



National Library
of Canada

Acquisitions and
Bibliographic Services Branch

395 Wellington Street
Ottawa, Ontario
K1A 0N4

Bibliothèque nationale
du Canada

Direction des acquisitions et
des services bibliographiques

395, rue Wellington
Ottawa (Ontario)
K1A 0N4

Your file *Votre référence*

Our file *Notre référence*

NOTICE

The quality of this microform is heavily dependent upon the quality of the original thesis submitted for microfilming. Every effort has been made to ensure the highest quality of reproduction possible.

If pages are missing, contact the university which granted the degree.

Some pages may have indistinct print especially if the original pages were typed with a poor typewriter ribbon or if the university sent us an inferior photocopy.

Reproduction in full or in part of this microform is governed by the Canadian Copyright Act, R.S.C. 1970, c. C-30, and subsequent amendments.

AVIS

La qualité de cette microforme dépend grandement de la qualité de la thèse soumise au microfilmage. Nous avons tout fait pour assurer une qualité supérieure de reproduction.

S'il manque des pages, veuillez communiquer avec l'université qui a conféré le grade.

La qualité d'impression de certaines pages peut laisser à désirer, surtout si les pages originales ont été dactylographiées à l'aide d'un ruban usé ou si l'université nous a fait parvenir une photocopie de qualité inférieure.

La reproduction, même partielle, de cette microforme est soumise à la Loi canadienne sur le droit d'auteur, SRC 1970, c. C-30, et ses amendements subséquents.

Etude du potentiel des systèmes hybrides de pompage solaire

par
Jean-François Thivierge

Une thèse
présentée à
l'Institut Ottawa-Carleton
de Génie Civil
en complément du programme M.Sc.A. en
Génie Civil

© Jean-François Thivierge, Ottawa, Canada, 1995



National Library
of Canada

Acquisitions and
Bibliographic Services Branch

395 Wellington Street
Ottawa, Ontario
K1A 0N4

Bibliothèque nationale
du Canada

Direction des acquisitions et
des services bibliographiques

395, rue Wellington
Ottawa (Ontario)
K1A 0N4

Your file *Votre référence*

Our file *Notre référence*

The author has granted an irrevocable non-exclusive licence allowing the National Library of Canada to reproduce, loan, distribute or sell copies of his/her thesis by any means and in any form or format, making this thesis available to interested persons.

L'auteur a accordé une licence irrévocable et non exclusive permettant à la Bibliothèque nationale du Canada de reproduire, prêter, distribuer ou vendre des copies de sa thèse de quelque manière et sous quelque forme que ce soit pour mettre des exemplaires de cette thèse à la disposition des personnes intéressées.

The author retains ownership of the copyright in his/her thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without his/her permission.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur qui protège sa thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

ISBN 0-612-11607-7

Canada



UNIVERSITÉ D'OTTAWA
UNIVERSITY OF OTTAWA

Résumé

Les systèmes à énergies renouvelables furent introduits dans les régions éloignées pour leur autonomie énergétique. Ces systèmes trouvèrent plusieurs applications dont le pompage de l'eau. Le dimensionnement des systèmes à énergies renouvelables est effectué habituellement par bilan énergétique mensuel. La nature aléatoire des sources d'énergies renouvelables handicape grandement la fiabilité des systèmes. Le surdimensionnement des systèmes fut pratiqué pour palier à ce problème.

La complémentarité dans le temps des sources d'énergies renouvelables a été observée à plusieurs occasions. Il est possible d'en tirer avantage en combinant des systèmes d'alimentation en eau potable utilisant différentes sources d'énergie. A l'aide d'un logiciel de simulation que nous avons développé, il nous a été possible d'analyser le comportement des systèmes, à faible échelle dans le temps. Les systèmes photovoltaïques, les systèmes éoliens mécaniques ainsi que les systèmes de collecte des eaux de pluie furent considérés. La combinaison de technologie en système hybride s'est avérée un moyen efficace de réduire le coût total des systèmes d'alimentation en eau potable. L'utilisation du logiciel de simulation pour la conception des systèmes d'alimentation en eau potable, par opposition à l'approche par bilan énergétique, a résulté en des systèmes plus fiables et moins coûteux. Une réduction du coût des systèmes allant jusqu'à 14% fut observée.

Abstract

Renewable energy systems were introduced in remote areas because of their energy self reliance. They found many applications, water pumping being one of them. Monthly energy balance techniques is the commonly used method for sizing the renewable energy systems. The stochastic nature of the energy sources reduce greatly the reliability of these systems. To remedy this problem, the systems are usually oversized.

Complementary behaviour in time has been observed in many occasions between different types of renewable energy. It is possible to take advantage of this by combining them into hybrid systems. With the help of a simulation software the behaviour of such hybrid pumping water systems was investigated. Photovoltaic systems, wind energy systems, and rain water catchment systems were studied. Combining these technologies into hybrid systems has been shown to be an efficient way to reduce the cost of water pumping systems for certain remote areas. Using the simulation software as opposed to the conventional methods to design these systems has resulted in more reliable and cheaper systems. A cost reduction of up to 14% was achieved.

*A ma grand-mère qui a su comprendre l'essentiel de la vie
sans faire d'études.*

Remerciements

Je tiens à remercier le Bureau Canadien de l'Éducation Internationale, qui par son support financier m'a permis de réaliser cette étude.

Je tiens à remercier la Direction Générale des Collectivités Locales du Ministère de l'Intérieur du Maroc ainsi que le Centre de Développement des Énergies Renouvelables à Marrakech, pour leur accueil chaleureux chez eux, et leur collaboration précieuse sur le terrain. A cet égard, je tiens à remercier tout spécialement, Madame Fatiha Moudden, Madame Rhizlane Chemaou, Monsieur Mouline ainsi que Monsieur Mustafa Taoumi.

Je tiens à remercier mon directeur de thèse, Dr Eric Schiller, pour sa bienveillante supervision.

Je tiens à remercier mes professeurs qui, par leur enseignement, m'ont permis de repousser les limites de mon ignorance.

Je tiens à remercier le personnel du département de génie civil pour leur disponibilité et leur rapidité à résoudre les problèmes du quotidien, ce qui facilita grandement mon travail.

Je tiens à remercier mes collègues et amis pour les bons moments que j'ai passé à l'université.

Je tiens à remercier mes parents pour leur support et leur aide précieuse dans la révision de ma thèse.

Sommaire

Résumé	<i>iv</i>
Remerciements	<i>vi</i>
Liste des Figures	<i>x</i>
Liste des Tableaux	<i>xiii</i>
Liste des Acronymes	<i>xvii</i>
Liste des Symboles	<i>xviii</i>
1 Introduction	1
2 Systèmes d'alimentation en eau potable à énergie renouvelable	3
2.1 Ressources en eau	3
2.2 Ressources en énergie	9
2.3 Équipements de conversion d'énergie	21
2.4 Groupe Moto-pompe	34
2.5 Systèmes d'alimentation en eau	38
3 Le stage de travail sur le terrain	48
3.1 Les visites de sites de pompage	48
3.2 Observations sur le terrain	51
3.3 Tests des performances des équipements de pompage	53

3.4 Collecte des données économiques	57
3.5 L'étude de la demande en eau sur le terrain	59
4 La situation du Maroc	60
4.1 La population humaine et le cheptel	60
4.2 La demande en eau	61
4.3 La ressource hydrique et les infrastructures existantes	63
4.4 Les ressources énergétiques	66
5 Modélisation des composantes des systèmes d'alimentation en eau potable	73
5.1 Modélisation de la demande en eau	73
5.2 Modélisation de la ressource hydrique	77
5.3 Modélisation des ressources énergétiques	81
5.4 Modélisation des systèmes d'exhaure et de collecte d'eau	86
6 Méthode d'analyse des performances	105
6.1 Les critères	105
6.2 Méthode d'optimisation	107
7 Etudes de cas	111
7.1 Errachidia	112
7.2 Nador	119
8 Conclusions et suggestions	125

Références	127
Annexe 1 Liste des intervenants rencontrés au Maroc	131
Annexe 2 Liste des données recueillies au Maroc	133

Liste des Figures

Figure 2.1 - Les angles de base soleil-terre	9
Figure 2.2 - Spectre solaire	12
Figure 2.3 - Radiation quotidienne moyenne pour le mois de janvier	14
Figure 2.4 - Carte de vents type	19
Figure 2.5 - Bande d'énergie pour un isolant, un conducteur, et un semiconducteur	21
Figure 2.6 - Diagramme des bandes d'énergie d'une jonction p-n	22
Figure 2.7 - Circuit de modélisation d'une cellule photovoltaïque	24
Figure 2.8 - Force de traînée et de portance	27
Figure 2.9 - Coefficient d'extraction vs "Tip Speed Ratio"	29
Figure 2.10 - Puissance réelle extraite par une éolienne mécanique	30
Figure 2.11 - Éolienne de type Savonius	31
Figure 2.12 - Éolienne de type "ferme américaine"	32
Figure 2.13 - Éolienne de type Darrieus	32
Figure 2.14 - Éolienne à propulsion rapide	33
Figure 2.15 - Classification des pompes	34
Figure 2.16 - Système photovoltaïque typique	38
Figure 2.17 - Pompage au fil du soleil et avec batteries	39
Figure 2.18 - Système éolien à transmission mécanique	41
Figure 2.19 - Système à transmission électrique	42
Figure 2.20 - Dispositif d'évacuation des premières eaux	43
Figure 2.21 - Précipitations annuelles	44

Figure 2.22 - Écart annuel des précipitations	44
Figure 4.1 - Précipitation moyenne mensuelle à Errachidia	64
Figure 4.2 - Précipitation moyenne mensuelle à Nador	65
Figure 4.3 - Carte de l'irradiation globale moyenne au Maroc	68
Figure 4.4 - Carte des vitesses moyennes annuelles au Maroc	70
Figure 4.5 - Histogramme des vitesses du vent à Errachidia	71
Figure 4.6 - Histogramme des vitesses du vent à Nador	72
Figure 5.1 - Distribution temporelle moyenne de la demande quotidienne en eau	75
Figure 5.2 - Détermination graphique des paramètres pour El Hazbane	78
Figure 5.3 - Variation du rabattement	79
Figure 5.4 - Région de confiance à 95% de "a" et "b" pour Errachidia	84
Figure 5.5 - Rendement théorique vs rendement observé	88
Figure 5.6 - Erreur résiduelle vs valeur estimée	89
Figure 5.7 - Région de confiance à 95% de β et F_T avec $\gamma = 0.4335$	89
Figure 5.8 - Région de confiance à 95% de β et γ avec $F_T = -574758$	90
Figure 5.9 - Région de confiance à 95% de F_T et γ avec $\beta = 0.011424$	90
Figure 5.10 - Relation entre la température des cellules PV et l'insolation	91
Figure 5.11 - Variation de la température de l'air en fonction de l'heure du jour	92
Figure 5.12 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 14m	94
Figure 5.13 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 19m	94
Figure 5.14 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 24m	95
Figure 5.15 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 34m	95

Figure 5.16 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 44m	95
Figure 5.17 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 54m	96
Figure 5.18 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 64m	96
Figure 5.19 - Modélisation du groupe moto-pompe pour les différentes Hmt	97
Figure 5.20 - Débit en fonction de la vitesse du vent pour l'éolienne modèle à 20m	103
Figure 7.1 - % RC vs Coût du système à Errachidia pour H = 20m	114
Figure 7.2 - % RC vs Coût du système à Errachidia pour H = 10m	117
Figure 7.3 - % RC vs Coût du système à Nador pour H = 20m	121
Figure 7.4 - % RC vs Coût du système à Nador pour H = 40m	123

Liste des Tableaux

Tableau 2.1 - Recommandations de l’OMS sur la qualité de l’eau potable	4
Tableau 2.2 - Caractéristiques des eaux de surface et souterraines	5
Tableau 2.3 - Classification des sources d’eau avant traitement	8
Tableau 2.4 - Facteur de correction de la densité de l’air en fonction de l’altitude	18
Tableau 2.5 - Facteur de correction de la densité de l’air en fonction de la T°	19
Tableau 2.6 - Distribution des pertes dans la conversion PV	26
Tableau 2.7 - Coefficients d’écoulement	45
Tableau 3.1 - Paramètres des composantes du groupe moto-pompe	55
Tableau 3.2 - Coûts des équipements d’exhaure de l’eau au Maroc	57
Tableau 3.3 - Coûts des pompes éoliennes Dempster	58
Tableau 3.4 - Coûts des matériaux de systèmes de collecte des eaux de pluie	58
Tableau 3.5 - Coûts des infrastructures et de l’installation des équipements	58
Tableau 4.1 - Tailles des localités	60
Tableau 4.2 - Nombre d’UGB par habitant pour Errachidia et Nador	62
Tableau 4.3 - Répartition de la consommation humaine en eau potable	62
Tableau 4.4 - Besoins en eau selon le mode de desserte	63
Tableau 4.5 - Profondeur moyenne de la nappe phréatique	64
Tableau 4.6 - Débit moyen exploitable	64
Tableau 4.7 - Nombre d’habitants desservis par point d’eau	65
Tableau 4.8 - Taux d’utilisation des citernes	66

Tableau 4.9 - Irradiation minimale et maximale estimées	67
Tableau 4.10 - Minimums et maximums de l'irradiation moyenne observée	67
Tableau 4.11 - Irradiation min. et max. estimées à Errachidia et Nador	67
Tableau 5.1 - Données sur la consommation d'eau dans les foyers	74
Tableau 5.2 - Utilisation de l'eau	74
Tableau 5.3 - Consommation globale et minimale	76
Tableau 5.4 - Profondeurs caractéristiques de la nappe phréatique	77
Tableau 5.5 - Résultats des tests de pompage	79
Tableau 5.6 - Valeurs des coefficients pour la fonction k_B vs k_T	82
Tableau 5.7 - Coefficients "a" et "b" pour l'estimation de l'énergie quotidienne	84
Tableau 5.8 - Paramètres du modèle des panneaux solaires	87
Tableau 5.9 - Coefficients du modèle du groupe moto-pompe SP5A7	97
Tableau 5.10 - Coefficients du modèle du groupe moto-pompe SP8A5	98
Tableau 5.11 - Coefficients du modèle du groupe moto-pompe SP3A10	98
Tableau 5.12 - Paramètres du modèle de l'éolienne mécanique	102
Tableau 5.13 - Paramètres des éoliennes mécaniques	102
Tableau 6.1 - Configurations des systèmes photovoltaïques	108
Tableau 6.2 - Caractéristiques des éoliennes mécaniques	109
Tableau 6.3 - Aire des surfaces de collection	109
Tableau 6.4 - Prix des équipements	110
Tableau 7.1 - Options pour la composante PV	111

Tableau 7.2 - Options pour la composante éolienne	111
Tableau 7.3 - Options pour la composante des eaux de pluie	112
Tableau 7.4 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 10% à Errachidia H = 20m	112
Tableau 7.5 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 5% à Errachidia H = 20m	113
Tableau 7.6 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 3% à Errachidia H = 20m	113
Tableau 7.7 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 2% à Errachidia H = 20m	113
Tableau 7.8 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 1% à Errachidia H = 20m	114
Tableau 7.9 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 10% à Errachidia H = 10m	115
Tableau 7.10 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 5% à Errachidia H = 10m	115
Tableau 7.11 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 3% à Errachidia H = 10m	116
Tableau 7.12 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 2% à Errachidia H = 10m	116
Tableau 7.13 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 1% à Errachidia H = 10m	116
Tableau 7.14 - Méthode conventionnelle vs simulation à Errachidia H= 20m	118
Tableau 7.15 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 10% à Nador H = 20m	119
Tableau 7.16 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 5% à Nador H = 20m	119
Tableau 7.17 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 3% à Nador H = 20m	120
Tableau 7.18 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 2% à Nador H = 20m	120
Tableau 7.19 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 1% à Nador H = 20m	120
Tableau 7.20 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 10% à Nador H = 40m	121
Tableau 7.21 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 5% à Nador H = 40m	122
Tableau 7.22 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 3% à Nador H = 40m	122
Tableau 7.23 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 2% à Nador H = 40m	122
Tableau 7.24 - Systèmes optimisés pour un %RC \leq 1% à Nador H = 40m	123

Tableau 7.25 - Méthode conventionnelle vs simulation à Nador H = 20m

Liste des Acronymes

AFME	Agence Française pour la Maîtrise de l'Énergie
AM	Air Mass
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
CA	Courant Alternatif
CC	Courant Continu
CDER	Centre de Développement des Énergies Renouvelables
CDN	Canadien
CRS	Christian Relief Services
DGCL	Direction des Collectivités Locales
DH	Dirham
DMN	Direction de la Météo Nationale
DPA	Direction Provinciale de l'Agriculture
DRH	Direction Régionale de l'Hydraulique
DRPE	Direction de la Recherche et de la Planification de l'Eau
G. M.	Gouvernement du Maroc
HMT	Hauteur Manométrique Totale
OMS	Organisation Mondiale de la Santé
ORMVA	Office Régionale de Mise en Valeur Agricole
PV	Photovoltaïque
UGB	Unité de Gros Bétail
UNDP	United Nation Development Program
WHO	World Health Organisation
%RC	Pourcentage Relatif de Carence
%IIS	Indice d'Insatisfaction

Liste des Symboles

A_s	aire des panneaux solaires (m^2)
A	aire de la coupe verticale dans le sol (m^2)
A_c	aire de la surface de collection de l'eau (m^2)
A_v	aire traversée par le vent (m^2)
A_i	coefficient
a	constante du modèle de Angstrom
$a1$	coefficient du modèle de Collares-Pereira et Rabl.
$a2$	coefficient du modèle de Collares-Pereira et Rabl.
b	constante du modèle de Angstrom
B_i	coefficient
c	coefficient d'écoulement
c_l	vitesse de la lumière (1.998×10^8 m/s)
C	coefficient de discharge (équation de Hazen-Williams)
C_A	facteur de correction de la densité de l'air en fonction de l'altitude
C_L	coefficient de perte
C_p	coefficient d'extraction de la puissance du vent
C_q	coefficient du torque
C_T	facteur de correction de la densité de l'air en fonction de la température
d	précipitation (mm)
D_p	diamètre du piston (m)
e	charge d'un électron (1.602×10^{-19} C)
E	énergie totale quotidienne moyenne terrestre du mois sur une surface horizontale (J)
E_{EXT}	énergie totale quotidienne moyenne du mois à l'extérieur de l'atmosphère (J)
E_{HI}	énergie solaire disponible en une journée sur une surface horizontale (J)
E_{myh}	énergie moyenne dans l'heure (J)
E_{myj}	énergie moyenne de la journée (J)
E_{vent}	énergie éolienne disponible (J)
E_p	énergie du photon (J)
f	paramètre de forme
F_T	paramètre de la température
g	accélération gravitationnelle (9.81 m/s ²)
h	angle horaire (degré)
h_s	angle horaire au coucher du soleil (degré)
h_p	constante de Planck (6.626×10^{-34} J.s)
H	hauteur manométrique totale (m)
H_{dyn}	hauteur dynamique (m)
H_L	perte due à la friction (m)
i	angle d'incidence du rayonnement (degré)
I	courant électrique (A)
$I(n_h)$	radiation solaire n_h heures après le lever du soleil (W/m^2)
I_B	rayonnement direct-normale (W/m^2)

I_{BT}	rayonnement direct sur une surface inclinée (W/m^2)
I_D	rayonnement diffus-normale (W/m^2)
I_{DT}	rayonnement diffus sur une surface inclinée (W/m^2)
I_H	rayonnement global (W/m^2)
I_{cs}	constante solaire ($1353 W/m^2$)
$I_H(j)$	rayonnement sur une surface horizontale au jour j (W/m^2)
$I_{EXT}(j)$	rayonnement extraterrestre au jour j (W/m^2)
I_i	rayonnement solaire instantané (W/m^2)
I_j	courant de fuite à la jonction (A)
I_o	courant de saturation inverse (A)
I_s	source de courant proportionnelle à la radiation solaire (A)
I_T	rayonnement global (W/m^2)
j	jour de l'année ($j = 1$ au 1er janvier)
k	constante de Boltzmann ($1.381 \times 10^{-23} J/^\circ K$)
k_B	fraction du rayonnement direct-normale maximal
k_T	fraction du rayonnement maximal
K	perméabilité
K_j	variable aléatoire représentant l'effet d'enneuagement
K_T	indice mensuel moyen de clarté
L	latitude (degré)
m	masse d'air
M_b	masse du piston (kg)
n	nombre d'heures d'ensoleillement observées (heure)
n_p	nombre de pales
N	nombre d'heures d'ensoleillement potentielles (heure)
n_h	nombre d'heures après le lever du soleil
p	pression (Pa)
P_e	puissance électrique (Watt)
$P_{extr.}$	puissance extraite du vent (Watt)
$P_{extr. max.}$	puissance maximale extraite du vent (Watt)
P_h	puissance hydraulique (Watt)
P_m	puissance mécanique (Watt)
P_s	puissance solaire (Watt)
P_{vent}	puissance éolienne (Watt)
$P_{max.}$	puissance éolienne maximale (Watt)
Q	débit (m^3/s)
r	distance radiale du puits (m)
R	rayon de l'hélice de l'éolienne (m)
R_h	rayon hydraulique
$R_{parallèle}$	résistance parallèle (Ω)
$R_{série}$	résistance série (Ω)
s	rabattement (m)
S	coefficient d'emmagasinement
S	longueur de la course (m)
t	temps (seconde)

T	torque (N.m)
$T_{c,i}$	température instantanée de la cellule PV (°C)
T_{amb}	température ambiante (°C)
v	vitesse de l'eau (m/s)
V	vitesse du vent (m/s)
V	tension électrique (V)
V_j	tension à la jonction (V)
v_a	vitesse apparente de l'eau (m/s)
w	paramètre de d'échelle
y	hauteur de la nappe phréatique (m)
z	zénith (degré)
α	altitude (degré)
β	coefficient de température
δ	déclinaison (degré)
Δx	distance horizontale (m)
Δy	dénivellation verticale (m)
ΔV	apport d'eau (m ³)
φ	azimuth (degré)
λ_l	longueur d'onde (m)
λ	ratio de la vitesse de rotation sur la vitesse du vent
ρ	albedo
ρ_{air}	densité de l'air (kg/m ³)
θ	angle d'inclinaison de la surface (degré)
η	efficacité de la pompe
η_{el}	efficacité d'extraction de l'énergie électrique de l'énergie solaire
η_i	efficacité instantanée de la conversion solaire à électrique
η_m	efficacité mécanique de l'éolienne
η_v	efficacité volumétrique de l'éolienne
η_r	efficacité de référence de la conversion solaire à électrique
γ	masse spécifique de l'eau (9800 N/m ³)
ω	vitesse de rotation de l'hélice (rad/s)
Ω_p	vitesse de rotation du mécanisme de pompage (rad/s)

Chapitre 1

Introduction

L'approvisionnement en eau potable est encore un des problèmes majeurs auxquels font face les pays en voie de développement, et ce, même pour les plus techniquement avancés d'entre eux. Le Maroc est du nombre. Comptant une population estimée en 1990 à 24.5 millions d'habitants (Gouvernement du Maroc, 1991), dont 13.5 millions vivaient en régions rurales, 3 millions d'entre eux étaient toujours privés d'installations assurant un approvisionnement en eau potable. De plus, seulement 19% des installations étaient munies d'équipements mécanisés.

Pour ainsi dire, tous les systèmes d'alimentation en eau potable nécessitent l'apport d'une énergie quelconque pour l'exhaure de l'eau. Plus souvent qu'autrement c'est la force humaine qui est utilisée et ce, au détriment de la quantité d'eau recoltée. L'effort demandé quotidiennement pour cette tâche incite plusieurs à réduire leur consommation d'eau en dessous du minimum requis pour une hygiène convenable. De plus, la tentation est grande d'utiliser l'eau de surface peu sûre plutôt que de faire l'effort supplémentaire requis pour puiser celle d'un puits. Tous les systèmes mécanisés sont relativement coûteux pour les populations locales. De plus, ils requièrent une source d'énergie telle que l'électricité ou le diesel. Le coût additionnel associé aux infrastructures requises pour procurer cette source d'énergie rend plus souvent qu'autrement ces systèmes hors de prix.

Il devient donc nécessaire d'avoir recours à des systèmes d'approvisionnement en eau potable énergétiquement autonomes. Plusieurs technologies ont été mises à l'essai et sont en opération. On compte parmi elles les systèmes à énergie renouvelable, dont les systèmes photovoltaïques, les systèmes éoliens, et les systèmes de collecte des eaux de pluie. Cependant, leur nature aléatoire affecte grandement leur fiabilité, limitant ainsi leur application, et augmentant les coûts. Les systèmes hybrides peuvent dans certains cas s'avérer une solution économiquement viable. Les systèmes hybrides consistent en des systèmes constitués de technologies complémentaires dans le temps. Nous avons considéré dans cette étude la combinaison des systèmes photovoltaïques, des éoliennes mécaniques, et des systèmes de collecte des eaux de pluie. Nous nous sommes limités aux technologies existantes et disponibles sur le marché. L'objectif de l'utilisation des systèmes hybrides est de tirer avantage de la nature complémentaire des différents systèmes. Par exemple, les systèmes de collecte des eaux de pluie se présentent naturellement comme un complément aux systèmes solaires. Castle (1981) et Payne (1979) ont noté une certaine complémentarité des systèmes éoliens pour les systèmes photovoltaïques.

L'objectif premier est de réduire le coût total des systèmes d'alimentation en eau potable. Afin de mieux comprendre le comportement des systèmes à énergie renouvelable, nous avons donc développé un logiciel de simulation. A l'aide de celui-ci, il nous a été

possible d'évaluer leur performance et de déterminer la combinaison optimale. Leur évaluation fut basée sur leur abilité à rencontrer la demande, de la manière la plus économique. Deux études de cas, furent effectuées à l'aide de données recueillies au Maroc en 1993. Errachidia, une région semi-aride comportant une prédominance d'énergie solaire, et Nador une région côtière comportant des vents forts et des précipitations significatives furent les deux régions sélectionnées.

Nous présentons au chapitre 2, les différentes notions de base nécessaires à la compréhension des principes de fonctionnement des systèmes d'alimentation en eau potable utilisant des énergies renouvelables. Les résultats et les accomplissements du stage de travail au Maroc sont présentés au chapitre 3. Une présentation de la situation au Maroc nous est ensuite donnée au chapitre 4. Les modèles utilisés dans notre logiciel de simulation sont développés au chapitre 5. Au chapitre 6, nous retrouvons la méthode d'analyse des performances des systèmes que nous avons utilisée pour mettre en relief nos résultats. Finalement, nous retrouvons nos deux études de cas présentées en détail au chapitre 7, pour terminer avec une brève conclusion et quelques recommandations au chapitre 8.

Chapitre 2

Systèmes d'alimentation en eau potable à énergie renouvelable

Nous allons ici, présenter les notions de base des différentes composantes des éléments influençant les performances des systèmes d'alimentation en eau potable utilisant une source d'énergie renouvelable. Nous passerons donc ainsi en revue les notions sur les ressources en eau, les ressources en énergie, les équipements de conversion d'énergie, le groupe moto-pompe et sur les différents systèmes d'alimentation en eau potable.

2.1 Ressource en eau

2.1.1 Critères de Qualité

Schulz et Okun (1984) résument bien par les phrases suivantes, la philosophie qui est adoptée quant à l'élaboration des critères de qualité de l'eau dans les pays en voie de développement. "Etant donné que les maladies entériques sont la principale menace au niveau de la santé résultant de la consommation de l'eau dans les pays en voie de développement, les critères de qualité de l'eau devraient se concentrer sur l'aspect microbiologique de l'eau... Là où la présence de substances chimiques dans l'eau constitue un danger pour la santé, il est préférable d'utiliser une autre source en eau si possible, plutôt que de considérer l'utilisation de traitements sophistiqués."(traduction). Ils nous rapportent d'ailleurs que l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS), suggère que l'emphase soit mise sur la qualité microbiologique et esthétique (i.e. turbidité, couleur, goût, odeur) de l'eau. Finalement, ils proposent six caractéristiques auxquelles une eau potable devrait se conformer. Elles sont :

- 1) Sans organismes pathogènes.
- 2) Faible concentration de composés chimiques fortement toxiques ou toxiques à long terme.
- 3) Claire.
- 4) Non saline.
- 5) Sans composés pouvant causer un mauvais goût ou une mauvaise odeur.
- 6) Non corrosive.

Nous présentons finalement les recommandations de l'OMS en ce qui a trait à la qualité de l'eau de consommation.

TABLEAU 2.1 - Recommandations de l'OMS sur la qualité de l'eau potable

Paramètres	Unités	Limites supérieures recommandées
<i>Qualité Microbiologique</i>		
Coliformes fécaux	nb/100 mL	0
Organismes coliformes	nb/100mL	0
<i>Constituants inorganiques</i>		
Arsenic	mg/L	0.05
Cadmium	mg/L	0.005
Chrome	mg/L	0.05
Cyanide	mg/L	0.1
Fluor	mg/L	1.5
Piomb	mg/L	0.05
Mercure	mg/L	0.001
Nitrate	mg/L (N)	10
Sélénium	mg/L	0.01
<i>Qualité Esthétique</i>		
Aluminium	mg/L	0.2
Chlorure	mg/L	250
Couleur	TCU	15
Cuivre	mg/L	1.0
Dureté	mg/L	500
Fer	mg/L	0.3
Manganèse	mg/L	0.3
pH	-	6.5 - 8.5
Sodium	mg/L	200
Solides dissous	mg/L	1000
Sulfate	mg/L	400
Goût et odeur	-	-
Turbidité	NTU	5
Zinc	mg/L	5.0

Source : (Schulz et Okun, 1984)

2.1.2 Source d'eau

2.1.2.1 Eaux de surface et eaux souterraines

Les eaux de surface sont rarement potables sans traitement. Elles sont habituellement bactériologiquement polluées (Degrémont, 1989) (i.e. pollution urbaine, industrielle, ou agricole). La composition des eaux de surface dépend de celle des sols

qu'elles traversent et des polluants qui y sont déversés. On peut cependant noter d'une façon générale la présence de gaz dissous (O_2), de matière en suspension, de matière organique, et de plancton. De plus, les caractéristiques des eaux de surface subissent de fortes variations et ce dû à l'ensoleillement, la pluie et selon la profondeur du cours d'eau.

Les eaux souterraines sont habituellement de bonne qualité. La composition des eaux souterraines est fonction de la composition des sols qui les contiennent. On peut cependant noter d'une façon générale l'absence d'oxygène, une faible turbidité, et une forte minéralisation. De plus, les eaux souterraines sont de composition relativement constante. La présence de fer et de manganèse et l'agressivité de l'eau due à la haute teneur en dioxyde de carbone (CO_2) sont les principales sources de problèmes avec ces eaux. Nous retrouvons au Tableau 2.2 les caractéristiques des eaux de surface et souterraines.

TABLEAU 2.2 - Caractéristiques des eaux de surface et souterraines

Caractéristique	Eaux de surface	Eaux souterraines
Température	variable suivant les saisons	relativement constante
Turbidité	variable, parfois élevée	faible ou nulle
Couleur	liée aux matières en suspension	liée aux matières dissoutes
CO_2 agressif	généralement absent	souvent présent
O_2 dissous	près de la saturation	absent la plupart du temps
H_2S	généralement absent	souvent présent
NH_4	présent dans les eaux polluées	fréquemment présent
Nitrates	peu abondants généralement	teneur parfois élevée

Source : (Degrémont, 1989)

2.1.2.2 Eau de pluie

L'eau de pluie comme telle est plutôt pure à moins que le niveau de pollution atmosphérique soit élevé. L'eau peut être cependant contaminée par la surface de collection. En effet, des excréments d'animaux, des matières organiques, ainsi que la poussière peuvent s'y trouver et ainsi contaminer l'eau. Egalement, les matériaux servant à la construction des systèmes de collecte de l'eau peuvent aussi la contaminer (i.e. la chaume, la peinture, etc...).

Paradoxalement, la grande pureté de l'eau de pluie peut constituer un problème. En effet, elle se trouve déminéralisée. Il est recommandé (WHO, 1978) d'être prudent à cet effet et d'effectuer une étude afin d'évaluer l'apport en minéraux dans la diète des habitants avant d'envisager l'utilisation de l'eau de pluie comme source importante en eau.

2.1.3 Hydraulique des eaux souterraines

Les lois qui régissent l'extraction des eaux souterraines dépendent des caractéristiques du sol, soit la profondeur de la surface phréatique, le type de nappe phréatique (libre ou captive), et la perméabilité du sol (conductivité hydraulique). Darcy a établi une loi qui décrit la vitesse apparente de l'eau à travers une surface unitaire. La loi est comme suit :

$$v_a = K \cdot \frac{\Delta y}{\Delta x} \quad [2.1]$$

où

v_a : vitesse apparente (Q/A) (m/s)

K : perméabilité (m/s)

$\Delta y/\Delta x$: pente de la surface phréatique

La perméabilité du sol est déterminée par des tests sur le terrain ou en laboratoire. A l'aide de la loi de Darcy, on peut dériver une équation décrivant le débit d'un puits. En effet, en définissant la pente comme suit :

$$\frac{\Delta y}{\Delta x} = \frac{dy}{dr} \quad [2.2]$$

où

y : hauteur de la nappe phréatique (m)

r : distance radiale du puits (m)

et le débit comme suit:

$$Q = v_a \times A \quad [2.3]$$

où

Q : débit (m³/s)

v_a : vitesse apparente (m/s)

A : aire de la coupe verticale (m²)

substituant équation [2.2] dans [2.1] et l'équation [2.1] dans [2.3] et intégrant de y_1 à y_2 et de r_1 à r_2 on obtient:

$$Q = \frac{\pi K (y_2^2 - y_1^2)}{\ln(r_2/r_1)} \quad [2.4]$$

Le rabattement occasionné par le pompage peut être exprimé par l'équation de Theis (Raghunath, 1987) :

$$s = \frac{Q}{4\pi T} W(u) \quad [2.5]$$

où

s : rabattement (m)

Q : débit (m³/j)

T : transmissivité (m³/m.j)

$W(u)$: "well function"

S : coefficient d'emmagasinement (sans unité)

t : temps (j.)

r : distance du centre du puits (m)

$$u = \frac{r^2 S}{4Tt}$$

2.1.4 Puits et Forages

Nous différencions les puits des forages principalement par le diamètre de l'excavation. Les puits ont un diamètre supérieur à 0.8 m et une profondeur de 5 à 20 mètres. Un forage aura un diamètre inférieur et une profondeur supérieure. Les puits ont l'avantage de pouvoir stocker un certain volume d'eau. Les forages doivent pénétrer plus profondément la nappe phréatique afin de palier à l'absence de stockage. Un compromis doit alors être fait entre les coûts et le débit, tous les deux proportionnels à la profondeur. Le diamètre du forage constitue également un paramètre qui influencera le débit et le coût. Finalement, il est essentiel de protéger les puits et les forages contre les contaminations possibles par les eaux de surface.

2.1.5 Traitement de l'eau

Wegelin (1986) nous indique que le traitement de l'eau, dans les pays en voie de développement, a comme but principal l'élimination des organismes pathogènes. Le traitement de l'eau doit être évité si une source d'eau de meilleure qualité est disponible. Schulz et Okun (1984) nous donnent une liste de recommandations pour le design de systèmes de traitement de l'eau, soit:

- 1) Limiter les équipements mécaniques à ceux produits localement.
- 2) Préférer les systèmes hydrauliques utilisant la gravité.
- 3) Limiter la mécanisation et l'automatisation.
- 4) Utiliser les matériaux locaux.
- 5) Tenir compte du système de distribution envisagé lors de l'estimation de la demande.
- 6) Utiliser une période de design de 5 à 10 ans.
- 7) Adapter l'opération et la maintenance aux ressources locales.

Nous retrouvons au Tableau 2.3 une classification quant au choix des sources d'eau avant traitement.

TABLEAU 2.3 - Classification des sources d'eau avant traitement

Paramètre	Qualité de la source			
	Excellente	Bonne	Pauvre	À rejeter
Demande biologique en oxygène (DBO ₅) (mg/L)	0.75 - 1.5	1.5 - 2.5	2.5 - 4.0	> 4.0
Coliformes (MPN/100 mL)	50 - 100	100 - 5000	5000 - 20000	> 20 000
pH	6 - 8.5	5 - 6 ou 8.5 - 9	3.8 - 5 ou 9 - 10.3	< 3.8 ou > 10.3
Chlorure (mg/L)	< 50	50 - 250	250 - 600	> 600
Fluorure (mg/L)	< 1.5	1.5 - 3	> 3	-

Source : (Schulz & Okun, 1984)

2.2 Ressources en énergie

Conscient que d'autres sources d'énergie renouvelables existent, nous nous sommes limités à deux sources d'énergie, soit l'énergie solaire et l'énergie éolienne.

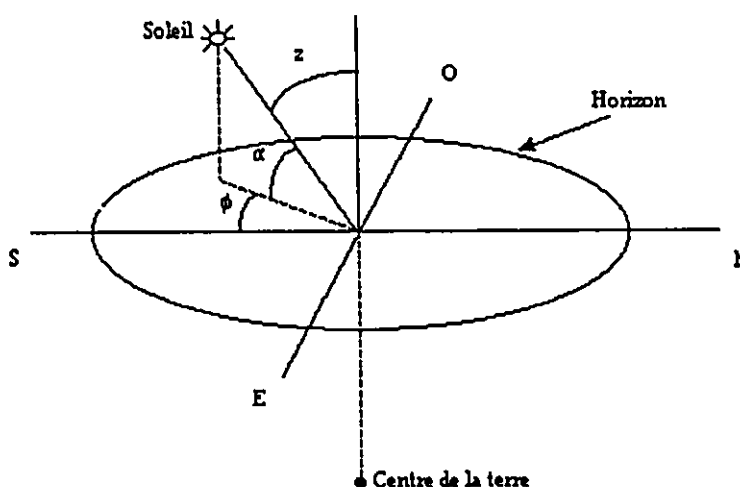
2.2.1 Energie solaire

L'énergie solaire peut être exploitée sous différentes formes, (i.e. thermique, photovoltaïque). Nous nous limiterons ici à l'exploitation de l'énergie solaire par l'effet photovoltaïque. Nous allons donc tout d'abord passer en revue les angles de base reliant le soleil et la terre, pour ensuite examiner l'intensité d'énergie disponible à l'extérieur de l'atmosphère terrestre, puis l'effet d'atténuation de l'atmosphère terrestre. Finalement, nous étudierons deux approches possibles pour l'estimation de la radiation disponible à la surface de la terre.

