement une comparaison entre deux systèmes de pompage d'eau présentant le même service rendu, l'un alimenté par énergie solaire photovoltaïque et l'autre par un groupe électrogène.

Cette analyse permet d'évaluer exactement les coûts inhérents à chaque installation de pompage qui comprennent notamment : le coût de l'investissement, le coût de remplacement, le coût de l'entretien et de la maintenance, la consommation d'énergie s'il y a lieu (coût d'exploitation), le lieu d'approvisionnement en carburant, qui sont les parties les plus importantes.

La raison fondamentale de cette analyse est double. Premièrement, c'est une analyse économique qui permet d'évaluer la meilleure solution de pompage en terme de coût. Deuxièmement, elle est bénéfique pour l'environnement écologique, car elle évite le gaspillage énergétique. Ces deux facteurs sont des aspects essentiels dans la prise de décision d'une part.

D'autre part, on peut constater la tendance générale suivante : le prix du kilowattheure est à la hausse, en tant que ressource limitée. Cela rend d'autant plus important la nécessité de sélectionner les meilleures solutions de pompage en terme d'économie d'énergie.

Le travail présenté dans ce mémoire a pour objectif l'étude technico économique d'un système énergétique pour le pompage d'eau, en vue :

- de concevoir des bases de données relatives aux sous systèmes et permettant la conception du système en fonction des exigences du site et de la rentabilité économique du système envisagé,
- d'établir un outil fiable pour le dimensionnement des systèmes énergétiques,
- de développer des outils de dimensionnement optimal en fonction des besoins exprimés,

- de réaliser des analyses technico-économiques de quelques configurations élémentaires ou de variantes de divers systèmes pour la production de l'électricité, destinées au pompage de l'eau.

Dans le premier chapitre, les différentes définitions et formules mathématiques financières ont été abordées avant de présenter les différentes méthodes de calcul pour aboutir au choix d'un projet énergétique, ainsi que les critères de comparaison ayant abouti à ce choix;

Après avoir présenté les différentes sources d'énergies existantes, renouvelables et conventionnelles (manuelle, éolienne, groupe électrogène, photovoltaïque) dans le deuxième chapitre, nous focalisons notre attention sur la production d'électricité par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène représentant la source d'énergie conventionnelle la plus répandue dans les régions isolées. Ainsi, les différents constituants faisant partie intégrante du système de pompage d'eau permettant d'exploiter les ressources solaire et conventionnelle sont présentées.

La modélisation énergétique complète du système est établie dans le chapitre 3. Les modèles de production photovoltaïque (modules photovoltaïques) sont mis au point, en vue de l'estimation de la production d'énergie à partir des données de l'ensoleillement.

Pour la partie photovoltaïque, nous mettons en évidence l'influence des paramètres naturels sur le module photovoltaïque, particulièrement la température ambiante et le rayonnement du site.

Dans le chapitre 4, nous exposons la problématique économique. Des calculs économiques sont présentés et appliqués à chacun des constituants des deux systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène.

Le dernier chapitre sera consacré au déroulement du programme de calcul, à l'exploitation des résultats obtenus sur la base de sites pris comme exemple avec des configurations différentes. A partir de données de constructeurs et de fournisseurs, des bases de données ont été conçues pour le choix des équipements en fonction des besoins techniques et des choix économiques.

Nous déterminons le dimensionnement et les paramètres économiques correspondants à tous les constituants de ces deux systèmes de pompage. Les coûts d'investissement, d'amortissement en fonction du taux d'actualisation, les coûts d'exploitation et d'entretien annuel, le coût global actualisé ainsi que le coût du mètre cube d'eau pompé par ces deux systèmes.

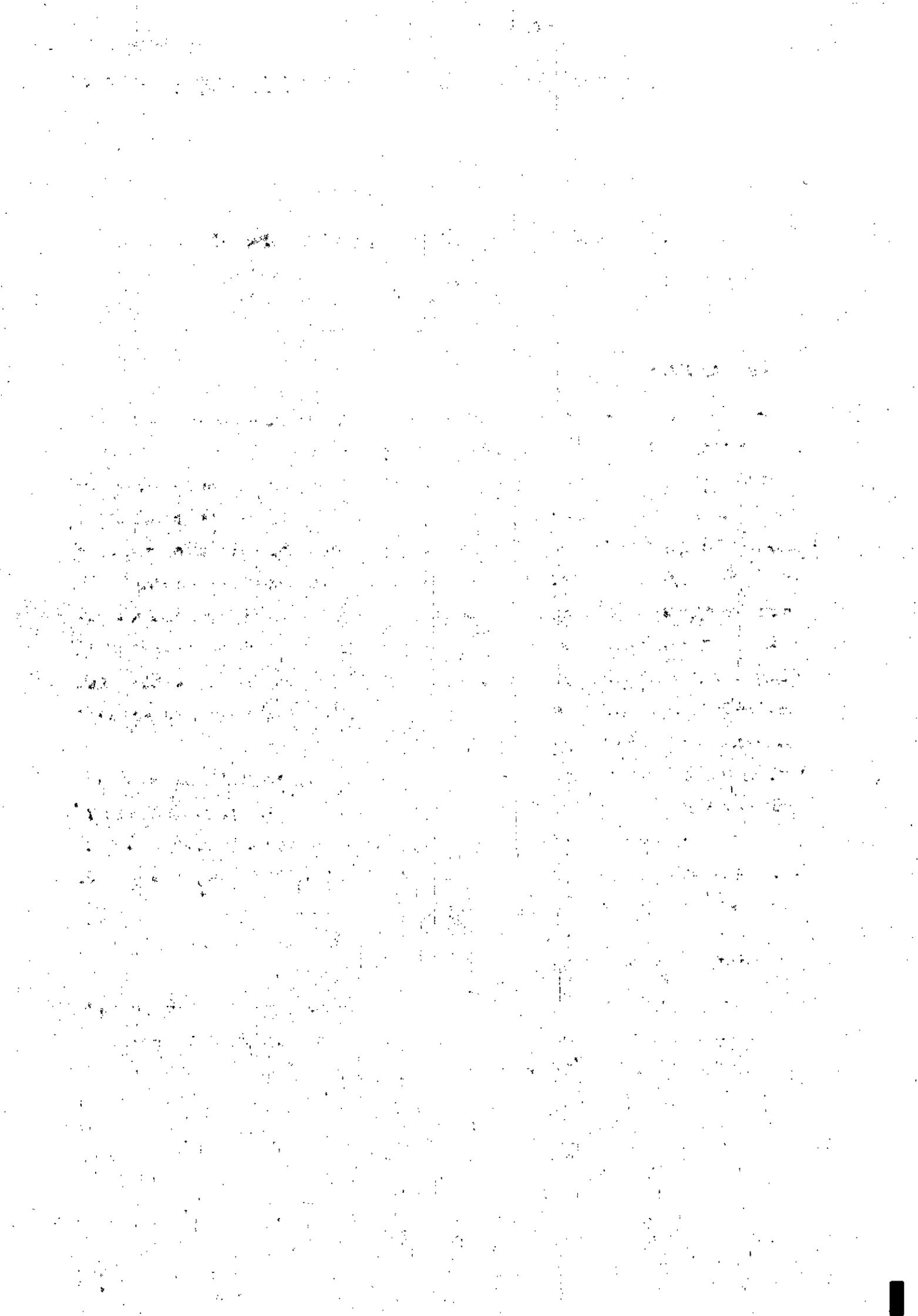
La méthode numérique permettant d'aboutir à certains résultats notamment ; l'irradiation globale sur le plan incliné, le dimensionnement et les coûts sont réalisés sous «Microsoft Visual Basic »

[1] [2] [3]. Les bases de données sont élaborées sous « Microsoft Access » [4].

En conclusion générale, nous présentons une synthèse du travail effectué avec les principaux résultats obtenus, puis les perspectives et notamment les améliorations susceptibles d'être apportées à ce travail.

Chapitre 1

**Les critères micro économiques de choix
de projets d'investissement**



Chapitre 1

Critères micro économiques de choix de projets d'investissement

1.1 Introduction

Le développement à grande échelle d'un projet énergétique doit avant tout obéir à certaines règles, notamment la rentabilité économique présente et future. Plus particulièrement, si ce projet est relatif à l'énergie solaire photovoltaïque du fait que cela nécessite un lourd investissement initial, présenté comme étant un obstacle majeur. L'étude technico-économique deviendra obligatoire pour juger d'une part, de l'utilité d'un tel investissement et d'autre part, de sa rentabilité économique vis-à-vis d'autres sources, telles que les énergies conventionnelles.

En analyse économique et financière, le simple fait qu'un investissement quelconque soit plus coûteux qu'un autre pouvant répondre à la même situation ne prouve pas qu'il n'aurait pas été préféré. C'est d'autant plus vrai quand les réductions d'émission résultent d'une plus grande efficacité énergétique ou d'une moindre consommation de combustibles fossiles, qui impliquent généralement des coûts de fonctionnement moindre [5] [6].

Il est nécessaire d'effectuer une analyse économique convaincante selon les méthodes les plus pertinentes. Pour cela, et avant d'aborder dans le chapitre 4 l'étude sur la rentabilité technico-économique de certains projets d'énergie solaire photovoltaïque par rapport à d'autres fonctionnant en énergie conventionnelle et fournissant le même service, la présentation de certaines définitions et formules financières seront d'une utilité certaine.

1.2 Principe de l'actualisation

Un projet d'investissement suppose un arbitrage entre le présent et le futur. Or, les sujets économiques préfèrent généralement une satisfaction immédiate à une satisfaction future. On parle à cet égard de préférence pour le présent.

- Comment rendre homogène des sommes déboursées ou perçues à des époques différentes ?
- Comment tenir compte du fait que des coûts et bénéfices peuvent se présenter à des périodes différentes ?

- Comment comparer des projets qui durent plusieurs années et qui présentent, sous des formes différentes, des perspectives de flux de coûts et d'avantages ?
- Comment évaluer des projets de dimensions différentes ?

1.3 Calcul économique et modalités de choix des investissements

Dans le contexte d'une économie monétarisée, la comparaison des coûts constitue un des critères de choix entre des énergies alternatives. Ceci d'autant plus que la structure de coût des énergies renouvelables est différente de celle des énergies conventionnelles. Elles sont affectées d'un coût initial important mais de frais de fonctionnement plus modestes. En conséquence, la comparaison doit faire appel à des techniques comptables relativement complexes car elles font intervenir le temps. On peut distinguer trois étapes dans la prise de décision [6] [7] [8] :

- la première consiste à apprécier les principales composantes d'un investissement,
- la seconde à déterminer les critères d'acceptation ou de refus d'un projet,
- la dernière à déterminer des critères de choix entre différents investissements énergétiques.

1.3.1 Les composantes de base d'un projet d'investissement

Les composantes de base d'un projet d'investissement sont les investissements, c'est-à-dire la somme d'argent à mettre en place pour démarrer le projet et le temps mis par ce projet pour obtenir un résultat

1.3.1.1 L'investissement

Le coût initial ou l'investissement initial apparaît sous forme ponctuelle (I) si le projet est financé au comptant ou de manière échelonnée. $I_1, I_2, I_3, \dots, I_n$ (échancier d'investissement, n étant le nombre d'années) s'il fait l'objet d'un crédit.

1.3.1.2 La prise en compte du temps

Il y a une relation entre le taux d'inflation, le taux d'intérêt et le taux du futur appelé au niveau global taux d'actualisation. Pour un investisseur, on peut approximer le taux d'actualisation par le taux d'intérêt [7] [8].

Une somme S placée à un taux d'intérêt i vaudra dans n années

$$S_N = S * (1 + i)^n \quad (1.1)$$

On peut également raisonner dans l'autre sens, c'est-à-dire chercher la somme qu'il faut placer aujourd'hui pour obtenir un résultat dans n années :

$$S = \frac{S_N}{(1+i)^n} \quad (1.2)$$

Ainsi, avec ce critère d'actualisation, on peut comparer des recettes et des dépenses survenant à des moments différents. Pour plus de commodité, on ramène tout à la valeur de l'année de départ ou valeur actuelle [7].

Quelques définitions largement employées dans les analyses microéconomiques :

- les dépenses d'exploitation

Il s'agit des dépenses de fonctionnement (main d'œuvre, énergie) ou dépenses directes. Elles sont présentées sous la forme d'un échéancier D_1, \dots, D_n .

- Dépenses globales

Ce sont les dépenses d'exploitation plus, l'échéancier de l'investissement.

- Recettes d'exploitation

Il s'agit de recettes liées à l'exploitation de l'investissement. Elles recouvrent les économies d'énergie fossile réalisées par l'investissement en énergies renouvelables. Elles se présentent sous la forme d'un échéancier R_1, \dots, R_n .

- Durée de vie du projet

C'est l'estimation de la durée de vie de l'investissement. Ce calcul est relativement difficile à effectuer car les durées de vie des projets sont différentes. En particulier, les travaux d'infrastructures peuvent avoir une durée de vie très longue.

- Valeur résiduelle

Il s'agit de la valeur de l'investissement à la fin du cycle de vie du produit.

1.4 Actualisation des investissements

1.4.1 Bénéfice actualisé (B)

Soit un échéancier de recettes et de dépenses au cours du temps (n) qui varie de (1...à n) telles que : n_j avec j (1 à n);

R_j : recettes

D_j : dépenses

a : taux d'actualisation

B : bénéfice actualisé

On a l'équation d'équivalence suivante [7] :

$$B = (R_0 - D_0) + (R_1 - D_1)(1+a)^{-1} + \dots + (R_n - D_n)(1+a)^{-n} \quad (1.3)$$

Pour avoir la rentabilité d'un investissement, il faut que le bénéfice soit positif, telles que les recettes actualisées soient supérieures aux dépenses actualisées.

L'investissement est rentable si $B > 0$

Supposons que les recettes nettes sont constantes, telles que :

$R_i - D_i = R$ et $R_0 - D_0 = -I_0$: Investissement initial à l'époque ($t=0$), l'équation (1.3)

devient :

$$B_0 = -I_0 + \frac{R}{1+a} * \left[1 + \frac{1}{(1+a)^1} + \frac{1}{(1+a)^2} + \dots + \frac{1}{(1+a)^{n-1}} \right] \quad (1.4)$$

L'expression ci-dessus est une progression géométrique, on a alors [6] [7]:

$$B_0 = -I + \frac{R}{1+a} * \left[\frac{1 - \left(\frac{1}{1+a}\right)^n}{1 - \left(\frac{1}{1+a}\right)} \right] = -I + \frac{R}{a} \left[\frac{1 - (1+a)^{-n}}{1} \right] \quad (1.5)$$

Si $R * \left[\frac{1 - (1+a)^{-n}}{a} \right] \geq I_0 \Rightarrow B \geq 0 \quad (1.6)$

Si, la période de (n) tend vers le long terme ($n \rightarrow \infty$), on a $(1+a)^{-n} \rightarrow 0$

Donc, $B = I_0 + \frac{R}{a} \quad (1.7)$

1.4.2 Méthode d'actualisation des recettes et des dépenses

De l'équation (1.3), le bénéfice d'un investissement B est donné par :

$$B = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{R_i - D_i}{(1+a)^i} \quad (1.8)$$

Si $B > 0$, l'investissement est rentable. Parfois, il est préférable de calculer séparément la valeur actuelle des recettes (R_i) et celle des dépenses (D_i).

1.5 Les critères de choix d'investissement

Financièrement, un projet d'investissement se présente comme une opération qui, en contrepartie de dépenses immédiates, procure des avantages futurs.

Les critères de choix d'investissements les plus souvent rencontrés sont [6] [7] [8] :

- D'abord et avant tout la valeur actuelle nette (VAN) qui mesure la création de valeur engendrée par l'investissement.
- Le taux de rentabilité interne (TIR) qui mesure le taux de rentabilité actuariel de l'investissement.

1.5.1 Le taux interne de rentabilité (TIR : r)

Le taux interne de rendement d'un projet d'investissement est le taux r pour lequel la valeur actuelle des rentrées nettes de trésoreries associées au projet est égale à la dépense initiale d'investissement [6] [7]; ce taux interne de rendement peut être calculé à partir de l'équation suivante :

$$\text{Si,} \quad B = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{R_i - D_i}{(1+a)^i} = 0 \quad (1.9)$$

$$I_0 = \sum_{i=1}^n \frac{R_i - D_i}{(1+a)^i} = R * \left(\frac{1 - (1+a)^{-n}}{a} \right) \quad (1.10)$$

Comme $a=r$, l'équation (1.10) devient :

$$\frac{I_0}{R} = \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r} \quad (1.11)$$

Si, n tend vers le long terme ($n \rightarrow \infty$), l'équation (1.8) devient :

$$\frac{I_0}{R} = \frac{1}{r} \quad (1.12)$$

$$r = \frac{R}{I_0} \quad (1.13)$$

Avec R : recettes nettes

I_0 : investissement initial

Le caractère rentable ou non rentable d'un projet dépend, dans le cas où ce critère est retenu, de la position relative du taux interne de rendement du projet et du taux minimum de rentabilité exigé pour cet investissement [7]. Entre plusieurs variantes comparables (même durée de vie) et rentables d'un même projet d'investissement, la variante retenue sera celle dont le taux interne de rendement est le plus élevé [6] [7].

Si $a < r$, le bénéfice est positif, ce qui donne un investissement rentable.

Si $a > r$, le bénéfice est négatif, ce qui donne un investissement non rentable, comme le montre la figure 1.1.

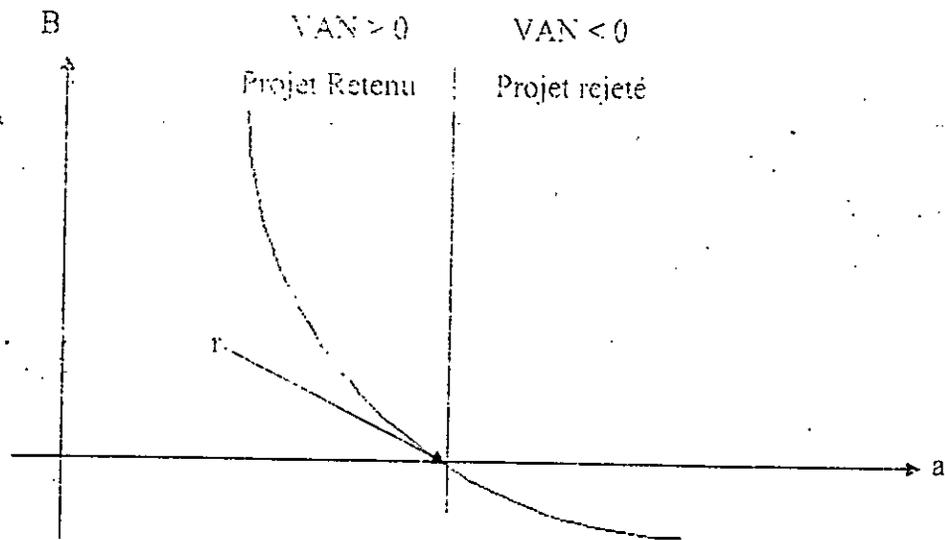


Figure 1.1 : Rentabilité d'un investissement

1.5.2 La valeur actuelle nette (VAN)

La valeur actuelle nette d'un projet d'investissement est égale à la différence entre la valeur actuelle des rentrées nettes de trésoreries associées au projet et la dépense initiale du projet, l'actualisation étant faite à un taux (a) choisi en relation avec le taux minimum de rentabilité.

La détermination de la VAN d'un investissement appelle les étapes suivantes [7]:

1. Fixer le capital investi (I)

2. Faire la somme des cash-flows actualisés nets $\sum_{i=1}^n \frac{R_i}{(1+a)^i}$

3. Fixer le taux d'actualisation (a)

On a :

$$B(0) = VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{(1+a)^i} \quad (1.14)$$

$i=1, n$ n étant la durée de vie du projet

Tout projet d'investissement ayant une valeur actuelle nette positive est rentable [7]. Le choix entre plusieurs variantes rentables d'un même projet, se portera normalement, à dimension et durée identiques des variantes, sur celle dont la valeur actuelle nette est la plus élevée.

1.5.3 Comparaison des deux critères retenus

Si l'on compare les deux critères, on peut faire les observations suivantes [6] [7] :

- Pour l'un d'entre eux on mesure la rentabilité d'un projet par une masse de profits : c'est le cas du critère de la valeur actuelle nette ; pour l'autre on la mesure par un taux ; c'est le cas du critère du taux interne de rendement.
- De même, pour l'un d'entre eux le taux d'actualisation (a) est un taux résultat des calculs : c'est le cas du critère du taux interne de rendement ; pour l'autre on se donne un taux d'actualisation pour faire les calculs : c'est le cas des critères de la valeur actuelle nette.

Il apparaît que des mesures de la rentabilité d'un projet associées à ces deux critères s'opposent radicalement :

- le taux interne de rendement (T.I.R), *taux et résultat* des calculs
- la valeur actuelle nette (V.A.N), *masse de profits* calculée à *partir* d'un taux d'actualisation fixé,

Ce sont ces deux mesures de la rentabilité d'un projet qui sont les plus couramment proposées pour l'appréciation de projets d'investissement [7]. Il n'est pas rare que ces deux critères soient considérés a priori comme étant d'égale valeur théorique.

Il ne s'agit en fait, que d'hypothèses provisoires n'ayant pour objectif que de présenter et de comparer les outils qui sont potentiellement utilisables lors des calculs d'investissement dans des projets énergétiques..

1.6 Conclusion

L'investissement mobilise très souvent d'importants moyens financiers. Cette situation implique qu'un investissement ne peut se réaliser sans étude préalable entraînant des hypothèses et des choix. Du point de vue financier, un investissement englobe toute dépense qui générera des revenus, ou réalisera des économies, sur les périodes plus ou moins longues, et qui est capable d'assurer sa remboursabilité. Aussi, réaliser un investissement ne se limite pas seulement à mobiliser les moyens financiers nécessaires à l'achat des équipements et autres moyens, mais englobe également, la mobilisation de moyens financiers supplémentaires, en particulier pour l'exploitation du projet. Vu l'importance de l'investissement, les systèmes d'énergies renouvelables ne font pas exception à la règle. Avant tout engagement, une étude microéconomique devra être réalisée pour confirmer la rentabilité et l'opportunité de cet investissement par rapport à d'autres systèmes utilisant les énergies conventionnelles, objet des prochains chapitres.

Chapitre 2

Les systèmes de pompage de l'eau

Chapitre 2

Les systèmes de pompage de l'eau

2.1 Introduction

L'accès à l'énergie notamment sous la forme d'électricité et aux services énergétiques modernes est revendiqué à juste titre, par toutes les populations y compris celle qui ne sont pas reliées à court ou moyen terme aux réseaux électriques.

Dans les zones rurales, plus particulièrement dans les pays en voie de développement, beaucoup ne bénéficient pas encore de l'énergie nécessaire pour satisfaire leurs besoins de base et améliorer leur situation économique. Le coût élevé de l'extension du réseau électrique oblige les institutions à envisager d'autres solutions alternatives. Entre autres les énergies renouvelables permettent de fournir ces services énergétiques de base de façon décentralisée. Cependant, la pénétration des énergies renouvelables dans le marché doit tenir compte de multiples contraintes et plus particulièrement économiques.

L'agriculture est une activité vitale pour l'économie du pays en général et des régions arides et semi arides en particulier pour qui la production d'une alimentation satisfaisante en quantité et en qualité constitue la préoccupation majeure. Il s'agit pour ces régions de satisfaire les besoins nutritionnels d'une population en régulière croissance dans un contexte de systèmes de production de nature fragile, dominée par la culture des céréales qui, bien que produisant l'essentiel de l'alimentation de ces nombreuses populations n'arrive pas à résoudre leur problème alimentaire ni sur le plan quantitatif, ni sur le plan qualitatif.

Les énergies renouvelables offrent toute une gamme de puissances, depuis les unités de production d'électricité de grande taille, comme les barrages hydroélectriques, les usines marémotrices ou les éoliennes de grande taille, jusqu'aux installations solaires individuelles; dont la puissance correspond aux besoins d'un foyer ou d'un groupe de foyers. En réalité, les énergies renouvelables, dont le développement est souhaité aujourd'hui, correspondent à des utilisations d'une diversité extraordinaire.

Comment ralentir le rythme d'augmentation des émissions de CO₂ dans l'atmosphère tout en permettant une consommation croissante d'énergie dans les pays émergents et en garantissant un accès plus égal à l'énergie des populations rurales dans les pays en développement ?

Les énergies renouvelables ne sauraient apporter, à elles seules, une réponse à cette interrogation de fond sur l'avenir de la planète. Mais elles peuvent sans aucun doute contribuer efficacement à l'accès à l'énergie de centaines de millions de personnes, sinon de milliards de personnes dans le monde rural en développement.

2.2 Le pompage de l'eau dans les régions arides

Les systèmes d'alimentation en eau potable décentralisés restent la solution unique. En effet, la majorité de ces localités se situent dans des zones rurales enclavées, dispersées et lointaines du réseau d'électricité, et auxquels le problème d'alimentation électrique est aussi posé, pour la réalisation d'un projet d'alimentation en eau potable. A priori, les solutions d'alimentation en énergie électrique des équipements d'eau potable destinés à ces agglomérations les plus utilisées sont : l'énergie conventionnelle (groupe électrogène), l'énergie solaire ou l'énergie éolienne.

Le choix technico-économique de l'une des formes de ces trois sources d'énergie est tributaire de plusieurs facteurs dont notamment, la puissance électrique requise pour l'exhaure et la distribution de l'eau potable projetée, le coût d'investissement et les contraintes d'accès au site du projet.

La situation de l'économie rurale en Algérie et dans les régions arides et semi arides isolées est marquée par deux sortes de contraintes majeures qui interagissent mutuellement :

- d'une part, l'âpreté des conditions naturelles (aléas du climat avec cycles de sécheresse drastique, pauvreté des sols, prévalence des parasites et des ravageurs des cultures et des cheptels,
- d'autre part, l'archaïsme et la très faible efficacité des systèmes courants de production (outils et techniques manuels, occupation déséquilibrée de l'espace....)

Tout développement durable et auto soutenable dans ces régions doit viser à sécuriser et à accroître la production primaire (agricole, pastorale et forestière), seule garante de l'autosuffisance vivrière. La production primaire dépend elle-même étroitement de la maîtrise du facteur énergie, dont l'importance est perceptible à tous les stades du processus productif végétal ou animal.

La stratégie nationale du développement agricole dans les régions sahariennes doit intégrer comme un de ses objectifs prioritaires, la maîtrise de l'eau, qui se confond pour l'essentiel avec la maîtrise de l'énergie de pompage ou d'élévation de l'eau.

C'est pourquoi, il importe de trouver des sources et technologies d'énergie performantes, fiables et économiques, pour répondre aux larges besoins d'hydraulique agricole.

Dans la recherche de telles solutions, il est intéressant de connaître la position du pompage par énergie solaire photovoltaïque dans la gamme des pratiques hydro agricoles.

2.3 Compétition des techniques de pompage de l'eau

L'exhaure fait appel à une gamme variée et très inégale de technique

- motopompe thermique (diesel)
- électropompe à partir de forage
- pompage éolien destiné surtout aux besoins domestiques et pastoraux. Il s'est limité à des actions ponctuelles individuelles
- pompage solaire photovoltaïque ayant connu un spectaculaire essor au vu des systèmes installés à travers le territoire national

2.3.1 Le pompage manuel

Utilisées principalement en Asie et en Afrique noire, les pompes manuelles constituent l'équipement de petite irrigation le plus diffusé pour les exploitations de moins d'un demi hectare (fig.2.1) [9]. Pour les petits paysans, la pompe manuelle (à pédale) est souvent un premier pas vers l'irrigation à plus grande échelle avec des motopompes.

Il existe deux types de modèles : la pompe aspirante qui refoule l'eau sans pression au niveau du tuyau de sortie, et la pompe aspirante - refoulante qui refoule l'eau avec une faible pression. La pompe aspirante est bien adaptée aux agriculteurs qui disposent d'un petit réseau d'irrigation traditionnel.

Les pompes refoulantes sont nécessaires pour les agriculteurs qui veulent arroser leurs plantes à partir d'un tuyau. Elles peuvent aussi alimenter un bassin surélevé : on les utilise parfois pour alimenter un réseau de tuyaux PVC enterrés ou la micro irrigation au goutte à goutte à faible pression.

Le débit de pompage dépend principalement de la profondeur et la hauteur de pompage ainsi que de la force de la ou les personnes qui pompent. Il dépend aussi de la qualité de la pompe. En pratique, on obtient un débit de 4 à 8 m³/heure, avec une ou deux personnes pour pomper à une profondeur moins de 7 mètres [9]. Ce débit est supérieur à celui des autres pompes manuelles car on utilise tout le poids du pompiste sur les pédales.

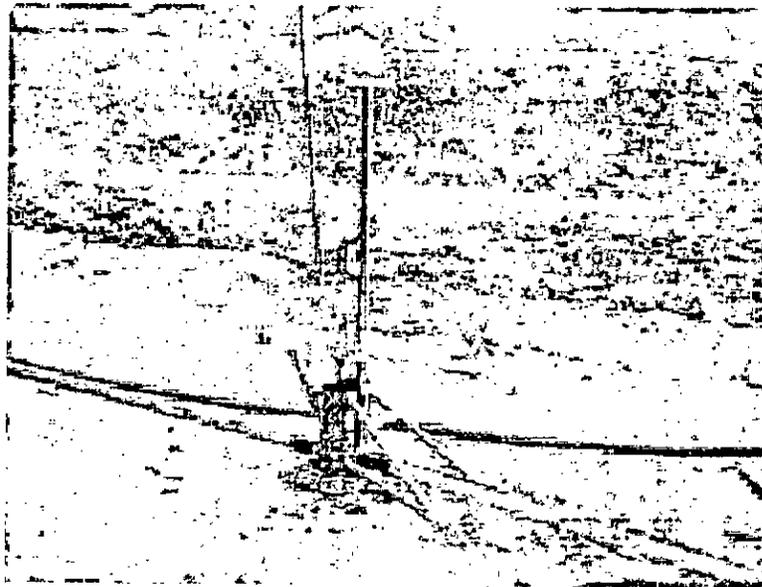


Figure 2.1 : Pompe à pédales

Le marché des pompes à pédales est en partie limité parce que leur durée de vie est grande, d'autant plus que les agriculteurs qui réussissent passent à la motopompe. Peu de pièces sont à remplacer (joints, pédales en bois, corde) et le corps de la pompe reste intact. La principale contrainte de la pompe à pédales est qu'elle est uniquement bien adaptée aux exploitations dont la surface irrigable est de moins de 0,4 ha [9]

2.3.2 Le pompage par énergie éolienne

L'énergie éolienne, fiable, économique et écologique représente la source d'électricité idéale au regard de nombreuses applications (fig.2.2). Les systèmes éoliens existent en plusieurs dimensions, allant des micro-systèmes montés sur un mât, aux turbines de 1,5 mégawatt pouvant alimenter le réseau électrique.

La plupart des systèmes autonomes appartiennent à l'une des trois catégories suivantes : les micro-systèmes (100 W maximum), les mini systèmes (de 100 W à 10 kW) et les petits systèmes (de 10 kW à 50 kW) [10].

Les systèmes éoliens exigent que le vent qui les actionne ait une vitesse relativement constante. Ils sont conçus de manière à « enclencher » lorsque la vitesse du vent atteint 15 Km/h et à « déclencher » lorsque la vitesse du vent est très élevée, et ce pour que le vent ne les endommage pas.

Lorsqu'on détermine si l'énergie éolienne d'un site est suffisante pour faire fonctionner efficacement un système éolien, il est très important de prendre en compte la vitesse annuelle moyenne du vent et le nombre de jours pendant lesquels la vitesse du vent est supérieure à la vitesse d'enclenchement [10].

Depuis des générations, on utilise le vent comme source d'énergie fiable et économique dans les systèmes de pompage de l'eau. Dans les régions rurales ou éloignées, l'installation d'un système de pompage éolien mécanique ou électrique peut constituer le meilleur moyen d'assurer les besoins en eau du bétail, du ménage ou même de la communauté.

Une éolienne peut servir à entraîner une pompe rotative ou une pompe alternative. Une éolienne de pompage se compose d'un rotor, d'une tour et d'un socle. Mais dans ce cas-ci, la pompe hydraulique remplace la génératrice.

On retrouve la pompe ou le compresseur aux endroits suivants :

- Au sommet de la tour à l'arbre du rotor de la turbine
- Au niveau du sol, dans ce cas, on utilise des arbres de transmission ou des poulies
- Au fond du puits, dans ce cas, on utilise une pompe alternative munie d'une longue «tige de traction».

La plupart des éoliennes de pompage sont relativement petites, avec des pales pouvant atteindre un diamètre de 10 m. Elles ont un débit maximal d'environ 200 litres à la minute, à partir d'une profondeur de 30 m [10]. Une éolienne peut aussi servir à l'entraînement indirect d'une pompe.

Un aérogénérateur peut fournir de l'électricité à des pompes situées à une certaine distance, ou bien l'éolienne peut entraîner un compresseur d'air pour des applications d'«aérateur par barbotage» pour l'aération des étangs sur les parcours de bétail

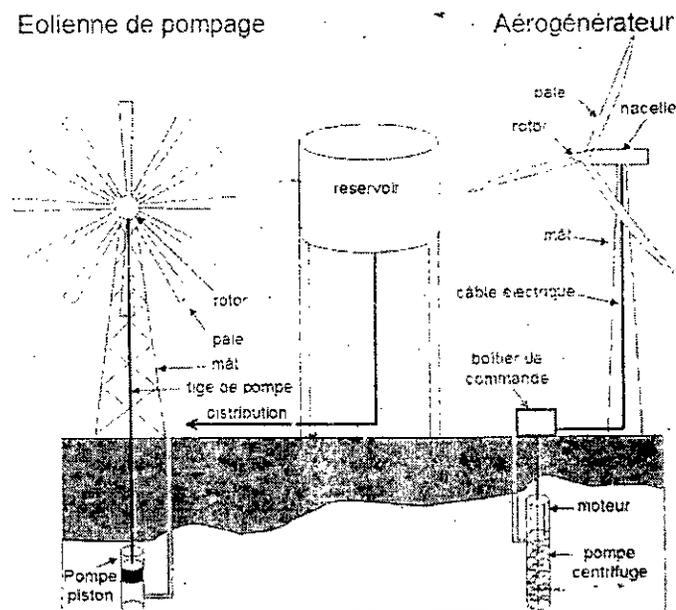


Figure 2.2 : Systèmes éoliens mécanique et électrique de pompage de l'eau avec réservoir de stockage d'eau

2.3.3 Le pompage par groupe électrogène

Dans les pays en voie de développement, les systèmes de pompage actionnés par les groupes électrogènes et plus particulièrement les moteurs diesel sont dans l'utilisation répandue pour l'exhaure de l'eau des puits profonds (fig.2.3). Leur application est étendue, mais elle est limitée par plusieurs facteurs, y compris la dépendance à l'égard du carburant ramené parfois à de longs trajets, des besoins d'entretien, et des incidences sur l'environnement telles que la pollution de l'eau de puits et/ou des eaux souterraines avec de l'huile ou d'autres résidus. L'aspect économique de ce type de pompage sera étudié dans le chapitre 4.

2.3.4 Le pompage par énergie solaire photovoltaïque

L'acceptabilité des systèmes photovoltaïques de pompage, en particulier pour l'irrigation professionnelle, est devenue une réalité croissante.

Cette attitude positive d'ouverture à l'innovation s'appuie également sur la préexistence d'une activité professionnelle de maraîchage

Le pompage solaire photovoltaïque s'affirme comme une solution technologique mûre et fiable, de mieux en mieux acceptée et demandée par les populations implantées dans les sites isolés des régions arides et semi arides.

S'agissant généralement de solutions techniques consommant directement ou indirectement des carburants fossiles, la demande rurale passée, génère des émissions de CO₂. La substitution de ces techniques par des systèmes d'énergies renouvelables permet donc d'éliminer les émissions qui y sont associées. Bien que les émissions évitées à titre individuel soient faibles, le très grand nombre de ménages, d'artisans et de services collectifs ruraux à qui cette solution technique pourrait être étendue, lui confère un enjeu environnemental à moyen terme non négligeable.

2.4 Le système de pompage par énergie photovoltaïque

L'architecture standard d'un système de pompage par énergie photovoltaïque est composée de :

- Un générateur photovoltaïque,
- Une armoire de commande et de contrôle,
- Un groupe électropompe.

La figure (2.4) montre un exemple d'un système de pompage photovoltaïque. Si les groupes électropompes utilisés sont du type au 'fil du soleil', le débit de la pompe variera proportionnellement à l'ensoleillement.

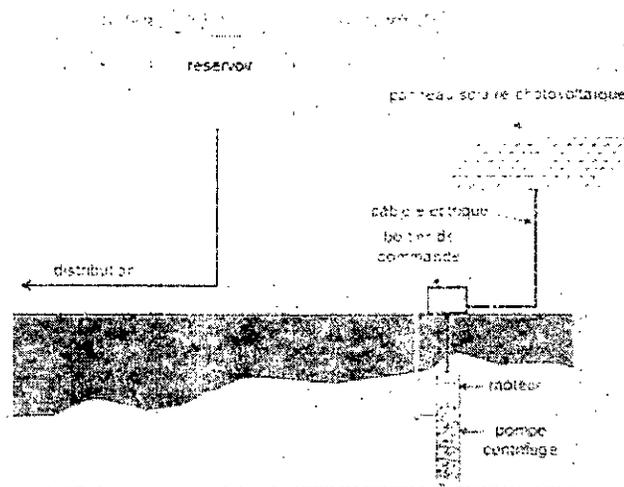


Figure 2.4 : Le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque

2.4.1 Le générateur photovoltaïque

L'effet photovoltaïque se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à la jonction entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate. Ainsi une cellule photovoltaïque peut convertir l'énergie solaire en énergie électrique en mettant en jeu ce phénomène physique optoélectronique. Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium. Les performances de rendement énergétique atteintes industriellement sont de 13 à 14 % pour les cellules à base de silicium monocristallin, 11 à 12 % avec du silicium polycristallin et enfin 7 à 8% pour le silicium amorphe en films minces.

La courbe caractéristique d'une cellule PV (fig.2.5), représente la variation du courant qu'elle produit en fonction de la tension aux bornes de la cellule PV depuis le court-circuit (tension nulle correspondant au courant maximum produit) jusqu'au circuit ouvert (courant nul pour une tension maximale aux bornes de la cellule).

Cette courbe est établie dans des conditions ambiantes de fonctionnement données (rayonnement donné, cellule PV à une température donnée, air ambiant circulant à une vitesse donnée). En effet, le fonctionnement des cellules photovoltaïques dépend des conditions d'ensoleillement et de température à la surface de la cellule. Ainsi, chaque courbe courant - tension correspond à des conditions spécifiques de fonctionnement. Si par exemple la température de la surface évolue, la courbe n'est plus la même.

Nous verrons par la suite l'influence de la température et de l'ensoleillement sur la caractéristique I(V) du module photovoltaïque.

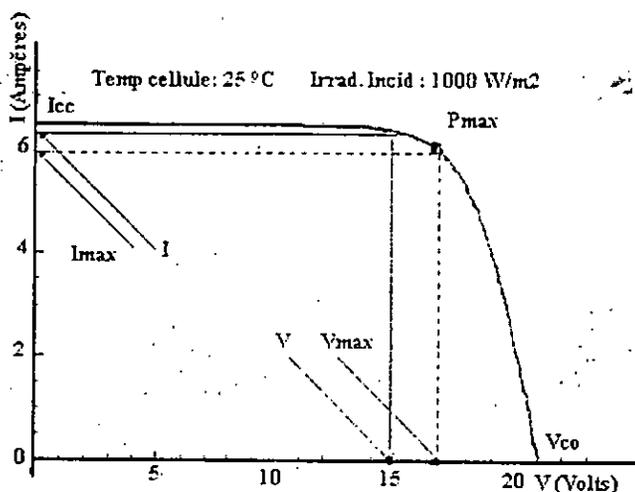


Figure 2.5 : Caractéristique $I=f(V)$ d'une cellule photovoltaïque au silicium

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5 Volt. Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque.

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée.

L'association de n_p cellules en parallèles et de n_s cellules en séries, nous donne la caractéristique $I(V)$ (fig.2.6). Celle-ci est homothétique à celle d'une cellule lorsque les diodes de protections n'interviennent pas et que toutes les cellules sont identiques et reçoivent le même éclairciment.

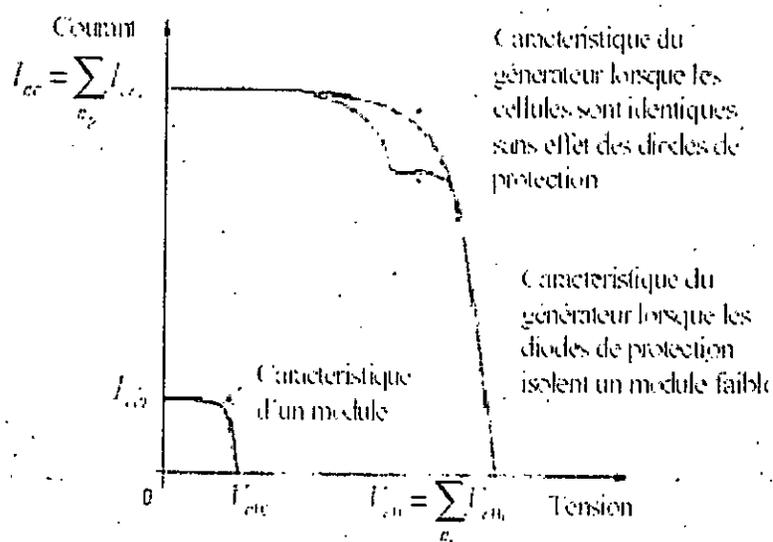


Figure 2.6 : Caractéristiques résultantes d'un générateur associant n_p cellules en parallèles et n_s cellules en séries..

Évidemment cette caractéristique dépend fortement de l'éclairement auquel est soumis le générateur et de sa température. On peut voir ci-dessus (fig.2.7) et (fig.2.8) l'allure générale des caractéristiques de la puissance en fonction de la tension et du courant en fonction de la tension pour différents éclairements (à gauche) et pour différentes températures (à droite).

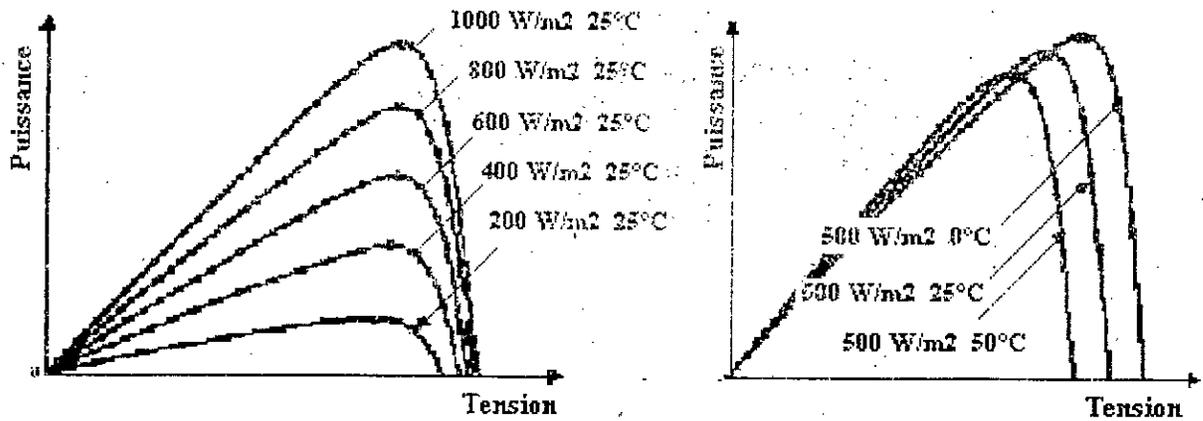


Figure 2.7 : Exemple de réseau de caractéristiques puissance/tension d'un générateur photovoltaïque, à gauche pour différents éclairements, à droite pour différentes températures de jonction.

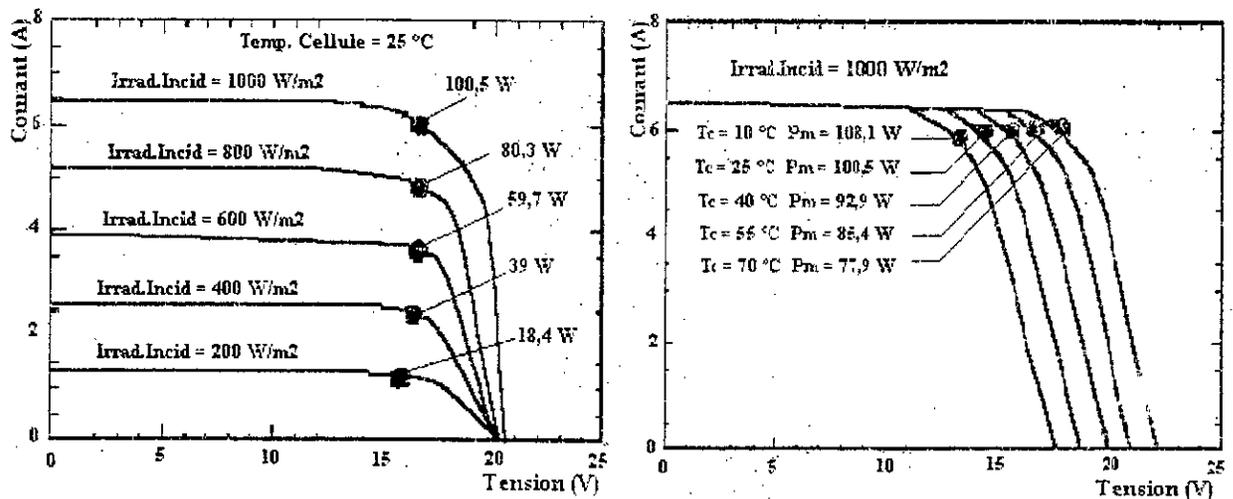


Figure 2.8 : Exemple de réseau de caractéristiques courant / tension d'un générateur photovoltaïque, à gauche pour différents éclairements, à droite pour différentes températures de jonction.

Sur chaque courbe des caractéristiques puissance / tension, le point représente le point de puissance maximale que peut fournir le panneau. On voit bien que pour un éclairement et une température donnés, il existe une valeur de la tension qui maximise la puissance produite par le générateur.

Il peut donc être intéressant d'insérer un convertisseur de puissance entre le générateur photovoltaïque et sa charge pour assurer un fonctionnement à puissance maximale quelles que

soient la charge et les conditions d'éclairement et de température, grâce à un convertisseur de caractéristiques $i(v)$. Ce convertisseur est un dispositif d'asservissement de la puissance couramment appelé à pilotage MPPT (Maximum Power Point Tracker).

2.4.2 Le conditionnement de puissance

Les onduleurs sont des convertisseurs statiques d'énergie électrique du continu en alternatif. Ils permettent d'obtenir une tension alternative réglable en fréquence et en valeur efficace à partir d'une tension continue donnée. La forme d'onde alternative de la tension de sortie est déterminée par le système. Selon la forme de la tension de sortie, les onduleurs sont classés par catégories, les plus utilisés étant les onduleurs à MLI ou modulation de la largeur d'impulsions.

