

**UNIVERSITE SAAD DAHLAB DE BLIDA**

**Faculté des Sciences de l'ingénieur**

Département d'électronique

# **MEMOIRE DE MAGISTER**

Spécialité : Signaux et systèmes

## **SIMULATION DES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAIQUE DESTINES POUR L'ALIMENTATION EN EAU POTABLE**

Par

**GACEM Fatma**

Devant le jury composé de :

H. SALHI	Maître de Conférences, USD de Blida	Président
K. FERDJANI	Professeur, USD de Blida	Examineur
B. KAZED	Chargé de Cours, USD de Blida	Examineur
A. HAMIDAT	Maître de Recherche, CDER, Alger	Rapporteur
O. NADJEMI	Chargé de Cours, USD de Blida	Co-rapporteur

Blida, Avril 2008

## ملخص

تواجه الكثير من دول العالم مشاكل كبيرة في تزويد سكان المناطق الريفية و الصحراوية بالمياه الصالحة للشرب. ضخ الماء باستعمال الطاقة الشمسية الكهروضوئية يعتبر الحل المثالي لهذه المناطق, فمعظم هاته المناطق تحتوي على طاقة شمسية هائلة بالإضافة إلى توفر المياه الجوفية .

الهدف الرئيسي لهذه المذكرة هو تطوير برنامج محاكاة أنظمة الضخ باستعمال الطاقة الكهروضوئية مباشرة من أجل التزويد بالمياه الصالحة للشرب. هذا البرنامج يعتمد على أكفأ النماذج الرياضية لصياغة معدات الضخ ومحاكاة المولد الكهروضوئي و لتقييم الطاقة الشمسية الساقطة على السطح الأفقي وعلى السطح المائل للمولد الكهروضوئي.

إن هذا البرنامج يمكن مستعمله من تحديد طاقة المولد الكهروضوئي والاختيار الأمثل لمعدات الضخ بغية تلبية حاجته للماء. كما أنه يسمح بتحليل عدة معايير, خاصة نمط استهلاك الماء, سعة الخزان و الارتفاع الكلي للضخ.

## RESUME

Plusieurs populations dans le monde affrontent de grands problèmes pour couvrir l'approvisionnement en eau potable dans les zones rurales et sahariennes. Le pompage de l'eau à l'aide de l'énergie solaire photovoltaïque est une solution bien adaptée pour ces régions. En effet, la majorité de ces régions sont très ensoleillées et l'eau est disponible dans des nappes souterraines peu profondes.

Le principal objectif de ce mémoire est la mise au point d'un programme de simulation pour calculer les performances des systèmes de pompage photovoltaïque (PV) au fil du soleil destinés pour l'alimentation en eau potable. Ce programme est basé sur les modèles mathématiques les plus performants pour la modélisation des sous-systèmes de pompage et la simulation du générateur PV et l'estimation de l'éclairement solaire horaire sur le plan horizontal et la surface inclinée du générateur PV.

Donc ce programme permet à l'utilisateur de bien dimensionner son générateur photovoltaïque et de choisir la meilleure combinaison entre le nombre de modules et le type de l'électropompe qui satisfait la demande en eau. Egalement, il permet d'analyser les différents paramètres du système de pompage, principalement le profil de consommation, la capacité du réservoir et la hauteur totale de pompage.

## **ABSTRACT**

Several populations in the world face major problems to cover the supply drinking water in the rural and Saharan areas. The water pumping using photovoltaic solar energy is a well adapted solution for these areas. Indeed, the majority of these areas are very sunny and water is available in not a very deep underground water-level.

The main objective of this work is the development of a simulation program to calculate the performances of a direct-coupled photovoltaic water pumping systems. This program is based on the most powerful mathematical models for the modelling of the pumping subsystems and the simulation of photovoltaic generator and also based on the estimate of hourly irradiation on the horizontal plane and the tilted surface of photovoltaic generator.

Thus this program allows to the user to well dimension his photovoltaic generator and to choose the best combination between the number of modules and the type of the electric pump which satisfies the demand for water. Also, it allows analyzing the different parameters of the pumping system, mainly the consumption profile, the tank capacity and pumping total head.

## REMERCIEMENTS

Le présent travail a été réalisé sous la direction du Dr A. HAMIDAT, maître de recherche au CDER et Mr O. NADJEMI, chargé de cours à l'université de Blida.

Je tiens à leur exprimer mes plus vifs remerciements, et surtout ma profonde et respectueuse reconnaissance pour l'intérêt et la bienveillance lesquels ils ont dirigé mes recherches.

Je veux exprimer ma profonde gratitude au Dr H. SALHI, maître de conférences à l'université de Blida pour avoir accepté de présider le jury.

J'exprime mes remerciements au Dr K. FERDJANI, maître de conférences à l'université de Blida pour avoir accepté d'être membre du jury.

Mes vives reconnaissances et remerciements à Mr B. KAZED, chargé de cours à l'université de Blida d'avoir accepté de faire partie du jury.

Je tiens à remercier les membres de ma famille pour leur soutien moral durant toute la durée de préparation du diplôme de magister.

Je remercie également l'ensemble des personnes qui m'ont aidé, encouragé ou soutenu, pour l'accomplissement de ce travail, en particulièrement les habitants du quartier Pasteur de la ville de Khemis Miliana et ceux du douar de Ben Hellel de Ain Sultane.

## LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

Figure 1.1	Position du soleil par rapport à un point P sur la surface de la terre	16
Figure 1.2	Coordonnées horizontales du soleil	16
Figure 1.3	Analyse spectrale du rayonnement solaire	18
Figure 1.4	Description du nombre de masse d'air	18
Figure 1.5	Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu: Moyenne annuelle	19
Figure 1.6	Les composantes du rayonnement incident sur un capteur incliné	26
Figure 2.1	Configuration d'un système de pompage photovoltaïque	34
Figure 2.2	Présentation d'une cellule, d'un module et d'un générateur PV	34
Figure 2.3	Répartition de type de matériaux dans le marché mondial de la production des cellules photovoltaïques	36
Figure 2.4	Cellule photovoltaïque en silicium cristallin (a) Cellule monocristalline (b) Cellule polycristalline	37
Figure 2.5	Cellule photovoltaïque en couche mince	38
Figure 2.6	Cellule photovoltaïque plastique souple	39
Figure 2.7	Modules photovoltaïques : (a) Cristallin (b) Couche mince	40
Figure 2.8	Pompe centrifuge immergée à étages multiples	43
Figure 2.9	Pompe centrifuge flottante sur un radeau	43
Figure 3.1	Schéma général d'un système de pompage photovoltaïque	47
Figure 3.2	Schéma équivalent d'un module photovoltaïque	48
Figure 3.3	Influence du niveau d'éclairement solaire sur $I=f(I, V)$ pour une température $T_j$ constante.	49
Figure 3.4	Influence de la température $T_j$ sur $I=f(I, V)$ pour un éclairement solaire constant.	49

Figure 3.5	Caractéristique I-V expérimentale et calculée en fonction de l'éclairement pour le modèle à cinq paramètres	59
Figure 3.6	Caractéristique I-V expérimentale et calculée en fonction de l'éclairement pour le modèle analytique	59
Figure 3.7	Caractéristique I-V expérimentale et calculée en fonction de l'éclairement pour le modèle d'Akbaba	60
Figure 3.8	Vue générale du banc d'essais des systèmes de pompage	62
Figure 3.9	Schéma général du banc d'essais des pompes solaires	63
Figure 3.10	Système de pompage Grundfos de 400 W, SP1A990	66
Figure 3.11	Système de pompage Suntron de 400 W, SM021	66
Figure 3.12	Courbes de tendance des paramètres $a(h)$ , $b(h)$ , $c(h)$ et $d(h)$ pour le système Grundfos, SP1A990	69
Figure 3.13	Courbes de tendance des paramètres $a(h)$ , $b(h)$ , $c(h)$ et $d(h)$ pour le système Suntron, SM021	70
Figure 3.14	Valeurs mesurées et calculées de la puissance en fonction du débit :(a) Système de pompage Grundfos SP1A990 ; (b) Système de pompage Suntron SM021	71
Figure 4.1	L'allure des profils de consommation	76
Figure 4.2	Influence du profil de consommation : (a) 1 jour d'autonomie, (b) 2 jours d'autonomie, (c) 3 jours d'autonomie	78
Figure 4.3	Influence du nombre de jour d'autonomie : (a) Profil 1, (b) Profil 2	79
Figure 4.4	Influence de la hauteur manométrique totale	81
Figure 4.5	Influence de la puissance crête du générateur PV	81
Figure 4.6	Rendement des sous-systèmes moteurs pompes SP1A990 et SM021	82
Figure 4.7	Rendement total de pompage en fonction de la puissance crête et des sous-systèmes SP1A990 et SM021	82

Tableau 1.1	Résultats du calcul d'erreur en utilisant les données mesurées de Tamanrasset	23
Tableau 1.2	Résultats du calcul d'erreur pour les modèles de Liu et de Brinchambaut	26
Tableau 1.3	Coefficients du modèle de Perez	30
Tableau 1.4	Résultats du calcul d'erreur de l'éclairement global horaire, localité d'Oran.	31
Tableau 2.1	Avantages et inconvénients des pompes centrifuges	43
Tableau 2.2	Avantages et inconvénients des pompes volumétriques alternatives et rotatives	44
Tableau 3.1	Caractéristiques électriques du module photovoltaïque UDTS-50	57
Tableau 3.2	Résultats obtenues du calcul d'erreur pour le module UDTS-50	57
Tableau 3.3	Performance pour le calcul de la puissance maximale, UDTS-50	57
Tableau 3.4	Caractéristiques techniques des sous-systèmes modélisés	65
Tableau 3.5	Paramètres $a_j$ , $b_j$ , $c_j$ et $d_j$ calculés pour les deux sous-systèmes	68
Tableau 3.6	Résultats du calcul d'erreur en fonction de la hauteur manométrique.	68
Tableau 4.1.a	Résultats de simulation pour les deux populations rurale et semi urbaine.	83
Tableau 4.1.b	Résultats de simulation pour les deux populations rurale et semi urbaine.	84
Tableau 4.2	Résultats de calcul pour une population semi urbaine, $h= 10$ m et un besoin d'eau de $3.605 \text{ m}^3/\text{j}$	85
Tableau 4.3	Rendement des systèmes de pompage photovoltaïque	86
Tableau 4.4	Coût initial des systèmes de pompage étudiés	87

## LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS

<b>A</b>	Facteur d'idéalité
<b>A</b>	Azimut du lieu [degré]
<b>Alt</b>	Altitude [m]
<b>A<sub>mod</sub></b>	Surface du module photovoltaïque
<b>a-Si</b>	Silicium amorphe
<b>B (<math>\beta</math>)</b>	Eclairement direct sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]
<b>B<sub>d</sub> (0)</b>	Irradiation directe horizontale journalière [Wh/m <sup>2</sup> ]
<b>B<sub>h</sub> (0)</b>	Irradiation directe horaire sur une surface horizontale [Wh/m <sup>2</sup> ]
<b>C<sub>h</sub></b>	Constante hydraulique (2.725 kg.s.h/m <sup>2</sup> )
<b>CIS</b>	diséléniure de cuivre Indium
<b>CdTe</b>	Tellurure de cadmium
<b>D (<math>\beta</math>)</b>	Eclairement diffus sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]
<b>D<sub>d</sub> (0)</b>	Irradiation diffuse horizontale journalière [Wh/m <sup>2</sup> ]
<b>D<sub>h</sub> (0)</b>	Irradiation diffuse horaire sur une surface horizontale [Wh/m <sup>2</sup> ]
<b>d</b>	Numéro du jour de l'année
<b>E<sub>pv</sub></b>	Rendement du générateur photovoltaïque
<b>E<sub>sub</sub></b>	Rendement du sous système de pompage
<b>E<sub>tot</sub></b>	Rendement total du système de pompage photovoltaïque
<b>E<sub>x</sub></b>	Erreur relative
<b>g</b>	Accélération de la pesanteur terrestre [9.81 m/s <sup>2</sup> ]
<b>G (<math>\beta</math>)</b>	Eclairement global sur une surface inclinée [W/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>d</sub> (0)</b>	Irradiation globale horizontale journalière [Wh/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>ed</sub> (0)</b>	Irradiation globale extraterrestre journalière [Wh/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>eh</sub> (0)</b>	Irradiation globale extraterrestre horaire [W/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>h</sub> (0)</b>	Irradiation globale horaire sur une surface horizontale [Wh/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>o</sub></b>	Constante solaire [1367 W/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>oh</sub> (0)</b>	Eclairement extraterrestre horizontal [W/m <sup>2</sup> ]

<b><i>H</i></b>	Hauteur manométrique totale [m]
<b><i>I</i></b>	Courant du module photovoltaïque [A]
<b><i>I<sub>L</sub></i></b>	Photocourant [A]
<b><i>I<sub>m</sub></i></b>	Courant du point de puissance maximale [A]
<b><i>I<sub>o</sub></i></b>	Courant de saturation de la diode [A]
<b><i>I<sub>sc</sub></i></b>	Courant de court-circuit du module photovoltaïque [A]
<b><i>K</i></b>	Constante de Boltzmann [ $1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$ ]
<b><i>K<sub>d</sub></i></b>	Fraction diffuse
<b><i>K<sub>t</sub></i></b>	Indice de clarté de l'atmosphère
<b><i>L (d)</i></b>	Correction de la distance terre-soleil pour la journée d
<b><i>M (0)</i></b>	Masse optique traversée par le rayonnement direct
<b><i>M<sub>d</sub></i></b>	Fraction diffuse horaire
<b><i>M<sub>p</sub></i></b>	Nombre de modules en parallèle
<b><i>M<sub>s</sub></i></b>	Nombre de modules en série
<b><i>M<sub>t</sub></i></b>	Indice de clarté horaire de l'atmosphère
<b><i>NOCT</i></b>	Température de fonctionnement normal de la cellule
<b><i>P<sub>a</sub></i></b>	Puissance d'entrée des sous-systèmes de pompage [W]
<b><i>q</i></b>	Charge d'électron [ $1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$ ]
<b><i>Q</i></b>	Débit d'eau de la pompe [ $\text{m}^3/\text{h}$ ]
<b><i>R (β)</i></b>	Eclairement réfléchi sur une surface inclinée [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
<b><i>R<sub>s</sub></i></b>	Résistance série du module photovoltaïque [ $\Omega$ ]
<b><i>R<sub>sh</sub></i></b>	Résistance parallèle du module photovoltaïque [ $\Omega$ ]
<b><i>Si</i></b>	Siliciuim
<b><i>T<sub>a</sub></i></b>	Température ambiante [ $^\circ\text{C}$ ]
<b><i>T<sub>j</sub></i></b>	Température de jonction [ $^\circ\text{C}$ ]
<b><i>T<sub>L</sub></i></b>	Facteur de trouble de Linke généralisé
<b><i>T<sub>m</sub></i></b>	Température moyenne [ $^\circ\text{C}$ ]
<b><i>T<sub>max</sub></i></b>	Température ambiante maximale [ $^\circ\text{C}$ ]
<b><i>T<sub>min</sub></i></b>	Température ambiante minimale [ $^\circ\text{C}$ ]
<b><i>T<sub>ref</sub></i></b>	Température de référence [ $298^\circ\text{K}$ ]
<b><i>V</i></b>	Tension du module photovoltaïque [V]
<b><i>V<sub>m</sub></i></b>	Tension du point de puissance maximale [V]
<b><i>V<sub>oc</sub></i></b>	Tension de circuit ouvert du module photovoltaïque [V]

$\alpha (0)$	Hauteur du soleil [degré]
$\beta$	Angle d'inclinaison d'une surface par rapport à l'horizontale [degré]
$\theta_s$	Angle de l'incidence [degré]
$\varnothing$	Latitude du lieu [degré]
$\theta_{zs}$	Angle zénithal [degré]
$\rho$	Albédo du lieu
$\rho_e$	Densité d'eau (1000 kg/m <sup>3</sup> )
$\omega$	Angle horaire [degré]
$\omega_s$	Angle horaire au lever du soleil [degré]

<b>DA</b>	Dinar Algérien
<b>DES</b>	Déviation de l'Erreur Standard
<b>GPV</b>	Générateur Photovoltaïque
<b>MBE</b>	Mean Bias Error
<b>O. M. S</b>	Organisation Mondiale de la Santé
<b>O. N. M</b>	Office National de Météorologie
<b>RMSE</b>	Root Mean Square Error

## TABLE DES MATIERES

RESUME.....	
REMERCIEMENTS.....	
TABLE DES MATIERES.....	
LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX.....	
INTRODUCTION.....	12
1. IRRADIATION SOLAIRE.....	15
1.1 Généralités.....	15
1.1.1 Trajectoire du soleil.....	15
1.1.2 Notions préliminaires sur le rayonnement solaire.....	17
1.1.3 Gisement solaire en Algérie.....	19
1.2 Modélisation de l'irradiation solaire.....	20
1.2.1 Introduction.....	20
1.2.2 Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale journalière.....	20
1.2.2.1 Modèle de Collares-Pereira et Rabl.....	21
1.2.2.2 Modèle de Macagnan.....	22
1.2.2.3 Calcul d'erreur.....	22
1.2.3 Estimation de l'irradiation horaire à partir de l'irradiation journalière.....	23
1.2.3.1 Modèle de Liu et Jordan.....	24
1.2.3.2 Modèle de Perrin de Brinchambaut .....	25
1.2.3.3 Calcul d'erreur.....	26

1.2.4 Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée.....	26
1.2.4.1 Eclairement direct.....	27
1.2.4.2 Eclairement diffus.....	27
1.2.4.3 Eclairement réfléchi.....	30
1.2.4.4 Calcul d'erreur.....	31
1.3 Conclusions.....	32
2. PRESENTATION DES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE.....	33
2.1 Introduction.....	33
2.2 Générateur photovoltaïque.....	34
2.2.1 Cellule photovoltaïque.....	35
2.2.1.1 Effet photovoltaïque.....	35
2.2.1.2 Technologie des cellules photovoltaïques.....	36
2.2.2 Module photovoltaïque.....	39
2.3 Groupe moteur-pompe.....	40
2.3.1 Moteurs.....	40
2.3.1.1 Moteurs à courant continu.....	41
2.3.1.2 Moteurs à courant alternatif.....	41
2.3.2 Pompes.....	42
2.3.2.1 Pompes centrifuges.....	42
2.3.2.2 Pompes volumétriques.....	44
2.4 Conditionnement de puissance.....	45
2.4.1 Convertisseur continu-continu.....	45
2.4.2 Convertisseur continu-alternatif.....	45
2.5 Stockage .....	46
2.6 Conclusions.....	46
3. MODELISATION DES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE.....	47
3.1 Introduction.....	47
3.2 Générateur photovoltaïque.....	47
3.2.1 Modèle à cinq paramètres.....	50
3.2.2 Modèle analytique.....	51

3.2.3	Modèle d'Akbaba.....	52
3.2.4	Détermination de la température de jonction.....	53
3.2.4.1	Modèle de la température ambiante.....	54
3.2.4.2	Modèle de la température de jonction.....	55
3.2.5	Calcul d'erreur et validation .....	56
3.2.5.1	Modèle à cinq paramètres .....	58
3.2.5.2	Modèle analytique .....	58
3.2.5.3	Modèle d'Akbaba .....	60
3.3	Modélisation du sous-système de pompage photovoltaïque .....	61
3.3.1	Introduction .....	61
3.3.2	Modèles mathématiques .....	64
3.3.3	Calcul d'erreur et validation .....	65
3.4	Rendements des systèmes de pompage photovoltaïque .....	72
3.5	Conclusions .....	73
4.	SIMULATION DES PERFORMANCES DES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE.....	74
4.1	Introduction.....	74
4.2	Evaluation des besoins en eau.....	74
4.3	Influence des paramètres sur la performance du système.....	75
4.3.1	Le profil de consommation .....	75
4.3.2	La capacité du réservoir .....	77
4.3.3	La hauteur manométrique totale .....	77
4.3.4	La configuration du générateur .....	77
4.3.5	Comparaison entre SM021 et SP1A990.....	80
4.4	Coût initial de l'installation.....	86
4.5	Conclusions.....	87
	CONCLUSIONS.....	88
	REFERENCES .....	

## INTRODUCTION

L'énergie est un paramètre essentiel dans le développement et la croissance économique. La consommation d'énergie mondiale et dans notre pays ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, ...etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. En effet selon de nombreuses études, la quantité d'énergie fossile disponible diminuera à l'horizon 2010-2020 et sera épuisée avant la fin de ce siècle [1]. Cette menace s'est manifestée principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre. En effet, la grande préoccupation du monde actuel est d'atténuer cette pollution par l'adaptation des sources d'énergie classiques à des critères très sévères et par l'utilisation des énergies renouvelables.

Les énergies renouvelables en particulier l'énergie solaire photovoltaïque ne nécessitent aucun apport extérieur de combustible; de plus, le générateur photovoltaïque (PV) lui-même ne contient aucune pièce mobile et ne requiert donc pratiquement pas d'entretien. Par conséquent, les coûts récurrents d'opération et de maintenance sont relativement faibles et en plus c'est une énergie propre non polluante. Pour ces raisons, cette source d'énergie convient particulièrement bien pour les utilisations en milieu rural où les populations sont réparties dans de petites communautés et où la demande énergétique est relativement faible.

Les besoins toujours croissants en eau font de son accès un enjeu économique et politique, des désaccords sur la répartition de cette source déclenchent régulièrement des conflits dans le monde. Sur 5 milliards d'êtres humains, 1.4 milliards n'ont pas accès à l'eau potable et 2 milliards n'ont pas accès au service sanitaire [2].

Les pays les plus touchés par ce problème sont les pays en voie de développement, selon l'organisation mondiale de la santé (O. M. S), presque la moitié de la population de ces pays n'a pas accès à l'eau potable [3, 4]. La plus grande partie de la population touchée par ce problème se trouve en milieu rural éloigné des grands réseaux de distribution d'électricité et de l'eau. Pour tenter de résoudre cette crise, l'introduction de système de pompage photovoltaïque offre une solution attractive pour satisfaire les besoins en eau, en termes d'autonomie, de fiabilité et de performance. En effet, généralement, ces régions possèdent un grand potentiel solaire et surtout durant la période de forte demande en eau, la saison d'été.

Les zones arides et sèches, en Algérie, sont également celles où l'énergie solaire est disponible à profusion et en plus, elles possèdent un potentiel hydraulique souterrain peu profond, inférieurs à 30 mètres dans la majorité des zones désertiques surtout sahariennes [5]. En général, le problème est que ces zones ne disposent pas de moyens et de technologie qui permettent de satisfaire leurs besoins en eau pour l'alimentation et l'irrigation. Le problème est d'autant plus grand que ces régions sont isolées, caractérisées par de faibles taux de population, disposées en noyaux dispersés et dans certains cas d'accès difficile. Les études réalisées donnent un coût excessif en termes économiques pour envisager la fourniture par voies conventionnelles.