2.2.1.1 Angles de base Soleil-Terre

Comme on peut le voir dans la figure ci-dessous l'altitude (α) est l'angle que fait les rayons directs du soleil avec un plan horizontal au sol, le zénith (z) est l'angle complémentaire de l'altitude pour former un angle de 90° et finalement, l'azimuth (ϕ) est l'angle que fait la projection de ces rayons sur le plan horizontal avec le sud. L'altitude et le zénith dépendent donc de la latitude, de l'heure de la journée, et de la période de l'année (la déclinaison du soleil " δ "). L'azimuth pour sa part est directement relié à l'heure de la journée.

Figure 2.1 - Les angles de base Soleil-Terre



(adapté de (Garg,1982))

La déclinaison du soleil " δ " est définie comme l'angle que fait le plan comprenant l'équateur avec les rayons directs du soleil. Celle-ci varie avec la période de l'année. Elle peut être calculée à l'aide de l'équation de Cooper :

$$\delta = 23.45 \sin\left[\left(\frac{360}{365}\right) \times (284 + j)\right] \quad [2.6]$$

où

δ : déclinaison (degré)

j : jour de l'année (i.e. au 1er janvier, $j=1$)

Connaissant maintenant la valeur de la déclinaison tout au long de l'année, le zénith (z) peut être également calculé en fonction de la déclinaison du soleil, de l'heure de la journée, et de la latitude (Hsieh, 1986).

$$\cos(z) = \sin(\alpha) = \sin(L) \cdot \sin(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h) \quad [2.7]$$

où

z : zénith (degré)

α : altitude (degré)

L : latitude (degré)

δ : déclinaison (degré)

h : angle horaire (degré)

$h = (15) \times (\text{nb d'heures après midi})$

Il est également possible maintenant d'exprimer l'azimuth en fonction de la déclinaison, l'heure de la journée, et de l'altitude (Hsieh, 1986).

$$\sin(\phi) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(h)}{\cos(\alpha)} \quad [2.8]$$

2.2.1.2 Disponibilité de l'énergie solaire

La radiation solaire disponible à un endroit à la surface de la terre dépend de la puissance à l'extérieur de l'atmosphère, de la distance à parcourir à travers l'atmosphère, de l'indice de clarté du ciel, et de l'angle de la surface de réception. La radiation solaire se définit comme étant la puissance disponible par unité de surface, et son unité est le W/m^2 .

Radiation extraterrestre

La radiation extraterrestre est la radiation solaire disponible à l'extérieur de l'atmosphère terrestre, celle-ci n'ayant pas encore subi l'atténuation causée par cette dernière. La valeur moyenne annuelle disponible par une surface unitaire est appelée Constante solaire et est égale à 1353 W/m^2 ($426 \text{ Btu/ft}^2 \cdot \text{hr}$). Nous parlons de valeur moyenne car celle-ci varie en fonction de la distance séparant la terre du soleil. En effet cette distance varie légèrement tout au long de l'année, occasionnant une variation de la radiation extraterrestre de $\pm 3.3 \%$ autour de cette valeur. Cette variation peut être représentée approximativement par l'équation empirique suivante:

$$I_{EXT}(j) = I_{CS} \left[1 + 0.033 \cos\left(\frac{360 \times j}{365}\right) \right] \quad [2.9]$$

où

$I_{EXT}(j)$: radiation extraterrestre au jour j sur une surface perpendiculaire aux rayons du soleil (W/m^2)

I_{CS} : constante solaire (1353 W/m^2)

j : jour de l'année ($j = 1$ au 1er janvier)

Cette équation n'est valable que pour les surfaces de réception perpendiculaires aux rayons du soleil, autrement dit pour un zénith de 0° . Pour une surface parallèle au sol, en n'importe quel point sur la terre, la radiation extraterrestre disponible sur cette surface horizontale ($I_H(j)$) est donnée par la projection de $I_{EXT}(j)$ sur l'axe normal au plan de la surface de réception.

$$I_H(j) = I_{EXT}(j) \cdot \cos(z) \quad [2.10]$$

substituant l'équation [2.7] nous obtenons

$$I_H(j) = I_{CS} \left[1 + 0.033 \cos\left(\frac{360 \times j}{365}\right) \right] \cdot \left[(\sin(L) \cdot \sin(\delta)) + (\cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h)) \right] \quad [2.11]$$

Finalement, il est possible de calculer l'énergie totale disponible sur une journée en intégrant l'équation précédente, de l'angle horaire correspondant au lever du jour à l'angle horaire correspondant au coucher du soleil, ce qui nous donne :

$$E_H = \left(\frac{24}{\pi}\right) I_{CS} \cdot \left[1 + 0.033 \cos\left(\frac{360 \times j}{365}\right) \right] \cdot \left[(\cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(h_s)) + ((2\pi h_s) \sin(L) \sin(\delta)) \right] \quad [2.12]$$

où

h_s : angle horaire au coucher du soleil (degré)

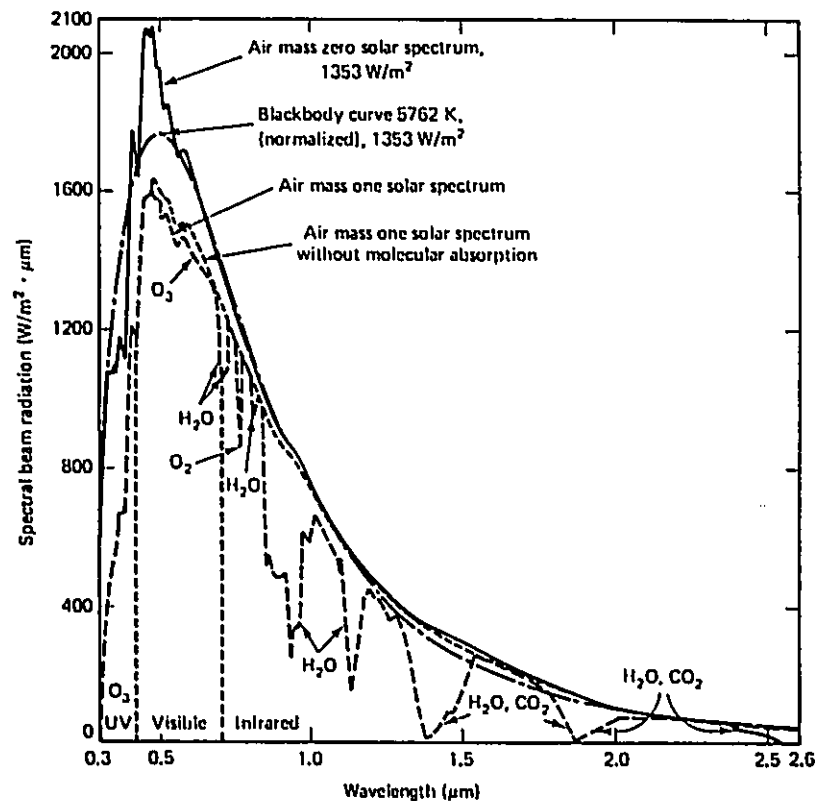
L'angle horaire au coucher du soleil est donné par l'équation suivante:

$$h_s = \cos^{-1}(-\operatorname{tg}(L) \cdot \operatorname{tg}(\delta)) \quad [2.13]$$

Atténuation atmosphérique

Nous entendons ici par atténuation atmosphérique, la réduction de la radiation solaire causée par l'atmosphère terrestre soit, les gaz, les vapeurs d'eau, et les poussières. Cette atténuation est fonction de la longueur d'onde de la radiation. La figure suivante nous montre sa distribution spectrale.

Figure 2.2 - Spectre solaire



Source : (Hsieh, 1986)

De plus, cette atténuation est fonction de la distance parcourue par les rayons solaires à travers l'atmosphère. Nous définissons l'atténuation causée par le trajet parcouru par les rayons solaires à travers l'atmosphère pour rejoindre un point au niveau de la mer où le soleil serait au zénith ($z = 0^\circ$) (i.e. plus courte distance possible à travers l'atmosphère), comme étant une Masse d'air de 1 (AM1). Cette valeur nous sert d'unité de base pour évaluer l'atténuation possible par l'atmosphère. Une Masse d'air de 2 (AM2) correspond à un trajet à travers l'atmosphère deux fois plus long. De la même façon, nous avons une

Masse d'air de zéro (AM0) à l'extérieur de l'atmosphère. Nous pouvons définir la Masse d'air en fonction de l'angle du zénith de la façon suivante :

$$m = \frac{1}{\cos(z)} \quad [2.14]$$

où

m : Masse d'air

z : angle du zénith

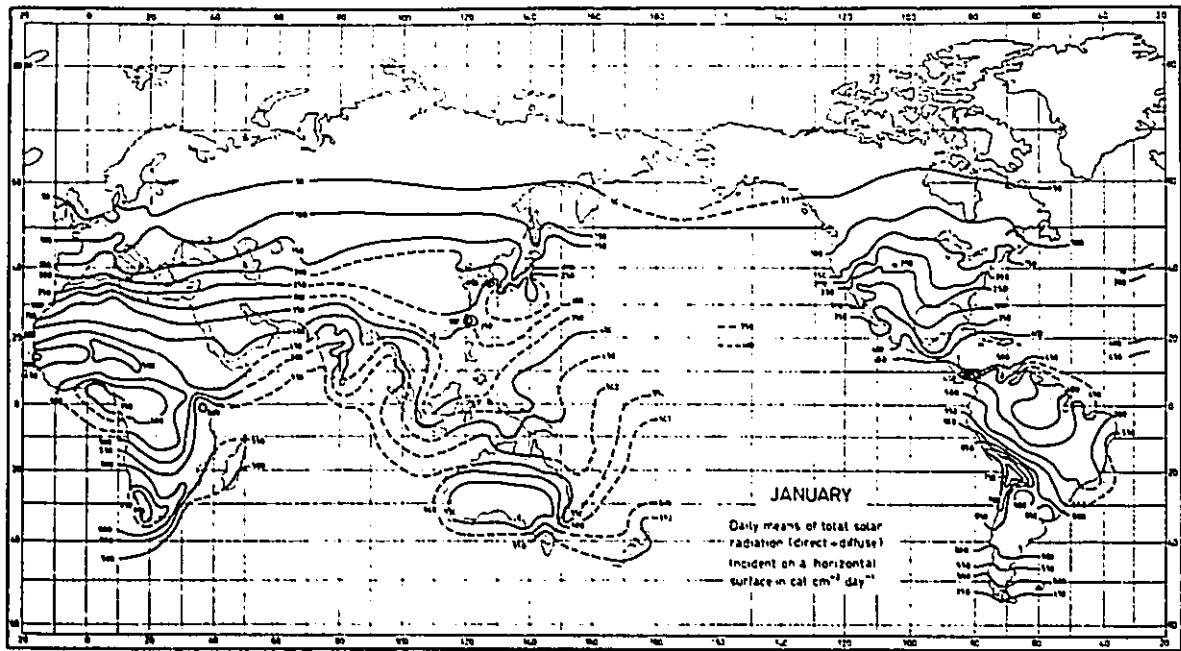
L'atténuation produite par l'atmosphère aura pour effet de diviser la radiation en deux catégories soit la radiation directe et la radiation diffuse. Le "American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers" (ASHRAE) (Hsieh, 1986) nous propose deux expressions pour estimer la radiation directe et la radiation diffuse. Elles sont fonction de la masse d'air, de l'angle d'inclinaison de la surface réceptrice et de la période de l'année.

2.2.1.3 Estimation de la radiation terrestre

Un dernier facteur d'atténuation vient s'ajouter aux autres. Il s'agit du niveau de clarté du ciel qui est grandement influencé par les conditions météorologiques, entre autres par l'ennuagement. Ce facteur, par sa nature aléatoire, vient considérablement compliquer l'estimation de la radiation solaire terrestre disponible. Il existe deux approches pour l'estimation de la radiation solaire terrestre : l'approche déterministique et l'approche probabilistique.

L'approche déterministique

L'approche déterministique consiste en quelque sorte à établir la valeur moyenne de la radiation solaire terrestre. Celle-ci n'est pas vraiment une approche déterministique étant donné que la moyenne demeure une valeur statistique, mais ici nous ne nous attardons pas au niveau de confiance de notre estimation, ce qui en fait une méthode non probabilistique pour être plus précis. Il existe des cartes comme celle ci-dessous indiquant les radiations quotidiennes moyennes pour les différents mois de l'année.

Figure 2.3 - Radiation quotidienne moyenne pour le mois de janvier

Source : (Hsieh, 1986)

Une autre façon de représenter la radiation quotidienne moyenne, pour chaque mois, consiste à définir un indice mensuel moyen de clarté (K_T). Celui-ci est défini dans (Hsieh, 1986) comme étant :

$$K_T = \frac{E_{mj}}{E_{EXT}} \quad [2.15]$$

où

E_{mj} : énergie totale quotidienne moyenne terrestre du mois sur une surface horizontale

E_{EXT} : énergie totale quotidienne du mois à l'extérieur de l'atmosphère

Collares-Pereira et Rabl. (Hsieh, 1986) ont établi une relation entre les valeurs moyennes d'énergie pour chaque heure de la journée et la valeur moyenne d'énergie pour la journée.

$$\frac{E_{myh}}{E_{myj}} = \left(\frac{\pi}{24} \right) (a_1 + a_2 \cdot \cos(h)) \cdot \left[\frac{\cos(h) - \cos(h_s)}{\sin(h_s) - \left(\frac{2\pi h_s}{360} \right) \cdot \cos(h_s)} \right] \quad [2.16]$$

avec

$$a_1 = 0.4090 + 0.5016 \sin(h_s - 60)$$

$$a_2 = 0.6609 - 0.4767 \sin(h_s - 60)$$

Pour des journées sans nuage Twidell et Weir (1986) nous suggèrent d'approximer la variation de l'intensité solaire (W/m^2) par un modèle développé par Monteith en 1973 soit :

$$I(n_h) = I_{\max} \cdot \sin\left(\pi \frac{n_h}{N}\right) \quad [2.17]$$

où

n_h : nombre d'heures après le lever du soleil

N : nombre maximum d'heures d'ensoleillement

La durée de la période d'ensoleillement affecte directement la quantité totale d'énergie disponible sur une journée. La longueur des jours varie selon la latitude, et la déclinaison du soleil, soit la période de l'année. L'équation suivante nous donne la longueur d'une journée, en fonction de la latitude " L ", et de la déclinaison du soleil " δ ".

$$N = \left(\frac{2}{15} \right) \cdot \cos^{-1}[-\text{tg}(L) \times \text{tg}(\delta)] \quad [2.18]$$

où

N : nombre d'heures d'ensoleillement

Angstrom en 1922 (Garg, 1982) tenta d'établir une corrélation entre le nombre d'heures d'ensoleillement et l'énergie solaire disponible à la surface de la terre sur une journée. L'équation proposée est de la forme suivante :

$$E(j) = E_{myj} \left(a + b \cdot \left(\frac{n}{N} \right) \right) \quad [2.19]$$

où

$E(j)$: énergie totale disponible pour la journée

E_{myj} : énergie totale disponible moyenne par journée claire

n : nombre d'heures observées d'ensoleillement

N : nombre maximum d'heures d'ensoleillement pour la journée "j"

a, b : constantes spécifiques au site

L'approche probabiliste

Khallat et Rahman (1986) ont noté que l'histogramme des données d'intensité de radiation pour une même heure sur plusieurs journées présente une allure bimodale (avec deux pics). Ils ont de plus noté qu'il était possible de reconstituer cet histogramme en superposant deux fonctions de densité probabilité. Ils retinrent trois distributions afin d'évaluer laquelle constituait la meilleure approximation. Elles sont la distribution Normale, la distribution de Weibull, et la distribution Beta. Finalement ils trouvèrent que la distribution de Weibull et la distribution Beta étaient les plus appropriées.

Abouzahr et Ramakumar (1991) ont préféré considérer la radiation solaire à une heure précise d'une certaine journée, comme étant la valeur maximale possible à cette heure de cette journée modulée par une variable aléatoire (K_j) représentant l'effet d'ennuagement.

$$I(h) = I_{\max}(h) \cdot [1 - K_j] \quad 0 < K_j < 1 \quad [2.20]$$

De plus, ils choisirent de représenter l'effet d'ennuagement par une distribution Beta.

2.2.2 Energie éolienne

2.2.2.1 Principes fondamentaux

Les vents sont provoqués par le réchauffement inégal de la surface de la terre et par le mouvement de rotation de la terre. Le plus grand réchauffement de l'air au niveau de l'équateur, le fait s'élever pour être ensuite remplacé par de l'air plus frais venant des pôles. Le mouvement de la terre et l'inertie de la masse d'air viennent modifier cette circulation d'air. Les variations saisonnières de la déclinaison de l'axe de la terre viennent compliquer davantage cette dynamique.

La géographie locale de la surface de la terre influence considérablement ces mouvements d'air. En autres, les différences dans les caractéristiques d'absorption et de radiation de l'énergie entre les océans et les continents, et entre les vallées et les montagnes créent des mouvements d'air locaux.

L'intensité moyenne du vent en un site varie sur une base mensuelle, et quotidienne. L'intensité instantanée du vent peut varier grandement dans l'espace de quelques secondes. Nous appelons cette variation rapide de la vitesse du vent autour d'une valeur moyenne, une bourrasque ou rafale. Nous nous intéressons principalement à celle-ci lorsque que nous établissons la résistance requise de notre installation.

La friction qu'exerce les différentes surfaces au niveau du sol (i.e. arbres, habitation, dénivellation etc.) réduit la vitesse du vent à ce niveau. Le vent atteint sa vitesse maximale à différentes hauteurs, selon le type de relief rencontré sur son passage.

2.2.2.2 Disponibilité de l'énergie éolienne

La précision atteinte dans l'estimation de l'énergie éolienne disponible dépend de la méthode de mesure de la vitesse du vent utilisée. Deux alternatives s'offrent à nous pour effectuer de telles mesures. La première consiste à mesurer périodiquement la vitesse du vent, soit à chaque minute ou à toutes les heures. De ces données nous pouvons ensuite déduire la fréquence des différentes vitesses du vent, sur une journée, un mois ou une année. Il est également possible de calculer les vitesses moyennes pour ces mêmes périodes de temps. La limitation avec cette façon de procéder est qu'elle requiert des lectures très fréquentes afin d'atteindre une précision suffisante.

La deuxième alternative consiste à utiliser un moniteur d'énergie éolienne. Celui-ci additionne le kilométrage total que le vent aura parcouru à ce site pour une période de temps donnée. Il s'agit donc ensuite de diviser ce kilométrage par le nombre d'heures entre les lectures pour trouver la vitesse moyenne par heure, par jour, par mois, ou par année selon l'intervalle entre les lectures. De plus, ce dispositif a l'avantage de mesurer directement l'énergie totale du vent, ce qui élimine les erreurs possibles lors de la

conversion des vitesses moyennes, en énergie totale qui est requise pour la méthode précédente.

L'énergie contenue dans le vent est cinétique et peut être décrite par l'équation suivante:

$$E_{vent} = \left(\frac{1}{2}\right)\rho_{air}V^3At \quad [2.21]$$

où

ρ_{air} : densité de l'air (kg/m³)

V : vitesse du vent (m/s)

A : aire traversée par le vent (m²)

t : lapse de temps considéré (s)

En divisant cette équation par le temps nous obtenons la puissance.

$$P_{vent} = \left(\frac{1}{2}\right)\rho_{air}V^3A \quad [2.22]$$

L'extraction de toute cette énergie cinétique requerrait l'arrêt complet de tout mouvement de l'air après avoir traversé l'aire d'intérêt, ce qui est impossible. Dans des conditions idéales, le maximum espéré se situe à 59.3% (Park, 1981) de la puissance totale du vent.

$$P_{max} = 0.593 \times \left(\frac{1}{2}\right)\rho_{air}V^3A \quad [2.23]$$

La densité de l'air variant avec l'altitude et la température, il est nécessaire d'ajuster sa valeur en fonction des conditions en vigueur. Nous trouvons ici un tableau comportant le facteur de correction pour l'altitude (C_A) et un autre comportant le facteur de correction pour la température (C_T) à apporter à la valeur standard de la densité de l'air de 1.2255 kg/m³.

TABLEAU 2.4 - Facteur de correction de la densité de l'air en fonction de l'altitude

Altitude (m)	C_A
0	1.000
762	0.912
1524	0.832
2286	0.756
3048	0.687

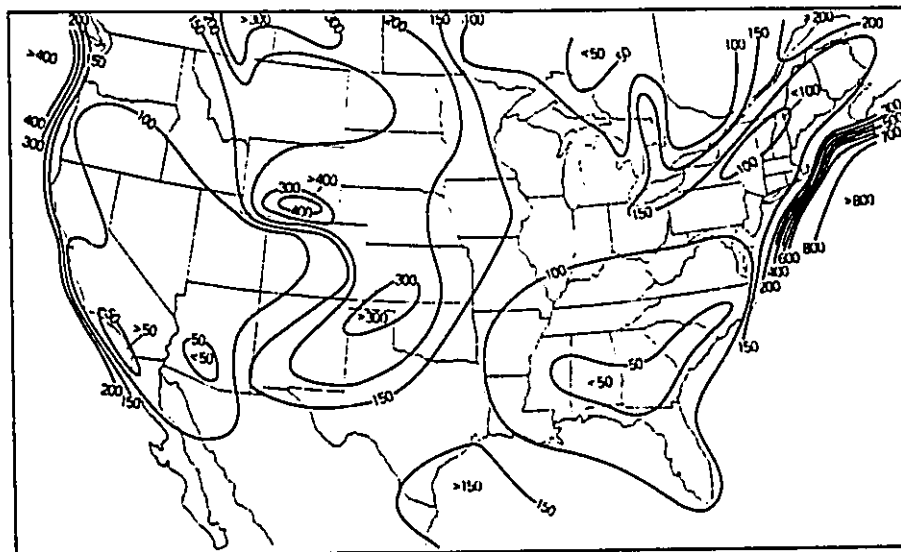
Source : (Park, 1981)

TABLEAU 2.5 - Facteur de correction de la densité de l'air en fonction de la température

Température (°F)	C_T
0	1.130
20	1.083
40	1.040
60	1.000
80	0.963
100	0.929

Source : (Park, 1981)

La vitesse moyenne est cependant insuffisante pour évaluer le potentiel d'un site. En effet, étant donné que l'énergie éolienne est directement proportionnelle au cube de la vitesse du vent multiplié par le nombre d'heures de ce vent, il est donc nécessaire de connaître la fréquence des différentes vitesses du vent afin d'en déduire la distribution de l'énergie. La distribution de la fréquence des vents peut être déterminée en utilisant l'une ou l'autre des méthodes de mesure décrites précédemment. L'énergie est ensuite calculée en multipliant pour chaque vitesse, le nombre d'heures d'occurrence de ce vent par la puissance maximale correspondant à cette vitesse, décrite par l'équation de la puissance maximale. Différentes cartes peuvent être alors produites afin de représenter l'énergie éolienne potentielle sur une année. Elles consistent en une série de lignes reliant les points ayant la même puissance disponible. Un exemple est présenté ci-dessous.

Figure 2.4 - Carte des vents typique (W/m^2)

Source: (Park, 1981)

La fréquence des différentes vitesses que prend le vent tout au long d'une période peut être présentée par un histogramme. Afin de faciliter le design des systèmes, il est utile de modéliser ces différentes distributions. La puissance par mètre carré de surface traversée en fonction de la vitesse du vent est donnée par l'équation de la puissance maximale. Pour ce qui est de la distribution de la fréquence des vitesses du vent, deux distributions de probabilité, soit la distribution de Weibull et la distribution de Rayleigh, sont très utilisées, et furent comparées par Hennessey (1978). La distribution de Weibull comporte deux paramètres d'ajustement soit un paramètre de forme "f", et un paramètre d'échelle "w". Ceux-ci nous procurent une certaine souplesse d'ajustement afin d'obtenir une meilleure représentation.

Distribution de Weibull:

$$f_v(V) = \left(\frac{f}{w}\right) \cdot \left(\frac{V}{w}\right)^{f-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{w}\right)^f\right] \quad [2.24]$$

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull où le paramètre de forme "f" est fixé à 2 .

Distribution de Rayleigh:

$$f_v(V) = \left(\frac{2V}{w^2}\right) \cdot \exp\left[-\left(\frac{V}{w}\right)^2\right] \quad [2.25]$$

Nous pouvons dériver les équations de la distribution cumulative, de la vitesse moyenne, et de la variance à partir de la distribution de Weibull. Etant donné que la puissance est proportionnelle au cube de la vitesse, il peut être utile d'établir les distributions de fréquence du cube de la vitesse. Des équations similaires peuvent être déduites pour la distribution de Rayleigh en égalant "f" à 2. Finalement, Stevens et Smulders (1979) nous proposent différentes méthodes d'estimation des paramètres w et f.

2.3 Equipements de conversion d'énergie

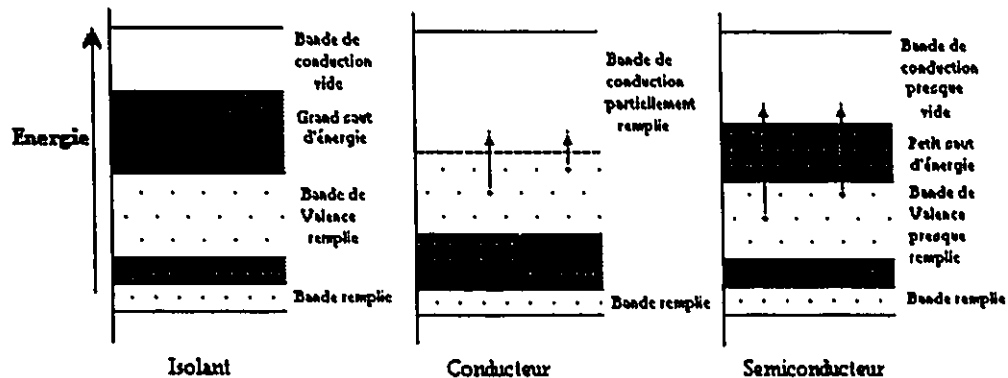
2.3.1 Equipements photovoltaïques

Nous allons tout d'abord examiner les principes de base concernant les semiconducteurs, afin de bien comprendre le fonctionnement des cellules photovoltaïques. Nous allons ensuite passer en revue quelques modèles des cellules photovoltaïques, pour ensuite examiner rapidement les technologies disponibles pour la fabrication des cellules. Finalement, nous allons étudier comment se montent les systèmes ainsi que l'entretien nécessaire pour leur bon fonctionnement.

2.3.1.1 Principes de base des semiconducteurs

Les cellules photovoltaïques sont fabriquées à base de semiconducteurs. Les semiconducteurs ont des caractéristiques de conduction qui se situent à mi-chemin entre les conducteurs et les isolants. Dans tout matériel, les électrons ne peuvent occuper que certaines bandes d'énergie. Pour qu'il y ait conduction, il est nécessaire que les électrons atteignent la bande de conduction. Comme on peut le voir à la figure suivante l'énergie requise pour atteindre cette bande est plus ou moins grande selon qu'il s'agisse d'un conducteur, d'un semiconducteur, ou d'un isolant.

Figure 2.5 - Bande d'énergie pour un isolant, un conducteur et un semiconducteur



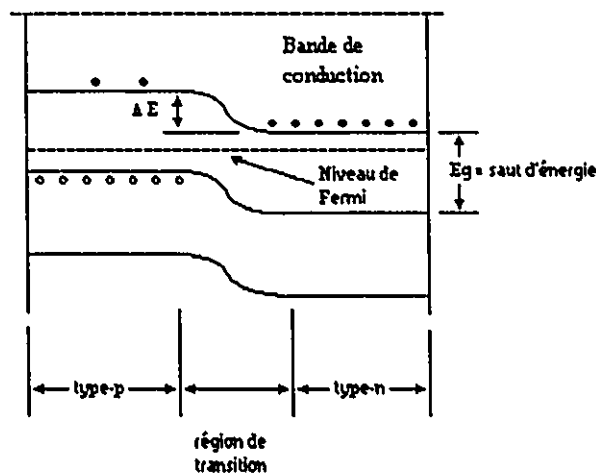
(adapté de (Hsieh, 1986))

Afin d'augmenter la mobilité des charges négatives (électrons) ou positives (trous), on dope le semiconducteur avec un autre type d'atome. Celui-ci apporte un surplus de charges négatives ou un manque de charges négatives (apport de charges positives). Nous avons donc des semiconducteurs de type-n et de type-p. Pour bien comprendre ce phénomène il faudrait approfondir les mécanismes de liaison atomique par

leurs électrons de valence (Hsieh, 1986). Nous nous contenterons de le modéliser à l'aide des niveaux d'énergie.

La jonction de semiconducteurs de type-n et de type-p provoque une migration de charges positives du type-p vers le type-n et de charges négatives du type-n vers le type-p. Ceci a pour effet de créer une différence de potentiel à la jonction, venant modifier les niveaux d'énergie de la façon présentée à la figure suivante. L'apport d'énergie venant de la radiation solaire, procure l'énergie requise aux électrons pour atteindre la bande de conduction (E_{gap}). Une fois dans cette bande, le potentiel créé par la jonction dirige les électrons vers le semiconducteur de type-n (bande de conduction avec le niveau d'énergie le plus bas) et les trous vers le semiconducteur de type-p.

Figure 2.6 - Diagramme des bandes d'énergie d'une jonction p-n



(adapté de (Hsieh, 1986))

Cependant, cette nouvelle accumulation de charges a pour effet de réduire le potentiel à la jonction, réduisant par le fait même la différence entre les niveaux d'énergie de la bande de conduction des deux types de semiconducteur. Cette réduction vient rendre possible la migration de charges négatives du type-n vers le type-p et de charges positives du type-p vers le type-n. Ceci constitue un effet non désiré appelé courant de fuite.

Afin de mieux comprendre ce phénomène, il est intéressant de s'attarder à l'intensité du courant électrique passant du côté "p" au côté "n" de la jonction (I_j) lorsqu'il n'y a pas apport d'énergie solaire. Dans ces conditions, lorsque aucun voltage extérieur n'est appliqué à la jonction ($V = 0$), aucun courant n'en résulte ($I_j = 0$). Si un voltage extérieur négatif est appliqué du type-n au type-p, le potentiel naturel à la jonction en est augmenté et seuls les électrons du type-p ou les trous du type-n pourront traverser la jonction, le parcours inverse demandant une trop grande énergie. Il en résultera un courant dit de saturation inverse I_o . Si un voltage positif est appliqué du type-n au type-p,

le potentiel naturel à la jonction en sera réduit, permettant ainsi aux électrons du type-n et aux trous du type-p de traverser la jonction. Le courant à la jonction I_j peut être exprimé par l'expression suivante:

$$I_j = I_o \left[\exp\left(\frac{eV_j}{kT}\right) - 1 \right] \quad [2.26]$$

où

I_j : courant à la jonction du côté "p" au côté "n"

I_o : courant de saturation inverse

e : charge d'un électron (1.602×10^{-19} C ou J/V)

V_j : voltage mesuré du côté "n" au côté "p"

k : constante de Boltzmann (1.381×10^{-23} J/°K)

T : température absolue (°K)

L'apport de l'énergie solaire vient ajouter à ce courant une source de courant I_s , dont l'intensité est proportionnelle à la radiation solaire. Afin que les charges puissent atteindre la zone de conduction, elles doivent acquérir une énergie égale à la différence d'énergie entre leur niveau et la bande de conduction (E_g). Dans le cas de la radiation solaire, cette énergie est transmise par les photons. Seuls les photons possédant cette énergie pourront contribuer à l'effet photovoltaïque. L'énergie que possède chaque photon est décrite par la relation suivante :

$$E_p = \frac{1}{\lambda_i} (h_p \times c_l) \quad [2.27]$$

où

E_p : énergie du photon

λ_i : longueur d'onde (m)

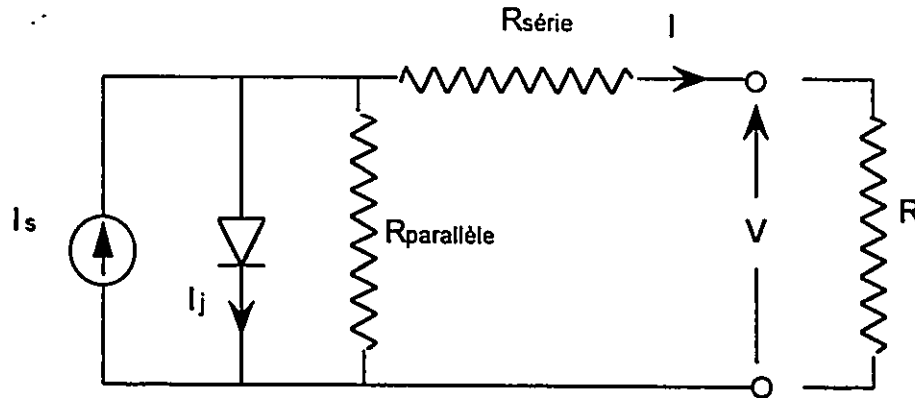
h_p : constante de Planck 6.626×10^{-34} J.s

c_l : vitesse de la lumière 1.998×10^8 m/s

2.3.1.2 Modèle des cellules PV

Les cellules photovoltaïques sont modélisées à l'aide du circuit suivant.

Figure 2.7 - Circuit de modélisation d'une cellule photovoltaïque



où

I_s : source de courant proportionnelle à la radiation solaire (A)

$R_{série}$: résistance série (ohm)

$R_{parallèle}$: résistance parallèle (ohm)

I_j : courant de "fuite" à la jonction (sans radiation) (A)

I_j a été défini précédemment comme étant le courant à la jonction lorsqu'aucune radiation n'est présente. Cette valeur est fonction de la température et du voltage aux bornes de la cellule PV. Habituellement la résistance parallèle est très grande et son effet devient négligeable. Khallat et Rahman (1986) nous proposent une équation représentant I_j qui tient compte de la résistance série et de la qualité de la jonction.

$$I_j = I_o \left[\exp \left(e \left(\frac{V_j + I \cdot R_{série}}{AkT} \right) \right) - 1 \right] \quad [2.28]$$

où

A : constante de la qualité de la diode (entre 1 et 5)

k : constante de Boltzmann

T : température de la cellule PV (°K)

Hsieh (1986) simplifie davantage le modèle en présumant la résistance série suffisamment petite pour être négligée.

Dans ce cas-ci

$$I = I_s - I_j \quad [2.29]$$

en substituant pour I_j , nous obtenons

$$I = I_s - I_o \left[\exp\left(\frac{eV_j}{kT}\right) - 1 \right] \quad [2.30]$$

Dans le cas d'un court-circuit ($R = 0 \rightarrow V = 0$), nous avons $I = I_s$. Dans le cas d'un circuit-ouvert ($R = \infty \rightarrow I = 0$), nous avons

$$V_{\infty} = \left(\frac{kT}{e}\right) \ln\left(\frac{I_s}{I_o + 1}\right) \quad [2.31]$$

La puissance est donnée par le produit du voltage et du courant, nous avons donc

$$P = \left\{ I_s - I_o \left[\exp\left(\frac{eV_j}{kT}\right) - 1 \right] \right\} \times V_j \quad [2.32]$$

L'efficacité de la conversion est définie comme le rapport entre la puissance électrique extraite et la puissance de la radiation solaire.

$$\eta_{\%} = \frac{P_{\text{élect}}}{P_{\text{solaire}}} \quad [2.33]$$

La puissance que l'on peut extraire dépend bien entendu de la puissance solaire mais aussi de la température et de la charge appliquée (résistance R). Au point d'opération, l'augmentation de la température de la cellule augmente légèrement le courant mais diminue la tension et la puissance électrique. De plus, comme nous l'avons mentionné précédemment, ce n'est pas toute la gamme des fréquences qui peuvent contribuer à l'effet PV, mais bien seulement les photons ayant une énergie suffisante, soit ceux ayant une longueur d'onde en dessous d'une certaine valeur. Finalement, l'énergie des photons est bien souvent supérieure à l'énergie nécessaire pour amener la charge dans la bande de conduction. L'excès d'énergie est dissipé en chaleur. Nous retrouvons au tableau suivant les pertes pour une cellule au silicium typique, occasionnées par ces différentes causes exprimées en pourcentage de la radiation solaire telle que présentée par Twidell et Weir (1986).

TABLEAU 2.6 - Distribution des pertes dans la conversion PV

Cause	pertes (%)
Obstruction de la surface	3
Réflexion	1
Photon avec manque d'énergie	23
Photon avec excès d'énergie	33
Facteur de voltage	20
Facteur de courbe	9

Source : (Twidell et Weir, 1986)

Ceci ne nous laisse que 11% de la puissance solaire. Twidell et Weir (1986) nous rapportent également que les experts estiment à 22% la limite supérieure atteignable avec les cellules à cristal unique au silicium. De plus, la contrainte sur l'énergie requise par les photons, limite l'efficacité à un maximum de 44%.

2.3.1.3 Systèmes PV

Chaque cellule a la capacité de produire un certain voltage et un certain courant. Afin d'obtenir le voltage et le courant requis par notre application, nous connectons les cellules en parallèle pour augmenter le courant et en série pour augmenter la tension. Une fois interconnectées, nous obtenons un panneau solaire.

Le problème avec les connections série est que le courant traversant ces cellules doit être le même, et ce peu importe le courant produit par la cellule. Alors si une cellule voit ses performances réduites, soit par le passage d'un nuage ou par l'accumulation de poussière, elle produira un courant moindre que celui qui la traverse, ce qui occasionnera un échauffement. Afin de palier à cette situation, des diodes sont installées en parallèle avec les cellules. Dans le cas où le courant imposé par ses cellules voisines excéderait celui qu'elle produit, celui-ci serait court-circuité par la diode.