Onduleurs à modulation de la largeur d'impulsions : MLI (PWM : Pulse Width Modulation) :

L'onde de sortie est un train d'impulsions de largeur et d'espacement variables. Ceci permet de réduire le taux des harmoniques. On peut même obtenir une onde de sortie voisine de l'onde sinusoïdale.

2.4.2.1 Onduleur à modulation de la largeur d'impulsion (MLI)

Le principe est de synthétiser une onde sinusoïdale par modulation d'impulsions, en découpant une tension continue fixe (fig.2.9).

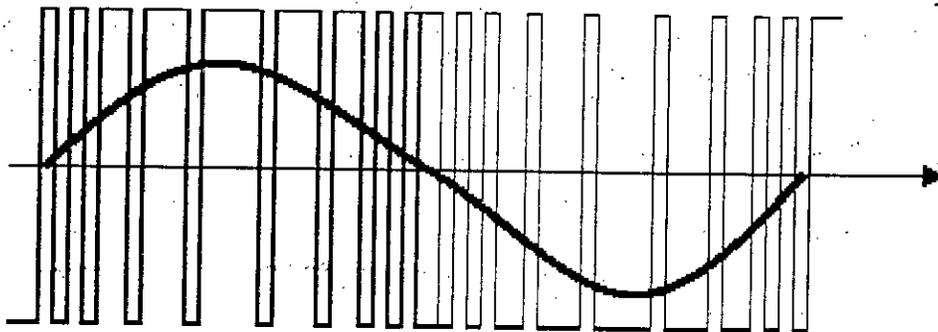


Figure 2.9 : Principe de la Modulation de la largeur d'impulsion

2.4.2.2 Principe de la modulation de la largeur d'impulsion

La technique conventionnelle est la modulation sinusoïdale en phase pour générer un rapport cyclique $\alpha(t)$ sinusoïdal. Pour cela, on compare une tension sinusoïdale modulatrice $v_m = V_{\max} \sin \omega t$ à une tension triangulaire porteuse de fréquence $f_p \gg f_m$ (pour $f_m = 50$ Hz on prendra $f_p = 5$ à 20 kHz pour l'onduleur à transistors). On réduit ainsi le taux d'harmoniques et le filtrage devient plus simple (fig.2.10) [11].

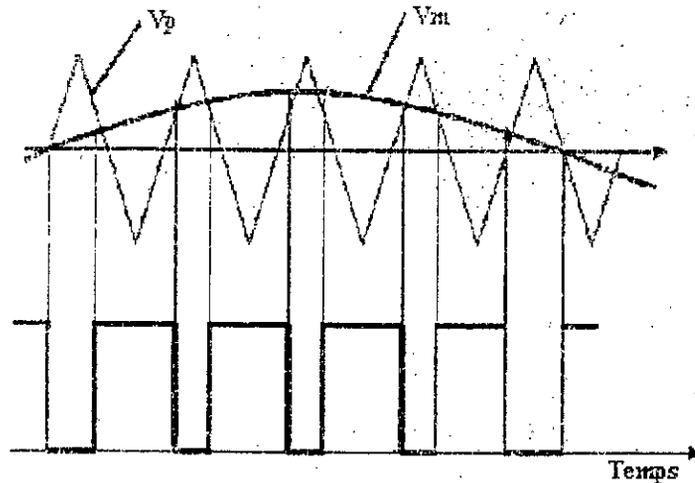
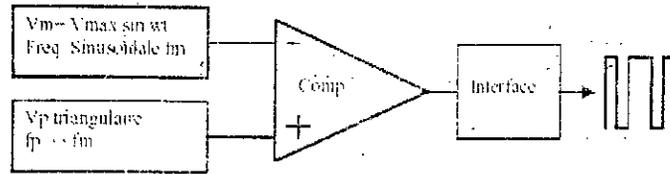


Figure 2.10 : Technique de la modulation de la largeur d'impulsion

Pour le moteur asynchrone triphasé à cage, on fait varier la vitesse de rotation $N_r = N_s(1-g)$ en agissant sur la fréquence de la source ($N_s = f/p$; N_s est la vitesse de synchronisme du champ tournant en tr/sec, f : fréquence; p : nombre de paires de pôles). Mais pour maintenir le couple constant quand f varie, il faut une tension d'alimentation du stator V variable afin que la condition de flux soit satisfaite ($V/f = \text{constante}$).

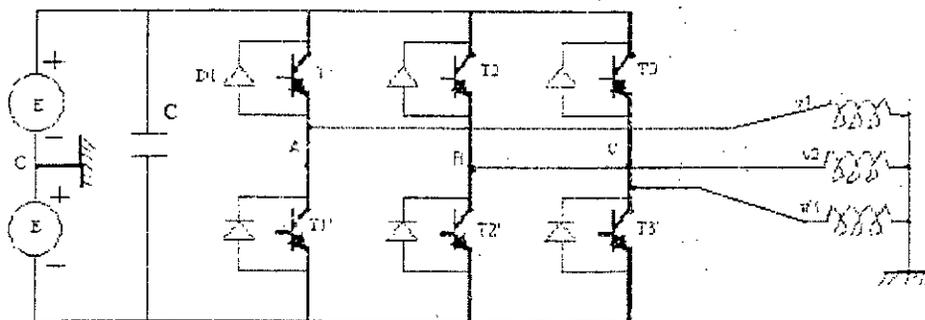


Figure 2.11 : Etage de puissance du convertisseur triphasé

Le schéma ci-dessus (fig.2.11) est un schéma fonctionnel d'un convertisseur DC / AC. Son circuit d'entrée qui se compose essentiellement d'un condensateur de filtrage pour lisser la tension d'entrée, est relié directement au pont de puissance. Le pont de puissance comporte trois demi ponts. La charge (dans ce cas-ci un moteur) se relie aux demi ponts.

L'unité de commande produit les trois signaux nominaux en sinus déphasés de 120° pour conduire les transistors de puissance (T1-T3). La fréquence des signaux dépend du rendement disponible du générateur solaire. Le comparateur module les signaux nominaux de sinus avec une haute fréquence d'un signal triangulaire (fig. 2.10 b), ainsi les transistors de puissance reçoivent un signal modulé en largeur d'impulsion (PWM). Le moteur lui-même reçoit un signal modulé en largeur d'impulsion de puissance avec une tension qui oscille entre $+U$. générateur et $-U$. générateur.

La forme du courant est celle d'une tension triangulaire qui oscille autour de la courbe idéale de sinus dans les limites d'une bande de tolérance (fig.2.12). Ceci donne au courant sa forme fondamentale et un contenu harmonique. La fondamentale sinusoïdale sert à produire du couple, alors que le contenu d'harmoniques est converti en chaleur et perdu dans le moteur [11].

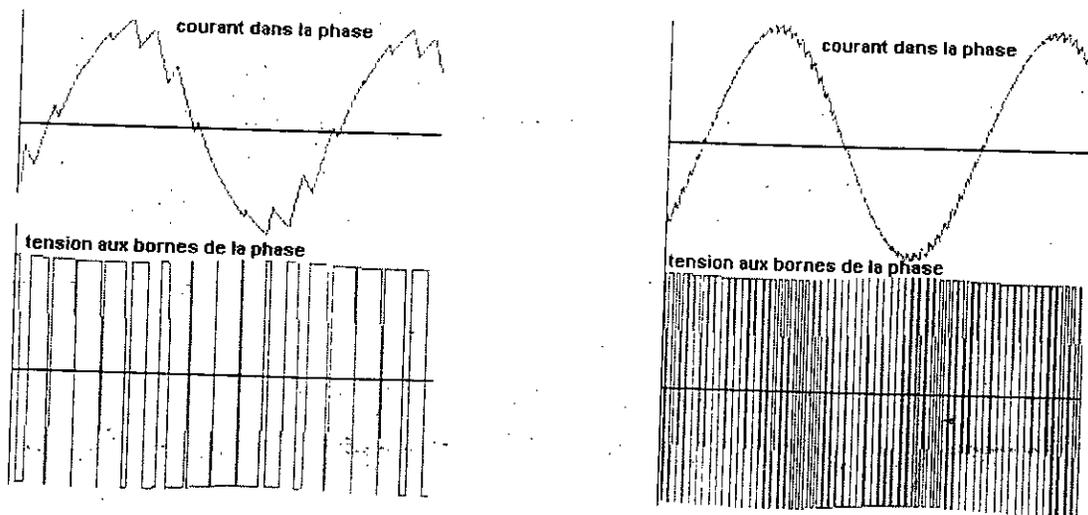


Figure 2.12 : Allure du courant et de la tension dans une phase pour des rapports de modulation différents

2.4.3 Les groupes électropompes

Le groupe électropompe se décompose en 2 parties

- Le moteur, immergé ou émergé, est à courant alternatif ou continu. Dans le 1^{er} cas, sa conception se rapproche des moteurs standards utilisés sur le réseau électrique (fig.2.13). Par contre, la majorité des moteurs à courant continu utilisent des balais pour la commutation. Ce qui exige un entretien périodique, vu que ces balais durent seulement environ 1.000 heures en fonctionnement normal. En cas d'installation dans un puits profond, cela signifie un démontage programmé de la conduite afin d'atteindre le moteur (l'utilisation d'unité avec une commutation demeure l'unique alternative).
- L'hydraulique en général en centrifuge multicellulaire et parfois volumétrique.

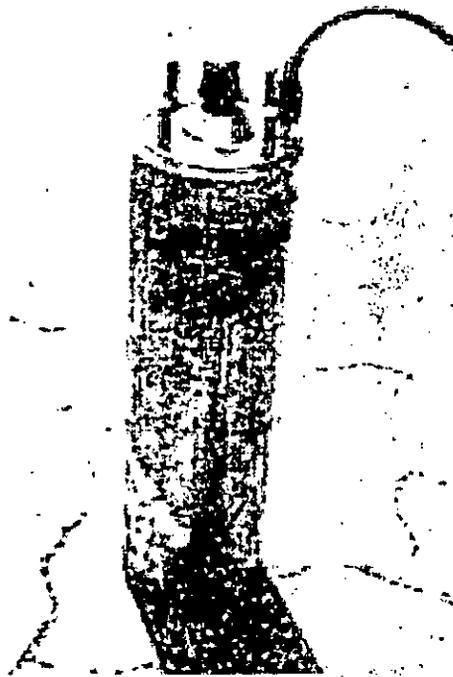


Figure 2.13 : Moteur asynchrone standard pour les pompes de forage

2.4.3.1 Les pompes centrifuges

Elles utilisent les variations de vitesse du fluide pompé combinées avec l'effet de la force centrifuge pour obtenir un accroissement de pression (fig.2.14). L'énergie cinétique transmise au fluide est fournie par la rotation d'une roue munie d'aubes ou d'ailettes. C'est une partie de cette énergie qui est transformée en pression par réduction de vitesse.

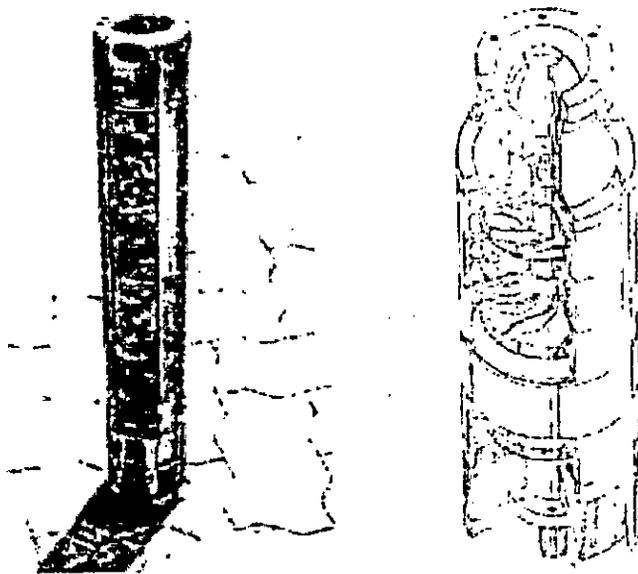


Figure 2.14 : Pompe centrifuge

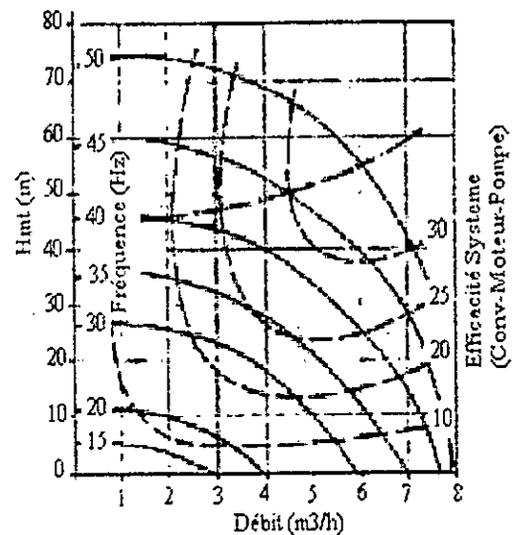


Figure 2.15 : Courbes de performance des pompes centrifuges

Les caractéristiques des pompes centrifuges sont particulièrement intéressantes dans le cadre de l'utilisation des modules photovoltaïques. Le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage.

La pompe tourne même par très faibles ensoleillement (il faut une certaine vitesse du moteur pour que la pression de l'eau soit suffisante pour sortir à l'extrémité du tube d'amenée d'eau) [11] [12]. Puisque l'intensification de la pression est une fonction de la force centrifuge, la pression de la décharge de la pompe est une fonction quadratique de la vitesse. La figure (2.15) montre les courbes de performance typiques des pompes centrifuges.

2 4 3 2 Les pompes volumétriques

Le fluide est mis en mouvement par une variation du volume qui le contient (fig.2.16). Les pompes volumétriques sont de deux sortes ; les pompes volumétriques alternatives (pompe à piston,...) et les pompes volumétriques rotatives (pompes à vis).

Leurs principaux atouts sont les suivants [11] [12]:

- Elles sont destinées aux faibles débits (inférieur à 5 m³/h) et aux grandes profondeurs,
- Elles possèdent de bons rendements, et les pompes de surface sont auto amorçantes.

Le couple de démarrage d'une pompe volumétrique (3 à 5 fois le couple nominal) et la caractéristique $I=f(V)$ de ce type de pompe font que son branchement en direct sur des modules photovoltaïques n'est pas économiquement viable [11]. Les courbes de performances des pompes à déplacement positif sont représentées à la figure (2.17).

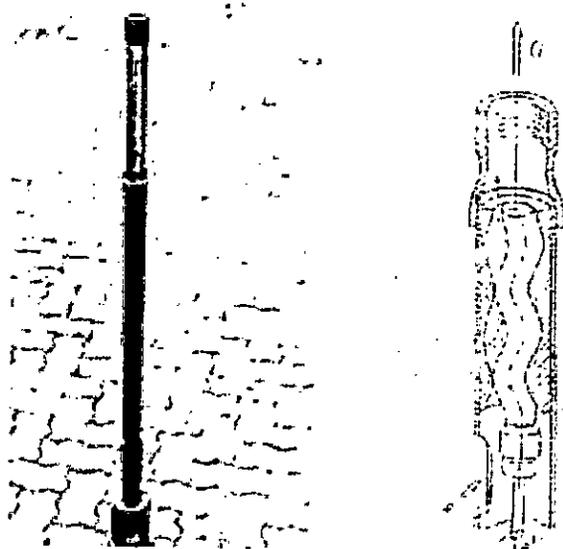


Figure 2.16 : Pompe à déplacement positif

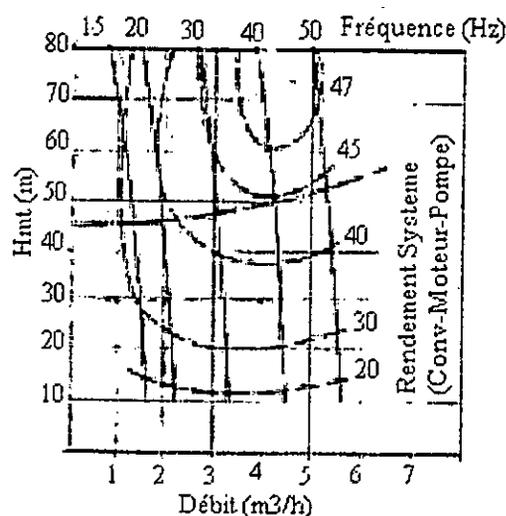


Figure 2.17 : courbes de performance

2.4.3.3 Les pompes de surface ou immergées

Le choix d'une pompe se fera en fonction des caractéristiques hydrauliques de l'installation envisagée (débit, HMT.....) mais également en fonction des conditions particulières d'utilisation (puits, forage, pompage de rivière...)

- Les pompes de surface : compte tenu du faible pouvoir d'aspiration limitant ainsi la hauteur d'aspiration (inférieure à 8 mètres), les pompes de surface voient leur utilisation très limitée plus particulièrement dans des sites présentant des conditions climatiques très sévères.
- Les pompes immergées : c'est la configuration la plus communément utilisée. L'ensemble motopompe est immergé dans un forage de 4" minimum ou un puits.

2.4 Le système de pompage adopté

Dans les sites éloignés en zones arides et semi arides où les besoins en eau sont importants que ce soit pour l'eau potable ou la petite irrigation, le manque d'eau pourrait être dramatique pour la population. Pour un maximum de fiabilité, nous avons adopté le système suivant :

- Un groupe électropompe immergée (Moteur asynchrone et pompe multi étage centrifuge)
- Un générateur de modules photovoltaïques type Silicium multi cristallin
- Une tuyauterie en acier galvanisé
- Un support du générateur en aluminium anodisé
- Un réservoir de stockage d'eau

Ce système est très fréquemment utilisé (fig.2.18). Il couvre la gamme de 10 à 40 m de hauteur manométrique totale (Hmt), avec des capacités de débits pouvant atteindre 35 à 40 m³/j. Le moteur du type asynchrone est directement connecté à la pompe centrifuge. Un convertisseur DC/AC triphasé à modulation de la largeur d'impulsions convertit la tension continue délivrée par le générateur photovoltaïque en une tension alternative triphasée.

Les principaux avantages de cette configuration :

- Pour des applications dans des climats chauds, le moteur est refroidi à l'eau et ne pose aucun problème de surchauffe,
- Un démarrage du groupe électropompe dès qu'un rayonnement incident critique est dépassé (ciel couvert ou nuageux, lever du soleil...), donc un temps de fonctionnement plus important,
- Un stockage de l'eau permettant à l'utilisateur de couvrir ces besoins en dehors des heures d'ensoleillement. Ceci est d'autant plus intéressant en particulier pour les régions du sud où

l'irrigation pendant la journée est difficile (température élevée, risque d'évaporation dans le cas d'irrigation gravitaire,...)

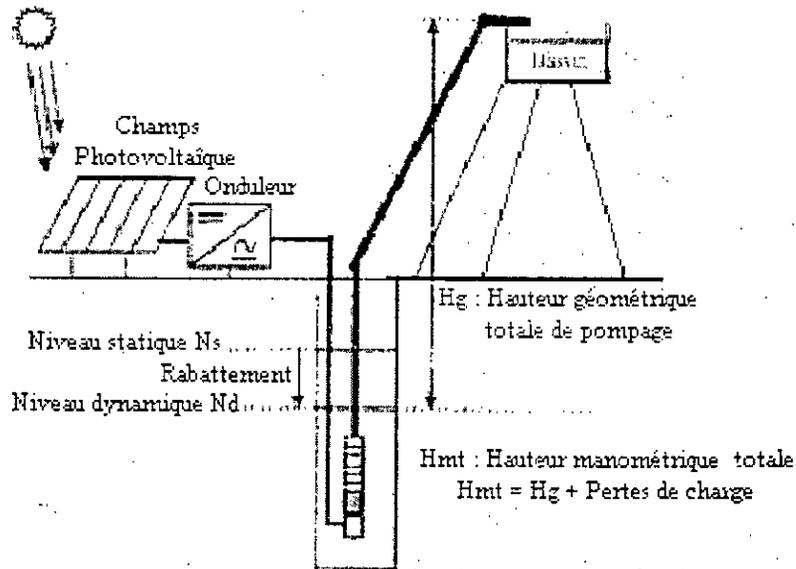


Figure 2.18 : Système de pompage photovoltaïque avec une électropompe centrifuge immergée

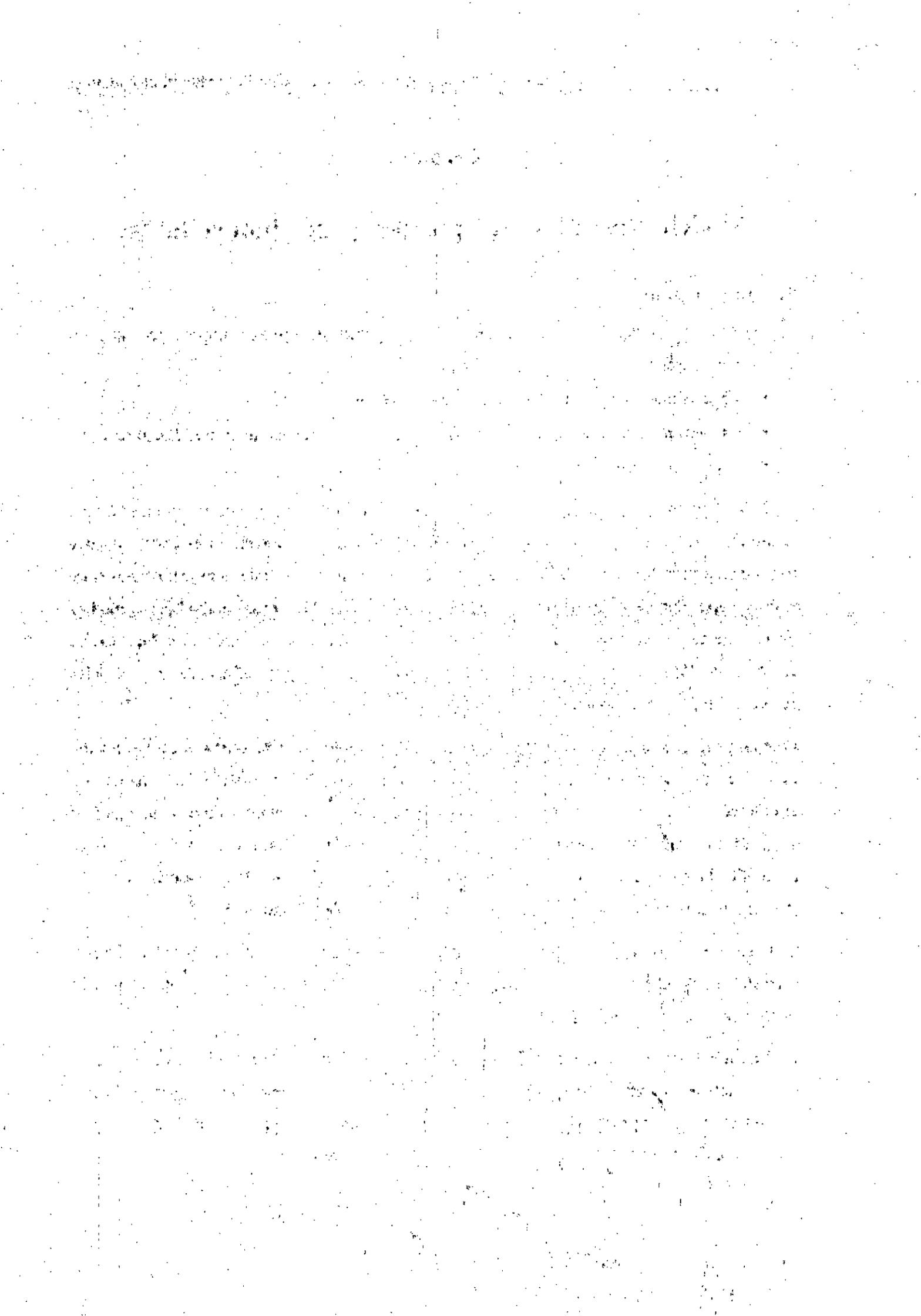
Pour une meilleure harmonie entre la fiabilité et la rentabilité économique de ce système une parfaite étude s'impose, objet des chapitres suivants.

2.6 Conclusion

Dans beaucoup de régions éloignées, les systèmes de pompage décentralisés que ce soit pour l'eau potable ou la petite irrigation restent la solution unique. En effet, la majorité de ces localités se situent dans des zones rurales enclavées dispersées et lointaines du réseau d'électricité conventionnelle (rural profond) et auxquels le problème d'alimentation en énergie électrique est posé. Les solutions d'alimentation en énergie électrique décentralisées destinées à ces agglomérations sont nombreuses. Le choix technico économique de l'une des solutions traitées dans ce chapitre est tributaire de plusieurs facteurs dont notamment, la puissance électrique requise pour l'installation, le coût d'investissement, les conditions météorologiques et les contraintes d'accès au site d'installation. De ce point de vue, Les systèmes de pompage de l'eau par énergie solaire sont relativement compétitifs si les éléments sont sélectionnés correctement d'une part, et d'autre part si le site d'installation convient parfaitement.

Chapitre 3

**La modélisation du système de pompage
de l'eau par énergie solaire
photovoltaïque**



Chapitre 3

Modélisation du système de pompage photovoltaïque

3.1 Introduction

Un système de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque se compose généralement des éléments suivants :

- Un générateur composé de modules photovoltaïques
- Un convertisseur continu-alternatif pour alimenter correctement le groupe électropompe
- Un groupe électropompe

La cellule photovoltaïque est l'élément de base du module donc du générateur, fabriquée à base de Silicium. La conversion de l'énergie se fait par un processus appelé effet photovoltaïque permettant la transformation de l'énergie solaire en électricité. Les cellules sont combinées entre elles en série-parallèle pour former un module photovoltaïque. Le courant délivré par le module ou le générateur photovoltaïque est du type continu. Le fonctionnement de la cellule est lié étroitement avec les caractéristiques météorologiques du site d'installation et plus particulièrement : le rayonnement et la température.

Pour alimenter correctement la charge alternative, l'utilisation d'un convertisseur est nécessaire. Le convertisseur continu-alternatif est un des éléments tampon du système de pompage. En effet, il converti le courant continu délivré par le générateur photovoltaïque en courant alternatif avec les caractéristiques exigées par la charge (groupe électropompe). Pour une meilleure rentabilité du système, la technique utilisée est le pompage au fil du soleil qui est caractérisé par le fonctionnement à vitesse variable de la charge en fonction de l'éclairement.

Cette caractéristique fait que le groupe électropompe utilisé dans ce système doit être à vitesse variable qui permet un contrôle continu de la vitesse et du couple en assurant de bonnes performances et un bon rendement

Le dernier élément du système est le groupe électropompe qui se décompose en 2 parties :

- Un moteur immergé ou émergé, est à courant alternatif ou continu. Dans le premier cas, sa conception se rapproche des moteurs standards utilisés sur le réseau conventionnel. Dans le second, ils peuvent être à balais ou à commutation électronique
- Une hydraulique, en général, centrifuge multicellulaire et parfois volumétrique

Tous les éléments du système de pompage doivent être optimisés pour offrir un service de qualité et à moindre coût par rapport à d'autres systèmes utilisant l'énergie conventionnelle

3.2 Le rayonnement solaire

3.2.1 Les aspects physiques

3.2.1.1 Le mouvement de la terre

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont il est l'un des foyers. La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'équateur. (Fig.3.1) [13].

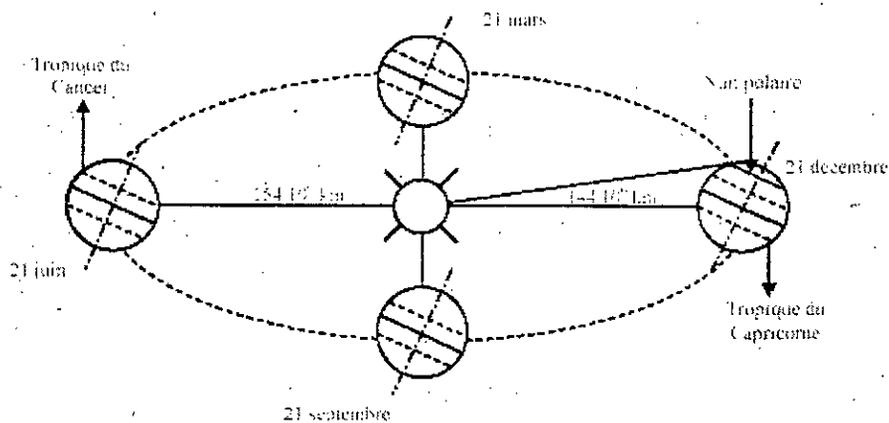


Figure 3.1 : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil

La déclinaison δ est l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial. Sa valeur peut être calculée [13] par la relation :

$$\delta = 23.45 * \sin\left(2 \times \pi \frac{\text{Jour} - 81}{365}\right) \quad (3.1)$$

j est le numéro du jour de l'année.

3.2.1.2 Le mouvement apparent du Soleil

Le repérage du soleil s'effectue par l'intermédiaire de deux angles [13]:

- L'**azimut a** : Angle que fait la direction de la projection du Soleil sur le plan horizontal avec la direction Sud, cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.
- La **hauteur h** du Soleil : Angle que fait la direction du Soleil avec sa projection sur un plan horizontal

Ces deux angles sont représentés sur la figure 3.2

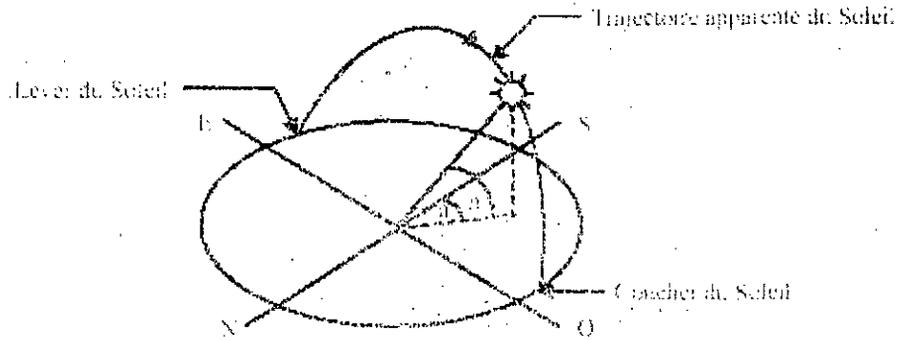


Figure 3.2 : Repérage de la position du Soleil

Ces deux angles sont fonctions de :

- la latitude L du lieu,
- la date j (numéro du jour de l'année),
- l'heure solaire TS dans la journée.

La latitude L et la date j servent à déterminer la trajectoire du Soleil dans le ciel et l'heure TS donne sa position instantanée sur cette trajectoire.

L'angle horaire ω est défini par la relation :

$$\omega = 15^\circ(TS - 12) \quad (3.2)$$

La hauteur h du Soleil se déduit de la relation :

$$\sin(h) = \sin(L)\sin(\vartheta) + \cos(L)\cos(\vartheta)\cos(\omega) \quad (3.3)$$

L'azimut (a) par la relation :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\vartheta)\sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (3.4)$$

3.2.1.3 La durée du jour

Le module ω_1 de l'angle horaire au lever du Soleil s'obtient en écrivant $\sin(h)=0$ [13] dans la relation (3.3) :

$$\cos(\omega_1) = -\tan(L)\tan(\vartheta) \quad (3.5)$$

L'heure solaire au lever du Soleil aura pour valeur :

$$(TS)_l = 12 - \frac{\omega_1}{15} \quad (3.6)$$

3.2.1.4 La durée et le taux d'ensoleillement

Par ciel clair, le sol reçoit le rayonnement solaire pendant toute la durée du jour (durée maximale d'ensoleillement SS_0). Du fait de la nébulosité, la durée pendant laquelle le sol reçoit effectivement le rayonnement solaire au cours d'une journée est plus courte : C'est la durée effective d'ensoleillement.

Le taux d'ensoleillement (ou d'insolation) est donné par la relation (3.7) [13]:

$$\sigma = \frac{SS}{SS_0} \quad (3.7)$$

3.2.2 Les aspects énergétiques

3.2.2.1 La réponse spectrale

La cellule photovoltaïque (PV) n'utilise pas indifféremment toutes les longueurs d'onde du spectre solaire. La réponse spectrale d'une cellule photovoltaïque est l'efficacité avec laquelle elle transforme l'énergie d'un rayonnement d'une certaine longueur d'onde en énergie électrique. Cette efficacité dépend des caractéristiques du matériau constituant la cellule photovoltaïque.

Ainsi, lorsqu'une cellule PV est soumise au rayonnement solaire, seule une partie du rayonnement solaire sera transformée en électricité (fig.3.3). Le rayonnement solaire est réparti sur une plage de longueurs d'onde débutant en deçà de l'ultraviolet (longueurs d'onde inférieures à 0,4 microns) et s'étendant au delà de l'infrarouge (longueurs d'onde supérieures à 0,7 microns).

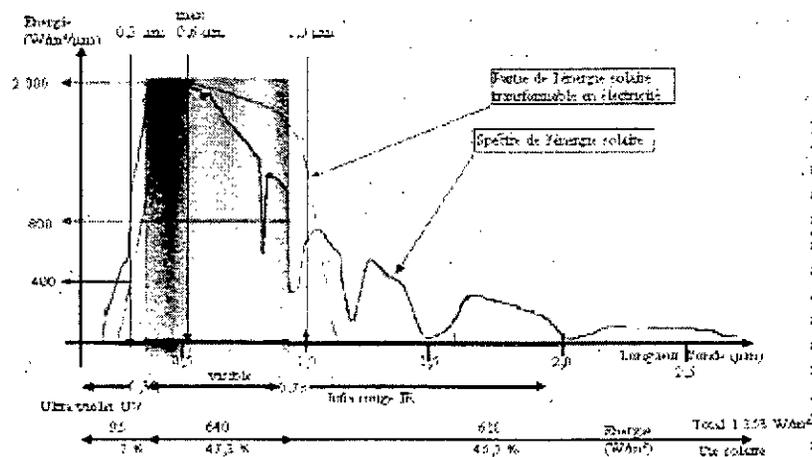


Figure 3.3 : Réponse spectrale d'une cellule PV au silicium comparée au rayonnement solaire au sol

la cellule n'est sensible qu'à une partie du rayonnement solaire (celle comprise entre 0,35 et 1,1 microns - partie du rayonnement solaire essentiellement visible), et une partie du rayonnement ultraviolet (de 0,35 à 0,4 μm) et du rayonnement infrarouge (de 0,7 à 1,1 μm).

3.2.2.2 Le rayonnement solaire au sol

L'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit, (Tab .3.1):

- Le **Rayonnement direct** est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modification
- Le **Rayonnement diffus** est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'y a pas de direction privilégiée.
- Le **Rayonnement global** est la somme du rayonnement direct et diffus.

Tableau : 3.1 : Rayonnement solaire sur un plan horizontal : Notations utilisées

Irradiation Solaire Energie reçue pendant une certaine durée Wh/m ²	Directe	S	G=S+D
	Diffuse	D	
	Globale	G	
Eclairement Solaire Flux instantané W/m ²	Direct	S*	G*=S*+D*
	Diffus	D*	
	Global	G*	

Remarque : Les relations entre les irradiations sont valables également pour les éclairements

Le rayonnement direct reçu par une surface orientée en permanence vers le soleil et qui reçoit donc le rayonnement solaire sous une incidence normale est désigné par I

- I : l'énergie reçue (irradiation) en Wh/m²
- I* : le flux reçu (éclairement) en W/m²

$$S^* = I^* \sin(h) \quad (3.8)$$

3.2.2.2.1 Le rayonnement direct

Eclairement direct

L'éclairement solaire direct S* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

- Par mesure de G* et D*, on en déduit S* = G* - D*
- A partir de la mesure des irradiations journalières globales G et diffuse D sur un plan horizontal, on déduit S = G - D et S* par la fonction de répartition suivante [14] :

$$S^* = \frac{\pi}{24} [a + b \cos(\omega)] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_1)}{\sin(\omega_1) - \frac{\pi\omega_1}{180} \cos(\omega_1)} S \quad (3.9)$$

Avec $a = 0,409 + 0,502 \sin(\omega_1 - 60^\circ)$ et $b = 0,661 + 0,478 \sin(\omega_1 - 60^\circ)$

- A partir de la mesure de l'irradiation journalière globale, on évalue l'irradiation journalière diffuse par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl [14]:

$$D = 0,99G \quad K_T \leq 0,17 \quad (3.10)$$

$$D = (1,188 - 2,272K_T + 9,473K_T^2 - 21,865K_T^3 + 14,648K_T^4)G$$

$$0,17 < K_T \leq 0,75$$

$$D = (-0,54K_T + 0,632)G$$

$$0,75 < K_T \leq 0,80$$

$$D = 0,2G$$

$$K_T \geq 0,80$$

Avec
$$K_T = \frac{G}{G_0} \quad (3.11)$$

G_0 étant l'irradiation journalière sur un plan horizontal

$$G_0 = 3,795 \cdot 10^4 \cos(L) \cos(\delta) \left[\sin(\omega_1) - \frac{\pi\omega_1}{180} \cos(\omega_1) \right] \quad (3.12)$$

On calcule ensuite $S = G - D$

- A partir de la connaissance de la moyenne mensuelle de l'irradiation globale G , on calcule l'irradiation diffuse journalière moyenne D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl [14]:

$$D = \{0,775 + 0,00606(\omega_1 - 90^\circ) - [0,505 + 0,00455(\omega_1 - 90^\circ) \cos(115K_T - 103)]\}G \quad (3.13)$$

- Dans le cas où on ne dispose d'aucune mesure, on peut évaluer le rayonnement direct sur un plan perpendiculaire au rayonnement solaire [15] par la relation :

$$I^* = 1370 \exp\left[-\frac{TL}{0,9 + 9,4 \sin(h)}\right] \quad (3.14)$$

Où TL est le facteur de trouble de Linke

$$TL = 2,4 + 14,6\beta + 0,4(1 + 2\beta) \ln(p_v) \quad (3.15)$$

β est le coefficient de trouble atmosphérique que l'on peut prendre égal à :

$\beta = 0,05$ en zone rurale

$\beta = 0,1$ en zone urbaine

$\beta = 0,2$ en zone industrielle ou polluée

P_v est la pression partielle de vapeur d'eau exprimée en mmHg

On en déduit $S^* = I^* \sin(h)$

Irradiation directe journalière S

L'irradiation directe journalière S sur un plan horizontal peut être déterminée de plusieurs manières en fonction des données disponibles [14] [15]:

- Par mesure directe de G et D on en déduit $S = G - D$
- A partir de l'irradiation globale G, on calcule l'irradiation directe D par la relation (3.10)
- Par intégration sur la journée des valeurs de $S^* = I^* \sin(h)$, I^* étant calculé par la relation (3.14)

3.2.2.2.2 Le rayonnement diffus

Eclairement D^*

L'éclairement solaire diffus D^* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles [14] [15]:

- Par mesure directe
- A partir de la mesure de l'irradiation journalière diffuse D sur un plan horizontal

$$D^{**} = \frac{\pi}{24} [a + b \cos(\omega)] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_1)}{\sin(\omega_1) - \frac{\pi\omega_1}{180} \cos(\omega_1)} D \quad (3.16)$$

- A partir de la mesure de l'irradiation globale G sur un plan horizontal : on évalue D par la relation (3.13)
- Par utilisation de la corrélation suivante en l'absence de toute mesure :

$$D^* = 54,8 \sqrt{\sin(h)} [TL - 0,5 - \sqrt{\sin(h)}] \quad (3.17)$$

TL est le facteur de trouble de Linke calculé par la relation (3.15)

Irradiation D

L'irradiation diffuse journalière D sur un plan horizontal peut être déterminée de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

- Par mesure directe

- A partir de la mesure de l'irradiation globale G sur un plan horizontal : D est calculée par la relation (3.13)
- Par intégration des valeurs de D données par la corrélation (3.10) en l'absence de toute donnée

3.2.2.3 Le rayonnement solaire sur un plan quelconque

3.2.2.3.1 L'éclairement

Soit une surface plane inclinée d'un angle i par rapport l'horizontale et orientée vers une direction faisant un angle γ avec la direction Sud. Le rayonnement global $G^*(i, \gamma)$ reçu par cette surface est la somme des 3 termes [13] [15].

$$G^*(i, \gamma) = S^*(i, \gamma) + D^*(i, \gamma) + R^*(i, \gamma) \quad (3.19)$$

Chacun des 3 termes se calculant de la façon suivante:

Eclairement direct :

$$S^*(i, \gamma) = \frac{S^*}{\sin(h)} [\cos(h)\sin(i)\cos(a - \gamma) + \sin(h)\cos(i)] \quad (3.20)$$

Eclairement diffus :

$$D^*(i, \gamma) = \frac{D^*}{2} [1 + \cos(i)] \quad (3.21)$$

Eclairement réfléchi :

$$R^*(i, \gamma) = \frac{G^*}{2} \rho [1 - \cos(i)] \quad (3.22)$$

ρ facteur de réflexion du sol vis-à-vis du rayonnement solaire, est appelé l'Albédo (Tab.3.2).

Tableau : 3.2 : Quelques valeurs de l'Albédo au sol pour le rayonnement solaire global [13] [16]

Surface	Albédo
- Couverture de neige fraîche	0.80 à 0.90
- Couverture de neige tassée et vieillie	0.50 à 0.70
- Terre cultivée nue	0.08 à 0.25
- Prairie et herbages verts	0.12 à 0.25
- Terre sableuse	0.15 à 0.25
- Sable clair, sec ou mouillé	0.25 à 0.45

3.2.2.3.2 La variation journalière du rayonnement

L'éclairement solaire reçu par un capteur varie typiquement de la manière représentée sur la figure (3.4) au cours d'une journée non perturbée : nul la nuit, il augmente dès le lever du jour pour atteindre un maximum au midi solaire avant de décroître de nouveau jusqu'à s'annuler à la tombée de la nuit.

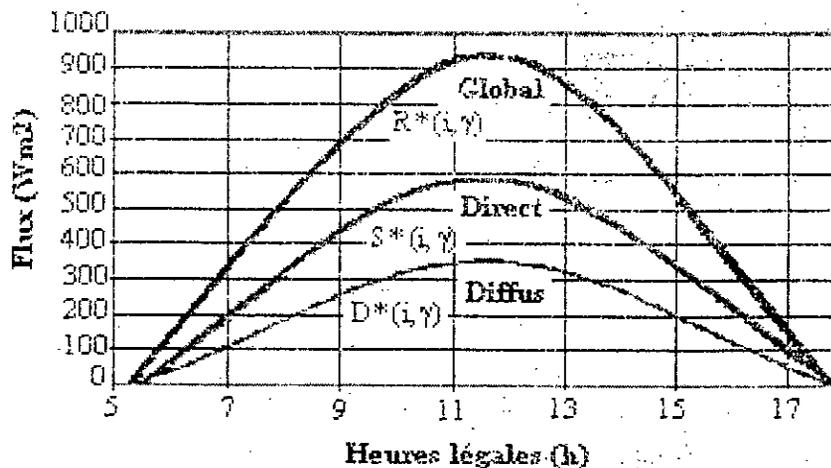


Figure 3.4 : Exemple d'éclairement d'une surface horizontale

3.3 La cellule photovoltaïque

La caractéristique du module photovoltaïque $I=f(V)$ constitue un élément très important du système. En effet, connaître les variations du courant et de la tension en fonction des données météorologiques du site d'installation, de la température ambiante et de l'éclairement, permettent d'optimiser le générateur, élément principal dans l'investissement du projet.

3.3.1 Le modèle de la Température ambiante

Les données des températures maximale et minimale permettent de représenter les variations de la température ambiante et leur détermination à n'importe quel moment de la journée.

Par supposition, la température maximale se produit deux heures après midi et la température minimale au lever du jour ou lever du soleil.

- $0 < h \leq h_a$

$$T = 1/2(T_{\max} - T_{\min})\{1 + \cos[W2(h + 24) + \theta 2]\} + T_{\min} \quad (3.23)$$

- $h_a \leq h \leq 14$

$$T = 1/2(T_{\max} - T_{\min})\{1 + \cos[W1h + \theta 1]\} + T_{\min} \quad (3.24)$$

- $14 \leq h \leq 24$

$$T = 1/2(T_{\max} - T_{\min})\{1 - \cos[W2h + \theta2]\} + T_{\min} \quad (3.25)$$

$$W1 = \frac{\pi}{(14 - ha)} \quad W2 = \frac{\pi}{(10 + ha)} \quad (3.26)$$

$$\theta1 = \frac{\pi(2 * ha - 14)}{(ha - 14)} \quad \theta2 = -14 * \frac{\pi}{(10 + ha)} \quad (3.27)$$

Avec h : heure solaire ha : heure du lever du soleil

3.3.2 Modèle de la cellule photovoltaïque

Le schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque est représenté à la figure (3.5) [17].

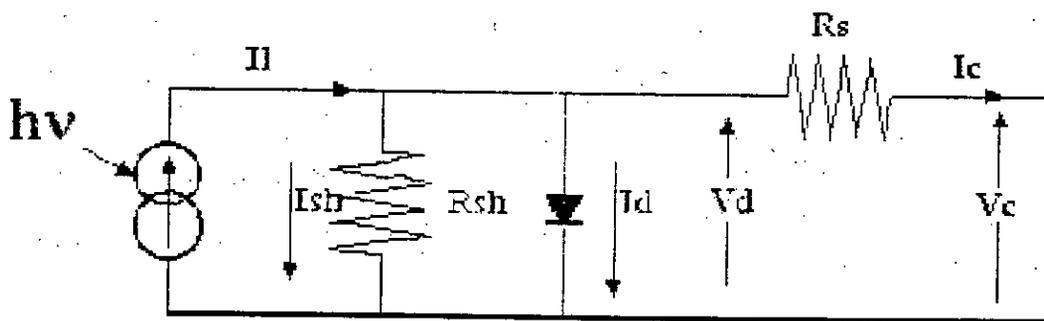


Figure 3.5 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

I_c et V_c sont respectivement le courant et la tension de sortie.

D'après la loi de Kirchoff :

$$I_l = I_d + I_{sh} + I_c \quad (3.28)$$

Le courant passant dans la résistance shunt (R_{sh}) :

$$I_{sh} = \frac{(V_c + I_c * R_s)}{R_{sh}} \quad (3.29)$$

Le courant de jonction I_d est donné par :

$$I_d = I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e(V_c + I_c * R_s)}{m * k * T_c} \right] - 1 \right\} \quad (3.30)$$

En remplaçant les expressions de I_{sh} et I_d dans l'équation (3.28), nous aurons l'expression du courant de sortie I_c

$$I_c = I_l - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e(V_c + I_c * R_s)}{m * k * T_c} \right] - 1 \right\} - \frac{(V_c + I_c * R_s)}{R_{sh}} \quad (3.31)$$

Si on admet que la résistance shunt R_{sh} est très grande [17] [18], l'équation (3.31) devient :

$$I_c = I_1 - I_0 \left\{ \exp \left[e \frac{(V_c + I_c * R_s)}{m * k * T_c} - 1 \right] \right\}$$

$$I_c = I_1 - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{(V_c + I_c * R_s)}{A} - 1 \right] \right\} \quad (3.32)$$

Avec
$$A = \frac{m * k * T_c}{e} \quad (3.33)$$

I_1 , I_0 , R_s , R_{sh} et A sont les 5 paramètres qui dépendent de l'éclairement et de la température de la cellule. La détermination de ces paramètres se base généralement sur les données des constructeurs et relatives aux conditions de références définies par la caractéristique $I=f(V)$ du module photovoltaïque, en l'occurrence :

- Tension en circuit ouvert : $V_{oc,ref}$
- Courant de court circuit : $I_{sc,ref}$
- Puissance maximale : $I_{mp} * V_{mp}$
- Les coefficients de température de la tension en circuit ouvert et du courant de court circuit respectivement μ_{voc} , μ_{isc}

Les équations (3.34), (3.35), (3.36) et (3.37) sont utilisées pour le calcul des paramètres de la cellule photovoltaïque dans les conditions standards basées sur les données expérimentales fournies par les constructeurs. Du fait que la résistance série R_s soit très petite par rapport à la résistance interne de la diode, on peut admettre que le courant de court circuit est sensiblement égal au photo courant [18].

$$I_{1,ref} = I_{sc,ref} \quad (3.34)$$

$$I_{0,ref} = \frac{I_{1,ref}}{\exp \left(\frac{V_{oc,ref}}{A_{ref}} \right) - 1} \quad (3.35)$$

$$R_{s,ref} = \frac{A_{ref} * \ln \left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{1,ref}} \right) - V_{mp,ref} + V_{oc,ref}}{I_{mp,ref}} \quad (3.36)$$

$$A_{ref} = \frac{\mu_{voc} * T_{c,ref} - V_{oc,ref} + E_q * N_s}{\frac{T_{c,ref} * \mu_{isc}}{I_{1,ref}} - 3} \quad (3.37)$$

Les indices oc, sc, mp et ref se rapportent respectivement à circuit ouvert, court circuit, puissance maximale et conditions de référence. E_g est la bande interdite (Gap) et N_s est le nombre de cellules en série dans un module photovoltaïque.