Les systèmes de pompage PV apparaissent par conséquent comme une solution idéale pour ces zones, permettant ainsi d'apporter une solution valable et durable et bien adaptée aux conditions locales pour l'alimentation en eau et par la même occasion de contribuer efficacement dans le développement socio-économiques de ces régions.

En effet, plusieurs systèmes de pompage sont installés en Algérie, essentiellement pour l'alimentation des villageois en eau potable et pour l'abreuvement des bétails dans les régions steppiques.

L'importance du dimensionnement de ces systèmes de pompage est pratiquement évidente pour s'adapter aux conditions météorologiques spécifiques

de chaque zone afin d'éviter le gaspillage des ressources économiques du pays dans des systèmes surdimensionnés ou à l'inverse dans des systèmes sous dimensionnés et abandonnés.

Le principal objectif de ce mémoire est d'apporter une contribution dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque et particulièrement le pompage d'eau en simulant les performances électriques et hydrauliques d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil pour l'alimentation en eau potable dans une zone rurale et une autre semi urbaine de la région de Khemis Miliana, wilaya de Ain Defla.

Le présent document est rédigé en quatre chapitres principaux qui se résument comme suit :

Le premier chapitre représente quelques notions élémentaires sur l'énergie solaire et donne les différents modèles mathématiques pour l'estimation de l'irradiation solaire en présentant les modèles mathématiques les plus utilisés.

Le deuxième chapitre donne une description succincte des systèmes de pompage PV et un aperçu théorique sur les différents types de moteurs et de pompes qui peuvent être utilisés dans le pompage PV.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation mathématique des différents composants du système de pompage solaire ; à savoir les modules photovoltaïques et le groupe moteur pompe en représentant les modèles mathématiques les plus utilisés.

Le quatrième chapitre présente la partie simulation des performances suivie d'une évaluation du coût d'installation du système. Deux cas d'étude seront considérés, un pour une zone rurale et l'autre pour une zone semi urbaine dans la wilaya d'Ain Defla.

Et bien sur, ce mémoire est achevé par la conclusion.

## CHAPITRE 1

### IRRADIATION SOLAIRE

#### 1.1 Généralités

Dans les applications solaires photovoltaïques, la connaissance des paramètres astronomiques qui régissent le mouvement de la terre autour du soleil est nécessaire. Ainsi, nous abordons en premier lieu, quelques définitions sur la position du soleil par rapport à un repère fixe sur la terre, quelques notions sur la ressource énergétique solaire et enfin un aperçu sur le potentiel énergétique solaire en Algérie.

##### 1.1.1 Trajectoire du soleil

La position du soleil à un instant donné peut être décrite par deux angles qui sont (Fig.1.1 et 1.2):

- Hauteur du soleil  $\alpha(0)$ : c'est l'angle entre le plan horizontal, la ligne qui passe par le centre de la terre et le soleil.
- Azimut  $a$  : C'est l'angle entre la projection de la droite qui passe par le centre de la terre et du soleil sur un plan horizontal et la direction sud.

Les deux angles sont exprimés en fonction de la latitude  $\phi$ , la déclinaison du soleil  $\delta$  et de l'angle horaire  $\omega$  comme suit [6, 7]:

$$\sin(\alpha(0)) = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (1.1)$$

$$\sin(a) = \sin \left[ \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(\alpha(0))} \right] \quad (1.2)$$

La déclinaison est calculée en fonction du jour de l'année  $d$  par l'équation de Cooper suivante [6, 7]:

$$\delta = 23,45 \sin\left(360 \frac{284 + d}{365}\right) \quad (1.3)$$

Pour l'équinoxe, la déclinaison du soleil  $\delta$  égale à zéro. Pour le solstice d'été sa valeur est égale à  $+23,45^\circ$  et pour le solstice d'hiver sa valeur est égale à  $-23,45^\circ$ .

Au cours de la journée, l'instant où le soleil passe par le méridien du lieu de l'observateur – c'est-à-dire où il est au sud dans notre hémisphère – est le midi «vrai». Pour un instant quelconque, l'angle horaire  $\omega$  est l'angle, projeté sur le plan de l'équateur, entre le soleil et le midi vrai ; il vaut  $15^\circ$  par heure ( $360^\circ / 24h$ ). Il est connu aussi comme le Temps solaire,  $TS$ . Il est exprimé par [6, 7]:

$$\omega = \text{Arc cos}[-\tan(\phi)\tan(\delta)] \quad (1.4)$$

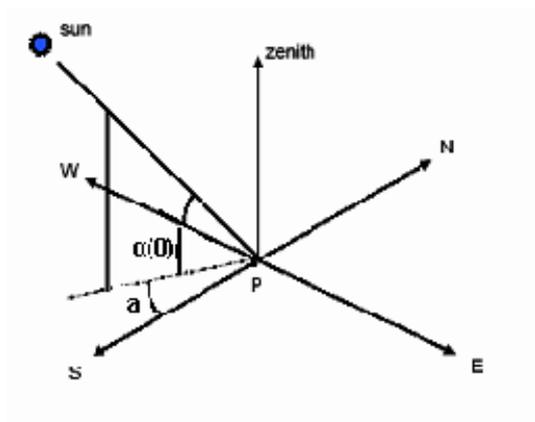


Figure 1.1 : Position du soleil par rapport à un point P sur la surface de la terre [6]

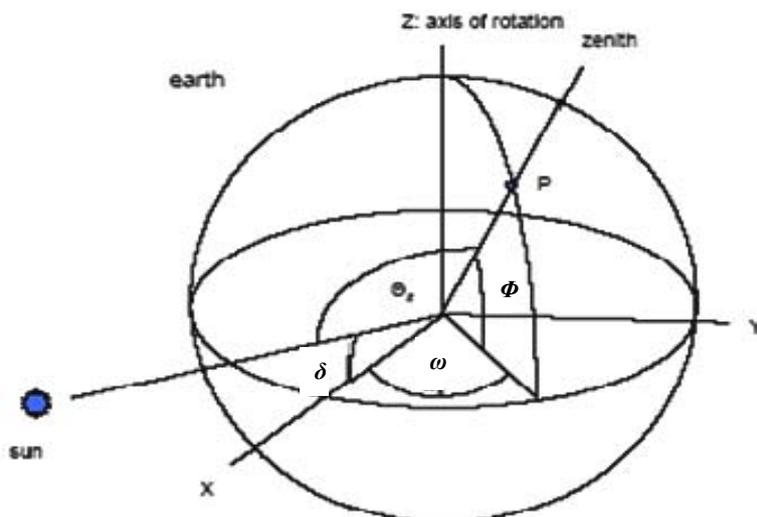


Figure 1.2 : Coordonnées horizontales du soleil [6]

### 1.1.2 Notions préliminaires sur le rayonnement solaire

Le développement, l'optimisation et le dimensionnement d'un système d'énergie solaire impliquent une certaine connaissance de la source utilisée : le soleil. La surface de celui-ci se comporte comme un corps noir à la température d'environ 5800K. Le soleil rayonne sur la terre une puissance de  $16.10^{15}$  kWh par an [8, 9]. Il envoie de l'énergie sous forme de rayonnement électromagnétique dont la longueur d'onde varie de  $0,22 \mu\text{m}$  à  $10 \mu\text{m}$  ; la figure 1.3 représente la variation de sa répartition spectrale énergétique.

En tenant compte de la surface apparente du soleil et de la distance entre celui-ci et la terre, cela conduit à un éclairage moyen dans l'année de  $1.367 \text{ KW/m}^2$  hors atmosphère. Cet éclairage est pondéré par divers facteurs à la surface de la terre : absorption par les molécules des différentes couches de l'atmosphère, conditions climatiques, latitude du lieu d'observation et saison. Des gaz comme l'ozone ( $\text{O}_3$ ), pour les longueurs d'ondes inférieures à  $0,3 \mu\text{m}$ , le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) et la vapeur d'eau ( $\text{H}_2\text{O}$ ), pour les infrarouges au dessus de  $2 \mu\text{m}$ , absorbent les énergies proches de leur énergie de liaison, ce qui conduit à des « trous » dans le spectre solaire visible au sol. Par ailleurs, les poussières et aérosols présents dans l'atmosphère conduisent à une absorption répartie quasiment sur toute la gamme spectrale, ce qui conduit à une baisse globale de la puissance incidente. Pour tenir compte de la distance traversée par les rayons, on introduit la notion du nombre de masse d'air  $AM_y$  (*Air Mass*),  $y$  étant défini par [10, 11, 12, 13, 14] :

$$y = \frac{1}{\sin \theta_{zs}} \quad (1.5)$$

Avec  $\theta_{zs}$  représentant l'élévation du soleil sur l'horizon (voir figure 1.4). On définit ainsi les conditions  $AM_1$  quand le soleil est au zénith et  $AM_2$  quand le soleil est à  $30^\circ$  au-dessus de l'horizon. La condition hors atmosphère est représentée par la notation  $AM_0$ .

La condition  $AM_{1.5}$  est satisfaite lorsque le soleil est à  $45^\circ$  sur l'horizon. Elle est caractérisée par la distribution spectrale représentée sur la figure 1.3 avec un flux solaire de  $963 \text{ W/m}^2$ . Les pays occidentaux sont à peu près situés à cet angle

d'incidence c'est ainsi que le spectre  $AM_{1.5}$  a été considéré comme une condition standard pour le test des cellules solaires.

Au cours des dix dernières années ce spectre a été homologué par L'Organisation Internationale de Standardisation et la Société Américaine de Test et Matériaux. Le flux de standardisation a été arrondi à  $1000 \text{ W/m}^2$  [10, 11, 12].

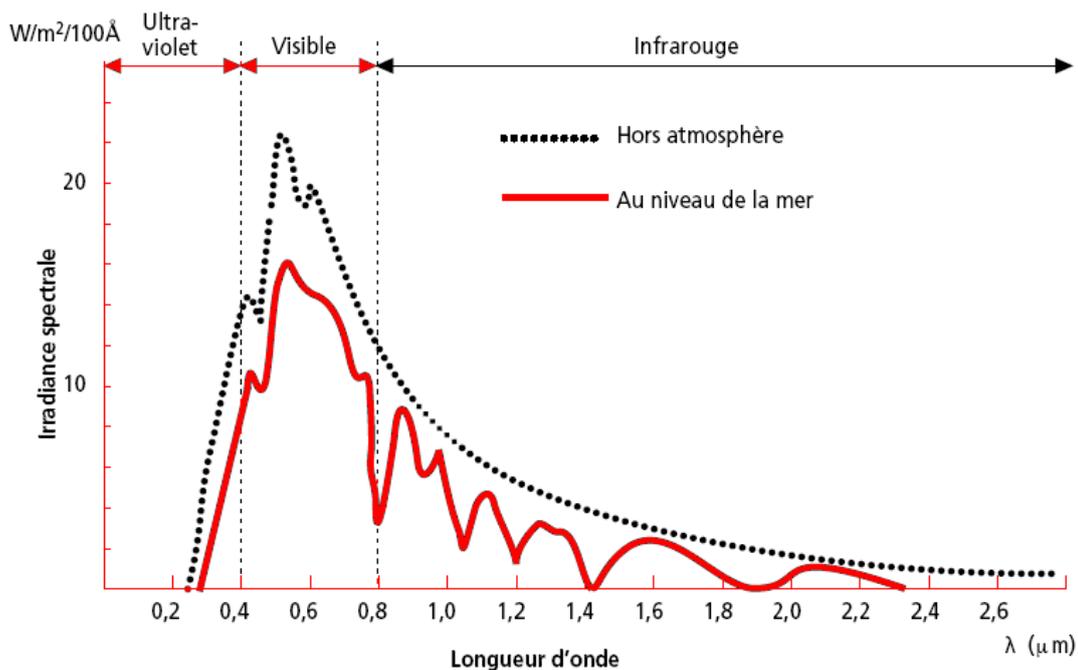


Figure 1.3 : Analyse spectrale du rayonnement solaire [8]

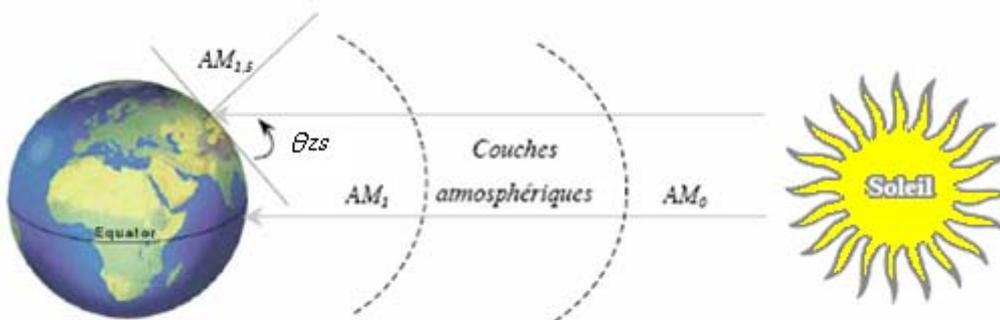


Figure 1.4: Description du nombre de masse d'air [12]

### 1.1.3 Gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un lieu donné et au cours d'une période donnée. Son évaluation peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. Elle est utilisée pour simuler le fonctionnement probable d'un système énergétique solaire et donc d'effectuer son dimensionnement le plus exacte possible compte tenu des demandes en énergie à satisfaire [3, 15]. De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde.

La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie moyenne reçue quotidiennement sur une surface horizontale de  $1 \text{ m}^2$  est de l'ordre de 6 kWh, soit près de  $5,5 \text{ kWh/ m}^2/ \text{ an}$  au Nord et  $6,6 \text{ kWh/ m}^2/ \text{ an}$  au Sud. La figure 1.5 montre l'irradiation globale moyenne annuelle reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu [3].

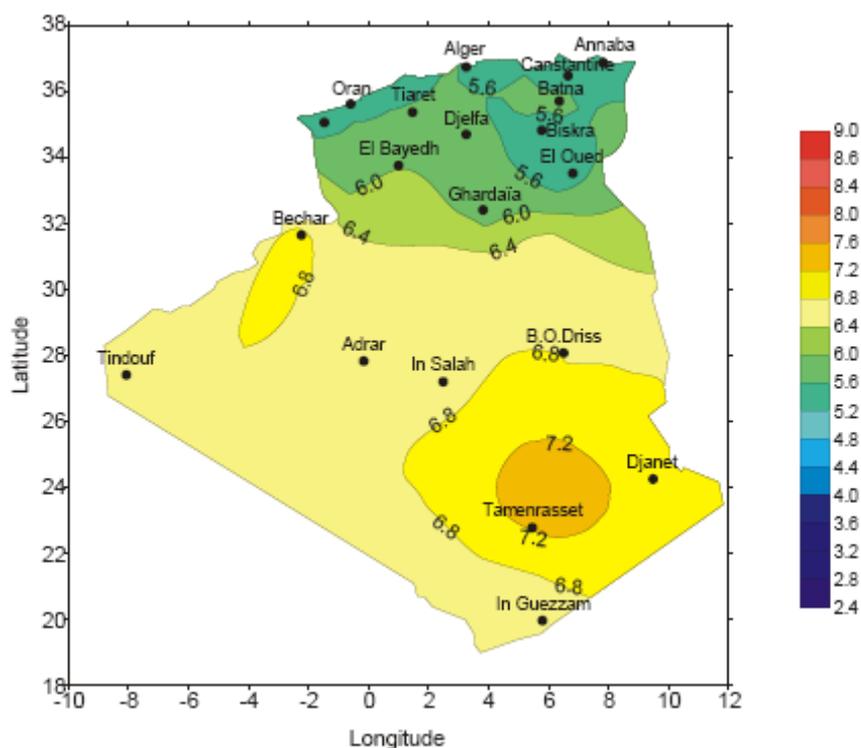


Figure 1.5 : Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu : moyenne annuelle [3]

L'étude du gisement solaire est le point de départ de toute investigation dans le domaine de l'énergie solaire. L'énergie globale incidente sur un plan incliné est la plus appropriée que sur le plan horizontal, qui ne dépend que de la latitude du lieu, l'ordre ou le numéro du jour de l'année et de l'angle d'inclinaison [15].

## 1.2 Modélisation de l'irradiation solaire

### 1.2.1 Introduction

Les stations de mesure des différentes composantes du rayonnement solaire sont rares ou quasi inexistantes à travers le territoire national. Actuellement, l'Office National de la Météorologie (O. N. M) ne dispose que de quatre stations de mesure de l'éclairement solaire qui sont implantées à Dar El-Beida (Alger), Oran, Bechar et Tamanrasset. Par contre, généralement les autres paramètres météorologiques sont disponibles au niveau des stations de (O. N. M) qui sont environ au nombre de 35 stations [16].

Le dimensionnement des systèmes photovoltaïques sur un site donné exige la prise en considération le caractère variable et imprévisible de l'irradiation solaire. En effet, le fonctionnement des modules photovoltaïques dépend de l'intensité de l'irradiation solaire reçue et la température des modules photovoltaïques. Mais la rareté des données météorologiques mesurées, particulièrement dans les sites isolés, a conduit à l'utilisation des modèles mathématiques pour l'estimation des différentes grandeurs du rayonnement solaire.

### 1.2.2 Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale journalière

Pour une surface horizontale, les composantes de l'irradiation globale journalière  $G_d(0)$  sont la diffuse  $D_d(0)$  et la directe  $B_d(0)$ . La variation du climat rend la distribution du diffus solaire irrégulière. Néanmoins et grâce à l'indice de clarté de l'atmosphère, le diffus moyen peut être rendu entièrement régulier [17].

Le diffus de l'irradiation horizontale journalière se calcule à l'aide de la corrélation qui existe entre la fraction diffuse,  $K_d$  et l'indice de clarté de l'atmosphère,  $K_t$ . La relation de cette corrélation est donnée comme suit :

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} \quad (1.6)$$

et l'indice de clarté de l'atmosphère  $K_t$  comme :

$$K_t = \frac{G_d(0)}{G_{ed}(0)} \quad (1.7)$$

avec :

$G_{ed}(0)$  : Irradiation globale extraterrestre (hors atmosphère) journalière

$G_d(0)$  : Irradiation globale horizontale journalière

$D_d(0)$  : Irradiation diffuse horizontale journalière

Après le calcul de la composante diffuse horizontale, la composante directe de l'irradiation horizontale journalière est déduite de la relation suivante :

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \quad (1.8)$$

#### 1.2.2.1 Modèle de Collares-Pereira et Rabl

L'expression analytique de la corrélation est donnée comme suit [18]:

Pour l'intervalle  $K_t \leq 0.17$

$$K_d = 0.99 \quad (1.9)$$

Pour l'intervalle  $0.17 < K_t < 0.8$

$$K_d = 1.188 - 2.272 K_t + 9.473 K_t^2 - 21.856 K_t^3 + 14.648 K_t^4 \quad (1.10)$$

### 1.2.2.2 Modèle de Macagnan

La corrélation est donnée comme suit [19] :

Pour l'intervalle  $K_t < 0.18$

$$K_d = 0.942 \quad (1.11)$$

Pour l'intervalle  $0.18 \leq K_t \leq 0.79$

$$K_d = 0.974 + 0.326 K_t - 3.896 K_t^2 + 2.661 K_t^3 \quad (1.12)$$

Pour l'intervalle  $K_t > 0.79$

$$K_d = 0.115 \quad (1.13)$$

### 1.2.2.3 Calcul d'erreur

Grâce aux calculs des critères d'erreur, nous avons déterminé la performance des modèles proposés. Les critères d'erreur utilisés sont la racine de l'erreur quadratique moyenne, *RMSE* (Root Mean Square Error) et la tendance moyenne de l'erreur, *MBE* (Mean Bias Error). Les relations mathématiques de ces deux critères sont données comme suit :

$$RMSE = \left[ \frac{\sum_{i=1}^N \left( \frac{C_i - M_i}{M_i} \right)^2}{N} \right]^{0.5} \quad (1.14)$$

$$MBE = \frac{\sum_{i=1}^N \left( \frac{C_i - M_i}{M_i} \right)}{N} \quad (1.15)$$

avec  $C_i$ : la  $i^{\text{ème}}$  valeur calculée,  $M_i$ : la  $i^{\text{ème}}$  valeur mesurée et  $N$ : le nombre de mesures.

Les modèles proposés ont été validés grâce à une comparaison entre les valeurs mesurées et calculées de l'irradiation solaire. Les données mesurées utilisées sont l'irradiation globale horaire horizontale et la composante diffuse horaire horizontale de la ville de Tamanrasset de l'année 1999. L'analyse des résultats, a permis de relever que c'est le modèle de Macagnan qui est le plus performant pour l'estimation de la composante directe et diffuse horizontale. En effet, le modèle présente la plus faible valeur du point de vue erreur quadratique moyenne, 0,375 et tendance moyenne de l'erreur, 0,085 (Tableau 1.1).

Tableau 1.1 : Résultats du calcul d'erreur en utilisant les données mesurées de Tamanrasset

<b>Modèle</b>	<b>RMSE</b>	<b>MBE</b>
Collares-Pereira et Rabl	0.911	0.570
Macagnan	0.375	0.085

### 1.2.3 Estimation de l'irradiation horaire à partir de l'irradiation journalière

La disponibilité des données de l'irradiation solaire à l'échelle horaire est nécessaire pour une simulation complète du fonctionnement des systèmes photovoltaïques. En plus, ces grandeurs à l'échelle horaire sont indispensables pour le calcul de l'irradiation solaire sur une surface inclinée.

Dans ce qui suit, nous présentons le modèle proposé par Liu et Jordan et le modèle proposé par Perrin de Brinchambaut.