Certaines applications requièrent une énergie électrique sous une forme alternative (AC). Il est donc nécessaire d'utiliser un rectificateur afin de transformer le courant DC en courant AC au voltage désiré.

Finalement, afin d'avoir une radiation maximale en tout temps de la journée, nous pouvons faire appel à des systèmes de suivi du soleil. Ces systèmes changent l'orientation du panneau afin d'obtenir l'angle permettant la radiation maximale sur le panneau. Cependant, l'investissement requis pour de tels systèmes ne vaut pas, dans bien des cas, le gain qu'ils apportent.

L'entretien des systèmes PV est très minime et ce particulièrement si l'on n'utilise pas de batteries. Il est nécessaire de nettoyer les panneaux afin d'enlever la poussière qui peut s'y être accumulée. Il peut être avantageux de modifier l'angle d'inclinaison des panneaux deux fois par année afin de compenser pour la déclinaison du soleil. La durée de vie de tels systèmes est estimée à au moins 15 ans.

2.3.2 Equipements éoliens

2.3.2.1 Principes d'extraction de l'énergie éolienne

Comme nous l'avons mentionné précédemment, l'énergie contenue dans le vent est cinétique et est décrite par l'équation suivante :

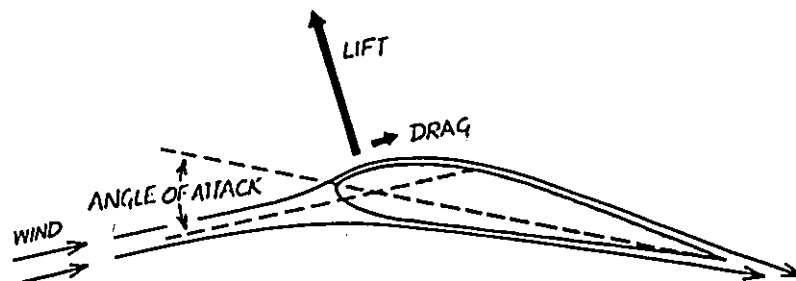
$$E_{vent} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho_{air} V^3 \times A_v \times t \quad [2.34]$$

et la puissance par l'équation suivante:

$$P_{vent} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho_{air} V^3 \times A_v \quad [2.35]$$

On peut extraire l'énergie du vent soit en exploitant la force de traînée (drag force) ou la force de portance (lift force) du vent sur les hélices. La force de traînée consiste en l'effet de résistance que les hélices opposent au vent, alors que la force de portance consiste en l'effet aérodynamique qui résulte du glissement du vent sur l'hélice. La force de traînée est exercée dans la même direction que le vent, tandis que la force de portance est exercée perpendiculairement à la direction relative du vent. La figure suivante nous montrent un exemple de ces deux types de force.

Figure 2.8 - Force de traînée et de portance



Source : (Park, 1981)

La puissance extraite du vent par les éoliennes et les aérogénérateurs est donnée par l'équation générale suivante :

$$P_{extr.} = C_p P_{vent} \quad [2.36]$$

où

$P_{extr.}$: puissance extraite (Watts)

C_p : coefficient d'extraction de la puissance (sans unité)

P_{vent} : puissance du vent (Watts)

Une façon d'estimer la puissance extraite par une Éolienne est de faire le bilan de la puissance du vent avant et après qu'il ait traversé le moulin, présumant que toute la puissance perdue soit extraite. Nous devons cette analyse à Betz (1927). Betz trouva que la puissance extraite est maximale lorsque la vitesse de sortie de l'éolienne est de 1/3 de la vitesse d'entrée. Nous obtenons donc:

$$P_{extr. max.} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho_{air} \times A_v \times v_0^3 \times \left(\frac{16}{27}\right) \quad [2.37]$$

Nous obtenons donc avec ce développement, que la puissance maximale qui puisse être extraite correspond à (16/27) ou 0.59 ($C_p = 0.59$) de la puissance du vent. Pour les éoliennes de type force de traînée on peut espérer un coefficient d'extraction de puissance maximum de 0.22.

L'extraction de la puissance est limitée par deux phénomènes: la rotation trop rapide des hélices, venant ainsi troubler le vent utilisé par l'hélice adjacente, et la rotation trop lente des hélices, laissant le vent les traverser sans perturbation. Il est donc important d'avoir une vitesse de rotation appropriée à la vitesse du vent. Le coefficient d'extraction est donc fonction du rapport entre la vitesse de rotation et la vitesse du vent. Nous appelons ce rapport le ratio de la vitesse de rotation sur la vitesse du vent (Tip to Speed Ratio), et il est défini par l'équation suivante :

$$\lambda = \frac{\omega R}{V} \quad [2.38]$$

où

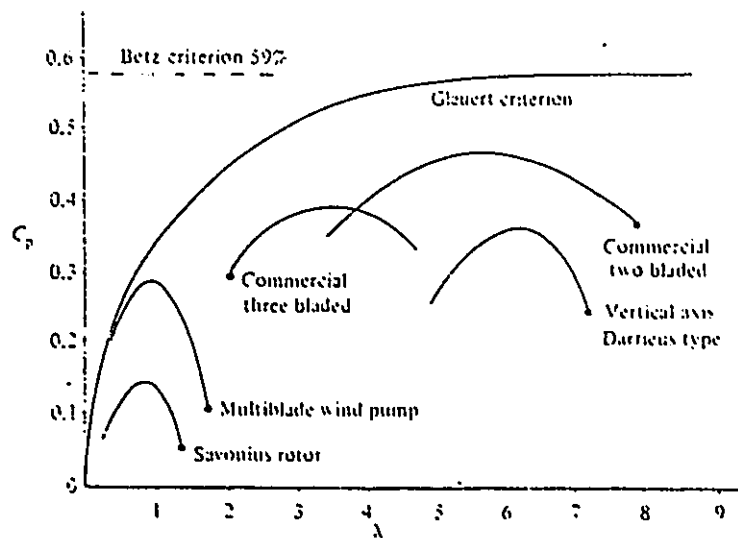
λ : ratio de la vitesse de rotation sur la vitesse du vent

ω : vitesse de rotation (rad/s)

R : rayon de l'hélice (m)

V : vitesse du vent (m/s)

Nous retrouvons à la figure suivante les courbes du coefficient d'extraction C_p en fonction du ratio λ pour différentes machines à vent.

Figure 2.9 - Coefficient d'extraction vs λ 

(Twidell et Weir, 1986)

Twidell et Weir (1986) nous présentent une équation nous permettant d'estimer le TSR correspondant au C_p maximum pour les moulins à vent de type force de traînée.

$$\lambda_{optimal} = \frac{4\pi}{n_p} \quad [2.39]$$

où

 n_p : nombre d'hélices

Etant donné que pour les moulins à vent de type force de traînée, la vitesse de rotation ne peut excéder celle du vent, on doit s'attendre à une valeur du ratio optimal autour de 1.

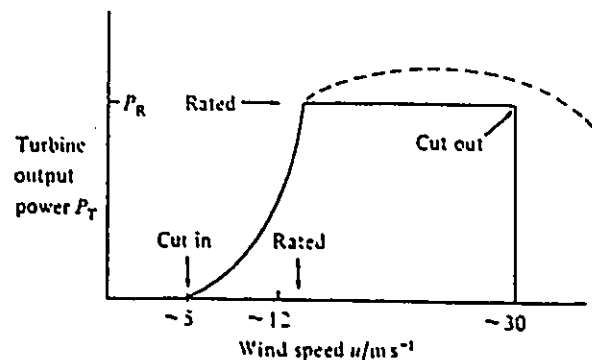
Effet de la charge

La charge est le torque qui s'oppose au mouvement de rotation du moulin et qui est requis pour l'accomplissement d'un travail. Celle-ci aura pour effet de ralentir le mouvement de rotation jusqu'à ce qu'un équilibre s'établisse. C'est cette valeur à l'équilibre pour une vitesse de vent donnée et une charge donnée qui fixera le ratio et donc établira l'efficacité. La charge est nécessaire pour qu'il y ait extraction de puissance. En effet, une charge nulle n'extraîrait aucune puissance, alors qu'une charge trop grande immobiliserait simplement le moulin. Une charge adaptée à la vitesse du vent et aux caractéristiques du moulin, permettra une extraction maximale de la puissance du vent.

Estimation de la puissance extraite

Trois vitesses de vent nous servent à caractériser la courbe d'extraction de la puissance d'un moulin à vent. Elles sont la vitesse de "cut-in", la vitesse "rated", et la vitesse de "cut-out". La vitesse de "cut-in" est la vitesse à laquelle la puissance extraite est suffisante pour contrebalancer la force de friction du moulin. En dessous de cette vitesse, aucune puissance n'est extraite. La vitesse "rated" est la vitesse à laquelle il est nécessaire de contrôler la puissance extraite. Finalement, la vitesse de "cut-out" correspond à la vitesse à laquelle il est nécessaire de réduire la vitesse de rotation considérablement ou même d'arrêter le moulin complètement afin d'éviter des bris de son mécanisme. La figure suivante nous présente la puissance extraite tenant compte de ces trois vitesses.

Figure 2.10 - Puissance réelle extraite par une éolienne mécanique



Source : (Twidell et Weir, 1986)

Deux différentes stratégies peuvent être favorisées pour ce qui a trait à l'extraction de la puissance. La première consiste à extraire l'énergie maximale sur une période de temps. La deuxième consiste plutôt à s'assurer qu'un niveau de puissance minimale soit extraite sur la plus longue période de temps.

Si l'on connaît la fréquence des vitesses du vent et la courbe d'extraction de puissance de l'éolienne, il est possible de calculer l'énergie disponible sur une période de temps "T" à l'aide de l'équation suivante :

$$E = \int_0^{\infty} \left(\frac{1}{2}\right) \rho_{air} V^3 C_p (f_v(V) \cdot T) dv \quad [2.40]$$

où

ρ_{air} : densité de l'air (kg/m³)

V : vitesse du vent (m/s)

C_p : coefficient d'extraction de la puissance (sans unité)

$f_v(V)$: fonction de densité de la probabilité de la vitesse du vent

T : période de temps évaluée (s)

2.3.2.2 Types d'éolienne

Nous ne présenterons ici que quatre des plus courants types de moulin à vent, soit l'éolienne de type Savonius, l'éolienne à plusieurs hélices des fermes américaines, le moulin à vent de type Darrieus, et le modèle à vent propulsion. Les deux premiers types sont des moulins à vitesse de rotation lente et comportent un torque initial important. Ils sont appropriés pour actionner des pompes mécaniques mais non des génératrices. Les deux derniers types au contraire sont des moulins à grande vitesse de rotation et à faible torque initial. Ils se prêtent bien à l'actionnement des génératrices. Nous les présentons aux quatre figures suivantes.

Figure 2.11 - Éolienne de type Savonius

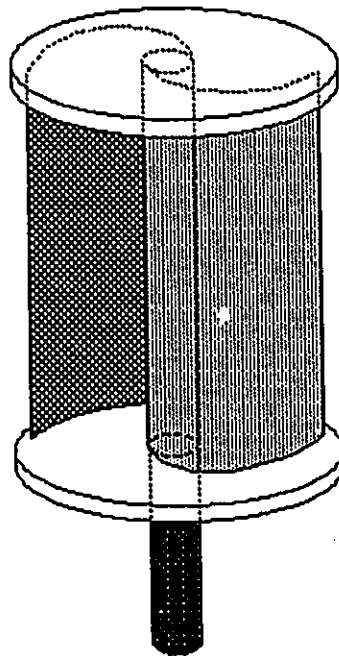


Figure 2.12 - Éolienne de type "ferme américaine"

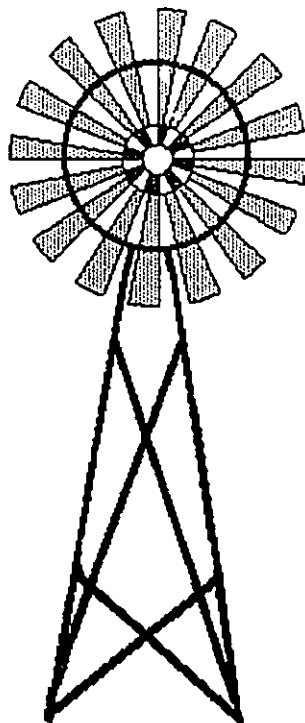


Figure 2.13 - Éolienne de type Darieus

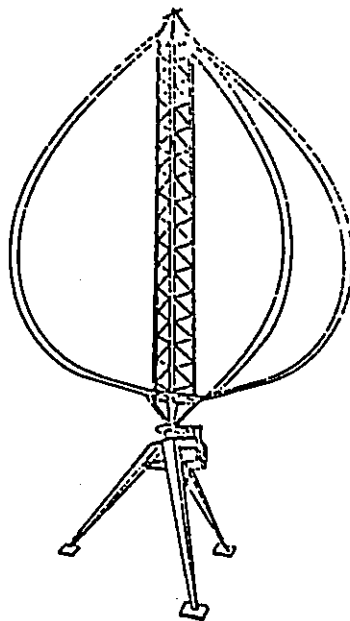
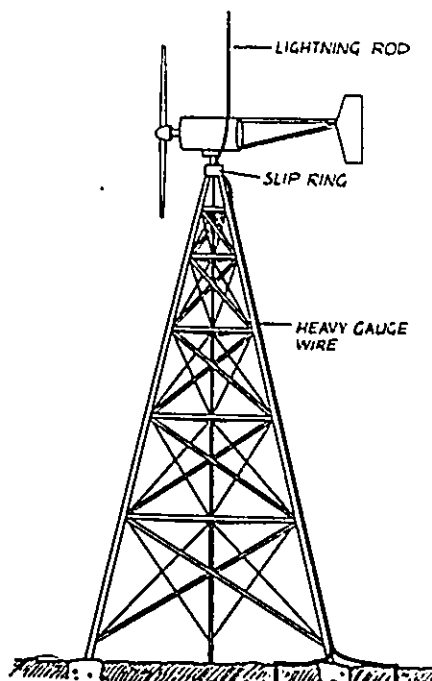


Figure 2.14 - Éolienne de type à propulsion rapide



Source : (Park, 1981)

2.4 Groupe Moto-Pompe

Le groupe moto-pompe se compose de la pompe et de son mécanisme d'entraînement, c'est-à-dire le moteur. Bien que souvent ces deux éléments se confondent en un seul, nous allons les traiter séparément, soit tout d'abord la pompe puis le moteur.

2.4.1 Les pompes

Il existe plusieurs types de pompes et plusieurs façons de les classer. Karassik et al. (1976) choisirent de les diviser en deux catégories soient les pompes dynamiques et les pompes à déplacement. Nous retrouvons à la figure suivante une classification plus détaillée pour chacune de ces catégories. Nous nous attarderons, plus spécifiquement aux pompes centrifuges et réciproques.

Figure 2.15 Classification des pompes

<u>Dynamique</u>	<u>Déplacement</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Centrifuge : <ul style="list-style-type: none"> - Écoulement axial - Écoulement mixe et radial - Écoulement périphérique • Effet spécial : <ul style="list-style-type: none"> - Jet - Gas lift - Coup de bélier - Électromagnétique 	<ul style="list-style-type: none"> • Réciproque : <ul style="list-style-type: none"> - à piston - à diaphragme • Rotationnel : <ul style="list-style-type: none"> - Rotor simple - Rotor multiple

Source : (Karassik, 1976)

2.4.1.1 Pompes centrifuges

Le débit et l'efficacité des pompes centrifuges dépendent de la hauteur manométrique et de la vitesse de rotation. On peut obtenir une série de courbes caractéristiques de l'efficacité, de la hauteur manométrique et de la puissance en fonction du débit et ce pour chaque vitesse de rotation et pour chaque pompe.

La courbe H-Q du système est obtenue en calculant la somme des hauteurs manométriques statiques, de la différence de pression, et des pertes dues à la friction. Le gain d'énergie apportée par la pompe peut être déterminé par l'équation suivante:

$$\Delta E = \frac{(p_2 - p_1)}{\gamma} + (y_2 - y_1) + \frac{(v_2^2 - v_1^2)}{2g} + H_L \quad [2.41]$$

où

ΔE : gain d'énergie (m)

p : pression (Pa)

γ : masse spécifique de l'eau (9800 N/m³)

y : hauteur (m)

v : vitesse (m/s)

g : accélération gravitationnelle (9.8 m/s²)

H_L : Perte due à la friction (m)

La puissance requise pour extraire de l'eau d'une profondeur H à un débit Q est donnée par la relation suivante :

$$P_{req} = \frac{\gamma Q H}{\eta} \quad [2.42]$$

où

P_{req} : puissance requise (W)

Q : débit (m³/s)

H : hauteur manométrique totale (m)

γ : masse spécifique (9810 N/m³)

η : efficacité

Au point d'opération la hauteur manométrique totale est donnée par l'équation suivante:

$$H = H_{dyn} + \frac{\Delta p}{\gamma} + \frac{\Delta(v^2)}{2g} + H_L \quad [2.43]$$

où

H_{dyn} : hauteur dynamique (m)

Δp : différence de pression (kPa)

v : vitesse du fluide (m/s)

g : force gravitationnelle (9.81 m/s²)

H_L : perte due à la friction (m)

La puissance transférée au liquide est donnée par :

$$P_{trans} = \gamma \times Q \times H \quad [2.44]$$

L'utilisation de la vitesse spécifique d'une pompe nous permet d'identifier rapidement les conditions pour lesquelles elle est efficace. Une faible vitesse spécifique nous indique une pompe performante dans le cas de faible débit, de faible vitesse de rotation et de forte hauteur manométrique, alors qu'une grande vitesse spécifique nous indique une pompe performante à de forts débits et de faibles hauteurs manométriques.

2.4.1.2 Pompes à déplacement

À l'inverse des pompes centrifuges, le débit des pompes à déplacement n'est pas influencé directement par la hauteur manométrique. Il dépend de la vitesse de rotation. Nous examinerons deux types de pompes à déplacement: les pompes à rotation et les pompes à mouvement réciproque.

Différents types de pompes à rotation existent, mais tous fonctionnent sur le même principe. Par un mouvement de rotation le liquide est tout d'abord emprisonné dans une cavité fermée puis poussé à l'extérieur par ce même mouvement. Au contraire des pompes à mouvement réciproque, le débit est constant et non saccadé. En négligeant les fuites, on peut assumer que le débit est constant pour une même vitesse de rotation, et ce, peu importe la hauteur manométrique. En réalité, elle varie légèrement (Hicks, 1971).

Pour les pompes à mouvement réciproque, une quantité définie de liquide est pompée pour chaque cycle complet. Le piston peut être actionné soit d'une façon directe ou par un mécanisme de transmission. Le débit n'est pas constant mais saccadé.

2.4.1.3 Sélection d'une pompe

Klein et al. (1986) nous proposent quatre critères pouvant nous guider dans le choix entre une pompe centrifuge et une pompe à mouvement réciproque selon notre application.

1) Débit:

- Centrifuge : débit régulier et sans limite théorique
- Réciproque : Débit saccadé inférieur à $200 \text{ m}^3/\text{h}$

2) Hauteur manométrique:

- Centrifuge : plusieurs paliers sont nécessaires pour atteindre des valeurs élevées.
- Réciproque : Valeurs élevées atteintes même à faible débit et à faible vitesse de rotation.

- 3) Vitesse de rotation:
 - Centrifuge : 1000 à 3000 rpm
 - Réciproque : 100 à 300 rpm

- 4) Efficacité:
 - Centrifuge : fonction du ratio Q/H
 - Réciproque : indépendant du ratio Q/H

2.4.2 Les Moteurs

Plusieurs forces motrices peuvent être utilisées pour actionner la pompe. La force manuelle et la force électro-magnétique en sont deux. Les moteurs électriques constituent une portion importante des moteurs utilisés.

Les moteurs électriques peuvent être à courant continu (CC) ou à courant alternatif (CA). Les moteurs à courant continu sont plus efficaces que les moteurs à courant alternatif mais sont en revanche plus chers (Adkinson, 1989). De plus, les moteurs à courant continu conventionnels demandent que les balais soient remplacés périodiquement. Cependant, les nouveaux moteurs à commutation électronique ne requièrent plus de balais, éliminant ainsi le problème d'entretien. Finalement, les moteurs à courant alternatif sont plus économiques et ont l'avantage de pouvoir être alimentés directement par le réseau.

L'efficacité énergétique quotidienne du groupe moto-pompe varie de 30 à 40% (Adkinson, 1989).

2.5 Systèmes d'alimentation en eau

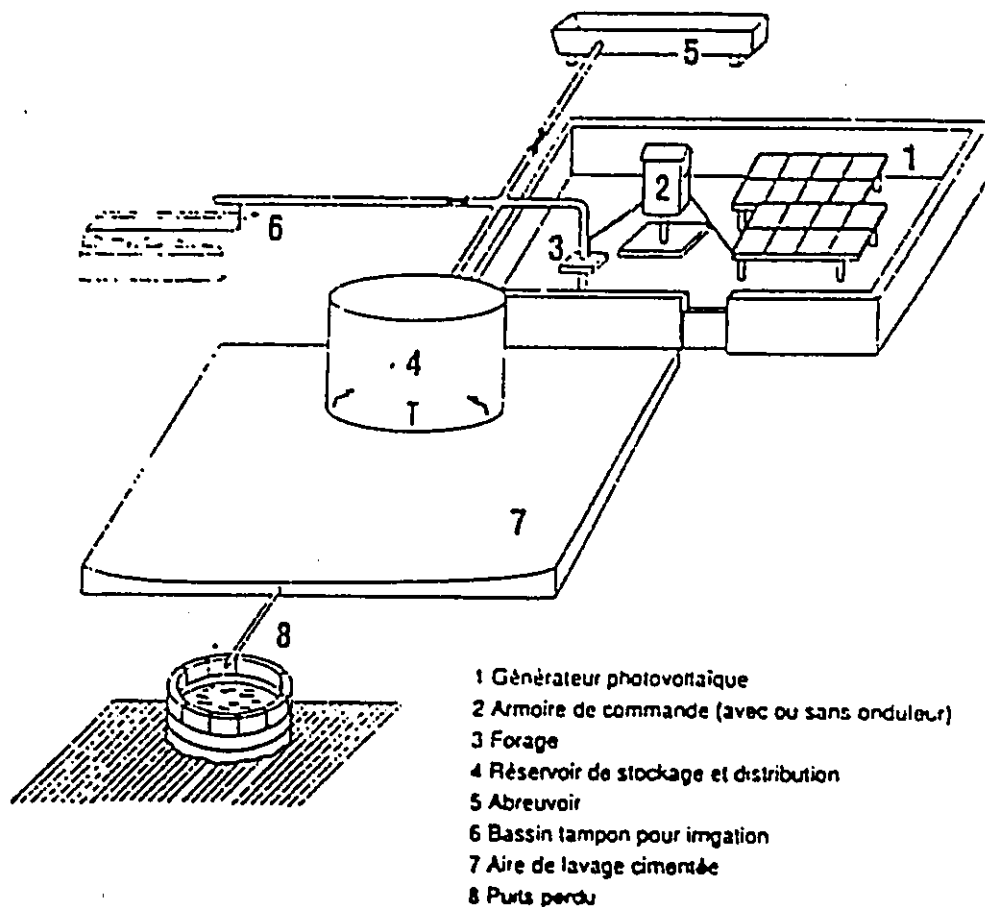
Il existe différents systèmes d'alimentation en eau potable. Nous allons examiner trois systèmes utilisant une énergie renouvelable, soit les systèmes photovoltaïques, les systèmes éoliens et les systèmes de collecte des eaux de pluie. Nous aborderons également les problèmes de stockage de l'eau et de l'énergie.

2.5.1 Systèmes PV

2.5.1.1 Description des systèmes PV

Un système photovoltaïque se compose d'un panneau solaire, d'un système de contrôle et d'un système de stockage pour l'eau (réservoir) ou l'électricité (batterie). La figure suivante nous présente un système PV typique.

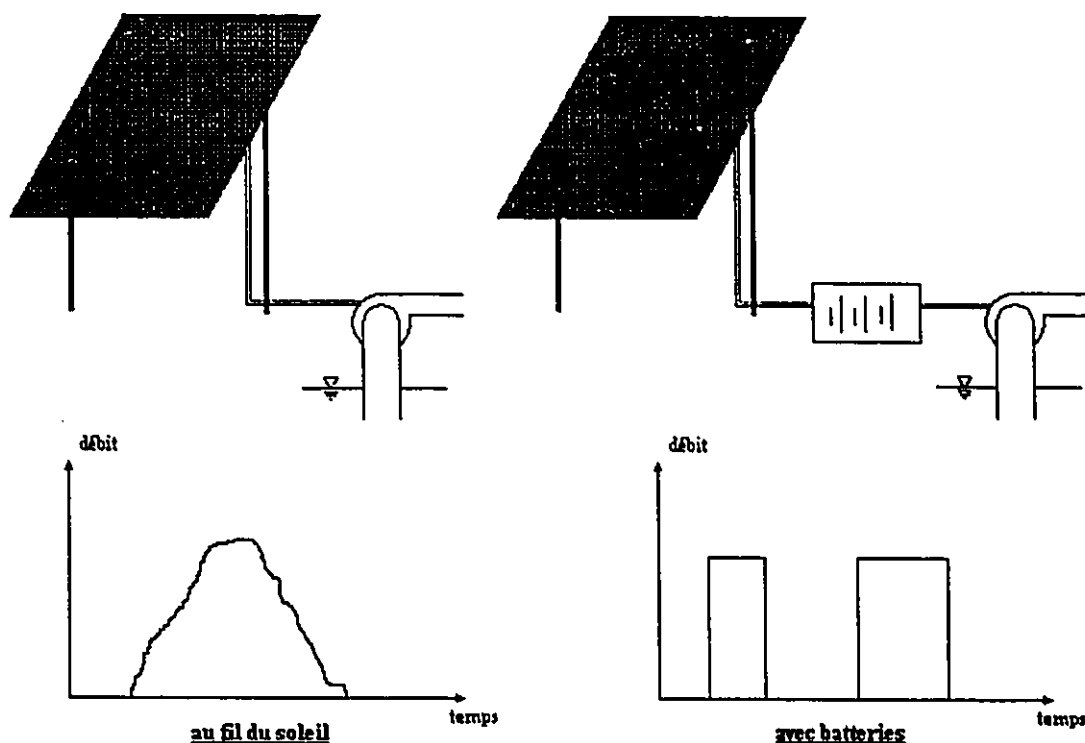
Figure 2.16 - Système photovoltaïque typique



Source : (Courillon, 1988)

Deux modes d'opération des systèmes sont possibles, soit le pompage au fil du soleil et le pompage avec utilisation des batteries. La figure suivante nous présente un schéma et le débit représentatif pour chacun d'eux.

Figure 2.17 - Pompage au fil du soleil et avec batteries



(adapté de (Courillon, 1988))

L'utilisation des batteries nous permet un découplage temporel du pompage de l'eau permettant ainsi de pomper l'eau selon la demande. Elle permet également d'éviter le surdimensionnement des systèmes à très faible débit. Les systèmes au fil du soleil ont l'avantage de bénéficier d'une meilleure efficacité et d'éliminer les problèmes d'entretien et de remplacement des batteries qui sont d'ailleurs coûteuses. Ils nécessitent cependant l'ajout d'un réservoir au système.

Le choix du type de moteur déterminera le type de système de contrôle et de conversion d'énergie requis. Par exemple, l'utilisation d'un moteur CC permet une interconnexion plus simple, n'ayant pas à convertir le type d'énergie produite par les panneaux solaires.

Les différents modèles de panneaux solaires sont habituellement comparés en parlant de puissance crête. La puissance crête est la puissance de sortie d'un tel panneau pour une puissance de radiation solaire de 1 kW/m^2 à 25°C . L'efficacité de conversion de l'énergie solaire est de l'ordre de 10%. On peut donc s'attendre à une puissance crête de

100 W par m² de surface de panneau solaire. Afin de pouvoir comparer les différents systèmes, il est nécessaire d'établir une journée standard d'ensoleillement. Adkinson (1988) suggère d'utiliser trois journées typiques soit une journée de 4, 5, et 6 kWh.

2.5.1.2 Configurations des systèmes PV

Les pompes utilisées dans les systèmes PV sont adaptées aux conditions propres aux sites. Adkinson (1989) a retenu 5 configurations sous lesquelles il regroupe les différents cas possibles soit :

- a) Pompe et moteur submergés
- b) Pompe submergée, moteur de surface à arbre de rotation
- c) Pompe réciproque submergée, moteur de surface
- d) Pompe et moteur flottant
- e) Pompe à succion et moteur de surface

2.5.1.3 Design des systèmes PV

Courillon (1988) nous propose une équation permettant d'estimer la puissance crête nécessaire pour un système.

$$P_c = \frac{2.725 \times Q \times H}{\eta \times E} \quad [2.45]$$

où

Q : débit requis (m³/jour)

H : hauteur manométrique (m)

E : Energie solaire quotidienne par m² (Wh/m²/jour)

η : rendement global (≈ 0.25 systèmes avec batterie
; ≈ 0.30 à 0.35 systèmes au fil du soleil)

Il nous suggère d'incliner les panneaux solaires d'un nombre de degrés égaux à la latitude. Des ajustements saisonniers peuvent être faits afin de compenser pour le mouvement de l'axe de la terre (i.e. la déclinaison). Il nous recommande un angle minimal de 10° afin de permettre l'écoulement des eaux de pluie. Afin de tenir compte des variations quotidiennes et annuelles de la hauteur manométrique, il nous suggère d'évaluer les performances du système à différentes hauteurs soit à 0.75 H, à H, et à 1.5 H.

Adkinson (1988) a développé, pour le design des systèmes PV, une série de nomogrammes. Wagner (1988) quant à lui, nous propose une approche pratique se basant sur le principe du bilan énergétique. Dans celle-ci, il ramène les différentes composantes du système à des composantes linéaires. Il obtient ainsi une équation définissant la puissance crête requise et une autre définissant la surface des panneaux photovoltaïques requise. Le design du système est effectué avec les données du mois comportant le plus faible ensoleillement. Dans un document publié par CANMET (Marbek, 1991), on nous

présente une méthode de dimensionnement des systèmes similaires à celle de Wagner. On simplifie également les composantes de notre système à des composantes linéaires comportant les efficacités respectives suivantes:

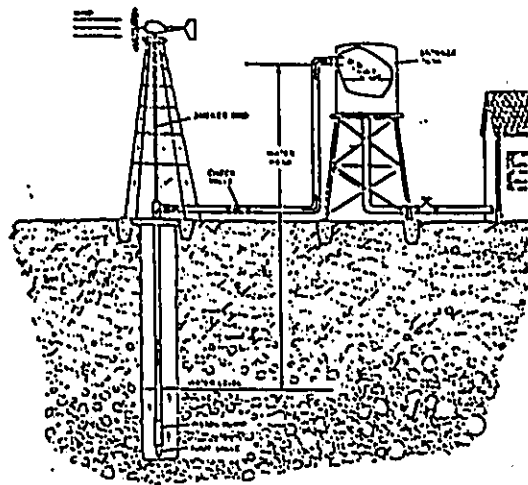
pompe	55%
moteur	80%
convertisseur	90%
panneaux	10%

Le manufacturier Grundfos nous propose lui également une méthode reposant sur le bilan énergétique. Sa méthode est cependant un peu plus sophistiquée et bien adaptée aux systèmes qui nous concernent ici (Grundfos, non-daté).

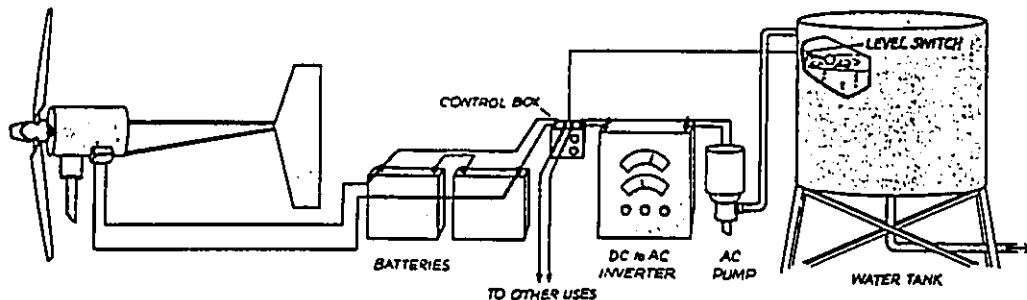
2.5.2 Systèmes Eoliens

Deux types de systèmes de pompage éoliens sont possibles, soit les systèmes à transmission mécanique et les systèmes électriques. Nous retrouvons aux figures suivantes un exemple de système pour chacun d'eux.

Figure 2.18 - Système éolien à transmission mécanique



Source Park (1981)

Figure 2.19 - Système à transmission électrique

Source: Park (1981)

Le design d'un tel système requiert l'optimisation de chaque élément en fonction des conditions rencontrées, soit le vent, le débit requis, la hauteur manométrique. Il est également important d'avoir des éléments bien adaptés les uns aux autres afin d'obtenir une bonne efficacité au niveau du système. Bragg (1978) nous présente une technique de design utilisant un paramètre appelé le "Power Specific tip Speed".

2.5.3 Systèmes de collecte des eaux de pluie

Un système de collecte des eaux de pluie se compose des quatre éléments suivants: une surface de collecte des eaux de pluie, les gouttières, un dispositif d'évacuation des premières eaux, et un réservoir.

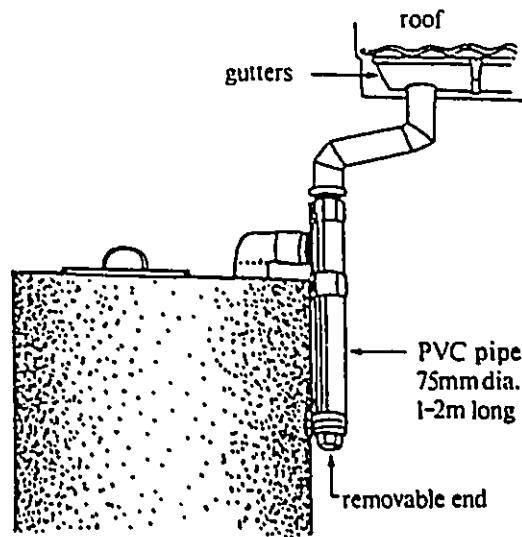
2.5.3.1 Les composantes des systèmes de collecte des eaux de pluie

La surface de collecte des eaux de pluie consiste, la plupart du temps, en un toit d'habitation. Cependant des surfaces aménagées au sol sont également utilisées. Les matériaux recommandés pour le toit sont la tôle ondulée ou les tuiles de céramique. Les toits en chaume et de bardeaux de bois peuvent aussi être utilisés, mais l'eau ainsi récoltée devra être filtrée. Pour les surfaces au sol, ces dernières doivent être imperméabilisées.

Les gouttières peuvent être de métal, de plastique ou en bambou. La pente devrait être d'environ 0.001 m/m et l'aire de la coupe transversale de celle-ci d'au moins 100 cm². Une profondeur minimale de 7.0 cm est également recommandée. Bien entendu, celles-ci ne sont pas requises lorsque la surface de collection est au sol.

Un dispositif d'évacuation des premières eaux est nécessaire afin d'éliminer l'eau contaminée par les débris et les poussières accumulés sur la surface de collecte des eaux. Ce dispositif doit être conçu de façon à éliminer les premiers 1 à 2 mm de pluie. Un type de dispositif recommandé est présenté à la figure suivante.

Figure 2.20 - Dispositif d'évacuation des premières eaux



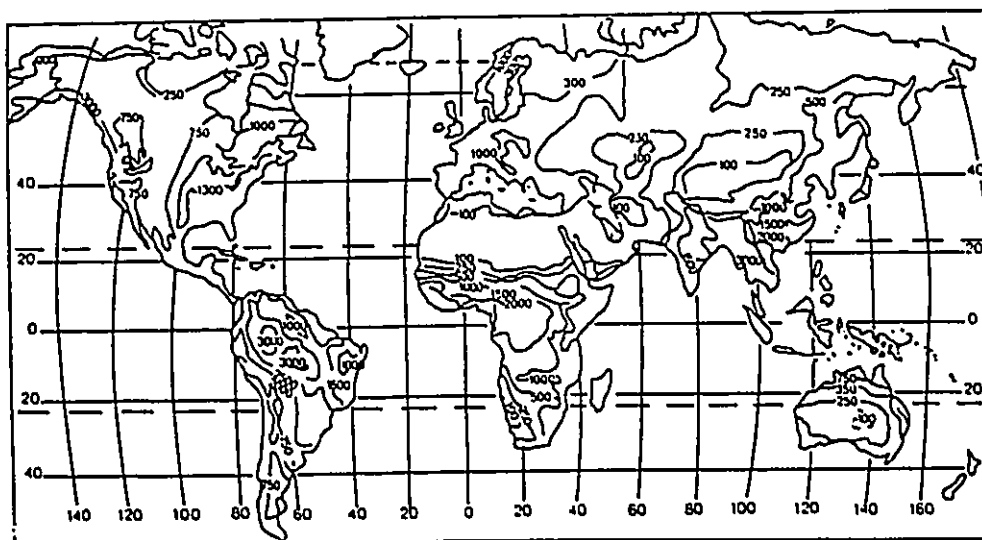
Source: (Schiller et Latham, 1986)

Le réservoir peut être construit à l'aide de différents matériaux. L'acier galvanisé, la tôle, le béton armé de bambou ou de tige de fer, ainsi que les paniers de bambou recouverts de ciment constituent les matériaux les plus souvent utilisés. Le fond du réservoir devrait avoir une légère pente entraînant ainsi les sédiments d'un côté, alors qu'on installe la prise d'eau de l'autre côté. Le réservoir doit être muni d'un couvercle s'ajustant bien, et les tuyaux d'entrée et de sortie doivent être munis de moustiquaires afin de prévenir l'intrusion de moustiques qui trouveraient en ce réservoir, un lieu propice à la ponte de leurs oeufs. Les entrées potentielles de lumière doivent être éliminées afin de limiter la croissance d'algues. Il est recommandé (Schiller et Latham, 1986) de limiter la hauteur du réservoir à 2.0m afin d'éviter les problèmes reliés à une pression élevée.