A chaque fois que l'éclairement G ou la température ambiante T_c change, les paramètres de la cellule changent également et peuvent être estimés par les équations suivantes [17] :

$$I_1 = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) [I_{1,ref} + \mu_{tsc} (T_c - T_{c,ref})] \quad (3.38)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 * \exp \left[\left(\frac{N_s * E_g}{A} \right) \times \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c} \right) \right] \quad (3.39)$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (3.40)$$

$$A = A_{ref} * \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (3.41)$$

La modélisation de la cellule se résume comme suit :

Les équations (3.34), (3.35), (3.36) et (3.37) pour déterminer les 04 paramètres précités aux conditions de référence. Ces paramètres sont corrigés pour des variations de l'éclairement et de la température par les équations (3.38), (3.39), (3.40) et (3.41).

3.3.2.1 Calcul de la Température de la cellule

La température de la cellule est un paramètre important d'autant plus que la tension en circuit ouvert du module dépend de la température.

Ce modèle suppose que la différence entre la température ambiante au voisinage de la cellule et la température de la cellule dépend linéairement de l'éclairement reçu [18].

$$T_c - T_a = K * G \quad (3.42)$$

Où
$$K = \frac{(NOCT - 20)}{800} \quad (3.43)$$

NOCT : Température de la cellule quand elle reçoit un éclairement de 800 W/m², la température ambiante est de 20°C et 1 m/s de circulation de l'air environnant ambiant.

Les figures (3.6) à (3.9) montrent les principales caractéristiques de la cellule photovoltaïque au silicium, ainsi que l'influence de l'éclairement et de la température sur son fonctionnement.

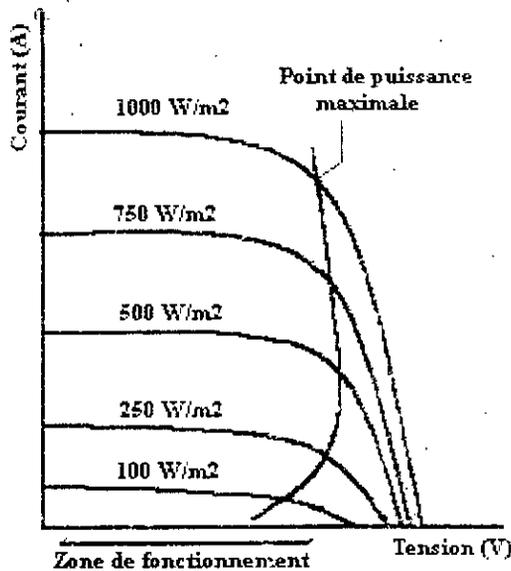


Figure 3.6 : Caractéristiques $I=f(V)$ d'une cellule photovoltaïque au Si

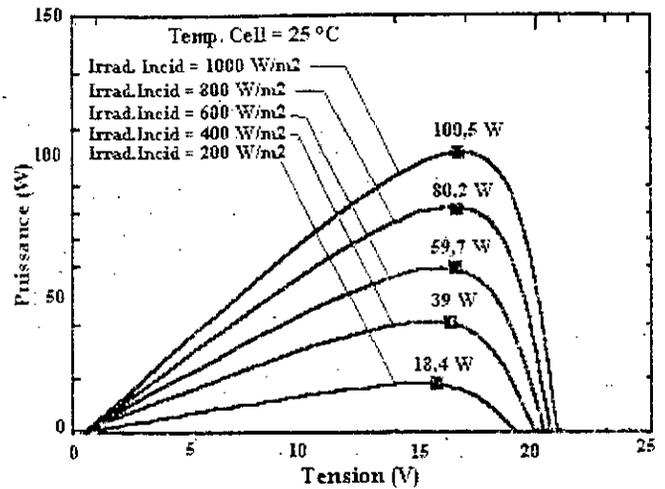


Figure 3.7 : Courbes de puissances en fonction de la tension aux bornes de la cellule PV et en fonction de l'éclairement

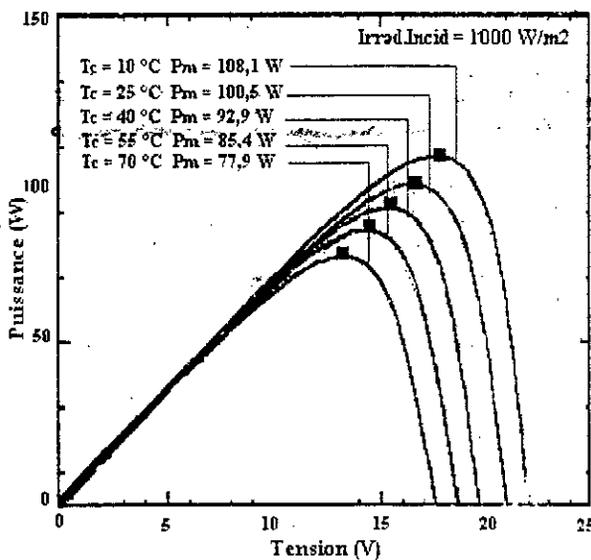


Figure 3.8 : Influence de la Température - Puissance en fonction de la tension

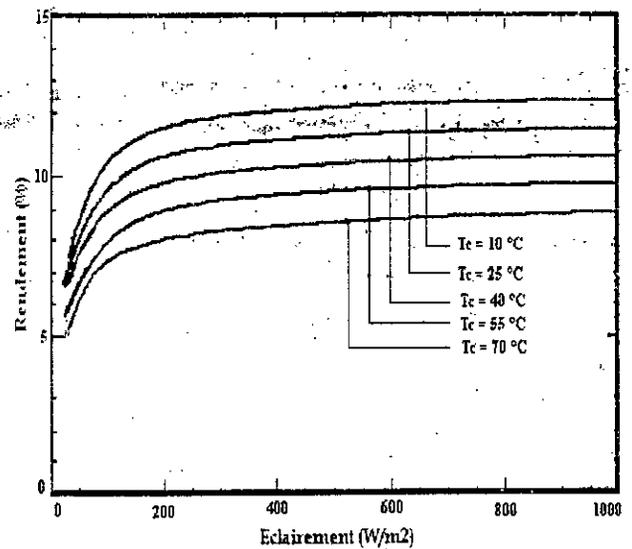


Figure 3.9 : Influence de la Température - Rendement en fonction de l'éclairement

De ces figures nous pouvons constater que le fonctionnement des cellules photovoltaïques dépend des conditions d'ensoleillement et de température à la surface de la cellule. Ainsi, chaque courbe courant - tension correspond à des conditions spécifiques de fonctionnement.

L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur la surface (Fig. 3.7). Nous pouvons remarquer que la tension V_{max} correspondant à la puissance maximale ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant maximal I_{max} qui augmente fortement avec l'éclairement.. La température de jonction au niveau de la surface de la

cellule exposée au rayonnement influence fortement les caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque. Lorsque la température augmente, la tension diminue alors que le courant augmente. Ainsi, plus la température augmente et moins la cellule est performante (Fig. 3.8). (Fig.3.9)

Pour le calcul d'un système de pompage par énergie solaire photovoltaïque, il faudrait donc tenir compte des conditions et des variations climatiques du site d'installation choisi.

3.4 Le moteur asynchrone

3.4.1 Constitution et principe de fonctionnement du moteur asynchrone

3.4.1.1 Le stator

Constitué de 03 enroulements parcourus par des courants alternatifs triphasés et possède P paires de pôles. Les courants alternatifs dans le stator créent un champ magnétique B_1 tournant à la pulsation de synchronisme.

$$\Omega_s = \frac{\omega}{p} \quad (3.44)$$

Avec Ω_s : Vitesse synchronisme de rotation du champ tournant [rad s^{-1}]

ω : Pulsation des courants alternatifs $\omega = 2 * \pi * f$

p : Nombre de paires de pôles

3.4.1.2 Le rotor

Le rotor n'est relié à aucune alimentation, il tourne à la vitesse de rotation Ω

3.4.1.3 Le glissement

Le rotor tourne à la vitesse Ω plus petite que la vitesse de synchronisme Ω_s , donc le rotor glisse par rapport au champ tournant et va dépendre de la charge.

$$g = \frac{n_s - n}{n_s} = \frac{\Omega_s - \Omega}{\Omega_s} \quad (3.45)$$

$$\Omega_s = 2 * \pi * n_s \quad \Omega = 2 * \pi * n \quad [\text{rad s}^{-1}]$$

n_s : Vitesse de rotation de synchronisme du champ tournant [tr.s^{-1}]

n : Vitesse de rotation du rotor

3.4.2 Modélisation du moteur asynchrone

3.4.2.1 Schéma équivalent par phase (Fig. 3.10)

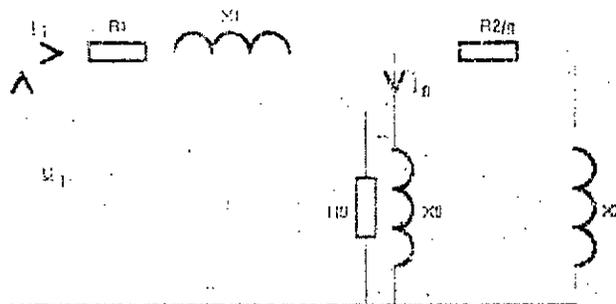


Figure 3.10 : Schéma équivalent par phase du moteur asynchrone

R_1 - X_1 : Résistance et réactance de l'enroulement statorique

I_0 est le courant à vide, R_0 générant les pertes magnétiques et X_0 le courant magnétisant

X_2 Réactance rotorique vue du stator

R_2 Génère la puissance active au stator (pour une part mécanique, pour l'autre dissipée par effet joule).

3.4.2.2 Schéma équivalent simplifié (Fig. 3.11)

Pour l'approche et dans un premier temps, certaines hypothèses sont formulées :

- Pas de pertes au stator (courant à vide purement réactif)
- Pas d'inductance au stator

La puissance active est séparée en 02 termes :

$$P_a = P_u + P_{j2} \tag{3.46}$$

P_u : Puissance utile (mécanique)

P_{j2} : Pertes joules rotoriques (dissipée dans R_2 , résistance rotorique par phase)

$$\frac{R_2}{g} = R_2 + R_2 * \frac{1-g}{g} \tag{3.47}$$

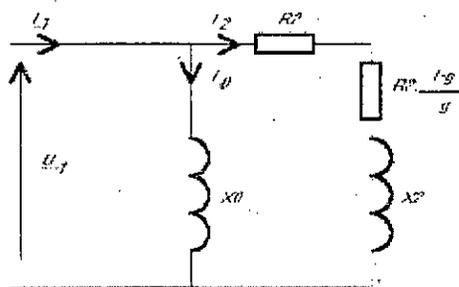


Figure 3.11 : Schéma équivalent simplifié du moteur asynchrone

3.4.2.3 La mise en équation

3.4.2.3.1 Le Courant par phase

$$I_2 = \frac{U_1}{\sqrt{\left(\frac{R_2}{g}\right)^2 + X_2^2}} \quad (3.48)$$

Au démarrage, g vaut 1 et ce courant est maximum. le courant décroîtra au fur et à mesure que la vitesse augmentera.

3.4.2.3.2 Le couple utile

$R_2 * \frac{(1-g)}{g}$ désigne la résistance fictive dissipant la puissance mécanique utile

le couple utile est donné par l'équation (3.49) :

$$C_u = 3 * U_1^2 * \frac{R_2}{\Omega_s} * \frac{1}{\frac{R_2^2}{g} + X_2^2 * g} \quad (3.49)$$

Le couple utile est maximum pour

$$\frac{R_2^2}{g_0} = X_2^2 * g_0 \Rightarrow g_0 = \frac{R_2}{X_2}$$

$$C_{u \max} = \frac{3 * U_1^2}{2 * \Omega_s * X_2} \quad (3.50)$$

L'expression du couple donnée par l'équation (3.50) ne dépend pas de la résistance du rotor

- A vide ($g=0$), le couple utile est nul
- A glissement donné, le couple utile est proportionnel au carré de la tension d'alimentation
- Si on veut maintenir un couple utile constant avec la tension d'alimentation, il faut réduire Ω_s dans le même rapport, donc travailler à (U/f) constant.

3.4.3 Représentation des caractéristiques mécanique du moteur asynchrone

Les 2 courbes couple-vitesse et courant-vitesse ont chacune la forme suivante (Fig. 3.12).

La partie utile (fonctionnement stable du moteur) de cette courbe correspond à $\Omega \in [\Omega_{c \max}, \Omega_s]$

Nous pouvons remarquer :

- Pour $\Omega_{c_{max}}$ des valeurs proches de Ω_s : des perturbations du couple résistant n'entraînent que de faibles variations de la vitesse angulaire Ω . La vitesse $\Omega_{c_{max}}$ correspond à une valeur de glissement $g_{c_{max}} = \left(\frac{r}{l\omega}\right)$ ce qui entraîne $r \ll l\omega$.
- Un couple de démarrage supérieur au couple nominal. Ainsi, il est possible de démarrer des machines centrifuges ou à couple résistant constant.

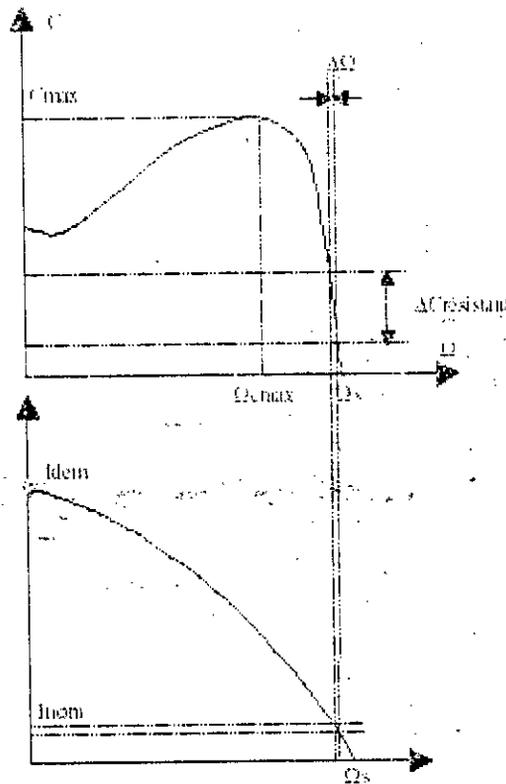


Figure 3.12 : Courbes couples - vitesse et courant - vitesse

Remarques

La vitesse de synchronisme n_s dépend de la fréquence f_s des courants statoriques. Et comme la vitesse « n » reste très proche de la vitesse de synchronisme, pour varier la vitesse du moteur, il faut en fait varier la fréquence f_s .

Pour faire varier la vitesse sans modifier le couple utile, il faut garder le rapport (V_s / f_s) constant (V_s étant la tension d'alimentation d'un enroulement). Si on augmente la vitesse, il faut augmenter la fréquence et la tension d'alimentation. C'est ce principe qui est appliqué au système de pompage par énergie solaire photovoltaïque fonctionnant au fil du soleil.

3.5 La pompe centrifuge

Elle est destinée pour les hauteurs fixes et possède les caractéristiques suivantes :

- Le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage.
- La pompe tourne même par de très faibles ensoleillements (néanmoins, il faut une certaine vitesse du moteur pour que la pression de l'eau soit suffisante pour sortir à l'extrémité du tuyau d'amenée d'eau)
- La capacité augmente avec la vitesse de rotation

3.5.1 Le modèle de la pompe centrifuge

3.5.1.1 La caractéristique hauteur - débit.

Les pompes sont généralement décrites par leur caractéristiques hauteur-débit : $H(Q)$. H est la hauteur totale créée par la pompe et Q est le débit de la pompe. L'équation d'Euler (3.51), permet de décrire la caractéristique $H(Q)$ pour une pompe idéale dans laquelle le nombre d'aubes est pris égal à l'unité. A cet effet, la hauteur idéale H_{id} , pour une pompe idéale, peut être exprimée comme suit [19] :

$$H_{id} = \frac{1}{g} \left[(\omega * R_2)^2 - \frac{Q * \omega}{2 * \pi * b_2 * \lg \beta_2} \right] \quad (3.51)$$

Réellement, une pompe centrifuge possède 6 à 12 aubes. Dans ce cas, l'écoulement n'est plus à filets mais une combinaison de deux écoulements : un écoulement à répartition régulière des vitesses et un écoulement giratoire, entre les deux aubes, dont le sens est inverse à celui du rotor. Lors du passage entre les aubes, le liquide subit une certaine déviation de la direction, entraînant une diminution de la vitesse absolue du liquide à la sortie de la roue V_2 et de la hauteur idéale H_{id} . Cette diminution peut être exprimée par un coefficient μ , appelé coefficient d'influence du nombre d'aubes :

$$H_{th} = \mu * H_{id} \quad (3.52)$$

H_{th} est la hauteur théorique d'une pompe à nombre fini d'aubes.

D'après certaines hypothèses, Pfleiderer [20] aboutit au calcul du coefficient μ :

$$\mu = \frac{1}{1 + \frac{a}{2} * \left(1 + \frac{\beta_2}{60} \right) * \frac{2}{1 - \left(\frac{R_1}{R_2} \right)}} \quad (3.53)$$

Où $a = 0.65$ à 0.85

La hauteur théorique peut se mettre sous la forme :

$$H_{th} = \mu * H_{id} = \frac{\mu}{g} * \left[(\omega * R_2)^2 - \frac{Q * \omega}{2 * \pi * b_2 * \tan \beta_2} \right] \quad (3.54)$$

Une deuxième diminution de la hauteur d'élévation, H_{fr} , est causée par les pertes de charges hydrauliques, telles que : les pertes par frottement et par divergence se produisant à tous les régimes et les pertes par choc.

Les pertes de charges, dues aux frottements, produites par l'écoulement turbulent au niveau de la pompe sont proportionnelles au carré du débit [19] :

$$H_{fr} = K_{fr} * Q^2 \quad (3.55)$$

Les pertes de charge dues aux chocs ont lieu à l'entrée de la roue et à l'entrée du diffuseur. Ces pertes peuvent être exprimées comme suit [19]:

$$H_{ch} = K_c (Q - Q_0)^2 \quad (3.56)$$

K_{fr} et K_c représentent les coefficients relatifs à la pompe,

Q_0 est le débit pour lequel ces pertes sont nulles, il est proportionnel à la vitesse de la pompe. Plus le débit s'éloigne de cette valeur, plus ces pertes de charge deviennent proportionnelles au carré de la différence de ces débits. Il en résulte :

$$H = H_{th} - H_{ch} = \mu * H_{id} - K_{fr} * Q^2 - K_c * (Q - Q_0)^2 \quad (3.57)$$

L'expression de la hauteur d'élévation de la pompe H , peut être mise sous la forme suivante :

$$H = a * Q^2 + b * Q + c \quad (3.58)$$

Avec $a = -K_c - K_{fr}$, $b = 2 * K_c * Q_0 - \frac{\mu * \omega}{2 * g * \pi * b_2 * \tan \beta_2}$, $c = \frac{\mu * R_2^2}{g} * \omega^2 - K_c * Q_0^2$

L'équation (3.58), décrit la hauteur H comme fonction du débit de la pompe et des caractéristiques du groupe électropompe (les principaux paramètres sont décrits en annexe 1)

3.5.1.2 La caractéristique couple – vitesse

La puissance mécanique disponible au niveau de l'arbre d'entraînement de la roue de la pompe, se compose des pertes par frottement et de la puissance hydraulique transmise au fluide par les aubes.

L'équation du couple peut être mise sous la forme suivante :

$$T_p = K_p \times \omega^2 + K_r \times \omega + K_s \quad (3.59)$$

Où K_p, K_r, K_s sont des constantes spécifiques à la pompe.

Les équations (3.58) et (3.59) sont utilisées pour modéliser les caractéristiques hauteur – débit et couple – vitesse de la pompe centrifuge. En général, les caractéristiques de la pompe centrifuge sont le plus souvent spécifiées pour une vitesse constante [19]. Cependant, dans le système de pompage photovoltaïque, la vitesse de la pompe varie avec l'éclairement.

Les lois de similitude peuvent être utilisées pour compléter les caractéristiques données par le constructeur et déterminer les performances de la pompe à vitesse variable [21].

$$Q = f(n)$$

$$Q = Q_{réf} \left(\frac{n}{n_{réf}} \right)$$

$$H = f(n^2)$$

$$H = H_{réf} \left(\frac{n}{n_{réf}} \right)^2$$

$$P = f(n^3)$$

$$P = P_{réf} \left(\frac{n}{n_{réf}} \right)^3$$

Où Q, H, n, P représentent respectivement le débit, la hauteur, la vitesse et la puissance à l'entrée de la pompe.

Les deux caractéristiques simulées de la pompe centrifuge décrites par les équations (3.58) et (3.59) sont représentées par les figures (3.13) et (3.14). La première est celle de la hauteur – débit pour différentes vitesses (n_1, n_2, n_3, n_4) et la deuxième est celle du couple – vitesse pour un débit fixe. Pour la simulation, les données de la pompe sont déduites [21].

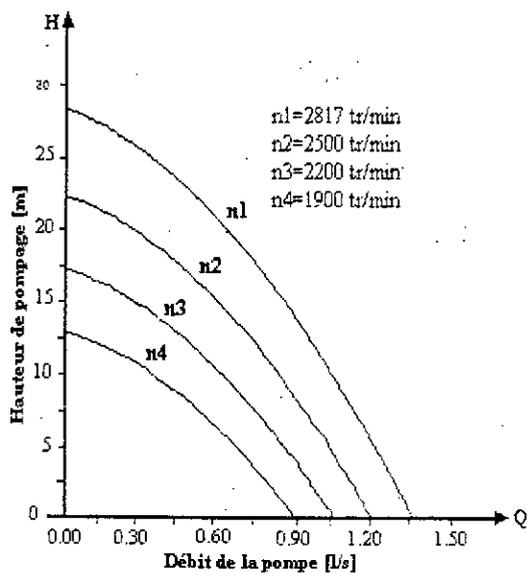


Figure 3.13 : Caractéristiques $H(Q)$ simulées d'une pompe centrifuge

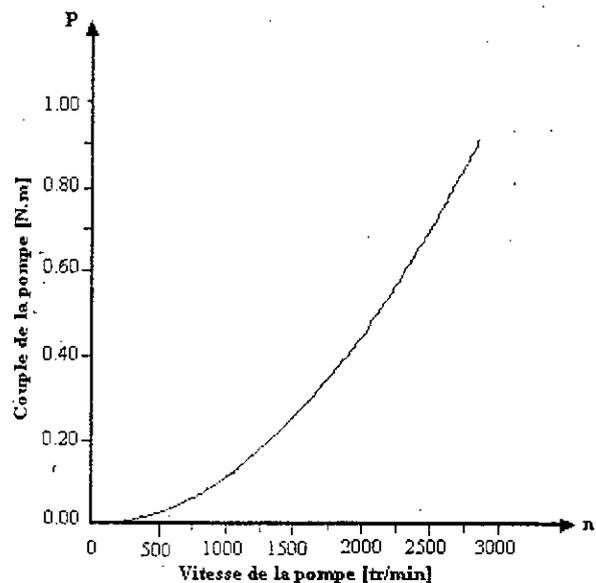


Figure 3.14 : Caractéristiques Couple-vitesse d'une pompe centrifuge

3.6 Conclusion

Les modules photovoltaïques représentant la partie importante du point de vue investissement dans un système énergétique, permettent de transformer l'énergie solaire reçue en énergie électrique nécessaire pour des conditions météorologiques et des technologies données. Ils sont fournis à l'outil d'optimisation avec les données de consommation, les caractéristiques du site et de l'électropompe ainsi que leur performance énergétique et leur coût.

L'optimisation du dimensionnement et de la gestion de l'énergie nécessite une modélisation de chaque maillon de la chaîne de conversion. En effet et afin de pouvoir déterminer à chaque instant, pour une consommation et un gisement donné, la puissance que peut fournir le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque, les modèles électriques fiables et adaptés des sous systèmes doivent être élaborés.

Pour atteindre cet objectif c'est-à-dire réaliser des optimisations du dimensionnement et de gestion d'énergie, il faudrait disposer de bases de données de tous les constituants intervenant dans la production de l'énergie, puis définir les critères de choix des divers solutions possibles.

La réalisation de ces bases de données ainsi que l'analyse technico économique du système complet seront présentées dans le chapitre 4 et 5.

Chapitre 4

Analyse économique des systèmes de pompage de l'eau

Chapitre 4

Analyse économique des systèmes de pompage de l'eau

Etude de cas : par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène

4.1 Introduction

Le choix technico-économique de l'une des formes de certaines énergies dans les sites éloignés en zones arides est tributaire de plusieurs facteurs dont notamment, la puissance électrique requise, le coût d'investissement, et les contraintes d'accès au site du projet.

L'analyse économique préalable de l'une de ces formes d'énergie revêt une importance capitale, car elle conditionne la compétitivité entre les différentes sources envisagées. A cet effet, nous présentons une méthode de calcul des différents coûts dans le présent chapitre et plus particulièrement une comparaison entre deux systèmes de pompage présentant les mêmes caractéristiques, le même service rendu, l'un alimenté par énergie solaire photovoltaïque et l'autre par un groupe électrogène.

Cette analyse permet d'évaluer exactement les coûts inhérents à chaque installation de pompage. Ces coûts comprennent notamment : le coût de l'investissement, le coût de remplacement, le coût de l'entretien et de la maintenance, la consommation d'énergie s'il y a lieu, le lieu d'approvisionnement en carburant, qui sont les parties les plus importantes [5] [6] [23]. Elle permet d'évaluer la meilleure solution énergétique en terme de coût d'une part. D'autre part une étude sur la fiabilité du système s'impose en vue de son emplacement sur un site éloigné.

4.2 Problématique et enjeux

La technologie solaire peut apporter une réponse appropriée à la question de la fourniture en énergie et en eau pour les sites isolés. Les objectifs consistent essentiellement dans l'amélioration de la sécurité alimentaire et des conditions de vie des populations plus particulièrement grâce au pompage de l'eau.

L'électrification des sites isolés dans les régions en développement constitue un marché potentiel pour les systèmes d'énergie photovoltaïque. Toutefois, si ces systèmes ont été étudiés et améliorés aux cours des deux dernières décennies, leur développement à une échelle significative ne sera possible que dans la mesure où l'on aura une idée claire du marché qui leur est ouvert en terme de compétitivité technico-économique.

La nécessité d'analyser la rentabilité économique présente et future de l'énergie solaire photovoltaïque est indispensable afin de juger si elle peut se développer à grande échelle. Or, la plupart des analystes classiques mettent en doute leur rentabilité économique. la mobilisation du capital nécessaire à l'investissement initial est présentée comme un obstacle rédhibitoire [8].

L'utilisation des systèmes d'énergie photovoltaïque dans les sites isolés suppose une analyse préalable des conditions d'installation tant au point de vue technique que vis à vis de l'environnement [5].

Les considérations techniques :

- Connaissance des ressources en Energies Renouvelables,
- Identification des besoins,
- Définition du cahier des charges pour répondre de la manière la plus précise à ces besoins.

Les considérations économiques :

- Fiabilité – Durée de vie : Les systèmes photovoltaïques doivent se justifier par une fiabilité et une longévité supérieure à l'ensemble des équipements conventionnels actuels et plus spécialement des groupes électrogènes.

Les considérations sociales :

- Eviter l'exode rural massif des jeunes à la recherche d'activités professionnelles

Dans les zones rurales plus particulièrement dans les pays en voie de développement, beaucoup ne bénéficient pas encore de l'énergie nécessaire pour satisfaire leurs besoins de base et améliorer leur situation économique. Le coût élevé de l'extension du réseau électrique oblige les institutions à envisager d'autres solutions alternatives. Parmi celles-ci, on trouve l'utilisation très répandue du groupe électrogène (GE) souvent considéré comme une solution économique et fiable mais, générant des nuisances d'ordre environnemental [24] :

- un coût de fonctionnement élevé,
- une dépendance énergétique,
- un problème d'approvisionnement en carburant,
- une maintenance compliquée et coûteuse, le plus souvent éloignée,
- une faible durée de vie (< 5 ans),
- une impossibilité d'une production électrique continue sur 24 heures,
- une nuisance sonore et problèmes de gestion des huiles de vidange,

Grâce à certaines circonstances qui ont fait propulser le photovoltaïque là où les ressources solaires sont adéquates et une demande ou un besoin modéré, les caractéristiques des 3 systèmes

de pompage pouvant être envisagées (manuel, photovoltaïque et groupe électrogène) sont résumés dans le tableau (4.1) [24].

Tableau 4.1 : Comparaison des options de pompage les plus largement utilisées

<i>Type de pompage</i>	<i>Avantages</i>	<i>Inconvénients</i>
<i>Pompage manuel</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Faible coût • Technologie simple • Maintenance facile • Propre • N'exige pas de carburant 	<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance régulière • Faible débit • Exige du temps et de l'énergie
<i>Pompage solaire photovoltaïque</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Faible maintenance • Propre • Pas de carburant • Installation facile • Fiable sur le long terme • Faible coût périodique • Système modulable 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût important d'investissement • Le rendement baisse en fonction des irradiations
<i>Pompage par groupe électrogène</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Coût modéré en capital • Transportable • Installation facile 	<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance souvent inadéquate • Durée de vie réduite • Prix du carburant élevé • Fonctionnement journalier limité • Pollution de l'environnement

4.3 Considérations pour la conception des systèmes de pompage

Due au coût élevé du générateur PV et à l'augmentation de l'utilisation de ces systèmes, une grande importance est donnée à leur conception et à leur utilisation optimale qui permettent un fonctionnement fiable et économique. A cet effet, la conception du système de pompage doit viser un rendement d'utilisation maximal et cela, par une meilleure adaptation des différents composants du système. Les principaux paramètres à prendre avec beaucoup de précaution sont les besoins de la population en eau, les caractéristiques de la source d'exhaure et les paramètres météorologiques du site

4.3.1 Analyse des besoins et des conditions d'exploitation

L'analyse des besoins et des conditions d'exploitation doit permettre de déterminer les caractéristiques techniques du système à installer pour satisfaire à ces besoins. Trois paramètres techniques délimitent l'évaluation d'un pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque :

- la quantité d'eau quotidienne requise.
- la disponibilité de l'eau,
- la ressource solaire

4.3.2 Les besoins en eau

Trois différents besoins seront considérés pour déterminer la quantité d'eau pompée par le système de pompage :

- de l'eau à boire et cuisiner.
- de l'eau pour le bétail et/ou le cheptel.
- de l'eau pour l'irrigation.

Les études sur la consommation en eau en milieu rural concluent à une quantité consommée de 20 à 40 litres par jour et par personne [25] [26]. Ces chiffres sont cependant loin d'être vérifiés sur le terrain. En effet, les rares mesures effectuées révèlent que, dans des lieux identiques en apparence (même région, même style de vie, etc.), la quantité d'eau consommée est extrêmement variable. Dans des conditions similaires, le facteur d'utilisation (c'est-à-dire le rapport moyen entre le volume consommé et le volume disponible) varie entre 30 et 70 % [25].

Le chiffre à prendre en compte pour effectuer un dimensionnement se situe entre 18 et 55 litres par personne et par jour [25]. La fourchette basse correspond à la situation où l'eau est distribuée par bornes-fontaines communautaires, d'où l'eau est transportée jusqu'aux habitations par les usagers eux-mêmes. La valeur la plus élevée correspond à la situation où chaque habitation est équipée d'un point d'eau individuel. Pour retenir une valeur, il faut observer les caractéristiques propres du village (présence d'autres points d'eau, traditions, etc.). Comme ces particularités n'apparaissent pas à première vue, c'est avec une approximation conservatrice que le dimensionnement d'un système de pompage solaire sera effectué. Il ne faudra alors pas trop s'attacher aux considérations économiques qui sont souvent le facteur de décision en l'absence d'autres éléments plus précis. Les besoins estimés en eau pour un certain type d'animaux sont donnés au tableau (4.2) [11] [24].

Tableau 4.2 : Besoins en eau de certains types d'animaux

<i>Type d'animaux</i>	<i>Besoins en eau (litre/jour)</i>
Cheval	50
Veau	20
Mouton	5
Chèvre	5

La détermination des besoins en eau pour les humains est quelque peu assez complexe, parce que l'usage de l'eau varie suivant la taille du village, le lieu et le style de vie des habitants [25].

Il est encore plus complexe d'estimer l'eau destinée à l'irrigation. Le type de la récolte dépendant des facteurs météorologiques (température, humidité, vitesse du vent...), de la méthode d'irrigation et la saison sont les principaux facteurs à considérer. Le goutte-à-goutte ou l'irrigation par canal considéré comme moyen d'irrigation économique est plus convenable avec les systèmes de pompage photovoltaïque qu'avec les autres techniques d'arrosage et cela, en respectant certaines techniques [11] [24].

L'usage de l'eau est la première exigence à déterminer. Le mois critique du point de vue conception, sera dans certains cas, le mois le plus défavorable du point de vue irradiation avec le maximum de besoin en eau devant être puisée. Pour d'autres, le rapport de l'ensoleillement et les besoins en eau le plus faible [25].

4.4 Les systèmes de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène

4.4.1 Le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque

La puissance produite par le système PV dépend de l'insolation disponible. L'insolation varie pour chaque site et chaque mois. Si les besoins en eau demeurent les mêmes pendant toute l'année, la conception du système fonctionnant au solaire devra se baser sur la plus faible irradiation pour assurer la quantité d'eau adéquate pendant toute l'année ou un compromis avec les besoins importants durant les périodes de grandes chaleurs.

Si l'eau est utilisée pour l'irrigation, les mois avec la plus faible insolation correspondent souvent avec les mois où la demande en eau de la récolte est la plus faible. D'une autre manière, le mois où les besoins en eau sont plus importants déterminera la taille des équipements utilisés (générateur PV, onduleur et groupe électropompe)

Chaque électropompe commence à débiter à partir d'une certaine puissance fournie par le générateur (modules PV). Le débit de la pompe, pratiquement nul à cette puissance, augmentera proportionnellement à l'ensoleillement pour atteindre le maximum à midi solaire.

L'apparition du débit de la pompe est variable en fonction de chaque électropompe et des caractéristiques du système complet, du forage et des besoins. La courbe de rendement d'un générateur photovoltaïque en fonction de l'ensoleillement apparaît à la figure (4.2).

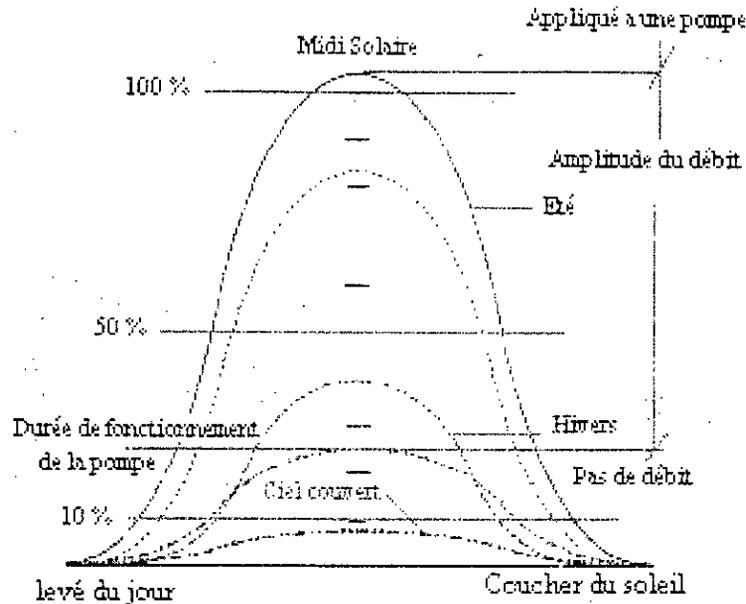


Figure 4.2 : Courbe de rendement d'un générateur PV en fonction de l'ensoleillement et le fonctionnement d'une pompe

On voit ici toute l'importance du dimensionnement, et l'incidence que peut avoir, la hauteur manométrique totale (Hmt) sur le débit. Le débit d'une pompe quelle qu'elle soit, dépend de l'effort à faire (Hmt) et de la quantité d'eau désirée (Débit). Cet effort s'appelle la puissance absorbée. Il est nécessaire que le générateur photovoltaïque puisse apporter cette puissance minimum, le plus tôt de la journée afin que la pompe tourne le plus longtemps possible.

4.4.2 Le système de pompage par groupe électrogène

Leur principal avantage résidera dans le fait qu'ils peuvent rapidement être mis en œuvre. Ils fournissent un débit constant permettant des applications directes comme l'irrigation localisée (goutte à goutte). De plus, on peut obtenir de grands débits, avec des investissements de départ relativement faibles.

La consommation en carburant est directement liée à la puissance nécessaire pour effectuer une tâche. Approximativement la puissance N (en CV) nécessaire [11] [26] se calcule par l'équation (4.1) :

$$N = \frac{Q * Ht}{4500 * \eta} \quad (4.1)$$

N : puissance en CV

Q : débit en l/mn

Ht : Hauteur manométrique [m]

η : rendement de la pompe

Dans le cas de l'eau claire et pour un rendement de la pompe $\eta = 0.55$ et la densité = 1

$$N = \frac{Q * H_t * 4}{1000} \quad (4.2)$$

Pour des considérations strictement économiques, les groupes électrogènes fonctionnant à l'essence ne sont pas utilisés à grande échelle, du fait que, l'essence coûte plus cher que le fuel, et se conserve moins bien (évaporation). Un groupe à essence ne devra donc être employé qu'en secours, dans la mesure où un approvisionnement local est possible. Le prix du m³ d'eau pompé est différent en fonction du prix du carburant, de la qualité du groupe, de sa durée de vie, du coût de son entretien et de la profondeur du forage. Les aspects à prendre en considération dans le choix du moteur de pompage dans le cas du système diesel sont principalement [11] [26] :

- La puissance maximale fournie par le moteur qui doit être de 20 à 25 % supérieure à la puissance maximale absorbée par la pompe, dans les conditions les plus difficiles,
- Les vitesses de rotation devraient être faibles de préférence (1500 t/min), car elles induisent moins d'échauffement

4.4.3 Analyse des conditions d'utilisation des équipements

Le choix doit être fait en tenant compte des conditions d'utilisation, car un mauvais choix aura 3 conséquences [24]:

- le risque d'obtenir un débit inférieur aux besoins ou bien trop important (dans ce cas, une dépense inutile pour un groupe électropompe surdimensionné),
- un mauvais rendement, aboutissant à une consommation excessive de carburant par rapport à la quantité d'eau pompée. Le rendement doit être optimum à la hauteur manométrique et à la vitesse de rotation prévue et se définit comme étant le rapport entre l'énergie hydraulique fournie et l'énergie mécanique absorbée par la pompe,
- une usure excessive et prématurée des moteurs.

Pour effectuer ce choix correctement, il faut d'abord disposer des éléments suivants :

- le débit maximum de pointe nécessaire,
- la hauteur géométrique maximum de pompage (différence d'altitude entre le niveau de l'eau le plus bas et le niveau du réservoir de stockage où arrive le tuyau),
- la longueur et le diamètre des tuyaux d'aspiration et de refoulement (car ils déterminent les pertes de charge en cours de pompage induisant de ce fait une pression supplémentaire. Elle est plus importante pour de petits que pour de grands diamètres et augmente avec la longueur de la tuyauterie),
- la connaissance parfaite des caractéristiques du forage.

En fonction de ces éléments, il faut consulter les courbes données par les constructeurs de pompes pour sélectionner celles qui ont des rendements satisfaisants dans les conditions prévues par l'étude, et qui disposent d'un moteur devant fournir une puissance légèrement supérieure (25 %) à la puissance absorbée par la pompe [11].

4.4.4 Les équipements types pour les systèmes de pompage

Les meilleurs types d'équipements particuliers aux applications de pompage, dépendent de la quantité d'eau devant être puisée, de la Hmt. de la section des conduites et de la source d'eau (forage, étang,...). En général, les pompes à déplacement positif conviennent aux faibles débits (< 15 m³/j) et de grandes profondeurs (30 – 500 m). Les pompes immergées centrifuges conviennent pour les hauts débits (25 – 100 m³/j) et une profondeur moyenne (10 – 30 m) [11] [24] [26]. La figure (4.3) présente les types de pompes les plus appropriées pour différents débits et Hmt [11] [24].

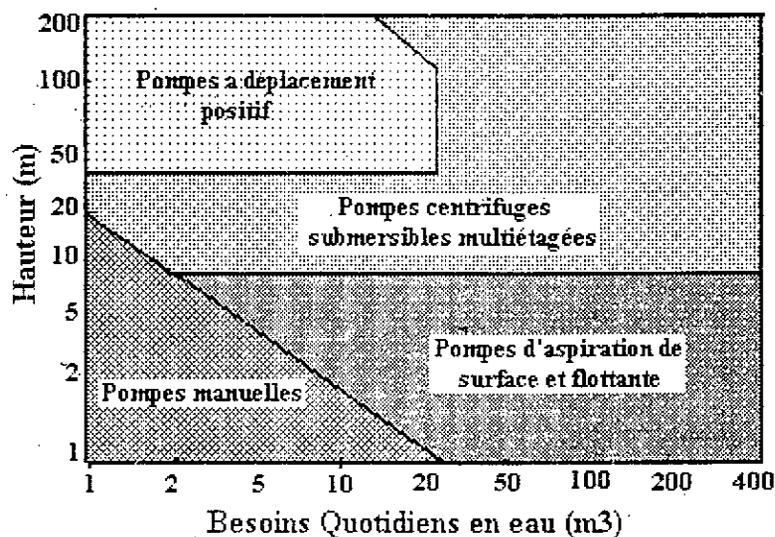


Figure 4.3 : Sélection de type de pompes

4.4.4.1 Les moteurs

Les moteurs électriques conviennent parfaitement pour convertir l'énergie électrique en énergie mécanique. Pour faire fonctionner les pompes dans un système photovoltaïque, les moteurs à courant continu sont des choix logiques et sont caractérisés par une haute efficacité (85 %).

Malheureusement la plupart des moteurs à courant continu existant dans le marché, utilisent des balais pour la commutation, ce qui exige un entretien périodique (les balais durent approximativement 1.000 heures, sous des conditions de fonctionnement normales) [27]. En cas d'installation dans un puits profond, l'utilisateur devrait programmer des descentes périodiques pour atteindre le moteur.

La seule alternative est l'utilisation d'unités avec commutation électronique. Beaucoup de systèmes de pompage photovoltaïque comptent sur les moteurs asynchrones très disponibles et ayant fait leurs preuves. Puisque le couple moteur est produit par un champ rotatoire, aucun capteur ou tout autre raccordement excepté l'alimentation électrique, n'est nécessaire. Par conséquent, le moteur asynchrone est exempt d'entretien, mais a toujours l'inconvénient de devoir être alimenté par l'intermédiaire d'un convertisseur.

Cependant et comme le point de la puissance maximale varie avec l'éclairement, la préférence sera donnée à des systèmes triphasés (courant de démarrage de la pompe beaucoup plus faible), les puissances (pompes et groupe) devront être adaptées, afin de limiter les consommations inutiles.

4.4.4.2 Les pompes

La pompe convertit le mouvement rotatoire en rendement hydraulique. Les principaux avantages des pompes centrifuges sont :

- prix abordable (production à grande échelle),
- démarrage facile,
- conception simple,
- large gamme de fonctionnement.

Le milieu pompé coule axialement vers la roue à aubes, qui accélère l'eau radialement dedans, et la roue à aubes tournante accélère l'eau radialement à l'extérieur (par la force centrifuge), de ce fait accumulant la pression de décharge (Fig. 4.3). La pression finale de la livraison des pompes peut être arbitrairement augmentée en ajoutant autant d'étages en série.

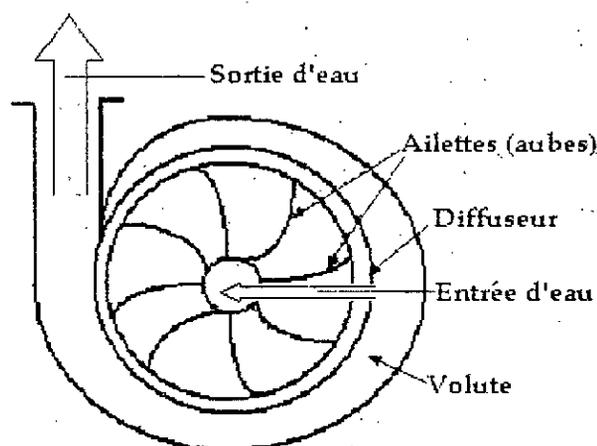


Figure 4.4 : Schéma simplifié d'une pompe centrifuge

Dans un système solaire, la dépendance prononcée de la vitesse est un inconvénient. Plus la Hmt est grande, plus la vitesse de fonctionnement minimum de la pompe est grande. La figure (4.5) montre les courbes de performance typiques des pompes centrifuges [11].

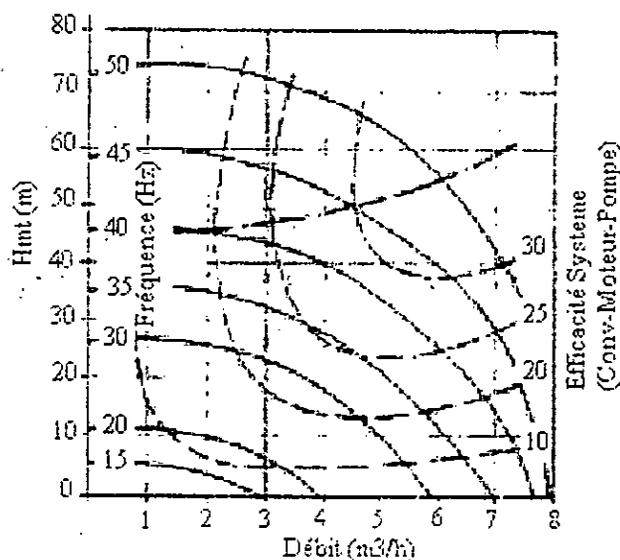


Figure 4.4 : Courbes de performances typiques des pompes centrifuges

Quand le niveau de rayonnement incident est bas, le rendement en puissance des systèmes est également bas, ainsi la pompe fonctionne à vitesse réduite et sera donc incapable de développer la pression nécessaire de décharge.