### 1.2.3.1 Modèle de Liu et Jordan

Les expressions de la relation entre les composantes de l'irradiation globale horaire et l'irradiation globale journalière sont données par les équations suivantes [17]:

$$r_d = \frac{D_h(0)}{D_d(0)} \quad (1.16)$$

$$r_g = \frac{G_h(0)}{G_d(0)} \quad (1.17)$$

où :

$$r_d = \frac{\pi}{24} \left( \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \right) \quad (1.18)$$

$$r_g = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \left( \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \right) \quad (1.19)$$

avec :

$D_h(0)$  : Irradiation diffuse horaire sur une surface horizontale [Wh/m<sup>2</sup>]

$G_h(0)$  : Irradiation globale horaire sur une surface horizontale [Wh/m<sup>2</sup>]

$\omega$  : Angle horaire [Degré]

$\omega_s$  : Angle horaire au lever du soleil [Degré]

a et b sont données par les relations empiriques suivantes :

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin (\omega_s - 60) \quad (1.20)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin (\omega_s - 60) \quad (1.21)$$

### 1.2.3.2 Modèle de Perrin de Brinchambaut

Le modèle proposé par Brinchambaut fait appel au facteur de trouble de Linke généralisé  $T_L$ ; ce facteur de trouble est défini comme le nombre d'atmosphères pures et sèches (sans aérosols, ni vapeur d'eau, ni nuages) manifestant uniquement une absorption, et une diffusion par les gaz « constants » de l'atmosphère qu'il faudrait accumuler pour provoquer la même atténuation totale du rayonnement direct que l'atmosphère réelle, poussiéreuse et humide, et ceci pour un lieu donné à une date et à un instant quelconque considérés. Les équations qui permettent de calculer la composante horaire diffuse  $D_h(0)$  et la composante horaire directe  $B_h(0)$  de l'irradiation solaire sont données ci-dessous [20] :

$$B_h(0) = 1367 L(d) \sin[\alpha(0)] \exp\left(\frac{-T_L}{\left(0.9 + \frac{9.4}{M(0)}\right)}\right) \quad (1.22)$$

$$D_h(0) = \frac{1367}{3} L(d) \sin[\alpha(0) - 2] \exp\left(-0.5 \log^2 \frac{T_L}{(22 M(0)^{-0.65})}\right) \quad (1.23)$$

où :

$$L(d) = 1 + 0.03 \cos(0.986 d - 2) \quad (1.24)$$

$$M(0) = \frac{1}{\sin(\alpha(0))} [1 + 10^{-4} Alt] \quad (1.25)$$

avec :

$M(0)$  : Masse optique traversée par le rayonnement direct

$L(d)$  : Correction de la distance terre-soleil pour la journée  $d$

$\alpha(0)$  : Hauteur du soleil [Degré]

$Alt$  : Altitude [m]

### 1.2.3.3 Calcul d'erreur

La validation de ces modèles a été assurée par le calcul d'erreur d'une comparaison entre les données mesurées et calculées de l'irradiation solaire. Les données mesurées sont celles de Tamanrasset pour l'année 1999. Le Tableau 1.2 représente les résultats du calcul d'erreur sur l'estimation de l'irradiation horaire à partir de l'irradiation journalière pour les deux critères utilisés, *RMSE* et *MBE*. Ainsi, il a été relevé que les deux modèles présentent une très faible erreur, mais le modèle de Liu et Jordan est le plus performant pour l'estimation de l'irradiation horaire à partir de l'irradiation journalière.

Tableau 1.2 : Résultats du calcul d'erreur pour les modèles de Liu et de Brinchambaut

Modèle	Irradiation	RMSE	MBE
Liu et Jordan	Diffus	0.0397	0.0005
	Direct	0.0397	0.0019
Brinchambaut	Diffus	0.1042	0.0043
	Direct	0.1042	0.0013

### 1.2.4 Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée

L'éclairement solaire sur un plan d'une inclinaison quelconque est composé des grandeurs suivantes (figure 1.6) :

- Eclairement direct : C'est le rayonnement solaire reçu directement du Soleil.
- Eclairement diffus : C'est le rayonnement solaire provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages.

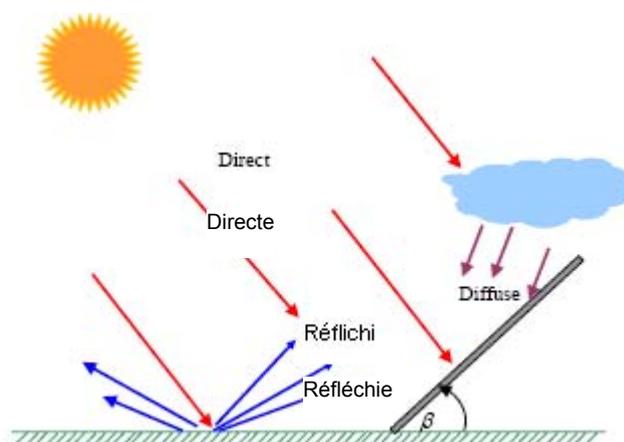


Figure 1.6: Les composantes du rayonnement incident sur un capteur incliné

- Eclairement réfléchi : C'est le rayonnement solaire qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol et il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (neige, eau, etc.).

Donc, sur une surface inclinée d'un angle  $\beta$ , l'éclairement globale  $G(\beta)$  est donné par la somme de l'éclairement direct  $B(\beta)$ , l'éclairement diffus  $D(\beta)$  et l'éclairement réfléchi  $R(\beta)$  comme illustré par la relation suivante :

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (1.26)$$

Le calcul de l'éclairement global sur un plan incliné s'effectue séparément pour chaque composante. De même, il est supposé que la valeur de l'irradiation solaire durant une heure coïncide numériquement avec la valeur de l'éclairement solaire au milieu de cette heure.

#### 1.2.4.1 Eclairement direct

La composante directe  $B(\beta)$  peut être obtenue en utilisant l'angle de l'incidence  $\theta_s$  et l'angle zénithal  $\theta_{zs}$  comme suit [6, 7] :

$$B(\beta) = B_h(0) \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \quad (1.27)$$

#### 1.2.4.2 Eclairement diffus

Pour le calcul de la composante diffuse sur une surface inclinée, nous proposons les modèles les plus utilisés. Ainsi, les modèles anisotropes considèrent non uniforme l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste, exemple le modèle de Klucher. Le modèle de Hay et Mc Kay, le modèle de Willmott et le modèle de Perez considèrent l'éclairement diffus comme une somme de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste et le disque solaire.

### - Modèle de Klucher

Le modèle de Klucher considère non uniforme (anisotrope) l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste. L'éclairement diffus sur un plan incliné est illustré comme suit [21]:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left[ \left( 1 + F \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right) \left( 1 + F \cos^2(\theta_s) \sin^3(\cos(\theta_{zs})) \right) \right] \quad (1.28)$$

avec :

$$F = 1 - \left[ \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \right]^2 \quad (1.29)$$

### - Modèle de Hay et Mc Kay

Le modèle proposé par Hay et Kay considère que l'éclairement diffus est la somme d'une composante diffuse uniforme (isotrope) provenant directement du disque solaire et une autre composante diffuse uniforme (isotrope) provenant du reste de la voûte céleste. L'éclairement diffus sur un plan incliné devient alors [22]:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[ \frac{G_h(0) - D_h(0) \cos \theta_s}{G_{oh}(0) \cos \theta_{zs}} + \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left( 1 - \frac{G_h(0) - D_h(0)}{G_{oh}(0)} \right) \right] \quad (1.30)$$

avec :

$$G_{oh}(0) = G_o \left[ 1 + 0.33 \cos \left( \frac{360 d}{365} \right) \right]^2 \cos(\theta_{zs}) \quad (1.31)$$

où :

$G_{oh}(0)$  : Eclairement extraterrestre horizontale au milieu de l'horaire.

$G_o$  : Constante solaire [1367 W/ m<sup>2</sup>]

$d$  : Numéro du jour de l'année.

- Modèle de Willmott

Willmott considère isotrope la composante diffuse provenant directement du disque solaire de même pour l'irradiation provenant du reste de la voûte céleste. La relation du modèle proposé est la suivante [20]:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[ F(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} + (1 - F(0)) \frac{\cos \theta(0)}{\sin \alpha(0)} \right] \quad (1.32)$$

$$F(0) = 1 - \left[ 1 - \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \right] \frac{G_h(0)}{G_{oh}(0)} \quad (1.33)$$

avec :

$\alpha(0)$  : Hauteur du soleil au milieu de l'heure.

- Modèle de Perez

Le modèle de Perez considère l'éclairement diffus comme étant la somme d'une composante diffuse isotrope provenant du disque solaire, une composante diffuse provenant de l'horizon et une composante isotrope provenant du reste de la voûte céleste. La relation de l'éclairement diffus sur un plan incliné est donnée comme suit [23]:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[ \frac{(1 + \cos \beta)(1 - F_1)}{2} + F_1 \frac{\cos(\theta_s)}{\cos(\theta_{zs})} + F_2 \sin \beta \right] \quad (1.34)$$

avec :

$$F_1 = F_{11} + F_{12} \Delta + F_{13} \theta_{zs} \quad (1.35)$$

$$F_2 = F_{21} + F_{22} \Delta + F_{23} \theta_{zs} \quad (1.36)$$

$$\Delta = \frac{D_h(0) AM}{1367} \quad (1.37)$$

$$\varepsilon = \frac{D_h(0) + B}{1367} \quad (1.38)$$

$$B = \frac{B_h(0)}{\cos \theta_{zs}} \quad (1.39)$$

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_{zs} + 0.50572 (96.07995 - \theta_{zs})^{-1.6364}} \quad (1.40)$$

où :

$AM$  : Masse relative de l'air

$F_{11}$ ,  $F_{12}$ ,  $F_{13}$ ,  $F_{21}$ ,  $F_{22}$  et  $F_{23}$  sont les coefficients du modèle de Perez. Le tableau 1.3 représente ces coefficients en fonction de l'intervalle de  $\varepsilon$

Tableau 1.3 : Coefficients du modèle de Perez

Intervalle de $\varepsilon$	$F_{11}$	$F_{12}$	$F_{13}$	$F_{21}$	$F_{22}$	$F_{23}$
1.000 - 1.056	-0.011	0.748	-0.080	-0.048	0.073	-0.024
1.056 - 1.253	-0.038	1.115	-0.109	-0.023	0.106	-0.037
1.253 - 1.586	0.166	0.909	-0.179	0.062	-0.021	-0.050
1.586 - 2.134	0.419	0.646	-0.262	0.140	-0.167	-0.042
2.134 - 3.230	0.710	0.025	-0.290	0.243	-0.511	-0.004
3.230 - 5.980	0.857	-0.370	-0.279	0.267	-0.792	0.076
5.980 - 10.080	0.734	-0.073	-0.228	0.231	-1.180	0.199
10.000 - $\infty$	0.421	-0.661	0.097	0.119	-2.125	0.446

#### 1.2.4.3 Eclairage réfléchi

L'éclairage réfléchi sur une surface inclinée est donné par la relation suivante :

$$R(\beta) = \rho \frac{G_h(0)(1 - \cos \beta)}{2} \quad (1.41)$$

avec :

$\rho$  : Albédo du lieu.

#### 1.2.4.4 Calcul d'erreur

La validation des modèles proposés pour l'estimation de l'éclairement horaire sur un plan incliné a été obtenue par le moyen d'une comparaison entre les données mesurées et calculées de l'éclairement solaire sur un plan incliné. Elle a été réalisée grâce aux données mesurées de l'éclairement solaire durant les années 1996, 1997 et 1998 pour la localité d'Oran. Pour le calcul d'erreur, il a été fait appel à deux critères qui sont le *RMSE* et le *MBE*.

Concernant l'erreur quadratique moyenne (*RMSE*), les modèles de Willmott et Perez offrent les meilleures performances, 0,3425 pour le premier et 0,3757 pour le deuxième (Tableau 1.4). Par contre pour la déviation de l'erreur, c'est le modèle de Klucher qui présente la meilleure performance. En effet, le modèle de Kucher surestime le rayonnement calculé de 0.053 contre 0.1339, 0.1517 et 0.1645 pour respectivement le modèle de Perez, le modèle de Willmott et le modèle de Hay et Mc Kay.

Tableau 1.4 : Résultats du calcul d'erreur de l'éclairement global horaire, localité d'Oran.

<b>Modèle</b>	<b>RMSE</b>	<b>MBE</b>
Klucher	0.4275	0.0530
Hay et Mc Kay	0.4628	0.1645
Perez	0.3757	0.1339
Willmott	0.3425	0.1517

## 1.6 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions préliminaires et définitions sur le rayonnement solaire et le mouvement du soleil. Pour l'estimation des différentes composantes du rayonnement solaire pour un site donné, nous avons proposé des modèles mathématiques les plus utilisés. Leur validation a été réalisée grâce à l'utilisation des données mesurées et des critères d'erreur qui offrent de très bon diagnostic sur le calcul d'erreur. Ces critères sont le *RMSE* qui informe sur l'erreur quadratique et le *MBE* qui informe sur la déviation de l'erreur (sous-estimation ou surestimation).

L'analyse des résultats des modèles proposés, nous a permis de recommander les modèles suivants :

- Estimation de la composante directe et diffuse à partir de l'irradiation globale journalière : modèle de Macagnan
- Estimation de l'irradiation horaire à partir de l'irradiation journalière : modèle de Liu-Jordan et modèle de Brinchambaut
- Estimation de la composante diffuse horaire sur un plan incliné : modèle de Klucher

## **CHAPITRE 2**

### **PRESENTATION DES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE**

#### 2.1 Introduction

La tendance actuelle dans le monde pour la constitution de gammes de pompage photovoltaïque (PV) est l'utilisation de celles-ci sans stockage de l'énergie électrique c'est à dire au fil du soleil. Ce système de pompage photovoltaïque offre une très grande simplicité d'exploitation et de fiabilité à moindre coût, qui l'ont avantagé par rapport à l'utilisation de batteries d'accumulateurs.

Le domaine d'application du pompage photovoltaïque est très large. Nous citons ci-dessous les applications d'alimentation en eau pour les besoins suivants :

- Habitations individuelles isolées,
- Habitations collectives isolées,
- Petite irrigation et irrigation moderne (Système goutte à goutte),
- Point d'eau pour abreuvement du bétail.

Dans ce chapitre, nous présentons les différents composants du système de pompage photovoltaïque qui sont un générateur photovoltaïque, une électronique qui peut être un convertisseur DC/AC ou DC/DC et enfin une électropompe. Ces différents composants des systèmes de pompage sont illustrés dans la figure 2.1

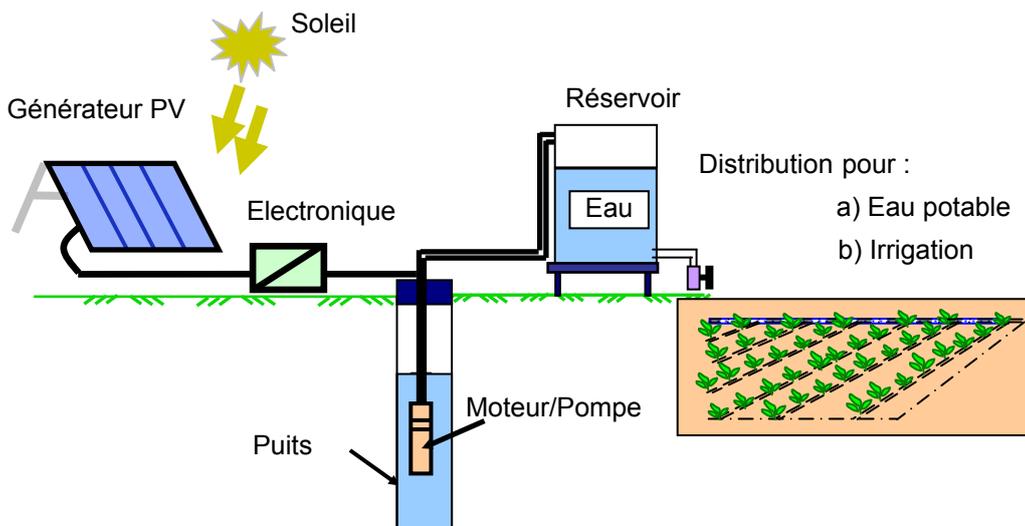
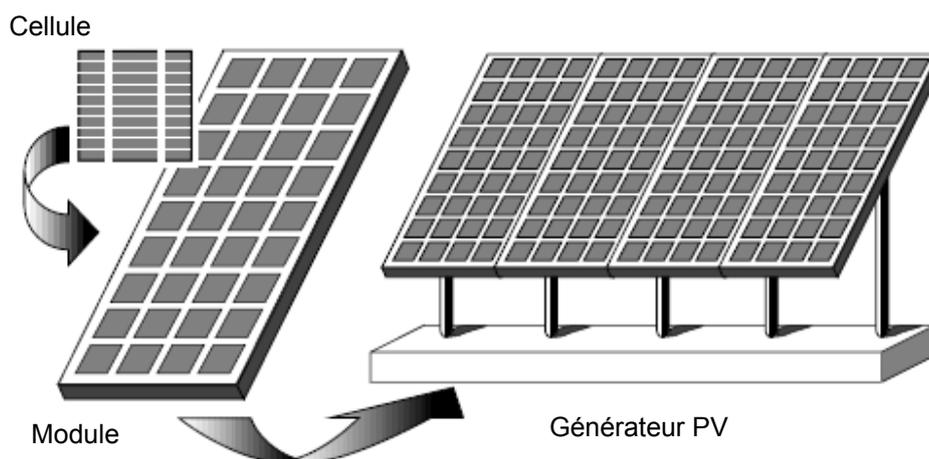


Figure 2.1 : Configuration d'un système de pompage photovoltaïque

## 2.2 Générateur photovoltaïque

Responsable de la conversion d'énergie solaire incidente en énergie électrique par effet photovoltaïque, le générateur photovoltaïque est constitué de plusieurs modules assemblés en série et en parallèle selon la puissance demandée (figure 2.2). Chaque module est lui-même constitué de cellules photovoltaïques généralement montées en série [24].



### 2.2.1 Cellule photovoltaïque

Figure 2.2: Présentation d'une cellule, d'un module et d'un générateur PV

La cellule photovoltaïque qui est l'élément de base des modules photovoltaïques, transforme l'énergie lumineuse des photons qu'elle absorbe en énergie électrique. Elle est considérée comme un générateur de puissance électrique. Sa puissance est déterminée par le point de fonctionnement qui est lui-même fixé par la charge à laquelle il est connecté.

La cellule PV est un élément fragile, elle peut être détruite par un échauffement excessif par effet Joule en cas d'occultation car elle deviendra réceptrice de courant. Alors les modules doivent être protégés par des diodes contre l'occultation de ces cellules. Deux types de protection sont nécessaires [20, 24]:

- Les diodes séries: pour la protection contre l'occultation d'une ou plusieurs cellules.
- Les diodes parallèles: elles évitent au module de devenir récepteur au sein d'une série.

#### 2.2.1.1 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est la conversion de l'énergie des photons incidents en énergie électrique. Cet effet est obtenu avec des matériaux dits "semi-conducteurs", tel que le silicium (Si), qui a des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants. Les photons qui ont une énergie supérieure à l'énergie du gap  $E_g$  créent des paires de charge électrique électron-trou.  $E_g$  est l'énergie nécessaire pour faire passer un électron d'un état lié à un état libre.

Dans le cas du silicium (Si) ( $E_g=1.13$  eV), toute la partie du rayonnement solaire dont la longueur d'onde est supérieure à  $1.1 \mu\text{m}$  n'est pas utilisée (figure 1.3). Pour les photons qui ont une énergie supérieure à  $E_g$ , seuls les photons dont l'énergie est inférieure à une limite haute (3.1 eV pour le silicium) créent des porteurs utilisables.

Les photons de grande énergie pénètrent moins le matériau, et créent des recombinaisons au niveau de la surface de la cellule [24].

#### 2.2.1.2 Technologie des cellules photovoltaïques

Il existe un grand nombre de technologies de fabrication de cellules photovoltaïques telles que les cellules issues de plaques de silicium cristallin et les cellules obtenues directement par des procédés en couches minces. Mais le silicium cristallin occupe la plus grande part avec plus de 82% du marché mondial suivi par le silicium amorphe avec plus de 8% (figure 2.3) [11].

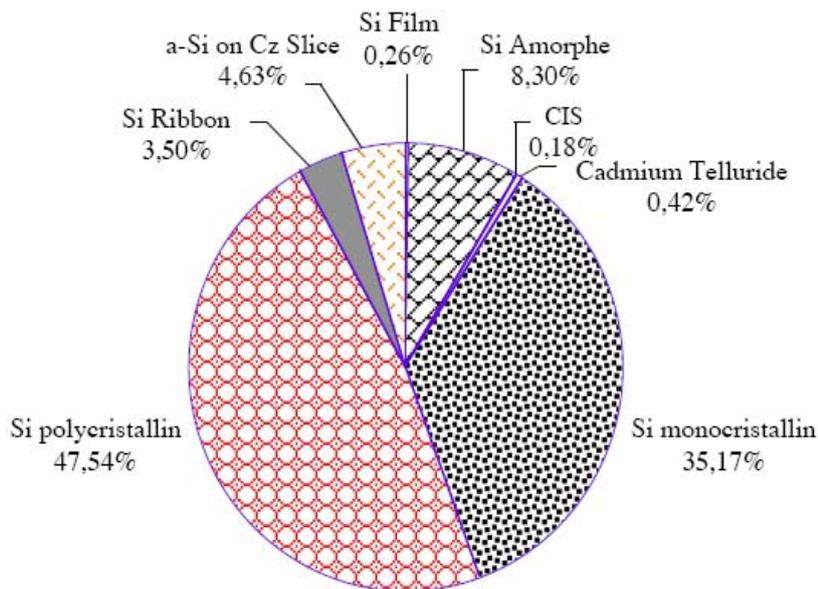


Figure 2.3 : Répartition de type de matériaux dans le marché mondial de la production des cellules photovoltaïques [11]

Généralement on distingue trois générations de cellules photovoltaïques en fonction des développements technologiques.

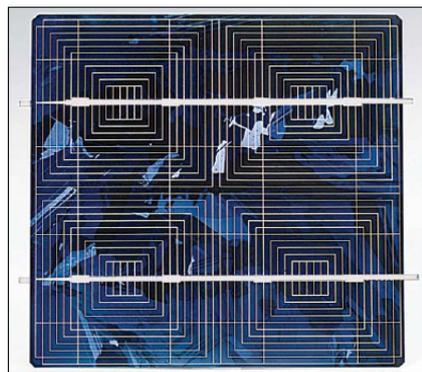
- 1<sup>ère</sup> génération

Les cellules de première génération sont basées sur une seule jonction p-n et utilisent généralement le silicium sous forme cristalline comme matériau semi-conducteur. La méthode de production basée sur les wafers de silicium est très énergétivore et donc très chère. Elle nécessite par ailleurs un silicium d'une grande pureté. Cette technologie se subdivise en deux sous filières : le silicium monocristallin et le silicium polycristallin, qui sont différenciées par le procédé d'obtention du cristal. Les cellules à base de silicium monocristallin ont un

rendement entre 16 et 18 %. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme (figure 2.4 (a)). Les cellules à base de silicium polycristallin ont un rendement inférieur par rapport aux premières, mais ont un coût de fabrication moins élevé avec un rendement de l'ordre de 13 à 15 %.(figure 2.4 (b))



(a) Cellule monocristalline



(b) Cellule polycristalline

Figure 2.4 : Cellule photovoltaïque en silicium cristallin

- 2<sup>ème</sup> génération

Les couches minces "thin films" constituent la seconde génération de technologie photovoltaïque. Dans cette génération, nous distinguons le silicium amorphe (a-Si), le diséléniure de cuivre Indium (CIS), le tellurure de cadmium (CdTe), entre autres. Dans le cas des couches minces, la couche du semi-conducteur est directement déposée sur un substrat, exemple le verre. La production de ce type de cellules est moins coûteuse que la première génération puisqu'elle consomme moins de matériau semi-conducteur et ne nécessite pas de passer par l'étape de transformation du silicium en "wafers". L'inconvénient de ces cellules de seconde génération est leur faible rendement, 6 à 9 % en commerce et 14% en laboratoire. Cependant, cette seconde génération a beaucoup d'avantages pour des marchés de niche et l'intégration architecturale dans le bâtiment. Le diséléniure de cuivre Indium (CIS) est actuellement au stade de la production industrielle. Les modules commerciaux du (CIS) offrent un rendement de 10 à 12 %.