2.5.3.2 Design des systèmes de collecte des eaux de pluie

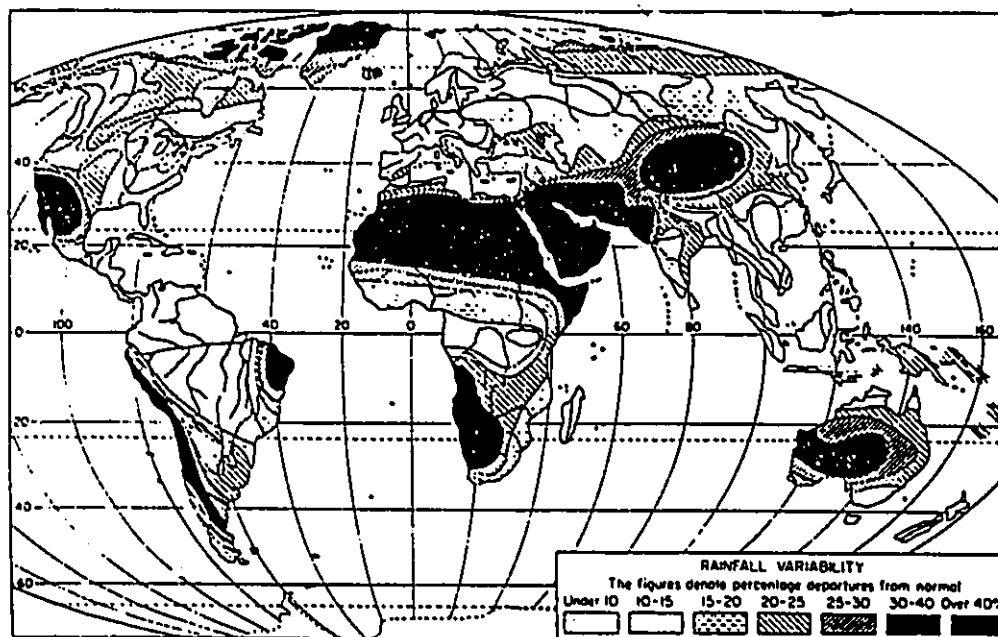
Afin d'évaluer le potentiel des différentes régions du globe pour de tels systèmes, nous présentons ci-dessous une carte illustrant les précipitations annuelles et leur variance sur les différents continents. Les régions les plus propices sont celles comportant de fortes précipitations et de faibles écarts.

Figure 2.21 - Précipitations annuelles



Source: (Schiller et Latham, 1986)

Figure 2.22 - Ecart annuel des précipitations



Source: (Schiller et Latham, 1986)

Le design d'un système de collecte des eaux de pluie se fait à l'aide des données de précipitation observées. Afin que le design puisse satisfaire à la demande, il est nécessaire d'utiliser des données reculant au moins 10 ans en arrière. Une estimation rapide du volume requis pour le réservoir est obtenu en multipliant la demande quotidienne par la durée de la saison sèche de l'année ayant eu les plus faibles précipitations.

Lors du design, la surface de collecte des eaux de pluie est habituellement déjà définie, étant donné qu'elle est constituée du toit d'une habitation. La surface effective est celle de sa projection horizontale. Il est nécessaire d'établir le coefficient d'écoulement. Celui-ci représente la proportion de l'eau qui tombe sur la surface de collecte se retrouvant dans le réservoir. Elle est fonction du type de toit et du bon état des gouttières. Les valeurs suivantes sont suggérées pour les différentes conditions possibles. Dans tout autre cas il est recommandé d'utiliser une valeur conservatrice de 0.75.

TABLEAU 2.7 - Coefficients d'écoulement

Type de toit	Etat des gouttières	
	Bon état	Mauvais état
Métallique	0.9	0.8
Autres	0.8	0.7

Source: (World Bank et UNDP, 1986)

L'apport en eau peut être calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$\Delta V = 0.001 \times p \times A_c \times c \quad [2.46]$$

où

ΔV : volume d'eau accumulée (m³)

p : précipitation (mm)

A_c : aire de collecte des eaux (m²)

c : coefficient d'écoulement

Une fois l'apport d'eau déterminé pour chacun des mois des 10 dernières années, il est possible de déterminer le volume du réservoir requis. Deux méthodes sont proposées par Schiller et Latham (1986). La première est une méthode graphique où l'on compare la demande cumulative à l'apport d'eau cumulatif afin d'évaluer le déficit maximal en eau. Cette analyse doit être faite sur l'ensemble des données disponibles. Le volume du réservoir requis est égal au plus grand déficit rencontré.

Si pour une même région plusieurs systèmes doivent être mis en place, il est possible d'utiliser une méthode plus générale (Schiller et Latham, 1986). Cette méthode consiste à déterminer la valeur du volume requise pour différentes valeurs de demande en eau. Celles-ci sont alors exprimées en pourcentage de l'apport en eau. Finalement, une courbe du volume requis en fonction de la demande (en % de l'apport en eau) est tracée. Pour une nouvelle installation, connaissant l'apport en eau et la demande, il est possible de calculer le pourcentage de l'apport en eau que constitue la demande. Avec cette valeur nous pouvons trouver sur la courbe, quel pourcentage de l'apport en eau le volume du réservoir devrait être. Finalement, cette valeur est transformée en m^3 .

Ces deux méthodes reposent sur quatre hypothèses:

- 1) La demande reste la même tout au long de l'année
- 2) Les précipitations futures seront similaires à celles utilisées dans l'analyse
- 3) La demande restera constante d'année en année
- 4) Les pertes par évaporation et par fuite du réservoir sont négligeables.

2.5.4 Systèmes hybrides

Le problème majeur avec les systèmes utilisant une énergie renouvelable est que celle-ci n'est pas constante et que sa disponibilité n'est pas synchronisée avec la demande. Il en résulte des systèmes nécessitant un stockage important d'énergie électrique ou d'eau, ou encore des systèmes surdimensionnés. Etant donné que certains de ces systèmes, les systèmes PV entre autres, ne bénéficient pas d'économie d'échelle importante, ils deviennent vite non concurrentiels pour des systèmes importants. Les systèmes hybrides peuvent constituer une solution à ce problème, à la condition que les différentes composantes du système soient complémentaires dans le temps. Un système hybride est un système dans lequel deux sources d'énergies sont combinées.

Les systèmes hybrides nécessitent une interconnexion entre les deux systèmes. Celle-ci peut être établie à n'importe quel niveau compatible, soit au niveau électrique, mécanique ou hydraulique. Il peut être avantageux de le faire aussitôt que possible dans la chaîne de transformation de l'énergie afin d'éviter le dédoublement d'infrastructure (i.e., puits/forage, pompe, moteur, système de contrôle et convertisseur d'énergie, batterie, tuyaux, réservoir, réseau de distribution). Cependant, cette approche peut causer certains problèmes quant à l'interconnexion et l'optimisation de chacune des composantes du système, celles-ci étant à l'origine optimisées pour leur opération individuelle. Nous avons identifié trois niveaux où l'interconnexion peut être faite, soit au niveau de l'énergie électrique, au niveau de l'énergie mécanique, et au niveau du stockage et de la distribution de l'eau.

En théorie, on peut combiner n'importe quel système. Cependant, à prime abord, certaines combinaisons semblent plus appropriées. Les systèmes PV et les systèmes de collecte des eaux de pluie nous apparaissent intuitivement complémentaires. Certaines études (Castle, 1981), (Payne, 1979), et (Sonti, non-daté) semblent indiquer que les

systèmes PV et éoliens comporteraient également une certaine complémentarité. Stambler (1980) nous rapporte ses observations sur la complémentarité entre l'énergie solaire et éolienne dans le désert, à l'intérieur d'une journée. L'utilisation de la force humaine ou animale comme complément offre l'avantage de garantir une opération du système même en cas de panne de la source d'énergie. Elle requiert cependant un accès direct au mécanisme de pompage, ce qui dans bien des cas n'est pas possible (i.e. groupe moto-pompe immergé).

Payne (1979) identifie la correspondance entre l'énergie disponible et la demande comme critère de performance des systèmes hybrides. Sonti (non-daté) s'est intéressé à l'aspect plus global de la question soit le compromis fiabilité-prix. Il identifie la demande, la disponibilité de l'énergie, les coûts des équipements et du stockage comme étant les facteurs majeurs influençant les performances techniques et économiques des systèmes. Il note de plus qu'il est nécessaire d'identifier le bon équilibre entre les dimensions des différentes composantes et du stockage. Saha (1988) identifie un critère d'optimisation similaire. Il s'agit d'établir la combinaison suppléant à la demande, de la façon la plus économique. Jones (1987) nous présente une approche pour le design de systèmes hybride PV/diésel. Il note que la nature aléatoire de l'énergie solaire impose des systèmes surdimensionnés pour faire face au pire cas. L'approche présentée par Castle (1981) est la plus intéressante, bien qu'elle comprenne plusieurs limitations. Il identifie le stockage comme l'élément majeur retardant l'avancement des systèmes PV pour des applications où la demande est importante. Il retient donc comme critère d'optimisation la minimisation de la différence entre l'offre et la demande. Pour déterminer quelle combinaison remplit le mieux cette condition, il ramène toutes les composantes de l'offre sur une même base soit leur apport par mètre carré de surface. Pour la composante PV il s'agit de la surface des panneaux solaires et pour les éoliennes il s'agit de la surface des pales. Nous nous retrouvons donc avec trois fonctions variant dans le temps soit la demande, l'apport du système PV et l'apport du système éolien. Ces deux derniers doivent être multipliés par leur surface respective. Les surfaces respectives sont choisies de façon à procurer une offre qui se rapproche le plus de la demande dans le temps. Ceci peut être déterminé par la méthode des moindres carrés. De cette façon les besoins en stockage seront minimums. Les lacunes avec cette approche est que l'apport des composantes PV et éolienne n'est pas linéaire en fonction de leur surface. Il existe de plus un seuil en dessous duquel le système ne produit aucune sortie. Ce seuil est différent selon la surface choisie. Tenter de faire correspondre l'offre à la demande à une échelle horaire ne prend pas avantage de l'effet temporisateur du réservoir qui nous permet de régulariser notre offre en fonction de la demande. Finalement, il est difficile pour ne pas dire impossible d'optimiser une telle fonction du point de vue économique, de par la complexité du système.

Chapitre 3

Le stage de travail sur le terrain

Le stage de travail sur le terrain s'est déroulé au Maroc du 19 mai au 5 septembre 1993. Deux organisations m'ont accueilli au Maroc, soit le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) à Marrakech et la Direction Générale des Collectivités Locales (DGCL) du Ministère de l'Intérieur du Maroc à Rabat. Durant ce stage de travail, j'ai eu l'occasion de visiter plusieurs sites de pompage, j'ai effectué des tests de performances des équipements de pompage, j'ai amassé différentes données nécessaires à mon étude, et finalement j'ai effectué une étude des besoins en eau des habitants. Cela m'a permis de me familiariser avec les contraintes physiques et sociales du milieu et de mieux comprendre l'importance de l'aspect social et organisationnel des solutions techniques.

3.1 Les visites de sites de pompage

Les visites de sites de pompage et de collecte d'eau ont été effectuées tout au long du stage. Des sites équipés de pompes solaires, de pompes éoliennes mécaniques, de pompes manuelles et de systèmes de collecte des eaux de pluie ont été visités dans les provinces de Kénifra, Ifrane, Safi, Essaouira, et Settat.

3.1.1 Les pompes solaires

3.1.1.1 Les systèmes canadiens

Nous avons visité cinq sites dans la province de *Kénifra* et deux sites dans la province de *Ifrane*. Ces sites ont été équipés de systèmes photovoltaïques offerts par le Canada. Il s'agit d'un équipement standard soit: 4 ensembles de 6 panneaux de 20 Volts (V) et 3 ampères (A) chacun connecté en série procurant ainsi 120 V ($6 \times 20V = 120V$) et 3 A par ensemble, connecté en parallèle pour un total de 12 A ($4 \times 3A = 12A$), un convertisseur de marque Grundfos Solartronic modèle SA-1500 et un groupe moto-pompe de marque Grundfos modèle SP-218. Ils comportaient également les infrastructures suivantes soit un puits couvert, un réservoir et de un à trois abreuvoirs. Les panneaux étaient fixes et inclinés.

Dans la province de Kénifra nous avons visité les sites de *Zebzat*, *Ait Ghiat*, *Ait Houcen*, *Boulbouz*, et *Ait Bouali*, alors que nous avons visité les sites de *Dait Hachlaf* et de *Dait Ifrah* dans la province d'Ifrane. Un gardien était en poste à chacun des sites. Celui-ci veille à l'entretien et à la surveillance des équipements, afin qu'une bonne utilisation en soit faite. Les abreuvoirs sont munis de robinets à flotteur pour l'alimentation des animaux, éliminant ainsi la nécessité de l'intervention d'un opérateur. Le cheptel vient s'y abreuver et la population vient y remplir des bidons de différentes

grandeurs. Les différents problèmes suivants ont été notés: fuite du réservoir et des conduites d'eau, l'orientation des panneaux n'était pas plein sud. Un seul des systèmes visités était en panne. Tous les systèmes en opération sauf un semblaient plus que suffire à la demande. Un seul avait son réservoir vide lors de notre visite. Le problème majeur avec les systèmes canadiens, est qu'ils sont mal adaptés aux besoins locaux. En effet, ils comportent tous le même équipement à l'exception du groupe moto-pompe, qui lui est choisi en fonction de la profondeur de la nappe phréatique.

3.1.1.2 Le système de la Direction Provinciale de l'Agriculture (DPA)

Nous avons visité un site dans la province de *Safi*, plus précisément à *Chemaia*. Ce site était équipé d'un ensemble de 28 panneaux de marque Siemens modèle M55, de 53 Watts crête chacun. Les infrastructures consistaient en un réservoir et un abreuvoir. Le réservoir n'était cependant pas équipé d'un système de flotteur, ce qui nécessitait l'intervention du gardien de la pompe, afin d'éviter tout débordement.

3.1.1.3 Les systèmes de l'UNICEF

Dans la province de *Settat*, nous avons visité trois sites de pompage solaire. Ceux-ci étaient équipés de panneaux de marque Arco Solar de 43 Watts crête chacun. Les infrastructures consistaient en un château d'eau et des bornes-fontaines. La profondeur de la nappe phréatique se situait à environ 25 m sous le niveau du sol. Un seul de ces systèmes était en panne et partiellement démantelé. La cause de la panne semblait être relié au groupe moto-pompe puisque celui-ci avait été remonté du puits. Les gens puisaient maintenant l'eau à la main avec un seau et une corde.

3.1.2 Les pompes éoliennes

3.1.2.1 Les éoliennes multipales

Nous avons visité trois sites de pompage équipés avec des éoliennes multipales. Deux d'entre eux se trouvaient dans la province de *Safi*, alors que le troisième se trouvait dans la province de *Settat*. Ces éoliennes avaient été fabriquées par trois manufacturiers différents soit W.D. Moore, SKL, et Dempster. Les infrastructures présentes consistaient en un château d'eau, une borne-fontaine et un abreuvoir. Une seule éolienne, celle située à *Mouled Brahim* dans la province de *Safi*, là même où nous avons effectué l'étude de demande en eau, était en opération. Les deux autres étaient en panne. L'éolienne de marque SKL avait un piston endommagé, alors que l'éolienne de marque Dempster était partiellement démantelée.

3.1.2.2 Les éoliennes Turbowinds

Nous avons visité deux sites de pompage d'eau équipés d'éoliennes de marque Turbowind. Le premier, situé dans la province de *Safi*, était équipé du modèle V8. Cette éolienne de construction belge est de type Darieus et comporte trois pales et deux mécanismes de pompage à piston à mouvement réciproque. Celle-ci était cependant en panne depuis déjà cinq mois. Le bris d'une des pales en était la cause. Le deuxième site visité était situé dans la province de *Essaouira* et était équipé de deux éoliennes Turbowind de modèle C. Celles-ci sont de type Savonius. Une d'elle avait été arrêtée à la suite d'un accident, alors que l'autre bien que toujours en opération ne produisait qu'un très faible débit de 1.67 l/min. et ce avec un vent de 4 m/s. D'après le gardien de la pompe, ce système n'aurait jamais produit le débit promis.

3.1.3 Les pompes manuelles

Deux sites équipés de pompes manuelles ont été visités, le premier dans la province de *Safi* et le deuxième dans la province de *Settat*. Le site dans la province de *Safi* était équipé d'une pompe de marque *Mark II*. Elle avait cependant été démantelée après une panne, et les gens puisaient maintenant l'eau à la main avec un seau et une corde. Le site dans la province de *Settat* était pour sa part équipé d'une pompe à mouvement de rotation activée par deux manivelles et un mécanisme de transmission. Cette pompe était toujours en bon état de marche et des gens l'utilisaient lors de notre passage.

3.1.4 Les systèmes de collecte des eaux de pluie

Les systèmes de collecte des eaux de pluie que nous avons visités se situaient tous dans la province de *Safi*. Nous avons donc visité trois systèmes privés et deux systèmes collectifs. Les systèmes individuels étaient de construction artisanale. Leur réservoir était creusé dans la terre et ses murs faits de ciment et de pierres. Leur impluvium était constitué de la surface du sol environnant, et ce, sans aucun revêtement. Ceci rend la qualité de l'eau ainsi collectée plutôt douteuse. Le design des systèmes collectifs était de construction professionnelle. Leur réservoir et leur impluvium étaient faits de béton. Un mur entourait l'impluvium. Les surfaces des impluviums étaient de 527.3 m² et de 638.5 m².

3.2 Observations sur le terrain

3.2.1 Aspects administratifs

L'élément majeur retardant la prolifération des systèmes de pompage PV est leur coût élevé qui les rend inabordables pour les populations rurales. Très rares sont les systèmes qui n'ont pas fait l'objet de dons ou de programmes spéciaux du gouvernement. Il est donc nécessaire de réduire le coût de ces systèmes, soit en les rendant plus efficaces, soit en optimisant leur design, soit en réduisant la portion des besoins qu'ils viennent combler.

Au Maroc, il n'existe pas de structure administrative s'occupant exclusivement de l'eau en région rurale. La tâche est partagée entre les différents ministères qui sont directement ou indirectement impliqués dans les projets.

3.2.2 Aspects techniques

L'optimisation du design des systèmes est une avenue que nous ne pouvons pas négliger. Les systèmes canadiens souffraient d'un manque d'adaptation aux conditions spécifiques de chaque site. Il en a résulté des systèmes sous-dimensionnés et sur-dimensionnés. Les méthodes empiriques de dimensionnement de l'équipement, tel le dimensionnement du réservoir à deux fois la consommation quotidienne de ses utilisateurs ($2 \times 20 \text{ l/h/j} \times \text{nb hab.}$), devraient être remises en question.

Les performances des systèmes pourraient être améliorées par un système rudimentaire de suivi du soleil, soit peut-être à trois positions (matin, midi, et soir). Le gardien, en théorie toujours présent, pourrait effectuer le repositionnement du système. Nous avons observé que dans bien des cas les robinets demeuraient ouverts après leur utilisation, d'où un gaspillage d'eau. L'utilisation de robinets à fermeture automatique (système de ressort) pourrait constituer une solution simple à ce problème. L'utilisation sélective de l'eau de meilleure qualité pourrait être une façon de réduire la demande. Il s'agit de restreindre l'utilisation de l'eau potable pour des fins de consommation et d'hygiène personnelle.

L'utilisation de la terre, dans certaines régions, comme matériau de construction pour les toits, les rend inadéquats comme surface de collecte des eaux de pluie. Dans la province de Safi et la province d'Essaouira des systèmes de collecte des eaux de pluie au sol ont été construits par les populations locales. On les appelle "Moutfia" ou "Matfia" selon la région.

3.2.3 Aspects socio-culturels

L'expectative de la gratuité de l'eau est un aspect qui complique considérablement tout projet d'améliorations des systèmes. Il est nécessaire de trouver le financement de l'installation des équipements et de leur entretien. L'incapacité des populations à défrayer les coûts de tels systèmes et le manque de structure organisationnelle pour collecter l'argent est problématique. Bien que l'entraide familiale est très forte au Maroc, l'esprit de coopération communautaire n'y est pas tellement développé. Il devient donc difficile de mobiliser la population afin de financer les coûts d'installation et d'opération d'un site de pompage.

L'introduction de nouvelles technologies, apporte un certain prestige au village. D'une part, cela peut inciter les populations des villages voisins à se prémunir de tels systèmes. D'autre part, et ce plus spécialement pour les systèmes de pompage solaire, cela peut amener les populations à rejeter toutes autres technologies plus conventionnelles et moins prestigieuses, qui seraient cependant tout à fait appropriées. L'approche non-consultative utilisée pour l'introduction de système de pompage cause certains problèmes. Les systèmes sont plus ou moins imposés aux populations. Leur demande n'est pas initiée par les populations concernées. La présence d'intervenants sur place en permanence est nécessaire afin de bien sonder les besoins de la population.

3.3 Tests des performances des équipements de pompage

Afin de valider les modèles développés pour les équipements d'exhaure de l'eau, nous avons procédé à des tests de performances sur ceux-ci. Seuls les systèmes photovoltaïques ont été évalués. Il nous a été impossible d'évaluer les performances des éoliennes mécaniques, car celles en état de fonctionner n'étaient pas munies d'un anémomètre.

Les différentes composantes des systèmes photovoltaïques ont été regroupées en deux sous-systèmes soit les panneaux solaires, et le groupe moto-pompe. Les panneaux solaires consistent en l'ensemble des cellules photovoltaïques interconnectées et ont comme entrée l'énergie solaire sous forme d'intensité de rayonnement et comme sortie un voltage et un courant continu (CC). Le groupe moto-pompe englobe ici le convertisseur, le moteur, la pompe et les conduites d'eau. Il reçoit à l'entrée une puissance CC et produit un débit d'eau.

Nous avons effectué nos tests sur le système de pompage photovoltaïque installé au CDER. Ce système est constitué de 35 panneaux solaires modèle M55 de marque Siemens, d'un convertisseur Grundfos, d'une pompe SP5A7 de marque Grundfos, le tout installé sur un puits dont la profondeur de la nappe phréatique varie autour de 14 m. Les 35 panneaux sont disposés en 5 rangées de 7 panneaux connectés en série pour donner un voltage total de 121.8 V. Les 5 rangées ainsi formées sont connectées en parallèle, nous donnant un courant maximal de 15.25 A. Finalement, la pompe est installée à une profondeur de 37m et des tuyaux de 2" de diamètre en métal galvanisé y sont connectés.

3.3.1 Mesures des performances des panneaux solaires

Afin d'évaluer l'efficacité des panneaux solaires à transformer l'énergie solaire en énergie électrique, nous avons mesuré l'insolation reçue par les panneaux et la puissance électrique produite par celle-ci. L'efficacité étant fonction de la température des cellules photovoltaïques, cette dernière a également été mesurée. L'insolation a été mesurée à l'aide d'un pyranomètre de marque Licor modèle MR-5. Celui-ci fut installé sur la structure supportant les panneaux, donc avec la même inclinaison, afin qu'il reçoive la même intensité de rayonnement que les panneaux. L'intensité du rayonnement fut mesurée en W/m^2 . Le tension et le courant de sortie furent mesurés à l'aide d'un Data Logger LI-1000 de marque Licor dont l'entrée était connectée à un circuit d'interface. Les mesures de voltage et de courant furent vérifiées régulièrement à l'aide d'un multimètre. La température des cellules fut mesurée à l'aide d'un thermocouple modèle #39658-J de marque ATKINS. La température des cellules se mesure sur la face arrière des panneaux en y fixant le thermocouple.

Le rendement de la transformation de l'énergie solaire en énergie électrique est donné par le ratio de la puissance électrique produite sur la puissance solaire reçue.

$$\eta\% = \frac{P_e}{P_s} \quad [3.1]$$

où

$\eta_{e/s}$: rendement puissance électrique sur solaire

P_e : puissance électrique produite (W)

P_s : puissance solaire reçue (W)

La puissance solaire est donnée par le produit de l'insolation et de la surface occupée par les cellules photovoltaïques.

$$P_s = I \times A \quad [3.2]$$

où

P_s : puissance solaire reçue (W)

I : insolation mesurée (W/m^2)

A : surface occupée par les cellules (m^2)

La puissance électrique est donnée par le produit de la tension CC et du courant CC mesurés.

$$P_e = V \times I \quad [3.3]$$

où

P_e : puissance électrique (W)

V : tension CC (Volts)

I : courant CC (Ampères)

3.3.2 Mesures des performances du groupe moto-pompe

Pour évaluer les performances du groupe moto-pompe, il est nécessaire de connaître la puissance électrique produite par les panneaux et la puissance hydraulique résultante. La puissance électrique est obtenue de la manière telle que décrite pour l'évaluation des performances des panneaux solaires. La puissance hydrique produite, pour sa part, est fonction du débit d'eau obtenu et de la hauteur manométrique totale à laquelle l'eau fut pompée. Étant donné que nous cherchons à connaître le débit d'eau produit par une puissance électrique en une hauteur manométrique spécifique, l'idée de puissance hydrique et de rendement du groupe moto-pompe n'est pas tellement utile ici. Il est plus utile de créer des courbes exprimant le débit d'eau pompé en fonction de la puissance électrique pour différentes HMT. Afin d'obtenir ces courbes pour différentes HMT, celles-ci ne variant pas grandement lors des tests, nous avons fait varier artificiellement la HMT à l'aide d'une valve installée sur le tuyau à la sortie du puits. Selon que la valve soit plus ou moins fermée une pression est produite simulant ainsi une hauteur manométrique. Cette procédure est décrite dans IT Power (1985). A l'aide de cette procédure nous avons obtenu des valeurs de débit pour différentes HMT, et

différentes puissances électriques. La valeur de la HMT résultante est calculée de la façon suivante:

$$H = H_{dyn} + 10.19p + H_L \quad [3.4]$$

où

H : hauteur manométrique totale (m)

H_{dyn} : hauteur manométrique dynamique (m)

10.19 : facteur de conversion

p : pression (bar)

H_L : pertes dues à la friction (m)

La hauteur manométrique dynamique est obtenue en mesurant la profondeur de la nappe phréatique par rapport au niveau du sol. Elle est appelée dynamique, car elle varie en fonction du rabattement. La pression est mesurée à l'aide d'un manomètre installé sur le tuyau juste avant la valve. Les pertes dues à la friction sont constituées des pertes proportionnelles à la longueur du tuyau et des pertes locales. Les pertes proportionnelles à la longueur du tuyau ont été calculées par l'équation de Hazen-Williams. Les pertes locales sont causées par le coude installé à la surface du puits. Celles-ci ont été estimées par le coefficient de perte C_L (pour $r/D = 2.0$; $C_L \approx 0.27$ (Prasuhn, 1987)). Nous obtenons donc l'équation suivante représentant les pertes dues à la friction.

$$H_L = L \cdot \left[\frac{v}{0.849CR_h^{0.63}} \right]^{1/0.54} + C_L \left(\frac{v^2}{2g} \right) \quad [3.5]$$

où

H_L : pertes locales (m)

v : vitesse du fluide (m/s)

L : longueur du tuyau (m)

C : coefficient de discharge

R_h : rayon hydraulique (m)

C_L : coefficient de perte

g : accélération gravitationnelle (9.81 m/s²)

Les valeurs nous permettant de calculer les pertes locales sont présentées au Tableau 3.1.

TABLEAU 3.1 - Paramètres des composantes du groupe moto-pompe

Paramètres	Valeurs
Longueur du tuyau (L)	38 m
Coefficient de discharge (C) (Prasuhn, 1987)	110
Diamètre du tuyau (D)	0.0508 m
Rayon du coude (r)	0.108m

A l'aide de cette procédure, nous avons obtenu une série de mesures pour une vaste gamme de HMT. Pour tracer nos courbes, nous avons retenu les HMT suivantes: 14m, 19m, 24m, 34m, 44m, 54m et 64m. Afin de pouvoir en tirer des courbes pour des valeurs spécifiques de HMT, il est nécessaire de pouvoir convertir le débit obtenu pour la HMT observée, en un débit pour la HMT la plus rapprochée des valeurs de HMT retenues pour nos courbes. Nous avons émis l'hypothèse que l'efficacité du groupe moto-pompe (P_h/P_e) demeurerait constante pour de faibles variations de HMT. La puissance électrique étant fixe pour une observation donnée, cette hypothèse se traduit donc en une puissance hydraulique constante pour de faibles variations de HMT. En calculant alors la puissance hydraulique produite par le groupe moto-pompe pour la HMT observée, nous pouvons calculer le débit que nous aurions obtenu pour la HMT standard la plus rapprochée. La puissance hydraulique est donnée par l'équation suivante:

$$P_h = \gamma H Q \quad [3.6]$$

où

P_h : Puissance hydraulique (W)

γ : masse spécifique de l'eau (9800 N/m³)

H : Hauteur manométrique totale (m)

Le débit correspondant à la HMT standard, peut donc être calculé à l'aide de l'équation suivante:

$$Q' = \frac{1000 P_h}{H' \gamma} \quad [3.7]$$

où

Q' : débit correspondant à la HMT standard (L/s)

H' : HMT standard la plus rapprochée (m)

1000 : facteur de conversion de m³ à litre

3.4 Collecte des données économiques

Différentes données sont nécessaires à l'analyse des performances des équipements d'exhaure de l'eau. Entre autres, plusieurs données météorologiques, telles la température, l'ensoleillement, la vitesse du vent et les précipitations sont requises. Il est également nécessaire de connaître la nature de la ressource hydrique, soit sa profondeur, son rabattement, et le débit soutenable. Finalement, il est important de connaître les paramètres nous permettant de définir la demande, tels la population, sa distribution, ses besoins en eau, l'utilisation qu'elle en fait, l'importance du cheptel et les infrastructures déjà présentes. Différents documents ont donc été achetés, empruntés ou consultés sur place afin d'obtenir ces informations. Nous avons ainsi accumulé des données sur la population et la demande en eau, sur la ressource hydrique et les infrastructures existantes, et des données météorologiques. La liste de ces données est présentée à l'annexe 2. Ces données sont présentées plus en détail, au chapitre 4.

Afin d'évaluer le potentiel économique des équipements, des données sur les coûts des équipements et de leur installation ont été recueillies de différents manufacturiers. Finalement, le coût des infrastructures requises pour l'opération de ces systèmes, a été obtenu auprès du personnel des administrations locales. Nous présentons ces coûts aux Tableaux 3.2 à 3.5.

TABLEAU 3.2 - Coûts des équipements d'exhaure de l'eau au Maroc

Produit	Manufacturier/Distributeur	Prix unitaire (\$CDN)
Panneau solaire M55 (53 Wc)	Siemens	524.00
Pompe SP5A-7	Grundfos/Lenbrook	1 300.00
Tuyaux, fils, compteur	Grundfos/Lenbrook	1 200.00
Structure	Grundfos/Lenbrook	1 100.00
Convertisseur SA 1500	Grundfos/Lenbrook	2 400.00
Installation	Grundfos/Lenbrook	3 000.00

TABLEAU 3.3 - Coûts des éoliennes Dempster

Produit	Prix unitaire (\$CDN)
Éolienne 6' & tour de 33'	5 450.00
Éolienne 8' & tour de 33'	5 921.00
Éolienne 10' & tour de 33'	7 416.00
Éolienne 12' & tour de 30'	11 797.00
Éolienne 14' & tour de 30'	12 129.00

Notes : Taux de change à 0.75 \$US .
Pompe et Installation incluses.

TABLEAU 3.4 - Coûts des matériaux de systèmes de collecte des eaux de pluie

Produit	Prix unitaire (\$CDN)
Béton	267.00 \$/m ²
Scellant	8.00 \$/m ²

Notes : Taux de change à 0.75 \$US .

TABLEAU 3.5 - Coûts des infrastructures et de l'installation des équipements

Infrastructure/Tâche	Source de l'information	Coût (\$CDN)
Réservoir	(CDER, 1993)	42 600 DH
Forage	(CDER, 1993)	15 714.00
Réalisation et Aménagement	(CDER, 1993)	1 799.00
Construction d'un puits	(DRH Tensift)	571.00 \$/m
Forage 10"	" "	429.00 \$/m

Notes : Taux de change à 7 DH/\$CDN .

3.5 L'étude de la demande en eau sur le terrain

Afin d'évaluer les besoins spécifiques des populations rurales du Maroc, nous avons entrepris une enquête sur le terrain. Celle-ci a eu lieu dans la *province de Safi*, en deux sites différents, soit à *Birs'Fa* et à *Mouled Brahim*. *Birs'Fa* est une localité comportant 9 douars (regroupement d'habitations), chacun ayant environ 25 foyers de 6 à 7 personnes, constituant une population totale d'environ 1500 habitants. Le point d'eau est un puits équipé d'une pompe solaire, d'un château d'eau, d'un abreuvoir et de robinets. *Mouled Brahim* est une localité formée de 10 douars, chacun comportant environ 20 foyers de 6 à 7 personnes, constituant une population totale d'environ 1400 habitants. Le point d'eau est un puits équipé d'une pompe éolienne mécanique de marque W.D. Moore & Co., et d'une pompe diesel, les deux alimentant le même réservoir. Le point d'eau est également équipé d'un abreuvoir muni de robinets. La pompe diesel est utilisée au besoin afin de pallier à l'insuffisance de la pompe éolienne.

A l'aide de cette étude nous voulions connaître l'utilisation que les habitants faisaient de l'eau, la quantité d'eau utilisée par habitant, le mode de transport de l'eau, et finalement la distribution temporelle de la demande réelle à la pompe sur une journée. Nous avons donc recueilli des informations sur le nombre de personnes par foyer, sur le cheptel, sur la quantité d'eau recueillie, le moment de la journée où elle avait été puisée et sur l'utilisation de l'eau.

Chapitre 4

La situation du Maroc

4.1 La population humaine et le cheptel

La population totale du Maroc en 1990 était estimée à 24 912 000 habitants (Gouvernement du Maroc, 1991). Environ 13.45 millions d'habitants résidaient en région rurale, soit 54% de la population totale. La taille des localités rurales se répartissait telle que présentée au Tableau 4.1.

TABLEAU 4.1 - Tailles des localités

Taille de la localité (nb. d'habitants)	Population moyenne (nb. d'habitants)	% des localités	% de la population
< 200	103	46	14
200 - 1000	470	48	60
> 1000	1673	6	26

Source : (Gouvernement du Maroc, 1991)

Dans cette même étude, les types d'habitats ont été classés en deux catégories, soit les habitats regroupés et les habitats dispersés. Les habitats regroupés sont des "douars" où les habitations sont regroupées sur moins de 1 km. Pour ce qui est des habitats dispersés, ils ont leurs habitations dispersées sur plus de 1 km. En 1990 au Maroc, 74% des "douars" formaient des habitats regroupés alors que 26% seulement formaient des habitats dispersés. Finalement, le cheptel était estimé à 3.4 millions de bovins, 18 millions d'ovins, 5.8 millions de caprins, et 1.7 millions de bêtes de trait.

Étant donné que nous avons concentré notre étude sur deux provinces du Maroc, soit Errachidia et Nador, nous allons maintenant présenter des données pour ces provinces. En 1990, la province d'*Errachidia* comptait 394 770 habitants résidant en région rurale. La majorité de ses localités rurales, 493, avaient une population entre 200 et 1000 habitants, 287 localités avaient une population de moins de 200 habitants, et 105 localités comptaient plus de 1000 habitants. La presque totalité (93%) de cette population était constituée en habitats regroupés. Finalement, elle comptait 81 433 têtes de gros bétail et 611 110 têtes de petit bétail.

La province de *Nador* comptait 570 979 habitants résidant en région rurale. La majorité de ses localités rurales, 629, avaient une population entre 200 et 1000 habitants,

444 localités avaient une population de moins de 200 habitants, et 121 localités comptaient plus de 1000 habitants. La majorité (64%) de cette population était constituée en habitats regroupés. Finalement, elle comptait 88 324 têtes de gros bétail et 379 146 têtes de petit bétail.

4.2 La demande en eau

Plusieurs facteurs affectent la quantité d'eau utilisée par les populations. Le mode de desserte, le coût facturé aux utilisateurs, la qualité de l'eau et la proximité du point d'eau sont les principaux facteurs. L'utilisation que les populations en font, influence aussi grandement les quantités requises. Il a été estimé qu'environ 93% du cheptel s'abreuve des mêmes points d'eau utilisés pour la consommation humaine (Gouvernement du Maroc, 1991). Ceci impose une demande considérable sur ces points d'eau. Le phénomène de sédentarisation semble avoir encouragé cette tendance (Gouvernement du Maroc, 1991).

Les besoins en eau potable projetés pour l'année 1995, pour les populations rurales, sont de 252 Mm³/an. Avec une population projetée de 14.2 millions d'habitants, nous arrivons à une moyenne de 48 (L/hab.)/jour, ceci incluant les besoins en eau du cheptel. Ceux-ci ont été présumés à 5 L/j pour le petit bétail et à 20 L/j pour le gros bétail. L'utilisation de l'unité de gros bétail (UGB) constitue une autre façon de comptabiliser les besoins du cheptel. Le nombre d'UGB est défini par l'équation suivante:

$$\text{Nb d'UGB} = (\text{nb de bovins} + \text{nb d'animaux de trait} + 0.2 \times (\text{nb d'ovins} + \text{nb de caprins})) \times 0.7$$

Les besoins quotidiens en eau de 1 UGB sont estimés de 20 à 30 litres. Avec une moyenne de 0.7 UGB par habitant, nous pouvons trouver la demande en eau pour les besoins strictement humains.

$$\begin{aligned} \text{besoins humains} &= \text{besoins totaux} - \text{besoins du cheptel} \\ \text{besoins humains} &= 48 \text{ L/hab./j.} - (0.7 \text{ UGB/hab.} \times 30 \text{ L/UGB/j.}) \\ \text{besoins humains} &= 27 \text{ L/hab./j.} \end{aligned}$$

Le nombre d'UGB par habitant varie d'une province à l'autre. Nous les présentons au Tableau 4.2 pour nos deux provinces cibles.