4.4.4.3 L'électropompe ou le système immergé dans le forage.

C'est le constituant le plus fréquemment choisi par tous. Il couvre la gamme 10 m – 100 m de Hmt avec des capacités jusqu'à 200 m³/j [26] [27]. Généralement le moteur du type asynchrone est directement connecté à la pompe centrifuge. L'ensemble constitue l'électropompe est suspendu dans le forage par la tuyauterie de refoulement. Un avantage supplémentaire de cette variante pour des applications dans les pays en voie de développement et plus particulièrement dans les régions sahariennes, le moteur est refroidi à l'eau et ne pose aucun problème de surchauffe.

4.4.4.4 Les abaques

Les abaques sont les représentations graphiques de l'exécution de système de pompage en fonction de quelques paramètres décisifs. Les fabricants d'équipement élaborent de tels diagrammes sur la base de données calculées et/ou mesurées.

Les paramètres typiques d'entrée d'un système donné peuvent être employés pour arriver aux données standard désirées [5] [8].

Ces genres de graphes définissent les configurations possibles avec une électropompe bien définie et sont employés pour définir les données du système de base et le système de pompage lui-même. A titre d'exemple, les figures 4.6 et 4.7 montrent les caractéristiques et les performances de l'électropompe immergée type SP2A-9 données par le constructeur Grundfos [11] [27].

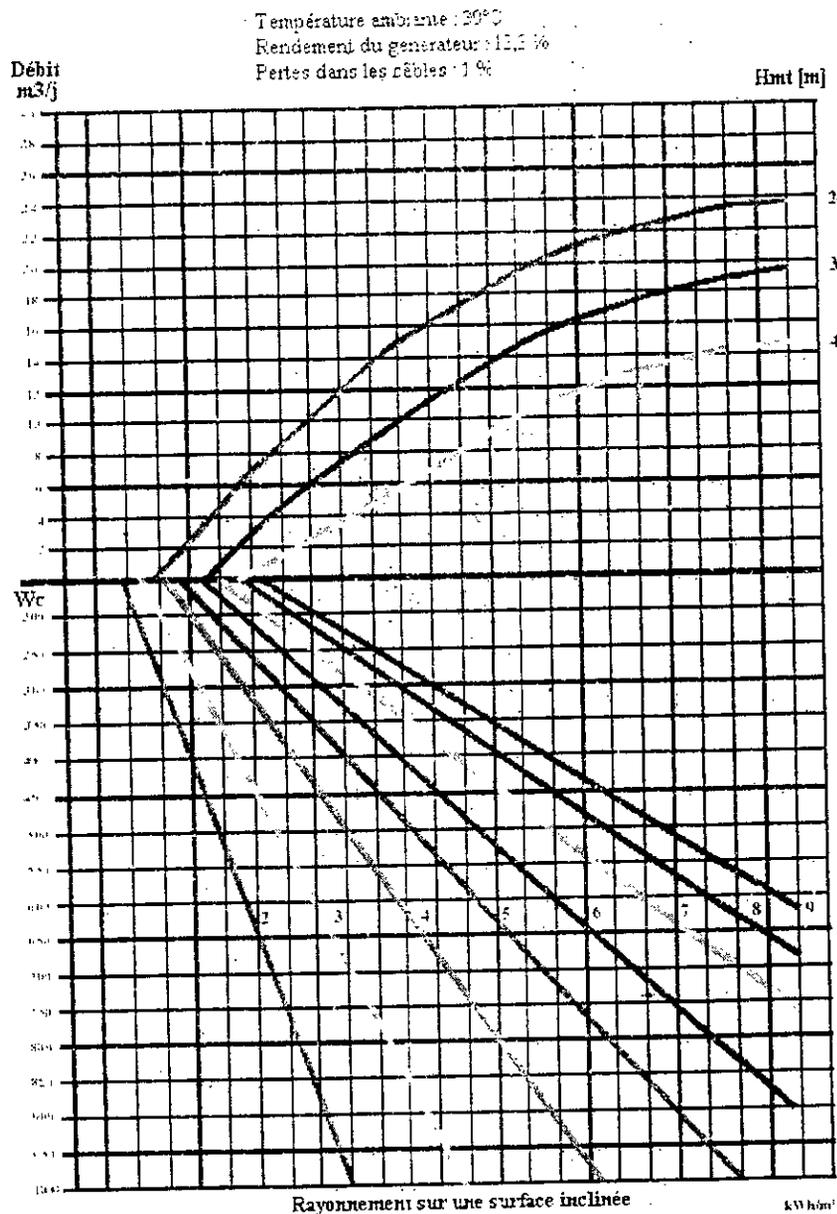


Figure 4.6: Caractéristiques de l'électropompe immergée type SP2A-9 (Grundfos)

Il est à remarquer que les courbes de la figure 4.6 intègrent tous les paramètres nécessaires à la réalisation de systèmes de pompage photovoltaïque : Ensoleillement moyen du lieu – Débits désirés en fonction de la hauteur manométrique totale (Hmt). Elles permettent de déterminer le nombre des modules photovoltaïques constituant le générateur [11] [27].

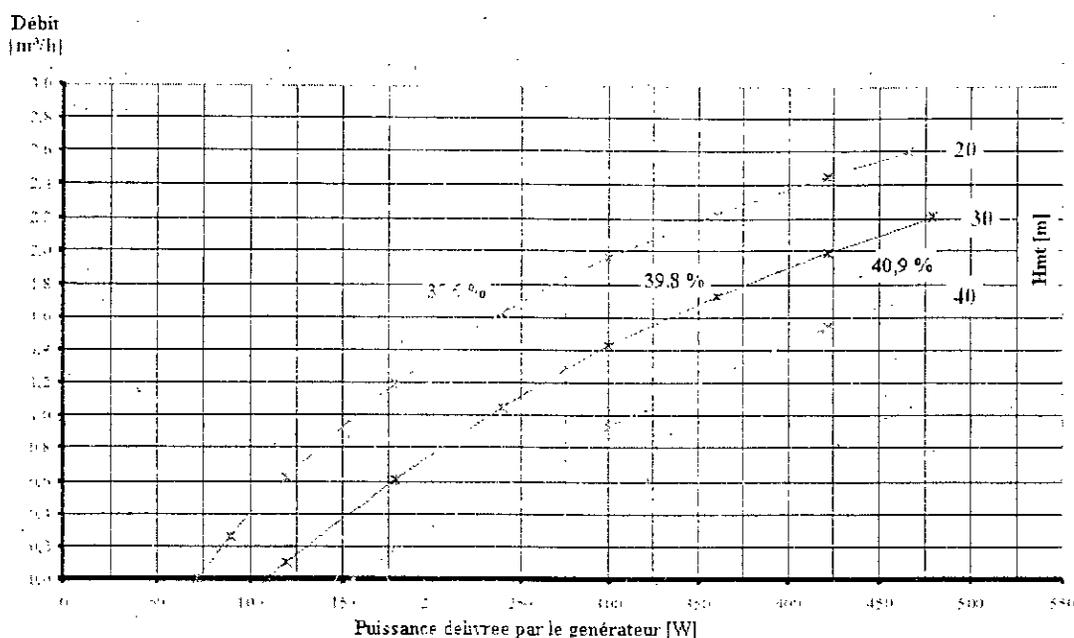


Figure 4.7: Performance du groupe électropompe type SP2A-9 (Grundfos)

4.4.4.5 Le stockage de l'énergie ou de l'eau

La demande momentanée de l'eau coïncide rarement avec la période de sa livraison. En conséquence, les systèmes de pompage photovoltaïque doivent inclure une certaine forme de stockage d'énergie qui justifiera un approvisionnement uniforme en eau. Pour cela, deux options sont possibles :

- Stockage de l'énergie hydraulique dans un réservoir ou un bassin.
- Stockage de l'énergie électrique générée par le générateur photovoltaïque dans des batteries d'accumulateurs.

Tous les systèmes de pompage photovoltaïque incluent un réservoir pour stocker l'eau pompée afin d'avoir un approvisionnement pendant les périodes où la pompe ne fonctionne pas (réparation, maintenance, mauvais fonctionnement...).

Les accumulateurs électrochimiques sont seulement inclus dans des cas exceptionnels. L'utilisation des accumulateurs à l'avantage de pouvoir exploiter le système à un point fixe de pression, ce qui convient plus spécialement à l'irrigation par goutte à goutte. De plus, les accumulateurs peuvent stocker même les niveaux bas de l'énergie (pendant les périodes de faibles insolation) et qui ne pourraient pas être directement exploités par le système de pompage photovoltaïque.

Cependant, l'utilisation d'un stockage électrochimique présente des inconvénients :

- dépenses d'entretien, d'investissement et des frais d'exploitation,

- il doit être remplacé dans les meilleurs des cas tous les 4 à 5 ans et cela par un nouvel investissement.
- espace additionnel et construction d'un abri spécifique devant contenir les éléments de batteries en particulier dans les régions chaudes.

4.4.4.6 Les caractéristiques des forages

Le total de l'eau produite par le puits ou le forage, comme la quantité d'eau pompée par le village pour les différents besoins, est un des facteurs importants dans la conception du système de pompage. Une opération correcte de pompage ne doit pas excéder la production du puits (temps de régénération). Par exemple, si un puits peut produire seulement 0.5 l/s, un système de pompage capable de pomper 2 fois ce total, asséchera le puits [12]. Pour cette raison et pour une optimisation de la conception, il est important de connaître ce que produit le forage.

Les fabricants de la pompe PV fournissent habituellement les outils graphiques normalisés reliant le volume d'eau puisé à la puissance du générateur photovoltaïque, dans des conditions données de rayonnement et pour une Hmt constante. Une attention particulière devrait être accordée à l'effet du pompage sur le forage par la connaissance de certains paramètres du forage où le système sera installé : le niveau statique, le niveau dynamique et le débit maximal. Ces paramètres présentent les caractéristiques du forage (fig. 4.8).

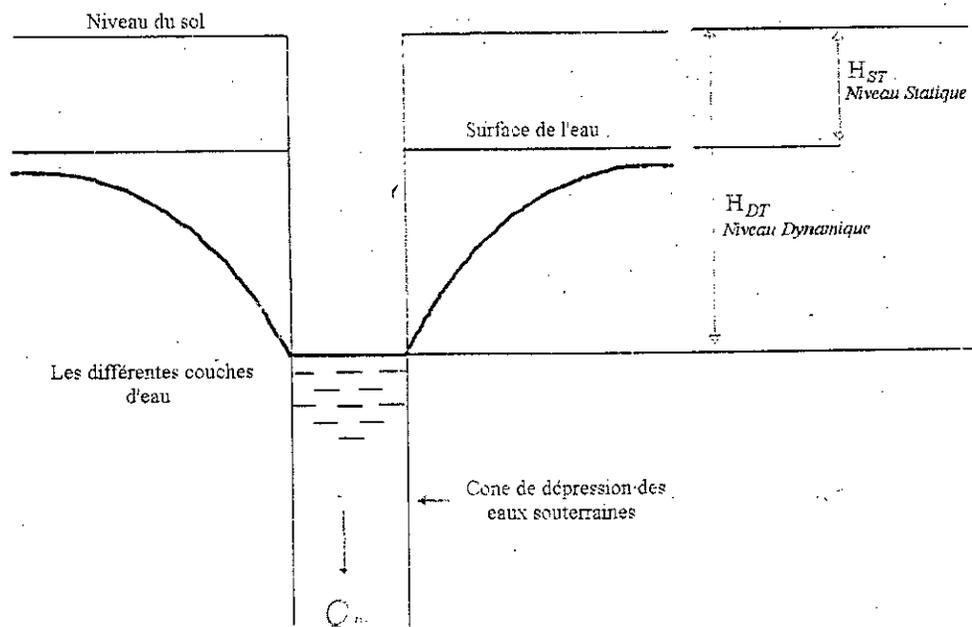


Figure 4.8 : Caractéristiques d'un forage

L'énergie hydraulique P_H est fonction de la hauteur apparente H_{mt} et le débit de l'eau Q . Elle est indiquée par l'équation (4.3).

$$P_H = 2,725 * Q * H_{mt} \quad (4.3)$$

Avec P_H : Energie hydraulique [Wh/j]

Q : Volume d'eau [m^3/j]

H_{mt} : Hauteur manométrique totale [m]

En pompant, le niveau de l'eau dans le forage tend à chuter jusqu'à ce que l'apport de l'eau du réseau environnant équilibre le taux auquel l'eau est extraite. En conséquence, plus le taux d'extraction est important, plus la baisse du niveau d'eau est importante. La baisse réelle du niveau dans un forage donné dépend d'un certain nombre de facteurs comprenant la perméabilité du sol, le type et le volume d'eau du forage au dessous de la nappe d'eau,....

Un pompage d'essai pour caractériser l'abaissement du niveau d'eau dans les forages devrait être normalement effectué en extrayant l'eau avec une motopompe, et la mesure de la baisse dans le niveau à un certain taux de pompage, après le niveau d'eau est stabilisé. Trois données essentielles caractérisent un forage [12]

- le niveau statique H_{ST} ,
- le niveau dynamique H_{DT}
- le débit Q_T

Cependant, on doit prendre en compte que des taux d'extraction excessifs sur les forages peuvent endommager la nappe d'eau et causer la formation des vides menant à un effondrement certain de l'alésage. En conséquence, un débit maximal Q_{max} (m^3/h), existe pour chaque forage. L'information des pompages d'essai de forage, désigne habituellement le débit maximum de l'eau pouvant être extraite ($Q_T = Q_{max}$).

En plus des paramètres de conception habituels, nous calculons un paramètre γ défini par l'équation (4.4) renseignant sur la stabilité du forage [12].

$$\gamma = \frac{H_{DT} - H_{ST}}{H_{ST}} * \frac{Q_d}{5 * Q_T} \quad (4.4)$$

Avec Q_d [m^3] Q_T [m^3/h] 5 facteur [h]

Le facteur 5, exprimé en heure, est empirique et rend γ plus simple à utiliser. γ dépend des caractéristiques de forage et également du taux de pompage photovoltaïque, et peut être pris comme mesure de l'ampleur de la baisse de l'eau lors du pompage. Les deux termes de cette

équation nous renseignent sur l'état du forage [12], plus particulièrement sa stabilité. Si la baisse d'eau est insignifiante le premier terme de l'équation tend vers zéro.

$$\frac{H_{DT} - H_{ST}}{H_{DT}} \rightarrow 0$$

Soit parce que le taux de pompage est bien au dessus de la capacité de forage

$$\frac{Q_d}{5 \times Q_T} \rightarrow 0$$

Q_d est le volume d'eau pompé

4.5 Analyse économique des systèmes de pompage de l'eau

4.5.1 La théorie de l'investissement dans un projet énergétique

Le simple fait qu'un investissement soit plus coûteux qu'un autre pouvant répondre à la même situation ne prouve pas qu'il n'aurait pas été préféré.

C'est d'autant plus vrai quand les réductions d'émission résultent d'une plus grande efficacité énergétique ou d'une moindre consommation de combustibles fossiles, qui impliquent généralement des coûts de fonctionnement moindre. Ce qui importe ici est la valeur actuelle nette (VAN) d'un investissement possible, c'est-à-dire la somme des revenus actualisés, moins les coûts immédiats d'investissement, et moins les coûts de fonctionnement actualisés.

Avant de prendre une décision relative à l'acquisition d'un système énergétique par rapport à d'autres concurrentiels et devant rendre le même service, il est nécessaire d'effectuer une analyse économique convaincante selon les méthodes les plus pertinentes.

La limitation de l'analyse économique classique et en particulier évidente sur les points suivants :

- Le taux d'actualisation économique doit arbitrer entre les intérêts à court et à long terme. En période d'argent cher, seule une démarche volontariste peut imposer de choisir des taux d'actualisation faibles pour favoriser des solutions qui ont des coûts d'investissement élevés et par contre des coûts d'exploitation faibles, comme c'est le cas pour les énergies renouvelables du fait de l'absence de coût des combustibles.
- Un calcul économique classique est limité à un horizon d'une génération (30 ans). Il ignore donc complètement les phénomènes de rentes et de fardeaux pour les générations futures résultant des choix énergétiques actuels. Or les investissements en énergies renouvelables sont

d'une part susceptibles de créer des rentes et d'autre part peu suspects de générer des fardeaux futurs, du fait de leur absence de rejets, de déchets et de problèmes de démantèlement.

4.5.2 Le coût global actualisé (C.G.A)

Le calcul du coût global actualisé comprend donc [8] [23] :

- l'amortissement de l'investissement et des coûts de remplacement des divers équipements faisant partie du système de pompage.
- le fonctionnement pendant la durée d'utilisation (combustible, exploitation, entretien, maintenance....).

L'amortissement à annuités constantes (A) d'un investissement initial C_0 sur une durée de n années à un taux d'intérêt annuel ou taux d'actualisation t % est donné par la relation (4.5) [7]:

$$A = C_0 * t * \frac{1}{1 - (1 + t)^{-n}} \quad (4.5)$$

$$F_t = \frac{1 - (1 + t)^{-n}}{t} \quad (4.6)$$

F_t étant le facteur d'actualisation

L'équation (4.5) peut se mettre sous la forme :

$$A = \frac{C_0}{F_t} \quad (4.7)$$

L'analyse économique des solutions photovoltaïques prend de plus en plus d'importance maintenant que cette technique a atteint un stade de maturité suffisant pour aborder la compétition avec les solutions classiques et prouvées d'électrification en zones rurales et isolées. Cette analyse économique est aussi indispensable pour prendre des décisions d'investissement en toute connaissance pour pouvoir comparer les prévisions et la réalité des projets et programmes, pour pouvoir quantifier la rentabilité de l'électricité photovoltaïque pour la collectivité pour pouvoir motiver les décideurs et les utilisateurs potentiels.

4.5.3 L'économie appliquée à l'énergie solaire photovoltaïque et le coût global actualisé du kWh électrique

L'analyse économique doit être exhaustive au niveau de ces 2 concepts : coûts, prix, [5] [8] [23] [28].

4.5.3.1 Les coûts

Les facteurs intervenants dans leur calcul devraient tous être pris en compte. D'une part les coûts directs, c'est-à-dire le coût global actualisé (prenant en compte les coûts d'investissements et de remplacement, d'exploitation et de maintenance), et d'autre part, les coûts pour l'environnement et les coûts sociaux, souvent appelés coûts cachés ou externalité. Ils n'en n'existent pas moins, même si leur prise en charge se fait in fine par la collectivité de façon aveugle ou reportée dans le temps. Ces coûts cachés ne sont pas pris en compte et de plus, ils sont difficiles à calculer. La prise en compte de ces coûts pour l'environnement peut bouleverser la rentabilité relative des différentes filières entre elles, et cela clairement en faveur des énergies renouvelables [23].

4.5.3.2 Les prix

A priori, les prix devraient être fixés par les lois du marché. Malheureusement, il est loin d'être parfait et équitable du fait de subventions ouvertes, soit à la production, soit à la consommation. Ces subventions profitent dans leur quasi-totalité aux sources conventionnelles d'énergie et non aux énergies renouvelables.

4.5.3.3 le coût global actualisé du kWh électrique produit par l'énergie solaire photovoltaïque

Le calcul des coûts de la production d'électricité par les énergies renouvelables obéit aux mêmes règles que les solutions classiques; on cernera ainsi séparément les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et les coûts de l'entretien et de la maintenance [8] [23].

A l'exception des centrales thermiques utilisant un combustible issu de la biomasse, l'une des caractéristiques communes de la production d'électricité par les énergies renouvelables est de faire appel à un gisement gratuit : Soleil, vent, eau.

Aussi la structure des coûts du kWh produit par les énergies renouvelables présente une part importante pour les frais d'amortissement des investissements et des remplacements, une part nulle pour les frais de combustibles et une part très faible ou moyenne pour les frais d'exploitation et d'entretien - maintenance.

Cette structure est tout à fait différente de celle du kWh produit par les combustibles fossiles où les frais dus à l'amortissement de l'investissement sont faibles (groupes électrogènes) alors que les frais de combustibles et d'exploitation - maintenance sont prépondérants par rapport à l'amortissement annuel de l'investissement.

L'importance des coûts d'amortissement de l'investissement initial rend les filières d'énergies renouvelables plus sensibles aux taux d'actualisation que les solutions plus gourmandes en coût de fonctionnement (diesel avec le prix du combustible) [6] [23]. Choisir des taux d'actualisation faibles revient à privilégier le long terme, comme la production d'électricité par les énergies renouvelables.

4.5.4 Analyse économique de système de pompage destiné à l'irrigation

La rentabilité économique de l'irrigation par le système de pompage photovoltaïque est mesurée par rapport aux bénéfices réalisés par l'unité de production agricole ou horticole.

En conséquence, il ne suffit pas de la comparer simplement à celui d'un autre système à moteur diesel de concurrence. La rentabilité globale doit être étudiée en tenant compte des aspects agro économiques.

4.5.4.1 Méthodologie

L'analyse économique est limitée à une évaluation des avantages micro économiques des systèmes de pompage photovoltaïque et par groupe électrogène. L'acquisition des données pour une analyse économique éventuelle comporte 4 étapes :

- 1^{er} étape : recueillir toutes les données d'importance pour l'analyse économique aux emplacements du projet
- 2^{ème} étape : calculer, sur la base d'une approche dynamique d'annuité, les coûts du volume d'eau extraite encourus par les technologies de concurrence [Coût/m⁴].
- 3^{ème} étape : les comparaisons des coûts sont suivies des analyses de l'emplacement spécifiques de rentabilité et tout en tenant compte des aspects agro économiques,
- 4^{ème} étape : étudier, en se basant sur le résultat de l'emplacement spécifique, le point auquel des conclusions générales peuvent être tirées des résultats.

En règle générale, l'irrigation est utilisée quand les bénéfices ou recettes réalisés sont supérieurs aux coûts propres (Valeur actuelle nette – VAN positive). Dans certains cas, les utilisateurs des systèmes de pompage photovoltaïque adoptent une position positive à l'égard de la fiabilité supérieure des systèmes PV pour automatiser leur système d'irrigation, et il est difficile d'exprimer de tels avantages en termes monétaires.

L'utilisation des pompes photovoltaïques pour l'irrigation offre des avantages économiques par rapport aux technologies de concurrence, aussi longtemps que les spécificités suivantes s'appliquent au site :

- aucun accès du réseau d'électricité public,
- des problèmes pour l'entretien des groupes électrogènes et leur approvisionnement en carburant,
- une superficie maximale du champ à irriguer de l'ordre de 4 hectares [24],
- une culture des récoltes avec haute valeur ajoutée,
- une utilisation des méthodes d'irrigation économiques (par goutte à goutte),
- un degré maximal d'utilisation du système (> 70 %) par la rotation des récoltes ou autres

4.5.5 Coût et économie des systèmes de pompage

En comptant sur un ensoleillement et un amortissement sur 25 ans (durée de vie moyenne du générateur PV), on aboutit à un coût du kWh ou du mètre cube (m^3) suivant la taille de l'installation. Il faut ensuite pouvoir comparer ce montant à ce que coûterait la même énergie provenant d'une source traditionnelle tout en faisant inclure tous les facteurs de coûts suivants :

1. le prix actuel du consommable,
2. le renchérissement du prix du consommable dans les 25 ans qui suivent,
3. l'amortissement et les intérêts de l'installation de base.

Tous ces montants sont très sujets à caution, mais en les prenant en compte, on peut comparer les énergies d'une manière beaucoup plus juste.

Le choix de l'équipement alimenté par un système énergétique à source renouvelable d'énergie joue un rôle prédominant sur le dimensionnement du système et sur sa rentabilité économique.

Se posent alors les problèmes suivants :

- choisir correctement la taille de chaque composant du système,
- pouvoir optimiser la gestion de l'énergie au sein de ce système,
- rechercher la configuration qui optimisera le coût de production,
- comment comparer divers systèmes énergétiques ayant des durées de vie différentes ?

Pour être rentable, l'option du photovoltaïque devra être moins chère que la faisabilité des systèmes de pompage mécanique alternatifs, tels que le groupe électrogène (diesel), éolien ou un autre système électrique. Le pompage par énergie photovoltaïque devra être attirant tant du point de vue fiabilité que rentabilité économique.

La particularité importante pour les régions isolées est le coût de la distribution du combustible, le temps d'interruption causé par le manque de pièces détachées et le manque de personnel qualifié pour la réparation. Ce qui peut entraîner un abandon du système de pompage.

4.5.5.1 Mesure des coûts du système de pompage

Bien que les mesures économiques du coût sont sévèrement acceptées, la plus objective et la plus largement utilisée est l'analyse sur la durée de vie, en connaissant le capital initial [5] [23].

En pratique, quand le système de pompage puise l'eau, il est très important d'établir une comparaison du coût sur la durée de vie du système photovoltaïque par rapport aux autres systèmes de pompage, parce que les économies réalisées sont difficiles à quantifier.

Par exemple si les deux systèmes de pompage diesel et PV fournissent la même quantité d'eau, ils sont supposés fournir les mêmes avantages. Dans ce cas, le faible coût sera l'option retenue.

Par conséquent, la valeur actuelle nette de tout le capital (dans ce cas le système de pompage PV) est comparée à la valeur actuelle nette (VAN) du coût total des projets concurrents. Si la VAN du système PV est inférieure aux coûts des autres choix alternatifs, le photovoltaïque sera le 1^{er} choix énergétique.

4.5.5.2 Mesure du coût sur la durée de vie appliquée au système de pompage

Un système de pompage dure un certain temps avant d'être remplacé. Dans un système photovoltaïque par exemple, le module durera 20 à 30 ans, alors que la pompe sera remplacée chaque 5 – 10 ans. La durée de vie d'un système est la vie de ses constituants ayant le plus grand intervalle de remplacement (modules photovoltaïques).

Le coût sur la durée de vie est le coût initial (investissement initial) de l'installation complète du système à l'année 0, plus le remplacement des différents constituants [16] [23] : la pompe (avec son installation), le convertisseur DC/AC, dans le cas où l'électropompe fonctionne en alternatif (avec son installation) plus, les dépenses annuelles de réparation et de maintenance.

Pour l'exemple de l'irrigation, le bénéfice sur la durée de vie peut être mesuré par le bénéfice de la production agricole et sur l'eau pour chaque année de la durée de vie du système de pompage (pour cet exemple la durée minimale est assurée pour 20 ans)

Pour évaluer les coûts du système de pompage de l'eau par énergie photovoltaïque ou par groupe électrogène, la connaissance de certaines informations est nécessaire [23] :

❖ Economique

- période d'analyse (généralement égale à la plus grande durée de vie d'un des constituants),
- taux d'annuité ou d'actualisation, peut être pris égal au taux d'intérêt (fixés par les institutions financières).

❖ Technique

- Durée de vie de chaque constituant en années

❖ Coûts

- Coût de l'ensemble du système (investissement initial) y compris l'installation et tous les frais engendrés
- Coût de remplacement des constituants
- Coûts de l'exploitation, de la réparation et de la maintenance annuelles

4.5.5.3 Coût de l'investissement et de l'installation d'un système de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque.

Il y a cinq (5) constituants majeurs à prendre en considération pour déterminer le coût de l'investissement d'un système de pompage photovoltaïque :

- le générateur photovoltaïque (modules),
- le convertisseur DC/AC,
- le groupe électropompe (commun pour les 2 systèmes),
- le stockage d'eau et le réseau de distribution (commun aussi pour les 2 systèmes),
- les accessoires divers (structure, câble électrique, etc.).

La procédure pour l'estimation du coût pour un système de pompage est schématisée dans la figure (4.9).

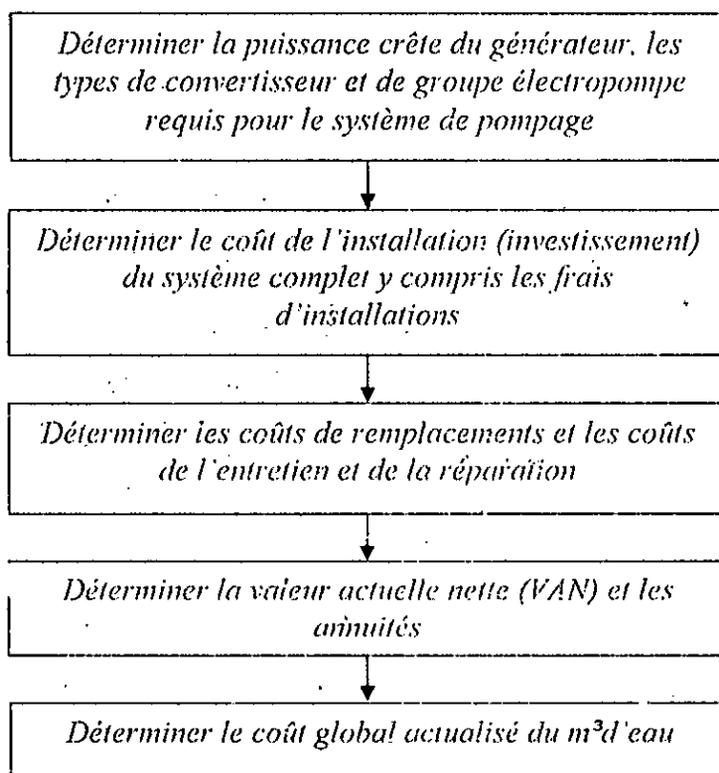


Figure 4.9 : Schéma fonctionnel des différentes étapes pour la détermination du coût global actualisé du m³ d'eau pompé par le système photovoltaïque.

L'estimation du coût pour le système de pompage d'eau par énergie solaire photovoltaïque est schématisée suivant des étapes particulières. Sur la base des besoins et des caractéristiques du lieu d'implantation, la première étape consiste en la détermination des constituants du système puis sélectionnés sous certains critères. Une fois que le système est configuré, la seconde étape est relative à l'évaluation des coûts y compris celle de l'installation. En estimant les durées de vie effective de chaque constituant du système, cette étape permet une estimation de l'investissement total et définit ainsi l'amortissement annuel de chaque constituant et ainsi de toute l'installation [16], [23]. La troisième étape consiste à déterminer les coûts de remplacement et les coûts de l'entretien et de la réparation. L'estimation de ces coûts dépend beaucoup plus de la qualité des constituants sélectionnés, du lieu d'implantation et de l'utilisateur. Une fois que les amortissements et les coûts d'entretien sont déterminés, l'étape suivante permet de calculer le coût global actualisé de l'installation pour ensuite déterminer en dernière étape le coût du mètre cube d'eau pompé par le système.

4.5.5.4 Evaluation des coûts du système de pompage par groupe électrogène

Quand on compare le photovoltaïque avec le diesel en tant qu'option pour le système de pompage, le calcul de la VAN du remplacement initial et le coût de l'entretien et de la maintenance devraient être fait pour les deux systèmes afin de déterminer quel est le moindre coût sur la durée de vie du système.

Considérations spéciales

Dû à l'effet d'échelle, les moteurs diesel qui conviennent pour les systèmes de pompage, sont en général d'une puissance 2.5 kW (3.35 Cv) ou plus. Cela voudrait dire que pour pomper avec des systèmes exigeant une faible puissance, le moteur diesel sera sous utilisé [11] [26]. Il résulte, que le coût de l'investissement du diesel est plus important que les besoins de la puissance demandée. Cependant, c'est une compensation partielle pour les faibles coûts du fuel et de la maintenance, puisque le moteur diesel est capable de pomper le volume d'eau demandé dans une courte période. De ce fait, le soin doit être pris dans le calcul de la VAN pour assurer que le prix de l'eau pompée est plus élevé pour le moteur diesel et ne doit en aucun cas excéder le taux de remplissage du puits [26]. Il peut donc être irréaliste d'utiliser un moteur diesel dans une petite application du système, et l'analyse économique n'est même pas requise dans ce cas [11] [26].

Le dernier point est le calcul du coût de remplacement. La durée de vie du moteur et de la pompe dans les conditions de fonctionnement difficile, pour les installations rurales varie de 5 à 10 ans [26] et dépend aussi des heures de fonctionnement quotidiennes, et de la qualité de l'entretien et

de la maintenance. Après une durée de vie moyenne de 7 ans, le système complet devra être remplacé au coût original du capital [16].

4.5.5.4.1 La logistique du fuel et la provision des utilisateurs.

La comparaison entre le diesel avec d'autres systèmes énergétiques, doit tenir compte des coûts du fuel, de son accessibilité, des divers parties destinées à l'entretien (filtre, huile, etc.). Cependant, les sites de pompage sont généralement éloignés et le combustible et les techniciens pour la réparation ne sont pas disponibles. Ce qui impose un coût relativement élevé à prendre en considération.

Le déplacement d'un technicien d'une région à une autre exige des coûts supplémentaires. Le système est souvent non opérationnel pendant des jours voire même des semaines, en attendant ou le combustible ou le service. Les coûts associés à cette période sont difficiles à quantifier mais devraient être pris en considération. C'est aussi le problème pour les systèmes photovoltaïques mais la fréquence d'entretien est beaucoup moindre.

Le facteur d'éloignement est le paramètre qui détermine le coût d'entretien relatif d'un moteur diesel dans les régions éloignées et urbaines. Ce facteur dépend fortement de l'état des routes aussi bien que des équipements de communication dans cette région éloignée. La main d'œuvre qualifiée doit être prise en charge pour parvenir à ces régions et s'occuper de la réparation du moteur diesel.

Excepté les routes des villes principales, dans tout pays en voie de développement le reste de la voirie, si elle existe, est en mauvais état, ce qui a comme conséquence la perte de temps pour atteindre n'importe quelle région éloignée. On a estimé que le facteur d'éloignement dans un pays en voie de développement (R) est doublé chaque X_0 Km, ainsi on peut écrire [16] :

$$R = 1 \quad \text{pour } X < X_0$$

$$R = X/X_0 \quad \text{pour } X > X_0$$

X est la distance entre la région éloignée et la ville la plus proche. Le paramètre X_0 est une distance de référence (estimée en tant que 10 Km) [16]. La détermination évidemment précise du facteur d'éloignement pour une région éloignée spécifique, exige un bon nombre de données au sujet de l'endroit à l'étude.

4.5.6 Analyse économique des systèmes de pompage de l'eau par énergie photovoltaïque

La taille du générateur photovoltaïque est déterminée par les conditions climatologiques, le facteur de charge et la disponibilité de puissance du système. Le coût du générateur photovoltaïque est habituellement payé au moment actuel de l'achat (appelé temps zéro). Si la durée de vie d'un équipement faisant partie intégrante du système est K années, alors cet équipement doit être remplacé chaque K années, pendant la période de N années (N années est la durée de vie du générateur PV et est toujours plus grand que K)

Par conséquent, le coût de cet équipement est partiellement payé au temps zéro (t_0) et est partiellement payé à chaque K années. Si C_p est le coût de cet équipement, i_s est le taux d'inflation du coût de l'équipement considéré et d est le taux d'escompte. La valeur actualisée du coût de remplacement de cet équipement C_r est indiquée ci-après [16] [23] :

$$C_r = C_p [1 + (i_s - d)]^k + C_p [1 + (i_s - d)]^{2k} + \dots + C_p [1 + (i_s - d)]^{n-k} \quad (4.8)$$

$$C_r = C_p \{ [1 + (i_s - d)]^k + [1 + (i_s - d)]^{2k} + \dots + [1 + (i_s - d)]^{n-k} \} \quad (4.9)$$

L'équation (4.8) peut être mise sous la forme :

$$C_r = C_p \{ [1 + (i_s - d)]^k + [1 + (i_s - d)]^{2k} + \dots + [1 + (i_s - d)]^{\frac{n}{k}} \} \quad (4.10)$$

Avec $\left(\frac{n}{k} - 1\right) \in N$

Le terme $\{ [1 + (i_s - d)]^k + [1 + (i_s - d)]^{2k} + \dots + [1 + (i_s - d)]^{\frac{n}{k}} \}$ de l'équation (4.10) est une progression géométrique dont la limite est donnée par :

$$S_r = [1 + (i_s - d)]^k \frac{[1 + (i_s - d)]^{\frac{n}{k}} - 1}{[1 + (i_s - d)]^k - 1} \quad (4.11)$$

L'équation (4.10) peut donc être mise sous la forme :

$$C_r = C_p * [1 + (i_s - d)]^k \frac{[1 + (i_s - d)]^{\frac{n}{k}} - 1}{[1 + (i_s - d)]^k - 1} \quad (4.12)$$

L'équation (4.12) représentant le coût de remplacement dont la durée de vie k est inférieure à celle du générateur photovoltaïque (N), peut être étendue à l'ensemble des équipements du système de pompage à l'exception du générateur photovoltaïque.

Il convient aussi de noter que le premier équipement qui doit être payé au temps t_0 n'est pas inclus dans le coût de remplacement C_r , équation (4.12).

Donc à t_0 , l'investissement initial C_{inv} comprenant les différents équipements formant le système de pompage photovoltaïque complet, à savoir :

- le générateur photovoltaïque,
- l'onduleur DC/AC,
- le groupe électropompe,
- le forage,
- le réservoir de stockage d'eau,
- les accessoires divers (structure, câble, tuyauterie, ...).

4.5.6.1 Amortissement annuel du générateur (Coût actualisé du générateur)

En considérant une durée de vie (N), un coût initial ($C_{0,gen}$) et un taux d'annuité (ou taux d'actualisation) constant (t), l'amortissement annuel du générateur est donné par l'équation (4.13) [7] [16] [23] :

$$A_{gen} = (t * C_{0,gen}) * \frac{1}{1 - (1+t)^{-N}} \quad (4.13)$$

4.5.6.2 Amortissement annuel de l'onduleur DC/AC (Coût actualisé de l'onduleur)

L'onduleur dont la fonction est de convertir la tension continue délivrée par le générateur photovoltaïque en une tension alternative ayant les caractéristiques exigées par la charge (moteur asynchrone) est un des constituants du système de pompage.

La durée de vie de cet équipement est inférieure à la durée de vie du générateur, nécessitant un remplacement plus d'une fois, pendant toute la durée active du système complet du pompage, équivalent à la durée de vie du générateur (N).

En considérant une durée de vie (k), un coût initial ($C_{0,ond}$) et un taux d'annuité (ou taux d'actualisation) constant (t), l'amortissement annuel de l'onduleur (ou le coût actualisé) est donné par l'équation (4.15). Cela en tenant compte du coût initial (le premier onduleur) et le coût de remplacement des futurs onduleurs chaque k années [16]:

$$C_{r_{ond}} = C_{0,ond} * (1+t)^k * \frac{(1+t)^{(N-k)} - 1}{(1+t)^k - 1} \quad (4.14)$$

$$A_{ond} = (t * (C_{0,ond} + Cr_{ond})) * \frac{1}{1 - (1+t)^{-N}} \quad (4.15)$$

4.5.6.3 Amortissement annuel de l'électropompe (Coût actualisé de l'électropompe)

Sur le même principe énoncé pour l'onduleur et en considérant une durée de vie (m), un coût initial ($C_{0,mot}$) et un taux d'annuité (ou taux d'actualisation) constant (t), l'amortissement annuel (Coût actualisé) du groupe électropompe est donné par l'équation (4.17) :

$$Cr_{mot} = C_{0,mot} * (1+t)^m * \frac{(1+t)^{(N-m)} - 1}{(1+t)^m - 1} \quad (4.16)$$

$$A_{mot} = (t * (C_{0,mot} + Cr_{mot})) * \frac{1}{1 - (1+t)^{-m}} \quad (4.17)$$

4.5.6.4 Amortissement annuel du forage et du réservoir de stockage (Coût actualisé)

Sur le même principe énoncé pour le générateur, et en considérant que le forage et le réservoir ont une durée vie égale à celle du générateur photovoltaïque (N), un coût initial ($C_{0,p}$) pour le forage, un coût initial ($C_{0,res}$) pour le réservoir et un taux d'annuité constant (t), l'amortissement annuel du forage et du réservoir de stockage d'eau sont données respectivement par les équations (4.18 et 4.19). (On estime qu'aucun remplacement n'est effectué durant la vie active du système de pompage du puits et du réservoir de stockage) [5] [16]

$$A_p = (t * C_{0,p}) * \frac{1}{1 - (1+t)^{-N}} \quad (4.18)$$

$$A_{res} = (t * C_{0,res}) * \frac{1}{1 - (1+t)^{-N}} \quad (4.19)$$

Le total des amortissements annuels en tenant compte uniquement de l'investissement initial et des coûts de remplacement des différents équipements (dans ce cas onduleur et électropompe), serait alors :

$$A_{tot} = A_{gen} + A_{ond} + A_{mot} + A_p + A_{res} \quad (4.20)$$

Remarque 1: Le coût de l'entretien et de la maintenance annuel sera évalué (par un ratio) par rapport à l'amortissement des équipements faisant partie du système en question.

Remarque 2: Le rayonnement solaire est généralement disponible pendant toute l'année exceptée en Décembre et à un degré moindre en Janvier, où l'irradiation solaire est minimum. Par conséquent, la disponibilité de la puissance du système photovoltaïque chute en cette

période. Afin de respecter le caractère des charges ou le besoin des utilisateurs, il conviendrait de prendre en considération dans le calcul du dimensionnement du système, l'irradiation du ou des mois où elle est la plus faible.

D'autre part, il est à noter le fait que pendant ces mois où l'irradiation est minimum, les besoins aussi se voient réduire (période d'hiver où les besoins en eau pour la population et l'irrigation sont significativement réduits). Donc nous pouvons obtenir une baisse substantielle du coût global en réduisant la taille du système considéré. Cette opération serait un compromis acceptable entre la qualité et le coût, particulièrement pour les régions éloignées et isolées.

4.5.7 Analyse économique du système de pompage par groupe électrogène

En se basant sur le même raisonnement des équipements tels que l'onduleur et le groupe électropompe dans le cas d'un système de pompage photovoltaïque, la durée de vie d'un groupe électrogène (générateur diesel) est généralement plus courte que celle d'un générateur photovoltaïque mais nécessite plus d'entretien.

L'amortissement total comprend outre le groupe électrogène, le groupe électropompe, les infrastructures (stockage d'eau et forage) et les accessoires.

4.5.7.1 Amortissement du groupe électrogène (générateur diesel)

Si la durée de vie du générateur diesel est (l) années et (C_{gd}) le coût du générateur diesel. Cependant, la valeur actualisée du générateur incluant le remplacement chaque (l) années pour une période de N années (N étant la durée de vie du générateur PV), Cr_{gd} , est donnée par :

$$Cr_{gd} = C_{gd} * (1+t)^l \frac{(1+t)^{(N-l)} - 1}{(1+t)^l - 1} \quad (4.21)$$

Le coût du générateur diesel C_{gd} présente une relation non linéaire avec la puissance (P_d kW) [16]. Comme la puissance augmente, le coût du générateur diesel par kW diminue, cela permet d'écrire :

$$C_{gd} = C_{0,gd} * P_d^n \quad (4.22)$$

Où

$C_{0,gd}$ est le coût d'un générateur diesel de 1 kW et (n) étant une constante inférieure à 1.

En combinant les équations (4.21) et (4.22) on trouve :

$$Cr_{gd} = C_{0,gd} * P_d^n * (1+t)^l \frac{(1+t)^{(N-l)} - 1}{(1+t)^l - 1} \quad (4.23)$$

Le coût de transport du fuel augmente linéairement avec la distance X (km) qui sépare la ville du site où est installé le système. Si le coût du fuel pour produire 1 kWh est C_{fo} dans la ville, ce coût dans le site éloigné de X Km de la ville est donné par [16]:

$$C_T = C_{fo} + XC_1 \quad (4.24)$$

C_1 est le coût de transport par km pour le fuel nécessaire pour produire 1 kWh.

4.5.7.1 Le coût de la maintenance

Le coût de la maintenance est directement proportionnel au facteur relatif au site (R) [16]; il est alors exprimé par l'équation suivante :

$$C_m = C_{mo}R = C_{mo}(X/X_o) \quad (4.25)$$

C_{mo} est le coût de maintenance relatif à la ville

Cependant, le coût de la maintenance est proportionnel au coût du générateur diesel et il est alors donné par :

$$C_m = k C_{gd} \quad (4.26)$$

k: est une constante

Les équations (4.21), (4.23) et (4.26) permettent d'écrire :

$$C_m^* = k C_{o,gd} P_d^n (X/X_o) \quad (4.27)$$

L'énergie journalière de la charge est E_L kWh

La période de fonctionnement du générateur diesel est T_e (h/jour). Cependant la puissance du générateur diesel dans ce cas est donnée par l'expression suivante :

$$P_d = E_L / T_e \quad (4.28)$$

Le coût annuel du fuel (C_{af}) nécessaire pour produire E_L kWh/jour peut être exprimé par

$$C_{af} = 365 E_L (C_{fo} + XC_1) \quad (4.29)$$

La valeur actualisée du fuel nécessaire pendant une période de (N) années (en négligeant le taux d'inflation du fuel) est donnée par :

$$C_F = 365 * N * E_L * (C_{fo} + (X * C_1)) \quad (4.30)$$

De la même manière la valeur actualisée du coût de maintenance (C_m) pour une période de N années est donnée par :

$$C_M = N * C_m = N * k * C_{0,gd} * P_d^n * \left(\frac{X}{X_0}\right) \quad (4.31)$$

La valeur actualisée du coût total du générateur diesel ($C_{T,gd}$) pour une période de (N) années est obtenue par l'addition de différents coûts relatifs au groupe électrogène, au fuel et à la maintenance.

$$C_{T,gd} = C_{r,gd} + C_f + C_M \quad (4.32)$$

$$C_{T,gd} = C_{0,gd} * \left(\frac{E_L}{T_e}\right)^n * (1+t)^j * \frac{(1+t)^{(n-1)} - 1}{(1+t)^j - 1} + 365 * N * E_L * (C_{f0} + (X * C_f)) + N * k * C_{0,gd} * P_d^n * \left(\frac{X}{X_0}\right)$$

$$C_{T,gd} = C_{0,gd} * \left(\frac{E_L}{T_e}\right)^n * (1+a)^j * \frac{(1+a)^{(n-1)} - 1}{(1+a)^j - 1} + 365 * N * E_L * C_{f0} + X * \left[\frac{N * k}{X_0} * C_{0,gd} * P_d^n + 365 * N * E_L * C_f \right] \quad (4.33)$$

Le coût global (amortissement et entretien) de l'électropompe et des infrastructures (stockage d'eau et forage) se calcule de la même manière que pour le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque.

4.6 Conclusion

L'analyse économique de tout système énergétique devrait se faire en amont de toute décision d'investissement. Plus particulièrement si le lieu d'implantation est éloigné et en zone aride où tous les paramètres y afférant devraient être pris en considération (paramètres météorologiques, durée effective des constituants, éloignement,...). Les constituants des systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque doivent obéir à des règles de sélection stricte, afin de satisfaire les besoins des utilisateurs à des coûts concurrentiels.

Dans le chapitre suivant certains cas de configuration par les deux formes d'énergies (solaire et conventionnelle) seront analysés en fonction des besoins identifiés. Les constituants sont sélectionnés pour présenter la meilleure fiabilité.

De plus, pourrait-on prédire les limites de la rentabilité d'un tel ou tel système énergétique ?