Les réductions de coût attendues à moyen terme et la flexibilité de ces modules ont rendu cette technologie très prometteuse surtout pour la production de l'électricité photovoltaïque en milieu urbain.

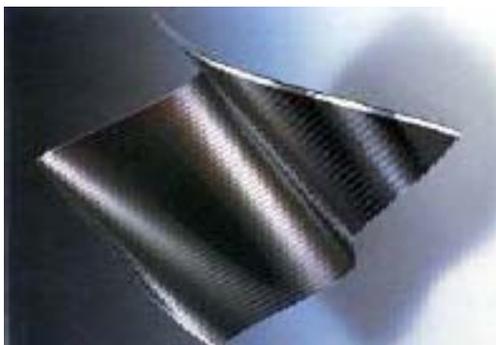


Figure 2.5 : Cellule photovoltaïque en couche mince

- 3<sup>ème</sup> génération

La troisième génération vise à passer la limite maximale de rendement des cellules actuelles, qui est d'environ 30%. Plusieurs concepts sont envisagés pour atteindre cet objectif, on peut citer par exemple, les cellules multi-jonction constituées de plusieurs couches minces qui utilisent l'épitaxie par jet moléculaire.

Des cellules ayant une grande efficacité ont été développées pour les applications spatiales, leur rendement est de l'ordre de 39% (en laboratoire), ainsi que des cellules organiques et plastiques, ces dernières encore au stade de la recherche comprennent la voie des cellules humides dites « Grätzel » ou la voie des polymères organiques dites aussi cellules plastiques moins chers, leur rendement est encore inférieure à 5% (en laboratoire) mais leur avantage réside dans la facilité avec laquelle on peut les étaler sur de grandes surfaces leur flexibilité quasi naturelle comme le montre la figure 2.6



### 2.2.2 Module photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont des éléments très fragiles, qui ne produisent qu'une très faible puissance électrique, de 1 à 3 W, avec une tension de moins d'un volt. Ainsi donc, les cellules photovoltaïques sont encapsulées dans des modules étanches qui les protègent de l'humidité, des chocs et des nuisances. Par la même occasion, l'assemblage des cellules photovoltaïques dans un module sert à augmenter la puissance et la tension de sortie. La face avant du module est généralement en verre et la face arrière en Teldar. Des modules bi-verres (deux faces en verre) existent, essentiellement pour l'intégration aux bâtiments [25].

Le nombre de cellules qui composent le module dépend de la tension et de la puissance que le module doit fournir. La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, connectées en série pour des applications en 12 V (figure.2.7 (a)). Le courant de sortie, et donc la puissance, seront proportionnels à la surface du module. Dans le cas de la technologie couche mince, le module est constitué d'un assemblage de cellules élémentaires délivrant chacune une tension optimale de 12V. En fonction du câblage série ou parallèle de ces cellules élémentaires, les modules couche mince délivrent des tensions de 12 et 48 Volts nominal (Fig. 2.7 (b)).



(a) Module cristallin



(b) Module couche mince

Figure 2.7 : Modules photovoltaïques

## 2.3 Groupe moteur-pompe

### 2.3.1 Moteurs

Un moteur est une machine qui transforme l'énergie électrique en énergie mécanique. Deux types de moteurs peuvent être distingués selon leurs emplacements physiques par rapport à l'eau pompée:

- Moteur de surface qui sera associé à une pompe de surface ou à une pompe flottante,
- Moteur immergé qui sera associé uniquement à une pompe immergée.

Mais selon le principe du fonctionnement, les moteurs peuvent être à courant alternatif ou à courant continu.

### 2.3.1.1 Moteurs à courant continu

L'énergie électrique appliquée à un moteur est transformée en énergie mécanique en variant le sens du courant circulant dans le rotor (l'induit) qui est soumis à un champ magnétique produit par le stator (l'inducteur) [26]. Ainsi, nous distinguons deux types de moteur à courant continu :

- Les moteurs à balais : Ils sont les plus communs, mais leurs balais doivent être changés périodiquement.
- Les moteurs à commutation électronique (sans balais) : Ils utilisent un circuit électronique pour commuter le courant circulant dans le stator. La commutation électronique a l'avantage d'avoir une faible maintenance comparée à l'utilisation des balais.

Les systèmes de pompage photovoltaïque utilisent les moteurs à commutation électronique suite à ces avantages tels que la réduction du coût de maintenance, le rendement élevé, la simplicité de commande et la fiabilité. En effet, le rendement moyen d'un moteur à courant continu est de 85% à 90%, et ce sur une large plage de fonctionnement [27].

### 2.3.1.2 Moteurs à courant alternatif

Le moteur à courant alternatif est largement utilisé dans l'industrie, sa simplicité de construction en fait un matériel très fiable qui demande peu d'entretien. Les moteurs à courant alternatif sont classés en deux types:

- Asynchrone,
- Synchrone

Le moteur asynchrone est le plus utilisé pour le pompage photovoltaïque pour des raisons de robustesse, la faible maintenance, la disponibilité sur le marché avec un coût bas. Le rendement moyen d'un moteur asynchrone est de 85 % [26, 28, 29].

### 2.3.2 Pompes

Les pompes sont responsables de la transformation de l'énergie mécanique en énergie hydraulique. Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe de fonctionnement, soit de type :

- Centrifuge,
- Volumétrique.

Outre ces deux classifications, nous distinguons également deux autres types de pompes en fonction de l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée : pompe de surface et pompe immergée.

#### 2.3.2.1 Pompes centrifuges

Elles sont en générale multicellulaires. Elles utilisent les variations de vitesse du fluide pompé combinées avec l'effet de la force centrifuge pour obtenir un accroissement de pression. L'énergie cinétique transmise au fluide est fournie par la rotation d'une roue munie d'aubes ou d'ailettes, c'est une partie de cette énergie qui est transformée en pression par réduction de vitesse [30, 31].

Les pompes centrifuges sont les plus utilisées et elles ont un couple d'entraînement faible au démarrage. Elles sont bien adaptées aux débits moyens et élevés pour des hauteurs limitées. Ces pompes incluent les pompes submersibles avec moteur de surface ou submergé, les pompes flottantes et les pompes rotatives à aspiration.

Le tableau 2.1 résume les avantages et inconvénients des pompes centrifuges. Les figures 2.8 et 2.9 montrent des configurations d'installation pour une pompe centrifuge immergée (submersible) et une pompe centrifuge flottante [26].

Tableau 2.1 : Avantages et inconvénients des pompes centrifuges

Avantages	Inconvénients	Utilisations
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Débit stable</li> <li>- Disponible et faible prix</li> <li>- Robuste et fiable</li> <li>- Faible encombrement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Non autoamorçage (surface)</li> <li>- Débit et pressions interdépendants</li> <li>- Faible rendement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Débits importants</li> <li>- Liquide purs (eau)</li> </ul>

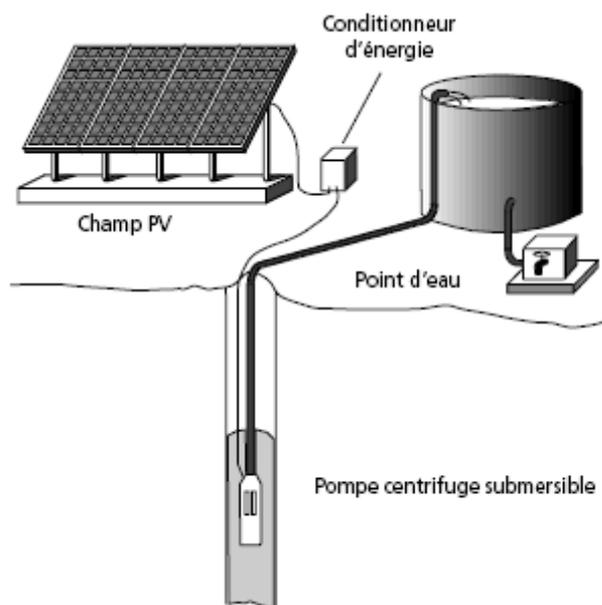


Figure 2.8 : Pompe centrifuge immergée à étages multiples

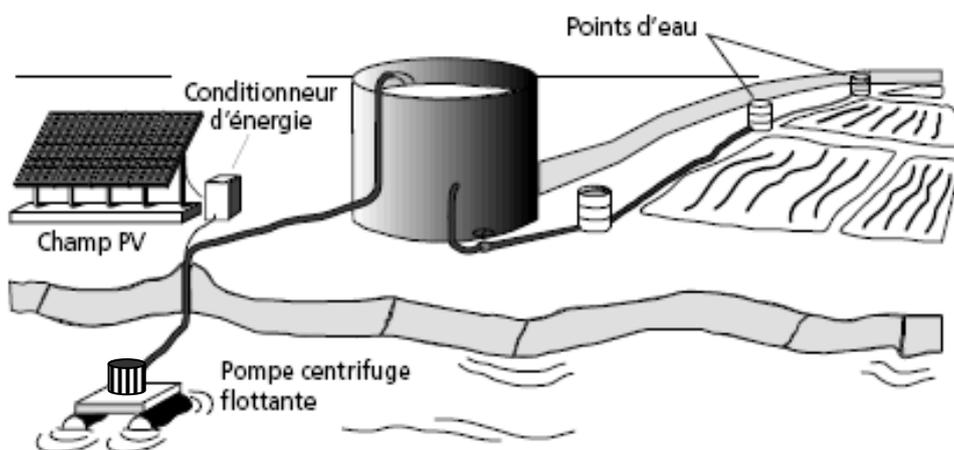


Figure 2.9 : Pompe centrifuge flottante sur un radeau

### 2.3.2.2 Pompes volumétriques

Les pompes volumétriques utilisent les variations de volume du fluide pompé pour obtenir un accroissement de pression. Le fluide est d'abord aspiré par l'accroissement d'un volume puis refoulé par diminution de ce même volume.

Les pompes volumétriques sont de deux types, les pompes volumétriques alternatives, telles que les pompes à piston et à membranes, et les pompes volumétriques rotatives comme les pompes à vis et hélicoïdales. Elles sont destinées aux faibles débits et aux grandes hauteurs [30, 31].

Le tableau 2.2 résume les avantages et inconvénients de deux types de pompes volumétriques : la pompe à piston et à membrane.

Tableau 2.2 : Avantages et inconvénients des pompes volumétriques alternatives et rotatives

Type	Avantages	Inconvénients	Utilisations
Pompe alternative à membrane	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Débit précis</li> <li>- Débit réglable</li> <li>- Rendement élevé</li> <li>- Peu sensible aux particules</li> <li>- Très bonne résistance chimique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Débit par à-coups</li> <li>- Prix élevé</li> <li>- Température de service limitée</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Liquides chargés, corrosifs, dangereux</li> <li>- Pression à 2 bars et débit à 30 m<sup>3</sup>/h</li> </ul>
Pompe rotative à vis et engrenage	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Débit précis</li> <li>- Débit réglable</li> <li>- Débit régulier</li> <li>- Rendement élevé</li> <li>- Encombrement réduit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sensible aux particules</li> <li>- Sensible aux liquides corrosifs</li> <li>- Mécanique compliquée</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Liquides purs, visqueux</li> <li>- Pressions à 100 bars et débit à 200 m<sup>3</sup>/h</li> </ul>

#### 2.4 Conditionnement de puissance

Le matériel de conditionnement de puissance est un dispositif électronique qui a pour rôle d'optimiser le transfert de la puissance entre le générateur photovoltaïque et le groupe moteur pompe. Selon la configuration du système de pompage photovoltaïque, le conditionneur de puissance peut être un convertisseur continu-continu (DC/DC) ou un convertisseur continu-alternatif (DC/AC).

#### 2.4.1 Convertisseur DC/DC

Dans le cas des couplages directs de moteur DC avec le générateur PV, l'utilisation d'un convertisseur DC-DC est indispensable pour assurer le transfert optimal de l'énergie du générateur au moteur [32]. Cette adaptation consiste à coïncider le point de fonctionnement du groupe moteur-pompe avec le point de la puissance optimale du générateur photovoltaïque.

#### 2.4.2 Convertisseur DC/AC

La fonction principale d'un onduleur est la transformation du courant continu produit par le générateur photovoltaïque en courant alternatif. Pour les systèmes de pompage photovoltaïque, cette transformation est assurée généralement par un onduleur à fréquence variable. Il permet une variation de la vitesse du moteur en fonction de l'intensité de l'ensoleillement. Ainsi, il suit le point de la puissance maximale du générateur photovoltaïque de façon à optimiser le volume d'eau extrait [32,33].

Néanmoins, il existe certaines applications de faible puissance qui utilisent des onduleurs à fréquence fixe. Ces systèmes nécessitent l'interconnexion des batteries entre le générateur photovoltaïque et l'onduleur. Ainsi la tension de fonctionnement du système de pompage est assurée par la tension de la batterie.

### 2.5 Stockage

La caractéristique de l'énergie solaire est d'être périodique (jour et nuit) et continuellement variable en fonction de l'ensoleillement au cours d'une journée. Ainsi, il faut un stockage tampon afin de pouvoir utiliser l'énergie délivrée par le générateur quelque soit le moment souhaité.

Le stockage peut être réalisé de deux façons : stockage d'énergie électrique dans les accumulateurs ou stockage d'eau. Cette dernière méthode est la plus adoptée car il est plus pratique de stocker l'eau dans des réservoirs que l'énergie électrique dans des accumulateurs lourds, coûteux et fragile. Le réservoir d'eau peut être dimensionné pour assurer la durée d'autonomie souhaitée [5].

L'option du réservoir d'eau permet de limiter le coût de l'installation et d'avoir un système plus simple et plus fiable qu'un système avec batteries qui nécessitent des entretiens périodiques et une durée de vie limitée.

## 2.6 Conclusion

Dans ce chapitre, les différents éléments des systèmes de pompage PV ont été présentés, à savoir le générateur PV, le conditionneur de puissance et le groupe moteur-pompe afin de nous familiariser avec les systèmes de pompage PV. Les systèmes PV au fil du soleil c'est-à-dire sans batterie sont favorables pour le pompage d'eau.

## CHAPITRE 3

### MODELISATION DES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

#### 3.1 Introduction

Un système de pompage photovoltaïque est composé généralement d'un générateur photovoltaïque, un convertisseur qui peut être un DC/DC ou un DC/AC, un moteur et une pompe. Dans ce travail, nous définissons le sous-système de pompage l'ensemble des éléments qui sont : le convertisseur, le moteur et la pompe. Ce regroupement est dicté par le fait qu'en pratique ces éléments sont proposés ensemble par les fabricants des systèmes de pompage photovoltaïque. Ainsi, nous considérons dans notre modélisation que le système de pompage est constitué d'un générateur photovoltaïque et un sous-système de pompage. La figure 3.1 montre un schéma général et les différentes entrées et sortie.

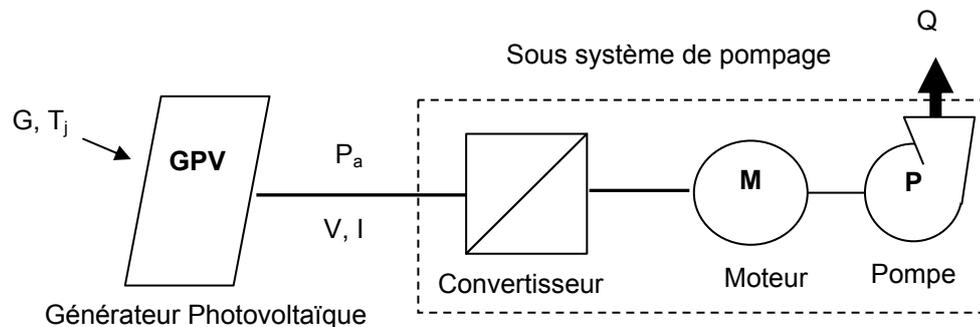


Figure 3.1 : Schéma général d'un système de pompage photovoltaïque

#### 3.2 Générateur photovoltaïque

Le module photovoltaïque est l'élément de base d'un générateur photovoltaïque. Ainsi, la modélisation du comportement électrique du module

photovoltaïque peut être étendue au générateur photovoltaïque selon sa configuration, nombre de modules en série et en parallèle.

Le schéma équivalent d'un module photovoltaïque est représenté par la figure 3.2. A l'aide de la loi des nœuds, la caractéristique  $I=f(I,V)$  d'un module photovoltaïque est donnée en fonction du photocourant  $I_L$ , la résistance série  $R_s$  et la résistance shunt  $R_{sh}$ . L'équation mathématique est comme suit [24]:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + I R_s}{A V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

où :

$$V_t = \frac{k T_j}{q} \quad (3.2)$$

Avec  $I_0$  courant de saturation,  $q$  charge de l'électron,  $k$  constante de Boltzmann,  $A$  facteur d'idéalité relative au module,  $T_j$  température de jonction.

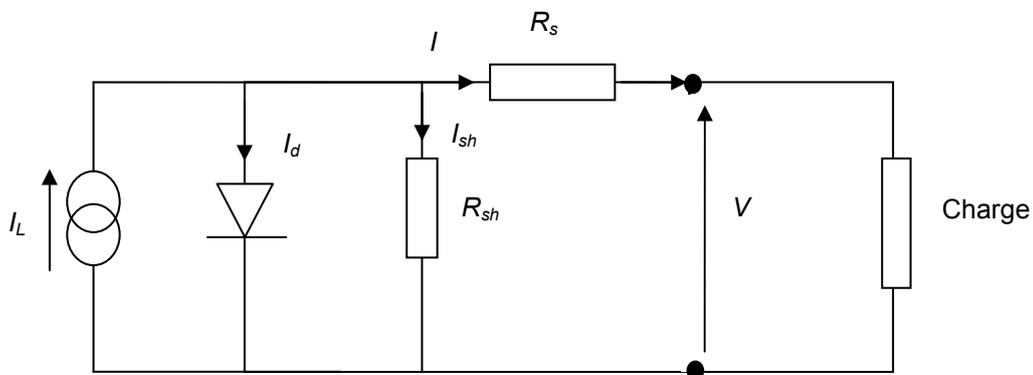


Figure 3.2 : Schéma équivalent d'un module photovoltaïque

La courbe caractéristique  $I=f(I,V)$  d'un module photovoltaïque représente la variation du courant en fonction de la tension à ces bornes. Cette courbe est établie dans des conditions ambiantes de fonctionnement données. En effet, cette caractéristique  $I=f(I,V)$  d'un module photovoltaïque est influencée par l'intensité de l'éclairement solaire et la température du module photovoltaïque. La figure 3.3 montre que le courant de court-circuit est proportionnel à l'intensité de

l'éclairement solaire. Par ailleurs, la tension du circuit ouvert est inversement proportionnelle à la température de jonction (figure 3.4).

Les résistances série et shunt influent également sur la caractéristique  $I=f(I,V)$  du module photovoltaïque mais les modules sont fabriqués de tel sorte que leurs influences négatives seront très limitée.

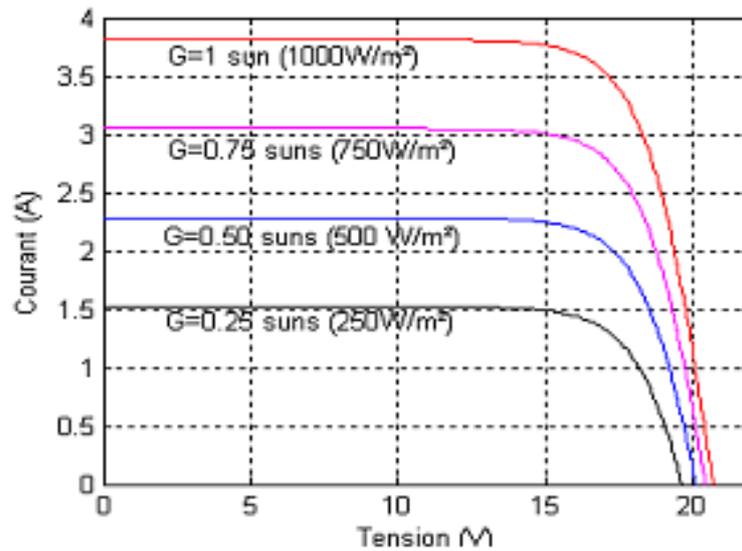


Figure 3.3 : Influence du niveau d'éclairement solaire sur  $I=f(I,V)$  pour une température  $T_j$  constante.

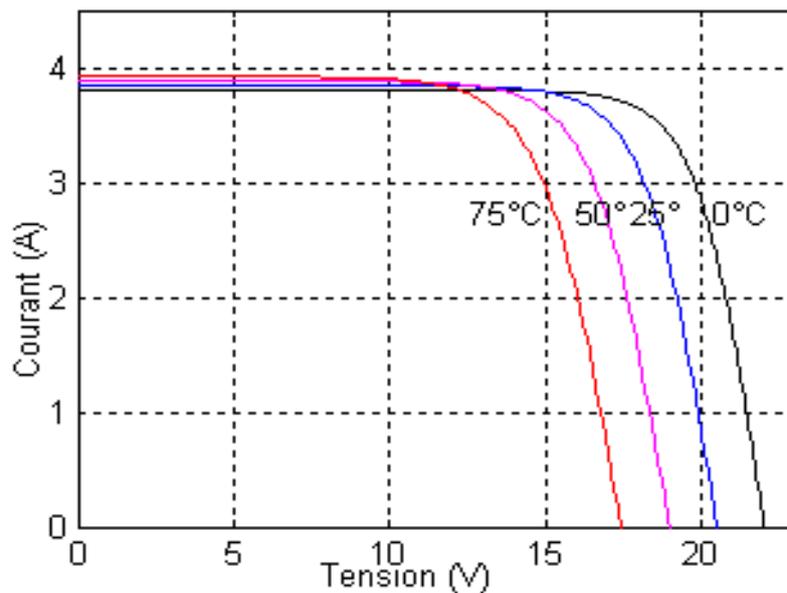


Figure 3.4 : Influence de la température  $T_j$  sur  $I=f(I,V)$  pour un éclairement solaire constant.

