

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université HADJ LAKHDAR Batna

Faculté de Technologie  
Département du Génie Electrique



## Thèse de Doctorat en Sciences

*Présentée par :*  
**Yahia BAKELLI**

### Contribution à l'optimisation du dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque autonome

*Soutenue le 30 Juin 2012 devant le jury composé de :*

<b>Pr CHABANE Mabrouk</b>	Professeur, Université Hadj Lakhdar, Batna	Président
<b>Dr HADJ ARAB Amar</b>	Directeur de Recherche CDER	Rapporteur
<b>Pr AZOUI Boubekeur</b>	Professeur, Université Hadj Lakhdar, Batna	Rapporteur
<b>Dr BELHAMEL Maïouf</b>	Directeur de Recherches CDER	Examineur
<b>Dr HAMIDAT Abderrahmane</b>	Directeur de Recherches CDER	Examineur
<b>Dr ARROUF Mohamed</b>	MCA, Université Hadj Lakhdar, Batna	Examineur

Année universitaire 2011/2012

## الملخص

التصميم هو خطوة ضرورية في الاستفادة المثلى من نظم الطاقة المتجددة وهذا بسبب طبيعتها المتقطعة و في هذا الإطار نقدم في هذه الأطروحة منهجية التصميم الأمثل لنظام ضخ المياه بالطاقة الكهروضوئية و الذي يعتمد على معيارين: الأول و هو معيار الاعتمادية أساسه مبدأ احتمال فقدان الطاقة (LPSP) و الثاني معيار اقتصادي عماده معيار تكلفة دورة الحياة (LCC). العناصر المعتمدة في التصميم الأمثل لنظام الضخ الكهروضوئي هي طاقة المولد الكهروضوئي وحجم خزان المياه. يتم إجراء دراسة حالة لأربعة مواقع من الجزائر ذات إمكانيات طاوقية شمسية مختلفة. وسيتم عرض نتائج المحاكاة لمختلف تكوينات الخاصة بالنظام مع التكاليف.

الكلمات الرئيسية: نظام ضخ المياه، نظام كهروضوئي ، والتحجيم الأمثل للنظام ، واحتمال فقدان الطاقة (LPSP)، تكلفة دورة الحياة (LCC)

## Résumé

Le dimensionnement est une étape indispensable dans l'optimisation des systèmes à énergies renouvelables et ce, du fait de leur nature intermittente. A cet effet, nous présentons dans le présent travail une méthodologie d'optimisation du dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque basée sur deux critères à savoir : le critère de fiabilité basé sur le concept de la probabilité de perte d'énergie (LPSP) et le critère de coût basé sur le coût de cycle de vie (LCC). Les paramètres du dimensionnement introduit dans le processus d'optimisation sont la puissance du générateur PV et la capacité de stockage du réservoir d'eau. Une étude de cas est établie pour quatre sites ayant des potentiels solaires différents. Les résultats de la simulation relatifs aux différentes configurations du système ainsi que leurs coûts correspondant sont promptement présentés.

Mots clés: Système de pompage d'eau, système photovoltaïque, dimensionnement optimal du système, Probabilité de perte d'énergie (LPSP), coût de cycle de vie (LCC)

## Abstract

Sizing is an essential step in the renewable energy systems optimization this due to their intermittent nature. Thus, we present in this work a methodology for sizing optimization of a photovoltaic pumping system based on two optimization parameters, namely the reliability test based on the concept of the loss of power supply probability (LPSP) and the cost criterion based on the life cycle cost (LCC). The sizing optimization parameters introduced in the optimization process are the power of PV array and storage capacity of the water tank. A case study is conducted to analyze a PV pumping system should be installed in four sites with different solar potential. The simulation results for the various configurations of system and system cost are promptly reported.

Keywords: water pumping system, photovoltaic system, optimal sizing of the system, loss of power supply probability (LPSP), life cycle cost (LCC)

# Dédicaces

*«A la mémoire de  
Mon père  
Et mes grands parents »*

*A ma mère  
A mon épouse  
A mes frères et sœurs  
A mes enfants  
A toute ma grande famille  
Et à mes amis*

## **Remerciements**

*Ce travail a été accompli sous la direction scientifique de Monsieur A. HADJ ARAB, Directeur de Recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables et de Monsieur B. AZOUI, Professeur à l'Université Hadj Lakhdar, Batna. Je tiens à leurs exprimer toute ma gratitude et ma profonde et respectueuse reconnaissance pour leur appui scientifique et moral pendant ces années de thèse.*

*Que le Professeur M. CHABANE trouve ici l'expression de mes plus vifs remerciements pour avoir accepté de présider le jury d'évaluation.*

*Que M. BELHAMEL, Directeur du Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER et Directeur de Recherche, soit chaleureusement remercié d'avoir accepté de faire partie du jury d'évaluation en qualité d'examineur et pour ces judicieuses remarques.*

*Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à Monsieur A. HAMIDAT pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail et pour avoir accepté de participer à mon jury.*

*Que Monsieur M. ARROUF, Maître de Conférences à l'Université Hadj Lakhdar, Batna, soit vivement remercié pour avoir accepté d'examiner le présent travail sans oublier ses précieuses observations.*

*Je voudrai exprimer une pensée spéciale à mes proches, à mes parents pour l'éducation qu'ils m'ont offerte et leur appui inconditionnel tout au long de ma vie et à ma femme pour son grand soutien et la patience dont elle a fait preuve lors des années de thèse.*

# Sommaire

Résumé .....	i
Dédicaces .....	ii
Remerciements .....	iii
Sommaire.....	iv
Liste des figures .....	ix
Liste des tableaux.....	xiii
Liste des symboles .....	xv
<b>Introduction générale.....</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre 1 Situation Energétique et ressources en eau</b>	
1.1 Introduction .....	4
1.2 Production d'électricité dans le monde : Perspectives générales.....	4
1.3 Production d'électricité d'origine renouvelable .....	5
1.3.1 Production d'électricité d'origine solaire.....	7
1.4 Production d'électricité en Afrique du Nord.....	9
1.5 Production d'électricité en Algérie .....	10
1.5.1 Evolution de la puissance électrique totale installée.....	11
1.5.2 Potentiel en énergies renouvelables de l'Algérie .....	12
1.5.2.1 Potentiel solaire.....	12
1.6 Programme des énergies renouvelables en Algérie.....	13
1.6.1 Introduction .....	13
1.6.2 Programme des énergies renouvelables .....	15
1.6.2.1 Energie solaire photovoltaïque .....	16
1.6.2.2 Energie solaire thermique .....	17
1.6.3 Développement des capacités industrielles.....	18
1.6.3.1 Solaire photovoltaïque .....	18
1.6.3.2 Solaire thermique.....	19
1.6.4 Recherche et développement.....	20
1.7 Ressources en eaux de l'Algérie .....	21
1.7.1 Introduction .....	21
1.7.2 Ressources et leur mobilisation.....	21
1.7.3 Barrages et transferts régionaux.....	23
1.7.4 Dessalement de l'eau de mer.....	24

1.7.5 Transfert des eaux des nappes profondes du Sahara.....	24
1.7.6 Exemples de projets structurants en Algérie.....	24
1.7.7 Gestion intégrée et durable de l'eau.....	25
1.7.8 Préservation de la qualité de l'eau et de l'environnement.....	25
1.7.9 Nouveaux instruments en vue d'une gestion intégrée et durable.....	26
1.7.9.1 Bassin hydrographique Algérois-Hodna-Soummam.....	26
1.7.9.2 Bassin hydrographique Constantinois.....	27
1.7.9.3 Bassin hydrographique Oranie - Chott Chergui.....	27
1.7.9.4 Bassin hydrographique Cheliff-Zahrez.....	27
1.7.9.5 Bassin hydrographique du Sahara.....	29
1.7.9.6 Ressources en eaux du Sahara.....	30
1.8 Conclusion.....	32

## **Chapitre 2 Modélisation de l'Irradiation Solaire**

2.1. Introduction.....	34
2.2. Estimation de la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire.....	34
2.2.1. Modèle d'Orgill et Hollands.....	35
2.2.2. Modèle d'Erbs-Klein et Duffie.....	35
2.2.3. Modèle de Spencer.....	36
2.2.4. Modèle de Reindl, Beckman et Duffie.....	36
2.2.5. Modèle Ktcorr de Reindl, Beckman et Duffie.....	37
2.2.6. Modèle de De Miguel.....	37
2.2.7. Modèle de Hawlader.....	38
2.2.8. Modèle de Ghardaïa.....	38
2.2.9. Modèle Ktcorr de Ghardaïa.....	39
2.3. Calcul d'erreurs.....	40
2.4. Estimation de l'irradiation globale horaire sur une surface inclinée.....	42
2.4.1. Irradiation directe.....	42
2.4.2. Irradiation diffuse.....	42
2.4.2.1. Modèle de Liu Jordan.....	43
2.4.2.2. Modèle de Badescu.....	43
2.4.2.3. Modèle de Koronakis.....	43