Chapitre 5

**Optimisation technico économique
des systèmes de pompage de l'eau**

Chapitre 5

Optimisation technico – économique des systèmes de pompage de l'eau

Résultats et interprétations

5.1 Introduction

Dans la pratique courante, le dimensionnement des installations photovoltaïques est réalisé grâce à des techniques empiriques, fondées sur des traditions orales plutôt que sur des critères scientifiques. Cette pratique mène à des installations remplissant leurs tâches, mais loin des conditions d'optimisation énergétique et économique qui pourraient rendre l'option du photovoltaïque viable et attrayante pour des applications de plus en plus nombreuses.

Ce chapitre sera consacré à l'étude technique et à l'analyse économique de deux systèmes énergétiques destinés au pompage de l'eau, l'un par énergie solaire photovoltaïque et l'autre par un groupe électrogène, alimentant la même charge (électropompe), pour les mêmes besoins (débit et Hmt).

Le choix de ces deux options énergétiques est imposé par l'éloignement et l'isolement du lieu d'implantation. En plus de cet état de fait, le site présente les caractéristiques suivantes :

- Superficies étendues et inexploitées,
- inexistence du réseau d'électricité conventionnelle du fait de l'éloignement du site,
- région très chaude et présentant un climat aride,
- le pompage de l'eau constitue l'unique solution hydrique,
- a majorité des habitants pratiquent une culture de subsistance.

Les deux systèmes de pompage de l'eau, objet de cette analyse, sont supposés être installés dans un des sites de la région de Timimoun (Wilaya d'Adrar). Une base de données est réalisée pour disposer des paramètres caractérisant plusieurs sites à travers le territoire national.

5.2 Description des systèmes de pompage de l'eau

5.2.1 Caractéristiques du site d'installation

Le site choisi représente une des régions sahariennes très représentative de part son climat et sa pauvreté. Certains endroits sont encore dépourvus d'électricité. Le pompage de l'eau constitue l'unique solution pour les agriculteurs pour l'irrigation de leurs parcelles de terre où ils

pratiquent une culture de subsistance et le surplus commercialisé. C'est une région très chaude avec des températures ambiantes pouvant atteindre et dépassée 50 °C et un ensoleillement de plus de 5000 Wh/m²/j en particulier pendant les périodes estivales. Les principales caractéristiques météorologiques du site d'installation pour les besoins de l'étude sont résumées dans le tableau 5.1 ci-dessous.

Tableau 5.1 : Caractéristique du site d'implantation [13] [29].

• Site	Timimoun – Wilaya d'Adrar
• Latitude	29°15' Nord
• Albédo	0,35
• Irradiation Globale sur le plan horizontal (correspondant au mois le plus défavorable)	3.642 Wh/m ² /j
• Journée type du mois le plus défavorable	344 (10 Décembre)

D'autres informations relatives à ce site et à d'autres lieux peuvent être consultées au niveau de la base de données « Rayonnement », disponible soit directement par le logiciel « Access XP de Microsoft » ou en lançant le programme de calcul.

5.2.2 Profil des équipements des systèmes de pompage de l'eau

5.2.2.1 Le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque

5.2.2.1.1 Le générateur photovoltaïque

Le choix de la configuration du générateur photovoltaïque dépend de la puissance et de la nature de la charge à alimenter. La conception d'un tel système passe par la détermination des valeurs optimales de la puissance crête du champ photovoltaïque, permettant à ce système de satisfaire la demande énergétique. Il est constitué de modules, dont le nombre est fonction de la puissance de la charge à alimenter et dont l'inclinaison du générateur photovoltaïque est prise égale à la latitude du lieu d'installation. La sélection des modules est réalisée au moyen d'une base de données regroupant plusieurs types de modules photovoltaïques de différentes puissances, de divers matériaux et de divers fabricants.

Pour cette étude, le module sélectionné présente les caractéristiques comme illustrées dans le tableau 5.2 :

Tableau 5.2 : Caractéristiques du module photovoltaïque BpSx 50M de BpSolar [30]

Constructeur	Type Multi-Si	Wc (W)	Voc (V)	Vmp (V)	Isc (A)	Imp (A)	η (%)	Prix* (DA)
Bp Solar	BpSx 50M	50	21	16.8	3.23	2.27	12	33.000

* Les prix sont donnés à titre indicatif

5.2.2.1.2 Le convertisseur DC/AC

Pour permettre un bon fonctionnement de l'électropompe avec le maximum de la durée de l'ensoleillement, les convertisseurs DC/AC à Modulation de la Largeur d'Impulsion (M.L.I) sont le plus adaptés, du point de vue fiabilité et rentabilité. L'électropompe peut débiter dès que le minimum d'énergie nécessaire sera disponible (premières heures de la journée) induisant un temps de fonctionnement plus long et un volume d'eau plus important.

Pour les besoins de cette étude, les convertisseurs utilisés [27] [31] sont illustrés dans le tableau 5.3 ci-après :

Tableau 5.3 : Convertisseurs utilisés pour l'études des différentes configurations

Type	Nom (Watts)	P.Max (Watts)	V. Sortie (Volts)	Fréq. (Hertz)	V. Entrée (Volts)	V. E.Max (Volts)	Prix* (DA)
SA 1500	1000	1400	3*100	6:60	100	140	120.000
Solardrive 2000		2000	3*220	0:65	250	350	408.000
Solardrive 4000		4000	3*220	0:65	250	350	470.000

* Les prix sont donnés à titre indicatif

5.2.2.1.3 Le groupe électropompe immergé

Le choix s'est porté sur un groupe électropompe constitué d'un moteur électrique à induction et d'une pompe centrifuge. Les pompes centrifuges sont généralement utilisées pour les puits profonds et pour des débits importants, contrairement aux pompes à déplacement positif qui sont habituellement limitées aux utilisations pour des faibles débits et à de grandes profondeurs. En plus de la disponibilité et un rapport qualité – prix intéressant.

Les électropompes utilisées pour les besoins édictés étant du type SP et SPA du constructeur Grundfos [27] et sont représentées dans le tableau 5.4.

Tableau 5.4 : Electropompes utilisées pour les besoins de l'étude.

Type	P.élect (Watts)	Hmt (mètres)	Débit (m ³ /h)	Rendement (%)	Prix [*] (DA)
SP2A9	370	35	2	50	62.500
SP3A6	370	30	3	60	65.000
SP3A12	750	50	3	60	86.000
SP3A18	1100	85	3	60	105.000
SP5A6	550	20	50	60	68.000
SP8A5	750	20	8	60	68.000
SP8A12	2200	50	8	60	130.000
SP8A21	4000	90	8	60	170.000
SP14A5	1500	25	14	60	110.000
SP14A13	4000	60	14	60	214.000
SP14A18	5500	85	14	60	260.000
SP17-3	2200	25	17	70	120.000
SP17-7	4000	60	17	70	110.000
SP17-11	7500	90	17	70	310.000

* Les prix sont donnés à titre indicatif

5.2.2.1.4 L'infrastructure hydraulique

L'infrastructure hydraulique conduit l'eau de la source, jusqu'au point de la distribution. Celle-ci comporte les quatre éléments suivants :

- la source d'eau,
- la conduite d'amenée jusqu'au stockage,
- un système de stockage d'eau (réservoir),
- le réseau de distribution depuis le stockage jusqu'aux lieux de consommation.

5.2.2.2 Le groupe électrogène

Dans les zones éloignées, le système énergétique le plus connu et le plus largement utilisé en l'absence du réseau électrique est sans contexte le groupe électrogène.

Dans cette étude, et pour les besoins des différentes charges, nous avons utilisé trois (03) types de groupe électrogène selon la puissance demandée par l'électropompe.

Les caractéristiques des groupes électrogènes [32] sélectionnés pour les besoins de l'étude sont représentées dans le tableau 5.5 ci-après :

Tableau 5.5 : Caractéristiques des groupes électrogènes sélectionnés.

Modèle	P4500 TYHDI	S6000 TYEDI	S9000 TREDI
Type	L70	L100	MD 150
Puissance Triphasée (KVA)	4.09	5.67	8.76
Tension en triphasée (V)	400	400	400
Fréquence (Hz)	50	50	50
Puissance Moteur (KVA)	4.8	6.9	10
Carburant	Diesel	Diesel	Diesel
Consommation L/H	1,02	1,41	2,05
Prix (DA)*	180.000	205.000	320.000

5.3 Optimisation technico économique des systèmes de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène

Avant de prendre une décision d'investissement pour la réalisation d'un projet énergétique plus particulièrement en énergie solaire photovoltaïque, il faudrait en premier lieu évaluer son opportunité par rapport à d'autres dont le service rendu est le même. Connaître toutes les étapes du projet, ses caractéristiques ainsi que ses constituants faciliteront son exécution dans toutes ses étapes et évitera ainsi des erreurs d'investissement. Ceci est d'autant important de connaître les limites de la rentabilité économique du projet envisagé. Avoir un moyen de bien configurer un projet d'énergie solaire photovoltaïque à partir des caractéristiques de la charge à alimenter impliquant une fiabilité et une optimisation du projet constitue un atout supplémentaire pour le développement de cette source d'énergie, en tenant compte des réalités du lieu d'implantation (difficulté d'accès, disponibilité des équipements, ensoleillement,...) d'une part. Avoir en parallèle des bases de données relatives à ces réalités seront d'une utilité certaine pour mieux cerner le problème et de pouvoir proposer des solutions basées sur un environnement réel et non des hypothèses d'autre part.

Dans ce chapitre, les principaux algorithmes de calcul des différents constituants du système de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque (irradiation globale sur le plan incliné, dimensionnement de l'installation, les divers coûts,...) seront traités et analysés. Ainsi, la détermination du coût du mètre cube sera décisive pour l'acceptation ou le rejet du projet. Pour que ce programme de calcul et son environnement ne soient pas pour l'utilisateur qu'un simple outil d'évaluation, nous avons volontairement voulu que l'utilisateur participe lui-même à l'évaluation de son projet avec ses propres moyens que ce soient logistiques ou financiers. En plus toutes les bases de données sont évolutives et peuvent être modifiées et complétées en cas de nécessité.

5.3.1 Algorithme principal

L'algorithme principal pour la détermination du coût du mètre cube d'eau pompé par les deux systèmes à comparer est constitué principalement de différents blocs et schématisé dans la figure 5.1:

- entrées des données (besoins quotidiens et les caractéristiques du forage),
- base de données (afin de sélectionner les constituants des deux systèmes en fonction des besoins à satisfaire),
- blocs de calcul pour la détermination de certains paramètres (les énergies, l'irradiation, les coûts,....)

En résumé le fonctionnement général de cet algorithme est comme suit :

- l'utilisateur introduit ses données (besoins) en particulier les principaux paramètres hydrauliques à savoir le débit (m^3/h) et la hauteur manométrique totale (m). Grâce aux bases de données relatives aux électropompes et aux convertisseurs, le programme propose l'électropompe et le convertisseur adéquats du point de vue débit, hmt et puissance. Une fois que ces équipements sont définis le programme calcule l'énergie hydraulique et électrique, définissant ainsi la charge,
- en connaissant les caractéristiques du site d'implantation, le programme calcule le dimensionnement du générateur photovoltaïque ainsi que sa configuration,
- les éléments du système photovoltaïque étant déterminés, le programme calcule le coût global actualisé, ensuite le coût du m^3 d'eau pompé par ce système,
- De la même manière et si la puissance du groupe électrogène nécessaire est supérieure à 2500 Watts, le coût du m^3 d'eau pompé par ce système est évalué à son tour,
- Après comparaison des coûts, le programme indique l'opportunité de l'utilisation du système de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque.

Il est à remarquer que tous les prix ne sont donnés qu'à titre indicatif. Les durées de vie de tous les équipements, les montants alloués à l'entretien et à la maintenance ont été estimés sur la base de l'expérience sur les sites et suivant la qualité des équipements.

Toutefois, l'utilisateur pourra utiliser d'autres données en fonction de son jugement et de ses moyens. Les bases de données mises à disposition pourraient elles aussi être modifiées ou corrigées en cas de besoins.

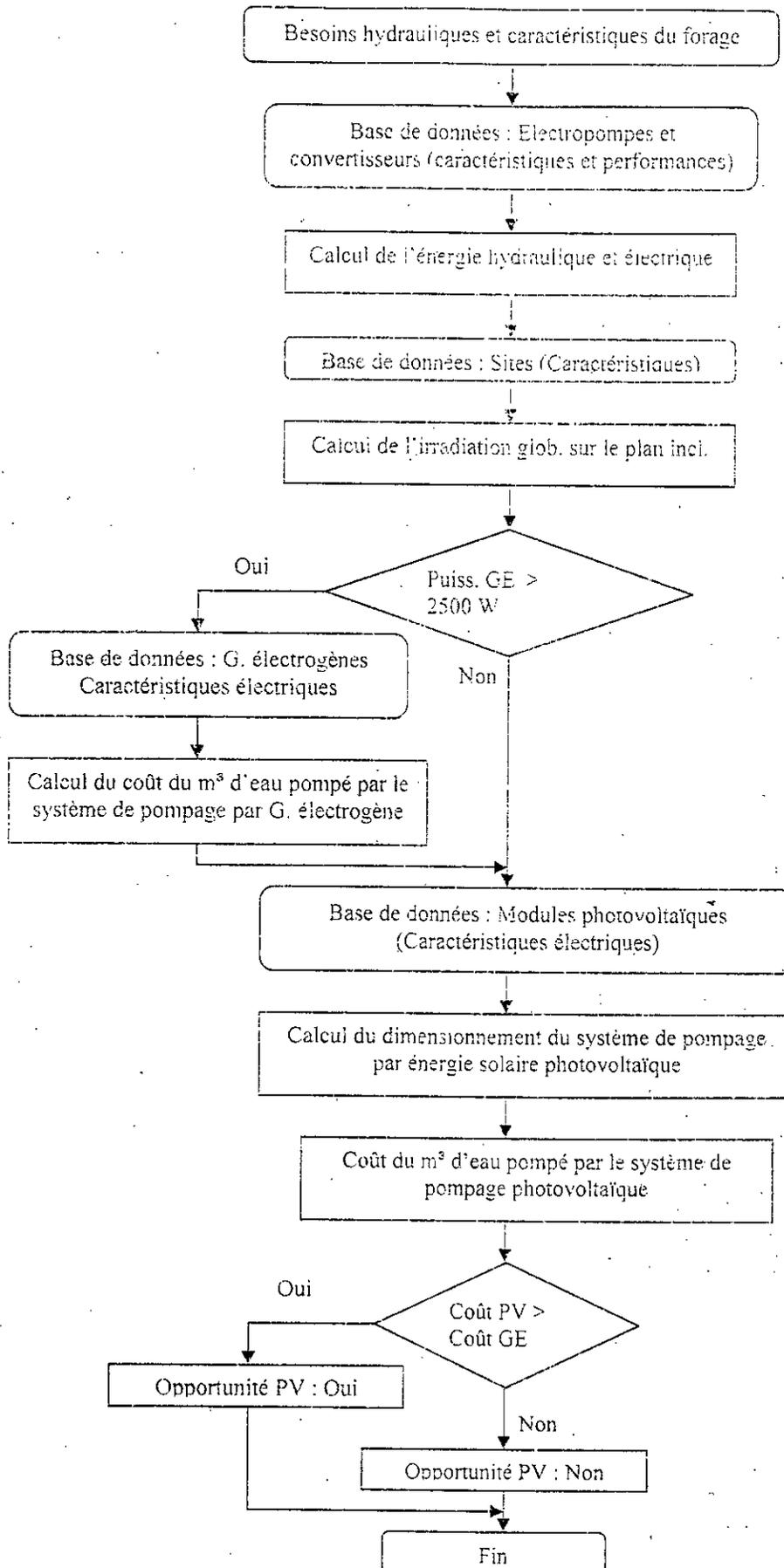


Figure 5.1 : Algorithme général

5.3.2 Introduction des besoins journaliers en eau

La consommation journalière constitue le point de départ de tout calcul de dimensionnement d'un système de pompage. De ce fait, les énergies hydraulique et électrique sont calculées à partir des besoins journaliers des utilisateurs, des caractéristiques du forage (Hauteur manométrique totale), des caractéristiques de l'électropompe et du convertisseur adéquats. L'algorithme de calcul est illustré à la figure 5.2. Les caractéristiques des électropompes et des convertisseurs sont issues des bases de données respectives (figure 5.4 du présent chapitre et les figures A3.1 et A3.2 de l'annexe 3).

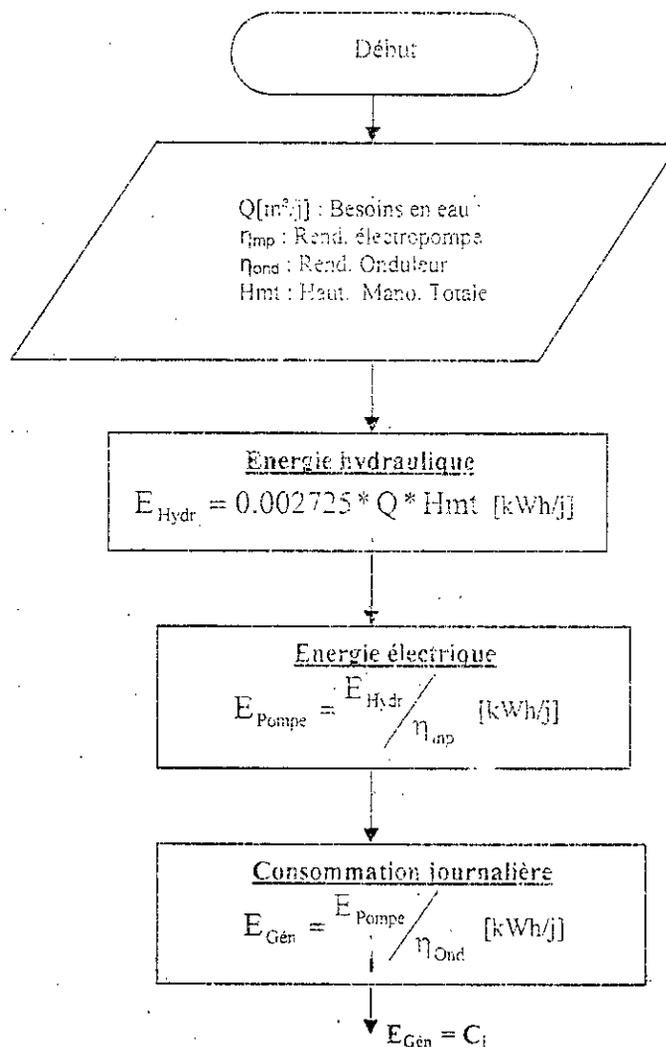


Figure 5.2 : Algorithme pour le calcul de la consommation journalière

($E_{Gén} = C_j$: Consommation journalière que devra fournir le Générateur Photovoltaïque pour faire face aux besoins identifiés en tenant compte des rendements des divers équipements)

Le modèle pour les systèmes de pompage de l'eau est basé sur les équations ci-dessous. La demande énergétique hydraulique E_{hydr} [kWh/j], correspond à l'énergie nécessaire pour élever à

une hauteur h en mètres (Hmt : hauteur manométrique totale), un volume quotidien Q [m^3/j] [20] [33] :

$$E_{hydr} = \rho * g * Q * Hmt \quad 5.1$$

Avec ρ : densité de l'eau (1000 kg/m^3)
 g : gravité terrestre ($9,81 \text{ m/s}^2$)
 Q : volume d'eau quotidien à extraire (m^3/j)
 Hmt : Hauteur manométrique totale (m)

1. Energie électrique

$$E_{Pompe} = \frac{E_{Hydr}}{\eta_{mp}} \quad [kWh/j] \quad 5.2$$

2. Energie fournie par le générateur ou Consommation journalière

$$E_{Gén} = \frac{E_{Pompe}}{\eta_{Ond}} = \frac{E_{Hydr}}{\eta_{Ond} * \eta_{mp}} \quad [kWh/j] \quad 5.3$$

$$E_{Gén} = C_j = \frac{0.002725 * Q * Hmt}{\eta_{Ond} * \eta_{mp}} \quad [kWh/j] \quad 5.4$$

La taille du générateur photovoltaïque proposée est calculée en tenant compte de cette énergie électrique à fournir au groupe électropompe. Dans le cas où le groupe électropompe fonctionne en courant alternatif, les caractéristiques du convertisseur seront prises en considération. La figure 5.3 montre le schéma fonctionnel du modèle de pompage de l'eau.

La quantité maximale d'eau pompée par jour et selon les besoins de l'utilisateur sera la base retenue pour le dimensionnement du champ photovoltaïque.

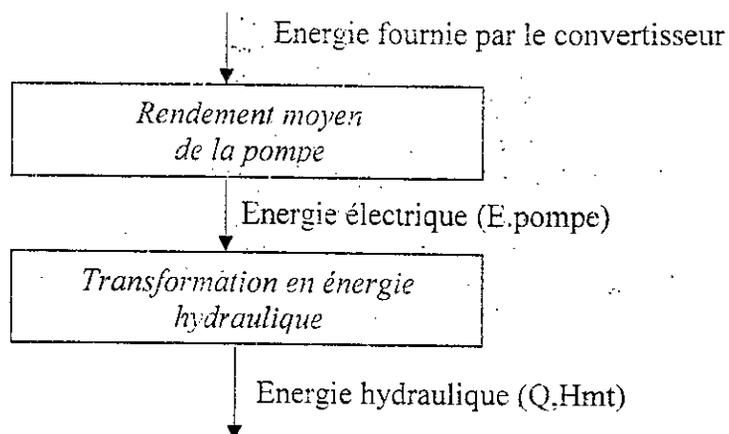


Figure 5.3 : Schéma fonctionnel du modèle de pompage de l'eau

Lors du déroulement ou de la mise en marche du programme, les données de base doivent être entrées par l'utilisateur (Volume d'eau journalier, Hauteur manométrique totale). Des orientations seront données par l'utilisateur à la demande du programme sur le temps de puisage nécessaire, qui correspond généralement pour un système de pompage par énergie solaire photovoltaïque au nombre d'heures d'ensoleillement moyen dans la journée. L'écran illustrant l'introduction des données est illustrée à la figure 5.4. Les bases de données relatives aux convertisseurs et aux groupes électrogènes sont données en annexes 3, figures A3.2 et A3.5 respectivement. La base de donnée des électropompes est visualisée dans une fenêtre de l'écran de la figure 5.4.

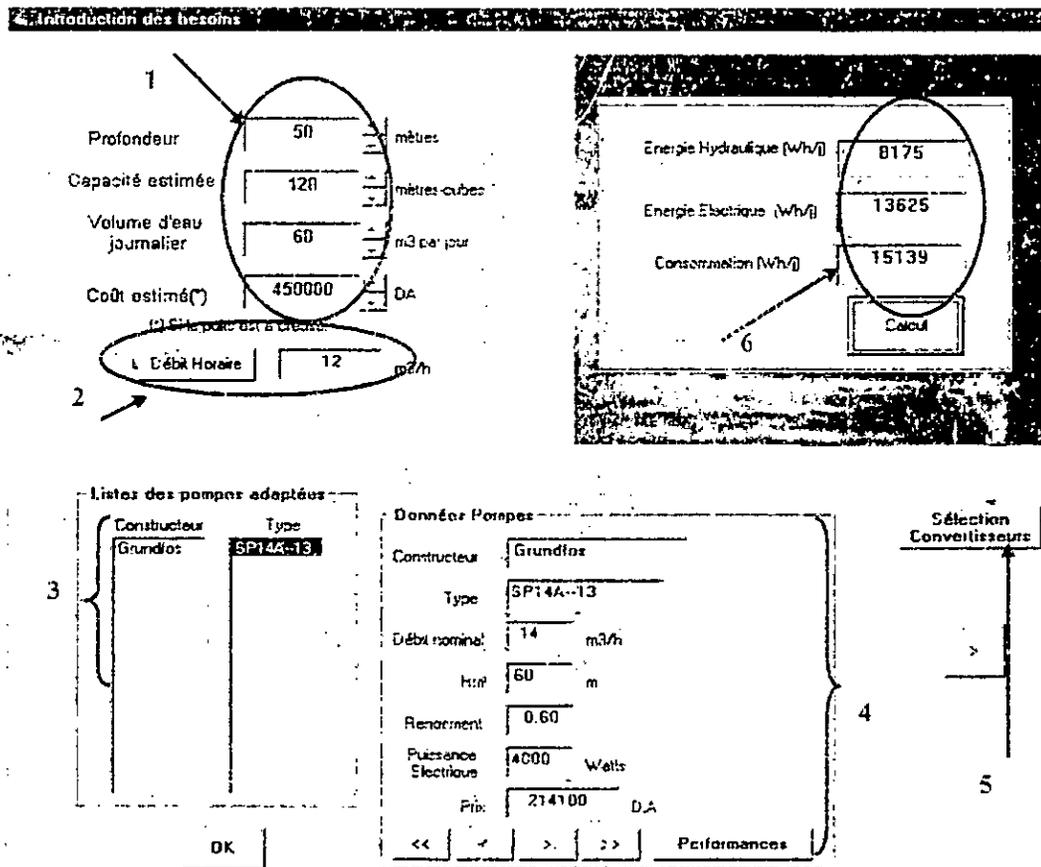


Figure 5.4 : Ecran illustrant l'introduction des besoins

Cette étape est l'une des plus importantes du programme. En effet, c'est à ce niveau que les besoins réels et les caractéristiques du forage doivent être entrés et bien évalués (1). Grâce à la base de données des électropompes disponible, le programme propose à l'utilisateur l'électropompe adéquate à ces besoins d'une part et suivant la hauteur manométrique totale d'autre part (2). Toutes les caractéristiques de cette électropompe sont visibles ainsi que toutes ses courbes de performance (4) (fig.A3.1 de l'annexe 3).

L'inconvénient majeur en énergie solaire photovoltaïque est suite à l'utilisation d'une électropompe alternative, l'utilisation d'un convertisseur DC/AC est obligatoire. A partir de la commande (5), l'utilisateur aura la possibilité de faire la sélection d'un convertisseur en fonction des tensions d'entrée et de sortie et de la puissance de sortie afin d'alimenter correctement la charge. De ces données, la consommation journalière est calculée (6) nécessaire pour le calcul du dimensionnement du générateur photovoltaïque, de ses constituants et la taille du groupe électrogène.

5.3.3 Irradiation globale sur le plan incliné

5.3.3.1 Calcul de l'irradiation globale sur un plan incliné

1. La déclinaison

On appelle déclinaison δ l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par l'équation de Cooper [13] [15] [29] :

$$\delta = 23.45 * \sin\left(2 \times \pi \frac{\text{Jour} - 81}{365}\right) \quad (5.5)$$

Et l'élévation du soleil

$$h = \frac{\pi}{2} + \delta - \psi \quad (5.6)$$

Où δ et ψ représentent respectivement la déclinaison et la latitude (en degré).

Et jour, représente le jour type du mois considéré et de l'année

2. Durée du jour

L'angle horaire du soleil 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 (un tour de 360° en 24 heures) [13] [29].

$$\cos\omega_s = -\tan \psi * \tan \delta \quad (5.7)$$

ω_s est l'angle du soleil à l'heure de son coucher

Posons
$$y(j) = -\frac{\sin \psi * \sin \delta}{\cos \psi * \cos \delta}$$

$$\omega_s = \text{Arc tan} \left[\frac{\sqrt{1 - y^2(j)}}{y(j)} \right] \quad 5.8$$

$$D_j = \frac{24}{\pi} * \omega_s \quad 5.9$$

4. Irradiation extraterrestre H_0

L'irradiation extraterrestre est l'irradiation solaire avant qu'elle n'atteigne la couche atmosphérique. L'irradiation extraterrestre sur une surface horizontale H_0 pour une journée « jour », est obtenue à l'aide de l'équation suivante [29] :

$$H_0 = 1350 * \frac{24}{\pi} \left[1 + 0,033 * \cos \left(2\pi \frac{j}{365} \right) \right] * (\cos \psi * \cos \delta * \sin \omega_s + \omega_s * \sin \psi * \sin \delta) \quad 5.10$$

5. Irradiation diffuse et directe sur le plan horizontal : H_{DFH} , H_{DRH}

Le rayonnement solaire peut être séparé en deux composantes : l'ensoleillement direct, émis par le disque solaire et l'ensoleillement diffus émis par le reste de la voûte céleste. [13] [33] [34].

- L'irradiation diffuse sur un plan horizontal est donnée par la relation (5.11)

$$H_{DFH} = H_{GH} * \left[1 - \frac{1,13 * H_{GH}}{H_0} \right] \quad 5.11$$

- L'irradiation directe sur un plan horizontal est donnée par la relation (5.12)

$$H_{DRH} = H_{GH} - H_{DFH} \quad 5.12$$

6. Irradiation diffuse et directe sur le plan incliné des modules PV

En tenant compte de l'angle d'inclinaison (β) et de l'Albédo relatif à la région considérée

- L'irradiation diffuse sur un plan incliné est donnée par la relation (5.13)

$$H_{DFI} = \frac{H_{DFH}}{2} [(1 + \cos \beta) + (A * (1 - \cos \beta))] \quad 5.13$$

A étant l'albédo du lieu d'installation

- L'irradiation directe sur un plan incliné est donnée par la relation (5.14)

$$H_{DRI} = H_{DRH} * \frac{\sin(h + \beta)}{\sin h} \quad 5.14$$

h : étant l'élévation du soleil et β l'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques

7. Irradiation globale sur un plan incliné

$$H_{GI} = H_{DFI} + H_{DRI} \quad 5.15$$

L'algorithme décrivant la procédure de calcul de l'irradiation globale sur le plan incliné est illustré à la figure 5.5.

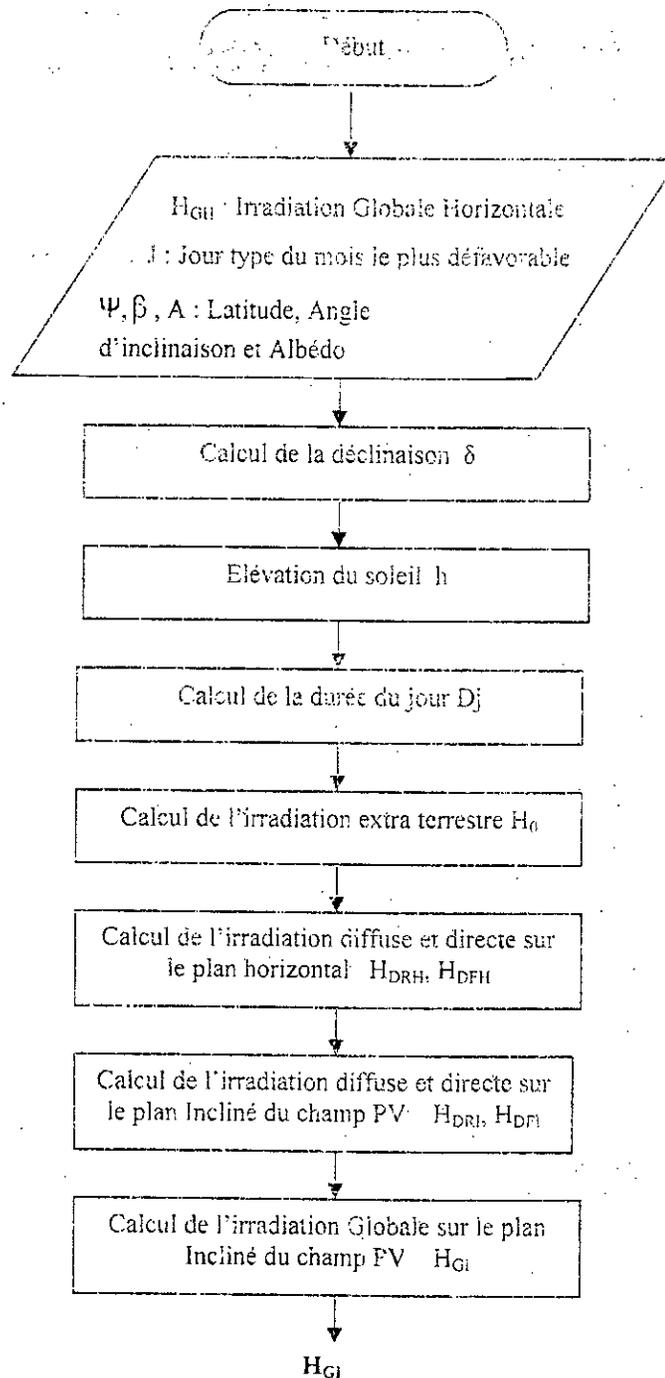


Figure 5.5 : Algorithme pour le calcul de l'irradiation globale sur le plan incliné

A partir de la base de données « Rayonnement » où les différentes caractéristiques relatives aux sites figurent dans la figure A3.3 de l'annexe 3, l'irradiation globale sur le plan incliné des modules photovoltaïques est calculée et dont l'écran est illustré à la figure 5.6. Vu que l'installation sera fixe le long de l'année, l'inclinaison sera prise égale à la latitude du site.

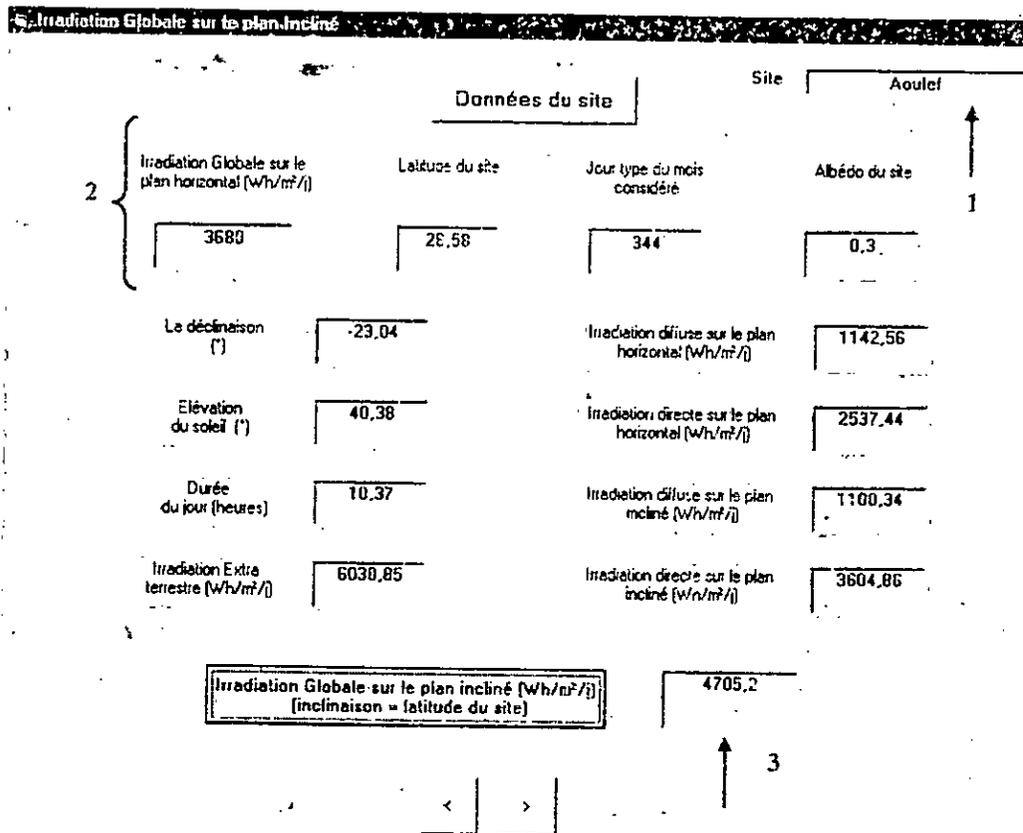


Figure 5.6 : Ecran relatif au calcul de l'irradiation globale sur le plan incliné

Sur cet écran qui vient après l'introduction des besoins par l'utilisateur, l'irradiation globale sur le plan incliné (l'inclinaison est prise égale à la latitude du site) est calculée et visualisée (3). Cette donnée constitue un paramètre important dans le dimensionnement du générateur photovoltaïque. Le site d'installation et ses principales caractéristiques sont visualisés en (1) et (2) respectivement.

5.3.4 Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Dans toutes les installations photovoltaïques, le dimensionnement du générateur constitue une étape décisive dans le projet. Il pourra être sous dimensionné ce qui aura une influence négative sur la puissance de sortie qui sera insuffisante pour alimenter correctement la charge. Il pourra à l'inverse être sur dimensionné; la charge sera correctement alimenté mais aura des conséquences

négligables sur la taille du générateur donc sur l'investissement du projet. Vu que la partie générateur constitue, comme nous pourrions le voir ultérieurement, plus de la moitié de l'investissement du projet.

Une modélisation du champ photovoltaïque est proposée à la figure (5.7). Elle provient en majeure partie des travaux d'Evans (1981) [35] :

i. Calcul du rendement moyen

Le rendement moyen du champ η_m est fonction de la température moyenne du module photovoltaïque \bar{T}_c [36] est donné par la relation (5.16):

$$\eta_m = \eta_0 [1 - \gamma(\bar{T}_c - 25)] \quad (5.16)$$

Avec η_0 : Rendement du module à la température de référence (25 °C)

γ : Coefficient de température pour le rendement du module [%/°C]

\bar{T}_c est reliée à la température ambiante journalière moyenne \bar{T}_a [36] [33] par l'équation suivante :

$$\bar{T}_c = \bar{T}_a + \frac{\bar{H}_{GI}}{800} * (\text{NOCT} - 20) \quad (5.17)$$

Avec $\bar{H}_{GI} = \frac{H_{GI}}{D_j}$

Où D_j est la durée du jour et H_{GI} l'irradiation globale sur le plan incliné

$$D_j = \frac{24}{\pi} * \omega_s \quad (5.18)$$

Et NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) est la température nominale des cellules en opération.

Il est à remarquer que : η_0 , NOCT et γ dépendent du type de module photovoltaïque considéré.

Dans le tableau (5.6), ces données sont spécifiées pour des technologies courantes et qui sont utilisés par défaut dans le modèle.

Tableau 5.6 : Caractéristiques du module photovoltaïque pour des technologies courantes

Type de module	η_0 (%)	NOCT (°C)	γ (%/°C)
Si monocristallin	13,0	45	0,40
Si poly-cristallin	11,0	45	0,40
Si Amorphe	5,0	50	0,11
Cdte	7,0	46	0,24

Il est à noter que l'équation (5.17) n'est valable que si l'inclinaison du champ photovoltaïque est optimale (c'est-à-dire à la latitude moins la déclinaison solaire). Si l'angle est différent du maximum, la partie droite de l'équation (5.17) doit être multipliée par un facteur de correction C_f [29].

$$C_f = 1 - 1.17 * 10^{-4} (\gamma_M - \gamma)^2 \quad (5.19)$$

Où γ_M est l'angle d'inclinaison optimal et γ est l'angle d'inclinaison réel.

2. La taille du générateur

La taille du générateur est déterminée par la surface totale du champ et qui est fonction du nombre de modules en série constituant une branche, multiplié par le nombre de branches en parallèle [36] comme indiqué par la relation (5.20)

$$\text{Surface} = NM_s * NM_p * S_M \quad (5.20)$$

2.1 Nombre de modules en série NM_s

En général un module courant délivre à ses bornes une tension proche de 16 Volts (V_{opt}). Afin d'augmenter cette tension, nous procédons à la mise en série de plusieurs modules jusqu'à la tension exigée par la charge (dans notre cas l'onduleur).

Le nombre de modules en série nécessaires est donné par l'équation (5.21)

$$NM_s = \frac{U_{ch}}{V_{nom}} \quad (5.21)$$

Où U_{ch} est la tension nominale de la charge (convertisseur) (Volts)

V_{nom} est la tension nominale du module photovoltaïque utilisé (Volts)

2.2 Nombre de branches en parallèle NM_p

Le nombre de branches en parallèle sert particulièrement à donner le courant nécessaire à la charge. Il est fonction de plusieurs paramètres pouvant influencer le bon fonctionnement du système ; l'irradiation globale sur le plan incliné (H_{GI}), les différents rendements des équipements utilisés (convertisseur, électropompe) et la consommation journalière mensuelle moyenne C_j .

La consommation mensuelle journalière doit correspondre au puisage maximal, c'est-à-dire au besoin maximal en eau pour une journée type la plus défavorable [29] [36].

$$NM_p = K * \frac{C_j}{H_{GI} * \eta_m * \eta_c * \eta_{mp} * S_M * NM_s} \quad (5.22)$$

Où C_j : Consommation journalière mensuelle moyenne

K : Facteur de sécurité du générateur ($K = 1,1$)

η_m : Rendement moyen du module photovoltaïque utilisé

η_c : Rendement du convertisseur

η_{mp} : Rendement du groupe électropompe

S_M : Surface du module photovoltaïque utilisé

NM_s : Nombre de modules photovoltaïques utilisés en série

L'algorithme pour la détermination de la taille du générateur photovoltaïque est illustré à la figure 5.7. Nous remarquons dans cette partie que les données du site et la consommation journalière constituent les éléments de départ pour un dimensionnement correct du générateur.

La configuration des modules en série et en parallèle dépendra de la tension de sortie qui devra être en conformité avec la charge à alimenter ainsi qu'avec la puissance crête corrigée afin d'avoir un nombre entier et adéquat de modules photovoltaïques.

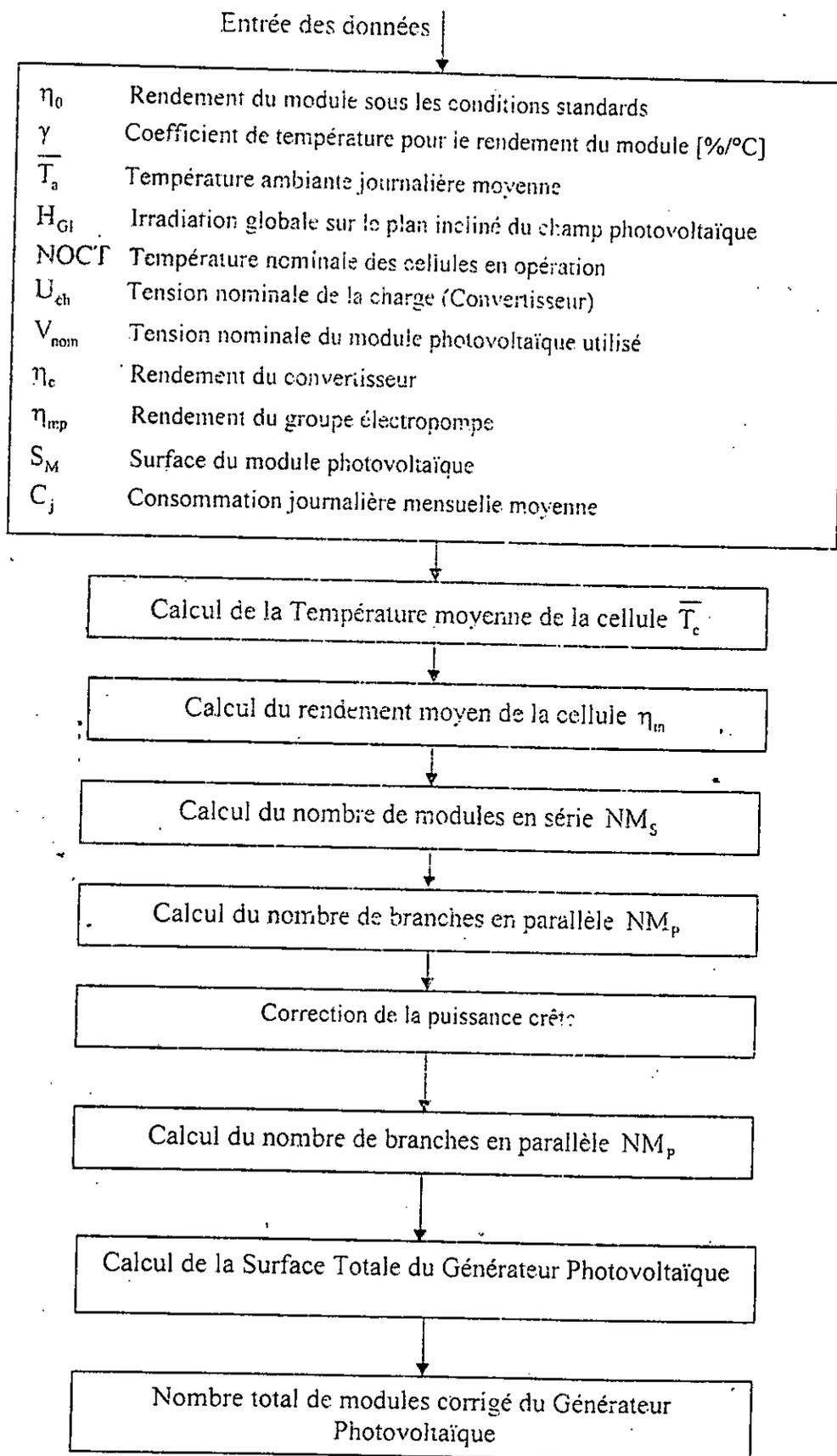


Figure 5.7 : Schéma fonctionnel du calcul de la taille du générateur photovoltaïque

A partir des données relatives au site d'installation, la base de données « Rayonnement » et la consommation journalière (écran de la figure 5.4), le générateur est dimensionné. La base des données relatives aux modules photovoltaïques de différentes puissance et de divers constructeurs est mise à disposition (figure A3.4 de l'annexe 3).

L'écran relatif à cette étape est illustré à la figure 5.8.

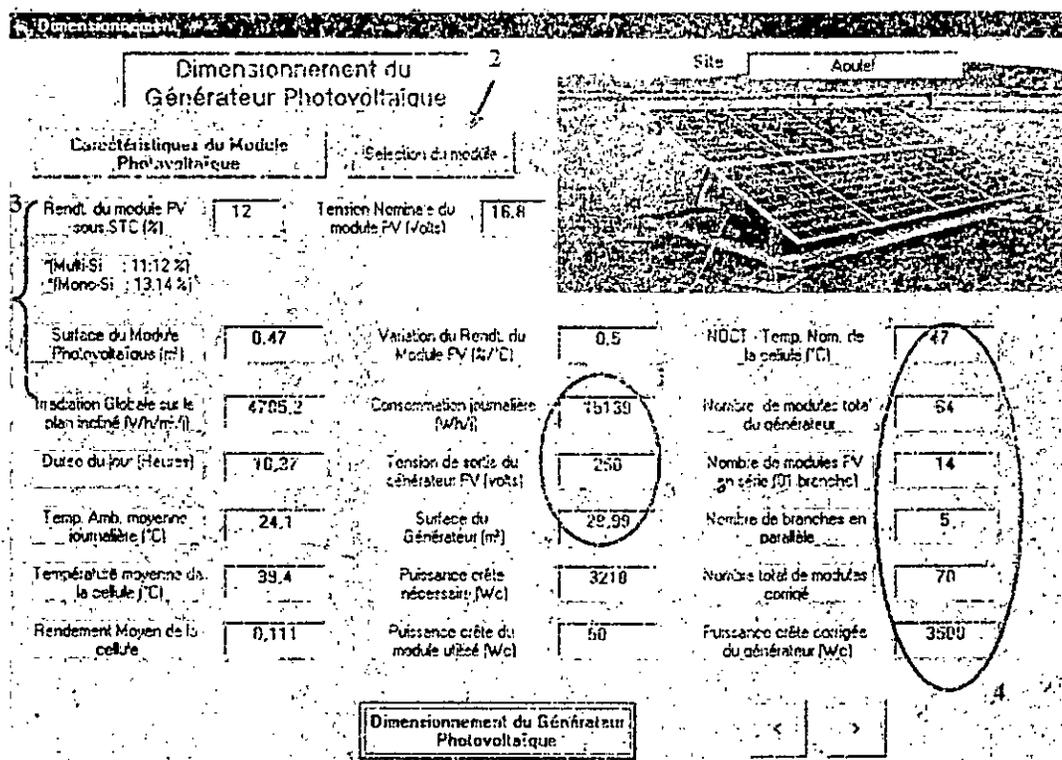


Figure 5.8 : Ecran illustrant l'étape dimensionnement du générateur photovoltaïque.