TABLEAU 4.2 - Nombre d'UGB par habitant pour Errachidia et Nador

Provinces	Nb. d'UGB par habitant
Errachidia	0.36
Nador	0.20

Source : (Gouvernement du Maroc, 1991)

Une enquête socio-sanitaire (Gouvernement du Maroc, 1991) a recensé, cependant, que plus des 2/3 de la population rurale consommait moins de 20 L/jour. Cette enquête répartissait la demande en eau de la façon présentée au Tableau 4.3.

TABLEAU 4.3 - Répartition de la consommation humaine en eau potable

Consommation (L/hab./jour)	% de la population
1 - 5	9
5 - 10	24
10 - 15	19
15 - 20	16
20 - 30	14
30 - 40	9
> 40	7

Source : (Gouvernement du Maroc, 1991)

L'influence du mode de desserte fut considérée par le gouvernement du Maroc (1991). En effet, différentes hypothèses ont été retenues selon qu'il s'agissait d'un branchement privé, d'une borne-fontaine, ou d'un autre type de point d'eau. Ces chiffres pour l'an 1990, ainsi que ceux projetés pour l'an 2010, sont présentés au Tableau 4.4.

TABLEAU 4.4 - Besoins en eau selon le mode de desserte

Mode de desserte	Besoins quotidien (L/hab./jour)	
	Année 1990	Année 2010
Branchement privé	40	50
Bornes-fontaines	20	30
Autres	15	15

Source : (Gouvernement du Maroc, 1991)

4.3 La ressource hydrique et les infrastructures existantes

Le Maroc est un pays sec et qui continue à s'assécher de plus en plus. Il a récemment subi deux périodes de sécheresse soit une première de 1979 à 1984 (Meko, 1985) et une deuxième qui vient peut-être de se terminer à l'hiver de 1994. En région rurale, les habitants s'approvisionnent des eaux souterraines (99% des points d'eau), des eaux de surface (20% de la population), ainsi que de l'eau de pluie stockée dans des citernes pluviales (Gouvernement du Maroc, 1991).

4.3.1 La ressource hydrique

A partir des données pluviométriques du Maroc, le gouvernement du Maroc (1991) a estimé qu'une moyenne de 150 milliards de m³ d'eau de pluie arrosait le Maroc annuellement, dont 120 milliards de cette eau était perdue en évaporation. Ceci nous laisse 30 milliards de m³/an d'eau utilisable. De ces 30 milliards, il a été estimé que 8 milliards s'infiltraient dans le sol et que 22 milliards s'écoulaient sous forme d'eau de surface. L'utilisation des eaux souterraines se chiffrait à environ 3 milliards de m³/an, dont 87% pour l'agriculture et 13% (0.4 milliard de m³/an d'eau) pour l'eau potable, tandis que celle des eaux de surface se chiffrait à environ 7.5 milliards de m³/an, dont 95% pour l'irrigation et 5% (0.35 milliard de m³/an d'eau) pour l'alimentation des grandes villes.

La profondeur de la nappe d'eau souterraine varierait de 2 à 55 m pour une profondeur moyenne de 14 m. Dans 80% des cas la nappe se situerait à moins de 20 m. Nous retrouvons au Tableau 4.5 les profondeurs moyennes de l'eau dans nos deux provinces cibles. Le débit moyen exploitable des ouvrages de forage et des puits varie également selon les régions. Ceux-ci sont présentés au Tableau 4.6 pour nos deux provinces retenues.

TABLEAU 4.5 - Profondeur moyenne de la nappe phréatique

Province	Profondeur moyenne (m)
Errachidia	< 20
Nador	20 - 40

Source : (Gouvernement du Maroc, 1991)

TABLEAU 4.6 - Débit moyen exploitable

Province	Débit moyen (L/s)
Errachidia	< 1
Nador	1 - 3

Source : (Gouvernement du Maroc, 1991)

Les moyennes mensuelles de précipitations pour les provinces de Errachidia et de Nador telles que présentées aux Figures 4.1 et 4.2 nous donnent une indication de leur importance.

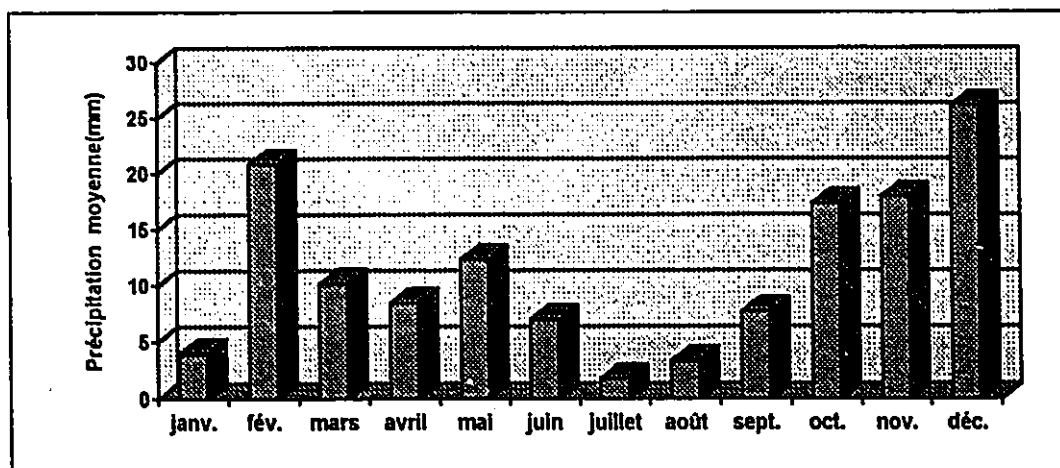
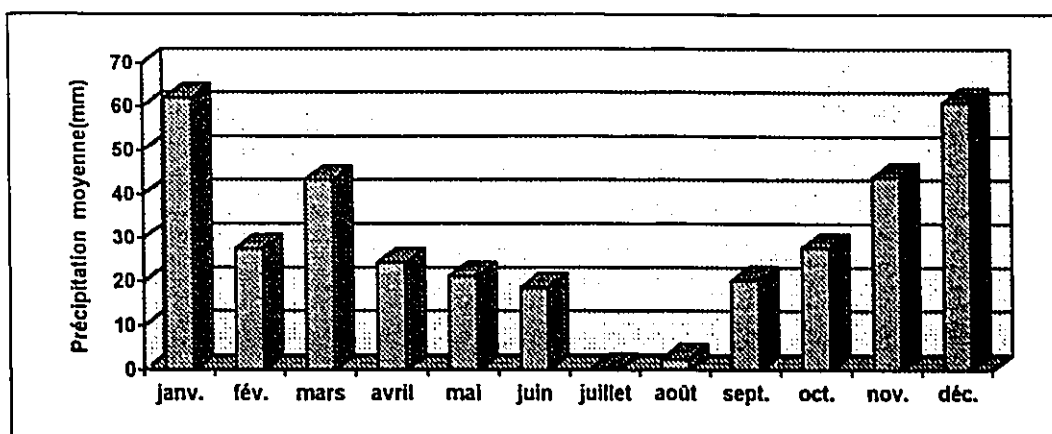
Figure 4.1 - Précipitation moyenne mensuelle à Errachidia

Figure 4.2 - Précipitation moyenne mensuelle à Nador

4.3.2 Les infrastructures existantes

Selon cette même étude de la DRPE, il y aurait environ 3 millions d'habitants vivant dans des localités sans points d'eau. Ceux-ci auraient à parcourir en moyenne 7 km pour atteindre le point d'eau le plus près. Cependant, seulement 19% des points d'eau seraient équipés d'un moyen d'exhaure mécanisé (autres que la pompe manuelle). Les points d'eau privés seraient mécanisés dans une plus grande proportion que les points d'eau collectifs. Nous comptons entre autres dans les moyens d'exhaure mécanisés, les pompes électriques, thermiques, éoliennes, et photovoltaïques.

Le nombre d'habitants desservis par point d'eau varie grandement, soit de 15 à 200 pour nos deux provinces cibles.

TABLEAU 4.7 - Nombre d'habitants desservis par point d'eau

Province	Nombre d'habitants par point d'eau (nb. d'habitants)
Errachidia	15 - 200
Nador	15 - 200

Source : (Gouvernement du Maroc, 1991)

Les citernes sont utilisées par 11% de la population. On dénombre près de 365000 citernes au Maroc, dont seulement 3% sont publiques.

TABLEAU 4.8 - Taux d'utilisation des citernes

Province	Taux d'utilisation (% population)
Errachidia	5 - 10
Nador	10 - 30

Source : (Gouvernement du Maroc., 1991)

4.4 Les ressources énergétiques

4.4.1 L'énergie solaire

La puissance instantanée est la forme la plus utile des données solaires. Elle n'est cependant pas toujours disponible et c'est pourquoi l'irradiation (énergie) quotidienne ou de préférence horaire est plus souvent utilisée. La durée d'insolation est la forme la plus répandue des données solaires. Elle ne peut cependant pas être utilisée directement. Elle nécessite un traitement qui nous permet d'en déduire l'énergie correspondante.

Le laboratoire d'énergie solaire de la Faculté des Sciences de Rabat a réalisé un ouvrage intitulé "Le Gisement Solaire Marocain" dans lequel on retrouve le calcul théorique de l'ensoleillement maximal pour trois différentes latitudes représentatives des régions du Maroc. Ces calculs ont été effectués pour différentes inclinaisons et orientations et ce pour une journée de tous les mois de l'année en chaque heure du jour. On y retrouve également cumulées les données disponibles en date du rapport, pour les trente stations du réseau d'observation synoptique du Service de la Météorologie Nationale. Ces données comportent les moyennes mensuelles et annuelles de l'irradiation globale quotidienne pour deux stations du réseau soit Casablanca-Anfa et Beni-Mellal, et la durée d'insolation pour l'ensemble des stations du réseau. A partir des données sur la durée d'insolation, ils ont calculé une estimation des valeurs moyennes de l'irradiation globale quotidienne pour les 30 stations du réseau. Les minimums et maximums ainsi estimés pour l'ensemble du réseau sont présentés au Tableau 4.9.

TABLEAU 4.9 - Irradiation minimale et maximale estimées

Extremums	Irradiation (Wh/m ²)	Station / Latitude	mois
Minimale	2309	Tanger / 35°43'N	décembre
Maximale	7809	Beni-Mellal / 32°22'N	juillet

Source : (Bahraoui-Buret e al., 1983)

Pour les deux stations équipées d'appareils de mesure de l'irradiation, le minimum et le maximum des moyennes mensuelles observées sur les 11 années d'observation pour Casablanca-Anfa et les 4 années pour Beni-Mellal sont présentées au Tableau 4.10.

TABLEAU 4.10 - Minimums et maximums de l'irradiation moyenne observée

Extremums	Casablanca-Anfa (33°34'N) / date	Beni-Mellal (32°22'N) / date
Irradiation min. (Wh/m ²)	2383 / décembre	3008 / décembre
Irradiation max. (Wh/m ²)	6891 / juillet	7260 / juillet

Source : (Bahraoui-Buret e al., 1983)

Nous retrouvons également au Tableau 4.11 l'irradiation minimale et maximale estimées à partir des données sur la durée d'insolation enregistrées aux stations situées dans les deux provinces cibles.

TABLEAU 4.11 - Irradiation min. et max. estimées à Errachidia et Nador

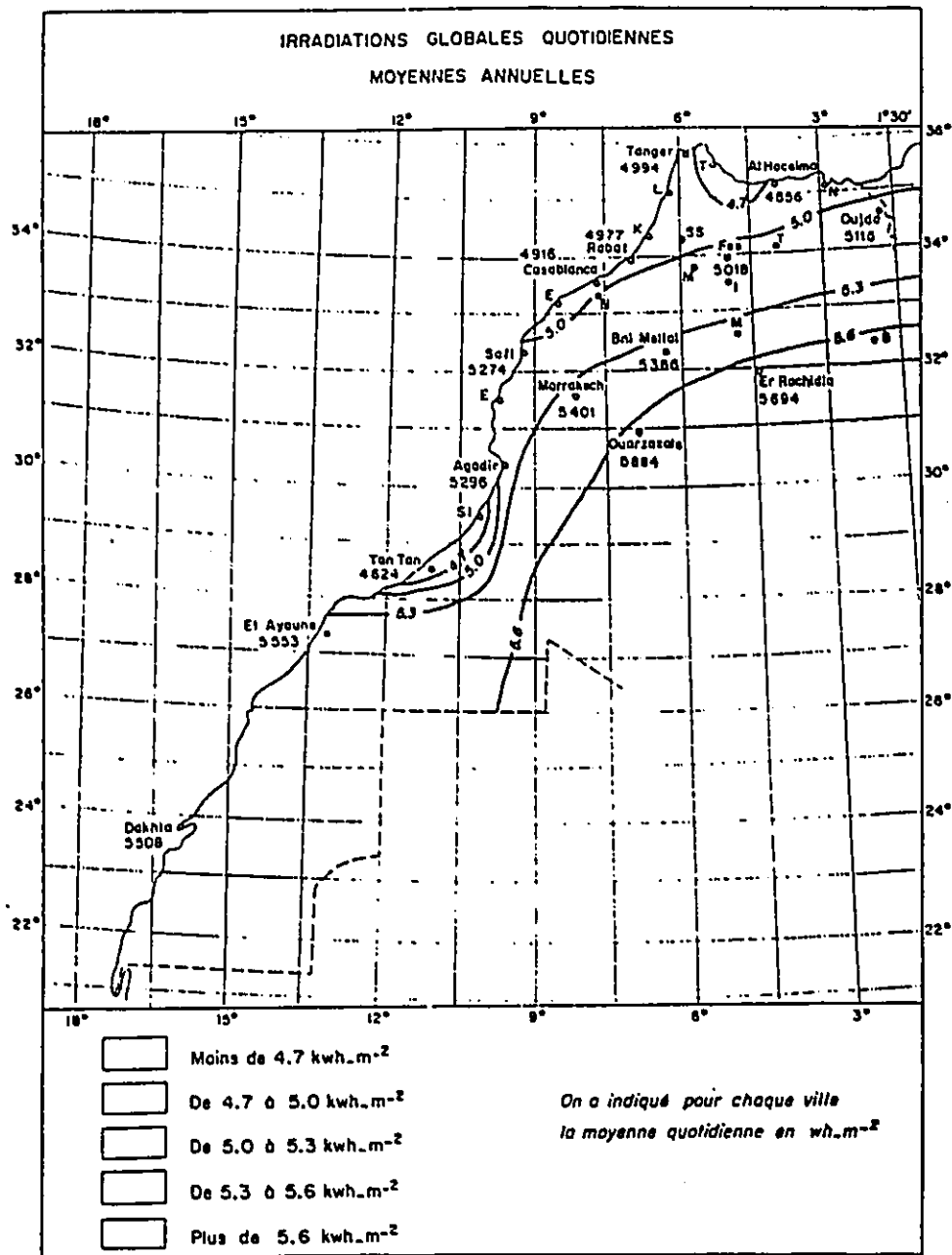
Extremums	Stations (latitude)	
	Errachidia (31°56'N)	Nador (35°09'N)
Irradiation min. (Wh/m ²)	3563 / décembre	2491 / décembre
Irradiation max. (Wh/m ²)	7705 / juin	6869 / juin

Source : (Bahraoui-Buret e al., 1983)

Finalement, nous présentons à la Figure 4.3 une carte annuelle de l'irradiation globale quotidienne moyenne annuelle telle que calculée à partir des valeurs observées et

estimées du rayonnement, par l'équipe de la Faculté des Sciences de Rabat (Bahraoui-Buret e al., 1983).

Figure 4.3 - Carte de l'irradiation globale quotidienne moyenne au Maroc



Source : (Bahraoui-Buret e al., 1983)

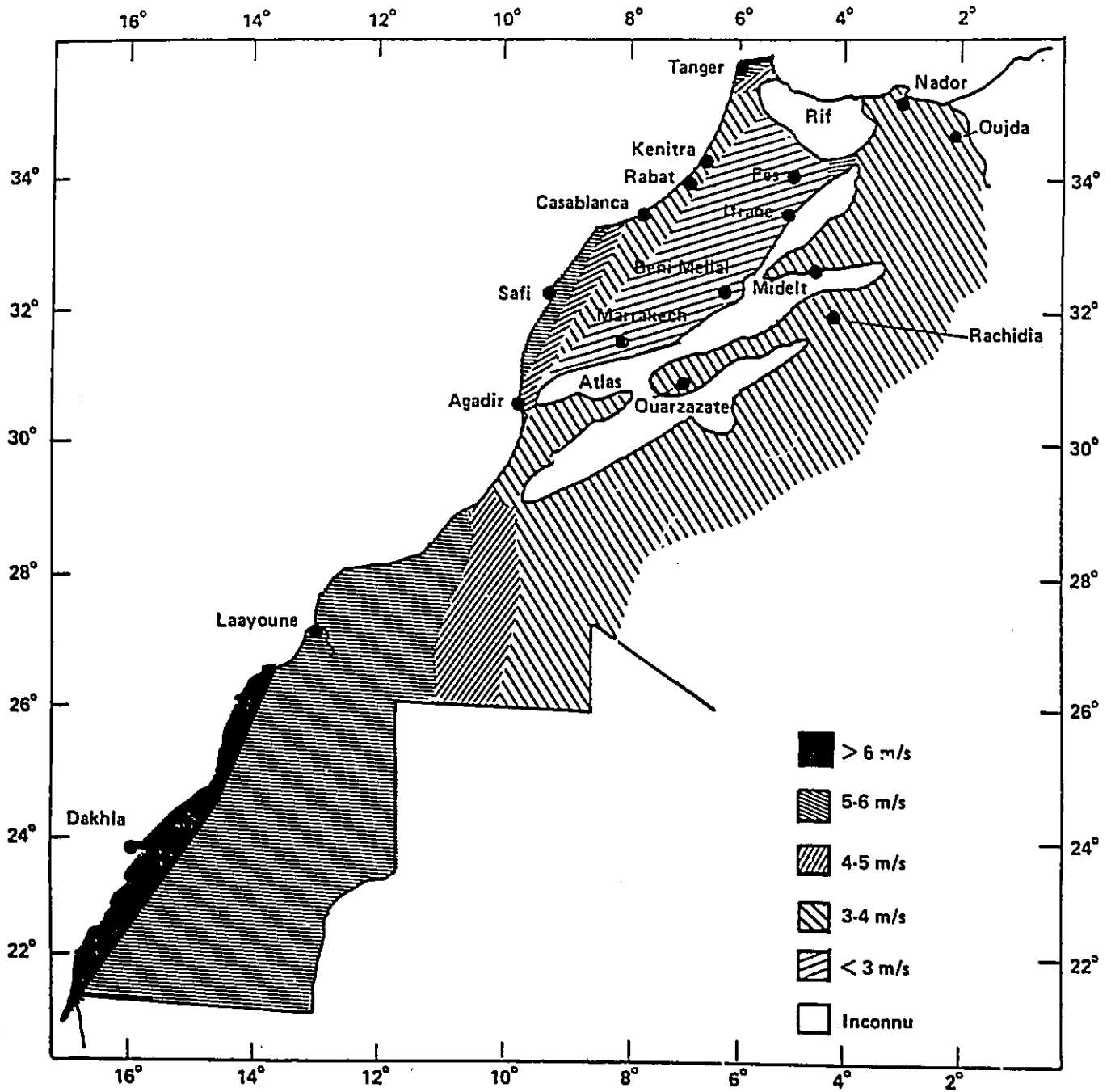
4.4.2 L'énergie éolienne

La vitesse du vent est le paramètre utile pour qualifier l'énergie éolienne. Mais de quelle vitesse parlons-nous? A la limite, il nous serait utile de connaître la vitesse instantanée du vent en tous moments de la journée, mais cela n'est pas pratiquement réalisable. Deux alternatives sont possibles afin de pallier à cette contrainte. La première consiste à mesurer périodiquement la vitesse du vent, soit à chaque minute ou à toutes les heures. Le désavantage avec cette façon de procéder est que nous ne connaissons rien de la vitesse du vent entre les lectures. Des lectures très fréquentes sont donc nécessaires afin d'atteindre une précision suffisante. La deuxième alternative consiste à utiliser un moniteur d'énergie éolienne. Celui-ci additionne le kilométrage total que le vent aura parcouru à ce site pour une période de temps donnée. Il s'agit donc ensuite de diviser ce kilométrage par le nombre d'heures entre les lectures pour trouver la vitesse moyenne par heure, par jour, par mois, selon l'intervalle entre les lectures. De plus, ce dispositif a l'avantage de mesurer directement l'énergie totale du vent, ce qui élimine les erreurs possibles lors de la conversion des mesures discontinues de vitesse du vent en énergie éolienne, requise pour la méthode précédente.

La mesure périodique de la vitesse du vent fut la méthode utilisée par le CDER lors de l'élaboration de l'atlas des vents du Maroc. Ceux-ci se sont principalement attardés au calcul de la fréquence des différentes vitesses du vent. Ils ont également calculé les vitesses moyennes annuelles. Mais celles-ci ne nous donnent qu'une indication, qu'un ordre de grandeur de l'importance du vent en un endroit donné. C'est ainsi que nous retrouvons rassemblés dans un document préparé par le CDER de Marrakech, intitulé "L'Énergie Éolienne au Maroc", les vitesses moyennes mensuelles, et les écarts types, ainsi que leurs variations avec la hauteur, les distributions des vitesses du vent en chaque mois, et ce en 17 sites dispersés à travers le Maroc, sur 5 années soit de 1978 à 1982. On y retrouve également les valeurs moyennes calculées sur ces cinq années des vitesses mensuelles moyennes, des vitesses relevées à 0 h 00, 6 h 00, 12 h 00, et 18 h 00, et de la distribution des vitesses des vents.

Finalement, une carte des vitesses moyennes annuelles fut dressée à titre indicatif de l'importance des vents à travers le Maroc. Nous la présentons à la Figure 4.4.

Figure 4.4 - Carte des vitesses moyennes annuelles au Maroc

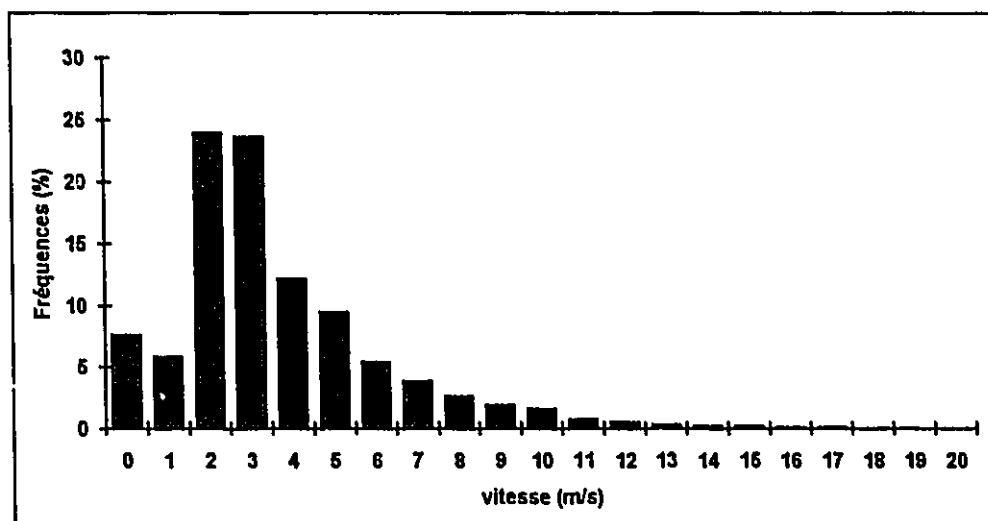


Source : (Knidiri, 1986)

Les quelques phrases suivantes tirées de (Knidiri, 1986) résument bien la situation générale de l'importance des vents au Maroc. "Les régions au Nord du pays subissent les vents d'Ouest des latitudes moyennes et les régions au Sud, les alizées. Le centre du pays est le plus souvent situé dans la zone de hautes pressions, plus calmes. On observe au cours de l'année des variations de ces systèmes, si bien que ces zones de vents ne sont pas définies avec précision. En fait, la plus grande partie des régions situées au centre du pays subissent, à un moment ou à un autre, les trois régimes de vent, et seules les régions situées à l'extrême nord et à l'extrême Sud sont soumises à un régime de vent constant."(Knidiri, 1986)

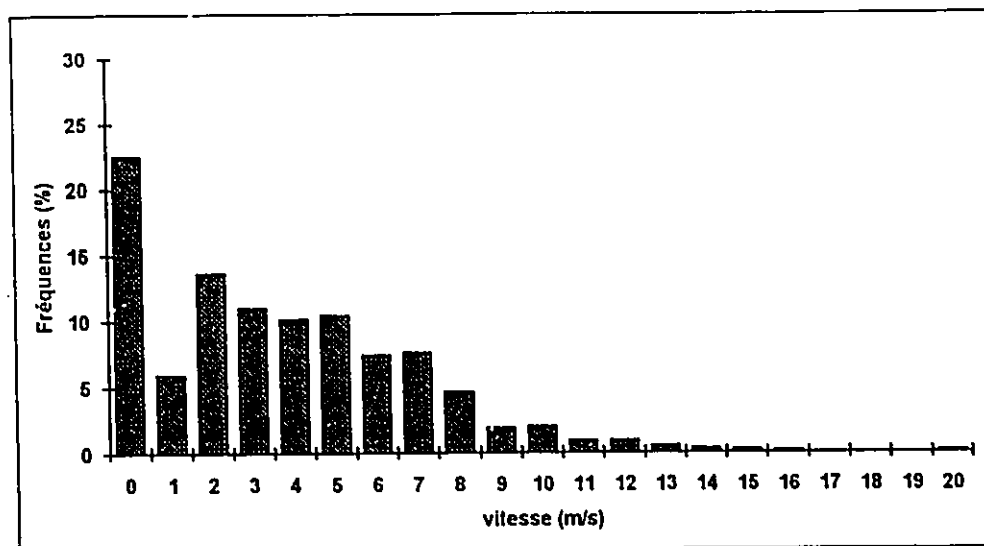
Encore ici, nous allons examiner la situation telle qu'elle se présente pour nos deux provinces cibles. A Errachidia, les variations des moyennes mensuelles de la vitesse du vent sont saisonnières, soit de forte intensité en été avec un maximum de 5.5 m/s en juin, et de faible intensité en hiver avec un minimum de 2.3 m/s en novembre. L'histogramme présenté à la Figure 4.5 nous montre la distribution des vitesses du vent de 1978 à 1982.

Figure 4.5 - Histogramme des vitesses du vent à Errachidia



Source : (Knidiri, 1986)

A Nador, les variations des moyennes mensuelles de la vitesse du vent sont de faible importance. On observa un minimum de 2.9 m/s en novembre et un maximum de 4.3 m/s en décembre. L'histogramme présenté à la Figure 4.6 nous montre la distribution des vitesses du vent de 1978 à 1982.

Figure 4.6 - Histogramme des vitesses du vent à Nador

Source : (Knidiri, 1986)

Les variations diurnes des vitesses du vent sont appréciables pour la station de Nador, alors qu'elles le sont beaucoup moins à Errachidia. Les vents de 18 h 00 étaient plus importants tout au long de l'année à Errachidia, alors que ceux de 12 h 00 l'étaient à Nador.

Chapitre 5

Modélisation des composantes des systèmes d'alimentation en eau potable

Afin d'analyser les performances de chacun des différents systèmes d'alimentation en eau potable, nous avons modélisé les différentes composantes influençant leur opération. Nous avons donc modélisé la demande en eau, la disponibilité de la ressource hydrique, les sources d'énergies, et les différentes composantes des systèmes d'exhaure et de collecte d'eau.

5.1 Modélisation de la demande en eau

5.1.1 Données standard

Il est nécessaire de connaître les besoins en eau potable des régions à desservir avant de pouvoir dimensionner adéquatement les systèmes répondant à leurs exigences. L'organisation mondiale de la santé (OMS) définit les besoins en eau des individus en terme de grammes d'eau par kilogramme du poids de l'individu en question. L'OMS a donc établi que les besoins de consommation en eau potable d'un adulte se situaient entre 35 et 50 g/kg, et ceux d'un enfant entre 100 et 150 g/kg (WHO, 1978). Ceci correspond pour un adulte de poids moyen (70 kg) à une moyenne de 3.5 L/jour et pour un enfant de poids moyen (20 kg) à une moyenne de 3.0 L/jour. Ces estimations semblent être corroborées par Degremont (1989), qui chiffre les besoins de consommation journalière en eau potable entre 2 et 4 litres. Il faut ajouter habituellement à ces valeurs les besoins en eau de cuisson, de nettoyage et de lavage, étant donné que l'eau potable est bien souvent utilisée pour toutes ces tâches. Schiller et Latham (1986) pour leur part estimèrent l'ensemble des besoins en eau d'un individu entre 15 et 30 L/jour.

5.1.2 Résultats de l'étude sur le terrain

L'enquête sur le terrain décrite à la section 3.5 nous a permis de répondre à trois questions soit : quelle est l'utilisation que font les gens de l'eau recueillie, quelle est la quantité d'eau utilisée par individu, et quelle est la distribution temporelle de la collecte d'eau sur une période d'une journée. Nous voulions de plus estimer le nombre d'adultes et d'enfants par famille, le nombre d'UGB par individu, ainsi que la distance moyenne parcourue pour la corvée d'eau. Nous avons donc recueilli des données sur la quantité d'eau, le temps où elle était puisée, l'utilisation qui en était faite, le nombre d'enfants et d'adultes qui constituaient le foyer en question, et le nombre de brebis, de mulets et de vaches qui constituaient le cheptel.

La consommation strictement humaine fut déterminée à partir des données des foyers utilisant l'eau recueillie uniquement pour leurs propres besoins. La consommation

globale fut quant à elle déterminée en utilisant les données de tous les foyers. Pour ces deux types de consommation, la quantité totale d'eau requise quotidiennement par foyer fut calculée en multipliant le nombre de corvées quotidiennes par le volume récolté et consommé (par les animaux) lors de la corvée observée. Ceci présume que le volume récolté demeure constant pour toutes les corvées. Le volume par capita fut finalement calculé en divisant ce volume quotidien par le nombre total d'individus de tous les foyers recensés. Nous retrouvons au Tableau 5.1 les résultats pour ce qui a trait à la consommation, à la taille des familles, au nombre d'UGB par habitant, au nombre de corvées quotidiennes, et à la distance à parcourir pour celles-ci. Les données sur l'utilisation qu'en font les habitants sont présentées au Tableau 5.2.

TABLEAU 5.1 - Données sur la consommation d'eau dans les foyers

Items (valeurs moyennes)	Localité	
	Birs'Fa	Mouled Brahim
Consommation humaine (L/h/j)	23.33	26.00
Consommation globale (L/h/j)	27.17	34.59
Nb d'adultes par famille	2.66	2.58
Nb d'enfants par famille	3.81	5.46
Nb d'UGB par habitant	0.625	0.575
Nb de corvées par jour	1.44	2.69
Distance à parcourir (km)	1.84	2.01

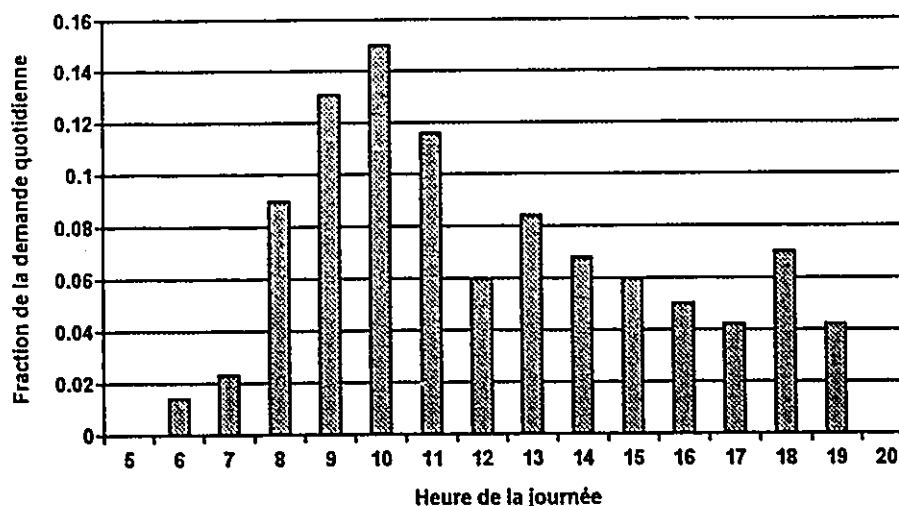
TABLEAU 5.2 - Utilisation de l'eau

Utilisation	% des foyers	
	Birs'Fa	Mouled Brahim
Boire seulement	11.86	1.23
Consommation humaine	50.85	49.39
Consommation et cheptel	35.59	46.91

La distribution temporelle de la collecte d'eau, sur une période d'une journée, fut obtenue en cumulant tous les volumes d'eau récoltée ou consommée pour chaque heure de la journée. La valeur moyenne des différentes distributions pour les deux sites choisis est

présentée à la Figure 5.1. Les besoins en eau sont tous exprimés en fraction de la demande quotidienne totale.

Figure 5.1 - Distribution temporelle moyenne de la demande quotidienne en eau



5.1.3 Besoins en eau à Errachidia et à Nador

Nous avons établi deux niveaux de satisfaction des besoins. En premier lieu, nous avons défini les besoins réels soit la consommation totale par habitant. Celle-ci sert de référence pour déterminer le niveau de satisfaction de notre système. Dans un deuxième temps, nous avons défini les besoins minimum en eau par habitants. Ce niveau constitue la limite inférieure en dessous de laquelle les besoins vitaux ne sont pas satisfaits.

La consommation globale par habitant fut déterminée pour chaque site en additionnant la consommation humaine à la consommation du cheptel par habitant. Nous avons établi, à la section 4.2, la consommation humaine à 27 L/hab./j.. En fixant la consommation par le cheptel à 30 L/UGB/j., en utilisant un pourcentage de 45% des foyers dont le cheptel s'abreuve à même les réserves d'eau potable (Tableau 5.2), et en utilisant les valeurs d'UGB par habitant déterminées par l'enquête (Tableau 5.1), il nous est possible de déterminer la consommation globale par habitant à l'aide de l'équation suivante:

$$Cons. globale = 27.0 + [(Nb d'UGB \times 30.0) \times 0.45] \quad [5.1]$$

La consommation minimale fut déterminée en additionnant les besoins vitaux des habitants à ceux de leur cheptel. Les besoins vitaux des habitants furent établis à 3.0 L hab./j. (Degrémont, 1989). Il s'agit des besoins de consommation et non les besoins

globaux par individu. Il est bien entendu que ce niveau de consommation ne peut être toléré bien longtemps. Les besoins pour le cheptel ont été calculés de la même manière que pour la consommation totale. Nous avons donc ainsi obtenu des valeurs de consommation globale et minimale pour chacun de nos deux sites. Ces valeurs sont présentées au Tableau 5.3.

TABLEAU 5.3 - Consommation globale et minimale

	Site	
	Errachidia	Nador
Consommation globale (L/hab./j.)	31.9	29.7
Consommation minimale (L/hab./j.)	7.9	5.7

5.2 Modélisation de la ressource hydrique

Nous définissons la ressource hydrique comme toute source d'eau utilisable pour la consommation, et ce avec ou sans traitement. Nous restreindrons ici cette définition aux eaux souterraines et aux eaux de pluie. Pour ce qui est des eaux souterraines, il est important dans un premier temps de connaître la profondeur statique de la nappe d'eau. Dans un deuxième temps, il est nécessaire de déterminer comment celle-ci se comporte lorsque l'on y pompe de l'eau. Plus précisément, nous désirons connaître le rabattement qui sera causé par l'intensité de pompage.

5.2.1 Profondeur et capacité

Nous allons estimer la profondeur des puits et forages à l'aide des données accumulées lors de notre visite au Maroc. Un résumé de celles-ci fut présenté à la section 4.3.1. Nous allons donc retenir deux profondeurs caractéristiques présentées au Tableau 5.4 pour chacune de nos deux provinces cibles.