2.4.2.4. Modèle de Temps et Coulson.....	43
2.4.2.5. Modèle de Klucher .....	43
2.4.2.6. Modèle de Hay et Mc Kay.....	44
2.4.2.7. Modèle de Skartveit–Olseth.....	44
2.4.2.8. Modèle de Perez.....	45
2.4.2.9. Modèle HDKR.....	47
2.4.2.10. Modèle de Willmott.....	47
2.4.3. Irradiation réfléchie.....	47
2.5. Conclusion.....	48

### **Chapitre 3 Modélisation du Système de Pompage Photovoltaïque**

3.1. Introduction .....	49
3.2. Etat de l’art sur les systèmes de pompage photovoltaïque.....	49
3.3. Modèle du module photovoltaïque.....	54
3.3.1. Modèles de simulation de la caractéristique I-V.....	54
3.3.1.1. Modèle à cinq paramètres .....	55
3.3.1.2. Modèle à quatre paramètres .....	56
3.3.1.3. Modèle à deux paramètres .....	56
3.3.1.4. Modèle à deux exponentielles.....	57
3.3.1.5. Modèle explicite .....	58
3.3.2. Correction pour d’autres conditions de température et d’éclairement .....	59
3.3.3. Modèle de Température de la cellule .....	60
3.3.4. Modèles de la puissance maximale .....	60
3.3.4.1. Modèle de Chow .....	61
3.3.4.2. Modèle de Marion.....	61
3.3.4.3. Modèle d’Osterwald .....	62
3.3.4.4. Modèle de Cristofari .....	62
3.3.4.5. Modèle de Huld .....	63
3.3.4.6. Modèle de Rosell .....	63
3.3.5. Simulation et résultats .....	64
3.4. Modélisation du groupe moteur-pompe .....	69
3.4.1. Introduction .....	69
3.4.2. Description du banc d’essais du système de pompage PV de l’URAER.....	69
3.4.2.1. Armoire de visualisation.....	70
3.4.2.2. Armoires de connexion et de configuration.....	71
3.4.2.3. Alimentation du système de pompage.....	72

3.4.2.4. Acquisition de données .....	73
3.4.3. Modèles mathématiques existants pour l'ensemble moteur-pompe.....	75
3.4.4. Modélisation du groupe moteur-pompe Grundfos 5A-6.....	78
3.4.4.1. Modèle Polynômial de degré 3 (3PF) .....	80
3.4.4.2. Modèle Quadratique (QF).....	82
3.4.4.3. Modèle de pression de vapeur (VPM) .....	84
3.4.4.4. Modèle géométrique modifié (Modified Geometric Fit).....	85
3.4.4.5. Modèle exponentiel modifié (Modified Exponential MExp) .....	88
3.5. Conclusion.....	93

## **Chapitre 4 Dimensionnement et Optimisation d'un Système de Pompage PV**

4.1. Introduction .....	94
4.2. Méthodes de dimensionnement et d'optimisation du système.....	94
4.3. Méthodologie d'optimisation utilisée dans notre travail.....	95
4.3.1. Modèle de la fiabilité selon le concept de LPSP.....	96
4.3.2. Modèle économique .....	102
4.3.2.1. Coût de cycle de vie.....	102
4.3.2.1.1. Coût d'investissement initial .....	102
4.3.2.1.2. Coût de maintenance du système.....	104
4.3.2.1.2.1. Coût annuel de la maintenance.....	105
4.3.2.1.2.2. Coût de la maintenance sur la durée de vie .....	105
4.3.2.1.3. Coût de remplacement des composants.....	106
4.4. Conclusion.....	107

## **Chapitre 5 Simulation et Analyse des Résultats**

5.1. Introduction .....	108
5.2. Résultats relatifs au modèle technique de la fiabilité.....	112
5.2.1. Cas du profil constant.....	113
5.2.1.1. Influence de la hauteur manométrique sur les dimensions du système pour différentes LPSP .....	113
5.2.1.2. Influence du choix de la valeur de LPSP sur les dimensions du système pour différentes hauteurs manométriques .....	115
5.2.1.3. Influence de la puissance du groupe moteur-pompe sur les dimensions du système pour différentes hauteurs manométriques.....	115
5.2.1.4. Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système .....	118

5.2.1.5. Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système utilisant MP2 900W .....	122
5.2.2. Cas du profil variable .....	126
5.3. Résultats relatifs au critère économique (LCC) .....	130
5.3.1. Influence de la hauteur manométrique sur le coût du système pour différentes LPSP .....	130
5.3.2. Influence de la puissance du groupe moteur-pompe et du profil sur le coût du système .....	130
5.3.3. Influence du potentiel énergétique sur le coût du système .....	137
5.4. Couples optimaux :.....	137
5.5. Conclusion.....	141
<b>Conclusion générale</b> .....	142
<b>Bibliographies</b> .....	145
<b>Annexe 1</b> .....	155
<b>Annexe B</b> .....	157
<b>Annexe C</b> .....	160
<b>Publication</b> .....	161

# Liste des figures

## Chapitre 1 : Situation Energétique et ressources en eau

Fig. 1.1: Production d'électricité ramenée au nombre d'habitants pour différentes régions du monde

Fig. 1.2: Structure de la production d'électricité dans le monde (Année 2009)

Fig. 1.3: Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde (Année 2009)

Fig. 1.4: Production d'électricité d'origine solaire en TWh (Année 2009)

Fig. 1.5: Structure de la production d'électricité en Afrique du Nord (2009)

Fig. 1.6: Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable en Afrique du Nord (2009)

Fig. 1.7: Taux de croissance annuel moyen des différentes filières de production d'électricité en Afrique du Nord 1999-2009

Fig. 1.8: Evolution de la puissance électrique installée 1962-2007

Fig. 1.9: Irradiation globale journalière au mois de Juillet sur les plans : a - horizontal et b - normal

Fig. 1.10: Irradiation globale journalière au mois de Décembre sur les plans : a - horizontal et b - normal

Fig. 1.11: Structure du parc de la production nationale en MW

Fig. 1.12: Transfert des eaux des nappes profondes du Sahara

Fig. 1.13: Bassin Cheliff Zahrez

Fig. 1.14: Subdivision du bassin hydrographique Sahara

## Chapitre 2: Modélisation de l'Irradiation Solaire

Fig. 2.1. : Fraction diffuse horaire en fonction de l'indice de clarté horaire (Site de Ghardaïa)

### **Chapitre 3: Modélisation du Système de Pompage Photovoltaïque**

Fig. 3.1. : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

Fig. 3.2. : Application des différents modèles de puissance au module ST40

Fig. 3.3. : Circuit hydraulique du banc d'essais

Fig. 3.4. : Courbes caractéristiques P (Q) pour différentes hauteurs manométriques

Fig. 3.5. : Courbes Q(P) du groupe moteur-pompe Grundfos pour différentes hauteurs de pompage

Fig. 3.6. : Application des différents modèle à courbe caractéristique Q(P) pour  $h = 10\text{m}$

Fig. 3.7. : Courbes de tendance des coefficients du modèle polynomial d'ordre 3

Fig. 3.8. : Courbes de tendance des coefficients du modèle quadratique

Fig. 3.9. : Courbes de tendance des coefficients du modèle de pression de vapeur

Fig. 3.10. : Courbes de tendance des coefficients du modèle géométrique modifié généralisé

Fig. 3.11. : Courbes de tendance des coefficients du modèle exponentiel modifié généralisé

Fig. 3.12. : Tracés de Q(P) avec les trois modèles généralisés pour  $h = 10 - 15\text{m}$

Fig. 3.13. : Zoom du tracés des courbes Q(P) des trois modèles généralisés pour  $h = 20 - 25\text{m}$

Image 1: Puits et Armoire de visualisation

Image 2: Générateur photovoltaïque

Image 3: *Data logger et Ordinateur*

### **Chapitre 4: Dimensionnement et Optimisation d'un Système de Pompage PV**

Fig. 4.1. : Schéma de principe de système photovoltaïque de pompage de l'eau.