Connaissant les caractéristiques du site d'installation et le profil de la charge (1) (3), et après avoir sélectionné le module à utiliser grâce à la base de données relatives aux modules photovoltaïques (fig. A3.4 de l'annexe 3), le programme corrige la puissance crête nécessaire et propose une configuration du générateur adéquat aux besoins (4). Une fois que le générateur est dimensionné, le programme entame la partie relative au coût du système complet. La charge représentée par le convertisseur et l'électropompe étant connue.

5.3.5 Coûts de l'investissement et de l'amortissement du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque

Une fois que tout le système de pompage de l'eau est configuré, le programme calcule le coût total de l'investissement. Le coût de l'amortissement annuel est calculé connaissant la durée de vie effective de chaque constituant et le taux d'actualisation.

1. Volume d'eau annuel (Besoins annuels)

$$V_{an} = Q [m^3 / j] * 365 \quad (5.23)$$

Dans le cas où le système travaille 365 jours (une disponibilité de 100 %)

2. Coût du générateur Photovoltaïque

$$C_{GPV} = P_{Mod} * N_{Mod} \quad (5.24)$$

3. Investissement total des équipements

$$I_{Tot} = C_{GPV} + C_{Ond} + C_{Mp} + C_{Res} + C_P + C_{Bat} + C_{Acc} \quad (5.25)$$

En négligeant le coût de l'installation et la mise en service des équipements de pompage.

4. Amortissement annuel du Générateur PV.

$$A_{GPV} = C_{GPV} * \frac{t}{1 - (1 + t)^{-N_1}} \quad (5.26)$$

5. Amortissement de l'Onduleur

$$A_{Ond} = C_{Ond} * \frac{t}{1 - (1 + t)^{-N_2}} \quad (5.27)$$

6. Amortissement du groupe électropompe

$$A_{Mp} = C_{Mp} * \frac{t}{1 - (1 + t)^{-N_3}} \quad (5.28)$$

7. Amortissement du Réservoir

$$A_{Res} = C_{Res} * \frac{t}{1 - (1 + t)^{-N_4}} \quad (5.29)$$

8. Amortissement du forage

$$A_P = C_P * \frac{t}{1 - (1 + t)^{-N_5}} \quad (5.30)$$

9. Amortissement de la Batterie électrochimique

$$A_{Bat} = C_{Bat} * \frac{t}{1 - (1 + t)^{-N_6}} \quad (5.31)$$

10. Amortissement des Accessoires

$$A_{Acc} = C_{Acc} * \frac{t}{1 - (1 + t)^{-N_7}} \quad (5.32)$$

11. Amortissement total de l'Investissement

$$A_{Tot} = A_{GPV} + A_{Ond} + A_{Mp} + A_P + A_{Bat} + A_{Acc} \quad (5.33)$$

L'algorithme de calcul de l'investissement du système de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque et l'amortissement annuel est schématisé à la figure 5.9

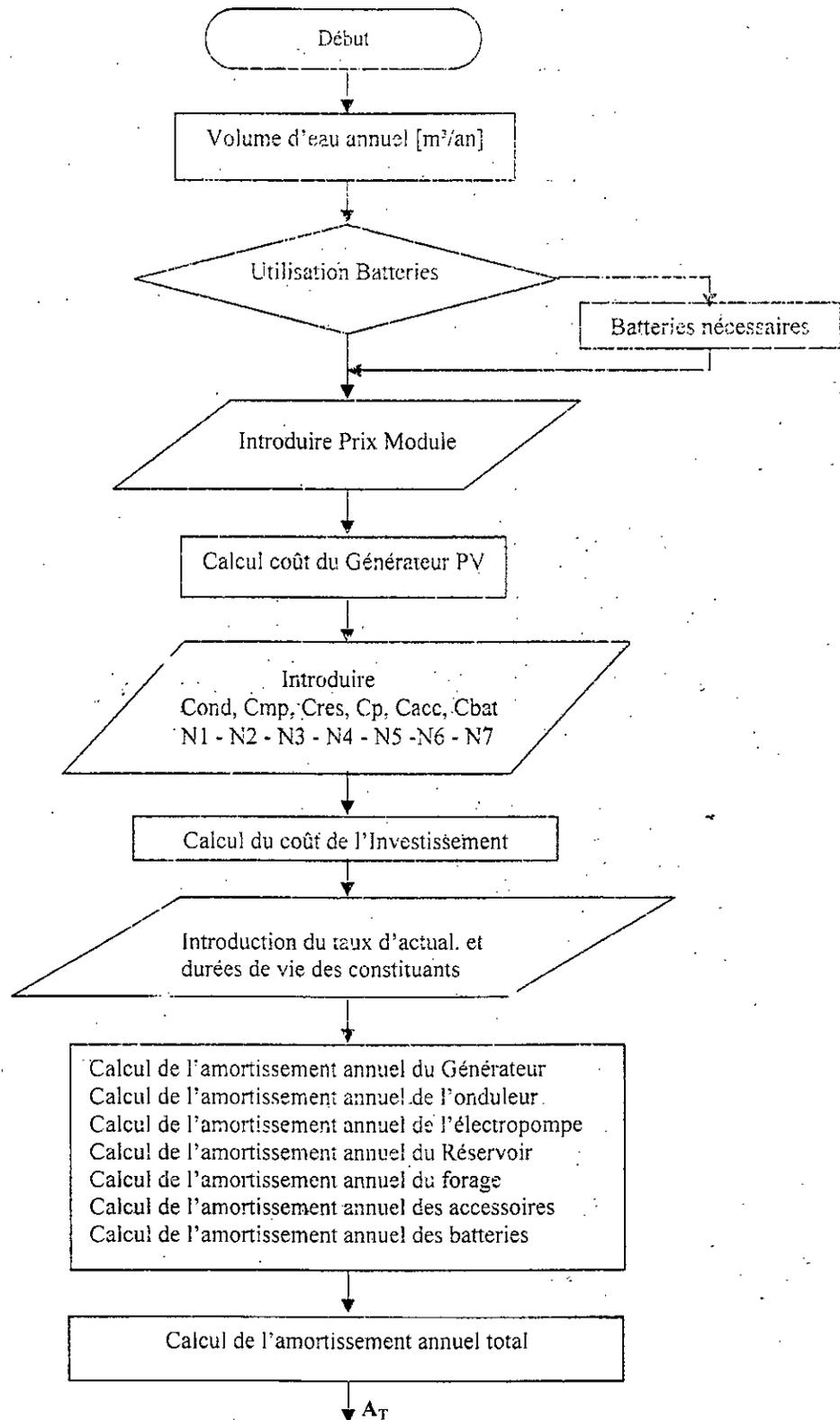


Figure 5.9 : Algorithme des coûts de l'investissement et de l'amortissement du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque

L'écran représentant le coût total de l'investissement ainsi que l'amortissement annuel est représenté à la figure 5.10.

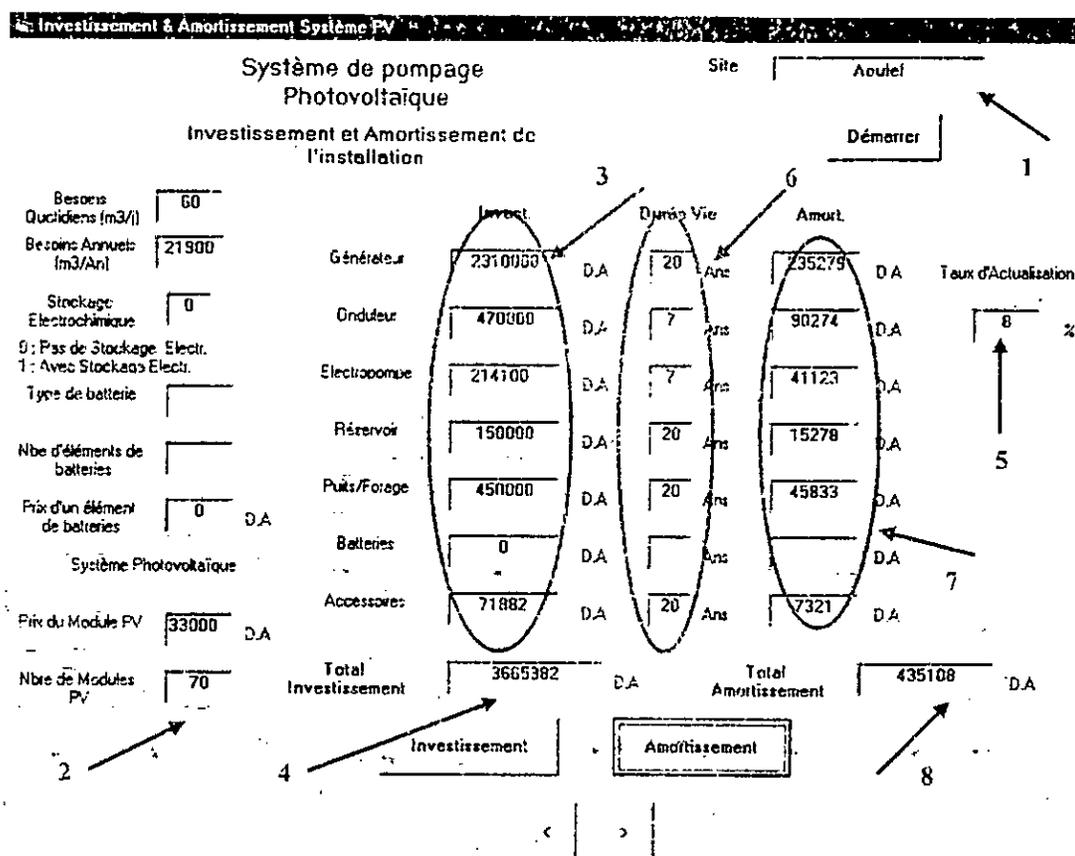


Figure 5.10 : Ecran illustrant l'investissement et l'amortissement du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque

Après avoir déterminé le nombre de modules photovoltaïques nécessaires au système de pompage (2), sont visualisés le coût total de l'investissement du système (4) et le coût total annuel de l'amortissement (8), en se basant sur le taux d'actualisation (5), l'investissement (3) et la durée de vie (6) de chaque constituant.

5.3.6 Coût de l'entretien et de la maintenance du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque

Le coût de l'entretien et de la maintenance est très difficile à prévoir. Il dépend beaucoup plus de la qualité des équipements et de leur utilisation. Le programme propose des estimations d'entretien et de maintenance par expérience et par rapport au coût d'investissement de l'équipement. L'utilisateur pourra néanmoins imposer ses propres estimations en fonction de son environnement et de ses moyens. La figure 5.11, propose l'algorithme pour déterminer le coût

annuel de l'entretien et de la maintenance du système de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque.

1. Coût de l'entretien du Générateur PV

$$E_{GPV} = C_{GPV} * Rt_1 \quad (5.34)$$

2. Coût de l'entretien de l'Onduleur

$$E_{Ond} = C_{Ond} * Rt_2 \quad (5.35)$$

3. Coût de l'entretien du groupe l'électropompe

$$E_{Mp} = C_{Mp} * Rt_3 \quad (5.36)$$

4. Coût de l'entretien du Réservoir

$$E_{Res} = C_{Res} * Rt_4 \quad (5.37)$$

5. Coût de l'entretien du forage

$$E_p = C_p * Rt_5 \quad (5.38)$$

6. Coût de l'entretien de la Batterie

$$E_{Bal} = C_{Bal} * Rt_6 \quad (5.39)$$

7. Coût de l'entretien des Accessoires

$$E_{Acc} = C_{Acc} * Rt_7 \quad (5.40)$$

8. Coût total annuel de l'entretien

$$E_{Tot} = E_{GPV} + E_{Ond} + E_{Mp} + E_{Res} + E_p + E_{Bal} + E_{Acc} \quad (5.41)$$

- $Rt_1, Rt_2, Rt_3, Rt_4, Rt_5, Rt_6, Rt_7$, représentent respectivement les estimations par rapport à l'investissement du générateur photovoltaïque, de l'onduleur, de l'électropompe, du réservoir de stockage d'eau, du forage, des batteries électrochimiques et des accessoires divers.
- $C_{GPV}, C_{Ond}, C_{Mp}, C_{Res}, C_p, C_{Bal}, C_{Acc}$: représentent respectivement les coûts des investissements du générateur photovoltaïque, de l'onduleur, de l'électropompe, du réservoir de stockage d'eau, du forage, des batteries électrochimiques et des accessoires divers.

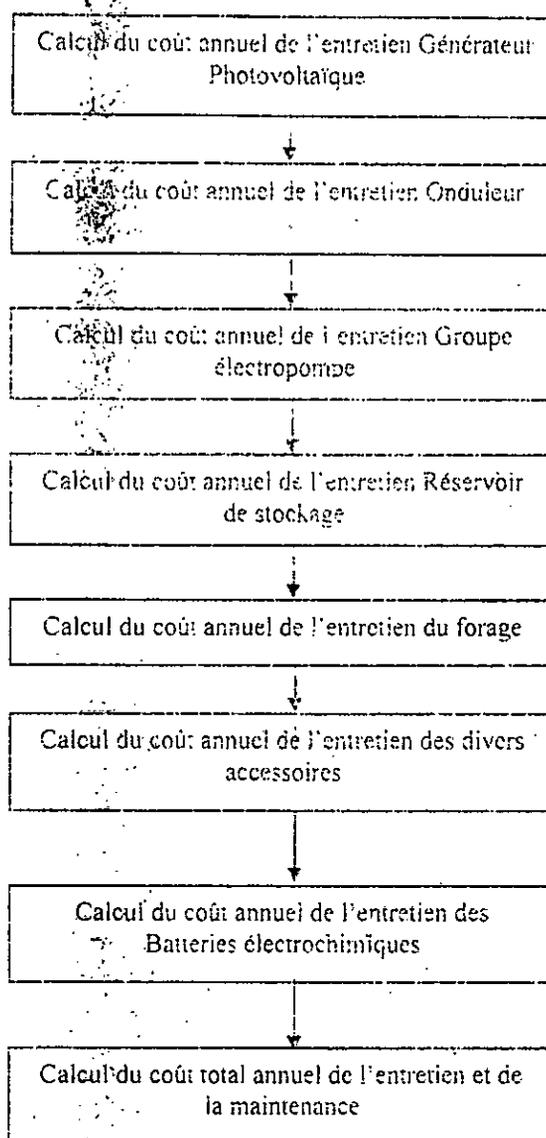


Figure 5.11 Coût annuel total de l'entretien et de la maintenance du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque

La figure 5.12, montre l'écran où sont visualisées ces données.

Sur cet écran les estimations entrant dans l'évaluation de l'entretien et de la maintenance (ou les ratios) sont indiqués dans les cases apparentes pour l'utilisateur (1) qui pourra en cas de besoins apporter des correctifs en fonction de son environnement et de ses moyens. L'entretien et la maintenance annuels de chaque constituant du système de pompage sont montrés en (2) et l'entretien total annuel de tout le système en (3).

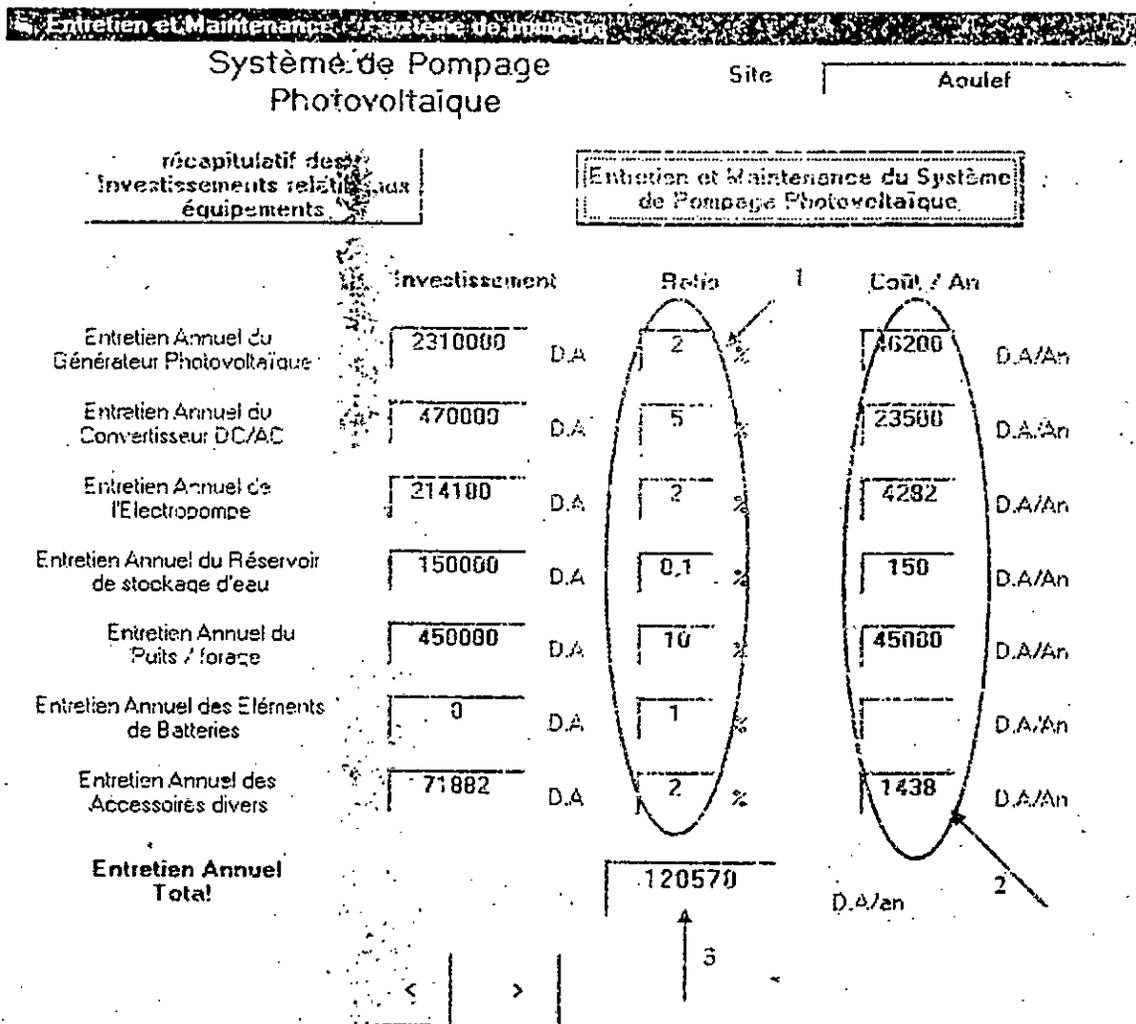


Figure 5.12 : Ecran illustrant le coût de l'entretien et de la maintenance du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque

5.3.7 Coût global actualisé du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque et le coût du m³ d'eau pompé.

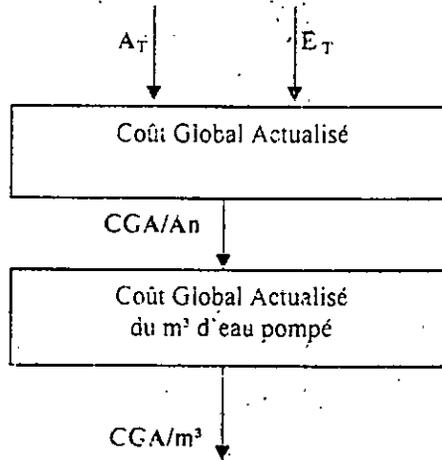
Une fois que les coûts de l'amortissement annuel total et de l'entretien total annuel sont déterminés, le programme pourra évaluer le coût du m³ d'eau pompé par le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque. L'algorithme de calcul est illustré à la figure 5.13, l'écran y afférent est montré à la figure (5.21) dans la paragraphe traitant la comparaison des coûts du m³ pompé par les deux systèmes de pompage. Le coût global actualisé est défini par la somme des amortissements annuels actualisés (en prenant en considération le taux d'actualisation) tels que définis précédemment et l'entretien et la maintenance annuels de tout le système. Il est défini par la relation (5.37) [23].

1. Coût Global Actualisé

$$CGA = A_{Tot} + E_{Tot} \quad (5.42)$$

2. Coût Global Actualisé du m³ d'eau pompé

$$CGA(m^3) = \frac{CGA}{V_{an}} \quad (5.43)$$



(CGA/m³ : Coût Global Actualisé du m³ d'eau pompée par le système).

Figure 5.13 : Algorithme pour l'évaluation du coût du m³ d'eau pompé

A_T et E_T étant respectivement l'amortissement total annuel et l'entretien et la maintenance annuels du système. En supposant que le système fonctionne toute l'année, le coût du m³ d'eau est défini par la relation (5.38) ci-dessus.

5.3.8 Coûts de l'investissement et de l'amortissement du système de pompage par groupe électrogène

De la même manière que pour le système par énergie solaire photovoltaïque, dès que l'électropompe est sélectionnée, le programme détermine le coût total de l'investissement et le coût annuel d'amortissement. Le groupe électrogène est sélectionné sur la base des caractéristiques de l'électropompe. Une base de données relative aux groupes électrogènes est mise à disposition dès le lancement du programme, l'écran y afférent est illustré à la figure A3.5 de l'annexe 3.

L'algorithme pour le calcul des coûts d'investissement et d'amortissements annuels est donné par les figures 5.14, 5.15 et l'écran à la figure 5.16.

Le fonctionnement de l'algorithme relatif à la configuration du système de pompage par le groupe électrogène est un peu particulier par rapport à celui fonctionnant par énergie solaire photovoltaïque. En effet, avant d'entamer la procédure de calcul des coûts, il faudrait d'abord s'assurer que l'énergie électrique demandée par l'électropompe est suffisante pour faire appel à l'utilisation d'un groupe électrogène (voir chapitre 4, paragraphe 4.5.6.4).

L'algorithme relatif à la détermination de la nécessité d'utiliser le groupe électrogène est donné à la figure 5.14. L'utilisateur introduit les besoins hydrauliques à savoir le volume d'eau quotidien et la hauteur manométrique totale. En estimant le nombre de jour de fonctionnement dans l'année du groupe électrogène, le volume d'eau puisée est déterminé (V_{an}).

L'électropompe étant déjà sélectionnée en fonction des besoins, le temps de puisage peut être calculé (T_e). Le programme calcule la puissance du groupe en tenant compte de l'énergie hydraulique, du rendement de l'électropompe (η_{mp}) et du temps de puisage (T_e). Si la puissance est supérieure à 2500 Watts, le programme s'arrête et ne propose que la solution par énergie photovoltaïque. Sinon, le programme se poursuit et détermine les différents coûts nécessaires pour l'évaluation du coût du m^3 d'eau pompé par le groupe électrogène.

Note 1 : Le débit journalier du système et la hauteur manométrique totale respectivement Q et H_{mt} , doivent être les mêmes que ceux utilisés lors de l'étude du système de pompage photovoltaïque afin de mieux apprécier la comparaison.

1. Calcul du volume d'eau annuel

$$V_{an} = Q * 365 \quad (5.44)$$

2. Calcul du temps nécessaire pour puiser le volume d'eau désiré

$$T_e = \frac{Q}{V'} \quad [\text{Heures}] \quad (5.45)$$

V' étant le volume d'eau puisé pendant les jours de fonctionnement du groupe électrogène.

3. Calcul de l'énergie hydraulique

$$E'_{Hyd} = 2.725 * Q * H_{mt} \quad [\text{Wh/j}] \quad (5.46)$$

4. Calcul de la puissance du groupe électrogène

$$P_d = \frac{E'_{Hyd}}{T_e * \eta} \quad (5.47)$$

Avec

η : Rendement de l'électropompe

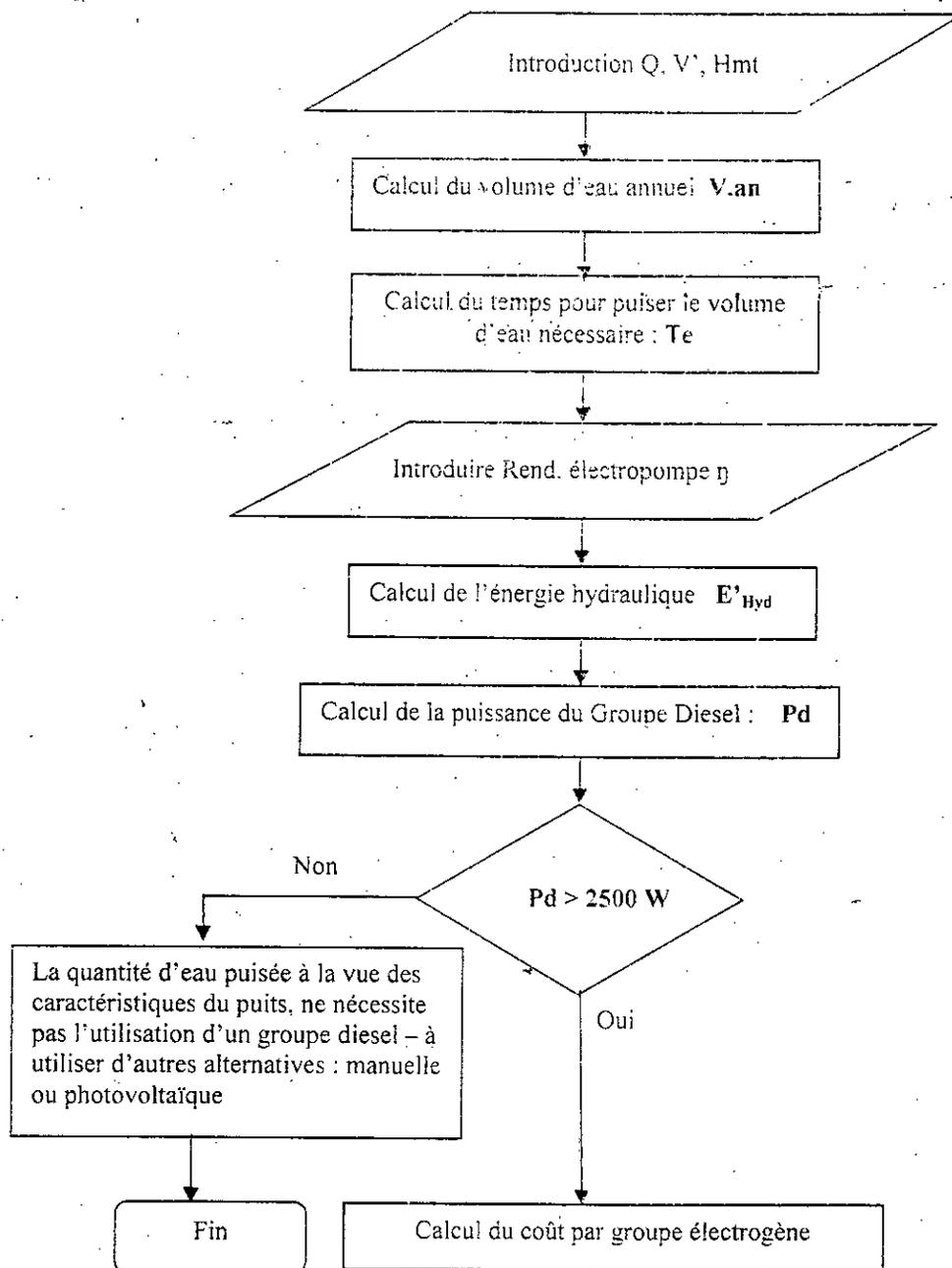


Figure 5.14 : Algorithme pour l'estimation de la nécessité d'utiliser un groupe électrogène

La seconde étape consiste à la détermination de l'amortissement annuel du système de pompage par le groupe électrogène.

5. Investissement des équipements du système de pompage

$$I_{SP} = C_{mp} + C_{gd} + C_{acc} \quad (5.48)$$

6. Investissement installation et génie civil

$$I_G = C_{inst} + C_{angt} + C'_p + C'_{res} \quad (5.49)$$

C'_{inst} , C'_{ampt} , C'_p , C'_{res} étant respectivement le coût de l'installation, le coût de l'aménagement (abris pour le groupe électrogène et stockage du fuel), le coût du forage et le coût du réservoir de stockage de l'eau.

Note 2 : les coûts du forage et du réservoir doivent être identiques à ceux pratiqués pour le système photovoltaïque.

7. Investissement Total

$$I'_{Tot} = I'_{SP} + I'_G \quad (5.50)$$

8. Durée de vie en années de l'électropompe

$$N_8 = \frac{H'_{mp}}{NH} * 365 \quad (5.51)$$

9. Durée de vie en années du groupe électrogène

$$N_9 = \frac{H'_{gd}}{NH} * 365 \quad (5.52)$$

10. Durée de vie en années des accessoires

$$N_{10} = \frac{H'_{acc}}{NH} * 365 \quad (5.53)$$

11. Amortissement de l'électropompe

$$A'_{mp} = C'_{mp} * \frac{t}{1 + (1-t)^{-n8}} \quad (5.54)$$

12. Amortissement du groupe électrogène

$$A'_{gd} = C'_{gd} * \frac{t}{1 + (1-t)^{-n9}} \quad (5.55)$$

13. Amortissement des accessoires

$$A'_{acc} = C'_{acc} * \frac{t}{1 + (1-t)^{-n10}} \quad (5.56)$$

14. Coût annuel de l'équipement en tenant compte du taux de fonctionnement

$$A'_{eqts} = (A'_{mp} + A'_{gd} + A'_{acc}) * \tau_1 \quad (5.57)$$

Avec

τ_1 : Taux de fonctionnement annuel des équipements du système de pompage.

15. Amortissement de l'installation

$$A'_{ampt} = C'_{inst} * \frac{t}{1 + (1-t)^{-n11}} \quad (5.58)$$

16. Amortissement de l'aménagement

(Protection, stockage de carburant, niche pour groupe diesel....)

$$A'_{\text{amgr}} = C'_{\text{amgr}} * \frac{t}{1 + (1-t)^{-n12}} \quad (5.59)$$

17. Amortissement du réservoir de stockage d'eau

$$A'_{\text{res}} = C'_{\text{res}} * \frac{t}{1 + (1-t)^{-n13}} \quad (5.60)$$

18 Amortissement du forage

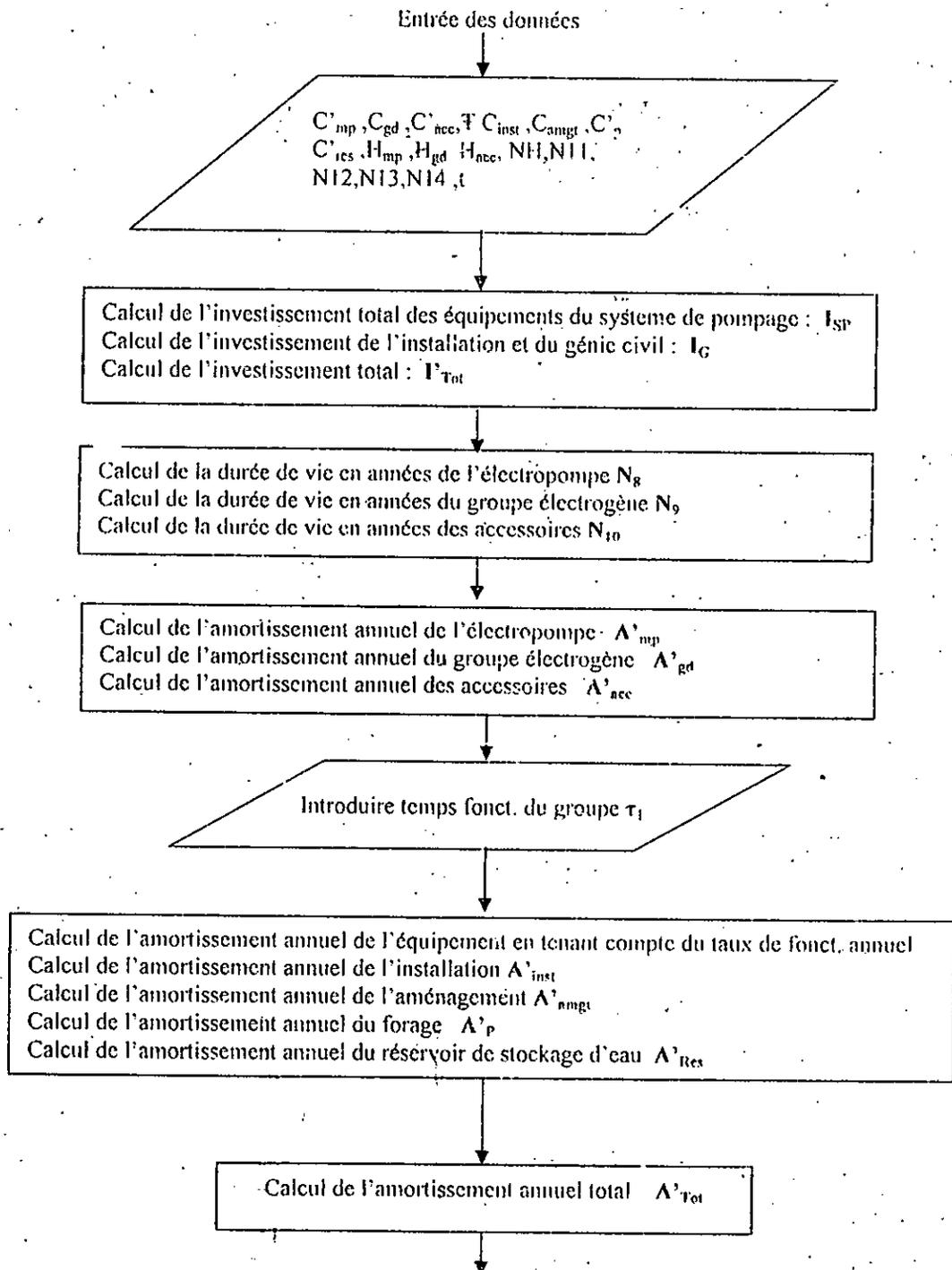
$$A'_{\text{p}} = C'_{\text{p}} * \frac{t}{1 + (1-t)^{-n14}} \quad (5.61)$$

Note 3 : Toutes les caractéristiques des équipements communs (durée de vie) doivent être identiques avec celles utilisées dans le système PV.

19. Amortissement Total

$$A'_{\text{Tot}} = A'_{\text{mp}} + A'_{\text{gd}} + A'_{\text{acc}} + A'_{\text{msl}} + A'_{\text{amgr}} + A'_{\text{res}} + A'_{\text{p}} \quad (5.62)$$

L'algorithme de la figure 5.15 détermine l'amortissement annuel total du système de pompage par le groupe électrogène.



A' Tot : Amortissement total du système

Figure 5.15 : Algorithme pour le calcul des coûts de l'investissement total et de l'amortissement total annuel du système de pompage par le groupe électrogène

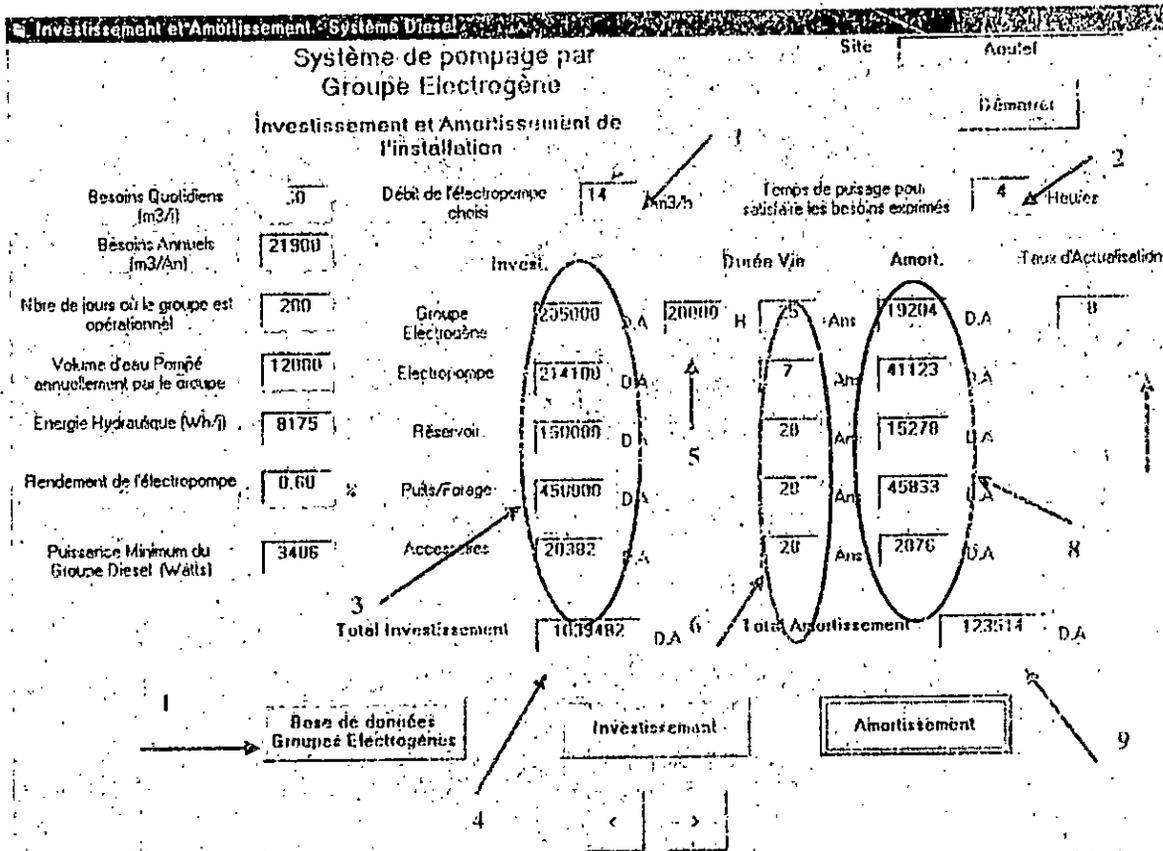


Figure 5.16 : Ecran illustrant le coût total de l'investissement et le coût total annuel de l'amortissement du système de pompage par le groupe électrogène.

Comme le montre cet écran, le groupe électrogène est sélectionné grâce à la base de données relative à cet effet (1). L'électropompe est sélectionnée au départ (figure 5.4 – Introduction des données). A partir du débit, le temps de puisage pour avoir la quantité d'eau journalière est calculé (2).

A cet instant tous les constituants du système sont désormais connus, le programme calcule le coût total de l'investissement (3) et (4), ainsi que le coût total de l'amortissement annuel (8) et (9). Le taux d'actualisation est pris d'égale valeur à celui pratiqué dans le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque (8).

5.3.9 Coût de l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance du système de pompage par groupe électrogène.

L'exploitation du groupe électrogène est évaluée grâce à la base de données relative aux groupes électrogènes où figurent les caractéristiques électriques ainsi que la consommation horaire du carburant (Fig.A3.5 de l'annexe 3). L'évaluation de l'entretien et de la maintenance est définie de la même manière que pour le système par énergie solaire photovoltaïque. La distance séparant

le site d'installation à la ville est estimée à 50 Km, l'utilisateur pourra en cas de besoin modifier tous ces paramètres (ratios, distance...).

La figure 5.17, montre l'algorithme pour la détermination des coûts d'exploitation, d'entretien et de maintenance du système de pompage. La figure 5.18, montre l'écran y afférent.

1. Consommation journalière

$$\text{Cons} / j = \text{Cons} / h * \text{NH} \quad (5.63)$$

2 Consommation annuelle

$$\text{Cons} / \text{an} = \text{Cons} / j * 365 * \tau_1 \quad (5.64)$$

3. Coût du carburant

$$C_{\text{diesel}} = P * \text{Cons} / \text{an} + X * Ct \quad (5.65)$$

4. Coût des lubrifiants

$$C_{\text{Lub}} = (P * \text{Cons} / \text{an}) * 20\% \quad (5.66)$$

5 Coût annuel en carburant et lubrifiants

$$C_{C/L} = C_{\text{diesel}} + C_{\text{Lub}} \quad (5.67)$$

6 Coût annuel de l'entretien

$$C_{e/m} = 0.5\% * I_{SP} * \text{NH} + X * Ct + C_{\text{div}} \quad (5.68)$$

- τ_1 Taux de fonctionnement annuel du système de pompage par le groupe électrogène
- Cons/h Consommation par heure de fonctionnement du groupe électrogène
- Ct Coût du transport par Km
- P Prix du litre de carburant à la pompe
- C_{div} Coût de prise en charge
- NH Nombre d'heures de fonctionnement du groupe électrogène
- I_{SP} Investissement des équipements du système de pompage par le groupe électrogène

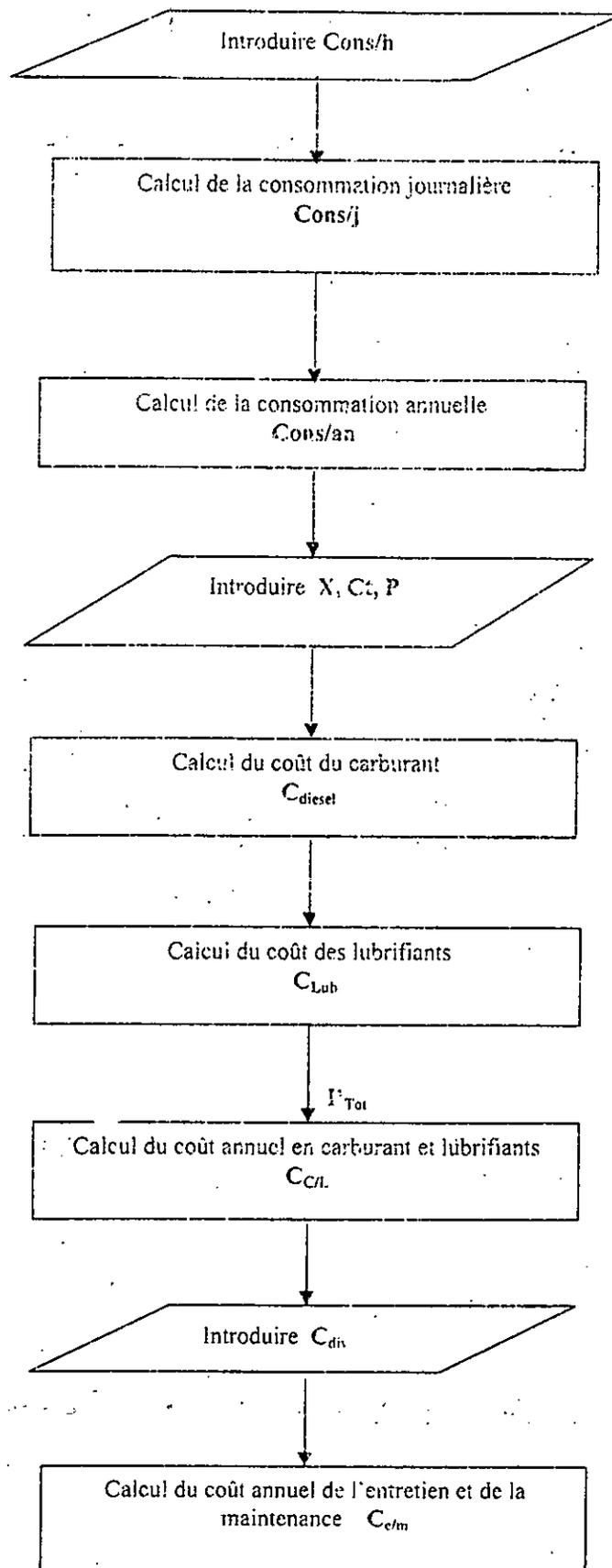


Figure 5.17 : Algorithme pour le calcul des coûts de l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance des systèmes de pompage par le groupe électrogène

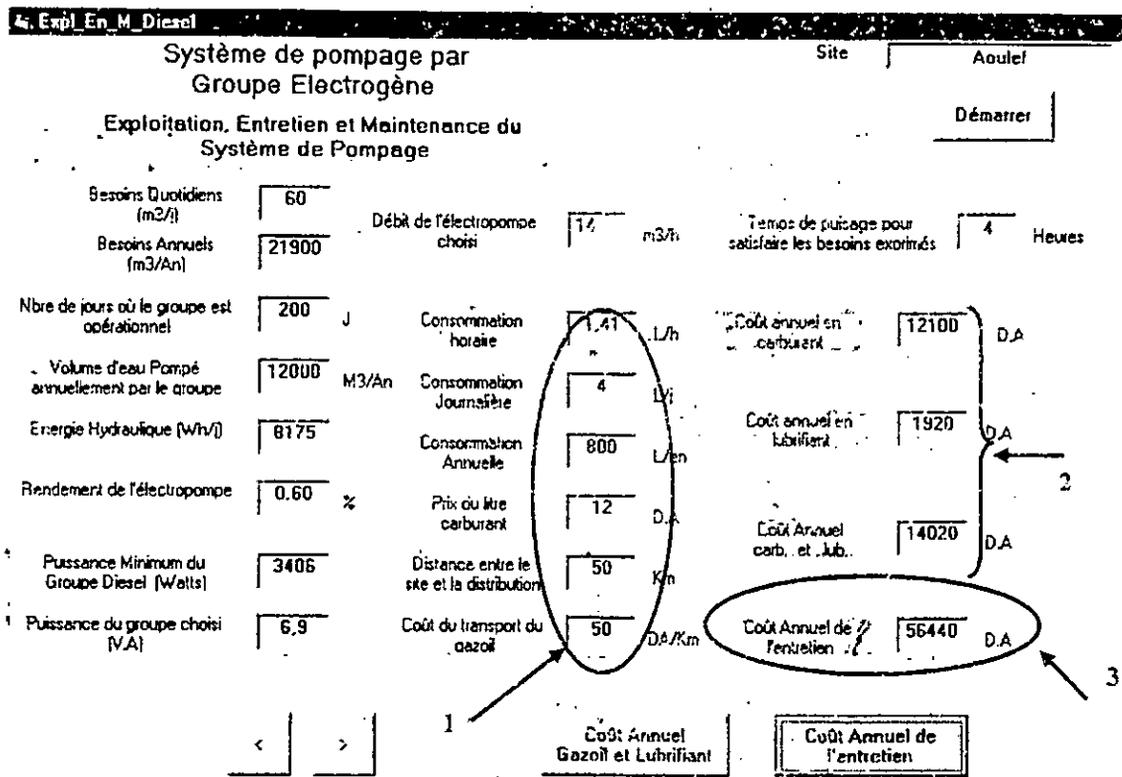


Figure 5.18 : Ecran illustrant les coûts de l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance du système de pompage par le groupe électrogène

Sur cet écran sont visualisées les différentes parties relatives au coût de l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance. Le coût annuel de l'exploitation (2) englobe la consommation annuelle en carburant et lubrifiants pour le groupe électrogène. La consommation annuelle est prise à partir de la base de données des groupes électrogènes pour le fonctionnement de l'électropompe pour avoir le volume d'eau journalier (1) désiré. Par contre le coût annuel de l'entretien est évalué (3).

5.3.10 Coût global actualisé et le coût du m³ d'eau pompé par groupe électrogène

Comme précédemment lors de la détermination du coût du m³ d'eau par le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque, le coût du m³ d'eau pompé par le groupe électrogène pourra être déterminé du moment que le coût global actualisé pourra être calculé, le coût annuel de l'amortissement et le coût annuel de l'entretien étant connus. La figure 5.19 illustre l'algorithme de calcul du coût du m³.