La fonction caractéristique  $I=f(I,V)$  est implicite et non linéaire. Alors, le calcul d'une solution est une tâche très délicate qui nécessite des méthodes itératives. Dans la littérature, il existe plusieurs modèles mathématiques de calcul de la solution de cette caractéristique  $I=f(I,V)$ . Ces modèles se différencient par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul [34, 35]. Parmi ces modèles, nous avons retenu les modèles mathématiques les plus récents et les plus utilisés.

### 3.2.1 Modèle à cinq paramètres

L'expression de ce modèle est donnée par l'équation 3.1 de la caractéristique  $I-V$ . Le modèle est basé sur le calcul des cinq paramètres de la fonction  $I=f(I,V)$  qui sont :  $I_L$  ,  $I_0$  ,  $R_s$  ,  $R_{sh}$  et  $A$ . Ces paramètres sont déterminés à partir des données qui sont le courant de court-circuit,  $I_{sc}$  , la tension à circuit ouvert,  $V_{oc}$ , le courant  $I_m$  et la tension,  $V_m$  au point de puissance maximale  $P_m$  et les pentes au voisinage de  $V_{oc}$  et de  $I_{sc}$  [36] :

En appelant :

$$\left( \frac{dV}{dI} \right)_{V = V_{oc}} = - R_{so} \quad (3.3)$$

$$\left( \frac{dV}{dI} \right)_{I = I_{sc}} = - R_{sho} \quad (3.4)$$

Les expressions obtenues sont les suivantes :

$$A = \frac{V_m + I_m R_{so} - V_{oc}}{V_t \left[ \ln \left( I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m \right) - \ln \left( I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) + \left( \frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sho}}} \right) \right]} \quad (3.5)$$

$$I_0 = \left( I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{V_{oc}}{A V_t} \right) \quad (3.6)$$

$$R_s = R_{so} - \frac{AV_t}{I_0} \exp\left(\frac{V_{oc}}{AV_t}\right) \quad (3.7)$$

$$I_L = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) + I_0 \left(\exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{AV_t} - 1\right)\right) \quad (3.8)$$

$$R_{sh} = R_{sho} \quad (3.9)$$

### 3.2.2 Modèle analytique

L'expression de ce modèle est déduite de l'équation 3.1 en négligeant le rapport  $R_s/R_{sh}$ . La fonction  $I=f(I, V)$  décrivant le fonctionnement du module photovoltaïque est alors donnée comme suit [37, 38] :

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{AV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V}{R_{sh}} \quad (3.10)$$

Le photocourant  $I_L$  est donné par la relation suivante :

$$I_L = p_1 G(\beta) \left[ 1 + p_2 (G(\beta) - G_{ref}) + p_3 (T_j - T_{ref}) \right] \quad (3.11)$$

Avec :

$G(\beta)$  : Eclairement solaire incident sur la surface du module [ $W/m^2$ ]

$G_{ref}$  : Eclairement solaire de référence [ $1000 W/m^2$ ]

$T_{ref}$  : Température de jonction de référence [ $298^\circ$ Kelvin]

Le courant de saturation est donné par la relation :

$$I_0 = p_4 T_j^3 \exp\left(-\frac{p_5}{T_j}\right) \quad (3.12)$$

Les paramètres de ce modèle  $p_1, p_2, p_3, p_4, p_5$  ainsi que  $A, R_s$  et  $R_{sh}$  sont déterminés à l'aide des données expérimentales sur le module photovoltaïque et

les méthodes de calcul usuelles tels que la méthode de Levenberg-Marquardt [39] et la méthode de Newton-Raphson.

L'expérimentation du module en question pour déterminer ces paramètres est effectuée pour différents niveaux d'éclairage et de température de jonction.

### 3.2.3 Modèle d'Akbaba

Le modèle proposé par Akbaba est explicite et l'expression analytique de ce modèle est donnée par l'équation suivante [40] :

$$I = \frac{V_{oc} - V}{a + bV^2 - cV} \quad (3.13)$$

$$V_m = 0.5 \left( K_1 - \sqrt{K_1^2 - 4K_2} \right) \quad (3.14)$$

$$I_m = \frac{V_{oc} - V_m}{a + bV_m^2 - cV_m} \quad (3.15)$$

$$P_m = V_m I_m \quad (3.16)$$

Les constantes du modèle sont :

$$K_1 = \frac{2a}{c - bV_{oc}} \quad (3.17)$$

$$K_2 = \frac{aV_{oc}}{c - bV_{oc}} \quad (3.18)$$

Les paramètres du modèle sont :

$$a = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \quad (3.19)$$

$$b = \frac{Q_3 - Q_4}{Q_5} \quad (3.20)$$

$$c = \frac{Q_3 V_x - Q_4 V_y}{Q_5} \quad (3.21)$$

Où :

$$Q_3 = V_x I_x (V_{oc} - V_y - a I_y) \quad (3.22)$$

$$Q_4 = V_y I_y (V_{oc} - V_x - a I_x) \quad (3.23)$$

$$Q_5 = V_x I_x V_y I_y (V_y - V_x) \quad (3.24)$$

$$I_x = 0.94 I_{sc} \quad (3.25)$$

$$I_y = 0.68 I_{sc} \quad (3.26)$$

Avec :

$V_x$  et  $V_y$  : les tensions correspondantes respectivement à  $I_x$  et  $I_y$  qui peuvent être calculées à l'aide de l'équation suivante [37] :

$$V = -I R_s + \frac{1}{A V_t} \ln \left[ \frac{I_L - I + I_0}{I_0} \right] \quad (3.27)$$

### 3.2.4 Détermination de la température de jonction

La puissance produite par un module photovoltaïque dépend de la température de jonction comme c'est illustré dans la figure 3.4. La mesure de la température de jonction reste très difficile à réaliser. Afin de combler ce déficit, il existe des modèles mathématiques qui calculent la température  $T_j$  d'un module photovoltaïque en utilisant la température ambiante  $T_a$  qui est facilement mesurable. Ainsi, pour les modules normalement ventilés, la température  $T_j$  du module photovoltaïque est déterminée à l'aide d'un modèle utilisant le *NOCT*

(Normal Operating Cell Temperature). Par contre pour les modules mal ventilés tels que les modules qui sont intégrés dans l'architecture du bâtiment (façade, toiture, mur-rideau, etc.), la méthode du *NOCT* n'est plus valable et la méthode de calcul de  $T_j$  tient compte des phénomènes thermiques entre le module photovoltaïque et leur support de fixation [20, 41].

Dans ce travail, nous avons représenté seulement la méthode du *NOCT* pour la simple raison que le générateur photovoltaïque des systèmes de pompage est généralement placé sur des structures très bien ventilées.

### 3.2.4.1 Modèle de la température ambiante

Nous présentons ci-dessous un modèle mathématique qui calcule le profil journalier de la température ambiante. Il est basé sur la disponibilité de la température maximale  $T_{max}$  et minimale  $T_{min}$  de la journée en question. Ces deux températures sont largement disponibles dans les stations de mesure météorologiques. Le modèle suppose que [41] :

- a)  $T_{max}$  se situe toujours à 14 heures de l'après midi ( $\omega = \pi/6$  )
- b)  $T_{min}$  se situe toujours au lever du soleil ( $\omega = \omega_s$ )

Les relations pour caractériser la variation de la température diurne du jour  $d$  sont les suivantes :

Pour l'intervalle  $-\pi < \omega < \omega_s$

$$T_a = T_{max}(d-1) \frac{T_{max}(d-1) - T_{min}(d-1)}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \quad (3.28)$$

avec :

$$a = \frac{\pi}{\left(\frac{\pi}{6} - \omega_s - 2\pi\right)} \quad \text{et} \quad b = -a\omega_s$$

Pour l'intervalle  $\omega_s < \omega < \pi/6$

$$T_a = T_{min}(d) \frac{T_{max}(d) - T_{min}(d)}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \quad (3.29)$$

avec :

$$a = \frac{\pi}{\left(\omega_s - \frac{\pi}{6}\right)} \quad \text{et} \quad b = -a \frac{\pi}{6}$$

Pour l'intervalle  $\pi/6 < \omega < \pi$

$$T_a = T_{max}(d) \frac{T_{max}(d) - T_{min}(d+1)}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \quad (3.30)$$

avec :

$$a = \frac{\pi}{\left(2\pi + \omega_s - \frac{\pi}{6}\right)} \quad \text{et} \quad b = -\left(\pi + \frac{a\pi}{6}\right)$$

#### 3.2.4.2 Modèle de la température de jonction

Les structures du générateur photovoltaïque des systèmes de pompage sont généralement placées dans des endroits éloignés des ombrages et bien ventilées. La Température du Fonctionnement Normal de la Cellule (*NOCT*) est une grandeur caractéristique du module qui dépend fortement du type d'encapsulation. La température de jonction de la cellule photovoltaïque est donnée en fonction du *NOCT*, la température ambiante et l'éclairement solaire incident sur la surface d'un module photovoltaïque. L'équation est donnée comme suit [20, 41] :

$$T_j = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G(\beta) \quad (3.31)$$

avec :

$T_a$  et  $T_j$  : Températures ambiante et de jonction [°C]

$G(\beta)$  : Eclairement solaire incident sur le plan du module [ $W/m^2$ ]

### 3.2.5 Calcul d'erreur et validation

Pour déterminer les performances des modèles utilisés, nous avons utilisé le critère de l'erreur moyenne, *MBE* (Mean Bias Error), la déviation de l'erreur standard, *DES* et le critère de l'erreur relative, *Ex*. Les relations mathématiques de ces critères d'erreur sont les suivantes :

$$DES = \left[ \frac{\sum (I_{cal} - I_{mes})^2}{N} \right]^{0.5} \quad (3.32)$$

avec :  $I_{cal}$  courant calculé du module,  $I_{mes}$  courant mesuré du module,  $N$  nombre de mesures.

$$E_{PM} = 100 \frac{PM_{cal} - PM_{mes}}{PM_{mes}} \quad (3.33)$$

avec :  $PM_{cal}$  et  $PM_{mes}$  valeur respectivement calculée et mesurée.

La validation des modèles utilisés est assurée à l'aide des mesures sur la caractéristique électrique *I-V* du module photovoltaïque, UDTS-50, en fonction de l'éclairement et la température de jonction. Le tableau 3.1 montre les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque. Les résultats des critères d'erreurs pour les différents modèles utilisés sont résumés dans le tableau 3.2. Egalement, un calcul de l'erreur relative de la puissance optimale du module est effectué en fonction de l'éclairement et de la température de jonction (tableau 3.3). Ainsi, ces résultats ont montré que le modèle analytique représente la meilleure précision en comparaison avec les résultats du modèle à cinq paramètres et le modèle d'Akbaba.

Tableau 3.1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque UDTS-50

Module	$G(\beta)$ [W/m <sup>2</sup> ]	$T_j$ [°C]	$I_{sc}$ [A]	$V_{oc}$ [V]	$I_m$ [A]	$V_m$ [V]	$P_m$ [W]
UDTS-50	1000	25	3.21	21.30	2.95	16.10	47.5

Tableau 3.2 : Résultats obtenus du calcul d'erreur pour le module UDTS-50

Eclairement (W/m <sup>2</sup> )	$T_j$ (°C)	Critères	Cinq paramètres	Analytique	Akbaba
1030	42.6	MBE (%)	0.6310	-0.0076	-4.2355
		DES	0.0152	0.0002	0.1770
824	41.3	MBE (%)	-1.0100	0.2185	-4.5269
		DES	0.0153	0.0002	0.1463
824	30.6	MBE (%)	-1.5990	-0.0057	-7.3067
		DES	0.0261	0.0003	0.1628
589	37.0	MBE (%)	-0.0490	0.0096	-4.3829
		DES	0.0212	0.0002	0.1064
353	42.0	MBE (%)	-1.3700	0.0008	-5.1149
		DES	0.0290	0.0002	0.0581

Tableau 3.3 : Performance pour le calcul de la puissance maximale, UDTS-50

Eclairement (W/m <sup>2</sup> )	$T_j$ (°C)	$P_m$ (W)	Critères	Cinq paramètres	Analytique	Akbaba
1030	42.6	46.62	$E_{PM}$ (%)	0.2119	0.0093	-0.8207
824	41.3	39.23	$E_{PM}$ (%)	0.0593	0.0151	-0.8230
824	30.6	40.29	$E_{PM}$ (%)	0.0789	0.0181	-0.5167
589	37.0	29.73	$E_{PM}$ (%)	0.2290	0.0008	-0.8601
353	42.0	18.12	$E_{PM}$ (%)	0.3956	-0.0413	-1.2527

### 3.2.5.1 Modèle à cinq paramètres

Les résultats de la validation obtenus pour ce modèle sont donnés par la figure 3.5. Nous constatons que la caractéristique  $I$ - $V$  calculée ajuste avec une bonne précision la totalité de la courbe expérimentale pour les différents éclairagements et températures de jonction.

Avantages :

- Ajustement avec une bonne précision de la caractéristique  $I$ - $V$  mesurée et calculée
- Convergence de tous les cas étudiés

Inconvénients :

- Nécessite des mesures avec précision des pentes en  $I_{sc}$  et  $V_{oc}$

### 3.2.5.2 Modèle analytique

Le modèle analytique offre la meilleure précision des valeurs calculées de la caractéristique  $I$ - $V$ . La figure 3.6 illustre de très grand ajustement pour la totalité des points de la courbe  $I$ - $V$  et pour les différents éclairagements et températures de jonction.

Avantages :

- Ajustement avec une très grande précision de la caractéristique  $I$ - $V$  mesurée et calculée
- Convergence de tous les cas étudiés
- Les paramètres calculés permettent de calculer  $I=f(I,V)$  pour différents éclairagements et températures de jonction.

Inconvénients :

- Nécessite plusieurs combinaisons de mesures pour différents éclairagements et températures de jonction pour le calcul des paramètres.

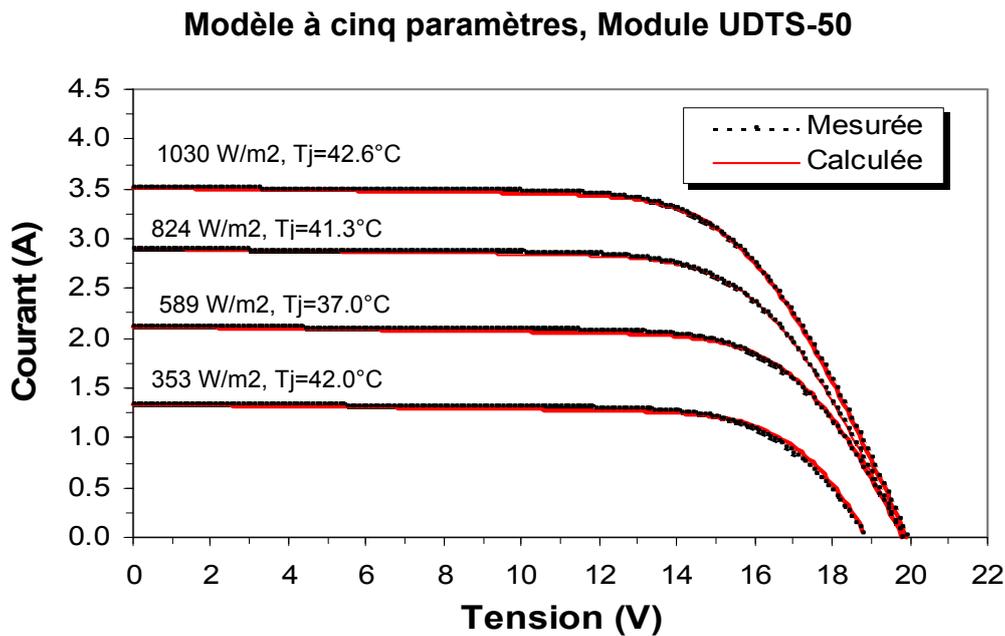


Figure 3.5 : Caractéristique I-V expérimentale et calculée en fonction de l'éclairement pour le modèle à cinq paramètres

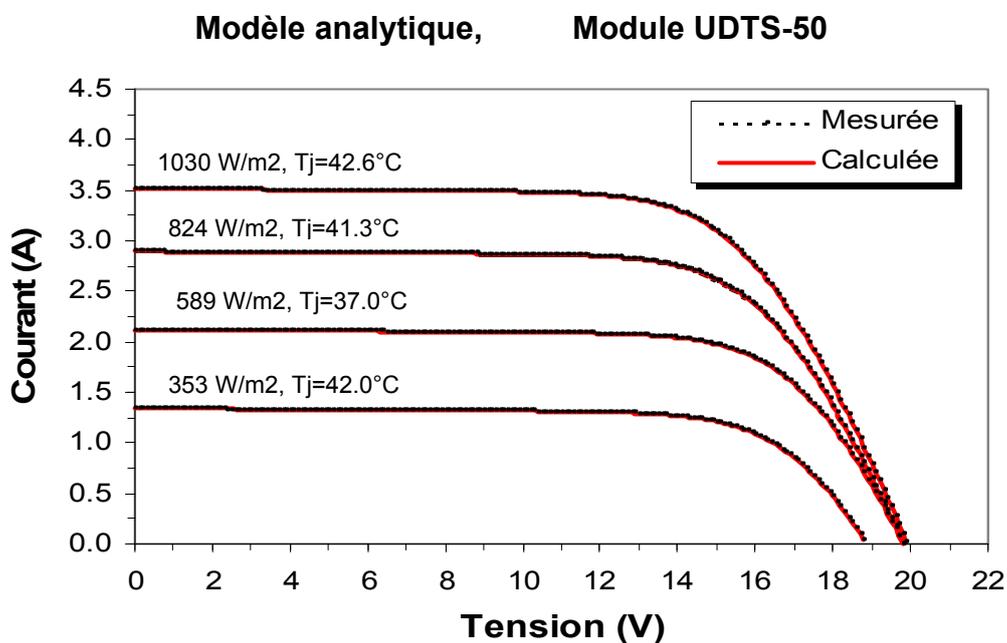


Figure 3.6 : Caractéristique I-V expérimentale et calculée en fonction de l'éclairement pour le modèle analytique

### 3.2.5.3 Modèle d'Akbaba

Les résultats de la validation obtenus pour les différentes irradiances et températures de module sont donnés par la figure 3.7. Pour ce modèle, nous avons constaté que la caractéristique  $I$ - $V$  calculée représente un écart significatif à gauche du coude et un léger écart à droite du coude.

Avantages :

- Utilise des équations explicites dont la résolution est très simple

Inconvénients :

- Très mauvais ajustement surtout à gauche du coude

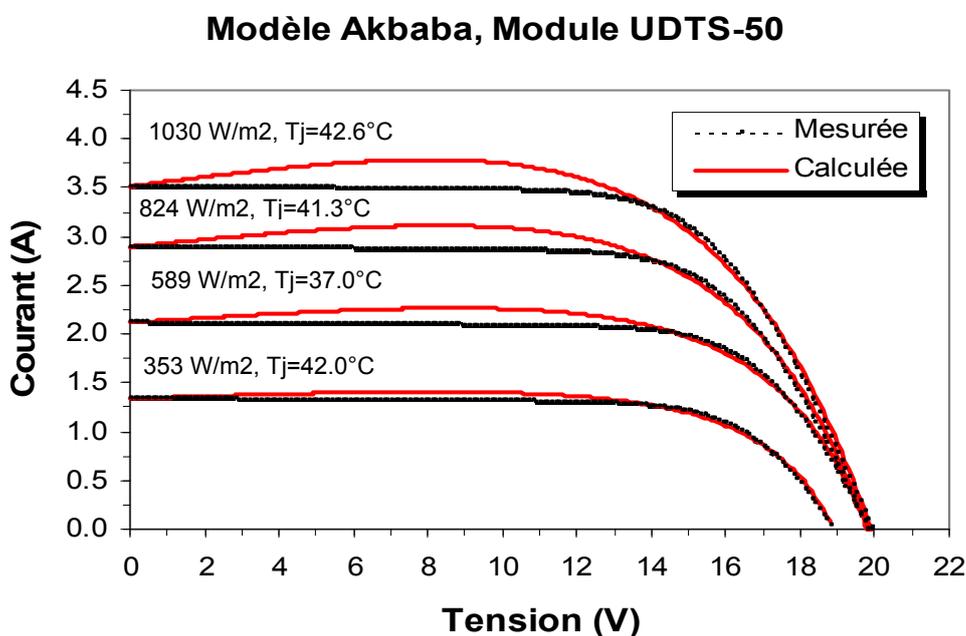


Figure 3.7 : Caractéristique  $I$ - $V$  expérimentale et calculée en fonction de l'éclairement pour le modèle d'Akbaba

### 3.3 Modélisation du sous-système de pompage photovoltaïque

#### 3.3.1 Introduction

La modélisation des caractéristiques des sous-systèmes de pompage photovoltaïque est basée sur l'expérimentation de plusieurs systèmes de pompage photovoltaïque. Ces caractéristiques peuvent être représentées seulement par la puissance électrique,  $P_a$  et le débit d'eau,  $Q$  en fonction de la hauteur manométrique,  $h$ .

Les mesures ont été effectuées sur le banc d'essais des systèmes de pompage photovoltaïque du Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER (Alger). Les figures 3.8 et 3.9 représentent respectivement une vue générale et le schéma général du banc d'essais des systèmes de pompage photovoltaïque.