Fig. 4.2. : Organigramme du modèle de dimensionnement optimal selon l'approche basée sur les bilans énergétiques

Fig. 4.3. : Organigramme du modèle de dimensionnement optimal selon l'approche basée sur les bilans des débits d'eaux

Fig. 4.4. : Evolution du coût du watt crête du module photovoltaïque

## Chapitre 5 : Simulation et Analyse des Résultats

- Fig. 5.1. : Profil horaire de consommation en eau : a) profil constant, b) profil variable
- Fig. 5.2. : Situation géographique des 4 sites choisis
- Fig. 5.3. : Evolution de l'irradiation globale sur le plan horizontal ainsi que la température ambiante sur les 4 sites choisis: Dar El Beida, Ghardaïa, Bechar et Tamanrasset.
- Fig. 5.4. : Configuration du système en fonction de la hauteur manométrique pour différentes LPSP : a) 6m, b) 14m et c) 26m
- Fig. 5.5. : Configuration du système en fonction de LPSP pour différentes hauteurs manométriques: a) LPSP= 0%, b) LPSP= 1% et c) LPSP= 5%
- Fig. 5.6. : Configuration du système pour deux moteur-pompes de puissances différentes,  $h = 26m$  et pour différentes LPSP : a) 0%, b) 1% et c) 5%
- Fig. 5.7. : Configuration du système pour différents sites en fonction de la hauteur manométrique pour LPSP = 0% : a) 6m, b) 18m et c) 26m
- Fig. 5.8. : Configuration du système pour différents sites en fonction de la hauteur manométrique pour LPSP = 1% : a) 6m, b) 18m et c) 26m
- Fig. 5.9. : Configuration du système en fonction du potentiel énergétique disponible (les 4 sites choisis) et différentes hauteurs manométriques pour LPSP = 5%
- Fig. 5.10. : Configuration du système en fonction du potentiel énergétique, différentes hauteurs manométriques pour LPSP = 0% en utilisant la pompe MP2 900W
- Fig. 5.11. : Configuration du système en fonction du potentiel énergétique, différentes hauteurs manométriques pour LPSP = 1% en utilisant la pompe MP2 900W
- Fig. 5.12. : Configuration du système en fonction du potentiel énergétique, différentes hauteurs manométriques pour LPSP = 5% en utilisant la pompe MP2 900W
- Fig. 5.13. : Configuration du système pour différents profils et différents groupe moteur-pompe en fonction de différentes hauteurs et pour la LPSP =0%
- Fig. 5.14. : Configuration du système pour différents profils et différents groupe moteur-pompe en fonction de différentes hauteurs et pour la LPSP = 1%
- Fig. 5.15. : Configuration du système pour différents profils et différents groupe moteur-pompe en fonction de différentes hauteurs et pour la LPSP = 5%
- Fig. 5.16. : Coût du système en fonction des hauteurs pour différentes LPSP pour le site de Ghardaïa et profil constant

- Fig. 5.17. : Coût du système en fonction LPSP pour différentes hauteurs pour un le site de Ghardaïa et profil constant
- Fig. 5.18. : Coût du système en fonction de la puissance de la pompe pour  $h = 6\text{m}$  et différentes LPSP pour un le site de Ghardaïa et profil constant
- Fig. 5.19. : Coût du système en fonction de la puissance de la pompe pour  $h = 26\text{m}$  et différentes LPSP pour un le site de Ghardaïa et profil constant
- Fig. 5.20. : Coût du système en fonction de deux profils différents  $h = 6\text{m}$  et différentes LPSP pour un le site de Ghardaïa
- Fig. 5.21. : Coût du système en fonction de deux profils différents  $h = 26\text{m}$  et différentes LPSP pour un le site de Ghardaïa
- Fig. 5.22. : Coût du système en fonction potentiel énergétiques, LPSP = 0% et différentes hauteurs pour un profil constant utilisant MP1 (400W)

# Liste des tableaux

## **Chapitre 1: Situation Energétique et ressources en eau**

Tableau 1.1: Répartition du potentiel solaire en Algérie

Tableau 1.2: Bassins versants par bassins hydrographiques

Tableau 1.3: Données en eaux de la région du Hoggar - Tassili

Tableau 1.4: Données en eaux de la région du M'zab

Tableau 1.5: Données en eaux de la région du Saoura - Tindouf

## **Chapitre 2: Modélisation de l'Irradiation Solaire**

Tableau 2.1: Résultats des testes statistiques pour le site de Ghardaïa.

Tableau 2.2: Coefficients du modèle de Perez

Tableau 2.3: Résultats des testes statistiques pour le site de Ghardaïa (Algérie)

## **Chapitre 3: Modélisation du Système de Pompage Photovoltaïque**

Tableau.5.1. : Caractéristiques électriques des modules utilisés données par les fabricants

Tableau.5.2. : Calcul d'erreurs pour retracer toute la caractéristique

Tableau.5.3. : Erreurs du point de puissance maximale en utilisant la translation selon la méthode simplifiée à partir des caractéristiques standards des différents modules pour différents modèles choisis

Tableau.5.4. : Erreurs sur le point de puissance maximale en utilisant les différents modèles de puissance choisis et pour différentes technologies

Tableau.5.5. : Valeur des coefficients du modèle polynomial d'ordre 3

Tableau.5.6. : Valeur des coefficients du modèle polynomial généralisé

Tableau.5.7. : Valeur des coefficients du modèle quadratique

Tableau.5.8. : Valeur des coefficients du modèle quadratique généralisé

Tableau.5.9. : Valeur des coefficients du modèle de pression de vapeur

Tableau.5.10. : Valeur des coefficients du modèle de pression de vapeur généralisé

Tableau.5.11. : Valeur des coefficients du modèle géométrique modifié

Tableau.5.12. : Valeurs des coefficients du modèle géométrique modifié généralisé

Tableau.5.13. : Valeurs des coefficients du modèle exponentiel modifié

Tableau.5.14. : Valeurs des coefficients du modèle exponentiel modifié généralisé

Tableau.5.15. : Récapitulatif des résultats de l'application des différents modèles simples et modèles généralisés pour différentes hauteurs de pompage à la pompe Grundfos 5A-6

## **Chapitre 5 : Simulation et Analyse des Résultats**

Tableau 5.1.: Données géographiques et météorologiques sur les différents sites

Tableau 5.2.: Données du module Shell SM55 utilisé dans la simulation

Tableau 5.3.: Caractéristiques de deux pompes utilisées

Tableau 5.4.: Coût unitaire, durée de vie des composants du système et les taux d'inflation et d'intérêt utilisés

Tableau 5.5.: Couples optimaux pour différentes LPSP, Différentes hauteurs pour les sites d'Alger et Ghardaïa

Tableau 5.6.: Couples optimaux pour différentes LPSP, Différentes hauteurs pour les sites de Béchar et Tamanrasset

# Nomenclature

A	: Surface du module	(m <sup>2</sup> )
AC	: Courant alternatif (Alternative Current)	
AM	: Masse relative de l'air (Air Mass)	
B( $\beta$ )	: Eclairement direct incident sur le plan du module	(W/m <sup>2</sup> )
C1	: Débitmètre électromagnétique 10.000 l/h	
C2	: Débitmètre électromagnétique 2.500 l/h	
c <sub>i</sub>	: i <sup>ème</sup> valeur calculée	
D( $\beta$ )	: Eclairement diffus	(W/m <sup>2</sup> )
DC	: Courant continu	
D <sub>h</sub> (0)	: Irradiation diffuse horizontale horaire	(Wh/m <sup>2</sup> )
$\frac{dP}{dT}$	: Coefficient de température de la puissance	(W/°C)
E	: Irradiation sur le plan des modules	(Wh/m <sup>2</sup> )
E <sub>L</sub> (t)	: Puissance hydraulique demandée au moteur-pompe à l'instant t	(W)
F <sub>Hay</sub>	: Indice isotrope ou facteur de clarté de Hay.	
G	: Eclairement incident sur le plan du module	(W/m <sup>2</sup> )
G( $\beta$ )	: Eclairement global sur le plan du module	
G' et T'	: Eclairement et température normalisés par rapport aux conditions STC	
G <sub>0</sub>	: Constante solaire	(1367W/m <sup>2</sup> )
G <sub>0h</sub> (0)	: Irradiation extraterrestre horizontale au milieu de l'heure	(Wh/m <sup>2</sup> )
G <sub>1</sub>	: Eclairement dans les conditions de référence	(W/m <sup>2</sup> )
G <sub>2</sub>	: Eclairement dans les conditions désirées	(W/m <sup>2</sup> )
G <sub>eh</sub> (0)	: Irradiation globale extraterrestre horaire	(Wh/m <sup>2</sup> )
G <sub>h</sub> (0)	: Irradiation globale horizontale horaire	(Wh/m <sup>2</sup> )
h	: Hauteur manométrique	(m)
I <sub>0</sub>	: Courant de saturation	(A)
I <sub>1</sub> , V <sub>1</sub>	: Coordonnées d'un point de la courbe de référence donnée par le constructeur	(A), (V)
I <sub>2</sub> , V <sub>2</sub>	: Coordonnées d'un point de la courbe translatée	(A), (V)
I <sub>L</sub>	: Courant photogénéré	(A)
I <sub>m</sub>	: Courant maximal	(A)
I <sub>sc</sub>	: Courant de court-circuit	(A)