TABLEAU 5.4 - Profondeurs caractéristiques de la nappe phréatique

Province	Profondeurs caractéristiques de la nappe phréatique (m)	
	Profondeur #1	Profondeur #2
Errachidia	10	20
Nador	20	40

Source : (Gouvernement du Maroc, 1991)

5.2.2 Le rabattement

La modélisation du rabattement est une tâche plus complexe et nécessite l'exécution de tests sur le terrain. A l'aide de relevés de la profondeur de la nappe phréatique en fonction du temps, effectués par la Direction Régionale de l'Hydraulique (D.R.H.), en différents sites de la province d'Errachidia, il nous a été possible de déterminer la transmissivité (T), le coefficient d'emmagasinement (S), et le rayon effectif apparent du puits (r). Pour ce faire nous avons utilisé l'approximation de l'équation Theis proposée par Jacob (1946) ci-dessous présentée.

$$s \cong \frac{2.303Q}{4T\pi} \log\left(\frac{2.25Tt}{r^2S}\right) \quad [5.2]$$

avec

- s : rabattement (m)
- Q : débit de pompage (m³/j)
- T : transmissivité (m³/m.j)
- S : coefficient d'emmagasinement
- r : rayon effectif apparent du puits (m)
- t : temps de pompage (jour)

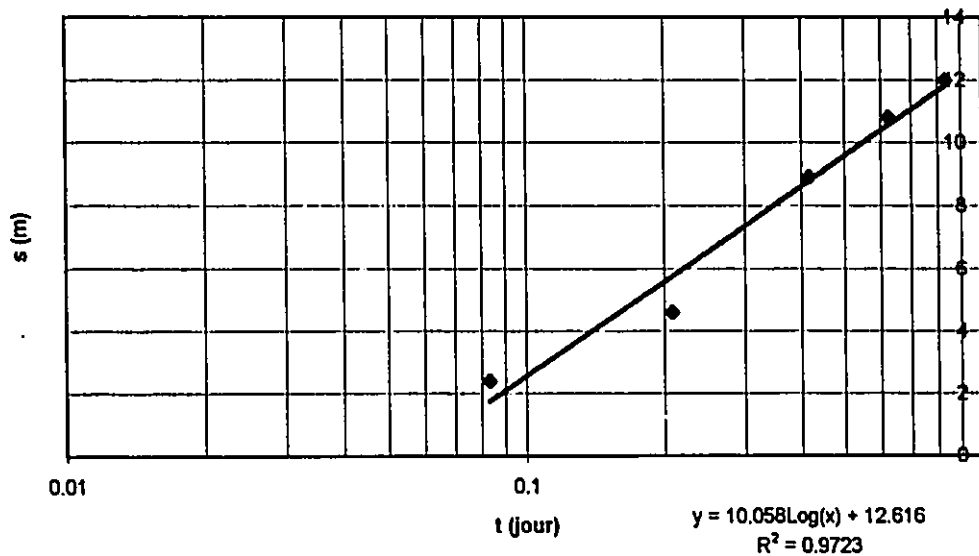
En remaniant l'équation précédente nous obtenons:

$$s \cong \frac{2.303Q}{4T\pi} \left[\log(t) + \log\left(\frac{2.25T}{r^2S}\right) \right] \quad [5.3]$$

En traçant le rabattement observé en fonction du logarithme du temps, il nous est possible de déterminer T et r²S à partir de la pente de la courbe (m) et de l'intersection avec l'axe des abscisses (t₀) (Raghunath, 1987).

$$T = \frac{2.303Q}{4m\pi} \quad [5.3] \quad \text{et} \quad r^2S = 2.25Tt_0 \quad [5.4]$$

Figure 5.2 - Détermination graphique des paramètres pour El Hazbane

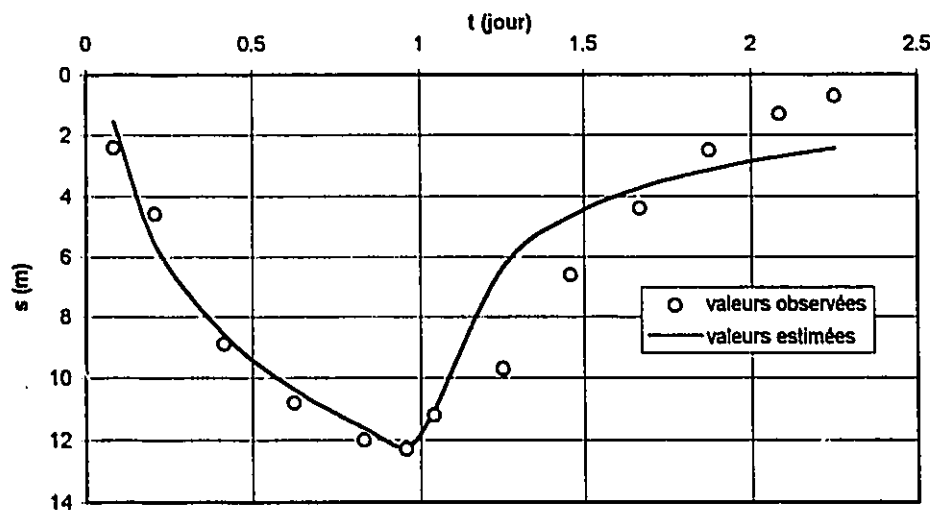


Les différentes valeurs de T et r²S, ainsi obtenues pour les différents sites d'essais, sont présentées au Tableau 5.5.

TABLEAU 5.5 - Résultats des tests de pompage

Sites	Débits (L/s)	Profondeur du puits (m)	Rabattement maximum (m)	Paramètres	
				T (m ³ /m ² .j)	r ² S (m ²)
AZKOR	3	5.49	3.9	33.798	0.0923
BOUDIB	3	30.07	30.07	1.339	0.615
EL HAZBANE	2	14.95	12.2	3.144	0.396

Nous avons retenu les valeurs obtenues pour le site de El Hazbane, celles-ci correspondant le mieux avec les données observées. Nous retrouvons à la Figure 5.3 la variation du rabattement en période de pompage et de recouvrement.

Figure 5.3 - Variation du rabattement

Raghunath (1987) nous propose une équation nous permettant de modéliser les variations du niveau de rabattement occasionnées par deux pompages successifs à des débits différents.

$$s \equiv \frac{2.303Q_1}{4T\pi} \log \frac{2.25T(t_1 + t_2)}{r^2S} - \frac{2.303Q_1}{4T\pi} \log \frac{2.25Tt_2}{r^2S} + \frac{2.303Q_2}{4T\pi} \log \frac{2.25Tt_2}{r^2S} \quad [5.5]$$

avec

- s : rabattement (m)
- Q_1 : débit pour la période de temps t_1 (m^3/s)
- Q_2 : débit pour la période de temps t_2 (m^3/s)
- T : transmissivité ($m^3/m.j$)
- S : coefficient d'emménagement
- r : rayon effectif apparent du puits (m)
- t_1 : temps de pompage au débit Q_1 (jour)
- t_2 : temps de pompage au débit Q_2 (jour)

Cette équation peut être facilement généralisée pour une série de pompages à des débits différents.

5.2.3 Les précipitations

Il est possible de modéliser les précipitations à l'aide des données statistiques. Grâce à elles, il est possible de prédire les précipitations minimales pour une période donnée de l'année et ce pour un niveau de confiance désiré. Ce niveau de confiance correspond au complément du risque que l'on est prêt à courir. Une méthode simple d'obtenir la probabilité d'un niveau de précipitation consiste à ordonner les observations et à utiliser une des formules de positionnement ("plotting position formulae") retrouvées dans la littérature. Pour n'en nommer que quelques-unes, nous avons la formule de California, Hazen et Weibull (Wiessman, 1989). Avec la méthode de Weibull, les observations doivent être tout d'abord ordonnées par ordre décroissant. La probabilité d'obtenir au moins la précipitation désirée (x) est calculée à l'aide de l'équation suivante:

$$P(X > x) = \frac{m}{n + 1} \quad [5.6]$$

avec

- m : ordre de la donnée observée, égale à 1 pour la plus grande
- n : nombre total d'observations
- $P(X > x)$: probabilité d'obtenir une précipitation plus grande que x

Le nombre limité d'années (trois ans) pour lesquelles nous avons des données pour les trois technologies évaluées ne nous permet pas cependant d'utiliser de telles méthodes. Nous utiliserons donc les données quotidiennes collectées pour notre simulation.

5.3 Modélisation des ressources énergétiques

5.3.1 Énergie solaire

L'énergie solaire sera représentée par les données horaires recueillies au Maroc, pour l'objet de notre simulation. L'utilisation de données plus concises nous permettrait réduire la complexité de l'analyse. Une des façons couramment utilisées pour le faire, consiste à calculer l'énergie totale au sol pour chaque mois de l'année. Des moyennes mensuelles peuvent alors être calculées ou des niveaux minimums d'énergie peuvent être déterminés pour un niveau de confiance donné. Le nombre d'années pour lequel nous avons des données sur l'ensoleillement ne nous permet pas d'en extraire des statistiques fiables.

5.3.1.1 Conversion de l'ensoleillement pour un plan incliné

L'énergie solaire est habituellement mesurée en tant que rayonnement global sur une surface horizontale au sol. C'est le cas pour les données que nous avons recueillies au Maroc. Cependant, les capteurs seront orientés dans une position optimale, soit habituellement vers le sud avec une inclinaison égale à la latitude. Il est donc nécessaire de transformer le rayonnement disponible mesuré sur une surface horizontale en rayonnement disponible sur une surface de telle orientation. Comme nous l'avons vu à la section 2.2.1.2, le rayonnement solaire se divise en deux composantes soit le rayonnement direct et le rayonnement diffus. La conversion pour ces deux types de rayonnement n'est pas la même. Il est donc nécessaire de diviser le rayonnement global en rayonnement direct et diffus avant de procéder à la conversion tenant compte de l'orientation du panneau. Kreider (1981) nous propose la méthode suivante de conversion du rayonnement global en rayonnement direct et diffus.

Le rayonnement global sur une surface horizontale peut être exprimé par l'équation suivante:

$$I_H = k_T I_{ext} \sin(\alpha) \quad [5.7]$$

où

I_H : rayonnement global sur une surface horizontale (kW/m²)

k_T : pourcentage du rayonnement maximum (sans unité)

I_{ext} : rayonnement extra-terrestre (kW/m²)

α : angle de l'altitude solaire

Le rayonnement direct capté par une surface normale au rayon du soleil peut être exprimé par l'équation suivante :

$$I_B = k_B I_{ext} \quad [5.8]$$

où

I_B : rayonnement direct-normal (kW/m²)

k_B : pourcentage du rayonnement direct-normal maximum

I_{ext} : rayonnement extra-terrestre (kW/m²)

Le pourcentage du rayonnement direct-normal maximum (k_B) peut être exprimé par une relation linéaire par partie, du pourcentage du rayonnement maximum sur une surface horizontale. Nous retrouvons au Tableau 5.6 les valeurs des coefficients A_i et B_i correspondant aux intervalles de k_T pour l'équation suivante :

$$k_B = A_i + B_i \quad [5.9]$$

Tableau 5.6 - Valeurs des coefficients pour la fonction de k_B vs k_T

Intervalles pour k_T	A_i	B_i
0.00 - 0.05	0.04	0.000
0.05 - 0.15	0.01	0.002
0.15 - 0.25	0.06	-0.006
0.25 - 0.35	0.32	-0.071
0.35 - 0.45	0.82	-0.246
0.45 - 0.55	1.56	-0.579
0.55 - 0.65	1.69	-0.651
0.65 - 0.75	1.49	-0.521
0.75 - 0.85	0.27	0.395

Source : (Kreider, 1981)

A l'aide de l'équation 5.7 nous pouvons déterminer k_T , et avec l'équation 5.9 nous pouvons déterminer k_B . Une fois k_B connu, il est facile de calculer I_B à l'aide de l'équation 5.8. Le rayonnement diffus (I_D) est finalement obtenu en soustrayant le rayonnement direct (I_B) du rayonnement global (I_H).

$$I_D = I_H - I_B \quad [5.10]$$

La composante directe du rayonnement sur une surface inclinée peut être maintenant calculée à l'aide de l'équation suivante:

$$I_{BT} = I_B \cos(i) \quad [5.11]$$

où

I_{BT} : rayonnement direct sur une surface inclinée

i : angle d'incidence du rayonnement sur la surface

La composante diffuse du rayonnement sur une surface inclinée (I_{DT}) peut être calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$I_{DT} = 0.5(1 + \cos(\theta))I_D + 0.5(1 - \cos(\theta))\rho I_T \quad [5.12]$$

où

θ : angle d'inclinaison de la surface

ρ : albedo

Nous avons fixé ici l'angle d'inclinaison à l'angle de la latitude et l'albedo à 0.8. Finalement, le rayonnement global sur une surface inclinée (I_T) est donné par la somme de ces deux composantes.

$$I_T = I_{BT} + I_{DT} \quad [5.13]$$

5.3.1.2 Reconstruction des données manquantes

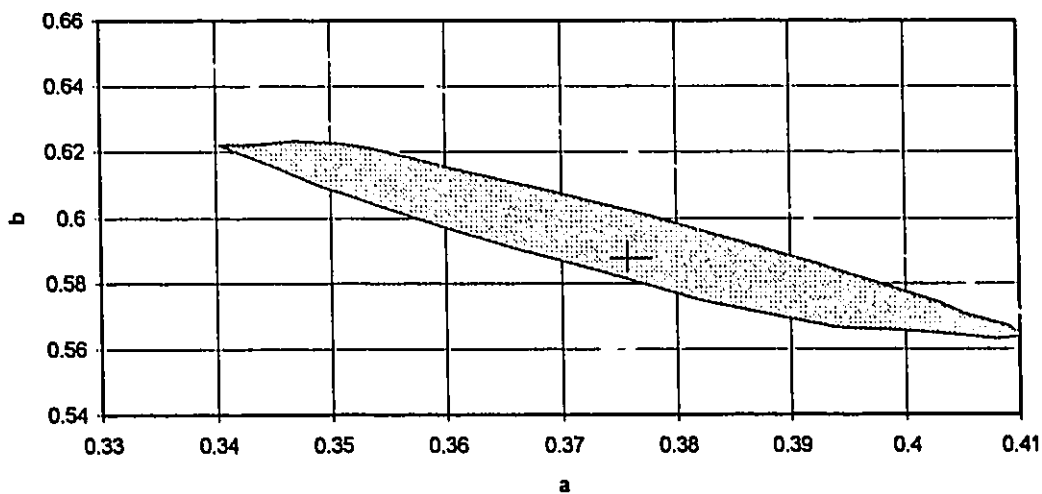
Les données d'ensoleillement recueillies au Maroc comportaient certaines lacunes. Il fut alors nécessaire de considérer une méthode de reconstruction des données d'ensoleillement manquantes à partir des informations disponibles. Nous avons retenu une combinaison des méthodes présentées à la section 2.2.1.3.

Pour chaque journée, nous avons à notre disponibilité, en plus de l'ensoleillement horaire, le nombre d'heures d'ensoleillement quotidien. A l'aide de l'équation [2.19] développée par Angstrom, nous avons estimé l'énergie totale disponible pour la journée à partir du nombre d'heures d'ensoleillement actuel, du nombre d'heures d'ensoleillement potentiel et de l'énergie totale moyenne disponible par temps clair. L'équation [2.18] nous donne le nombre d'heures d'ensoleillement potentiel qui est fonction de la latitude du site et de l'angle de déclinaison. L'énergie totale moyenne disponible par temps clair fut estimée par l'énergie maximale observée pour le mois d'intérêt. Les coefficients "a" et "b" furent estimés pour chaque site par la méthode des moindres carrés. Les valeurs des coefficients ainsi obtenus pour Errachidia et Nador sont présentées au Tableau 5.7

TABLEAU 5.7 - Coefficients "a" et "b" pour l'estimation de l'énergie quotidienne

Site	Coefficients	
	"a"	"b"
Errachidia	0.3758	0.6069
Nador	0.2795	0.6630

La précision de l'estimation des paramètres s'exprime par une région de confiance. Cette région représente les variations possibles des valeurs estimées pour un niveau de confiance désiré. Par exemple, la région de confiance à 95%, représente la variation prévisible des valeurs estimées dans 95% des cas. Ceci revient à dire que si l'on refaisait les mesures sur le terrain et que l'on estimait les paramètres de nouveau à partir de ces mesures, ceux-ci ne prendraient des valeurs à l'extérieur de cette région que dans 5% des cas. Nous retrouvons donc à la figure 5.4 la région de confiance pour les coefficients "a" et "b" à Errachidia. Par l'observation de cette région nous pouvons conclure que les paramètres ont été estimés avec une assez bonne précision. De plus, on peut noter de par la forme de la région, la forte corrélation de ces deux paramètres. La méthode utilisée pour définir cette région est décrite dans Berthouex (1994).

Figure 5.4 - Région de confiance à 95% de "a" et "b" pour Errachidia

Pour estimer l'énergie horaire, nous avons par la suite utilisé l'équation [2.16] développée par Collares-Pereira et Rabl. (Hsieh, 1986), dans laquelle la valeur moyenne d'énergie pour la journée fut remplacée par l'estimation de l'énergie totale disponible précédemment obtenue par l'équation de Angstrom.

5.3.2 Énergie éolienne

L'énergie éolienne, comme nous l'avons expliqué précédemment, est une fonction de la vitesse du vent au cube. Il n'est donc pas approprié de représenter celle-ci par une vitesse moyenne. Comme pour l'énergie solaire et les précipitations, les données observées seront utilisées pour notre simulation. L'histogramme des fréquences relatives d'occurrence de chaque vitesse des vents est souvent utilisé pour représenter de façon plus concise les données du vent. Le désavantage avec cette méthode est qu'elle ne nous procure pas d'information temporelle à faible échelle, mais seulement sur l'ensemble de la période utilisée pour produire l'histogramme. Ces histogrammes sont habituellement représentés par une fonction de distribution de probabilité. La distribution de Weibull et la distribution de Rayleigh sont deux des plus communément utilisées. Les histogrammes compilés par l'équipe du CDER (Knidiri, 1986) ont été présentés aux Figures 4.2 à 4.4 du chapitre 4.

5.4 Modélisation des systèmes d'exhaure et de collecte d'eau

5.4.1 Modélisation des systèmes photovoltaïques

Les systèmes de pompages photovoltaïques sont composés des panneaux solaires, du convertisseur, et du groupe moto-pompe. Nous devons modéliser chacune de ces composantes individuellement. Pour les fins de cette étude, nous allons regrouper les deux dernières composantes du système, pour étudier leur performance combinée. Alors, lorsque nous parlerons du groupe moto-pompe, cela comprendra également le convertisseur.

5.4.1.1 Les panneaux solaires

Efficacité de la conversion

Nous désirons ici développer un modèle qui nous permettra de prédire la puissance électrique que produira l'ensemble des panneaux solaires. Comme nous l'avons vu précédemment, la puissance électrique produite est fonction de la radiation solaire, et de la température des cellules photovoltaïques. Evans (1981) utilisa le modèle suivant pour représenter l'efficacité des panneaux solaires à transformer l'énergie solaire en énergie électrique.

$$\eta_i = \eta_r \left[1 - \beta (T_{c,i} - F_T) + \gamma \log_{10} I_i \right] \quad [5.14]$$

avec

- η_i : efficacité instantanée (sans unité)
- η_r : efficacité de référence (sans unité)
- β : coefficient de température ($1/^\circ\text{C}$)
- $T_{c,i}$: température instantanée de la cellule ($^\circ\text{C}$)
- F_T : paramètre de température ($^\circ\text{C}$)
- γ : coefficient d'intensité ($1/\log(\text{W}/\text{m}^2)$)
- I_i : intensité du rayonnement (W/m^2)

A l'aide des nombreuses mesures prises sur le terrain, nous avons pu déterminer le coefficient de température (β), le paramètre de température (F_T), et le coefficient d'intensité (γ) des panneaux utilisés sur le site d'expérimentation à Marrakech. Nous avons donc mesuré la température des panneaux solaires, l'intensité du rayonnement solaire, ainsi que la tension et le courant de sortie des panneaux solaires à leur point d'opération. Pour toutes ces observations, nous avons calculé l'efficacité instantanée (η_i) des panneaux solaires.

Celle-ci est décrite par l'équation suivante :

$$\eta_i = P_e / P_s \quad [5.15]$$

avec

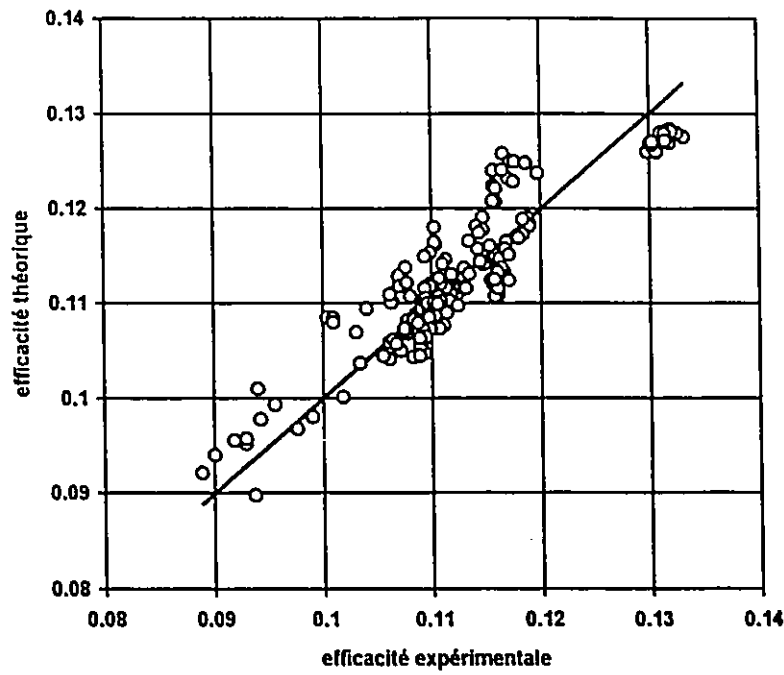
P_e : puissance électrique (W)

P_s : puissance solaire (W)

Avec ces observations et en fixant l'efficacité de référence (η_r) égale à l'efficacité moyenne observée (0.1124), nous avons déterminé les valeurs des coefficients, à l'aide de la méthode des moindres carrés. Ces valeurs sont présentées au Tableau 5.8. Afin de vérifier la justesse de notre modèle, nous avons tracé un graphique à la Figure 5.5, où l'on retrouve l'efficacité théorique, calculée à l'aide de notre modèle, en fonction de l'efficacité observée expérimentalement. L'erreur consiste en l'écart entre les points et la diagonale de pente 1.

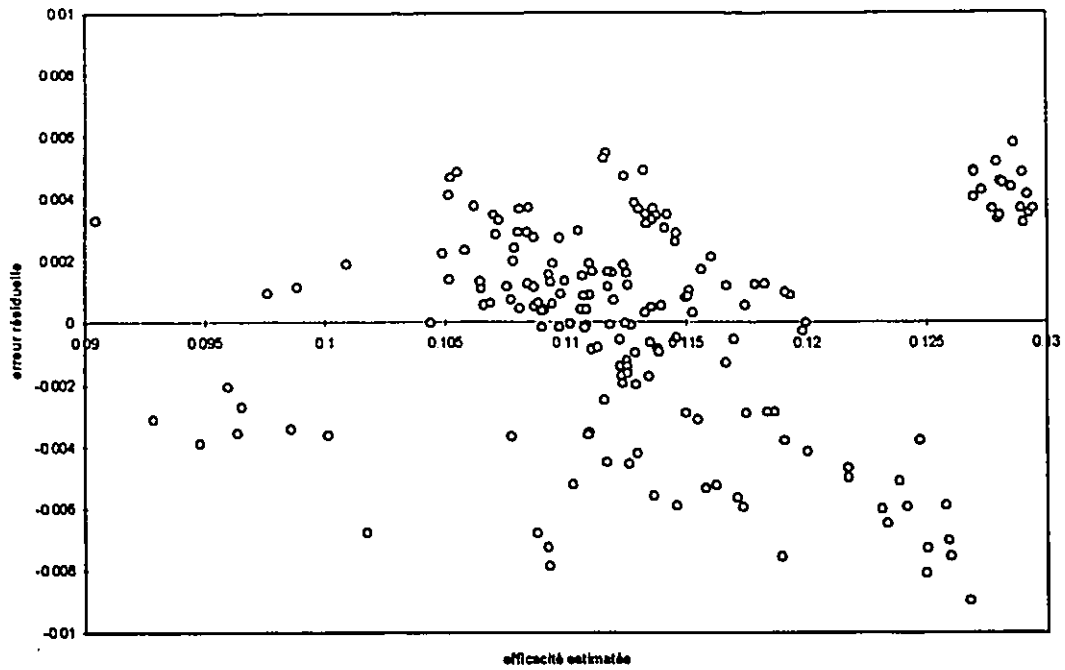
TABLEAU 5.8 - Paramètres du modèle des panneaux solaires

Paramètres	Valeurs
Efficacité de référence (η_r)	0.1124
Coefficient de température (β)	0.0114
Coefficient d'intensité (γ)	0.4335
Paramètre de température (F_T)	-57.48

Figure 5.5 - Rendement théorique vs rendement observé

En examinant le tracé de l'erreur résiduelle en fonction de valeur estimée de l'efficacité à la Figure 5.6, nous ne pouvons détecter aucun trait systématique dans l'erreur, suggérant ainsi que notre modèle constitue une représentation adéquate de nos observations.

Figure 5.6 - Erreur résiduelle vs valeur estimée



Ayant estimé trois paramètres pour notre modèle de l'efficacité des panneaux solaires, nous nous retrouverons donc avec un volume comme région de confiance. Nous allons la représenter par trois coupes orthogonales aux valeurs des paramètres correspondant au moindre carré.

Figure 5.7 - Région de confiance à 95% de β et F_T avec $\gamma = 0.4335$

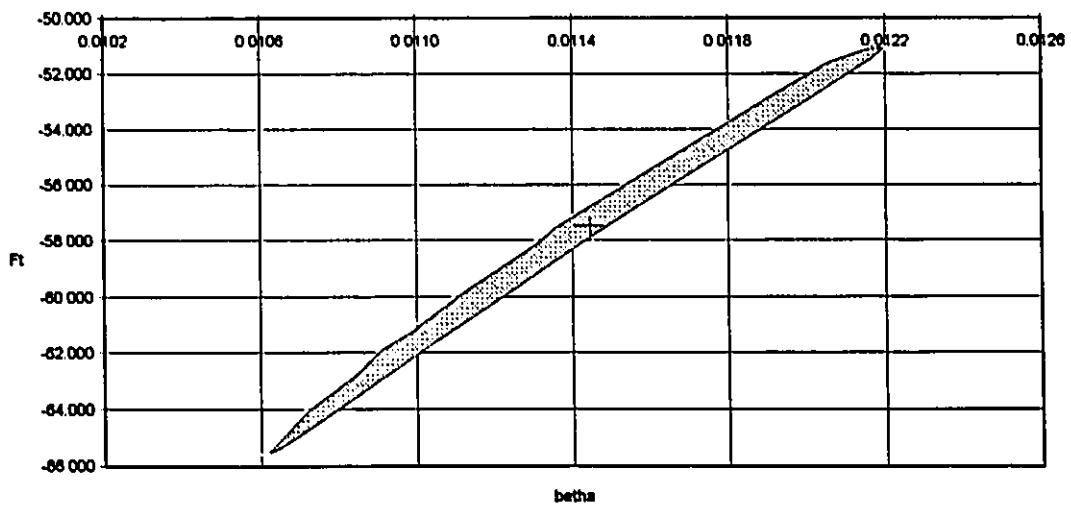


Figure 5.8 - Région de confiance à 95% de β et γ avec $F_T = -57.4758$

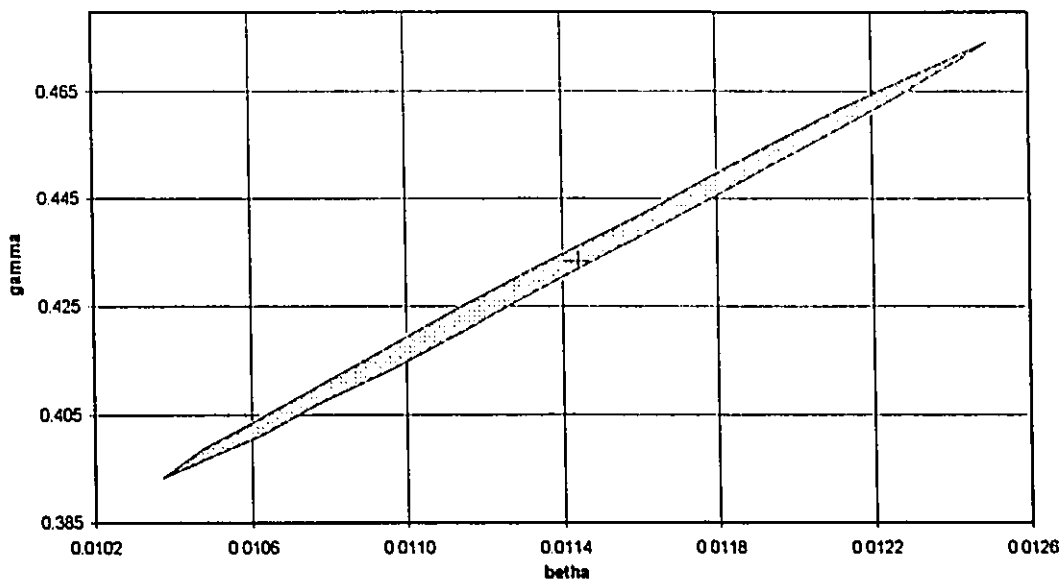
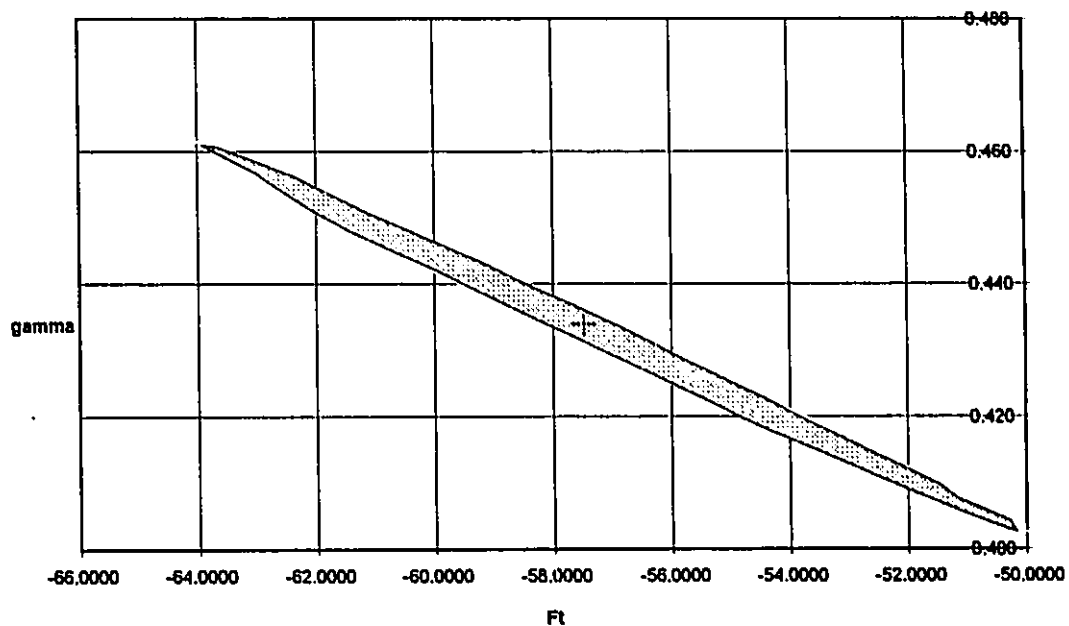


Figure 5.9 - Région de confiance à 95% de F_T et γ avec $\beta = 0.011424$



Température du panneau PV

Etant donné que la température des cellules PV n'est habituellement pas disponible, nous devons trouver un moyen de l'estimer à l'aide de données habituellement disponibles. Un modèle couramment utilisé (Smith, 1984), (Khallat, 1986), (Salameh et al., 1990) consiste à estimer celle-ci à l'aide de la température ambiante et de la radiation solaire. L'équation suivante décrit ce modèle.

$$T_{c,i} = T_{amb} + (m \times I_i) \quad [5.16]$$

avec

$T_{c,i}$: température de la cellule (°C)

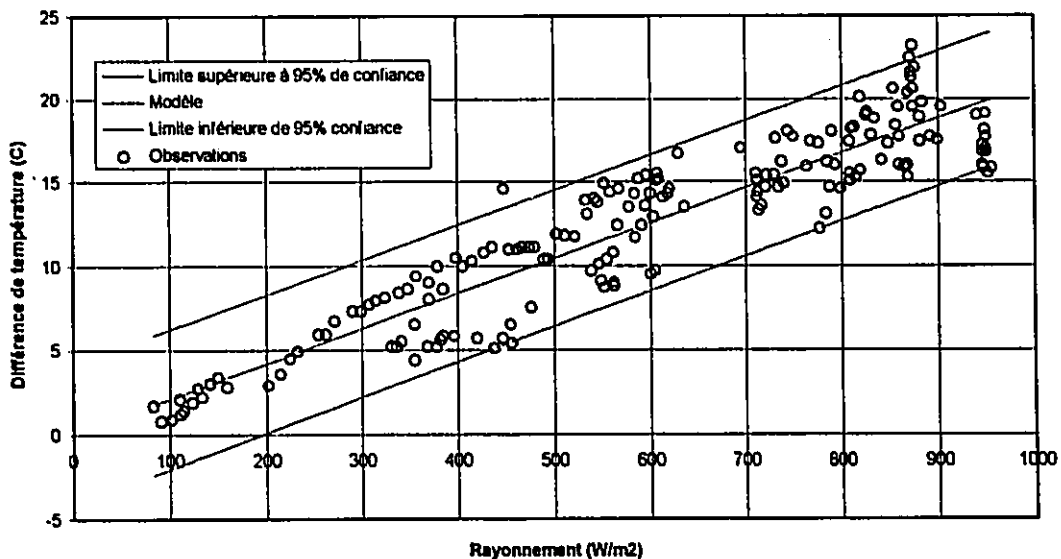
T_{amb} : température ambiante (°C)

m : coefficient (°C. m² / W)

I_i : insolation (W/m²)

Encore une fois, à l'aide de la méthode des moindres carrés, nous avons pu déterminer le coefficient "m" du modèle. Nous avons ainsi trouvé une valeur de 0.0209 ± 0.00047 à 95% de confiance. Nous retrouvons à la Figure 5.10 les valeurs observées de la différence entre la température des cellules PV et la température ambiante pour différentes valeurs d'insolation, ainsi que les limites supérieures et inférieures à 95% de confiance du modèle.

Figure 5.10 - Relation entre la Température des cellules PV et l'insolation



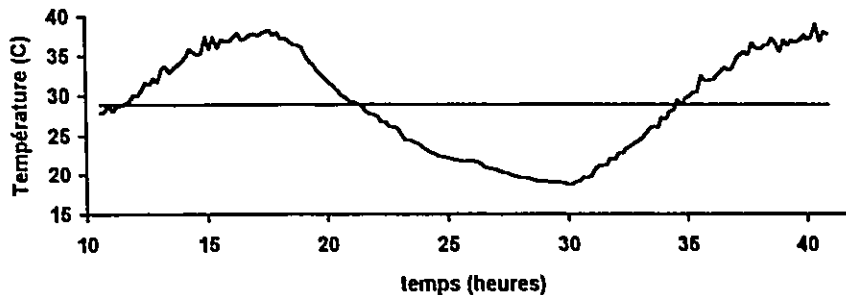
L'équation du modèle pour l'estimation de la température des cellules PV devient donc :

$$T_{c,i} = T_{amb} + 0.0209 \times I_i \quad [5.17]$$

Température ambiante

Les températures horaires ne sont que très rarement disponibles. Les températures maximale et minimale de la journée sont cependant des données habituellement disponibles. L'enregistrement de la température à toutes les 10 minutes sur deux journées complètes, nous a permis d'observer la nature sinusoïdale de celle-ci. Nous en présentons une à la Figure 5.11.

Figure 5.11 - Variation de la température de l'air en fonction de l'heure du jour



Connaissant la température maximale et minimale, il devrait être possible de reproduire approximativement la variation de la température tout au long de la journée. Cela se complique quelque peu du fait que l'on ne connaît pas le moment précis quand se produisent ces minimums et maximums.

Intuitivement nous pouvons prédire que la température de l'air sera influencée par l'insolation. Il serait donc intéressant de relier la température à l'insolation qui est connue, dans le cas présent. Nous avons donc analysé les valeurs de l'insolation correspondant aux températures observées. Une première observation est que la température minimale se produit quelques dizaines de minutes après le lever du soleil. La température maximale cependant, se produit entre 2 heures et 3½ heures avant le coucher du soleil. Nous pouvons expliquer ce phénomène en effectuant une balance d'énergie sur l'ensemble de la masse d'air. En effet, la température de l'air cessera de chuter lorsque l'apport d'énergie (énergie solaire) excédera la perte d'énergie, alors que la température cessera de monter lorsque la perte d'énergie excédera l'apport d'énergie. La perte d'énergie étant proportionnelle à la différence de température entre l'air et le corps noir l'entourant, il est normal que le point d'équilibre entre le gain et la perte d'énergie se produise lors d'apport d'énergie plus important pour la température maximale. Au lever du soleil, alors que la température est très basse, la perte d'énergie est très faible et sera rapidement excédée par l'apport des radiations solaires. Cependant, vers la fin de l'après-midi, alors que la température est très élevée, la perte d'énergie est importante et excédera l'apport des radiations solaires bien avant le coucher du soleil. Le moment précis du maximum dépendra donc de la température atteinte et de l'intensité solaire présente. Wiesner (1970) nous confirme ces observations en précisant qu'à défaut de variations importantes des conditions climatiques, le minimum devrait se produire peu de temps après le lever du

soleil, alors que le maximum devrait se produire en milieu d'après-midi. Les mouvements d'air locaux ont une certaine influence, plus particulièrement près des côtes où l'on observe fréquemment un maximum dans la matinée, avant que le vent de mer ne rafraîchisse le temps en après-midi.

Par temps clair, une fois le moment du minimum et du maximum établi, la modélisation par une sinusoïde est satisfaisante. Cependant par journée nuageuse l'apport d'énergie sera aléatoire et une modélisation plus complexe, considérant l'apport et les pertes d'énergie, serait préférable. Une telle analyse nécessiterait la mesure de nombreuses variables telles l'intensité du vent, le taux d'humidité, la pression barométrique, et ce, à fréquence horaire. L'accès à ces mesures n'est pas toujours possible, et l'ampleur d'une telle analyse dépasse les objectifs de notre étude. Nous nous contenterons donc de l'approximation sinusoïdale, fixant le minimum au lever du soleil et le maximum, de façon arbitraire, 2½ heures avant le coucher du soleil.

5.4.1.2 Le groupe moto-pompe

Comme nous l'avons expliqué précédemment, le groupe moto-pompe se compose du convertisseur, du moteur et de la pompe. Comme présenté à la section 3.2, l'équipement utilisé lors des tests de performance du groupe moto-pompe se composait d'un convertisseur Solartronic SA 1500 de marque Grundfos et d'une pompe centrifuge submersible SP5A7, également de marque Grundfos. Le convertisseur reçoit une tension CC des panneaux solaires et fournit une tension triphasée à la pompe. Comme présenté à la section 3.2, nous avons transformé les mesures de tension et de courant, ainsi que les mesures de débit, de pression et de profondeur dynamique de la nappe phréatique en puissance électrique, en débit, et en hauteur manométrique totale. Étant donné que les Hmt ainsi obtenus n'étaient pas uniformes et que nous désirions obtenir des courbes pour différentes Hmt, nous avons dû manipuler quelque peu les données. Nous les avons tout d'abord regroupées sous sept groupes chacun représentant une Hmt soit: 14m, 19m, 24m, 34m, 44m, 54m, et 64m.