L'expérimentation consiste à mesurer le débit, le courant et la tension de fonctionnement du sous-système de pompage photovoltaïque en fonction de la hauteur manométrique,  $h$ . Le maintien de la hauteur  $h$  à une valeur fixe est assuré par le contrôle de la pression dans la colonne de refoulement de la pompe à l'aide de l'injection de l'air contrôlée dans le réservoir Air-Eau du banc d'essais. Cette technique de contrôle de pression est totalement prise en charge par le logiciel qui gère le banc d'essais. Les principaux éléments du banc d'essais sont résumés comme suit [5]:

- Un générateur photovoltaïque de 2,25 kWc constitué de 30 modules de 75 watts crêtes.
- Une source d'alimentation DC programmable de 3 kW de réserve pour les jours nuageux
- Equipements de mesure, de contrôle et acquisition des données
- Boucle hydraulique qui est constituée des éléments suivants :
  - Un puits de 2 m de profondeur et de 1 m de diamètre
  - Un réservoir d'eau et d'air de 2 m de hauteur et de 1 m de diamètre

- Une branche de refoulement entre le puits et le réservoir avec deux tubes en parallèle de 50 mm et 32 mm
- Une branche de décharge du réservoir au puits de 50 mm
- Des capteurs et transducteurs de débit, niveaux et pressions
- Un compresseur d'air avec une pression maximale de 15 bars

Le banc d'essais est en mesure de caractériser les systèmes de pompage photovoltaïque qui se trouvent dans les gammes de puissance, de débit et de hauteur manométrique suivantes :

- Puissance nominal maximale du sous-système de pompage : 2.2 kW
- Débit d'eau : de 0 à 30 m<sup>3</sup>/h
- Hauteur manométrique : de 0 à 120 m

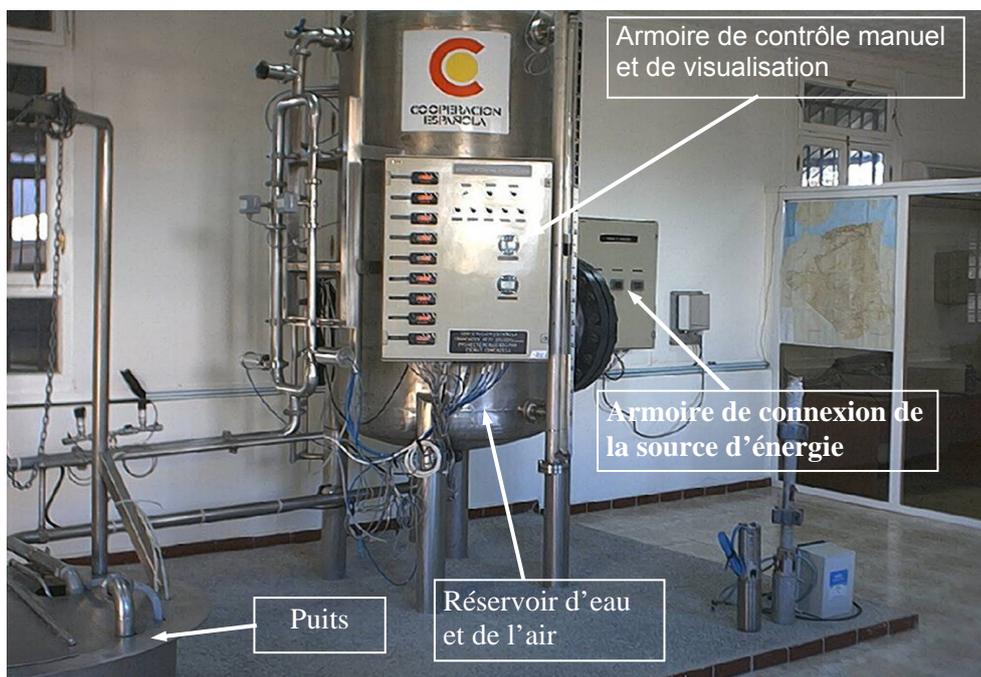
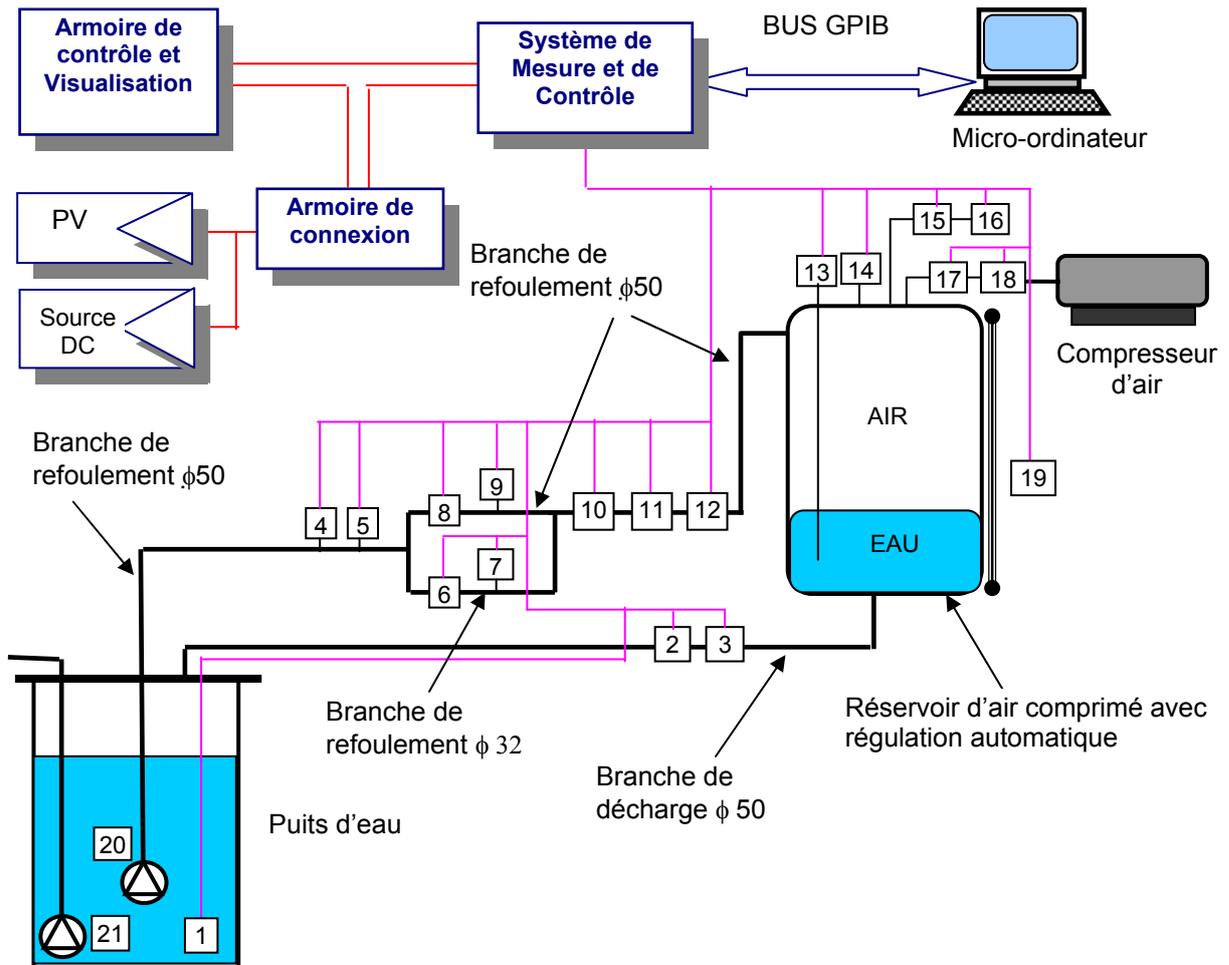


Figure 3.8 : Vue générale du banc d'essais des systèmes de pompage



### Légende :

- |  |  |
|--|--|
| 1. Capteur du niveau d'eau du puits          | 11. Clé manuelle pour sortie auxiliaire    |
| 2. Vanne manuelle de réglage fin de décharge | 12. Vanne anti-retour                      |
| 3. Vanne pneumatique de décharge             | 13. Capteur du niveau d'eau du réservoir   |
| 4. Capteur de pression manométrique 1 bar    | 14. Capteur de pression d'air du réservoir |
| 5. Capteur de pression manométrique 10 bars  | 15. Valve pneumatique de sortie d'air      |
| 6. Vanne pneumatique branche 32 mm           | 16. Silencieux                             |
| 7. Débitmètre Branche 32 mm                  | 17. Valve pneumatique d'entrée d'air       |
| 8. Vanne pneumatique branche 50 mm           | 18. Amortisseur d'air                      |
| 9. Débitmètre Branche 50 mm                  | 19. Flotteur du niveau d'eau du réservoir  |
| 10. Vanne manuelle de réglage fin du débit   | 20. Pompe solaire à tester                 |
|  | 21. Pompe de vidange                       |

Figure 3.9 : Schéma général du banc d'essais des pompes solaires

### 3.3.2 Modèles mathématiques

Dans la littérature, il existe plusieurs articles de recherche décrivant des modèles qui simulent le fonctionnement de différents composants des systèmes de pompage photovoltaïque. Par exemple, nous pouvons citer Langridge [42], Singh [43], Jafar [44] et Badescu [45]. Seulement, ces modèles ne donnent pas une relation directe entre la puissance électrique utile du sous-système et le débit d'eau fourni. Ainsi, nous présentons un modèle qui relie directement le débit d'eau,  $Q$  à la puissance,  $P_a$  consommé par le sous-système de pompage. En effet, pour une hauteur manométrique donnée, l'équation mathématique du modèle est donnée comme suit [46, 47] :

$$P(Q,h) = a(h)Q^3 + b(h)Q^2 + c(h)Q + d(h) \quad (3.34)$$

Avec :

$a(h)$ ,  $b(h)$ ,  $c(h)$  et  $d(h)$  des paramètres qui dépendent de la hauteur manométrique et leurs relations mathématiques sont données ci-dessous :

$$a(h) = a_0 + a_1h^1 + a_2h^2 + a_3h^3 \quad (3.35)$$

$$b(h) = b_0 + b_1h^1 + b_2h^2 + b_3h^3 \quad (3.36)$$

$$c(h) = c_0 + c_1h^1 + c_2h^2 + c_3h^3 \quad (3.37)$$

$$d(h) = d_0 + d_1h^1 + d_2h^2 + d_3h^3 \quad (3.38)$$

Avec:  $a_j$ ,  $b_j$ ,  $c_j$  et  $d_j$  : Constantes qui ne dépendent que du type du sous-système de pompage photovoltaïque.

Le calcul du débit instantané en fonction de la puissance est calculé à l'aide de la méthode de Newton-Raphson. Ainsi, à la  $k^{\text{ème}}$  itération le débit,  $Q$  est donné par la relation suivante :

Pour  $d - P_a(Q) > 0$  :

$$Q_k = Q_{k-1} - \frac{F(Q_{k-1})}{F'(Q_{k-1})} \quad (3.39)$$

Avec :

$$F(Q_{k-1}) = a Q_{k-1}^3 + b Q_{k-1}^2 + c Q_{k-1} + d - P_a(Q_{k-1}) \quad (3.40)$$

Avec :  $F'(Q_{k-1})$  : la dérivé de la fonction  $F(Q_{k-1})$

### 3.3.3 Calcul d'erreur et validation

La validation du modèle est assurée par une comparaison entre les données mesurées et calculées. Parmi les systèmes expérimentés, nous présentons les résultats obtenus pour deux sous-systèmes de pompage ayant la même puissance nominale, 400 w mais de technologie différente (figures 3.10 et 3.11). Le premier est constitué d'un convertisseur DC/AC triphasé et un groupe moteur-pompe immergé. Le moteur est de type asynchrone triphasé et l'hydraulique est une pompe centrifuge multicellulaire, Grundfos SP1A990. Le second sous-système est composé d'un convertisseur DC/DC et un groupe moteur-pompe immergé. Le moteur est en courant continu sans balais et l'hydraulique est une pompe volumétrique à vis, Suntron SM021. Le tableau 3.4 résume les caractéristiques de ces deux systèmes de pompage.

Tableau 3.4 : Caractéristiques techniques des sous-systèmes modélisés

<b>Constructeur</b>	<b>Grundfos</b>	<b>Suntron</b>
<b>Marque &amp; Modèle</b>	SP1A 990	SM021
<b>Configuration</b>	Moteur-Pompe immergé	Moteur-Pompe immergé
<b>Pompe</b>	Centrifuge multicellulaire	Volumétrique à vis
<b>Moteur</b>	AC triphasé	DC Sans balais
<b>Puissance nominale [W]</b>	400	400
<b>Courant nominal [A]</b>	4,0	4,5
<b>Tension nominale [V]</b>	90	20-160
<b>Convertisseur</b>	SA 400	SMC 400



Figure 3.10 : Système de pompage Grundfos de 400 W, SP1A990



Figure 3.11: Système de pompage Suntron de 400 W, SM021

Trois critères d'erreur ont été utilisés pour le calcul d'erreur qui sont l'erreur quadratique moyenne,  $RMSE$ , la tendance moyenne de l'erreur,  $MBE$  et la racine carrée de l'erreur,  $R^2$ . La relation de cette dernière est donnée comme suit :

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (C_i - M_i)^2}{\left( \sum_{i=1}^N M_i^2 \right) - \frac{\left( \sum_{i=1}^N M_i \right)^2}{N}} \quad (3.41)$$

Avec :

$N$  : nombre de mesure,  $M_i$  : valeurs mesurées,  $C_i$  : valeurs calculées.

Le tableau 3.5 représente les résultats de calcul des paramètres  $a_j$ ,  $b_j$ ,  $c_j$  et  $d_j$  pour les deux systèmes de pompage photovoltaïque. Le calcul de  $R^2$  montre que sa valeur est supérieure à 96% ce qui valide ces paramètres. Les résultats de calcul d'erreur de  $RMSE$  et  $MBE$  du débit sont donnés dans le tableau 3.6 en fonction de la hauteur manométrique. La faible valeur des erreurs, nous a permis de valider le modèle du pompage photovoltaïque. Ces résultats ont été confirmés par les courbes qui montrent la comparaison entre les valeurs mesurées et les valeurs calculées (figures 3.12 et 3.13). En effet, la courbe de la puissance,  $P_a$  en fonction du débit,  $Q$  coïncide avec les points de mesure obtenus par l'expérimentation pour les deux sous-systèmes testés (figure 3.14). Ainsi, ce modèle peut contribuer dans le dimensionnement des systèmes de pompage photovoltaïque.

Tableau 3.5 : Paramètres  $a_j$ ,  $b_j$ ,  $c_j$  et  $d_j$  calculés pour les deux sous-systèmes.

Paramètres		Grundfos SP1A990	Suntron SM021
$a(h)$	$a_0$	-214.4200	137.3400
	$a_1$	108.4300	-11.7080
	$a_2$	-9.9276	0.3874
	$a_3$	0.2201	-0.0039
	$R^2$	0.98	0.98
$b(h)$	$b_0$	470.5000	-135.7400
	$b_1$	-157.1900	16.7230
	$b_2$	15.0380	-0.5354
	$b_3$	-0.3390	0.0053
	$R^2$	>0.99	>0.99
$c(h)$	$c_0$	-152.8200	63.1100
	$c_1$	72.3690	-5.3627
	$c_2$	-6.5469	0.2405
	$c_3$	0.1499	-0.0023
	$R^2$	0.96	0.97
$d(h)$	$d_0$	16.7900	11.3900
	$d_1$	-2.8140	1.6328
	$d_2$	0.7072	-0.0139
	$d_3$	-0.0158	0.0004
	$R^2$	>0.99	>0.99

Tableau 3.6 : Résultats du calcul d'erreur en fonction de la hauteur manométrique.

Pompe à déplacement positif			Pompe centrifuge (CP)		
h (m)	RMSE (%)	MBE (%)	h (m)	RMSE (%)	MBE (%)
5	3.98	5.30	4	5.07	1.48
10	3.96	-1.15	6	5.05	0.52
15	4.30	4.19	8	5.43	1.03
20	3.71	2.28	10	4.81	-2.71
25	3.28	-1.97	12	4.07	1.79
30	4.44	2.84	14	3.40	-4.42
35	2.48	0.67	16	4.12	3.83
40	1.65	3.66	18	3.51	-1.74
45	2.22	3.40	20	4.90	-1.24
50	1.72	0.63	22	4.07	-0.77
55	1.31	0.60	24	3.60	0.08
60	1.49	1.69	26	4.08	1.51
65	1.18	1.47	28	3.42	-2.30
70	1.42	1.11			
75	1.83	6.71			
80	6.24	2.06			
85	4.96	0.03			

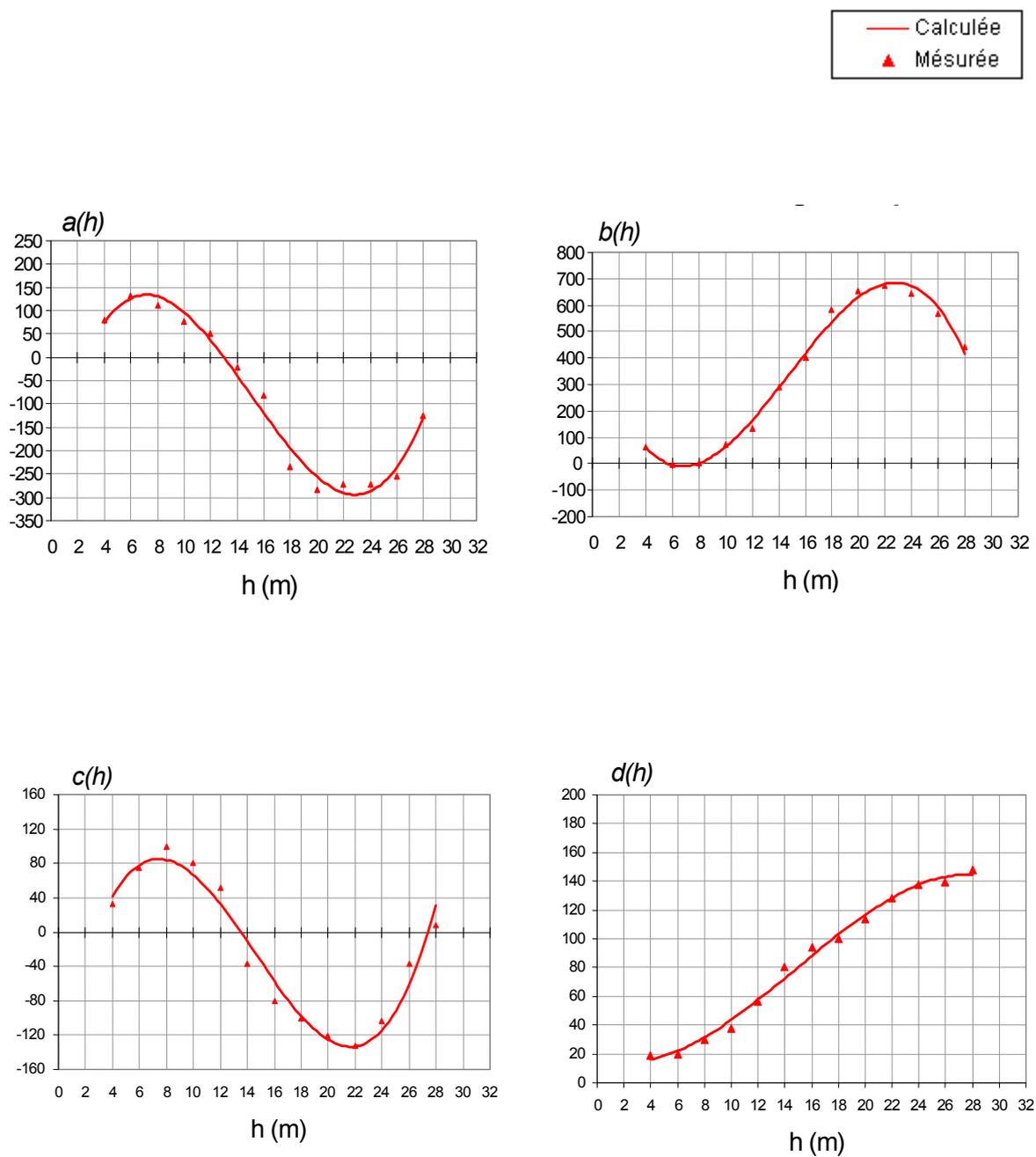


Figure 3.12 : Courbes de tendance des paramètres  $a(h)$ ,  $b(h)$ ,  $c(h)$  et  $d(h)$  pour le système Grundfos, SP1A990

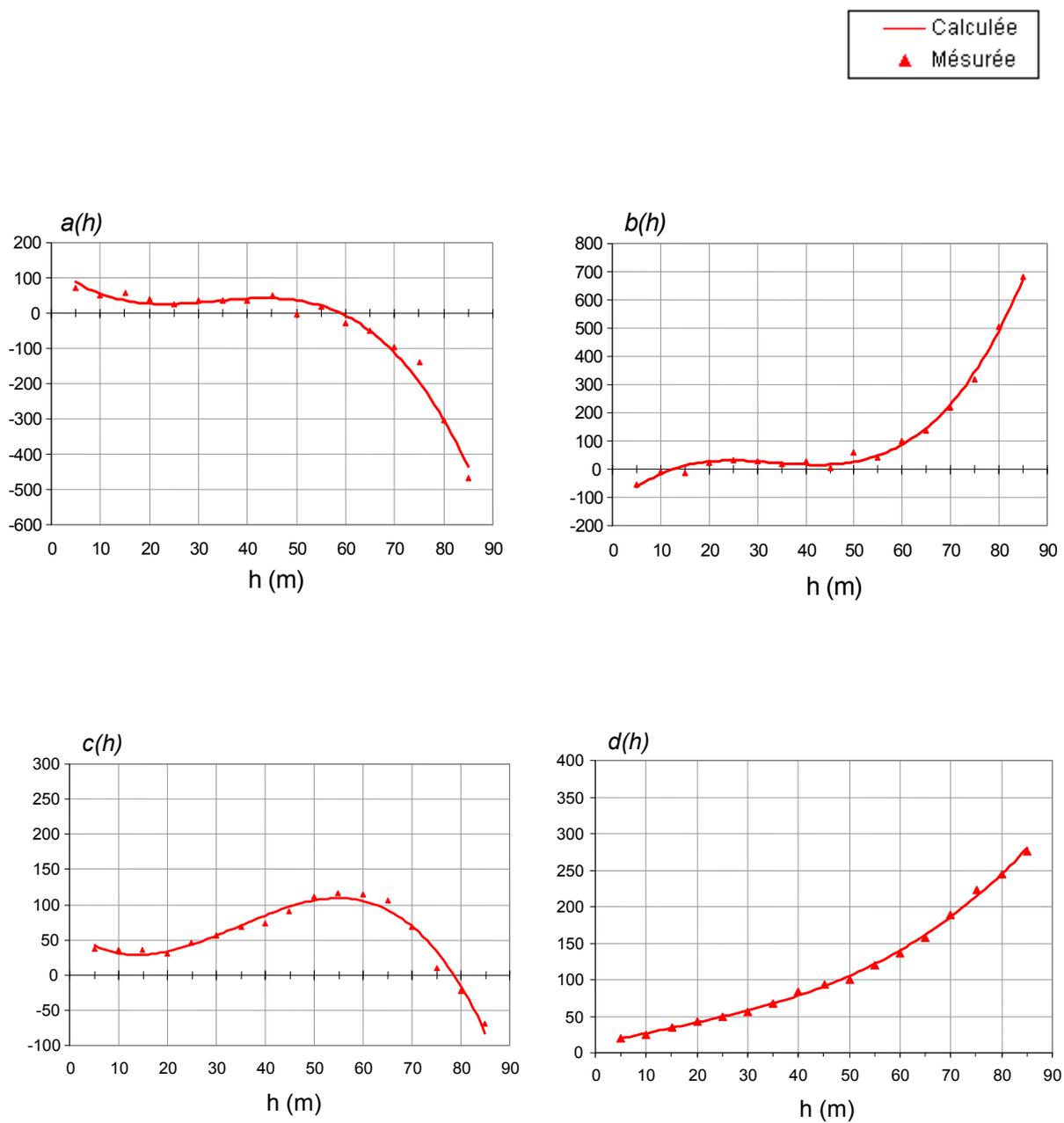
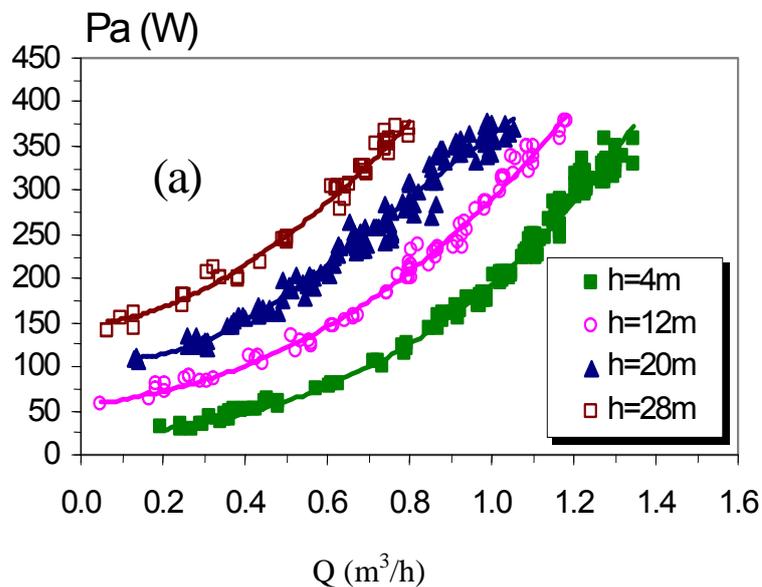