1. Coût global de l'installation

$$CG = A_{Tot} + C_{C/L} + C_{e/m} \quad (5.69)$$

2. Coût global actualisé du m³ d'eau pompé par le système de pompage par groupe électrogène

$$CGA_d / m^3 = \frac{CG}{V_{an}} \quad (5.70)$$

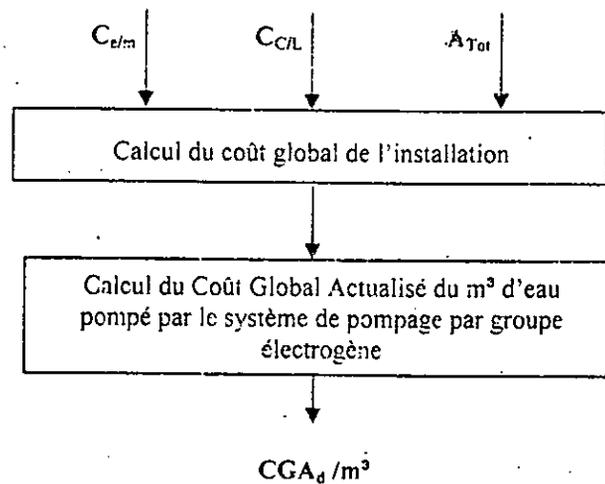


Figure 5.19 : Algorithme de calcul du coût du m³ d'eau pompé par le groupe électrogène

5.3.11 Comparaison des coûts du m³ d'eau pompé par les deux systèmes

Etre en mesure de déterminer lequel des systèmes de pompage permet de pomper l'eau à un coût inférieur avec une meilleure fiabilité du système en tenant compte de divers paramètres (éloignement du site, caractéristiques du site, coût de l'investissement, approvisionnement en carburant et lubrifiant,...) sera décisif sur l'acceptation ou le rejet du projet d'investissement.

En effet, et une fois que tous les coûts des deux systèmes de pompage ont été déterminés, le programme pourra déterminer l'opportunité du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque.

Les figure 5.20 et 5.21 illustrent respectivement l'algorithme de cette comparaison des coûts et l'écran visualisant cette comparaison avec la proposition d'opportunité.

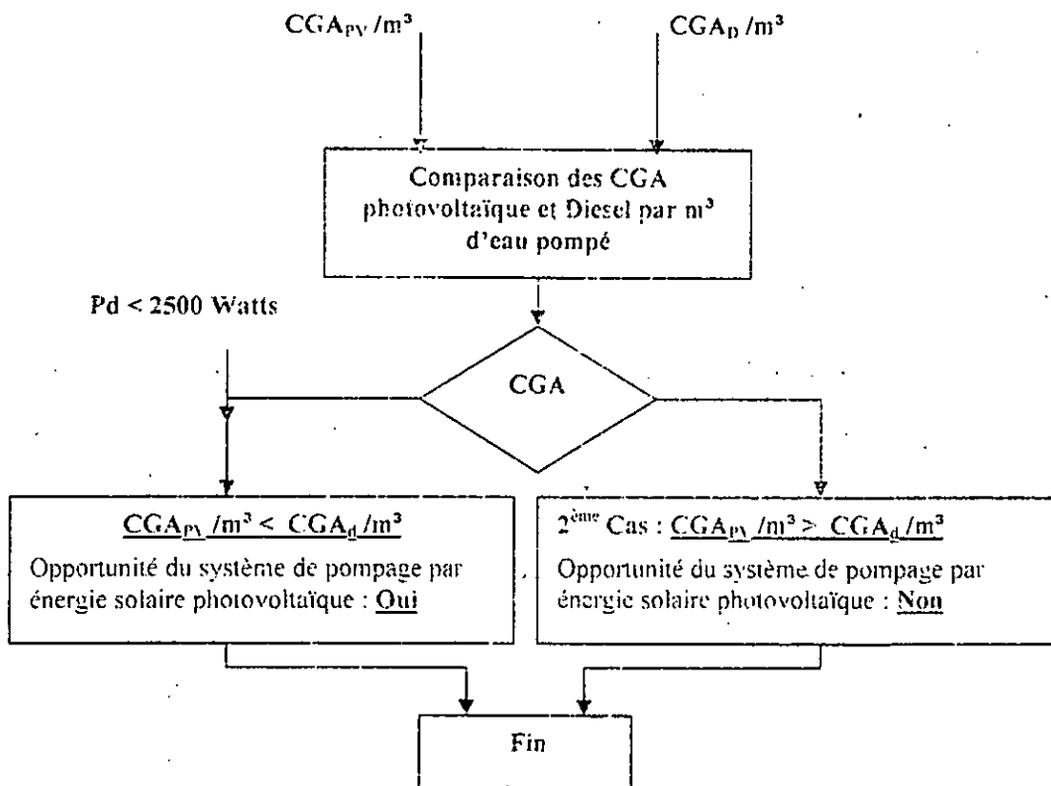


Figure 5.20 : Algorithme de comparaison des coûts

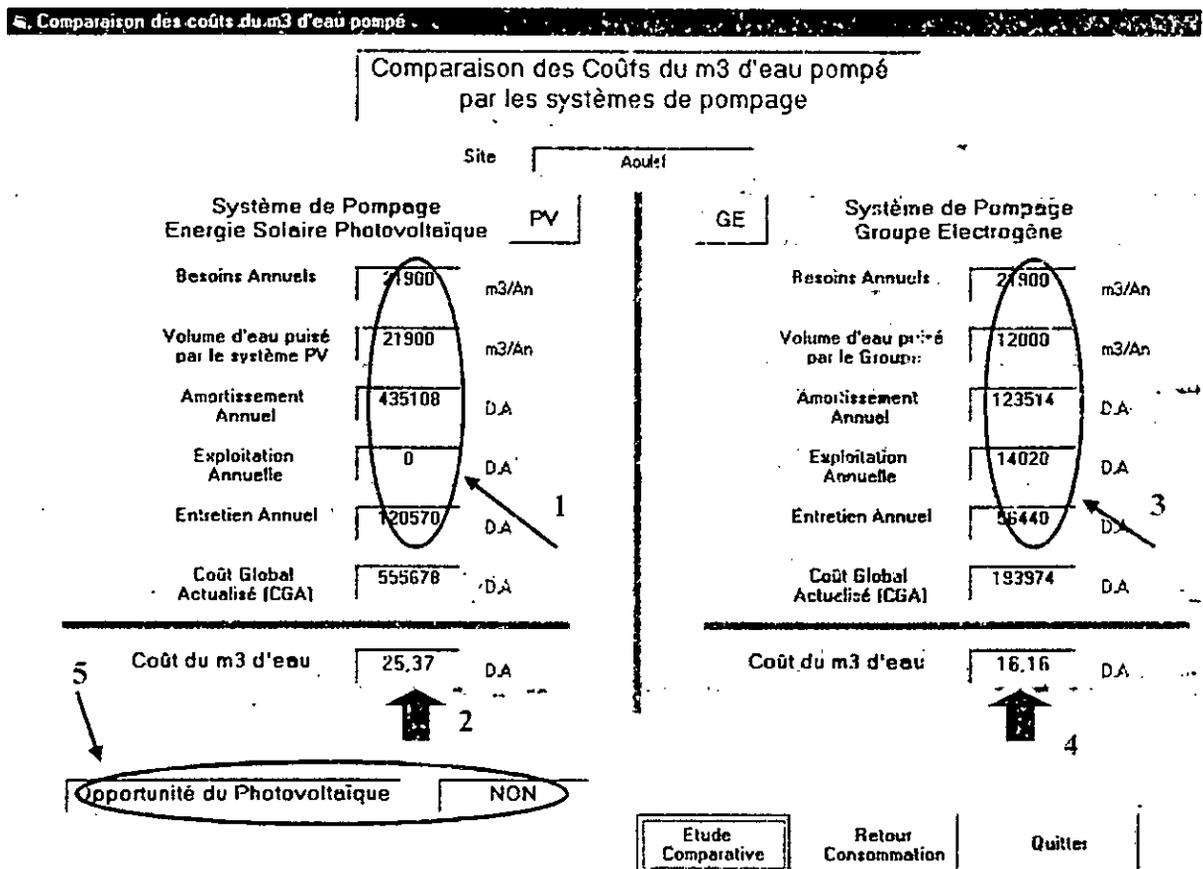


Figure 5.21 : Ecran de fin de programme illustrant l'opportunité du système de pompage envisagé

Sur cet écran, nous pouvons voir simultanément les coûts des deux systèmes de pompage de l'eau envisagés et étudiés. La partie gauche de l'écran, illustre les coûts relatifs au système de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque où sont visualisés respectivement le coût global actualisé (1) et le coût du m³ d'eau pompé (2).

La partie droite montre les coûts relatifs au système de pompage de l'eau par le groupe électrogène, le coût global actualisé (3) et le coût du m³ d'eau pompé (4).

En bas de l'écran, et au vu de ces résultats, le programme propose l'opportunité ou non du système de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque.

Les prix ne sont donnés qu'à titre indicatif et ne sont pas constants. Nous avons délibérément opter d'introduire manuellement les différentes données particulièrement celles relatives au coût, cela afin de permettre à l'utilisateur d'évaluer le projet en fonction de ses propres moyens et de son environnement.

Néanmoins, dans certains cas, nous avons émis des propositions qui constituent beaucoup plus une aide pour l'évaluation de certains coûts difficiles à chiffrer.

5.4 Résultats et interprétations

Afin de pouvoir comparer les deux systèmes en fonctionnement tout en gardant les mêmes caractéristiques de la charge (forage et électropompe), et pour avoir une idée sur l'évolution des coûts en fonctions de certains paramètres des deux systèmes pouvant avoir une influence sur le coût du m³ d'eau, nous avons pris la même installation mais en faisant varier le volume d'eau puisé quotidiennement (06) pour chacune des trois (03) hauteurs manométriques totales différentes.

H.m.t (mètres)	20		50		80	
Débits (m ³ /j)	10	20	40	60	80	100

5.4.1 Coûts de l'investissement

Pour le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque, les coûts d'investissement varient fortement et de manière proportionnelle à l'énergie demandée.

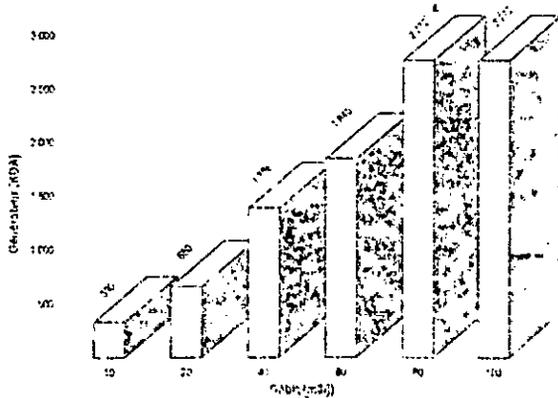


Figure 5.22 : Coût du générateur photovoltaïque dans un système de pompage en fonction du débit et une hauteur manométrique totale constante (Hmt:50 m)

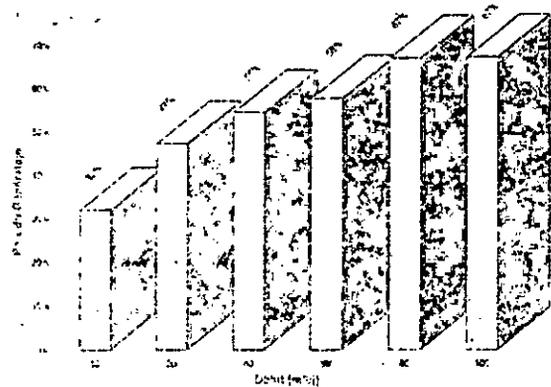


Figure 5.23 : Part en (%) du générateur dans un système de pompage par rapport au coût total des équipements en fonction du débit et une hauteur manométrique totale constante (Hmt : 50 m).

Le générateur photovoltaïque constitue l'élément de base et la plus importante part dans la structure des coûts. Comme illustré sur les figures 5.22 et 5.23, l'investissement du générateur augmente proportionnellement à l'énergie demandée.

Du point de vue investissement, le coût du générateur constitue le maillon faible de tout le système de production d'électricité. En effet la taille, donc le coût, augmente en fonction de l'énergie à produire, ce qui influence le prix du kWh produit par le système.

5.4.2 Coûts des systèmes de pompage

En comparant les coûts des deux systèmes de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène (Diesel), nous remarquons sur les figures 5.24, 5.25, 5.26 et 5.27, que les systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque ont une part importante dans le coût relatif à l'investissement des équipements par rapport au coût de l'entretien, celui de l'exploitation étant nul.

Par contre, concernant les systèmes de pompage par groupe électrogène, les coûts de l'entretien et de l'exploitation ne sont pas négligeables par rapport au coût de l'investissement total du système.

Cela, pour une hauteur manométrique totale (Hmt), un taux d'annuité et un taux d'utilisation constants (50m, 8 % et 100 % respectivement).

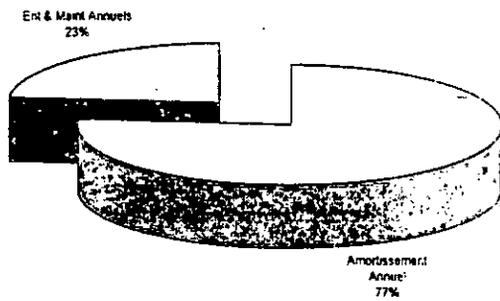


Figure 5.24 : Part de l'entretien et de la maintenance du système de pompage par énergie solaire PV, par rapport au Coût Global Actualisé (Débit : 40 m³/j)

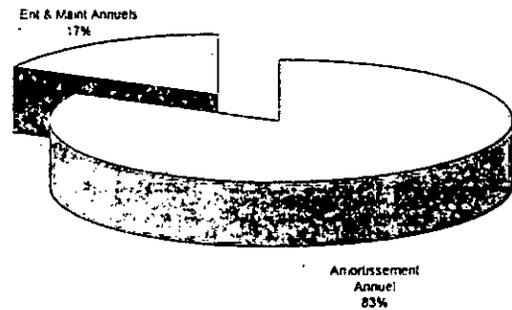


Figure 5.25 : Part de l'entretien et de la maintenance du système de pompage par énergie solaire PV, par rapport au Coût Global Actualisé. (Débit : 80 m³/j).

Donc, la structure des coûts du kWh produits par les énergies renouvelables présente une part importante pour les frais d'amortissement des investissements et des remplacements, une part nulle pour les frais d'exploitation ou de combustible et une part très faible pour les frais d'entretien et de maintenance.

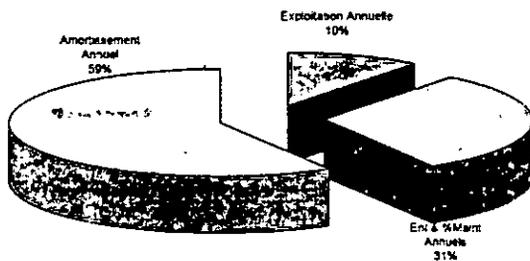


Figure 5.26 : Part de l'entretien, de la maintenance et de l'exploitation du système de pompage par groupe électrogène (diesel), par rapport au Coût Global Actualisé. (débit : 40 m³/j)

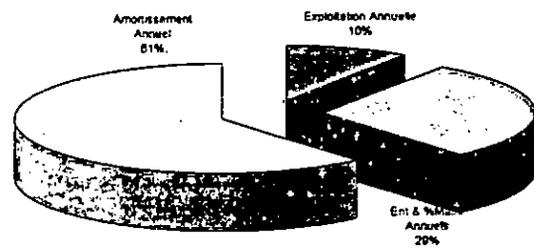


Figure 5.27 : Part de l'entretien, de la maintenance et de l'exploitation du système de pompage par groupe électrogène (diesel), par rapport au Coût Global Actualisé. (débit : 80 m³/j)

Cette structure est tout à fait différente de celle du kWh produit par des combustibles fossiles où les frais dus à l'amortissement de l'investissement sont faibles, alors que les frais d'exploitation, d'entretien et de maintenance sont prépondérants.

L'investissement relatif à la partie infrastructure est quand à lui assez important pour les nouvelles installations de pompage. La figure 5.28, illustre les deux cas possibles, avec et sans forage et réservoir de stockage d'eau pour une installation de pompage d'eau par énergie solaire photovoltaïque.

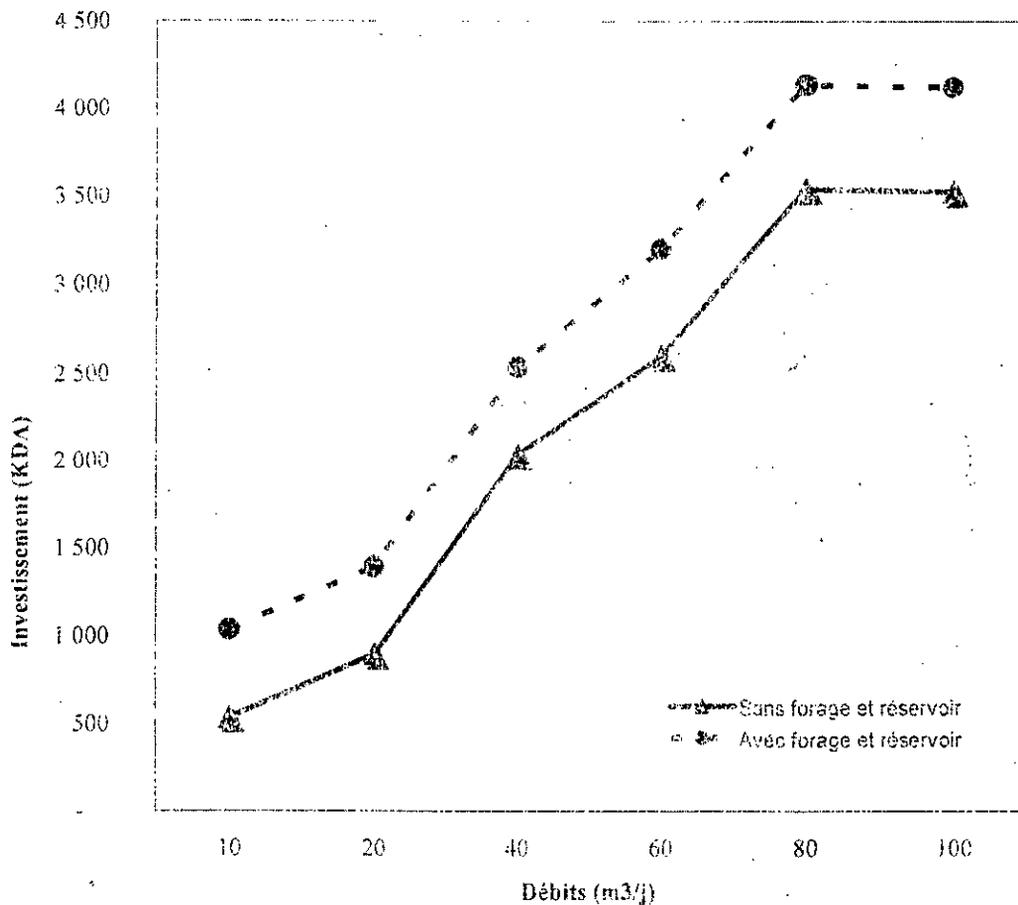


Figure 5.28 : Investissement des équipements d'un système de pompage par énergie solaire photovoltaïque avec et sans forage et réservoir de stockage d'eau. (Hmt : 50 m, Taux d'actualisation : 8 %, Taux d'utilisation : 100 %)

5.4.3 Coût du watt crête d'un système de pompage par énergie solaire photovoltaïque

Dans un système de pompage et plus particulièrement par énergie solaire photovoltaïque, le coût du watt crête est très significatif. En effet, le coût du watt crête est inversement proportionnel au volume d'eau pompé quotidiennement. Nous considérons que le coût du watt crête englobe tous les constituants du système de pompage sauf les infrastructures (forage et réservoir de stockage d'eau).

La figure 5.29, illustre la variation du coût du watt crête pour un volume journalier variable. La hauteur manométrique totale, le taux d'actualisation ainsi que le taux d'utilisation sont constants. Nous pouvons remarquer que la courbe décrivant le coût du watt crête en fonction du débit est monotone dont l'équation figure à côté de la courbe de tendance. A titre d'exemple, pour un débit journalier de 10 m³/j, le coût watt crête est approximativement égal à 1.100,00 DA. Par contre, pour un débit journalier de 80 m³/j, il est approximativement égal à 800,00 DA. Le point

d'inflexion (entouré) est dû au changement d'équipement (électropompe) pour satisfaire aux besoins de l'utilisateur.

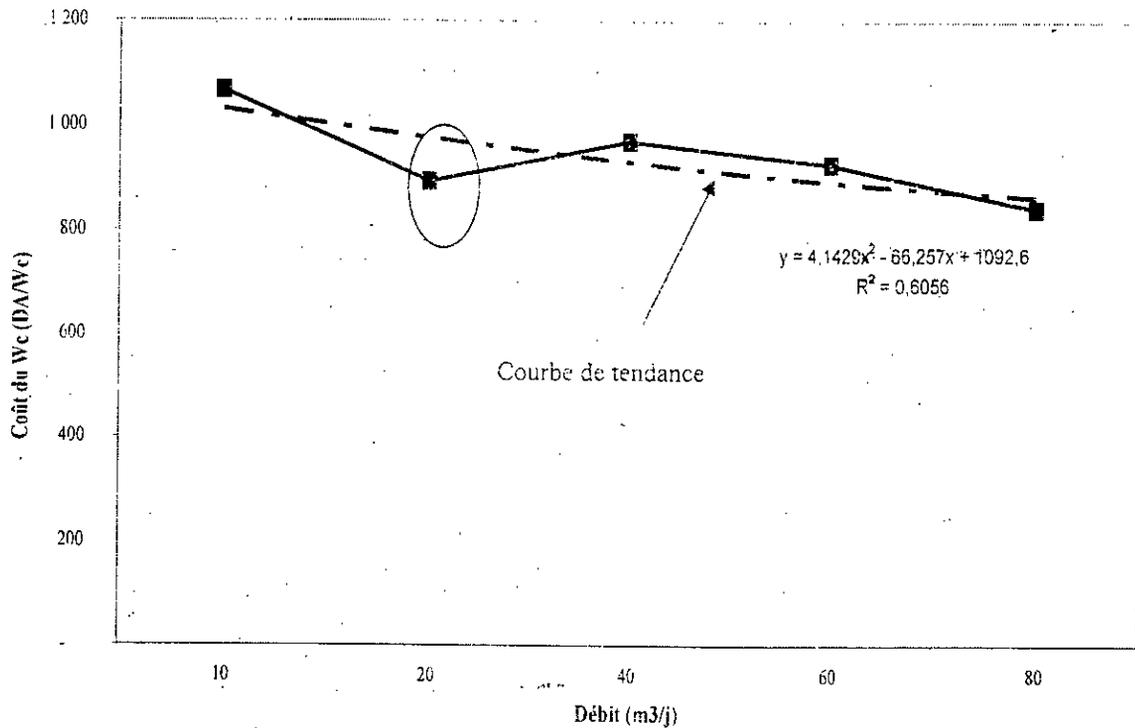


Figure 5.29 : Le coût du watt crête d'un système de pompage par énergie solaire photovoltaïque en fonction du débit journalier. (Hmt : 50 m, Taux d'actualisation : 8 %, Taux d'utilisation : 100 %)

5.4.4 Coût du mètre cube d'eau pompé par les deux systèmes

Comme montré précédemment, l'investissement des constituants des systèmes de pompage par énergie photovoltaïque est important et influe négativement sur le coût du mètre cube pompé par ces systèmes.

Malgré le fait que le coût du mètre cube d'eau décroît en proportion inverse avec le volume d'eau journalier, il reste assez élevé pour ne pas être compétitif avec les autres sources conventionnelles. D'ailleurs, nous le remarquons sur les figures 5.30, 5.31 et 5.32 qu'au delà d'une certaine puissance (dans ce cas pour une puissance supérieure à 1500 W et qui peut varier suivant certains paramètres), le coût du mètre cube d'eau pompé par le système de pompage par énergie solaire n'est plus compétitif.

Les figures 5.30, 5.31 et 5.32 montrent les variations des coûts du mètre cube d'eau pompé par les deux systèmes en fonction du volume d'eau puisé quotidiennement.

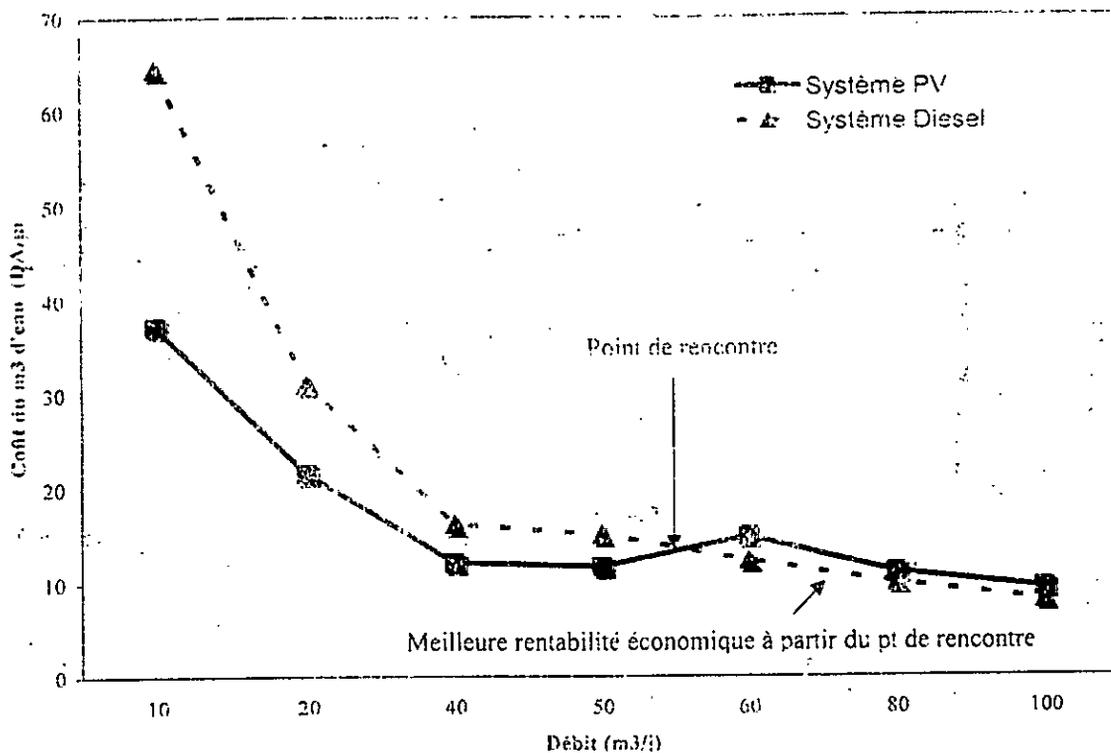


Figure 5.30 : Coût du m³ d'eau pompé par les deux systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène (diesel) (Hmt : 20 m, Taux d'actualisation : 8 %, Taux d'utilisation : 100 %)

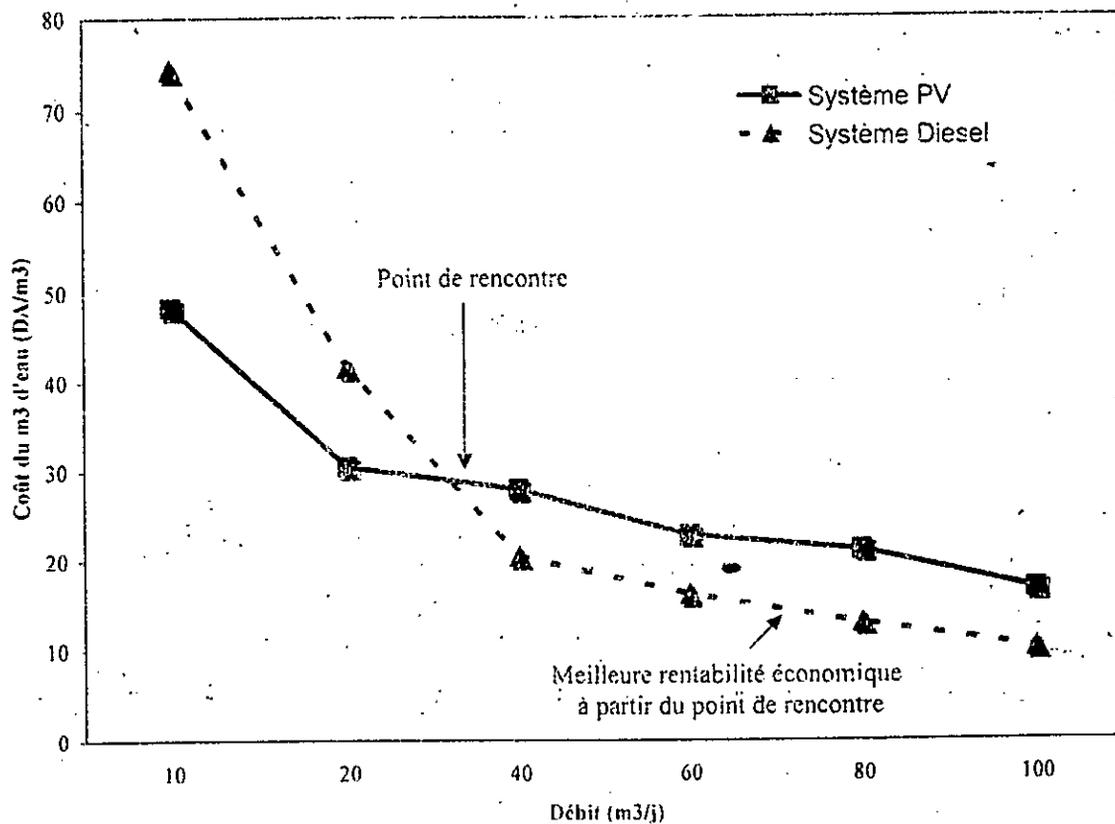


Figure 5.31 : Coût du m³ d'eau pompé par les deux systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène (diesel) (Hmt : 50 m, Taux d'actualisation : 8 %, Taux d'utilisation : 100 %)

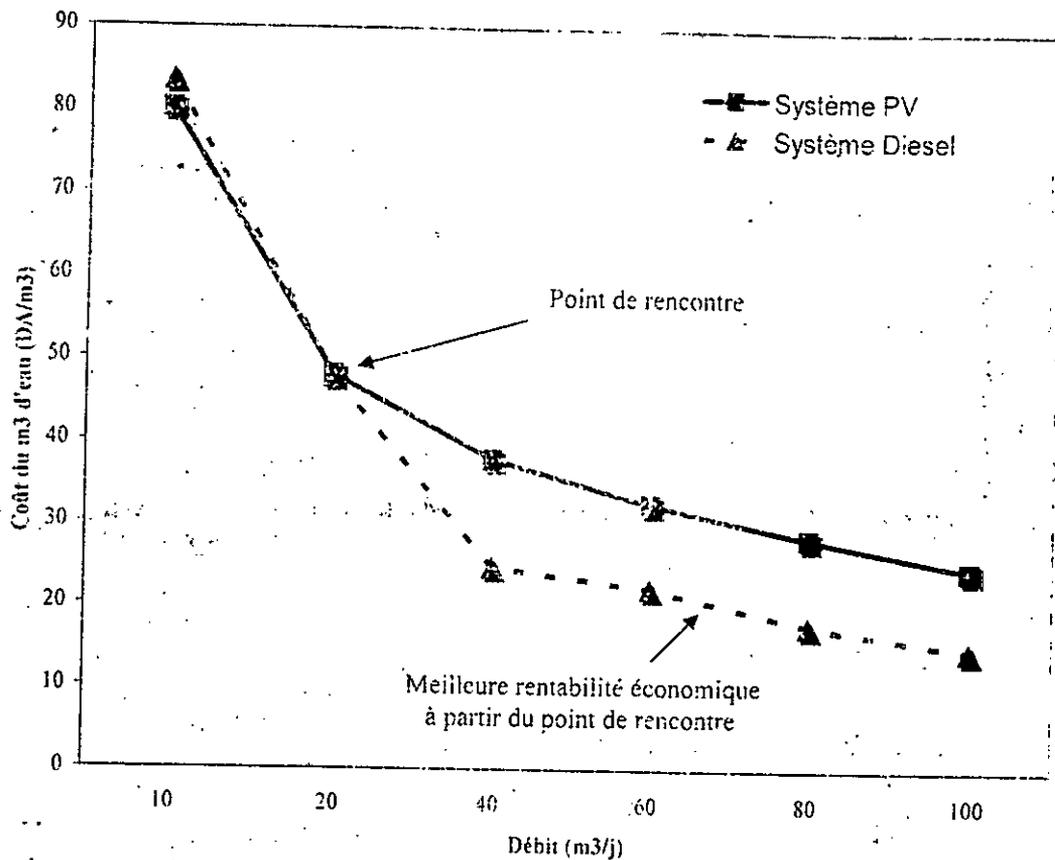


Figure 5.32 : Coût du m³ d'eau pompé par les deux systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène (diesel). (Hmt : 80 m, Taux d'actualisation : 8 %, Taux d'utilisation : 100 %)

5.4.5 Relation entre la hauteur manométrique totale (Hmt) et le coût du m³ d'eau pompé

Contrairement au débit journalier dont le coût du mètre cube d'eau pompé lui est inversement proportionnel, l'augmentation de la hauteur manométrique totale agit négativement sur le coût du mètre cube d'eau.

Nous remarquons sur la figure 5.33, qu'il n'est pas intéressant du point de vue économique de faire varier la hauteur manométrique totale d'un forage dans le but de garder le même volume journalier.

Ce cas pourrait se produire lorsqu'il y a une mauvaise étude technique du forage (faible taux de régénération), où après une baisse du volume puisé quotidiennement, pour faire face à ces besoins, ou bien lorsque l'utilisateur augmente la hauteur manométrique totale pour compenser une baisse du volume puisé.

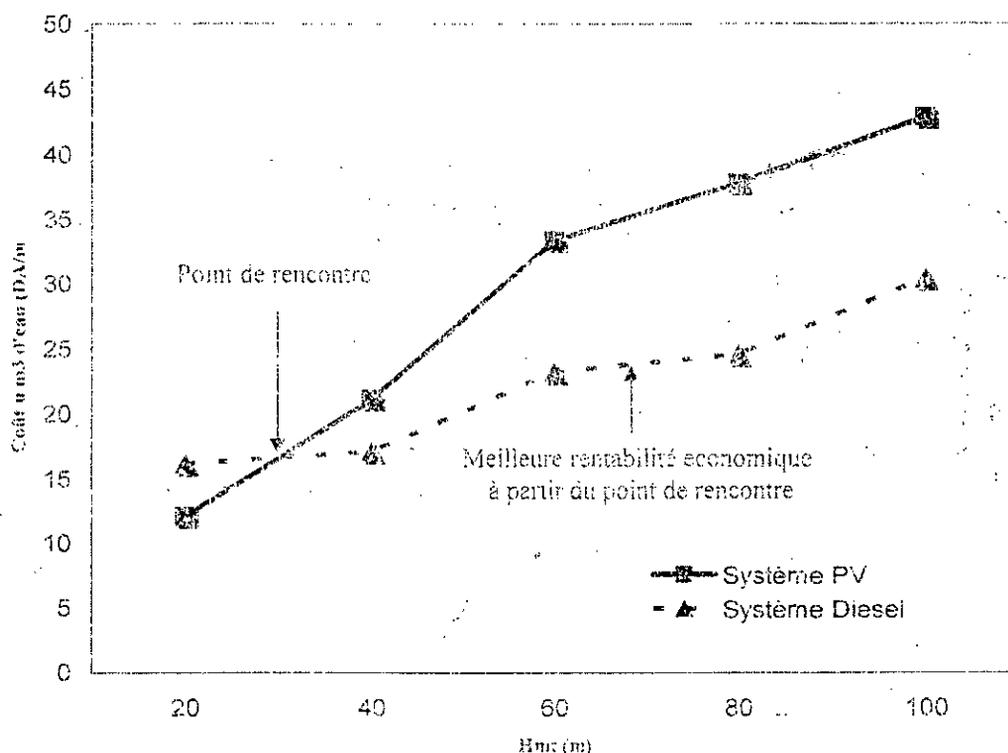


Figure 5.33 : Coût du m³ d'eau pompé par les deux systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène (diesel) à Hmt variable (débit : 40 m³/j, Taux d'actualisation : 8 %, Taux d'utilisation : 100 %).

5.4.6 Influence du taux d'utilisation du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque sur le coût du m³ d'eau pompé

La différence entre la demande réelle et l'approvisionnement en eau, amoindrit le taux d'utilisation global du système de pompage. Dans ce sens, les systèmes de pompage conventionnels sont plus flexibles. Le nombre d'heures d'ensoleillement pris comme base pour le calcul du dimensionnement des systèmes photovoltaïques et de ses constituants, doit être utilisé d'une manière rationnelle.

Le problème est plus ardu dans le cas où l'eau puisée sert à la petite irrigation. Dans les régions arides, la saison d'irrigation des parcelles agricoles ne dure pas plus de 5 mois, de ce fait le coût du m³ est supérieur en comparaison des technologies de pompage conventionnel. Dans une telle situation, les systèmes de pompage de l'eau par énergie solaire ne pourront pas offrir des avantages économiques.

La figure 5.34, montre les effets de la variabilité du taux d'utilisation du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque sur le coût du m³ d'eau à hauteur manométrique totale (débit et taux d'actualisation constants).

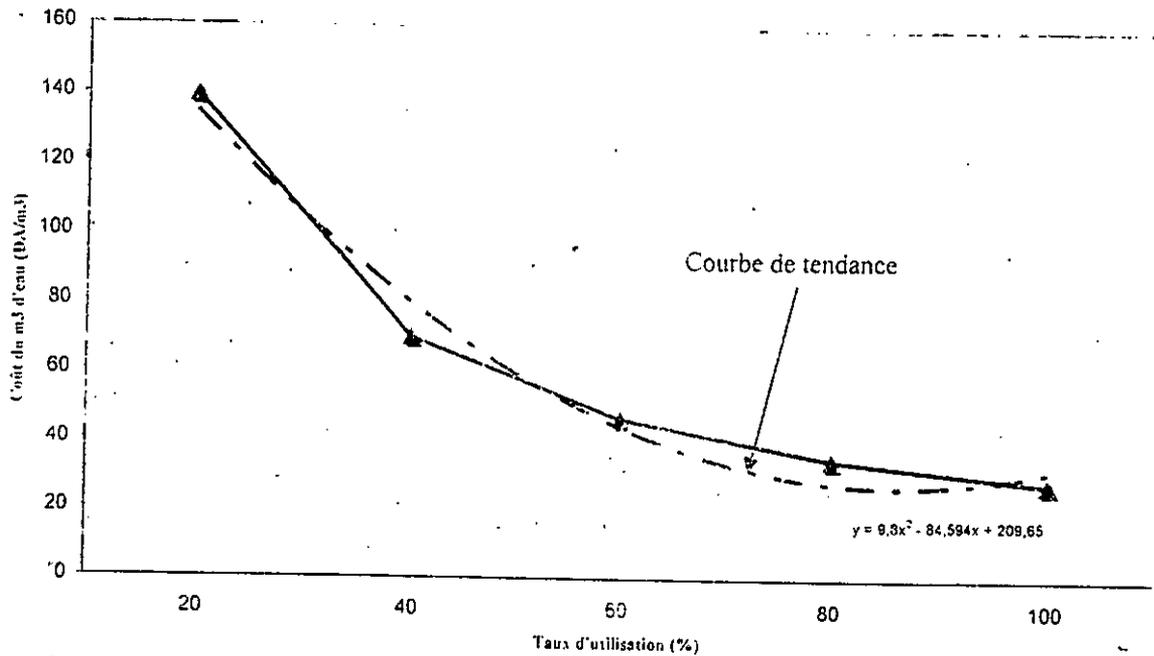


Figure 5.34 : Coût du m³ d'eau pompé en fonction du taux d'utilisation du système de pompage par énergie solaire photovoltaïque (Hmt : 50 m, débit : 40 m³/j, taux d'actualisation : 8 %).

5.4.7 Influence du taux d'actualisation sur le coût du m³ d'eau pompé

L'importance des coûts d'amortissement de l'investissement initial rend les filières d'énergies renouvelables plus sensibles aux taux d'actualisation (ou d'annuité) que les solutions classiques plus gourmandes en coûts de fonctionnement.

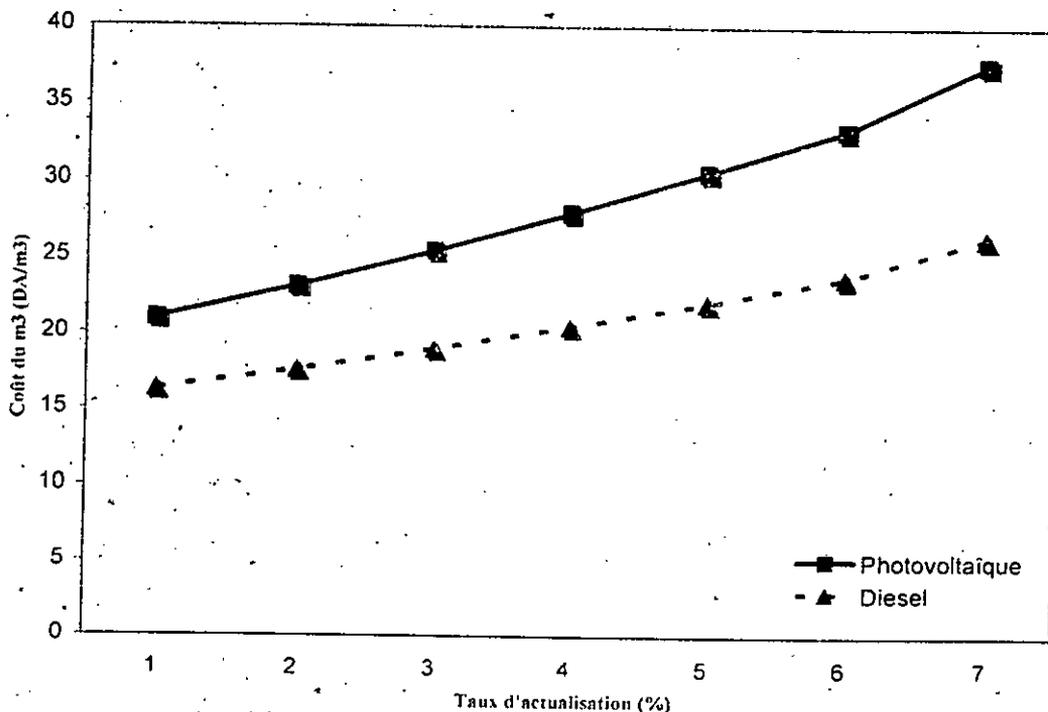


Figure 5.35 : Coût du m³ d'eau pompé par les deux systèmes de pompage en fonction du taux d'actualisation (Hmt : 50 m, débit : 40 m³/j, taux d'utilisation : 100 %).

Choisir des taux d'actualisation faibles revient à privilégier le long terme, comme la production d'électricité par l'énergie solaire photovoltaïque.

La figure 5.35, illustre la variabilité des coûts du m³ d'eau pompé par les deux systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène (diesel), en fonction des taux d'actualisation, à hauteur manométrique totale, débit, et taux d'utilisation constants.

Le coût du m³ d'eau pompé par le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque est plus sensible à la variation du taux d'actualisation.

5.5 Conclusion

Au vu de ces résultats, les deux systèmes de pompage étudiés présentent des avantages et des inconvénients, résumés dans le tableau 5.7. Le photovoltaïque présente un coût d'investissement important, un entretien très réduit et un coût d'exploitation nul. Au contraire, le groupe électrogène présente un coût d'investissement relativement faible, mais un coût d'exploitation, d'entretien et de maintenance assez important.

Tableau 5.7 : Avantages et inconvénients des deux systèmes de pompage (PV et Diesel)

	<u>Avantages</u>	<u>Inconvénients</u>
Pompage solaire photovoltaïque	<ul style="list-style-type: none"> • Faible maintenance • Propre • Pas de carburant • Installation facile • Fiable sur le long terme • Faible coût périodique • Système modulable 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût important d'investissement • Le rendement baisse en fonction des irradiances • Sensible au taux d'actualisation • Sensible au taux d'utilisation du système
Pompage diesel	<ul style="list-style-type: none"> • Coût modéré en capital • Transportable • Installation facile 	<ul style="list-style-type: none"> • Maintenance souvent inadéquate • Durée de vie réduite • Prix du carburant élevé • Fonctionnement journalier limité • Pollution de l'environnement

Ces avantages et inconvénients sont à prendre en considération lors d'un éventuel investissement. D'autre part lors de notre analyse, nous avons fait des hypothèses relatives à certains paramètres pouvant varier dans différentes proportions :

- Prix variables en fonction de la qualité et de la quantité du matériel,

- Coûts des aménagements dépendant du type d'utilisation et des conditions locales,
- Choix du matériel conditionnant les performances,
- Prix du litre de carburant et lubrifiant subventionnés d'une manière très importante par l'état, influençant d'une manière significative le coût d'exploitation et de ce fait le coût du m³ d'eau pompé.

Le pompage par énergie solaire photovoltaïque qui ne permet pas forcément d'adapter instantanément le débit en fonction des besoins (qui varient suivant les saisons et qui peuvent évoluer dans le temps), présente en sa faveur les avantages suivants :

- Plus fiable que le diesel,
- Pas d'approvisionnement en carburant (Frais d'exploitation nuls),
- Peu d'entretien régulier et obligatoire,
- Faible coût de fonctionnement, limité à l'entretien et la réparation.
- Du point de vue rentabilité économique et jusqu'à une énergie hydraulique équivalente de l'ordre de 2.000 m⁴, le coût du m³ d'eau pompé par les systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque est meilleur.

Le pompage diesel quand a lui, permet d'adapter la production aux besoins. Cependant ses contraintes d'utilisation sont grandes, et en particulier :

- un entretien périodique,
- un approvisionnement en carburant,
- un taux de panne plus élevé,
- une surveillance du système pendant le fonctionnement du groupe électrogène.

Les coûts du m³ d'eau pompé dépendent non seulement de la hauteur manométrique totale mais également d'un certain nombre de paramètres spécifiques au site, qui doivent être pris en considération lors d'autres études de calcul de coûts.

Les paramètres principaux incluent :

- Rendement du système,
- Irradiation du système,
- Taux d'actualisation,
- Durée de vie des divers constituants du système,
- Taux d'utilisation du système,
- Etude technique convenable de la source d'eau (forage)

Conclusion générale

1. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions and activities. It emphasizes that this is crucial for ensuring transparency and accountability in the organization's operations.

2. The second part of the document outlines the various methods and tools used to collect and analyze data. It highlights the need for consistent and reliable data collection processes to support effective decision-making.

3. The third part of the document focuses on the role of technology in data management and analysis. It discusses how modern software solutions can streamline data collection, storage, and reporting, thereby improving efficiency and accuracy.

4. The fourth part of the document addresses the challenges associated with data security and privacy. It provides guidelines for implementing robust security measures to protect sensitive information from unauthorized access and breaches.

5. The fifth part of the document discusses the importance of data quality and integrity. It outlines strategies for identifying and correcting errors in data, ensuring that the information used for analysis is accurate and reliable.