Les débits obtenus précédemment, ne correspondent pas exactement à la Hmt de leur groupe. Nous avons donc recalculé le débit en assumant une puissance hydraulique disponible constante sur une faible plage de variation de la Hmt. Ceci est présenté à l'équation suivante :

$$Q' = \frac{1000P_h}{H'\gamma} \quad [5.18]$$

où

Q' : débit calculé pour la Hmt du groupe (L/s)

P_h : Puissance hydraulique mesurée (Watts)

H' : Hmt du groupe (m)

γ : Masse spécifique de l'eau (9810 N/m³)

A l'aide de ces nouveaux débits, il nous a été possible de construire les courbes du débit en fonction de la puissance électrique pour chacun des groupes. Nous avons choisi de modéliser celles-ci à l'aide de polynôme du deuxième degré. Nous présentons donc les données ainsi que leurs modèles aux figures 5.12 à 5.18.

Figure 5.12 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 14m

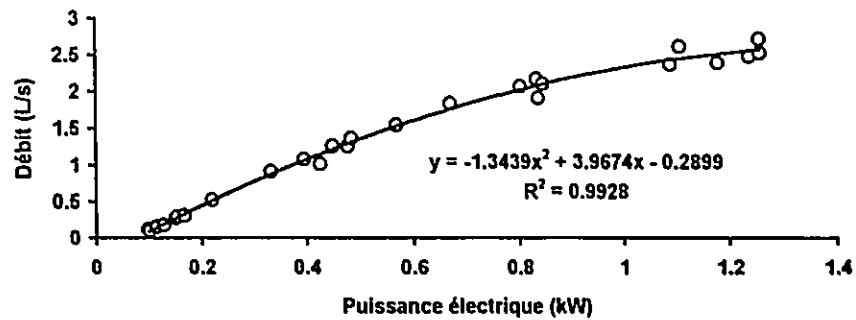


Figure 5.13 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 19m

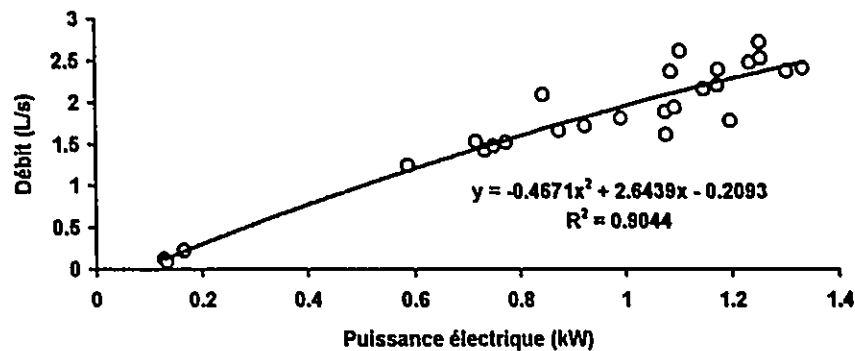


Figure 5.14 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 24m

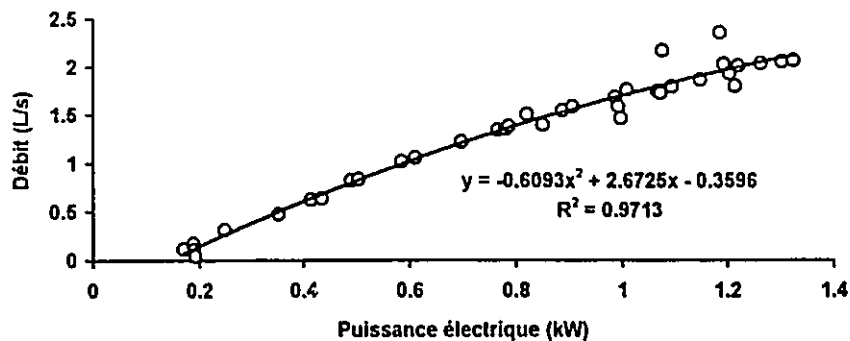


Figure 5.15 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 34m

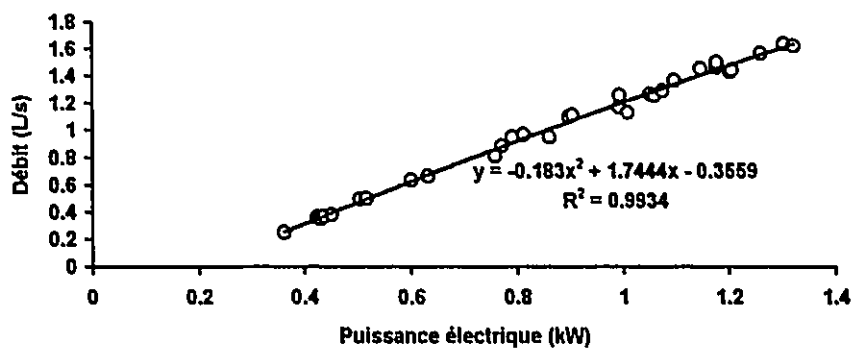


Figure 5.16 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 44m

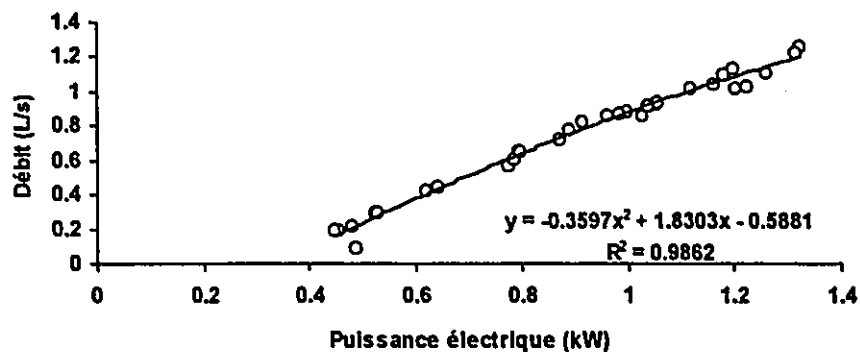


Figure 5.17 - Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 54m

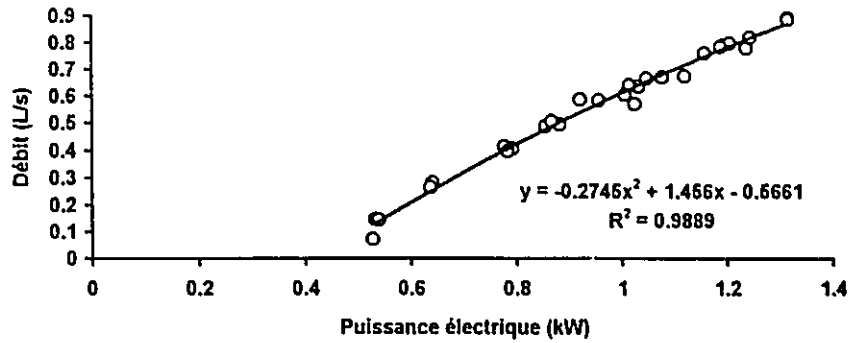
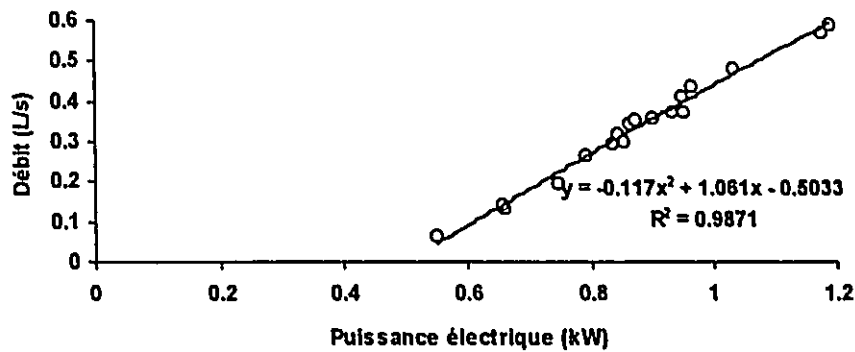
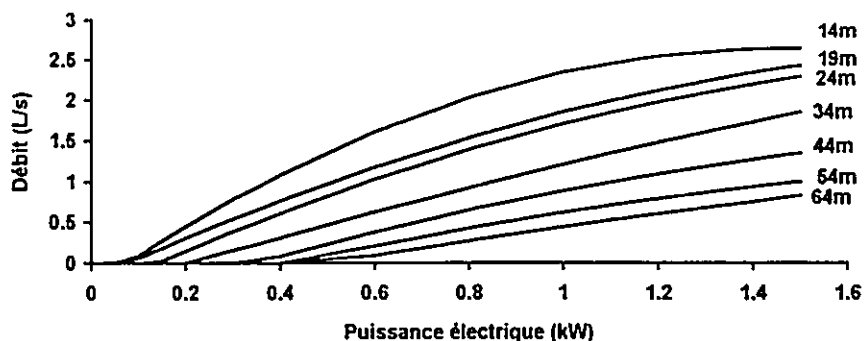


Figure 5.18 Débit en fonction de la puissance électrique avec une Hmt = 64m



Nous présentons à la Figure 5.19 l'ensemble de ces courbes. Afin d'obtenir les débits pour les Hmts comprises entre celles des courbes présentées, une simple interpolation sera pratiquée.

Figure 5.19-Modélisation du groupe moto-pompe pour les différentes Hmt

Finalement, nous présentons au Tableau 5.9 les différents coefficients obtenus lors de la modélisation du groupe moto-pompe équipé de la pompe SP5A7, pour chacune des Hmt. Les trois coefficients a_0 , a_1 , a_2 , se retrouvent dans le modèle du deuxième degré, tel que présentés dans l'équation suivante :

$$Q = a_0 + a_1P + a_2P^2 \quad [5.19]$$

où

Q : débit (L/s)

P : puissance électrique (kW)

TABLEAU 5.9- Coefficients du modèle du groupe moto-pompe SP5A7

Hmt	a_0	a_1	a_2
14	-0.2899	3.9674	-1.3439
19	-0.2093	2.6439	-0.4671
24	-0.3596	2.6725	-0.6093
34	-0.3559	1.7444	-0.1830
44	-0.5881	1.8303	-0.3597
54	-0.5661	1.4560	-0.2745
64	-0.5033	1.0610	-0.1170

La même procédure a été répétée à partir des données du manufacturier pour les pompes SP8A5 et SP3A10 plus efficaces pour des profondeurs inférieures à 20m et supérieures à 40m respectivement, afin de déterminer les coefficients des modèles. Ceux-ci sont présentés aux Tableaux 5.10 et 5.11.

TABLEAU 5.10- Coefficients du modèle du groupe moto-pompe SP8A5

Hmt	a_0	a_1	a_2
8	-0.5689	5.8922	-1.9666
12	-0.7235	5.0437	-1.4645
16	-0.8404	4.3496	-1.0491
20	-0.9860	3.6665	-0.6909
24	-0.9696	3.0176	-0.4393
28	-1.2236	2.9482	-0.4732

TABLEAU 5.11- Coefficients du modèle du groupe moto-pompe SP3A10

Hmt	a_0	a_1	a_2
30	-0.3360	2.0587	-0.6003
40	-0.4129	1.8760	-0.4974
50	-0.5451	1.7557	-0.4078
60	-0.5247	1.4173	-0.2748
70	-0.2539	1.3338	-0.5777

5.4.2 Modélisation des systèmes éoliens

Nous nous limiterons ici, aux éoliennes mécaniques. L'éolienne mécanique de marque Dempster est très répandue au Maroc. C'est pourquoi nous nous intéresserons plus spécifiquement à celle-ci. Elle est constituée d'une éolienne multipales et d'un mécanisme de pompage à mouvement réciproque avec piston. Cinq différents modèles sont vendus par ce manufacturier. Ils se différencient principalement par le diamètre de l'éolienne.

Nous savons que la puissance correspondante à un débit et à une hauteur manométrique totale (HMT) est décrite par l'équation suivante:

$$P_h = HQ\gamma \quad [5.20]$$

où

P_h : Puissance hydraulique (Watts)

H : Hauteur manométrique totale (m)

γ : masse spécifique de l'eau (9800 N/m³)

La puissance mécanique requise pour produire cette puissance est fonction de l'efficacité mécanique du système, et elle est donnée par l'équation suivante :

$$P_m = \frac{P_h}{\eta_m} \quad [5.21]$$

où

P_m : Puissance mécanique (Watts)
 P_h : Puissance hydraulique (Watts)
 η_m : efficacité mécanique

Afin de définir la puissance hydraulique, il faut définir le débit. Le débit d'eau pompée par une éolienne mécanique est fonction de la surface du piston, de la longueur de la course (stroke), de la fréquence du mouvement du piston, et de l'efficacité volumétrique de la pompe. Celui-ci est défini par l'équation suivante :

$$Q = \eta_v \left(\pi \frac{D_p^2}{4} \right) S \left(\frac{\Omega_p}{2\pi} \right) \quad [5.22]$$

où

Q : débit d'eau pompée (m³/s)
 η_v : efficacité volumétrique de la pompe
 D_p : diamètre du piston (m)
 S : course (m)
 Ω_p : vitesse de rotation du mécanisme de pompage (rad./s)

La fréquence du mouvement du piston est fonction de l'équilibre qui s'établira entre la puissance extraite par le mécanisme éolien et la puissance requise pour pomper l'eau. L'équilibre sera atteint lorsque le torque exercé par ce premier sera égal au torque requis pour pomper l'eau. Le torque est relié à la puissance de la façon décrite par l'équation suivante :

$$T = \frac{P}{\Omega} \quad [5.23]$$

où

T : torque (N.m)

En combinant les équations 5.20, 5.21, 5.22 et 5.23, nous obtenons une équation décrivant le torque moyen sur un cycle requis pour pomper de l'eau, en fonction de la hauteur manométrique totale.

$$T_{req} = \frac{D_p^2 \gamma \eta_r S H}{8 \eta_m} \quad [5.24]$$

Le torque moyen produit par l'éolienne est décrit par l'équation suivante (Wyatt) :

$$T_{prod} = \frac{1}{2} C_q \rho_a \pi R^3 V^2 G \eta_t \quad [5.25]$$

où

- C_q : coefficient du torque
- ρ_a : densité de l'air (kg/m^3)
- R : rayon de l'éolienne (m)
- V : vitesse du vent (m/s)
- G : ratio de transmission
- η_t : efficacité de la transmission

En égalant ces deux torques, et en résolvant pour C_q nous obtenons l'équation suivante :

$$C_q = \frac{D_p^2 \gamma \eta_r S H}{4 \eta_m \rho_a \pi R^3 V^2 G \eta_t} \quad [5.26]$$

En assumant la relation linéaire suivante entre le tsr (λ) et le coefficient du torque (Wyatt), nous pouvons trouver le tsr en fonction de C_q .

$$C_q = C_{q \max} \left(1 - \frac{\lambda}{\lambda_m} \right) \quad [5.27]$$

en résolvant pour λ ,

$$\lambda = \lambda_{\max} \left(1 - \frac{C_q}{C_{q \max}} \right) \quad [5.28]$$

En substituant l'équation 5.26 dans 5.28 nous obtenons une équation du tsr en fonction de la vitesse du vent :

$$\lambda = \lambda_{\max} \left(1 - \frac{D_p^2 \gamma \eta_r S H}{4 \eta_m \rho_a \pi R^3 V^2 G \eta_t C_{q \max}} \right) \quad [5.29]$$

Connaissant le tsr, il nous est possible de trouver la vitesse de rotation de l'éolienne à partir de la vitesse du vent. Le tsr étant défini comme :

$$\lambda = \frac{\Omega R}{V} \quad [5.30]$$

La vitesse de rotation de l'éolienne est donc égale à :

$$\Omega = \frac{v\lambda_{\max}}{R} \left(1 - \frac{D_p^2 \eta_r \gamma S H}{4 \eta_m \rho_a \pi R^3 V^2 G \eta_i C_{q \max}} \right) \quad [5.31]$$

Afin d'obtenir la vitesse de rotation du mécanisme de pompage, il est nécessaire de diviser la vitesse de rotation de l'éolienne par le ratio de transmission (G).

$$\Omega_p = \frac{\Omega}{G} \quad [5.32]$$

En substituant dans l'équation 5.22, nous trouvons une équation décrivant le débit d'eau pompée en fonction de la vitesse du vent.

$$Q = \eta_v \left(\pi \frac{D_p^2}{4} \right) S \frac{1}{2\pi} \frac{V \lambda_{\max}}{G.R} \left(1 - \frac{D_p^2 \eta_r \gamma S H}{4 \eta_m \rho_a \pi R^3 V^2 G \eta_i C_{q \max}} \right) \quad [5.33]$$

En simplifiant l'équation précédente, nous obtenons :

$$Q = \eta_v \frac{D_p^2}{8} S \frac{\lambda_{\max}}{G.R} \left(V - \frac{D_p^2 \eta_r \gamma S H}{4 \eta_m \rho_a \pi R^3 V G \eta_i C_{q \max}} \right) \quad [5.34]$$

Les différentes efficacités, le t_{sr} maximum et le coefficient de torque maximum ont été estimés (Wyatt, non-daté). Ceux-ci sont présentés au Tableau 5.12.

TABLEAU 5.12 - Paramètres du modèle de l'éolienne mécanique

Paramètres	Dempster (Wyatt)
Efficacité mécanique de la pompe - η_m	0.6
Efficacité volumétrique de la pompe - η_v	0.9
Efficacité de transmission - η_t	0.9
Vitesse "rated" du vent - V_r (m/s)	8.5
Vitesse "cut-off" du vent - V_o (m/s)	22.0
TSR maximum - λ_{max}	2.0
Masse du piston (M_b)	34.8
Coefficient de torque maximum - $C_{q\ max}$	0.666

Source : (Wyatt, non-daté)

Les différents paramètres décrivant l'éolienne ont été obtenus de la documentation du manufacturier (Dempster, 1993). Ceux-ci sont présentés au Tableau 5.13 pour les cinq modèles considérés.

TABLEAU 5.13 - Paramètres des éoliennes mécaniques

Modèle	Course (m)	Diamètre du piston (m)	Ratio de transmission	Rayon du rotor (m)
1	0.127	0.076	4.0	0.914
2	0.190	0.076	3.3	1.219
3	0.190	0.076	3.0	1.524
4	0.254	0.076	3.0	1.829
5	0.254	0.076	3.0	2.134

Source: (Dempster, 1993)

A l'aide de l'équation 5.34, il nous est possible de déterminer la vitesse minimale du vent requise pour le pompage. En fixant Q égale à zéro, nous obtenons l'équation suivante pour la vitesse minimale de pompage.

$$V_{\min. \text{ pompage}} = \sqrt{\frac{D_p^2 \eta \gamma S H}{4 \eta_m \rho_a \pi R^3 G \eta C_{q \max}}} \quad [5.35]$$

Le torque que nous avons utilisé tout au long de ces calculs est le torque moyen et non le torque maximum. Le torque maximum est observé à mi-chemin du mouvement du piston vers le haut, auquel il faut ajouter le poids exercé par le piston. Nous trouvons donc un torque maximum égal à (Wyatt) :

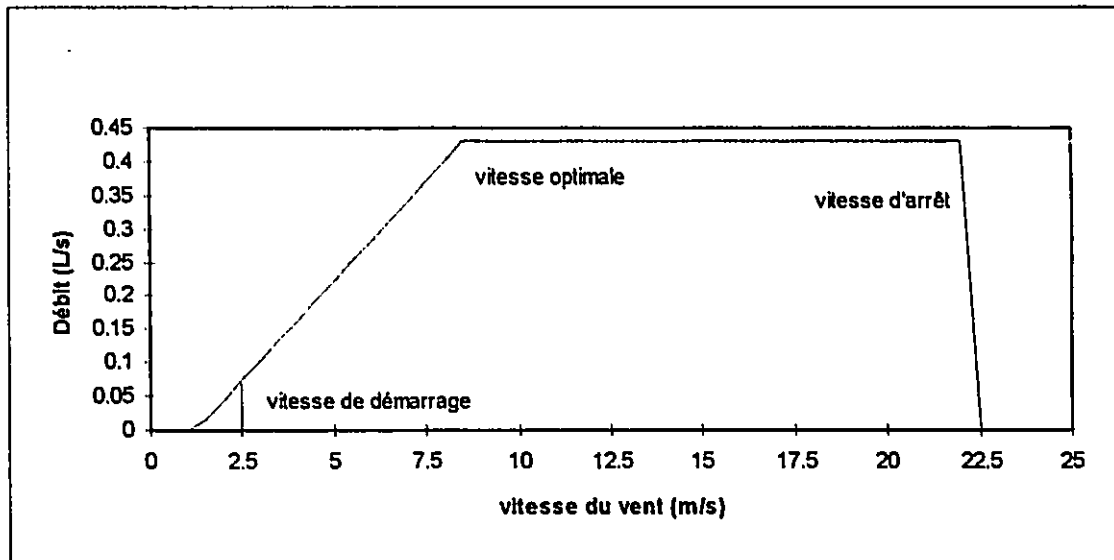
$$T_{\max} = \frac{M_b S g}{2} + \frac{\pi D_p^2 \gamma \eta_r S H}{8 \eta_m} \quad [5.36]$$

où

M_b : masse du piston (kg)

L'éolienne ne démarrera que lorsque le torque exercé par le vent égalera le torque maximal. On peut traduire ceci en une vitesse minimale requise pour le démarrage. Celle-ci se calcule de la même manière que la vitesse minimale de pompage en remplaçant la valeur du torque moyen par la valeur du torque maximum. La vitesse ainsi obtenue à l'aide de la valeur du torque maximum correspond à la vitesse minimale du vent pour que l'éolienne démarre, alors que la vitesse obtenue à l'aide du torque moyen correspond en fait à la vitesse à laquelle l'éolienne s'arrêtera après avoir préalablement démarré. Notons que ces vitesses sont fonction de la hauteur manométrique totale (H), et que cette dernière variera dans le temps. Nous présentons à la Figure 5.20 la variation que le débit de l'éolienne modèle 5 subira en fonction de la vitesse du vent pour une HMT de 20 mètres.

Figure 5.20 - Débit en fonction de la vitesse du vent pour l'éolienne modèle 5 à 20m



5.4.3 Modélisation des systèmes de collecte d'eau de pluie

La modélisation des systèmes de collecte des eaux de pluie est simple. Le volume d'eau pour chaque précipitation peut être calculé en connaissant l'aire de la surface de collecte des eaux, le matériau utilisé pour la construction de celle-ci, et l'importance de la précipitation. Le volume d'eau collecté est déterminé par l'équation suivante:

$$\Delta V = c d A_c \quad [5.37]$$

où

ΔV : volume d'eau collecté (L)

c : coefficient d'efficacité

d : hauteur des précipitations (mm)

A_c : aire de la surface de collection (m²)

Le coefficient d'efficacité est déterminé principalement par le matériau utilisé pour la construction de la surface de collection. Celui-ci tient compte des pertes causées par l'évaporation, les fuites et l'absorption par le matériau. Nous avons retenu une valeur de 0.8 pour le coefficient d'efficacité (World Bank et UNDP, 1986).

Chapitre 6

Méthode d'analyse des performances

6.1 Les critères

Il est nécessaire d'établir les critères sur lesquels les performances des systèmes seront évaluées. Deux aspects ont été identifiés, soit l'aspect technique et l'aspect économique. Les systèmes retenus devront rencontrer certains critères techniques. Cependant, parmi tous les systèmes retenus pour leurs performances techniques, le système le moins coûteux sera retenu comme système optimal.

6.1.1 Les critères techniques

La façon dont les systèmes remplissent leur fonction, soit procurer une quantité d'eau suffisante en tout temps, constitue le critère technique d'un système. D'une façon inverse, les contre-performances des systèmes peuvent être mesurées par le nombre de fois où les systèmes n'ont pu rencontrer la demande en eau. Les performances techniques des systèmes varieront donc en fonction de la demande en eau à combler.

La définition d'un critère n'est pas une tâche facile. Celui-ci devrait prendre en considération l'intensité et la durée du manque d'eau. L'importance de la somme des carences quotidiennes en eau par rapport à la demande totale sur une période de temps donnée comporte ces deux éléments. Elle nous donne l'importance relative de la carence face à la demande. Nous appellerons ce critère, le pourcentage relatif de la carence (%RC). Celui-ci est calculé en additionnant les carences quotidiennes et en divisant ce volume par le volume total de la demande, et ce sur une période de temps donné.

$$\%RC = \left(\frac{\sum_{i=1}^N \text{volume de la carence}_i}{\sum_{i=1}^N \text{volume de la demande}_i} \right) \times 100 \quad [6.1]$$

où

i : jour évalué

N : nombre de jours évalués

Il peut également être intéressant d'évaluer la disponibilité des systèmes. Un système est disponible lorsqu'il permet de satisfaire la demande au moment où elle se manifeste. Selon que l'on définit la période d'évaluation de la satisfaction des besoins à une heure ou une journée, le niveau de satisfaction variera grandement. Il est en effet plus

facile de satisfaire les besoins sur une base journalière que sur une base horaire. La disponibilité évalue plutôt le niveau de satisfaction des utilisateurs par opposition au pourcentage relatif de la carence qui lui évalue la capacité de satisfaire la demande. Ce critère devrait donc être utilisé comme indice de l'insatisfaction plutôt que comme facteur de sélection. Sur une base journalière, le pourcentage d'indice d'insatisfaction (%IIS) se définit comme suit:

$$\%IIS = \left(\frac{\text{nombre de jours avec carence}}{\text{nombre total de jour évalué}} \right) \times 100 \quad [6.2]$$

Il est important ici de définir ce que nous entendons par la demande en eau. A la section 5.1.3, nous avons défini deux niveaux de satisfaction des besoins, soit les besoins réels et les besoins minimums. Lorsque nous parlons de la demande, nous référons à la demande réelle, soit environ 30 L/hab./jour. La demande minimale ou critique, quant à elle constitue la limite inférieure en dessous de laquelle les besoins vitaux des habitants et de leur cheptel ne sont pas satisfaits. Nous passons donc d'une condition d'inconfort à un état de crise. Le nombre de jours consécutifs passés dans une telle condition est critique. Nous avons donc également examiné ce paramètre.

Finalement, deux paramètres ont été utilisés pour mesurer l'efficacité de l'utilisation de l'équipement. Nous avons tout d'abord défini un paramètre du pourcentage d'utilisation (%Util.) de l'équipement. Celui-ci correspond au ratio du volume d'eau utilisée, donc pompée, sur le volume potentiel que le système aurait pu pomper s'il n'avait pas été interrompu par le fait que le réservoir se trouvait plein.

$$\%Util = \left(\frac{\text{volume d'eau pompée}}{\text{volume potentiel}} \right) \times 100 \quad [6.3]$$

Le deuxième paramètre consiste en une mesure du pourcentage du temps où le système fut forcé à l'arrêt. L'arrêt du système est provoqué lorsque le réservoir est plein. Celui-ci se définit comme suit:

$$\%Arret = \left(\frac{\text{temps à l'arrêt}}{\text{temps total évalué}} \right) \times 100 \quad [6.4]$$

6.1.1.1 Niveau de performance recherché

Avant de considérer le critère économique, les systèmes évalués devront satisfaire à certains critères techniques. Le pourcentage relatif de carence a été retenu comme critère technique de sélection. Il est donc nécessaire de définir les limites inférieures acceptables de ce critère. Nous déterminerons donc le système optimal pour un pourcentage relatif de carence de 10%, 5%, 3%, 2% et 1%.

6.1.1.2 Granularité

Il est nécessaire de définir à quelle échelle nous désirons évaluer les performances des systèmes. Autrement dit, pour quelle période de temps sommes-nous prêts à négliger les carences en eau. Nous avons appelé cette période de temps la granularité de notre analyse. Nous avons fixé ce paramètre à un jour. Ce paramètre est habituellement fixé à un mois dans les méthodes de conception conventionnelle à bilan énergétique.

6.1.2 Les critères économiques

Le coût des systèmes associé aux performances techniques est notre critère économique d'évaluation des systèmes. C'est le critère économique qui constitue le critère final de sélection. Le critère technique ne sert qu'à mettre les différents systèmes sur une même pied d'égalité, soit des performances techniques comparables.

6.2 Méthode d'optimisation

6.2.1 Optimisation par simulation

Nous avons choisi d'analyser les performances des système à l'aide d'un logiciel de simulation. James et Robert (1971) décrivent la simulation comme l'outil le plus puissant pour déterminer le design optimal de systèmes complexes. Les méthodes graphiques et analytiques sont limitées par la difficulté de condenser toute l'information requise pour représenter les systèmes, dans des courbes et des équations. La simulation se base sur le développement d'un algorithme informatique permettant de modéliser, de la façon la plus précise possible, le fonctionnement du système.

Nous désirons donc déterminer la combinaison optimale des paramètres ajustables du modèle. La simulation produira un résultat différent pour chaque combinaison de ces paramètres. Dans notre cas, ces derniers sont le nombre de panneaux solaires, le modèle de l'éolienne, la surface de collecte des eaux de pluie, et le volume du réservoir. Le modèle est alimenté par une série de données. Celles-ci sont l'ensoleillement horaire, la température minimale et maximale quotidienne, la vitesse du vent aux six heures et la précipitation quotidienne. Le logiciel de simulation nous permettra de suivre les performances de chaque combinaison de systèmes évalués.

James et Robert (1971) nous présentent cinq stratégies pour déterminer le design optimal à partir des résultats produits par la simulation. La première méthode, appelée méthode de quadrillage uniforme, consiste à faire varier la valeur des variables d'une façon régulière afin de déterminer le design optimal. La deuxième méthode, appelée méthode

d'échantillonnage aléatoire, est similaire à la première à la différence que les valeurs des variables sont choisies de façon aléatoire. La troisième méthode, appelée méthode à facteur unique, consiste à fixer toutes les variables à l'exception d'une pour laquelle on détermine la valeur pour laquelle le design est optimal. On fixe ensuite cette dernière à cette valeur et on fait varier une des autres variables de la même manière. On procède ainsi jusqu'à ce que les valeurs des variables se stabilisent. La quatrième méthode, appelée méthode à double facteur, est similaire à la méthode précédente à la différence que l'on fait varier deux paramètres à la fois. Celle-ci se prête bien aux cas où deux variables sont interdépendantes. La cinquième méthode, appelée méthode de l'ascension la plus abrupte, consiste à fixer une valeur de départ aux variables, et à examiner le résultat du modèle dans l'entourage de celle-ci et à diriger notre recherche du design optimal dans la direction de l'ascension la plus abrupte. La nature discrète des variables correspondant aux systèmes solaires et éoliens (i.e., nombre de panneaux et grandeur de l'éolienne) nous pousse à utiliser la méthode de quadrillage uniforme. Les valeurs des variables étant fixées par les contraintes physiques des systèmes solaires et éoliens.

6.2.2 Stratégie d'optimisation

Trois différentes technologies sont considérées soit la pompe photovoltaïque, l'éolienne mécanique et le système de collecte des eaux de pluie. Les dimensions possibles de chaque composante ont été limitées à des valeurs discrètes. Pour le système photovoltaïque, il s'agit du nombre de panneaux solaires. Les différentes dimensions possibles du système photovoltaïque sont présentées au Tableau 6.1.

TABLEAU 6.1 - Configurations des systèmes photovoltaïques

Configuration	Nombre de panneaux	Surface (m ²)
1	7	2.52
2	14	5.04
3	21	7.56
4	28	10.08
5	35	12.60
6	42	15.12

Pour l'éolienne mécanique, il s'agit de cinq différents modèles d'éolienne. Les caractéristiques de celles-ci sont présentées au Tableau 6.2.

TABLEAU 6.2 - Caractéristiques des éoliennes mécaniques

Modèle	Course (m)	Diamètre du piston (m)	Ratio de transmission	Rayon du rotor (m)
1	0.127	0.076	4.0	0.914
2	0.190	0.076	3.3	1.219
3	0.190	0.076	3.0	1.524
4	0.254	0.076	3.0	1.829
5	0.254	0.076	3.0	2.134

Source: (Dempster, 1993)

Finalement, pour le système de collecte des eaux de pluie, nous avons fixé les aires de collecte des eaux de pluie aux trois valeurs présentées au Tableau 6.3.

TABLEAU 6.3 - Aire des surfaces de collection

Surface de collection	Aire (m ²)
1	250
2	500
3	750

Toutes les combinaisons possibles de ces différents systèmes ont donc été évaluées, pour comporter au maximum, un représentant de chacun de ces trois groupes, à l'exception de l'éolienne pour laquelle nous avons autorisé jusqu'à deux composantes pour un même système.

Dans un premier temps nous avons déterminé quelles combinaisons de systèmes nous permettent de satisfaire la demande en eau d'une population donnée, sur une base annuelle. Le volume potentiel d'eau pompée fut évalué dans les conditions les plus favorables, soit une HMT fixe et un réservoir de volume illimité. Les volumes d'eau annuels pour les différentes combinaisons de systèmes furent ensuite obtenus en additionnant les volumes de chaque système constituant la combinaison. Seules les combinaisons comportant un volume annuel supérieur au volume de la demande annuelle furent retenues.

Le pourcentage relatif de carence pour chacun de ces systèmes fut ensuite évalué, puis comparé au %RC désiré. Les systèmes sans réservoir ont habituellement des %RC très élevés. Le réservoir agit comme temporisateur, permettant de stocker les excès d'eau pour les rendre disponibles dans les périodes de carence. Plus le réservoir est important, moins les carences sont importantes. Le volume du réservoir fut donc ainsi augmenté jusqu'à ce que le %RC désiré soit atteint et ce pour chaque combinaisons de systèmes retenues. La combinaison la moins coûteuse fut retenue. Les coûts considérés ici, sont ceux des équipements d'alimentation en eau et du réservoir. Nous n'avons pas considéré les coûts des infrastructures (abreuvoirs, adduction, etc...) qui demeurent les mêmes peu importe le système retenu. Les coûts des différents équipements sont présentés au Tableau 6.4.

TABLEAU 6.4 - Prix des équipements

Équipements	Prix unitaire (SCDN)
Panneau solaire Siemens M55	524
Pompe Grundfos SP5A7	1 300
Convertisseur Grundfos SA 1500	2 400
Tuyaux, filage et connecteurs	1 200
Structure	1 100
Installation du système PV	3 000
Éolienne Dempster modèle 1 ⁽¹⁾	5 450
Éolienne Dempster modèle 2 ⁽¹⁾	5 921
Éolienne Dempster modèle 3 ⁽¹⁾	7 416
Éolienne Dempster modèle 4 ⁽¹⁾	11 797
Éolienne Dempster modèle 5 ⁽¹⁾	12 129
Béton (\$/m ³)	267
Recouvrement intérieur des murs (\$/m ²)	8

Sources: (Dempster, 1993) et (Abu-Hijleh, 1993) et Siemens et Lenbrook.

Note: ⁽¹⁾ le prix de la tour et de l'installation est inclus.

Nous avons évalué ainsi les performances des systèmes pour des demandes différentes, soit autrement dit pour des populations différentes, soit 100, 250, 500, 750 et 1000 habitants, et ce pour nos deux sites. Nous avons évalué également les performances des systèmes pour des profondeurs de la nappe phréatique de 10m et 20m pour Errachidia et de 20 et 40m pour Nador. Pour la composante photovoltaïque, les pompes Grundfos SP8A5, SP5A7, et SP3A10 furent utilisées pour des profondeurs de la nappe phréatique de 10m, 20m et 40m, respectivement.

Chapitre 7

Etudes de cas

Nous présentons ici les résultats de notre simulation pour les sites de Errachidia et de Nador, et ce pour des populations de 100, 250, 500, 750 et 1000 habitants. Les stations météorologiques, où les données ont été recueillies, sont situées à une latitude de 31°56' et une longitude de 04°24' pour Errachidia et une latitude de 35°09' et une longitude de 02°55' pour Nador. Voici en rappel les différentes options pour chacune des composantes.

TABLEAU 7.1 - Options pour la composante PV

Options	Nombre de panneaux solaires	Superficie (m ²)
1	7	2.52
2	14	5.04
3	21	7.56
4	28	10.08
5	35	12.60
6	42	15.12

TABLEAU 7.2 - Options pour la composante éolienne

Options	Course (m)	Diamètre du piston (m)	Rayon de l'éolienne (m)
1	0.1270	0.0762	0.914
2	0.1905	0.0762	1.219
3	0.1905	0.0762	1.524
4	0.2540	0.0762	1.829
5	0.2540	0.0762	2.134

TABLEAU 7.3 - Options pour la composante de collecte des eaux de pluie

Options	Superficie (m ²)
1	250
2	500
3	750

Les paramètres selon lesquels les performances ont été mesurées sont les suivants: le pourcentage relatif de carence (%RC), l'indice d'insatisfaction (%IIS), le pourcentage d'utilisation (%Util.) et le pourcentage d'arrêt (%Arrêt). Rappelons que le pourcentage relatif de carence est ratio entre le total cumulatif des carences quotidiennes observées sur la demande totale et que l'indice d'insatisfaction est le pourcentage de jours pour lequel une carence fut observée. Notons également que le %Util. est un ratio de volume alors que le %Arrêt est un ratio de temps. Finalement, le nombre maximum de jours consécutifs où les besoins minimums n'ont pas été satisfaits fut observé.

7.1 Errachidia

Nous présentons ici les différents systèmes tels qu'optimisés par notre logiciel de simulation pour atteindre les différents %RC retenus, pour les différentes populations desservies, et pour les profondeurs de la nappe phréatique représentatives de la région d'Errachidia. Chaque ligne présentée dans les tableaux représente la combinaison optimale d'équipement pour le site, la population et la profondeur de la nappe phréatique.