$I_{SC1} (G_1, T_1)$	: Courant de court-circuit de la courbe de référence	(A)
$I_{SC2} (G_2, T_2)$	: Courant de court-circuit de la courbe aux conditions désirées	(A)
$I_{TB}$	: Courant continu absorbé par les pompes à tester	(A)
$k$	: Constante de Boltzmann	
$K_d$	: Fraction diffuse horaire	
$K_t$	: Fraction diffuse horaire	
LCC	: Coût de cycle de vie (Life Cycle Cost),	
LLP	: Probabilité de Perte de Charge (Loss of Load Probability)	
LPS(t)	: Perte d'énergie à l'instant t (Loss of Power Supply)	
LPSP	: Probabilité de perte d'alimentation de la charge (Loss of Power Supply Probability)	
$m$	: Facteur d'idéalité	
$m$	: Paramètre du modèle	
MAE	: Erreur absolue moyenne, (Mean absolute error)	
MBE	: Tendance moyenne de l'erreur, (Mean bias error)	
MExp	: Exponentielle modifiée, Modified Exponential	
MGF	: Modified Geometric Fit	
$m_i$	: $i^{ième}$ valeur mesurée	
$\bar{m}_i$	: Moyenne des valeurs mesurées	
MPPT	: Suiveur du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracker)	
$n$	: Nombre de valeurs	
$N$	: Numéro de jour de l'année	
$N_c$	: Durée de vie d'un composant du système	
$N_v$	: Durée de vie du système	
NOCT	: Température nominale de fonctionnement de la cellule/module (Nominal Operating Cell Temperature)	(°C)
$P$	: Puissance électrique utile	(W)
$P_{m, STC}$	: Puissance maximale de référence aux conditions STC (25°C et 1000 W/m <sup>2</sup> )	(W)
$P1$	: Profondeur du puits simulé correspondant à SP1 pour les faibles hauteurs	(m)
$P2$	: Profondeur du puits simulé correspondant à SP2 pour les grandes hauteurs	(m)
$P3$	: Niveau d'eau dans la cuve correspondant à SP3	(m)
$P_m$	: Puissance maximale	(W)
$P_{pump}(t)$	: Puissance demandée par la charge à l'entrée du moteur-pompe à l'instant t	(W)
$P_{PV, Prod}(t)$	: Puissance issue du générateur PV à l'instant t	(W)
$P_{res}(t)$	: Puissance des réservoirs à l'instant t	(W)

$P_{STC}$	: Puissance du module aux conditions STC	(W)
PV	: Photovoltaïque	
q	: Charge de l'électron	$(1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C})$
Q	: Débit	$(\text{m}^3/\text{h})$
$R(\beta)$	: Eclairement réfléchi sur un générateur incliné à un angle $\beta$	$(\text{W}/\text{m}^2)$
$R^2$	: Coefficient de corrélation (Correlation Coefficient)	
$rb_0$	: Facteur de l'irradiation directe modifiée	
RMSE	: Erreur absolue moyenne relative, (Relative Mean absolute error)	
RMSE	: Racine de l'erreur moyenne quadratique, (Root Mean Square Error)	
RRMSE	: Racine de l'erreur moyenne quadratique relative, (Relative Root Mean Square Error)	
$R_s$	: Résistance série	$(\Omega)$
$R_{sh}$	: Résistance shunt	$(\Omega)$
SOC (t)	: Etat de charge à l'instant t, (State Of Charge)	
SP1	: Capteur de Pression .0 – 160 m	
SP2	: Capteur de Pression 0 – 10 m	
SP3	: Capteur de Pression 0 – 2.50 m	
$T_c$	: Température de jonction des cellules	$(^\circ\text{C})$
$T_{c,ref}$	: Température de référence prise égale à $25^\circ\text{C}$	
T	: Température des modules	$(^\circ\text{C})$
$T_1$	: Température dans les conditions de référence	$(^\circ\text{C})$
$T_2$	: Température dans les conditions désirées	$(^\circ\text{C})$
$T_a$	: Température ambiante	$(^\circ\text{C})$
p	: Facteur de remplissage	
$T_r$	: Température du module de référence prise égale à	$25^\circ\text{C}$
t-stat	: Test statistique, (statistical test)	
UDTS	: Unité de Développement de la Technologie du Silicium	
URAER	: Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables	
V	: Volume du stockage	$(\text{m}^3)$
$V_m$	: Tension maximale	(V)
VM1	: Vanne Manuelle 1/2"	
VM2	: Vanne Manuelle 1/2"	
VM3	: Vanne Manuelle 1/2"	
VM4	: Vanne Manuelle 1/2"	

VM5	: Vanne Manuelle DN50	
VM6	: Vanne Manuelle DN50	
VM7	: Vanne Manuelle DN50	
VMR	: Vanne Manuelle de Régulation de débit	
$V_{OC}$	: Tension à circuit ouvert	(V)
$V_{OC1}(G_1, T_1)$	: Tension de circuit ouvert de la courbe de référence	(V)
$V_{OC2}(G_2, T_2)$	: Tension de circuit ouvert de la courbe aux conditions désirées	(V)
VPM	: Modèle de pression de vapeur (Vapor pressure Model)	
$V_{TB}$	: Tension d'alimentation des pompes à tester	(V)
Z	: Facteur de correction	
$\alpha$	: Hauteur du soleil	(°)
$\alpha(0)$	: Hauteur du soleil au milieu de l'heure	
$\alpha_T$	: Coefficients de température du courant	(A/°C)
$\alpha_T$	: Coefficient de la température de la cellule solaire	(°C <sup>-1</sup> )
$\beta$	: Inclinaison de l'angle	(°)
$\beta$	: Coefficient de température du rendement de module conditions STC	(°C <sup>-1</sup> )
$\beta_T$	: Coefficients de température de la tension	(V/°C)
$\gamma$	: Coefficient de variation du rendement en fonction de la température	(°C <sup>-1</sup> )
$\varepsilon$	: Clarté du ciel (sky clearness)	
$\Delta t$	: Pas de temps utilisé pour le calcul (dans cette étude, $\Delta t = 1$ heure)	
$\eta$	: Rendement du module	
$\eta_{Conv}$	: Rendement du convertisseur	
$\eta_{dech}$	: Rendement des réservoirs lors du processus de décharge	
$\eta_g$	: Rendement de la transmissibilité du vitrage	
$\eta_r$	: Rendement de référence	
$\eta_{rel}$	: Rendement relatif instantané	
$\eta_{res}$	: Rendement du réservoir	
$\eta_{n,c}$	: Rendement de référence aux conditions STC	
$\theta$	: Angle d'incidence	(°)
$\theta_z$	: Angle zénithal	(°)
$\rho$	: Albédo du lieu	(°)
$\tau_e$	: Rendement électrique à la température de la référence 25 °C	
$\Phi$	: Latitude du lieu	(°)

# Introduction générale

L'eau source de vie pour l'homme, les animaux et la végétation, est l'une des préoccupations majeure du 21<sup>ème</sup> siècle pour toute la planète et surtout dans les régions où elle se fait rare et précieuse. Ainsi, l'Algérie a mis tous ses efforts et ses moyens pour assurer l'approvisionnement en eau dans toutes les régions du nord, par la construction de nouveaux barrages et dans le sud, par de grands projets, comme le transfert d'eau sud-sud (projet Ain-Salah-Tamanrasset). Ce projet gigantesque à pour but, d'assurer, pour les populations du grand sud, un confort en eau irréprochable ce qui oblige les autorités algériennes à chercher d'autres ressources d'approvisionnement en eau potable.

Les immenses ressources en eau souterraines dont l'Algérie dispose, et qui ne sont pas encore exploitées, nécessitent l'usage de l'électricité, qui elle-même n'est guère disponible dans tout le Sahara.