Figure 3.13 : Courbes de tendance des paramètres  $a(h)$ ,  $b(h)$ ,  $c(h)$  et  $d(h)$  pour le système Suntron, SM021

## Grundfos, SP1A990



## Suntron, SM021

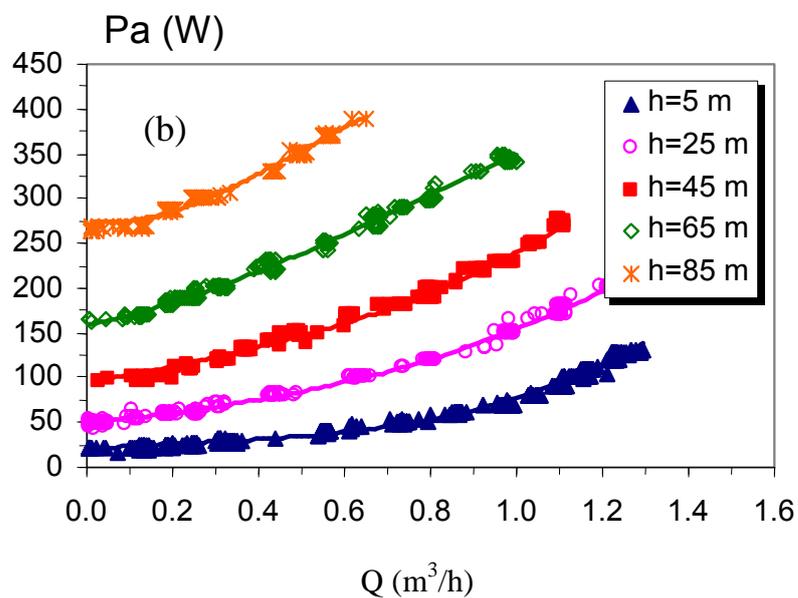


Figure 3.14 : Valeurs mesurées et calculées de la puissance en fonction du débit :

(a) Système de pompage Grundfos SP1A990

(b) Système de pompage Suntron SM021

### 3.4 Rendements des systèmes de pompage photovoltaïque

Le rendement du générateur photovoltaïque,  $E_{pv}$  est égal au rapport entre la puissance électrique,  $P_a$  consommée par le système de pompage et la puissance de l'éclairement solaire,  $G(\beta)$  reçu sur la surface du générateur photovoltaïque :

$$E_{pv} = \frac{P_a}{G(\beta) A_{mod} M_s M_p} \quad (3.42)$$

Avec  $A_{mod}$  est la surface Silicium du module photovoltaïque [ $m^2$ ],  $M_s$  et  $M_p$  sont le nombre des modules respectivement en série et en parallèle.

Le rendement de pompage,  $E_{sub}$  est fonction du débit d'eau,  $Q$  la hauteur manométrique,  $h$  et la puissance consommée,  $P_a$  :

$$E_{sub} = \frac{C_h Q h}{P_a} \quad (3.43)$$

Avec  $C_h$  est une constante hydraulique. Elle est calculée par la relation suivante :

$$C_h = \frac{\rho_e g}{3600} \quad (3.44)$$

Avec  $\rho_e$  est la densité de l'eau,  $g$  est la pesanteur terrestre et 3600 est le nombre de seconds par heure

Le rendement total,  $E_{tot}$  d'un système de pompage photovoltaïque est défini par le produit du rendement du générateur photovoltaïque et le rendement de pompage [47] :

$$E_{tot} = E_{pv} E_{sub} \quad (3.45)$$

### 3.5 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons réalisé la modélisation des composants du système de pompage photovoltaïque. La validation de ces modèles a été obtenue à l'aide des valeurs expérimentales et le calcul d'erreur. Ainsi, nous avons les moyens pour la simulation des performances électriques et hydrauliques des systèmes de pompage photovoltaïque qui sera traité dans le chapitre suivant.

En effet, pour la modélisation de la caractéristique  $I$ - $V$  du module photovoltaïque, nous utiliserons le modèle analytique qui a donné les meilleurs résultats par rapport aux autres modèles testés.

Pour la modélisation des sous-systèmes de pompage, nous utiliserons le modèle du pompage proposé. La validation à l'aide de l'expérimentation dans le banc d'essais du CDER, nous a donné des résultats très satisfaisants.

## **CHAPITRE 4**

### **SIMULATION DES PERFORMANCES DES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAIQUE**

#### 4.1 Introduction

Après ce vaste tour d'horizon portant sur les généralités, les recommandations et la modélisation concernant les différents éléments d'un système de pompage photovoltaïque, nous passons à l'étape de concrétisation de cet ensemble de connaissances acquises. Elle consiste à la simulation des performances d'un système de pompage PV pour l'alimentation en eau potable. Une analyse du comportement du fonctionnement du système entier, tenant compte de différentes interactions entre les composants et la charge.

#### 4.2 Evaluation des besoins en eau

La détermination des besoins en eau pour la consommation d'une population donnée dépend essentiellement de son mode de vie.

Dans notre travail, nous avons présenté deux cas d'étude, le premier cas concerne la consommation d'eau potable d'une population rurale d'environ sept foyers du douar de Ben Hellel dans la commune de Ain Sultane, wilaya de Ain Defla, leur consommation quotidienne d'eau est estimée à  $3.982 \text{ m}^3/\text{j}$  dont l'essentiel provient d'un puits de 2 m de diamètre et d'une hauteur manométrique totale de 25 m. Le second cas concerne une population semi urbaine d'une dizaine de logements dans la ville de Khemis Miliana, wilaya de Ain Defla, leur demande quotidienne en eau est d'environ  $3.605 \text{ m}^3/\text{j}$ .

### 4.3 Influence des paramètres sur la performance du système

Nous avons testé deux systèmes de pompage de même puissance nominale 400W (voir tableau 3.4). Le premier système utilise le moteur pompe SM021 et le deuxième système utilise le moteur pompe SP1A990. L'influence de plusieurs paramètres sur la performance des systèmes de pompage a été calculée, entre autre l'influence de la puissance crête du générateur PV, L'influence du profil de consommation. Le générateur PV est constitué des modules PV UDT5-50 de fabrication (encapsulation) nationale. La puissance crête d'un module est de 50 W et il est constitué de 36 cellules en Silicium monocristallin.

Pour la simulation des performances du système de pompage, les données météorologiques de Dar Beida (Alger) ont été utilisées. Cette dernière est la station de mesure la plus proche des deux localités rurale et semi urbaine de la wilaya de Ain Defla

Pour notre étude, nous avons pris l'inclinaison du générateur photovoltaïque égale à la latitude du lieu c'est-à-dire  $36^{\circ}$ N et l'angle de l'Azimut égale à  $0^{\circ}$ , c'est à dire orientation plein sud.

Les résultats de la simulation représentant tous les cas de figures sont présentés dans les tableaux 4.1 et 4.2. Dans un premier lieu, nous avons prélevé les résultats de la zone rurale et semi urbaine pour une hauteur manométrique de 25 m. Ensuite et dans le second cas, nous avons prélevé les résultats de simulation pour une HMT de 10 m pour la population en zone semi urbaine.

#### 4.3.1 Le profil de consommation

Deux types de profil de consommation en eau potable sont proposés pour une population semi urbaine et une autre rurale. Pour chaque population, rurale ou semi urbaine, la consommation journalière est supposée fixe quelque soit le type de profil choisi. Le premier profil (profil 1) considère la consommation horaire fixe durant les 24 heures de la journée. Pour le deuxième profil (profil 2), la

consommation de l'eau est fixe entre 6 et 21 heures, mais nulle en dehors de cette tranche horaire.

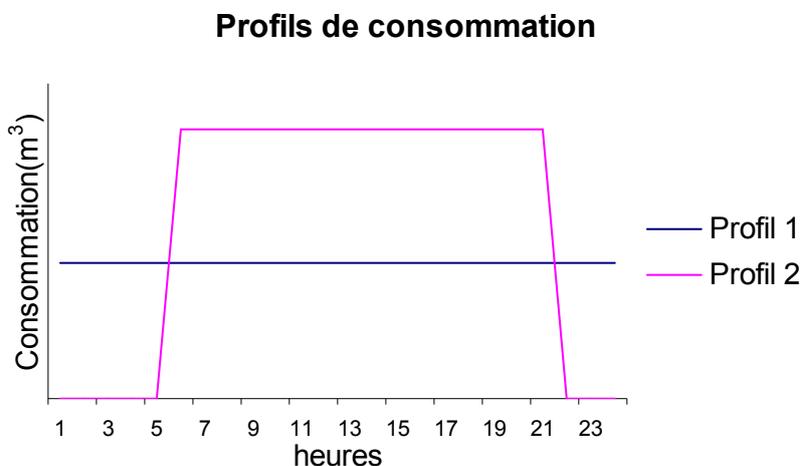


Figure 4.1 : L'allure des profils de consommation

L'influence du profil est obtenue à l'aide de la variation des paramètres caractéristiques du système de pompage photovoltaïque suivants :

- La capacité du réservoir dépend du nombre de jours d'autonomie. Pour une consommation journalière de  $3.605 \text{ m}^3$  et  $3.982 \text{ m}^3$ , la capacité du réservoir prend les valeurs de 4, 8,  $12 \text{ m}^3$  respectivement pour 1, 2 et 3 jours d'autonomie.
- La configuration série-parallèle des modules qui détermine la puissance crête du générateur photovoltaïque.

Le déficit horaire en eau ( $H_{def}$ ) est un paramètre qui peut caractériser l'influence des profils de consommation sur la performance des systèmes de pompage. Ce paramètre reflète parfaitement le comportement final du système de pompage durant une année de fonctionnement.

Parmi une grande quantité des résultats obtenus en combinant les deux profils avec les différents paramètres, nous avons sélectionné des graphes qui illustrent les effets du profil de consommation dans le cas de la SM021.

Dans ces graphes, sont représentés le déficit relatif (rapport entre le déficit horaire et le nombre total des heures de fonctionnement) pour les deux profils de consommation, les cinq puissances crêtes du générateur photovoltaïque (figures 4.2).

En conclusion, le profil de consommation influe peu sur le déficit relatif du système de pompage quelle que soit la configuration du générateur. Car nous avons un réservoir d'une capacité de stockage au moins d'un jour d'autonomie, c'est-à-dire un rendement de stockage égal à 1.

#### 4.3.2 La capacité du réservoir

La variation de la capacité du réservoir a été effectuée pour qu'elle corresponde au nombre de jours d'autonomie en eau pour la population en question. La figure 4.3 illustre l'influence de la capacité du réservoir sur le déficit relatif en fonction de la puissance crête du générateur photovoltaïque. Ainsi, il est à remarquer que le nombre de jours d'autonomie influe peu sur le déficit relatif du système pour une hauteur donnée. Néanmoins, nous avons enregistré que la valeur du déficit relatif du système varie légèrement et inversement proportionnel au nombre de jours d'autonomie.

#### 4.3.3 La hauteur manométrique totale

La hauteur totale est un paramètre très prépondérant sur le déficit horaire du système de pompage PV. Plus la hauteur est grande plus le déficit horaire est grand (voir figure 4.4). Ainsi le déficit est proportionnel à la hauteur.

#### 4.3.4 La configuration du générateur

Comme nous l'avons remarqué dans les études des paramètres précédents, la configuration du générateur influe beaucoup sur les performances des systèmes de pompage PV. Dans la figure 4.5, l'histogramme montre que le déficit relatif est inversement proportionnel avec la puissance crête du générateur PV pour une hauteur élevée.

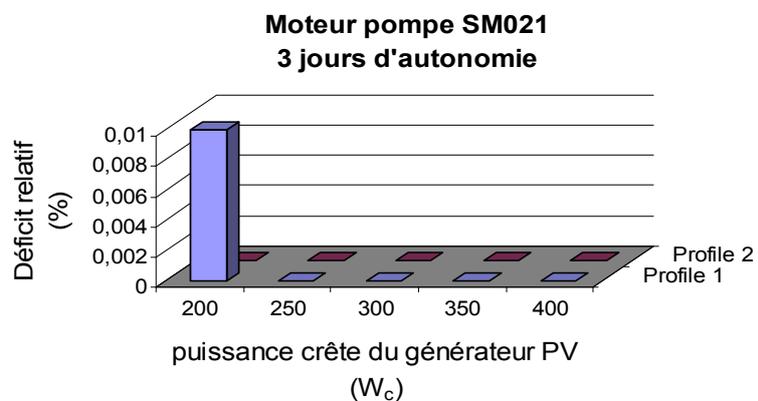
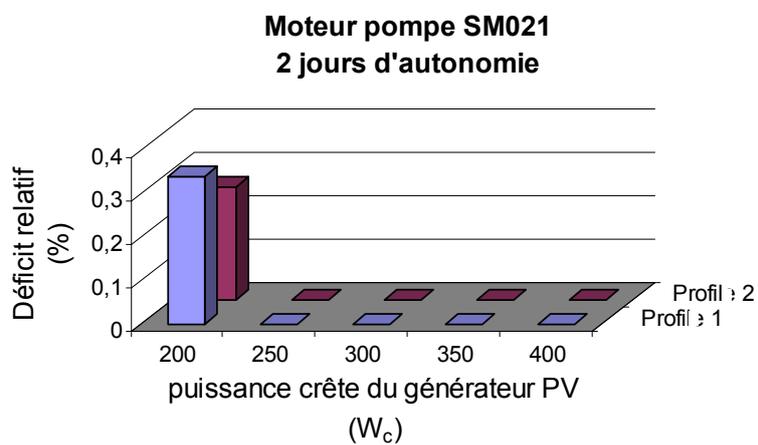
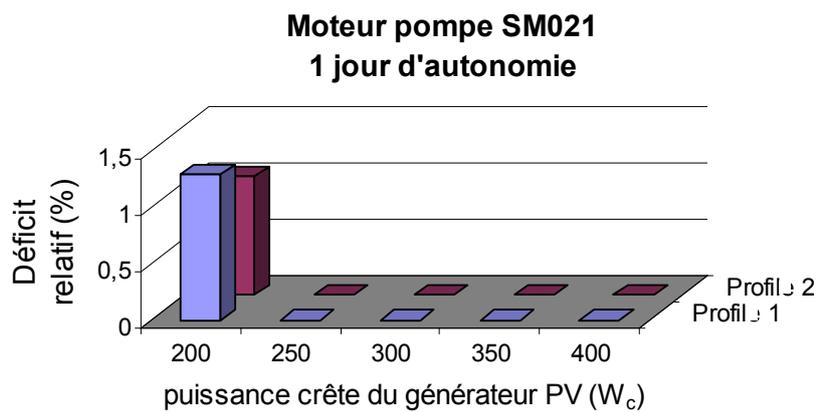


Figure 4.2 : Influence du profil de consommation :  
(a) 1 jour d'autonomie, (b) 2 jours d'autonomie, (c) 3 jours d'autonomie

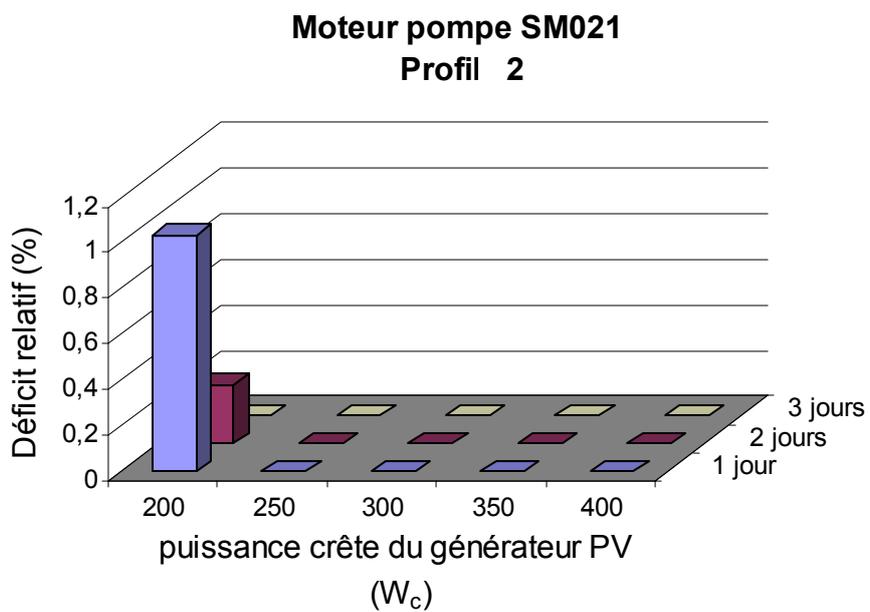
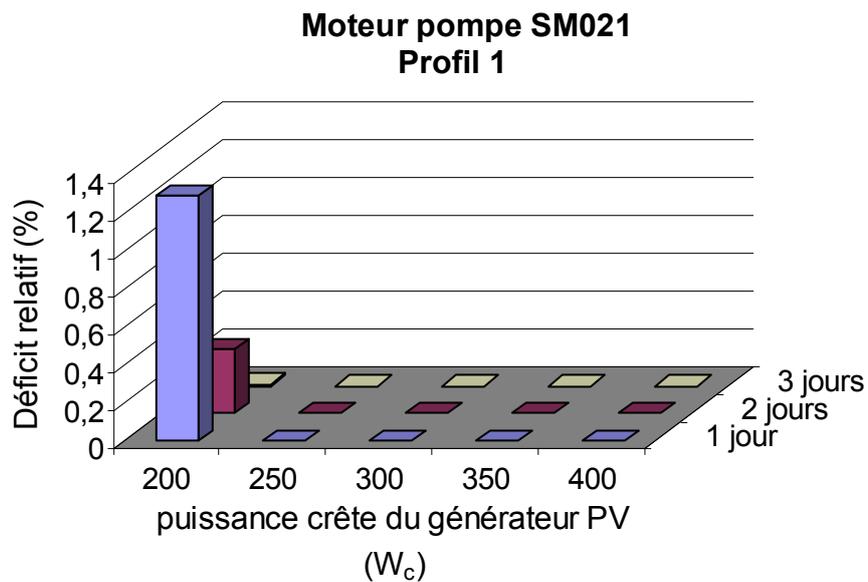


Figure 4.3 : Influence du nombre de jour d'autonomie :  
(a) Profil 1, (b) Profil 2

#### 4.3.5 Comparaison entre SM021 et SP1A990

Les deux sous systèmes de pompage sont du même rang de puissance 400W mais de technologie différente (voir tableau 3.4). Le sous-système SM021 est constitué d'un moteur DC et une pompe volumétrique à cavité progressive. Par contre, le sous-système SP1A990 est constitué d'un moteur à courant alternatif triphasé et une pompe centrifuge multicellulaires. La comparaison des performances est effectuée en se basant sur les paramètres suivants :

- Le déficit relatif
- Le rendement du sous système  $E_{sub}$  et le rendement total du système  $E_{tot}$

Ces paramètres sont déterminés en fonction de la configuration du générateur PV. L'analyse des résultats obtenus de cette comparaison, a montré que le SM021 est plus performant par rapport au SP1A990 surtout pour les valeurs élevées de la hauteur totale. En effet, le déficit relatif pour le système utilisant le groupe moteur pompe SP1A990 est nettement plus grand que celui utilisant le SM021 (voir figure 4.4). Les figures 4.6 et 4.7 illustrent cette nette différence des rendements  $E_{sub}$  et  $E_{tot}$  entre les deux moteurs pompes. En effet, les valeurs maximales de  $E_{sub}$  et  $E_{tot}$  du SM021 sont respectivement 25.45% et 3.28% par contre celles du SP1A990 sont respectivement 11.59% et 1.48% (Tableau 4.3).

Donc le sous système SM021 convient pour le dimensionnement du système rural tandis que pour le dimensionnement du système semi urbain convient d'utiliser l'un ou l'autre des sous systèmes mais avec une configuration différente du générateur PV.