6. The sixth part of the document explores the role of data in strategic planning and decision-making. It explains how data-driven insights can help organizations identify opportunities, assess risks, and make informed choices about their future direction.

7. The seventh part of the document discusses the importance of data literacy and training. It emphasizes that all employees should have the necessary skills and knowledge to effectively use data in their work, contributing to the organization's overall success.

8. The eighth part of the document concludes by summarizing the key points discussed and reiterating the importance of a data-driven approach in today's competitive business environment. It encourages organizations to embrace data as a valuable asset and to invest in the resources needed to maximize its potential.

9. The ninth part of the document discusses the importance of data governance and compliance. It outlines the need for clear policies and procedures to ensure that data is collected, stored, and used in a manner that complies with relevant laws and regulations.

10. The tenth part of the document discusses the importance of data collaboration and sharing. It explains how sharing data across different departments and organizations can lead to new insights and opportunities for innovation and growth.

11. The eleventh part of the document discusses the importance of data visualization and reporting. It explains how clear and concise visual representations of data can help stakeholders understand complex information and make more informed decisions.

12. The twelfth part of the document discusses the importance of data ethics and responsible data use. It outlines the need for organizations to consider the ethical implications of their data practices and to ensure that they are used in a fair and transparent manner.

13. The thirteenth part of the document discusses the importance of data innovation and research. It explains how investing in new technologies and research can lead to breakthroughs in data collection, analysis, and application, driving the organization's competitive advantage.

14. The fourteenth part of the document discusses the importance of data culture and mindset. It emphasizes that a data-driven culture is essential for the success of any organization, and that this requires a shift in how employees think and work.

15. The fifteenth part of the document discusses the importance of data partnerships and ecosystem development. It explains how collaborating with external partners and building a strong ecosystem can provide organizations with access to new data sources and capabilities.

16. The sixteenth part of the document discusses the importance of data sustainability and long-term value. It explains that data is a valuable asset that should be managed and used responsibly to ensure its long-term availability and relevance for the organization's future needs.

17. The seventeenth part of the document discusses the importance of data resilience and disaster recovery. It outlines the need for organizations to have robust backup and recovery plans in place to ensure that their data is protected and can be restored in the event of a disaster or data loss.

Conclusion générale

Bien que des milliers de systèmes d'énergie solaire photovoltaïque soient installés à travers le monde, beaucoup d'utilisateurs ne se prononcent pas ou sont incapables de prendre une décision sur l'utilisation ou non d'un système photovoltaïque.

Est-ce par manque d'informations ?

Est-ce par l'importance de l'investissement ?

Est-ce tout simplement par ignorance ?

Suite à notre modeste expérience sur le terrain et auprès des habitants des régions isolées et arides, le pompage de l'eau de la nappe souterraine est une activité vitale pour leur survie (disponibilité de l'eau potable, abreuvement du cheptel et petite irrigation). Dans ces zones où, le réseau électrique fait défaut, et il le sera encore pour longtemps, le pompage de l'eau se fait par divers moyens, manuellement (moyens rudimentaires) et par groupes électrogènes.

Aujourd'hui, l'industrie mondiale du photovoltaïque repose essentiellement sur les besoins des régions isolées en alimentation électrique fiable et peu coûteuse. Dans un grand nombre d'applications, le photovoltaïque est tout simplement la solution la plus rentable.

Ces régions disposent le plus souvent d'un fort rayonnement et le pompage solaire présente alors de nombreux avantages. En premier lieu, plus le besoin en eau est grand plus le rayonnement solaire est élevé. En outre, l'eau peut être facilement stockée, ce qui évite le recours aux batteries électrochimiques. D'autre part, l'énergie photovoltaïque ne présente aucun risque de pollution de l'eau, comme c'est par exemple le cas dans l'emploi de générateur diesel, où des écoulements de combustibles et de lubrifiants peuvent se produire. On évite également le problème de fourniture et de transport de carburant en plus du coût de la distribution du combustible, le temps d'interruption causé par le manque de pièces et le manque d'un personnel de réparation qualifié, pouvant résulter un abandon du système de pompage.

Malheureusement la plupart des décisions pour ou contre un type particulier d'un système de pompage sont encore basées à l'origine sur les facteurs économiques, souvent opposés aux considérations et aux respects socio-techniques ainsi qu'aux avantages à long terme.

En effet, le coût de l'électricité photovoltaïque est déterminé en grande partie par le coût de l'investissement, qui est élevé comparativement à la puissance installée, et par les conditions

d'ensoleillement qui conditionnent la productivité de l'installation. En revanche, les coûts variables (entretien et réparations de l'installation) sont relativement faibles.

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent les systèmes de production d'électricité décentralisée et plus spécialement, l'analyse de la rentabilité économique d'une station de pompage d'eau alimentée par énergie solaire photovoltaïque. Cette analyse ne sera valable qu'en la comparant avec un autre système énergétique très utilisé dans les régions isolées et offrant le même service rendu.

D'un point de vue économique, les systèmes d'énergie solaire photovoltaïque nous paraissent compétitifs à l'heure actuelle que sous certaines conditions,

- le site d'installation doit être isolé et présente un climat favorable à cette source d'énergie,
- la demande énergétique est relativement faible (inférieure ou égale à 2 000 Watts),
- le forage présente de bonnes dispositions pour l'exhaure de l'eau sous les conditions édictées par les besoins,
- des encouragements d'ordre financier en faveur des utilisateurs tels que l'exonération des droits de douane des équipements destinés à l'application des énergies renouvelables et des facilités bancaires avec des taux le plus bas possible,
- le taux d'utilisation du système doit être supérieur à 80 %.

C'est dans cet objectif de diminution du coût par un dimensionnement optimal du système, aussi par un choix judicieux des différents constituants dans le but d'offrir le même service à un coût réduit, que ces travaux s'inscrivent. Nous considérons que ce travail malgré qu'il ne soit pas complet, constitue une aide à la décision pour un éventuel investissement dans un projet de pompage d'eau. Les travaux ont naturellement porté sur :

- l'établissement des modèles énergétiques et économiques des constituants des systèmes des systèmes énergétiques,
- le développement d'outils de dimensionnement des systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque,
- les méthodes d'analyses technico - économiques des différentes configurations,
- la comparaison des coûts entre les deux systèmes énergétiques proposés et pour le même service rendu.

Tout le long de ces travaux, le critère qui a guidé cette démarche est la confrontation du coût du mètre cube d'eau pompé par les deux systèmes énergétiques, tout en respectant les mêmes

données de base à savoir les mêmes besoins dans les mêmes situations et avec la même charge (groupe électropompe). Ceci a permis de montrer que :

- chaque site à ses propres spécificités et les résultats relatifs à un site ne peuvent en aucun cas être extrapolés vers un autre site.
- les systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque ne sont compétitifs par rapport aux systèmes de pompage par groupe électrogène que pour des faibles demandes d'énergies et en régions isolées (de l'ordre de 2.000 Watts),
- les systèmes d'énergie solaire doivent avoir un taux d'utilisation supérieur à 80 %,
- au-delà de 2.000 m³ et sauf cas exceptionnels avec un choix très sélectif des constituants le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque n'est plus rentable,
- l'importance des coûts d'amortissement de l'investissement initial rend les filières d'énergies renouvelables plus sensibles aux taux d'intérêt ou d'actualisation pratiqués par les services des transactions financières que les solutions gourmandes en coûts de fonctionnement (énergie conventionnelle).

Choisir le taux d'actualisation le plus faible sera d'un grand avantage pour les systèmes d'énergie solaire photovoltaïque

- L'intérêt financier du pompage par énergie solaire est d'autant plus grand si l'électricité ou le carburant est difficilement disponible ou est à un coût élevé, et si l'entretien des technologies conventionnelles est problématique.

Un modèle économique, dont les paramètres ont été déterminés à partir de données constructeurs et/ou de fournisseurs a été établi pour chaque constituant du système.

Disposant de modèles énergétiques, économiques et d'outils de dimensionnement, nous avons effectué une étude de coût du mètre cube d'eau pompé par les deux systèmes énergétiques différents. Pour aborder ce difficile problème, nous avons supposé que les conditions météorologiques aux site d'installation et les besoins en eau suivant les caractéristiques du forage (Hmt, débit journalier) sont connus. La problématique était alors de pouvoir comparer les coûts et au-delà de quelle grandeur le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque ne serait plus rentable économiquement. Pour cela, différentes configurations ont été étudiées :

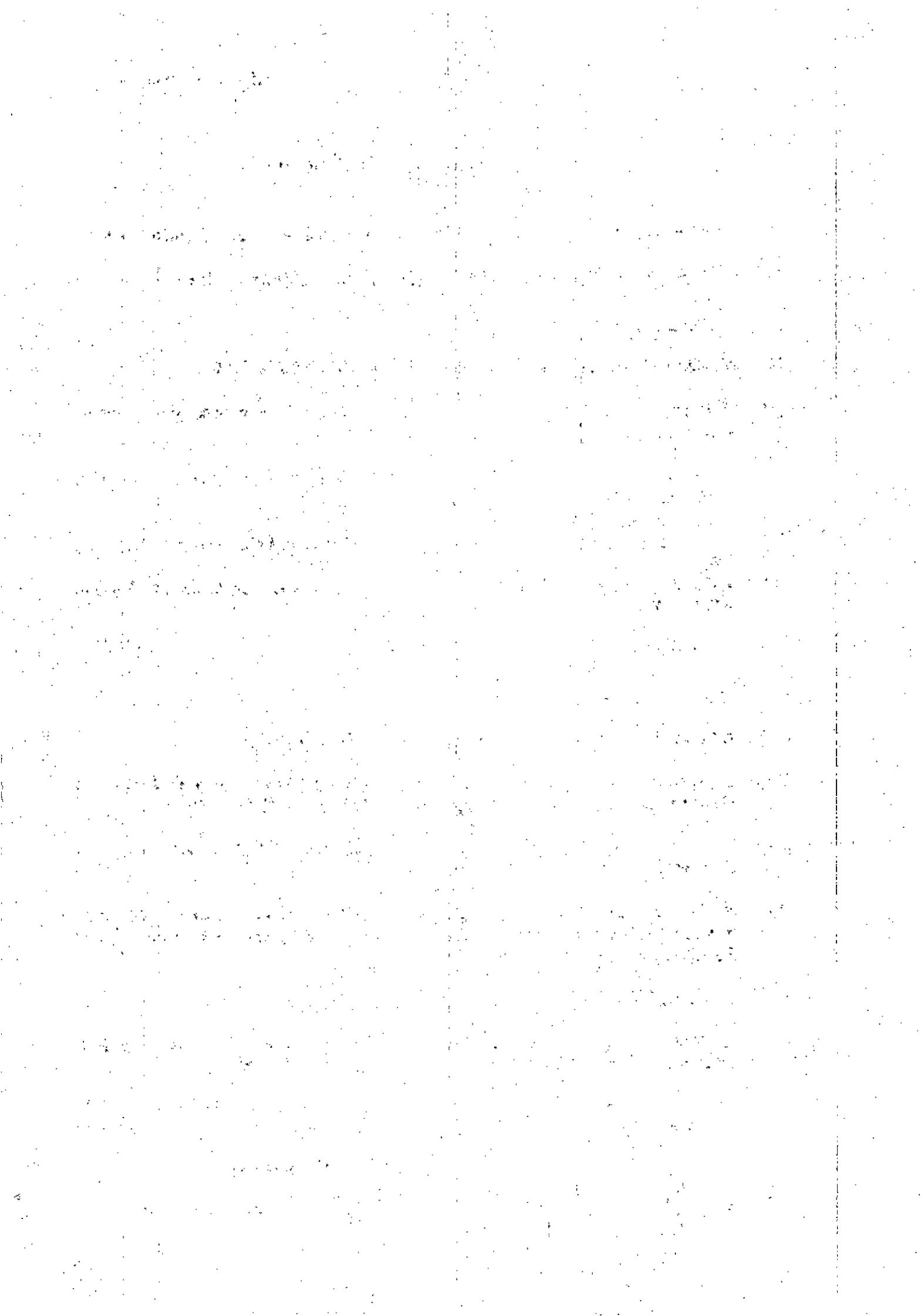
- Une étude du coût du m³ des deux systèmes de pompage en fonction du débit journalier pour diverses hauteurs manométriques totales,
- Une étude de l'influence du taux d'utilisation sur le coût du m³ d'eau pompé par le système de pompage par énergie solaire photovoltaïque,

- Une étude de l'influence du taux d'actualisation sur le coût du m³ d'eau pompé par les deux systèmes de pompage.

Face à cette épineuse question sur la rentabilité économique des systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque, de nombreux travaux demeurent nécessaires au-delà de ce mémoire. Citons par exemple :

- enrichir les bases de données disponibles relatives aux constituants des systèmes énergétiques pour avoir un éventail de choix plus large,
- utiliser des constituants ayant de hauts rendements énergétiques,
- réaliser des bancs d'essai pour valider les résultats obtenus,
- inclure d'autres systèmes énergétiques pour permettre à l'utilisateur de procéder à un choix en tenant compte des diverses solutions possibles (biomasse, éolien, Photovoltaïque, conventionnel,....) et suivant le site d'installation du projet.
- Evaluer les bénéfices réalisés par les systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque.

Références Bibliographiques



Références bibliographiques

- [1] M. Halvorsin. Microsoft Visual Basic 5.0, étapes par étapes, éditions Eyrolles, 1999.
- [2] A. Maslo. Grand livre, Microsoft Visual Basic 6, Micro application. 1999.
- [3] www.developer.com
- [4] N. Herschel. Access 2000, édition Osman Eyrolles Multimedia, 1999.
- [5] B.Bouzidi et al. "Introduction aux critères micro économiques des systèmes photovoltaïques. ". Sipe 6, Béchar, Algérie 2000.
- [6] B.Bouzidi et al, "Analyse micro économique des systèmes énergétiques - Station de pompage, " ICPEW, Tlemcen, Algérie 2004.
- [7] M. Boubaker, Mathématiques Financières, Edition ENAG, 1997.
- [8] A.Chabot, "Abaques de coûts du KWh produits par énergies renouvelables, "Rapport AFME, STN 102 BC, 1991.
- [9] www.entreprisewoks.org
- [10] www.rncan.gc.ca
- [11] A.Mayer, Photovoltaic Pumping Systems (PVPS), Büro Mayer, 2000.
- [12] L. Narvarte, E. Lorenzo and E. Caamano, "PV Pumping Analytical design and characteristics of boreholes, "Solar Energy Vol.68, No 1, pp.49-56, 2000.
- [13] M.Capderou, Atlas Solaire de l'Algérie, aspect énergétique, Ed. Office des Publications Universitaires – Alger - Tome 2, 1985.
- [14] M. Collares-Pereira, Ari. Rabl, "The average distribution of solar radiation correlations between diffus and hemispherical and between daily hourly insolation values, " Solar Energy, Vol.22, pp.155-164, 1979.
- [15] Y. Jannot, Le Rayonnement Solaire, janvier 2003
- [16] R. Wagdy et al., "Economic feasibility of photovoltaic systems in the developing countries, " Solar & Wind Technologie Vol.2, No.1. pp.9-14, 1985.
- [17] Laplaze, I. Youm, "Modélisation d'une cellule photovoltaïque. Détermination des paramètres à partir de la caractéristique courant – tension sous éclairnement, "Solar Cells, 14, pp.167-177, 1985.
- [18] Q. Kou et al., "A methode for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping Systems, "Solar Energy, Vol. 64, No 1-3, pp. 33-40, 1998.

- [19] Y. Ouragh. Ecoulements forces en hydraulique (1ère partie). Office des Publications Universitaires. 1990.
- [20] C. William et Al. Pump Handbook. 1990
- [21] H. Suehrcke et Al. "Modeling a permanent magnet DC motor/Centrifugal pump assembly in a photovoltaic energy." Solar Energy, Vol.59, N°1-3, pp.37-42, 1997.
- [22] A. Braustein, A. Kornfeld, "Analysis of solar powered electric water pumps," Solar Energy, Vol.27, N°3, pp.235-240, 1981.
- [23] B. Chabot, "From cost to prices : Economic analysis of photovoltaic energy and services," Process in photovoltaics : Research and applications, Vol.5, pp.55-68, January-February 1998.
- [24] M.G. Thomas, "Water pumping : The solar alternative," Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 87185-0753, 1995.
- [25] FEM-IES-UPM, " Retour d'expérience d'un programme de pompage PV au Maroc, " Mars 2003.
- [26] www.energies-nouvelles.com
- [27] www.grundfos.com
- [28] A.Galesne, "L'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement; Choix des investissements dans l'entreprise," Rennes, CERIFIA, 1996.
- [29] www.nasa.gov
- [30] www.bpsolar.com,
- [31] www.electronicasanderno.it
- [32] www.laganga.com
- [33] Retscreen International – Centre d'aide à la décision en énergie renouvelable, Analyse de projets d'Energies Renouvelables, Manuel d'ingénierie et d'études de cas Retscreen 2001-2002
- [34] J. Duffie and W. Beckmann, Solar Geometry of Thermal Processes, John wiley & sons, 2nd edition 1991
- [35] D.L. Evans, "Simplified method for predicting photovoltaic array output," Solar Energy, Vol.27, N°6, pp.555-560, 1981.
- [36] M. Buresch, Photovoltaic Energy System Design and Installation, McGraw-Hill Book Company, NJ 1983.

- [37] www.photowatt.com.
- [38] www.shell.com.
- [39] www.siemens.com.
- [40] www.astropower.com.
- [41] www.evergreen.com.
- [42] www.firstsolar.com.
- [43] www.isohton.com.
- [44] www.kyocera.com.
- [45] www.sanyo.com.
- [46] www.sharp.com.
- [47] www.solarex.com.
- [48] www.unisolar.com.

Annexes

Annexe 1

La pompe centrifuge

Le principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge consiste dans le déplacement du liquide de l'aspiration vers le refoulement au moyen d'une roue à aubes. Cette dernière se compose de deux disques qui sont reliés entre eux. L'un d'entre possède en son centre un orifice dont l'axe est confondu avec l'axe de rotation de la roue permettant au liquide de circuler. Le mouvement du liquide entre deux aubes consécutives peut être décomposé en deux mouvements : un mouvement d'entraînement caractérisé par la vitesse d'entraînement U et un mouvement relatif (déplacement du liquide par rapport aux aubes) caractérisé par la vitesse W .

$$V = U + W \quad (\text{A1.1})$$

V étant la résultante des deux vitesses, représente la vitesse absolue d'une particule du liquide glissant entre deux aubes. La figure (A1.1) représente le triangle des vitesses à l'entrée et à la sortie de la roue d'une pompe centrifuge.

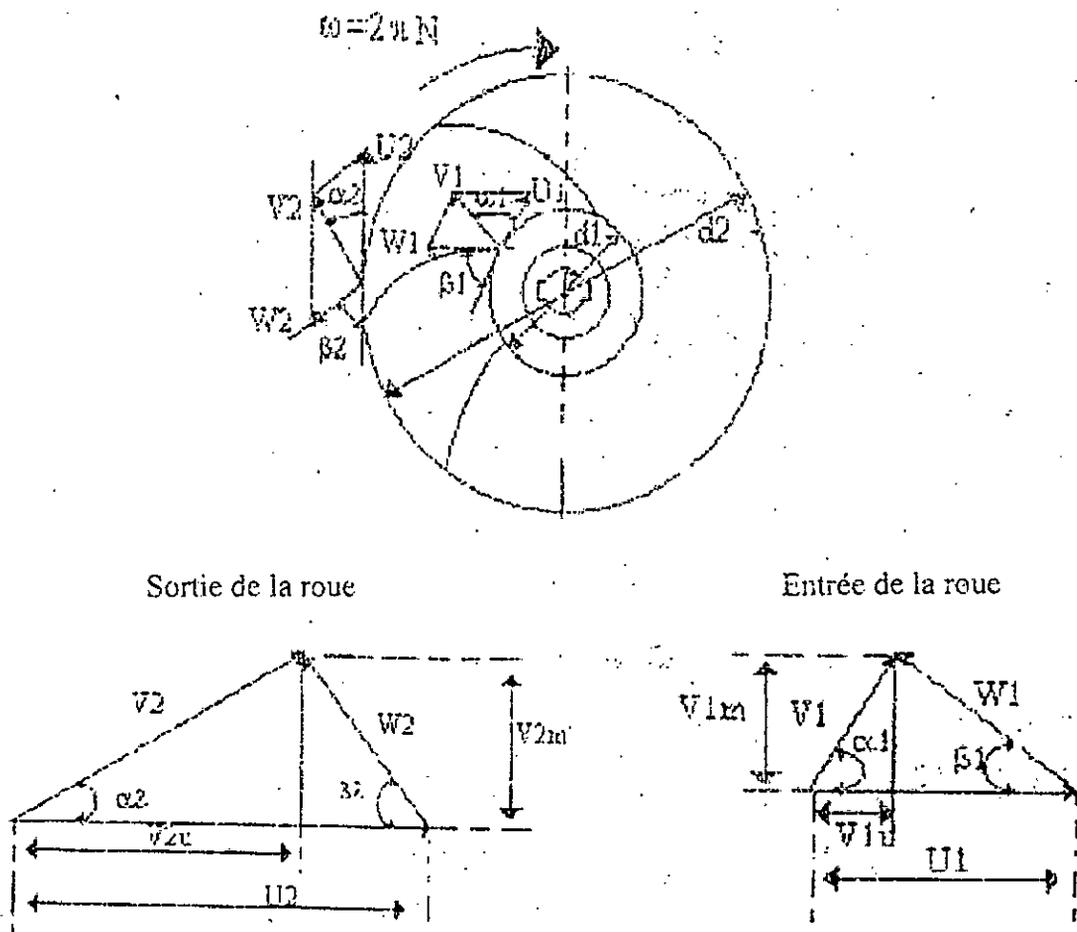


Figure A1.1 : Triangle des vitesses à l'entrée et à la sortie de la roue d'une pompe centrifuge

Pour l'établissement des équations relatives au modèle de la pompe centrifuge, une notation suivante a été prise pour les paramètres. Les indices 1 et 2 sont respectivement relatifs à l'entrée et à la sortie de la pompe.

$R_1 - R_2$: Rayons du cercle de la pompe
$b_1 - b_2$: Largeur de la roue
$U_1 - U_2$: Vitesses d'entraînement
$W_1 - W_2$: Vitesses relatives du liquide
$V_1 - V_2$: Vitesses absolues du liquide
$\beta_1 - \beta_2$: Angles des vitesses relatives (angles des aubes)
$\alpha_1 - \alpha_2$: Angles des vitesses absolues (entre les vitesses V et U)
ω	: Vitesse angulaire

Annexe 2

Conception par abaques des systèmes de pompage photovoltaïque

Les éléments d'un système photovoltaïque sont choisis et classés afin de satisfaire la charge projetée. L'utilisation potentielle des systèmes de pompage PV concerne plus particulièrement la taille du système, sa performance et le coût dans la gamme utilisée.

Cette section donne une esquisse pour une évaluation du système à utiliser. Ces évaluations devaient être proches à 20 % de la réalité. Certaines abaques, figures (A2.1) et (A2.2), pour la détermination du système seront étudiées, et cela, tout en tenant compte des besoins du consommateur et du rayonnement du site [3] [8] [18].

Ces abaques sont utilisés pour déterminer la taille du générateur photovoltaïque pendant la période critique. Ensuite, elles fournissent les informations nécessaires pour sélectionner le moteur et la pompe.

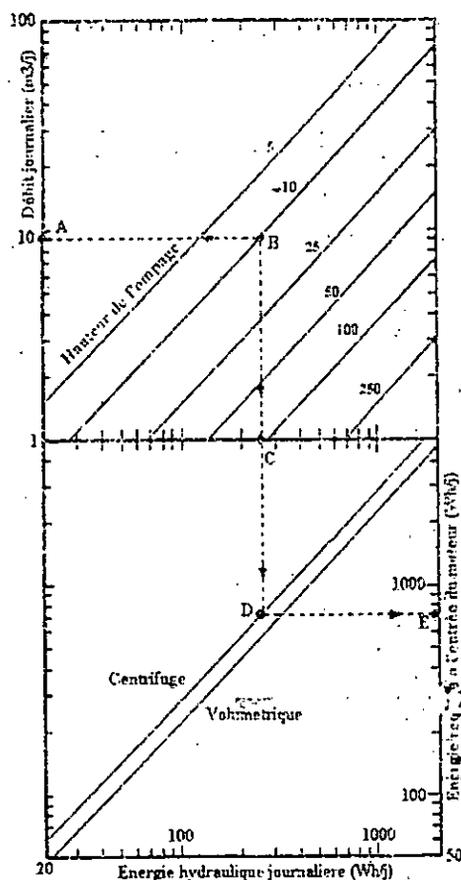


Figure A2.1 : Abaque énergie hydraulique

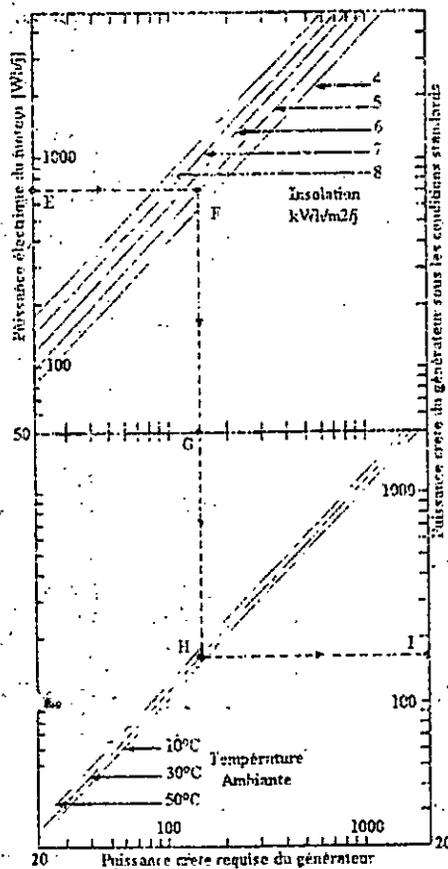


Figure A2.2 : Abaque puissance du générateur

1 Etapes pour la détermination du système de pompage en se basant sur les abaques

Etape 1 : Calcul de la charge hydraulique.

L'énergie journalière moyenne de la charge en kWh est calculée sur la base d'un maximum pour chaque saison. La charge hydraulique est directement proportionnelle à la quantité produite quotidiennement [18].

Etape 2 : Estimation des pertes.

Pour tenir compte des différentes pertes entre les équipements à travers leurs connexions, il faut les estimer. Pour cela, il faudra inclure les effets de disparité et les pertes dans les câbles, toute l'électronique (onduleur) et le groupe motopompe.

Les pertes dans la pompe et le moteur peuvent varier entre 40 et 60 % et 10 à 20 % respectivement [18].

Etape 3 : Insolation du site

Détermination de l'irradiation globale sur le plan incliné en kWh/m²/j.

Etape 4 : Période critique

L'irradiation varie avec les saisons. Il faudrait déterminer l'irradiation la plus défavorable et la quantité maximale demandée, ou le plus mauvais ratio entre l'ensoleillement et la demande en eau.

Etape 5 : Générateur de puissance

Après avoir mené les étapes de 1 à 4, le générateur photovoltaïque peut être calculé. Les modules sont estimés en spécifiant leur puissance sous les conditions standards : un éclairage de 1000 W/m² et une température cellule à 25 °C.

La sortie du générateur est cependant affectée par la température. Une baisse de 0.5 % approximativement de la puissance au dessus de 25 °C.

2 Exemple d'application.

Figure (A2.1) – Energie hydraulique : Le point de départ est en **A**, les besoins spécifiés par le concepteur ou l'utilisateur se déplacent en **B**, pour aboutir au point **C**, (énergie hydraulique).

Après une estimation de l'efficacité du système, en **D**. Pour aboutir au point **E**, lequel donne l'énergie journalière demandée par le moteur.

Figure (A2.2) – Calcul du générateur : Le point de départ en **E**, (énergie journalière exigée ou requise pour le moteur, comme déterminé précédemment (fig. A2.1), se déplace au point **F**, (niveau d'insolation du site d'installation). On aboutit au point **G**, donnant ainsi la puissance requise minimale du générateur photovoltaïque.

La puissance estimée du générateur devait dépasser la puissance du moteur de 25 % pour la protection contre les surcharges [8] [18].

Le dernier point en **H**, en tenant compte de la température ambiante du site, nous permet d'aboutir à l'estimation de la puissance du générateur au point **I**.

Annexe 3

Ci après, d'autres écrans lors du déroulement du programme de calcul pour la détermination du coût du m^3 par les deux systèmes énergétiques objet de l'étude.

1 Base de données électropompes – Courbes de performance (Fig.A3.1)

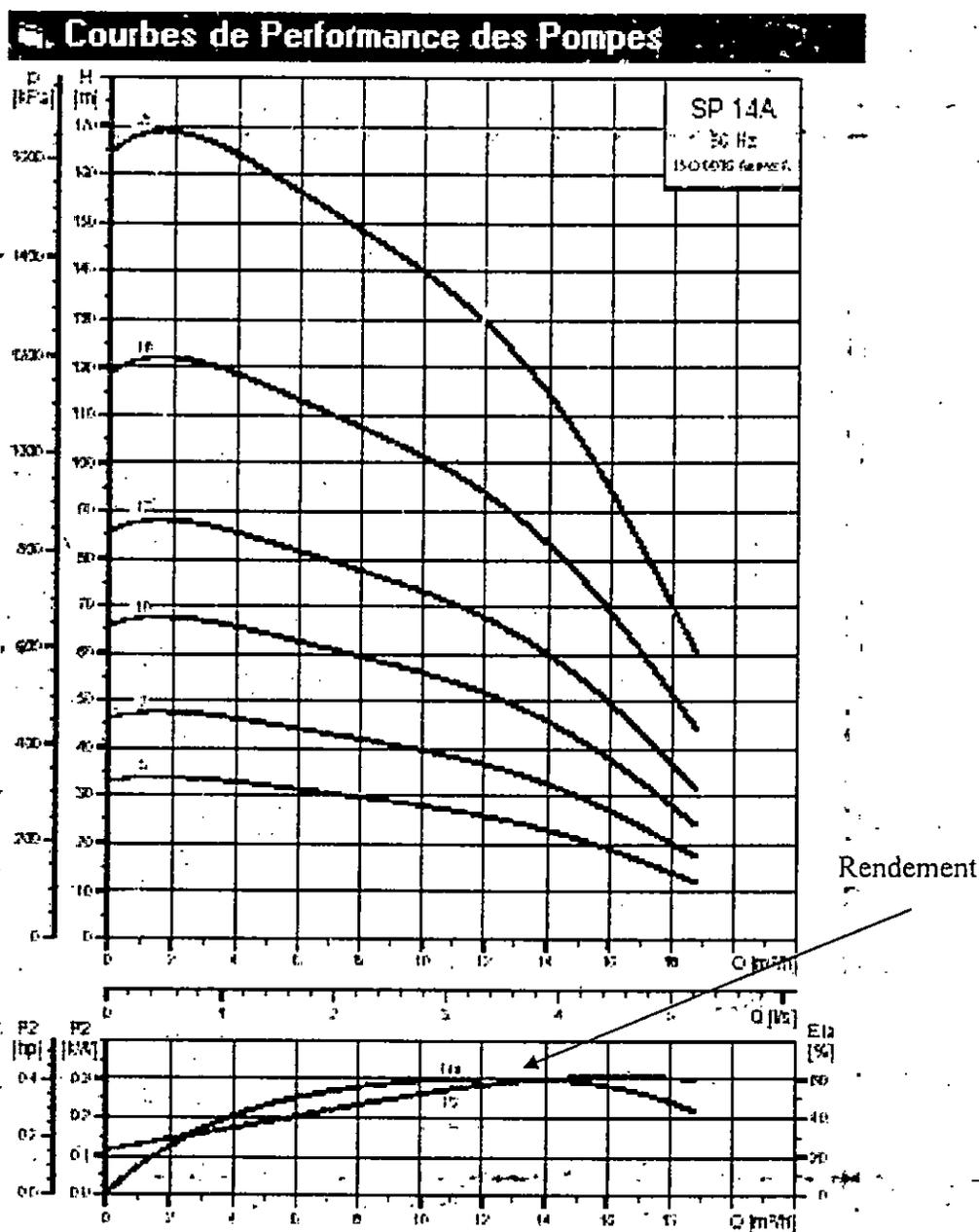


Figure A3.1 : Ecran relatif aux caractéristiques des électropompes sélectionnées
Lors du déroulement du programme

Lors de l'introduction des données et pour permettre une meilleure caractérisation de l'électropompe sélectionnée, il est mis à disposition en plus des caractéristiques électriques, les

courbes de performance de cette électropompe (Fig.A3.1). Ces courbes de performance varient en fonction du nombre d'étages que l'électropompe est munie, ainsi que le rendement correspondant (partie inférieure de la figure A3.1).

2 Base de données convertisseurs (Fig.A3.2).

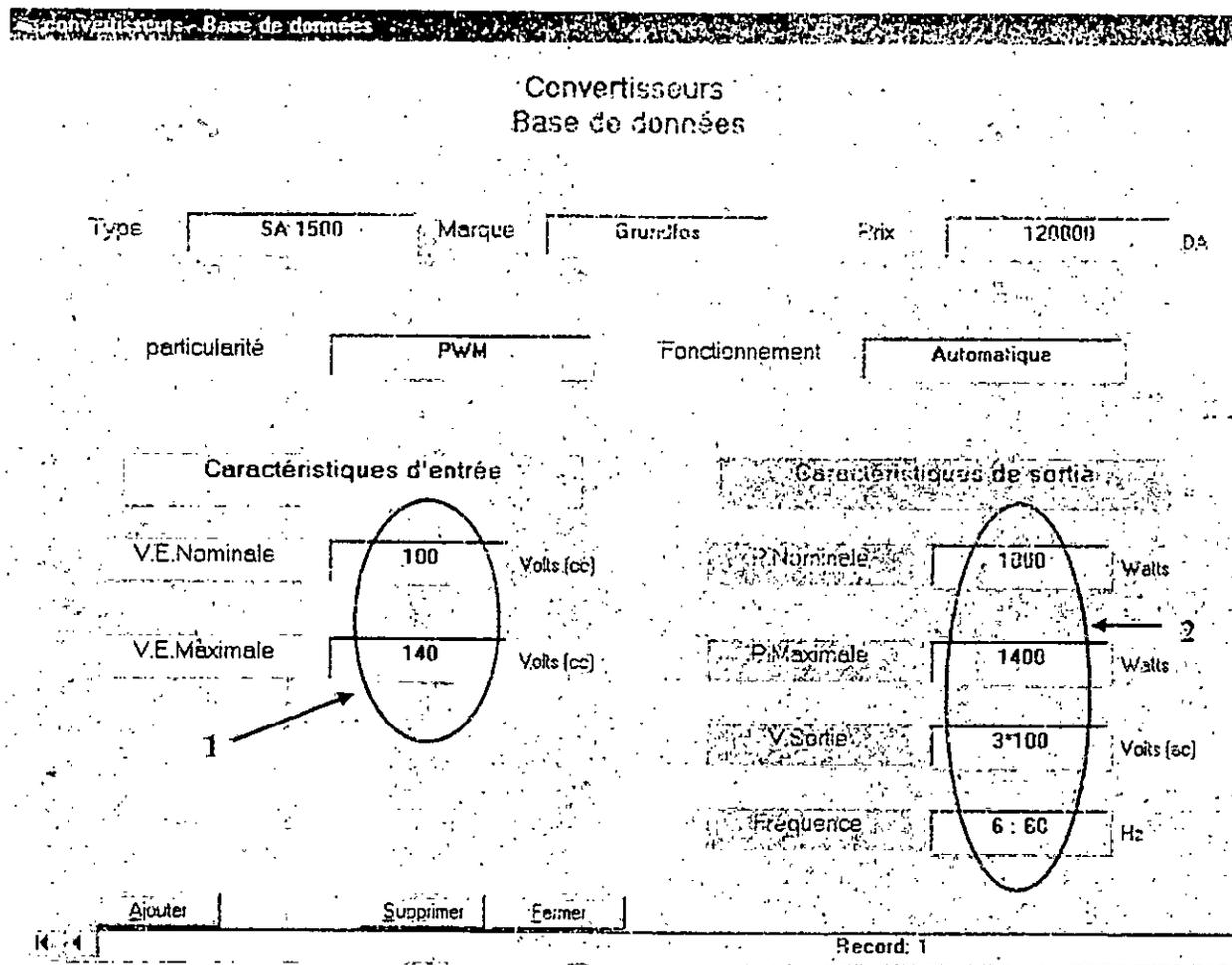


Figure A3.2 : Ecran représentant une base de données des convertisseurs pour le fonctionnement des électropompes.

Lors de l'introduction des données, de la sélection de l'électropompe adéquate aux besoins et dimensionnement du générateur photovoltaïque, arrive le tour du convertisseur d'être sélectionné (Fig.A3.2).

Les principales caractéristiques sont la puissance et la tension de sortie (2) pour alimenter convenablement l'électropompe, la tension d'entrée (1) et le rendement pour la configuration du générateur photovoltaïque, car le convertisseur sera vu en tant que charge vis-à-vis du générateur. Pour avoir un fonctionnement maximal de l'électropompe pendant la journée, il est nécessaire d'avoir un convertisseur fonctionnant en modulation de largeur d'impulsions.

3 Base de données – Rayonnement (Fig. A3.3)

base de données : Irradiation

Rayonnement.mdb

Site: Aoulcl

Wilaya: Adrar (01)

Latitude: 26,58

Longitude: 1,05

Albédo: 0,3

Journées types: 198, 228, 258, 288, 318, 344

Vitesse Vent (m/s): 5,79

Temp Moy (°C): 24,1

Irradiation Glob. Hor défavorable (Wh/m²/j): 3680

Irradiation Glob. Inc défavorable (Wh/m²/j): 5460

Journée type: 344 | 10 Décembre

< >

5

Figure A3.3 : Ecran correspondant à la base de données des différents sites du territoire national.

Pour le calcul du dimensionnement du générateur photovoltaïque et l'irradiation globale sur le plan incliné, la connaissance de certains paramètres du site d'installation est nécessaire comme indiqué sur la figure (Fig.A3.3).

Sur cet écran le site apparaît en (1). L'angle d'inclinaison du générateur sera pris égal à la latitude du lieu (2). L'irradiation globale sur le plan horizontal (4), l'Albédo du site (3) et la journée type du mois le plus défavorable (5).

Cette base de données intitulée « rayonnement » réalisée sous Access de Microsoft Office et visualisée sous Visual Basic 6, est disponible et peut être visualisée à tout moment. Elle peut être modifiée, corrigée et complétée par l'utilisateur. Les données météorologiques proviennent essentiellement du document Atlas solaire de l'Algérie [10] et du site gouvernemental de la NASA [38].

4 Base de données Modules Photovoltaïques

Sélection Modules Photovoltaïques

Sélection Modules PV

Constructeur	Type
BpSolar	Bp SX 50 M
BpSolar	Bp SX 50 U
BpSolar	Bp SX 55
BpSolar	Bp SX 60
BpSolar	Bp 365
BpSolar	Bp 270
BpSolar	Bp SX 70 TU
BpSolar	Bp 375
BpSolar	Bp SX 75 TU
BpSolar	Bp SX 75 TU
BpSolar	Bp 275 F
BpSolar	Bp 375
BpSolar	Bp SX 75 TU

Valeur limite Puissance Crête: Wc

Recherche: Bp SX 50 M

Caractéristiques électriques

Retour Dimensionnement

Données Modules PV

Constructeur	BpSolar	
Type	Bp SX 50 M	
Puiss. Crête	50	Wc
Voc	21	Volts
Vmp	16.8	Volts
Isc	3.23	Amp
Imp	2.97	Amp
NOCT	47	°C
MPTC	0.5	°C
Surface	0.47	m²
Matériau	Multi-Si	
Rendement	12	%
Prix	33000	D.A.

<< < > >> Quitter

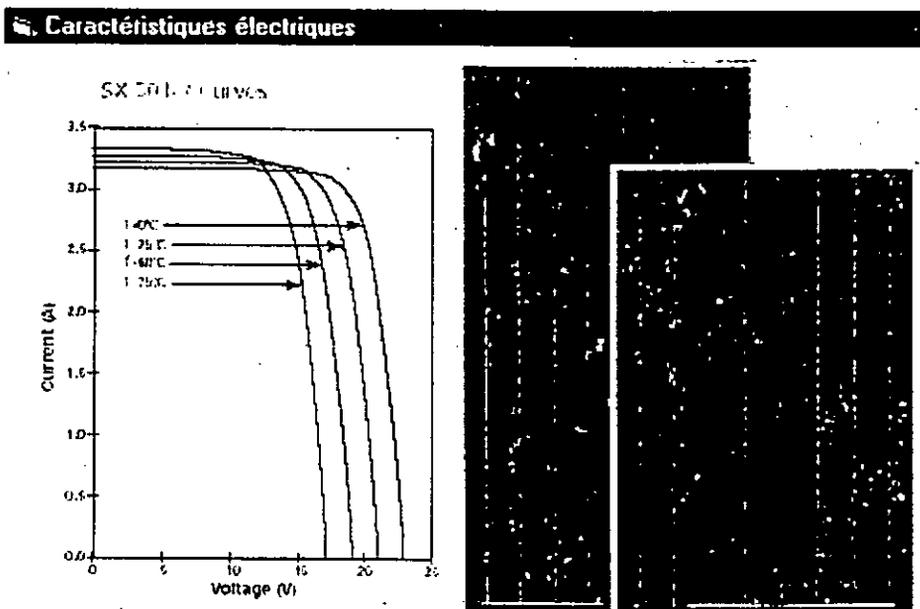


Figure A3.4 : Ecran relatif à la base de données des modules photovoltaïques.

Cette base de données fournit les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques de divers fabricants. Sur ces écrans figurent les principales caractéristiques électriques du module photovoltaïque utilisé pour cette étude Bp SX 50 de BpSolar (Fig A3.4).

Sur l'écran du haut, sont visualisées les caractéristiques du module sélectionné. À partir de la puissance crête minimale introduite par l'utilisateur (1), tous les modules ayant la puissance crête égale ou supérieure à celle introduite, seront affichés (2). Les caractéristiques électriques et mécaniques seront automatiquement affichées (3) à la sélection d'un module figurant sur la liste.

Sur l'écran du bas, apparaissent simultanément les courbes $i(V)$ du module photovoltaïque sélectionné pour différentes températures, ainsi que son image.

5 Base de données – groupes électrogènes

Groupes Electrogènes

Modèle:	S 6000 TYEDI	Type:	LTCB	Préc:	205000	D.A
Puissance Triphasée COP:	5,67	KVA	Puissance monophasée COP:	3,33	KVA	
Puissance Triphasée LTP:	6,92	KVA	Puissance monophasée LTP:	4,57	KVA	
Tension en triphasée:	300	Volts	Tension monophasée:	230	Volts	
Fréquence en triphasée:	50	Hz	Fréquence monophasée:	50	Hz	
Modèle Moteur:	YANMAH		Carburant:	Gasoil		
Puissance Moteur:	6,9	KVA	Capacité réservoir:	5,5	litres	
Démarrage:	électrique		Autonomie:	3,9	Heures	
Refroidissement:	par air		Consommation:	1,47	L/H	
Poids:	115	Kg				

Contact: www.laganga.com # <http://www.laganga.com>

Record: 36

Buttons: Ajouter, Supprimer, Actualiser, Fermer



Figure A3.5 : Ecran de la base de données relative aux groupes électrogènes

Sur cet écran (Fig. A3.5), et grâce à la base de données, sont visualisées les principales caractéristiques des groupes électrogènes. Les puissances de sortie en triphasé et en monophasé (1), la puissance du moteur (2).

La nature du carburant et la consommation horaire (3) caractéristiques importantes pour l'évaluation du coût d'exploitation du groupe.

Cette base de données disponible lors du déroulement du programme permet à l'utilisateur de sélectionner le groupe électrogène adéquat. Elle peut être modifiée et complétée par l'utilisateur.

ملخص :

ينبغي احترام بعض القوانين لإختيار نظام طاقي. النظام الطاقوي المقترح يفترض عليه أن يبرهن أولاً فعاليته بالنسبة لأنظمة أخرى لنفس المصلحة. و أن تكون مصداقيته قائمة على أسس اقتصادية و تقنية، يقترح هذا العمل لتحليل المردودية الاقتصادية لمحطة ضخ المياه بواسطة الطاقة الشمسية الكهروضوئية و التي هي مقارنة مع محطة مولدة للكهرباء أخرى، و التي تتضمن نفس الخصوصيات. تقوم الطريقة المقترحة على تحديد القيمة الإجمالية الحاضرة للمتر المكعب من الماء بدلالة إحتياجات (حجم الماء المضخ يومياً)، إختصاصات منبع الماء و موقع المحطة (إرتفاع الماء الكلي، الإندماج الشمسي، متوسط درجة الحرارة). نستنتج من هذا التحليل الإختيار المعتبر، لأن تحليل القيم و المردودية سابقة حتمية قبل كل قرار لإستثمار نظام طاقي بالنسبة للطاقة الشمسية الكهروضوئية أو طاقة أخرى تقليدية.

كلمات مفتاحية : نظام طاقي - ضخ - القيمة الكلية الحالية - المردودية - إختيار الإستثمار

Résumé : Le choix d'un système énergétique doit respecter certaines règles. Le système proposé devra démontrer au préalable sa compétitivité vis-à-vis d'autres systèmes pour le même service rendu. Sa crédibilité devra donc reposer sur des bases économiques et techniques. Le présent travail se propose d'analyser la faisabilité et la rentabilité économique d'une station de pompage alimentée par énergie solaire photovoltaïque, laquelle est comparée avec une autre installation présentant les mêmes caractéristiques et fonctionnant à l'aide d'un groupe électrogène par exemple. La méthode proposée est basée sur la détermination du coût global actualisé du mètre cube (m^3) d'eau en fonction des besoins exprimés (volume d'eau puisé quotidiennement), des caractéristiques de la source d'eau et du site d'installation (Hauteur Manométrique Totale, Débit maximal, Ensoleillement, Température Moyenne....). De cette analyse, découlera le choix sur l'investissement à considérer car, l'analyse des coûts et de la rentabilité est un préalable incontournable avant toute décision d'investissement de système ou d'équipement énergétique que ce soit en énergie solaire photovoltaïque ou en énergie conventionnelle (diesel ou autres).

Mots clés: Système énergétique - Pompage - Coût global actualisé - Rentabilité - Choix de l'investissement

Abstract : The choice of an energy system must comply with certain rules. The energy system suggested must show as a preliminary its competitiveness with respect to other systems for the same rendered service. Its credibility must rest on economic and technical bases. This work proposes to analyze the feasibility and the economic profitability of a station of pumping supplied with photovoltaic solar energy, which is compared with another installation showing the same characteristics and functioning using a power generating unit for example. The method suggested is based on the determination of the brought up to date total cost of the cubic meter (m^3) of water according to the expressed needs (Volume of water drawn daily), of the characteristics of the source of water and the site of installation (Total Head, maximum debit, sunning, average temperature....). From this analysis, will rise the choice on the investment to consider because, the analysis of the costs and profitability is a precondition impossible to circumvent before any decision of investment of system or energy equipment that it is in photovoltaic solar energy or in conventional energy (diesel or different).

Key words: Energy system - Pumping - updated total Cost - Profitability - Choice of the investment.