Une solution est d'utiliser l'énergie solaire photovoltaïque (PV) pour pomper de l'eau car l'emploi de groupe électrogène est confronté aux problèmes d'approvisionnement en carburants et à sa maintenance, toutefois, le prix des modules PV ainsi que leurs rendements restent un obstacle à sa vulgarisation, il est donc essentiel de savoir les utiliser efficacement.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cette thèse, porte sur le développement d'une méthodologie d'optimisation technico-économique effectuée pour le dimensionnement d'un système de pompage PV.

Ce travail est organisé en cinq parties. Il se récapitule comme suit :

Après une introduction générale portant sur l'utilité d'exploitation de l'énergie photovoltaïque dans le pompage de l'eau, le premier chapitre, présente la situation énergétique mondiale et puis les ressources que dispose l'Algérie en matière d'énergies renouvelables et en eau, ainsi que les efforts déployés pour la promotion et le développement de tels ressources.

Comme le gisement énergétique (irradiation solaire, par exemple) d'une région donnée, est considéré, comme un paramètre essentiel dans le dimensionnement des systèmes de

pompage PV, nous avons présenté dans le deuxième chapitre, la modélisation de l'indice de clarté, ainsi que la fraction diffuse de l'irradiation globale horaire sur un plan incliné.

L'utilisation des données de l'irradiation récoltées au niveau de l'URAER Ghardaïa, nous a permis de valider quelques modèles via des critères d'erreurs et de donner des recommandations sur le choix du modèle adéquat pour chaque composante de l'irradiation.

La modélisation des éléments constituant un système de pompage photovoltaïque, tels que le générateur photovoltaïque et le groupe moteur-pompe, ont fait l'objet du travail présenté dans le troisième chapitre. La validation expérimentale des modèles proposés est rendue possible, grâce à une campagne de tests effectuée sur plusieurs modules de technologies différentes et sur deux groupes moteur-pompes de puissances différentes.

Le chapitre 4 présente la méthodologie du dimensionnement optimal des systèmes de pompage PV, proposée dans cette thèse. Cette approche est basée sur deux critères à savoir : la fiabilité et le coût. Le critère de fiabilité est basé sur le concept de probabilité de perte d'énergie d'alimentation (LPSP), habituellement utilisé dans les systèmes hybrides PV/éolien, que nous l'avons adapté au système de pompage PV dans notre étude, et le critère économique basé sur la notion du coût du système sur sa durée de vie, considéré comme le meilleur indicateur de rentabilité économique pour de tels systèmes à énergies renouvelables.

Les paramètres entrants dans le dimensionnement du système de pompage photovoltaïque sont essentiellement ; la puissance crête du module PV utilisée et la capacité de réservoir d'eau.

Dans le cinquième chapitre, l'ensemble des résultats de simulation obtenus au cours de cette étude est présenté. Ces résultats sont issus de l'application de la méthodologie proposée pour l'optimisation de dimensionnement de système de pompage photovoltaïque pour satisfaire deux profils de consommation, représentant un cumul journalier de  $6\text{m}^3$ . Le premier profil présente une distribution de charge horaire constante, alors que le deuxième est considéré comme profil variable.

L'utilisation de deux pompes de différentes puissances a été introduite pour nous permettre d'observer l'effet de la puissance de la pompe sur les performances et les dimensions d'un système de pompage photovoltaïque.

Le système est simulé en utilisant des données radiométriques liées à plusieurs sites Algérien, ayant des potentiels énergétiques différents. Ce système est destiné à alimenter deux charges de profils différents et ce, pour différents niveaux de fiabilité et plusieurs hauteurs manométriques.

Enfin, la dernière partie de cette thèse présente, une synthèse des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus puis les perspectives de développement futur.

# Chapitre 1

## Situation Énergétique et ressources en eau

### 1.1. Introduction

Pour subvenir aux besoins en énergie de la société actuelle, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir. La première est de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie et d'augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant respectivement leur efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et développer de nouvelles sources propres. A cet effet, le présent chapitre porte sur une présentation générale concernant la situation énergétique ainsi que les ressources en eau en Algérie.

### 1.2. Production d'électricité dans le monde

L'électricité est indispensable au développement économique, et ce dans tous les pays. Son importance relative s'accroît avec le progrès technique de l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'augmentation de sa production est synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesse. La production d'électricité ramenée au nombre d'habitants, est donc un bon indicateur permettant de mesurer les écarts de développements entre les différentes régions du monde. L'Amérique du Nord est sans surprise ou l'on produit le plus d'électricité (13948 kWh/hab/an.) (Voir figure 1.1). C'est deux fois plus qu'en Europe de l'Ouest (6536 kWh/hab/an.), cinq fois plus qu'en Asie de l'Est et du Sud-Est (2735 kWh/hab/an.), presque dix fois plus qu'en Afrique du Nord (1481 kWh/hab/an.) et trente-cinq fois plus qu'en Afrique subsaharienne (396 kWh/hab/an.) [1]

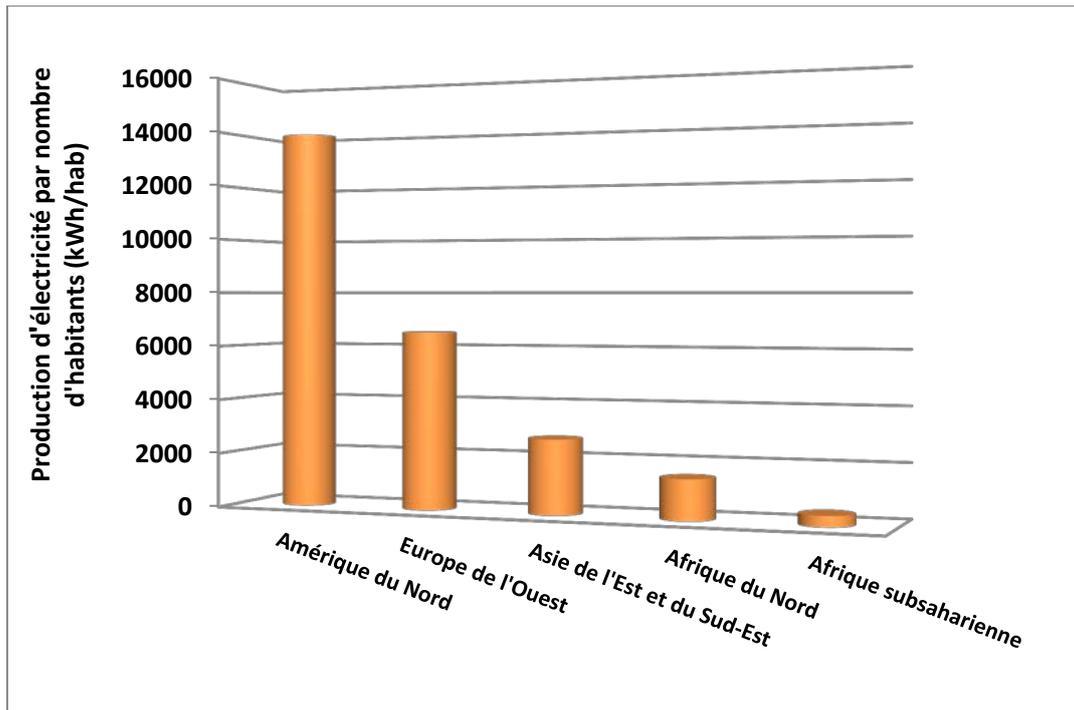


Fig. 1.1: Production d'électricité ramenée au nombre d'habitants pour différentes régions du monde. [1]

### 1.3. Production d'électricité d'origine renouvelable

La production d'électricité renouvelable (incluant les centrales de pompage turbinage) a atteint 3810,3 TWh en 2009, soit 19,1% de la production mondiale. Cette part reste supérieure à la production d'électricité d'origine nucléaire (13,5 % en 2009), mais largement inférieure à l'électricité produite à partir des combustibles fossiles (67,2%). Les 0,2 % restants sont apportés par la combustion des déchets qualifiés de non renouvelable (Voir figure 1.2).