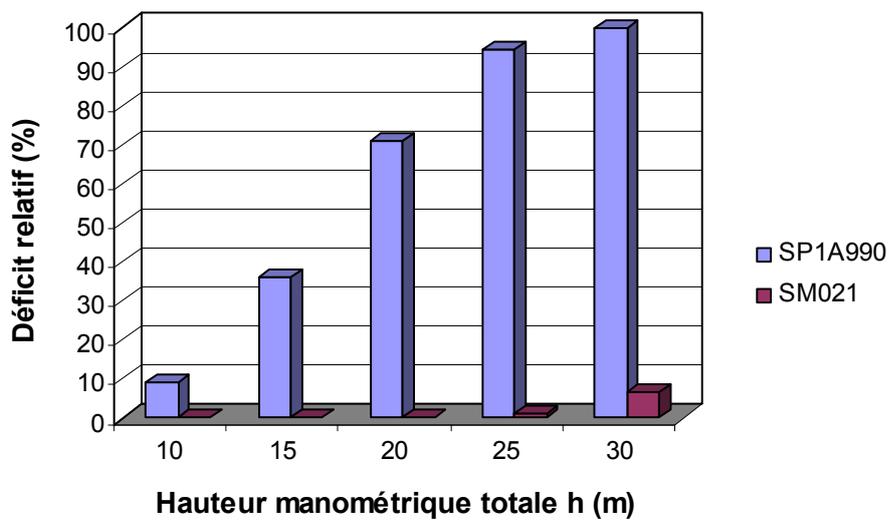


Figure 4.4 : Influence de la hauteur manométrique totale

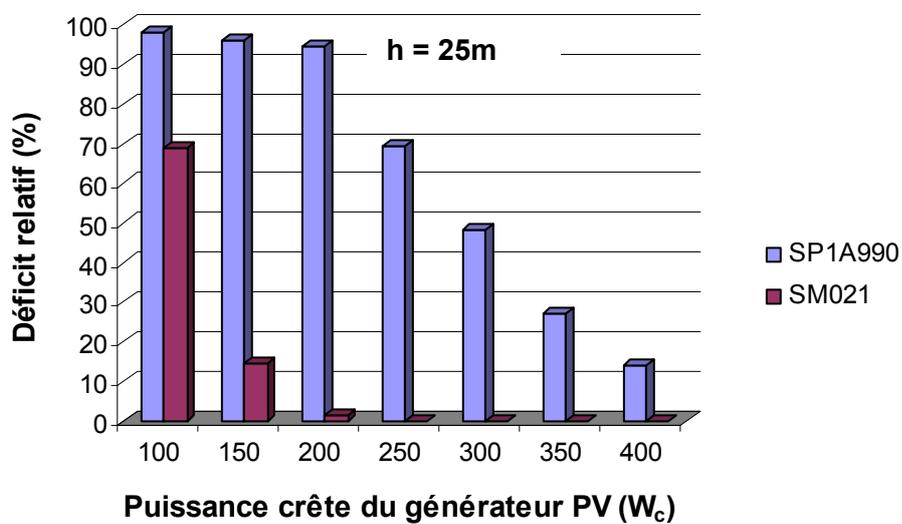


Figure 4.5 : Influence de la puissance crête du générateur PV

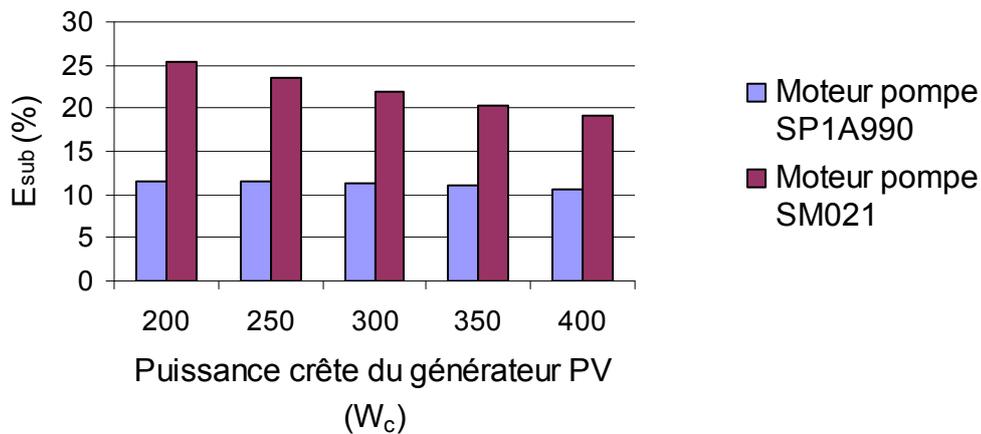


Figure 4.6 : Rendement des sous-systèmes moteurs pompes SP1A990 et SM021

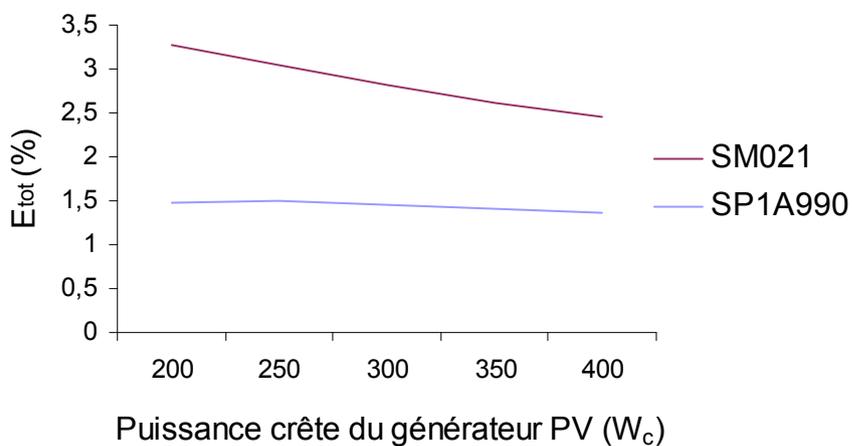


Figure 4.7 : Rendement total de pompage en fonction de la puissance crête et des sous-systèmes SP1A990 et SM021

Tableau 4.1 a : Résultats de simulation pour les deux populations rurale et semi urbaine, h=25m.

Générateur PV	Pompe	Autonomie (jour)	Capacité réservoir (m <sup>3</sup> )	Profil	Déficit relatif (%)	
					Rurale	Semi urbain
8S x 1P (400 W <sub>c</sub> )	SM021	1	4	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
		2	8	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
		3	12	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
	SP1A900	1	4	1	14.11	11.04
				2	15.12	11.58
		2	8	1	13.55	9.99
				2	14.48	10.50
		3	12	1	12.98	9.18
				2	13.86	9.61
7S x 1P (350 W <sub>c</sub> )	SM021	1	4	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
		2	8	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
		3	12	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
	SP1A900	1	4	1	27.20	21.60
				2	29.00	23.29
		2	8	1	26.92	20.41
				2	18.73	21.90
		3	12	1	26.62	19.34
				2	28.46	20.47

Tableau 4.1 b : Résultats de simulation pour les deux populations rurale et semi urbaine, h=25m.

Générateur PV	Pompe	Autonomie (jour)	Capacité réservoir (m <sup>3</sup> )	Profil	Déficit relatif (%)	
					Rurale	Semi urbain
6S x 1P (300 W <sub>c</sub> )	SM021	1	4	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
		2	8	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
		3	12	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
	SP1A900	1	4	1	48.09	43.44
				2	49.52	46.81
		2	8	1	47.82	43.12
				2	49.22	46.48
		3	12	1	47.53	42.80
				2	48.93	46.14
5S x 1P (250 W <sub>c</sub> )	SM021	1	4	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
		2	8	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
		3	12	1	0.00	0.00
				2	0.00	0.00
	SP1A900	1	4	1	69.47	67.63
				2	72.99	71.87
		2	8	1	69.19	67.32
				2	72.68	71.51
		3	12	1	68.92	67.00
				2	72.30	71.18
4S x 1P (200 W <sub>c</sub> )	SM021	1	4	1	1.29	0.09
				2	1.04	0.05
		2	8	1	0.34	0.00
				2	0.26	0.00
		3	12	1	0.01	0.00
				2	0.00	0.00
	SP1A900	1	4	1	94.55	94.36
				2	97.99	97.94
		2	8	1	94.28	94.05
				2	97.72	97.63
		3	12	1	94.01	93.76
				2	97.44	97.33

Tableau 4.2 : Résultats de calcul pour une population semi urbaine, h= 10 m et les besoins d'eau de 3.605 m<sup>3</sup>/j

Configuration Générateur PV	Pompe	Autonomie (jour)	Capacité réservoir (m <sup>3</sup> )	Profil	Déficit relatif (%)
5S x 1P	SM021	1	4	1	0.00
				2	0.00
		2	8	1	0.00
				2	0.00
		3	12	1	0.00
				2	0.00
	SP1A990	1	4	1	0.99
				2	0.82
		2	8	1	0.16
				2	0.05
		3	12	1	0.00
				2	0.00
4S x 1P	SM021	1	4	1	0.00
				2	0.00
		2	8	1	0.00
				2	0.00
		3	12	1	0.00
				2	0.00
	SP1A990	1	4	1	5.82
				2	6.37
		2	8	1	5.05
				2	5.55
		3	12	1	4.22
				2	4.62

Tableau 4.3 : Rendement des systèmes de pompage photovoltaïque

Irradiation horizontale = 4354,3 wh/j ; Irradiation sur plan modules = 4883,7 Wh/j ; h=10m					
Configuration Générateur PV	Puissance crête ( $W_c$ )	Puissance PV (Wh/j)	Pompe	$E_{SUB}$ (%)	$E_{tot}$ (%)
8S x 1P	400	1917.9	SM021	19.10	2.46
			SP1A990	10.64	1.37
7S x 1P	350	1678.2	SM021	20.39	2.62
			SP1A990	11.01	1.42
6S x 1P	300	1438.4	SM021	21.89	2.82
			SP1A990	11.34	1.46
5S x 1P	250	1198.7	SM021	23.58	3.04
			SP1A990	11.59	1.49
4S x 1P	200	959.0	SM021	25.45	3.28
			SP1A990	11.54	1.42

#### 4.4 Coût initial de l'installation :

La méthode de calcul des coûts d'un système doit tenir en compte les coûts des différents éléments qui le composent ainsi que les coûts liés au fonctionnement du système tels que les pièces de rechange et la maintenance. Dans cette étude, nous avons présenté uniquement le coût initial du système afin de donner une idée réelle et actualisée sur le coût de ces systèmes de pompage en Algérie.

Le coût du générateur photovoltaïque est calculé sur la base 600.00 DA le watt crête, c'est le tarif moyen appliqué dans le marché Algérien en 2005. Le coût de l'installation du système de pompage photovoltaïque sur un site donné tient en compte tous les coûts relatifs au montage du générateur photovoltaïque et le sous-système de pompage tels que : la structure du générateur, le béton, le câblage, tuyauteries, coudes, salaires, etc.

Le tableau 4.4 illustre les différents coûts du système de pompage photovoltaïque selon l'étude établie ci-dessous.

Le tableau 4.4 : Coût initial des systèmes de pompage étudiés

Puissance crête ( $W_c$ )	Coût GPV (DA)	Coût Installation (DA)	Type de Système de pompage PV	Coût Electronique & moteur-pompe (DA)	Coût Total (DA)
400	240 000	52 800	SM021	349 000	641 800
			SP1990	142 000	434 800
350	210 000	46 200	SM021	349 000	605200
			SP1990	142 000	398200
300	180 000	39 600	SM021	349 000	568600
			SP1990	142 000	361600
250	150 000	33 000	SM021	349 000	532000
			SP1990	142 000	325000
200	120 000	26 400	SM021	349 000	502000
			SP1990	142 000	288400

#### 4.5 Conclusions

La simulation des systèmes de pompage PV, nous a permis de tester deux sous systèmes de pompage de technologie différente. Ces sous systèmes sont le grundfos SP1A1990 et le Suntron SM021. L'analyse de l'ensemble des résultats obtenus, nous a permis aussi de comparer leurs performances en fonction de la hauteur totale et la configuration du générateur.

Enfin on conclut que :

- Pour le dimensionnement du système de pompage rural il suffit d'utiliser un générateur de 200  $W_c$  pour le sous système SM021 (4 S X 1 P) pour satisfaire la demande en eau.
- Pour le dimensionnement du système de pompage semi urbain il faut utiliser un générateur PV de 250  $W_c$  (5 S X 1 P) avec le sous système moteur pompe SP1A999 tandis qu'il suffit d'utiliser un générateur de 200  $W_c$  (4 S X 1 P) pour le sous système SM021 pour satisfaire la demande en eau mais dont le coût d'installation du système est plus chère que celui avec le sous système SP1A990.

## CONCLUSIONS

Le travail présenté dans ce mémoire concerne la simulation des systèmes de pompage photovoltaïques au fil du soleil pour l'alimentation en eau potable. Ces systèmes se présentent comme une solution idéale pour l'alimentation en eau pour les régions peu peuplées, isolées et enclavées.

Une attention particulière a été portée au développement des modèles du comportement de ces systèmes pour se rapprocher le plus possible de la réalité. A cet effet, nous avons modélisé deux systèmes de pompage de technologie différente. La validation a été réalisée à l'aide de leur expérimentation dans le banc d'essais du CDER (Alger). Egalement, nous avons étudié les modèles les plus performants pour la simulation du fonctionnement du générateur PV et l'estimation de l'éclairement solaire horaire sur le plan horizontal et sur la surface inclinée du générateur PV.

Les contributions de ce travail dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque sont résumées comme suit :

- Pour la modélisation du fonctionnement des sous-systèmes de pompage, nous avons utilisé un modèle qui relie la puissance électrique consommée au débit d'eau de la pompe par une relation simple en fonction de la hauteur totale de pompage.
- Pour la modélisation du générateur PV, plusieurs modèles représentant la caractéristique courant-tension pour différents éclairements et températures ont été étudiés et validés. En se basant sur les résultats obtenus pour ces modèles nous avons conclu que le modèle analytique est le plus précis.

- Vu que la température est une donnée importante de la modélisation, nous avons présenté à cet effet, une méthode d'estimation de cette dernière en fonction de la température ambiante, l'éclairement solaire et la température nominale de fonctionnement de la cellule, NOCT.
- Pour palier l'insuffisance des données sur l'irradiation solaire, divers modèles permettant l'estimation de l'éclairement solaire pour un site donné ont été présentés.
- Pour déterminer les besoins en eau potable, une enquête a été faite auprès de deux communautés de mode de vie différent, une rurale et l'autre semi urbaine. Ces données sur l'eau sont très aléatoires et nous ont montré qu'il est très difficile de prédire la consommation exacte des gens car cette consommation diffère d'une famille à une autre et d'une saison à une autre.

La simulation, nous a permis d'analyser les différents paramètres caractéristiques du système de pompage PV, comme le profil de consommation, la capacité du réservoir, la hauteur totale de pompage et le choix des sous-systèmes de pompage.

En perspective, nous souhaitons la poursuite de ce travail avec une étude évaluative des différents systèmes de pompage installés dans notre pays. Ainsi qu'une étude sur les normes d'installation de ces systèmes de pompage afin de contribuer dans la fiabilité des équipements et le contrôle de la qualité de service proposé aux usagers.

En conclusion, nous espérons que les résultats de ce travail contribueront significativement au développement et à l'amélioration des systèmes de pompage PV. Nous espérons aussi que ce mémoire sera un outil d'aide dans ce domaine d'application propre et non polluant.

## REFERENCES

1. R. Maouedj et B. Benyoucef. L'utilisation de l'énergie solaire au pompage hydraulique est la solution la plus adoptée pour les zones rurales et désertiques en Algérie, [www.recy.net](http://www.recy.net), Décembre 2006.
2. La faim de l'eau. Magazine des journalistes scientifiques. Université Saad Dahleb de Blida, "intensive " 3 au 16 juillet 2006.
3. Achour Betka. Perspectives for the sake of photovoltaic pumping development in south. Thèse de Docteur d'Etat Es-Science, Department of Electrical Engineering, university of Batna, 2005.
4. Mustapha BELARBI. Modélisation et simulation d'un système de pompage photovoltaïque. Thèse de magister, université des sciences et de la technologie d'Oran, juin 2006.
5. A. Hamidat, Simulation des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation. Thèse de Doctorat, Faculté des Sciences. Université de Tlemcen. Algérie. 2004.
6. M. Iqbal. An introduction to solar irradiation. Academic Press. Toronto. pp.303, 1983.
7. J.A. Duffie and W.A. Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes. Second Edition. A Wiley-Interscience Publication. pp. 91, 1991.
8. Alain Ricaud. Photopiles solaires : de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés. Edition ISBN, 1997.

9. Said. Bentouba, Aek. Slimani et Med. Seghir. Boucherit. Les énergies renouvelables dans le cadre d'un développement durable en Algérie willayas du grand sud exemple. 8ème Séminaire International sur la Physique Energétique. Centre Universitaire de Bechar–Algérie, pp.29-33, 11 et 12 Novembre 2006.
10. Benoît Brousse. Réalisation et caractérisation de cellules photovoltaïques organiques obtenues par dépôt physique. Thèse de doctorat, Ecole Doctorale Sciences – Technologie – Santé de l'université de Limoges, Décembre 2004.
11. Mimoun Oukachmih. Les cellules photovoltaïques à base de matériaux organiques discotiques. Thèse de doctorat, université de Paul SABATIER, Juin 2003.
12. Nichiporuk Oleksiey. Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigités. Thèse de doctorat, institut national des sciences appliquées de Lyon, Mai 2005.
13. Jaques Bernard. Energies solaires. Calculs et optimisation. Edition ellipses, 2004.
14. Bouna Ould Zeidane. Contribution to the study of the grid connected photovoltaic system. Case of the domestic load. Thèse de magister, université de Batna, 2006.
15. A. Moummi, N. Hamani, N. Moummi & Z. Mokhtari. Estimation du rayonnement solaire par deux approches semi empiriques dans le site de Biskra. 8ème Séminaire International sur la Physique Energétique. Centre Universitaire de Bechar–Algérie, pp.79-84, 11 et 12 Novembre 2006.
16. M. Koussa, A. Malek et M. Haddadi. Validation de quelques modèles de reconstitution des éclaircissements dus au rayonnement solaire direct, diffus et global par ciel clair. Revue des Energies Renouvelables, Vol. 9 N°4, pp. 307-332, 2006.

17. B.Y.H. Liu and R.C. Jordan. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, 4, pp.1-19, 1960.
18. M Collares-Pereira and A. Rabl. The average distribution of solar radiation – correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Solar Energy*, Vol. 22, pp.155-164, 1979.
19. M.H. Macagnan. Caracterizacion de la radiacion solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid. Tesis Doctoral, E.T.S.I de Telecomunicacion. Universidad Politécnica de Madrid, pp.194, 1993.
20. P. Nolay. Développement d'une méthode générale d'analyse des systèmes photovoltaïques. Thèse Doctorat 3ème Cycle. Ecole des Mines de Paris, 1987.
21. T.M. Klucher. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, Vol. 23(2), pp. 111-114, 1979.
22. J.E. Hay and D.C. Mc Kay. Estimating solar irradiation on inclined surfaces: a review and assessment of methodologies. *Solar Energy*, Vol. 3, pp. 203-240, 1985.
23. R.Perez, R.Seals, P.Incichen, R.Stewart and Menicucci. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*, Vol. 39, pp. 221-231, 1987.
24. A. Laugier and J.A. Roger. Les photopiles solaires. Edt Technique et documentation, 1981.
25. Eric Michel, Arnaud Deves. Energie photovoltaïque : Application au traitement de l'eau potable et des eaux usées en zones rurale. FNDE n°12. Documentation technique. Réédition 2003. [www.eau.fndae.fr/ documentation/ PDF/fndae12.pdf](http://www.eau.fndae.fr/documentation/PDF/fndae12.pdf), 2003.

26. J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy. Le pompage photovoltaïque. Editions Multimonde. Québec, Canada. 1998.
27. A. Hamidat, M. Belhamel, A. Malek, M.T. Boukadoum and S. Diaf. Final report of the Concerted Action for the Testing and Cost Reduction of PV Water Pumping Systems. Avicenne Program. Contract AVI-CT94-0004, 1997.
28. C. Daaux, C. Lusseau. Architecture de la chaîne d'énergie de pompage de l'eau brute. [www.si.ens-cachan.fr/ressource/r17/r17.htm/sciences-del'ingenieur.fr](http://www.si.ens-cachan.fr/ressource/r17/r17.htm/sciences-del'ingenieur.fr). [Architecture de la chaîne d'énergie de pompage de l'eau brute.html](http://www.si.ens-cachan.fr/ressource/r17/r17.htm/sciences-del'ingenieur.fr), 2001.
29. Le pompage au fil du soleil. [www.cipcsp.com/tutorial/pompage-solaire.html/pompage au fil du soleil](http://www.cipcsp.com/tutorial/pompage-solaire.html/pompage%20au%20fil%20du%20soleil), 2006
30. Mark's Standard Handbook for Mechanical Engineers. Eighth Edition. McGraw-Hill Book Company, 1996.
31. I.J. Karassik, W.C. Krutzsch, W.H. Fraser and J.P. Messina. Pump Handbook. Second Edition. McGraw-Hill International Editions, 1985.
32. G. Segulier & F. Labrique, Les convertisseurs de l'électronique de puissance, Tome 4, Technique et documentation, Lavoisier, 1997.
33. C. Franx. A new approach to solar pump systems using submersible motors. Proceedings of the 2nd Photovoltaic solar energy conference, pp. 1038-1045, 1979.
34. D.S.H. Chan, J.R. Philips and J.C.H. Phang. A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters. Solid State Electronics, Vol. 29(3), pp. 329-337, 1986.
35. G.H. Hart. Residential photovoltaic system simulation electrical aspect. IEEE Transactions on Industry Applications, pp. 281-288, 1982.

36. Gow JA, Manning CD. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *Electric Power Applications. IEE Proceedings* 146: 193-200. 1999
37. L. Keating, D. Mayer, S. McCarthy and G.T. Wrixon. Concerted action on computer modeling and simulation. *Proceeding of the 10<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 1259-1265, Lisbon Portugal, 1991.
38. A. Hamidat. Simulation of the performance and cost calculations of the surface pump. *Renewable Energy*, Vol. 18, pp. 383-392, 1999.
39. Michael T. Heath. *Scientific Computing. An Introductory Survey*. 2nd edition, McGraw-Hill, New York. 2002.
40. M. Akbaba, I. Qamber and A. Kamal. Matching of separately excited DC motors to photovoltaic generators for maximum power output. *Solar Energy*, Vol. 63(6), pp. 375-385, 1998.
41. E. Lorenzo. *Electricidad Solar: Ingeniera de los sistemas fotovoltaicos*. Instituto de Energia Solar, Universidad Politécnic de Madrid, Progensa. Sevilla, 1994.
42. D. Langridge, W. Lawrance, B. Wichert. Development of a photovoltaic pumping system using a brushless DC motor and helical rotor pump. *Solar Energy*, vol. 56, pp. 151-160, 1996.
43. B. Singh, CLP. Swamy, B.P. Singh. Analysis and development of a low-cost permanent magnet brushless DC motor drive for PV-array fed water pumping system. *Sol. Energy Mat. & Sol. Cells*, vol.51, pp. 5-67, 1998.
44. M. Jafar. A model for small-scale photovoltaic solar water pumping. *Renewable Energy*, vol. 19, pp. 85-90, 2000.
45. Badescu V. Time dependent model of a complex PV water pumping system. *Renewable Energy*, 28(4): 543-60, 2003.

46. A. Hamidat, B. Benyoucef, T. Hartani, Small-scale irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions, *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1081-1096, 2003.
  
47. A. Hamidat, B. Benyoucef, M.T. Boukadoum. New Approach to Determine the Performances of the Photovoltaic Pumping System. International Congress for Renewable Energies and Sustainable Development, ICRESO'07. Tlemcen (Algeria). 21, 24<sup>th</sup> May 2007.