7.1.1 Errachidia avec nappe phréatique à 20m

TABLEAU 7.4 - Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 10% à Errachidia à 20m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	2	-	-	-	1	17 210	2.0	6.9	24.8	30.9
250	2	-	-	-	1	17 210	6.3	39.9	62.6	17.2
500	3	-	-	-	1	20 878	6.2	40.8	74.2	15.1
750	4	-	-	-	1	24 546	6.6	50.3	81.9	12.3
1000	5	-	-	-	1	28 214	7.5	53.5	88.5	9.0

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.5- Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 5% à Errachidia à 20m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	2	-	-	-	1	17 210	2.0	6.9	24.8	30.9
250	2	-	-	-	4	18 181	5.0	14.4	62.6	17.2
500	3	-	-	-	9	22 945	5.0	18.0	74.2	15.1
750	5	-	-	-	1	28 214	4.4	44.7	65.6	21.8
1000	6	-	-	-	1	31 882	4.1	49.5	75.1	17.7

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.6- Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 3% à Errachidia à 20m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	2	-	-	-	1	17 210	2.0	6.9	24.8	30.9
250	3	-	-	-	1	20 878	2.3	27.8	36.5	30.8
500	4	-	-	-	1	24 546	2.9	41.2	53.7	26.1
750	5	-	-	-	6	29 664	2.9	12.0	65.6	21.8
1000	6	-	-	-	23	36 155	2.8	12.4	75.1	17.7

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.7- Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 2% à Errachidia à 20m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	2	-	-	-	2	17 595	1.3	2.6	24.8	30.9
250	3	-	-	-	2	21 263	1.9	14.1	36.5	30.8
500	4	-	-	-	6	25 996	1.9	5.5	53.7	26.1
750	5	-	-	-	18	31 779	1.8	6.3	65.6	21.8
1000	6	-	-	-	73	41 491	1.9	8.0	75.1	17.7

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

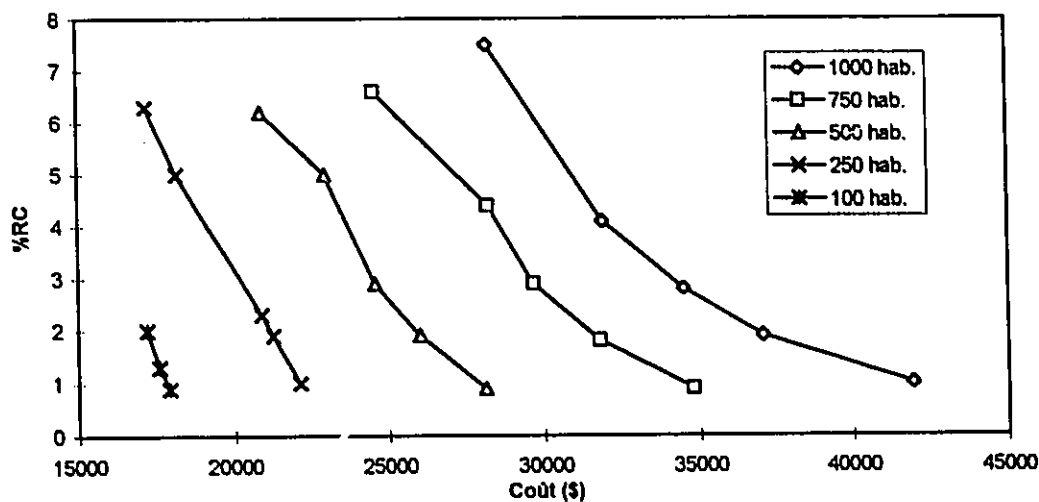
TABLEAU 7.8- Systèmes optimisés pour un %RC \leq 1% à Errachidia à 20m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	2	-	-	-	3	17 907	0.9	1.9	24.8	30.9
250	3	-	-	-	5	22 098	1.0	2.3	36.5	30.8
500	4	-	-	-	18	28 111	0.9	2.7	53.7	26.1
750	5	-	-	-	42	34 778	0.9	3.8	65.6	21.8
1000	6	-	-	-	158	48 054	1.0	4.6	75.1	17.7

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

Nous retrouvons à figure 7.1 les variations du %RC en fonction du coût des systèmes pour différentes populations à Errachidia pour une profondeur initiale de la nappe phréatique de 20 mètres.

Figure 7.1 - %RC vs Coût du système à Errachidia pour H = 20m



Nous pouvons observer, de ces résultats que la prédominance de l'énergie solaire dans cette région nous restreint à des systèmes totalement photovoltaïques. Des valeurs de %RC plus faibles sont obtenues en accroissant le volume du réservoir jusqu'à ce qu'il devienne plus économique d'augmenter la dimension des panneaux solaires. De plus nous pouvons noter que l'indice de l'insatisfaction est grandement influencé par la dimension du réservoir et ce plus fortement que le pourcentage relatif de carence. Ceci revient à dire que pour deux systèmes ayant les mêmes valeurs de %RC, celui comportant le réservoir le plus important aura un %IIS moins élevé, pour une même population. Nous notons que le pourcentage d'utilisation (%Util.) augmente avec la population. Nous opérons donc plus près de la capacité maximale pour les systèmes retenus pour les communautés de 1000

habitants. Le pourcentage d'arrêt (%Arrêt) diminue de façon générale avec la population, ce qui était à prévoir car ceux-ci opèrent tout près de leur capacité maximale. Le pourcentage d'arrêt ne constitue pas le complément du pourcentage d'utilisation, ce dernier étant un ratio de volume d'eau alors que le premier est un ratio de temps. Finalement, afin de limiter le nombre de jours consécutifs où la demande minimum ne fut pas satisfaite à 1 jour, il nous a fallu atteindre un %RC de moins de 1% dans la plupart des cas.

7.1.2 Errachidia avec nappe phréatique à 10m

TABLEAU 7.9- Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 10% à Errachidia à 10m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	2	-	-	-	1	17 210	2.7	12.6	18.7	29.0
250	2	-	-	-	1	17 210	6.3	34.3	48.3	19.3
500	3	-	-	-	1	20 878	4.6	30.7	53.9	21.6
750	3	-	-	-	1	20 878	9.8	51.4	84.4	8.3
1000	4	-	-	-	1	24 546	7.4	44.1	81.1	11.2

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.10- Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 5% à Errachidia à 10m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	2	-	-	-	1	17 210	2.7	12.6	18.7	29.0
250	2	-	-	-	4	18 181	4.8	10.8	48.3	19.3
500	3	-	-	-	1	20 878	4.6	30.7	53.9	21.6
750	4	-	-	-	1	24 546	3.9	30.1	58.7	21.9
1000	5	-	-	-	1	28 214	3.8	35.4	63.5	21.3

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.11- Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 3% à Errachidia à 10m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	2	-	-	-	1	17 210	2.7	12.6	18.7	29.0
250	2	-	-	-	13	19 990	3.0	7.1	48.3	19.3
500	3	-	-	-	12	23 489	2.5	7.2	53.9	21.6
750	4	-	-	-	12	27 157	2.7	7.9	58.7	21.9
1000	5	-	-	-	12	30 825	2.9	9.1	63.5	21.3

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.12- Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 2% à Errachidia à 10m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	2	-	-	-	2	17 595	1.8	3.1	18.7	29.0
250	3	-	-	-	3	21 575	1.5	3.4	25.8	31.8
500	3	-	-	-	18	24 443	1.9	5.0	53.9	21.6
750	4	-	-	-	21	28 543	1.9	5.8	58.7	21.9
1000	5	-	-	-	30	33 390	1.9	5.9	63.5	21.3

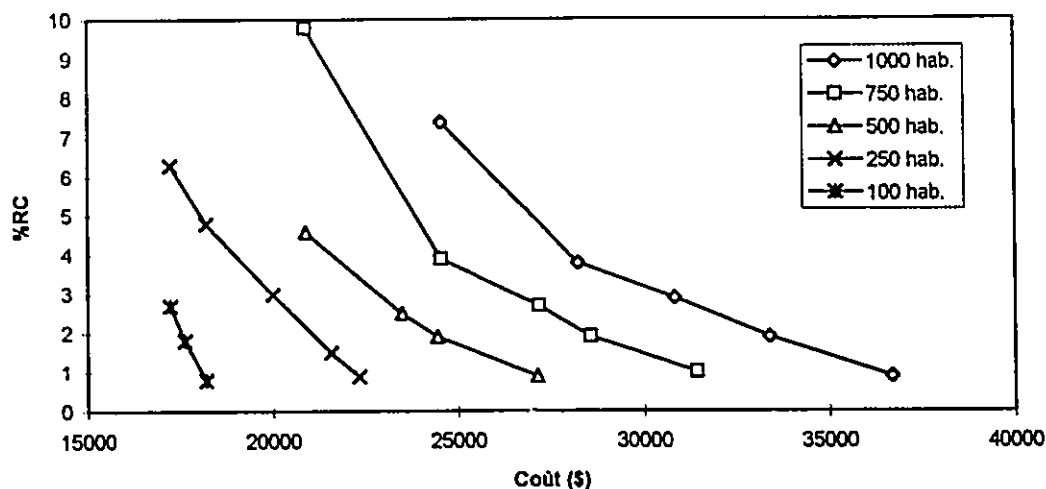
Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.13- Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 1% à Errachidia à 10m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	2	-	-	-	4	18 181	0.8	2.0	18.7	29.0
250	3	-	-	-	6	22 328	0.9	2.0	25.8	31.8
500	3	-	-	-	39	27 110	0.9	2.9	53.9	21.6
750	4	-	-	-	45	31 434	1.0	3.3	58.7	21.9
1000	6	-	-	-	27	36 682	0.9	2.7	53.1	27.4

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

Nous retrouvons à la figure 7.2 les variations du %RC en fonction du coût des systèmes pour différentes populations à Errachidia pour une profondeur initiale de la nappe phréatique de 10 mètres.

Figure 7.2 - %RC vs Coût du système à Errachidia pour H = 10m

Les observations effectuées à la section 7.1 se sont trouvées également vérifiées pour ce cas-ci, à l'exception de celle faite pour le pourcentage d'arrêt qui est resté relativement stable entre 20 et 30%.

7.1.3 Comparaison des performances des systèmes conventionnels et optimisés à Errachidia

Nous avons comparé les performances des systèmes obtenus à l'aide de notre logiciel de simulation à ceux obtenus par les méthodes conventionnelles de design à bilan énergétique (Grundfos). Pour ce faire, nous avons retenu deux situations, soit une population de 750 habitants et une autre de 1000 habitants toutes deux utilisant l'eau d'un puits à 20 mètres de profondeur.

La méthode conventionnelle nous suggère un système photovoltaïque option #4 (28 panneaux) et option #5 (35 panneaux) pour les populations de 750 et 1000 habitants respectivement. Ces systèmes sont équipés d'un réservoir d'un volume représentant 3 jours de demande en eau tel que recommandé dans (CDER, 1993). Nous les comparerons les système obtenus par simulation pour un %RC et un %IIS équivalents ou inférieurs. Nous avons donc retenu un système photovoltaïque option #5 (35 panneaux) équipé d'un réservoir de 6000 litres pour la population de 750 habitants et un système photovoltaïque option #6 (42 panneaux) équipé d'un réservoir de 23 000 litres.

Les performances de ces deux systèmes tels que prédits par notre logiciel de simulation sont présentées au Tableau 7.14. Comme on peut le constater, les systèmes obtenus par simulation ont mieux performé et ce à plus faible coût. Nous pouvons constater qu'une économie allant jusqu'à \$4 381.00 par système pourrait ainsi être faite. Les systèmes optimisés par simulation ont un %Util. plus faible. Ceci nous indique que les

systèmes conventionnels opèrent plus près de leur pleine capacité, laissant ainsi moins de place pour une potentielle augmentation de la demande.

TABLEAU 7.14 - Méthode conventionnelle vs simulation à Errachidia H=20m

Critères	Population = 750 hab.		Population = 1000 hab.	
	Conventionnelle	Simulation	Conventionnelle	Simulation
%RC	4.1	2.9	5.3	2.8
%IIS	15.1	12.0	21.3	12.4
% Util.	81.8	65.6	88.4	75.1
% Arrêt	12.3	21.8	9.0	17.7
Volume du réservoir(L)	71 775	6 000	95 700	23 000
Coût (\$)	34 045	29 664	39 762	36 155

7.2 Nador

Nous présentons ici les différents systèmes tels qu'optimisés par notre logiciel de simulation pour atteindre les différents %RC. pour les différentes populations desservies, et pour les profondeurs de la nappe phréatique représentatives de la région de Nador.

7.2.1 Nador avec nappe phréatique à 20m

TABLEAU 7.15 - Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 10% à Nador à 20m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	-	2	-	-	1	6 795	7.4	12.2	27.4	56.7
250	-	3	-	-	3	8 987	9.9	19.8	60.3	37.1
500	-	3	2	-	13	16 991	10.0	18.4	64.8	32.1
750	3	3	-	-	3	28 991	9.7	32.4	75.1	23.9
1000	5	2	-	-	1	34 135	9.1	43.1	72.0	23.6

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.16 - Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 5% à Nador à 20m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	-	2	-	-	3	7 492	3.7	5.9	27.4	56.7
250	-	3	-	-	17	11 705	4.8	10.0	60.3	37.1
500	-	3	3	-	38	21 826	4.5	9.1	60.6	36.5
750	4	2	-	-	13	33 247	4.5	15.3	63.1	32.4
1000	6	2	-	-	8	39 675	4.4	17.4	63.1	31.4

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.17 - Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 3% à Nador à 20m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	-	2	-	-	4	7 766	2.9	4.7	27.4	56.7
250	-	3	-	-	30	13 466	2.9	6.3	60.3	37.1
500	-	3	3	-	63	24 395	2.8	6.2	60.6	36.5
750	5	2	-	-	8	36 007	2.5	10.0	53.2	41.0
1000	6	2	-	-	23	42 076	3.0	10.9	63.1	31.4

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.18 - Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 2% à Nador à 20m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	-	2	-	-	6	8 245	1.8	2.8	27.4	56.7
250	-	3	-	-	38	14 410	2.0	4.2	60.3	37.1
500	-	3	3	-	83	26 193	1.8	3.8	60.6	36.5
750	5	2	-	-	13	36 915	1.9	6.8	53.2	41.0
1000	6	3	-	-	28	44 225	1.9	7.0	60.9	34.9

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

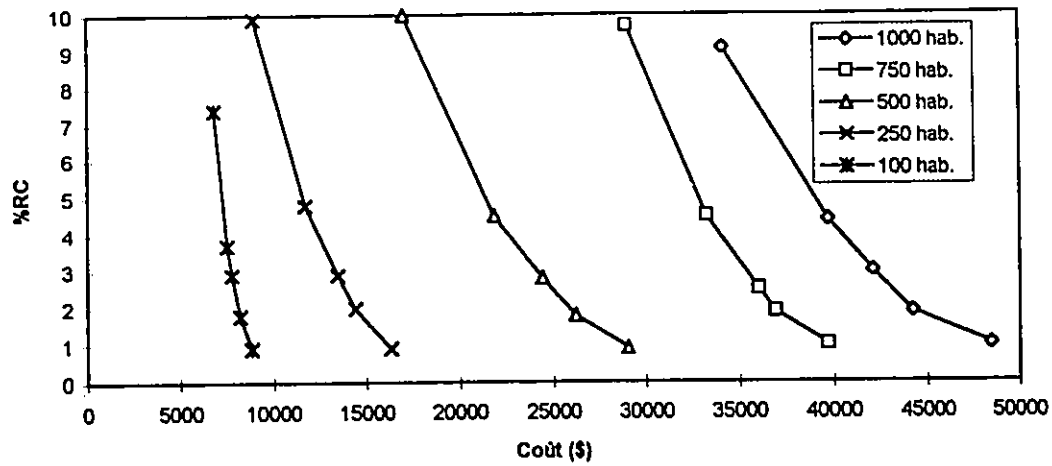
TABLEAU 7.19 - Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 1% à Nador à 20m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	-	2	-	-	9	8 862	0.9	1.5	27.4	56.7
250	-	3	-	-	56	16 304	0.9	2.2	60.3	37.1
500	-	3	3	-	118	29 005	0.9	1.9	60.6	36.5
750	5	2	-	-	33	39 675	1.0	3.4	53.2	41.0
1000	6	3	-	-	68	48 454	1.0	3.8	60.9	34.9

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

Nous retrouvons à la figure 7.3 les variations du %RC en fonction du coût des systèmes pour différentes populations à Nador pour une profondeur initiale de la nappe phréatique de 20 mètres.

Figure 7.3 - %RC vs Coût du système à Nador pour H = 20m



Nous pouvons constater à la figure 7.3, qu'une diminution comparable du %RC occasionnera un coût supplémentaire plus important pour les plus grandes populations.

7.2.2 Nador avec nappe phréatique à 40m

TABLEAU 7.20 - Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 10% à Nador à 40m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	-	2	-	-	3	7 492	9.8	13.2	37.0	43.1
250	-	3	-	-	18	11 855	9.8	16.5	69.8	25.1
500	-	3	3	-	39	21 938	9.7	16.1	70.2	24.7
750	5	3	3	-	3	43 743	10.0	33.3	66.0	35.6
1000	d/e	d/e	d/e	d/e	d/e	d/e	d/e	d/e	d/e	d/e

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.
d/e : dimension excessive

TABLEAU 7.21 - Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 5% à Nador à 40m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	-	2	-	-	9	8 862	4.0	5.3	37.0	43.1
250	-	3	-	-	48	15 494	4.9	8.3	69.8	25.1
500	-	3	3	-	99	27 521	4.9	8.3	70.2	24.7
750	6	3	3	-	18	50 279	5.0	13.9	60.9	40.7
1000	d/e	d/e	d/e	d/e	d/c	d/c	d/c	d/c	d/c	d/c

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.22 - Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 3% à Nador à 40m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	-	2	-	-	12	9 406	2.8	3.7	37.0	43.1
250	-	3	-	-	69	17 537	2.8	4.8	69.8	25.1
500	-	3	3	-	139	30 550	3.0	5.0	70.2	24.7
750	6	3	3	-	58	54 924	2.9	8.0	60.9	40.7
1000	d/e	d/e	d/e	d/e	d/e	d/e	d/c	d/c	d/c	d/c

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

TABLEAU 7.23 - Systèmes optimisés pour un %RC ≤ 2% à Nador à 40m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	-	2	-	-	15	9 900	1.9	2.7	37.0	43.1
250	-	5	-	-	36	18 894	2.0	4.5	61.6	36.6
500	-	5	3	-	115	33 489	2.0	3.8	65.7	31.0
750	d/e	d/e	d/c	d/e	d/e	d/e	d/c	d/e	d/c	d/e
1000	d/e	d/c	d/c	d/c	d/c	d/c	d/c	d/e	d/c	d/e

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

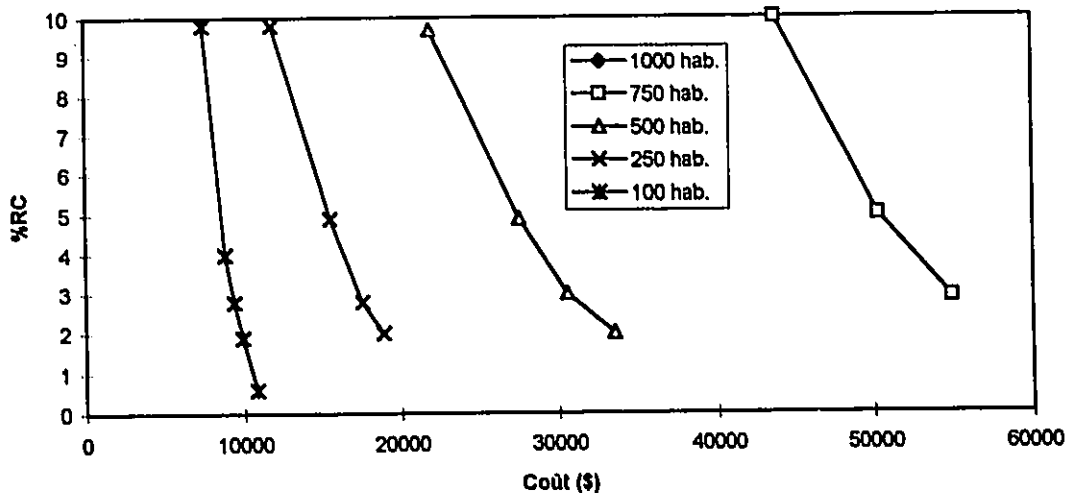
TABLEAU 7.24 - Systèmes optimisés pour un %RC de moins de 1% à Nador à 40m

Pop.	Composantes du système				Dim. rés. (m ³)	Prix (\$)	%RC	%IIS	%Util.	% Arrêt
	PV	Eolien 1	Eolien 2	Collect.						
100	-	2	-	-	21	10 792	0.6	0.9	37.0	43.1
250	d/c	d/c	d/c	d/c	d/c	d/c	d/c	d/e	d/e	d/c
500	d/c	d/c	d/c	d/c	d/c	d/e	d/e	d/e	d/e	d/e
750	d/c	d/e	d/c	d/c	d/c	d/c	d/c	d/e	d/e	d/e
1000	d/c	d/e	d/c	d/c	d/c	d/e	d/e	d/c	d/c	d/e

Note: "-" doit être lu comme l'absence de cette composante.

Nous retrouvons à figure la 7.4 les variations du %RC en fonction du coût des systèmes pour différentes populations à Nador pour une profondeur initiale de la nappe phréatique de 40 mètres. Les observations faites à 20m sont également valables ici.

Figure 7.4 - %RC vs Coût du système à Nador pour H = 40m



Nous pouvons observer, de ces résultats que l'importance de l'énergie éolienne dans cette région s'est traduit en des systèmes éoliens pour les plus faibles populations, et en des systèmes hybrides pour les populations plus importantes. Des valeurs de %RC plus faibles sont obtenues en accroissant le volume du réservoir jusqu'à ce qu'il devienne plus économique d'augmenter la dimension des éoliennes et des panneaux solaires. De plus nous pouvons noter que l'utilisation de systèmes hybrides a été associée à une diminution marquée du volume du réservoir. Ceci est une indication de la plus grande régularité de l'apport en eau de tels systèmes. Finalement, afin de limiter le nombre de jours consécutifs où la demande minimum ne fut pas satisfaite à 1 jour, il nous a fallu atteindre un %RC de moins de 1% pour les systèmes éoliens, alors que pour les systèmes hybrides un %RC de moins de 10% était suffisant. Ceci indique clairement que l'utilisation de systèmes hybrides régularise grandement l'apport en eau. Finalement, l'indication "dimension

excessive" nous indique que les systèmes requis pour satisfaire le %RC demandé demandaient un réservoir de plus de 255 m³. Nous n'avons donc pas considéré ces systèmes.

7.2.3 Comparaison des performances des systèmes conventionnels et optimisés à Nador

Nous avons comparé les performances des systèmes obtenus à l'aide de notre logiciel de simulation à ceux obtenus par les méthodes conventionnelles de design à bilan énergétique (Grundfos). Nous avons retenu deux situations, soit une population de 750 habitants et une autre de 1000 habitants toutes deux utilisant l'eau d'un puits à 20 mètres de profondeur.

La méthode conventionnelle nous suggère un système photovoltaïque option #4 (28 panneaux) et option #5 (35 panneaux) pour les populations de 750 et 1000 habitants respectivement. Ces systèmes sont équipés d'un réservoir d'un volume représentant 3 jours de demande en eau. Nous leur comparons un système obtenu par simulation possédant un %RC et un %IIS équivalents ou inférieurs. Nous avons donc retenu un système hybride composé d'une composante photovoltaïque option #3 (21 panneaux) et d'une composante éolienne modèle 3, équipé d'un réservoir de 3000 litres pour la population de 750 habitants. Pour la population de 1000 habitants, nous avons retenu un système hybride composé d'une composante photovoltaïque option #5 (35 panneaux) et d'une composante éolienne modèle 2, équipé d'un réservoir de 1 000 litres.

Les performances de ces deux systèmes tels que prédits par notre logiciel de simulation sont présentées au Tableau 7.25. Comme on peut le constater, les systèmes obtenus par simulation ont mieux performé et ce à plus faible coût. Nous pouvons constater qu'une économie allant jusqu'à \$5 081.00 par système pourrait ainsi être faite. Les systèmes optimisés par simulation ont un %Util. plus faible. Ceci nous indique que les systèmes conventionnels opèrent plus près de leur pleine capacité, laissant ainsi moins de place pour une potentielle augmentation de la demande.

TABLEAU 7.25- Méthode conventionnelle vs simulation à Nador H = 20m

Critères	Population = 750 hab.		Population = 1000 hab.	
	Conventionnelle	Simulation	Conventionnelle	Simulation
%RC	10.0	9.7	10.0	9.1
%IIS	36.6	32.4	38.8	43.1
% Util.	87.2	75.1	93.1	72.0
% Arrêt	4.7	23.9	2.9	23.9
Volume du réservoir (L)	66 825	3 000	89 100	1000
Coût (\$)	33 593	28 991	39 216	34 135

Chapitre 8

Conclusion et suggestions

Le logiciel de simulation s'est avéré un outil important, pour comprendre le comportement des systèmes d'alimentation en eau potable utilisant une source d'énergie renouvelable. Entre autres, cela nous a permis de définir les notions de satisfaction de la demande et de disponibilité des systèmes et de mieux comprendre les facteurs qui les influencent. La simulation des performances des systèmes conventionnels a démontré que bien qu'ils soient conçus de manière à pouvoir potentiellement satisfaire la demande, ceux-ci ne performant pas toujours de façon aussi adéquate sur une base quotidienne. Le dimensionnement des systèmes par bilan énergétique néglige les performances quotidiennes au profit des performances sur une base mensuelle.

L'utilisation du logiciel de simulation pour le design de systèmes d'alimentation en eau potable, pourrait nous faire bénéficier d'économies substantielles. En effet, une économie allant jusqu'à \$5 000 a été observée face aux systèmes conventionnels. De plus, les systèmes les plus économiques, ne nécessitent pas des réservoirs aussi importants que les techniques empiriques le suggèrent (3 jours de demande).

Finalement, le potentiel économique de systèmes hybrides fut prouvé pour le site de Nador. Pour celui-ci, la combinaison solaire-éolienne s'est avérée la plus économique pour des populations de plus de 750 habitants.

L'ajout de technologies autres que celles évaluées ici, telles les pompes manuelles, les pompes diesel, pourrait transformer ce logiciel de simulation, en un outil décisionnel quant au choix optimal de la technologie. L'exploration de modèles statistiques pourrait faciliter l'évaluation des sites, en réduisant la quantité de données requises pour l'analyse d'un site.

L'optimisation des composantes pourrait être considérée. L'approche conventionnelle consiste à maximiser le volume d'eau pompée. La réduction de %RC devrait être favorisée. Il s'agit de s'attaquer aux périodes de carence plutôt que de maximiser le volume annuelle. En effet, il nous a été possible d'observer que le problème majeur des systèmes ne réside pas en leur incapacité à fournir un volume d'eau cumulatif, mais bien à le fournir en temps opportun. Pour les systèmes PV, il s'agit d'ajuster l'angle d'inclinaison des panneaux solaires de façon à favoriser les périodes de faibles ensoleillement. Pour les systèmes éoliens, il s'agit de déterminer le diamètre du piston. Un diamètre plus important pompera plus d'eau, mais demandera une vitesse de vent plus grande pour le démarrage. Pour les systèmes hybrides, il s'agira de trouver l'ajustement optimale de l'angle d'inclinaison et du diamètre du piston qui minimisera le %RC.

La période restreinte, sur laquelle notre analyse s'est basée, constitue une faiblesse. Elle nous a été imposée par la quantité réduite de données disponibles, et ce principalement pour ce qui est des données d'ensoleillement. Cette limitation ne vient que mettre plus de poids à la nécessité de développer une approche statistique. La faible variation de l'énergie solaire dans les pays de cette latitude vient toutefois minimiser l'effet de la courte période de temps sur laquelle l'analyse a été effectuée.

La fiabilité de tels systèmes est un point important lorsque l'on veut prendre une décision éclairée quant au choix du système le mieux approprié. Le niveau de fiabilité désiré pour les systèmes considérés pour les régions rurales au Maroc et dans les pays en voie de développement n'est pas encore comparable à ceux requis dans les grands centres urbains. On ne parle pas ici de systèmes comportant des équipements de recharge permettant de fonctionner à pleine capacité lors de panne. On parle plutôt d'évaluer les risques de pannes des systèmes afin de minimiser les impacts qu'elles auront sur la population qu'ils desservent. Le fait d'utiliser plusieurs technologies augmente la complexité des systèmes donc le risque de pannes. D'autre part, lors de panne, une partie du système reste en opération, procurant ainsi un apport d'eau qui permettra de satisfaire une partie de la demande jusqu'à la remise en état complète du système. L'évaluation des risques de pannes, et du temps requis pour remettre les systèmes en état de marche, sort du cadre de notre étude. La complexité de cette tâche ne nous permettait pas de l'inclure dans notre étude bien qu'elle viendrait la compléter.

Références

- Abouzahr, I, and Ramakumar, R., Loss of Power Supply Probability of Stand-Alone Photovoltaic Systems: A Closed Form Solution Approach, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 6, No. 1, March 1991.
- Abu-Hijleh, L., Investigation of Potential Applications of Rain Water Catchment Systems in the Gaza Strip and an Exploration of Appropriate Sanitation Systems, International Water Engineering Centre, University of Ottawa, Ottawa, 1993.
- Adkinson and Associates Ltd, Technology Review Report on Photovoltaic-Powered Water-Pumping, Minister of Supply & Services Canada, Ottawa, 1989.
- Bahraoui-Buret, J., M.N. Bargach, et M.L. Ben Kaddour, Le Gisement Solaire Marocain, Société Marocaine des Éditeurs Réunis, Rabat, 1983.
- Berthouex, P.M. et L. C. Brown, Statistics for Environmental Engineers, Lewis Publishers, London, 1994.
- Bragg, G.M., and Schmidt, W.L., Performance Matching of Windmills and Waterpumps, University of Waterloo, 1978.
- Castle, J.A., Kallis, J.M., Moite, S.M., and Marshall, N.A., Analysis of Merits of Hybrid Wind/Photovoltaic Concept for Stand-Alone Systems, 15th IEEE PV Specialists Conference, 1981.
- Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER), Les Systèmes de Pompage d'Eau par Énergie Solaire Photovoltaïque, Programme National d'Alimentation en Eau Potable et d'Assainissement en Milieu Rural, Session Juin 1993.
- Courillon, M., Le pompage photovoltaïque et l'approvisionnement en eau, Agence Française pour la Maîtrise de l'Énergie (AFME), septembre 1988.
- Degrémont, Mémento Technique de l'eau, Tome 1, 9ème édition, Rueil-Malmaison, 1989.
- Dempster Industries Inc., Annu-Oiled Windmills Specification, Beatrice, 1993.
- Evans, D.L., Simplified Method for Predicting Photovoltaic Array Output, Solar Energy, vol. 27, no 6, pp. 555-560, 1981.

- Garg, H.P., Treatise on Solar Energy, Vol. 1 Fundamentals of Solar Energy, John Wiley Publishing, Toronto, 1982.
- Gouvernement du Maroc, Étude préliminaire, Rabat, 1991.
- Grundfos, Solar Pumping Systems, Bjerringbro.
- Halcrow, Rainwater Harvesting - Ancient Technique still used too little, World Water, Octobre 1981.
- Hennessey, J.P., A Comparison of the Weibull and Rayleigh Distributions for Estimating Wind Power Potential, Wind Engineering, Vol. 2, No. 3, 1978.
- Hicks, T.G. et Edwards, T.W., Pump Application Engineering, McGraw-Hill Book Company, Toronto, 1971.
- Hsieh, J.S., Solar Energy Engineering, Prentice-Hall Inc, Toronto, 1986.
- IT Power, Evaluating the Technical and Economical Performance of Photovoltaic Pumping Systems, United Agency for International Development, mai 1985.
- James, L.D. et Robert, R.L., Economics of Water Resources Planning, McGraw-Hill Book Company, Montréal, 1971.
- Jones, G.J. et R.N. Chapman, Photovoltaic/Diesel Hybrid Systems: The Design Process, 19th IEEE PV Specialists Conference, 1987.
- Karassik, I.J., Krutzsch, W.C., Fraser, W.H., and Messina, J.P., Pump Handbook, McGraw-Hill Book Company, Montréal, 1976.
- Khallat, M.A. and S. Rahman, A Probabilistic Approach to Photovoltaic Generator Performance Prediction, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-1, No. 3, September 1986.
- Klein, Schanzlin, & Becker, KSB Handbook Pumps, Frankenthal, 1968.
- Knidiri, F., A. Laaouina, M. Fabre, et A. Wyatt, L'Énergie Éolienne au Maroc, Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) et le Research Triangle Institute, Marrakech, mars, 1986.
- Kreider, J.F. and F. Kreith, Solar Energy Handbook, McGraw-Hill Book Company, Montréal, 1981.

- Marbek Resource Consultants, Photovoltaic Systems Design Manual, Minister of Supply and Services, Ottawa, 1991.
- Meko, D.M., Temporal and Spatial Variation of Drought in Morocco, Actes de la Conférence : Sécheresse, Gestion des eaux et Production Alimentaire, Agadir, 21-24 novembre, 1985.
- Obeng,L., Information and Training for Low-cost Water Supply and Sanitation, Wells and Handpumps, The World Bank, Washington D.C..
- Park,J., The Wind Power Book, Cheshire Books, Palo Alto, 1981.
- Payne,P.E., and Sheehan,J.L., Hybrid Energy System, Proceeding of the Intersociety Energy Conversion Conference, 1979.
- Prasuhn, A.L., Fundamental of Hydraulic Engineering, Holt, Rinehart and Winston, Montréal, 1987.
- Raghunath, H. M., Ground Water, 2ème Édition, John Wiley & Sons, Inc. Toronto, 1987.
- Saha, H., R.K. Sathpathy, et D. Mukherjee, Design of Hybrid PV Systems, 20th IEEE PV Specialist Conference, 1988, vol. II.
- Salameh,Z, A.K. Mulpur, and F. Dagher, Two-Stage Electrical Array Recognition Controller for PV-Powered Water Pump, Solar Energy, Vol. 44, No. 1, pp. 51-56, 1990.
- Schiller, E.J. et B.G. Latham, Rainwater Roof Catchment Systems, Information and Training for Low-cost Water Supply and Sanitation, The World Bank, Washington D.C., 1986.
- Schulz, C.R. et Okun,D.A., Surface Water Treatment for Communities in Developing Countries, John Wiley & Sons, Toronto, 1984.
- Smith, J.H. and L.J. Reiter, Summary of Photovoltaic System Performance Models, Photovoltaic Program Project Analysis and Integration Center, DOE/ET-20356-11 Distribution Category UC-63, JPL Publication 84-8, U.S. Department of Energy and Jet Propulsion Laboratory, Pasadena, 1984.
- Sonti,P.V., Sonti,R.S., Development of a Prototype Combined Photovoltaic and Wind Powered Electrical Generating System, Proceeding of the Intersociety Energy Conversion Conference.
- Stambler, I., Hybrid Power System Explored, Industrial Research/Development, February, 1980.

- Stevens, M.J.M., and Smulders, P.T., The Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Utilization Purposes, Wind Engineering, Vol. 3, No. 2, 1979.
- Twidell, J., and Weir, T., Renewable Energy Resources, E. & F. N. Spon, New York, 1986.
- Wagner, A., Le dimensionnement de systèmes photovoltaïques standard à l'aide du bilan énergétique, GTZ, Energie Solaire Photovoltaïque - Projet Sénégal-Allemand, Dakar, octobre 1998.
- Wegelin, M., Rural Water Supply Treatment, Information and Training for Low-cost Water Supply and Sanitation, The World Bank, Washington D.C., 1986.
- Wiesner, C.J., Hydrometeorology, Chapman and Hall Ltd, London, 1970.
- Wiessman, W. Jr., G. L. Lewis and J.W. Knapp, Introduction to Hydrology, 3rd Edition, Harper & Row, Publishers, New York, 1989.
- World Bank and United Nations Development Programme (UNDP), Information and Training for Low-Cost Water Supply and Sanitation, The World Bank, Washington D.C., 1986.
- World Health Organization (WHO), Health Effects of the removal of substances Occuring Naturally in Drinking-water, with Special Reference to Demineralized and Desalinated Water, Euro Reports and Studies 16, WHO, Brussels, mars 1978.
- Wyatt, A.S., and J. Hodgkin, A Performance Model for Multibladed Water Pumping Windmills, Volunteers in Technical Assistance, Arlington.

Annexe 1

Liste des intervenants rencontrés au Maroc

UNICEF - Rabat

M. Jamal Tarib

Ministère de l'Intérieur - DGCL - Direction des eaux et assainissement

Mme Fatiha Moudden

Mme Rhizlane Chemaou

CDER - Rabat

M. Berdai

CDER - Marrakech

M. Taoumi

M. Mouline

Catholic Relief Services (CRS) - Rabat

M. Driss Moumane

Administration de l'Hydraulique - Rabat

M. Amezian *Service de la Division Hydrogéologique*

Mme Houmy *Direction de la Planification et gestion des eaux*

DRH Tensift - Marrakech

M. Rifaai.

Préfecture Sidi Youssef Ben Ali - Marrakech

M. Bakandan

Province d'Errachidia

M. Chabli

DRH Errachidia - Errachidia

M. Marzouc

Direction de la Météorologie Nationale (DMN) - Casablanca

M. Mouyen

M. Bakir

ORMVA - Marrakech

M. Khalil Baremy

Province de Safi

M. Dalil

M. Lassilia.

Annexe 2

Liste des données recueillies au Maroc

Tableau A2.1 Données sur la population et la demande en eau

Données recueillies	Source
Tailles des localités	G. M.
Tailles du cheptel par habitant	G. M.
Consommation humaine en eau potable	G. M.
Consommation selon le mode de desserte	G. M.

Tableau A2.2 Données sur la ressource hydrique et les infrastructures existantes

Données recueillies	Source
Profondeur moyenne de l'eau	G. M.
Débit moyen exploitable	G. M.
Nb. d'habitants desservis par point d'eau	G. M.
Taux de desserte	G. M.
Taux d'utilisation des citernes	G. M.
Test de pompage	DRH Errachidia

Tableau A2.3 Données Météorologiques recueillies

Données recueillies	Source de l'information
Vitesses des vents au 6 heures	DMN
Températures quotidiennes maximales	DMN
Températures quotidiennes minimales	DMN
Précipitations quotidiennes	DMN
Insolations horaires	CDER