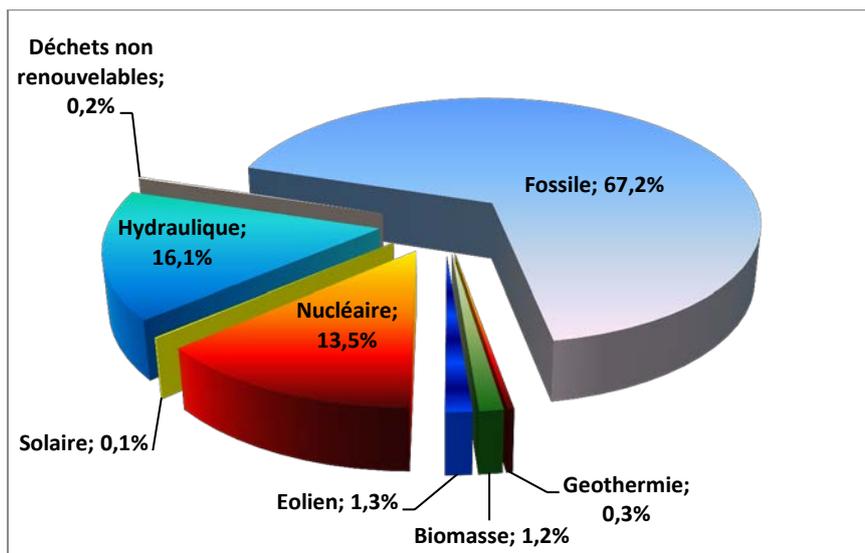


Fig. 1.2: Structure de la production d'électricité dans le monde (Année 2009) [1]

L'électricité renouvelable provient de six sources distinctes (figure 1.3). L'hydroélectricité est la principale d'entre elles avec 84,3% du total renouvelable. L'énergie éolienne est devenue en 2009 la seconde source énergie renouvelable pour la production d'électricité (7% du total). Elle devance aujourd'hui la filière biomasse, qui rassemble la biomasse solide, la biomasse liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables (6,3%). Suivent la géothermie (1,7%), le solaire (0,6%) qui rassemble les centrales photovoltaïques et les centrales solaires thermiques (hélio-thermodynamiques), et les énergies marines (0,01%)

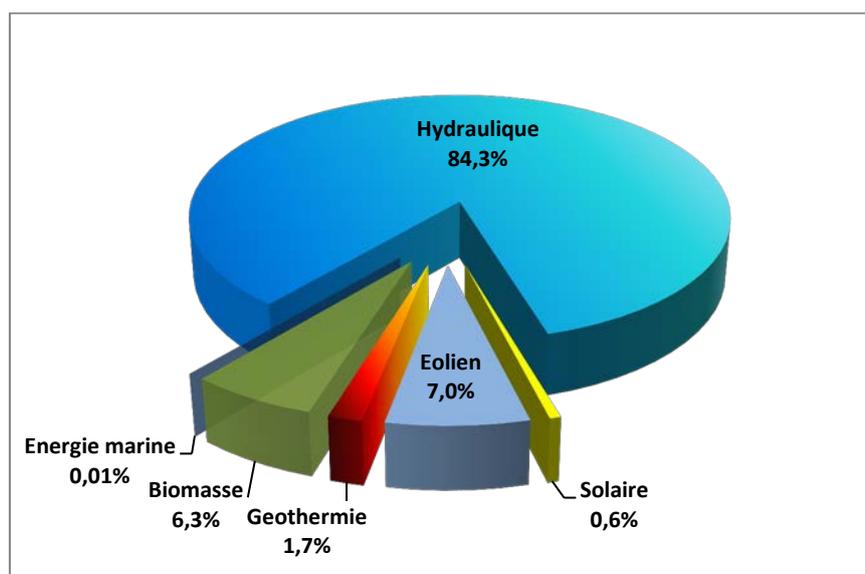


Fig. 1.3: Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde (Année 2009) [1]

Comme notre domaine d'intérêt est le pompage solaire photovoltaïque, nous allons décrire dans la section suivante, la production d'électricité à partir de l'énergie solaire.

### **1.3.1. Production d'électricité d'origine solaire**

La production d'électricité solaire repose sur deux technologies bien distinctes. La technologie des modules photovoltaïques utilise une des propriétés des semi-conducteurs (généralement le silicium) qui, au contact de la lumière, génère un courant électrique. La seconde technologie est celle des centrales hélio-thermodynamiques (ou centrales solaire thermique). Cette technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire à l'aide de miroirs sur un point focal afin d'obtenir des températures très élevées (de 400 à 1000°C) qui permettent la production de vapeur d'eau, et donc d'électricité. Ces centrales sont la plus part de temps hybrides, c'est-à-dire qu'elles fonctionnent avec une autre énergie (généralement du gaz naturel).

Le solaire photovoltaïque peut être utilisé pour des applications connectées au réseau ; c'est le cas des centrales solaires terrestres de grande puissance (jusqu'à plusieurs mégawatts) et des centrales installées sur les bâtiments (toits et façades). Mais il peut également l'être pour des applications non reliées au réseau, dans les zones où la connexion n'est pas économiquement envisageable. La part des applications réseau représente l'essentiel de la production mondiale d'électricité solaire.

La production solaire n'est pas encore significative à l'échelle mondiale (0,6 % de l'électricité renouvelable dans le monde en 2009). Cette part correspond à une production de 21,4 TWh (20,5 TWh de photovoltaïque et 920 GWh de solaire thermique). Cette position doit cependant être relativisée car les perspectives de la croissance de la filière restent très importantes. Le solaire est aujourd'hui au même niveau de production que l'était l'éolien en 1999 et devrait suivre une courbe de progression encore plus dynamique.

L'industrie photovoltaïque est en effet entrée dans l'ère de la production de masse, renforcée depuis quelques années par la présence des acteurs chinois qui revendiquent le rang de premier producteur mondial. La production mondiale de cellules photovoltaïques est passée sur la période 1999-2009 de 202 MWc à 12318 MWc.

Parallèlement, on observe la renaissance de la filière hélio-thermodynamique avec des milliers de mégawatts annoncés dans les prochaines années (en Amérique du Nord, en Europe du Sud, en Afrique du Nord au moyen orient, en Océanie).

Parmi les dernières réalisations, on peut noter la centrale de Martin Next Generation ( 75 MW) en Californie et le projet israélien d'Ashalim (240MW de solaire thermique plus 15MW de photovoltaïque) dans le désert du Negev. Ces centrales permettront à la filière solaire thermique de s'imposer davantage dans la sphère de l'électricité solaire. En 2009, la puissance solaire (photovoltaïque et solaire thermique) recensée dans le monde a progressé de 6944MW par rapport à 2008 et passe à 21691 MW.

En 2009, la production d'électricité solaire reste concentrée dans trois grandes régions, 68,4 % de l'électricité solaire provient d'Europe de l'Ouest, 17 % de l'Asie de l'Est et du Sud-est et 11,6 % d'Amérique du Nord. Cette dernière région à la particularité de produire plus du tiers (35 %) de son électricité solaire à partir de centrales solaires thermiques. Dans le détail, l'essentiel de la production d'électricité d'origine solaire reste concentrer dans un nombre restreint de pays. L'Espagne (6,9 TWh), l'Allemagne (6,2 TWh), le Japon (2,9 TWh) et les Etats Unis (2,4 TWh) représentent à eux quatre 85,7% de la production de l'électricité solaire mondiale. Les dix premiers pays représentent 95,1 % de la production mondiale.

La croissance de la filière solaire à tendance à s'accélérer en fin de période (+62,4% entre 2007 et 2008 et 68% entre 2008 et 2009). Les taux sont largement supérieurs à la croissance annuelle moyenne observée sur l'ensemble de la période (+36% par an en moyenne). Par rapport à 2008, la croissance est particulièrement spectaculaire en Europe de l'ouest (+94,7 % +7,1 TWh), en Asie de l'Est et Sud-est (33,8% 0,9 TWh) et en Amérique du Nord (+23,3% 0,5 TWh).

Il est intéressant de noter que la croissance de la filière solaire dans les pays développés et en voie de développement ne répond pas forcément aux mêmes besoins. Dans les régions développées, le développement de l'électricité solaire se fait par la connexion des centrales au réseau électrique. Dans les régions en développement (Asie du Sud, Amérique du Sud, Afrique subsaharienne), la croissance de la filière solaire répond davantage à des besoins décentralisés comme l'électrification domestique, les télécommunications, etc.

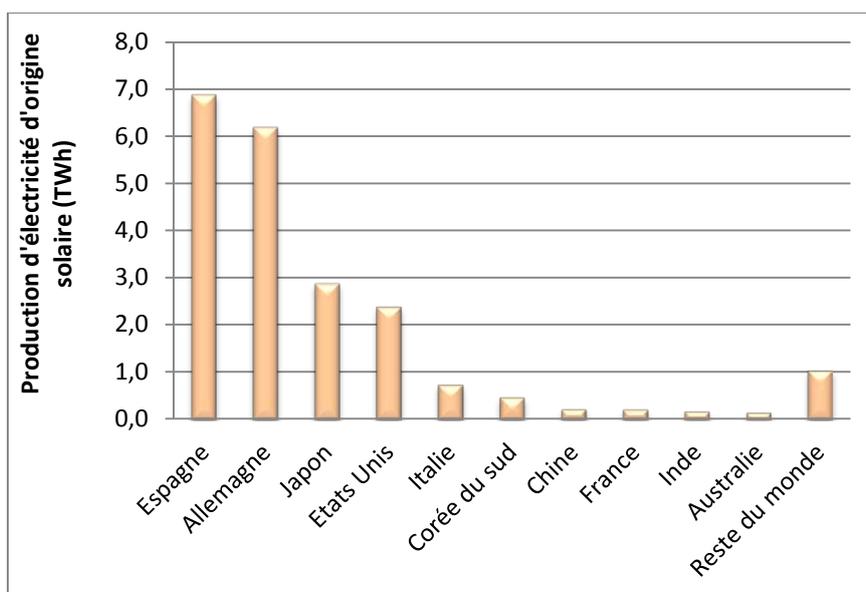


Fig. 1.4: Production d'électricité d'origine solaire en TWh (Année 2009) [1]

Intéressons nous maintenant à la production d'électricité en Afrique du Nord

#### 1.4. Production d'électricité en Afrique du Nord

L'Afrique du Nord, en l'absence de filière nucléaire et des sources hydroélectriques importante, tire des combustibles fossiles l'essentiel de sa production d'électricité (91,7% en 2009) (Voir figure 1.5). L'hydroélectricité, qui compte pour 7,6% de l'électricité régionale, provient principalement d'Égypte et du Maroc. Ces deux pays, ainsi que la Tunisie, sont également impliqués dans le développement d'une filière éolienne qui est en forte progression représente désormais 0,7% du total régional en 2009 (Voir figure 1.6).

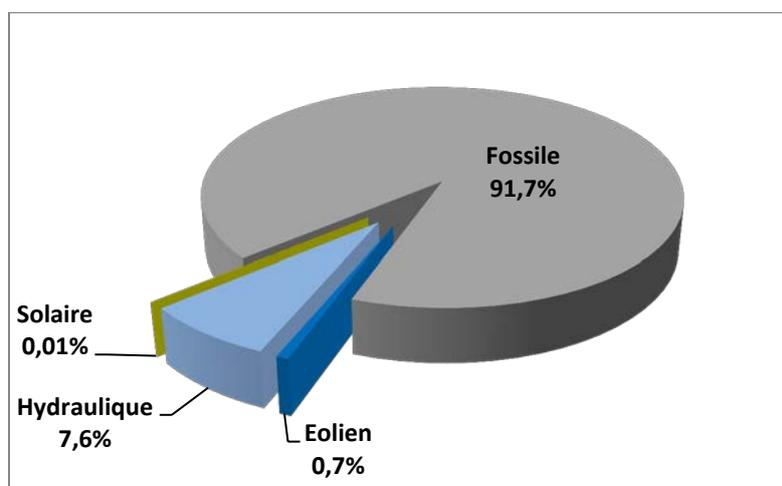


Fig. 1.5: Structure de la production d'électricité en Afrique du Nord (2009) [1]

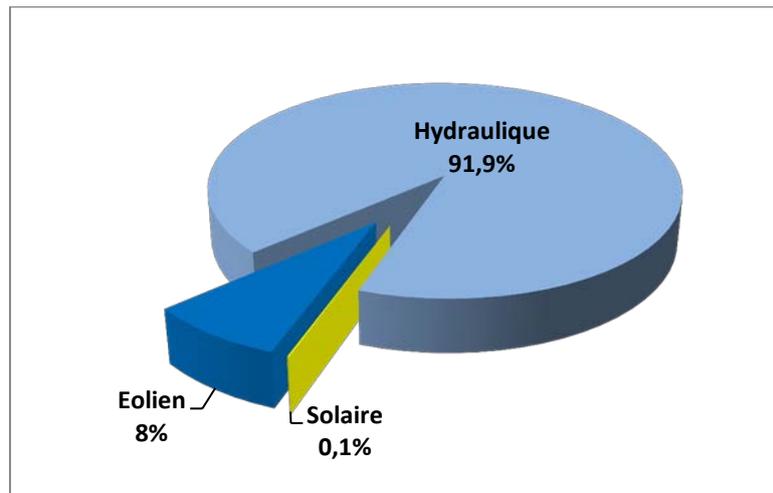


Fig. 1.6: Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable en Afrique du Nord (2009) [1]

Après avoir présenté un aperçu sur la production d'électricité en Afrique du nord, on passe maintenant à la production d'électricité en Algérie.

### 1.5. Production d'électricité en Algérie

La couverture du réseau électrique algérien atteint aujourd'hui 97% des sites habités. Elle reflète un potentiel de production d'électricité important et en constante évolution face à une demande en hausse se situant à près de 7% par an durant la période allant de 1963 à 2007. La réalisation de nouvelles capacités de production, de transport et de distribution d'électricité est l'un des plus grands défis du secteur. Le développement de l'électrification en Algérie est un des piliers des programmes d'équipement public depuis plus de 40 ans. Il repose sur le principe du service public garantissant la continuité et la qualité de la fourniture.

La production nationale d'électricité a connu une forte augmentation. Le taux d'électrification nationale est passé de 63% en 1980 à 97 % en 2007. Les principaux indicateurs et leur évolution sur les périodes 1962-1999 et 2000-2007 mettent en évidence l'énorme effort consenti par l'Etat dans ce domaine. En effet, durant la période 2000-2007, la production d'électricité a connu une forte croissance. Elle est passée de 25 TWh en 2000 à 37 TWh en 2007, ce qui correspond à une hausse annuelle moyenne de 6%. Cette production était seulement de 2 TWh dans les années 60.

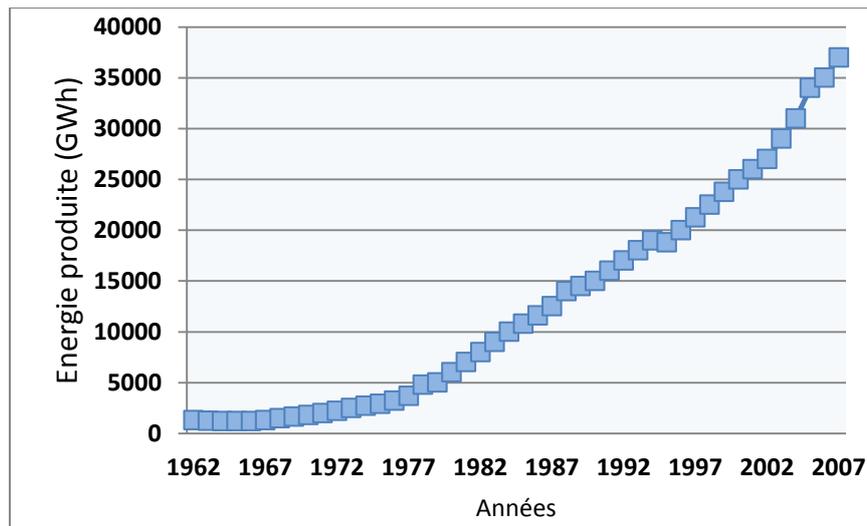


Fig. 1.7: Evolution de la production nationale d'électricité 1962-2007 [2]

### 1.5.1. Evolution de la puissance électrique totale installée

La puissance installée du parc national de production d'énergie électrique par origine a connu une évolution appréciable entre 1963 et 1999. En effet, elle est passée de 644 MW en 1963 à 6.275 MW en 1999, soit un taux de croissance moyen de 6,6% par an. Pour la période 2000-2007, la capacité installée nationale d'électricité par origine (y compris les nouveaux producteurs SKS, KAHRAMA et SKB) a atteint 8.422 MW en 2007, contre 5.907 MW en 2000, enregistrant ainsi une croissance de 43%.

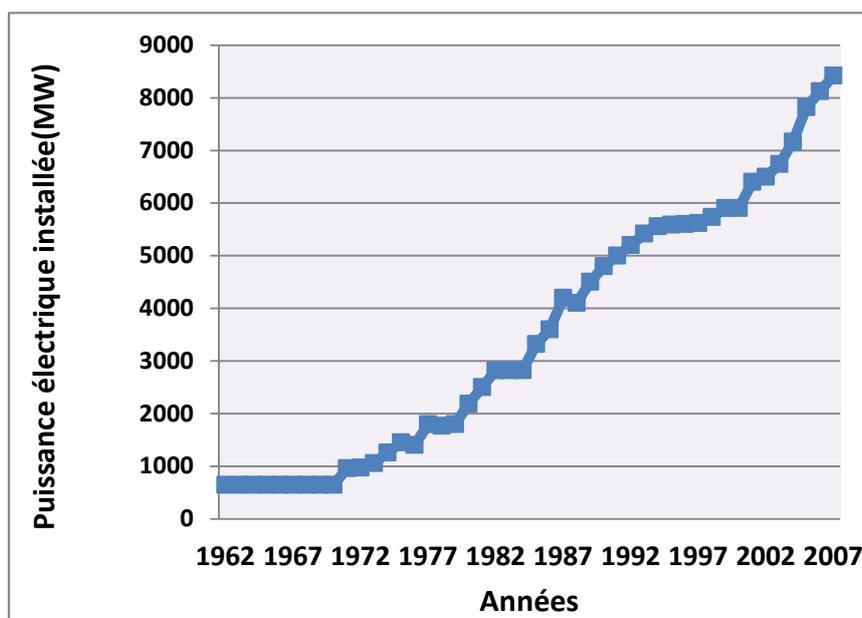


Fig. 1.8: Evolution de la puissance électrique installée 1962-2007 [2]

## 1.5.2. Potentiel en énergies renouvelables de l'Algérie

L'Algérie dispose d'un potentiel d'énergies renouvelables important, notamment le solaire, mais très peu développé. Nous décrivons dans la section suivante la principale ressource renouvelable existante en abondance en Algérie.

### 1.5.2.1. Potentiel solaire

De part sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'ensoleillement sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de  $1 \text{ m}^2$  est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh / $\text{m}^2$ /an au Nord et 2263 kWh / $\text{m}^2$ /an au sud du pays.

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le tableau 1.1, selon l'ensoleillement reçu annuellement.

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Irradiation moyenne reçue (kWh/ $\text{m}^2$ /an)	1700	1900	2263

Tableau 1.1: Répartition du potentiel solaire en Algérie [3]

Les figures 1.9 et 1.10 montrent l'irradiation globale journalière sur les plans horizontal et normal aux mois de Décembre et de Juillet.

Comme le potentiel en énergies renouvelables est très important en Algérie, le gouvernement Algérien veut promouvoir ce type d'énergie et ce, en lançant un programme ambitieux qui sera bien décrit dans la section suivante.

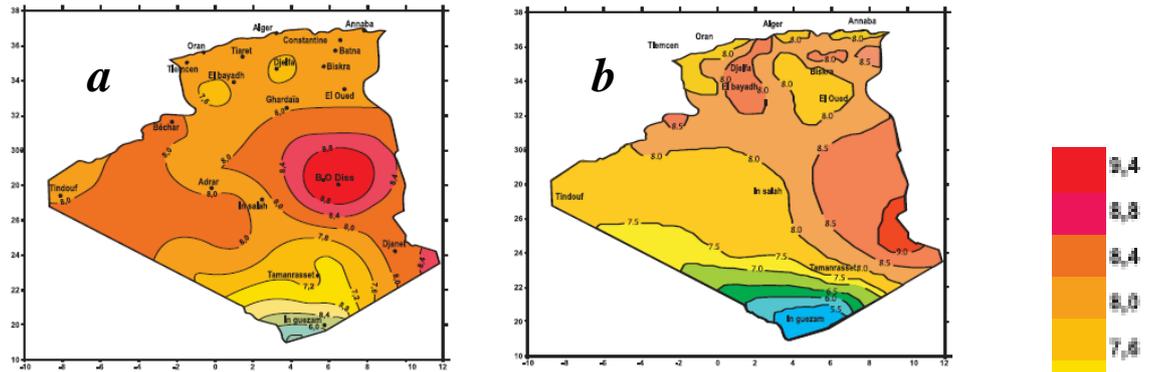


Fig.1.9 : Irradiation globale journalière au mois de Juillet sur les plans :  
a- horizontal et b- normal. [3]

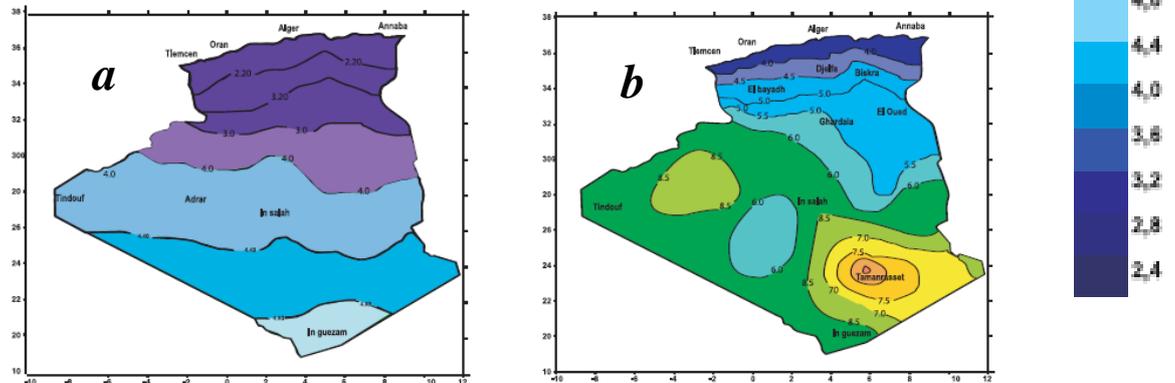


Fig.1.10 : Irradiation globale journalière au mois de Décembre sur les plans :  
a- horizontal et b- normal. [3]

## 1.6. Programme des énergies renouvelables en Algérie

### 1.6.1. Introduction

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR). Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable.

Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 000 MW entre 2011 et 2030 dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 000 MW à l'exportation [4]. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs.

A la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie : d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable. En effet, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque et du solaire thermique qui seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

Le programme des énergies renouvelables est développé en quatre chapitres :

- Les capacités à installer par domaine d'activité énergétique;
- Les capacités industrielles à développer pour accompagner le programme;
- La recherche et développement;
- Les mesures incitatives et réglementaires.

Le programme inclut la réalisation, d'ici 2020, d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides.

Les projets EnR de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en trois étapes [4]:

- Une première étape, entre 2011 et 2013, sera consacrée à la réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles;
- La seconde étape, en 2014 et 2015, sera marquée par le début du déploiement du programme;
- La dernière étape, de 2016 à 2020, sera celle du déploiement à grande échelle.

Ces étapes consacrent la stratégie de l'Algérie qui vise à développer une véritable industrie du solaire associée à un programme de formation et de capitalisation qui permettra, à terme, d'employer le génie local algérien et d'asseoir un savoir-faire efficient, notamment en matière d'engineering et de management de projets. Le programme EnR, pour les besoins d'électricité du marché national, permettra la création de plusieurs milliers d'emplois directs et indirects.

Actuellement, les besoins énergétiques de l'Algérie sont satisfaits, presque exclusivement, par les hydrocarbures, notamment le gaz naturel, énergie la plus disponible. Il n'est donc fait appel aux autres formes d'énergie que lorsque le gaz ne peut pas être utilisé. A long terme, la reconduction du modèle national de consommation énergétique actuel peut rendre problématique l'équilibre offre-demande pour cette source d'énergie.

Les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national seraient de l'ordre de 45 milliards de m<sup>3</sup> en 2020 et 55 milliards de m<sup>3</sup> en 2030. A ces besoins s'ajoutent les volumes dédiés à l'exportation dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale.

De même, la production d'électricité devrait se situer entre 75 à 80 TWh en 2020 et entre 130 à 150 TWh en 2030 [4]. L'intégration massive du renouvelable dans le mix énergétique constitue en ce sens un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable.

Toutes ces considérations justifient la forte intégration, dès aujourd'hui, des énergies renouvelables dans la stratégie d'offre énergétique à long terme, tout en accordant un rôle important aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique.

Le programme de développement des énergies renouvelables revêt un caractère national et touche la majorité des secteurs d'activités. Sa mise en œuvre, placée sous l'égide du ministère de l'énergie et des mines, est ouverte aux opérateurs publics et privés. La volonté des pouvoirs publics de promouvoir les EnR se traduit, par ailleurs, par la mise en place d'un commissariat aux énergies renouvelables qui a la charge de coordonner l'effort national en la matière.

Dans ce qui suit nous présentons les principaux points portant sur le programme des énergies renouvelables

### **1.6.2. Programme des énergies renouvelables**

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux

problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

Le programme des EnR est défini ainsi pour les différentes phases (Voir figure 1.11) [4].

- En 2013, il est prévu l'installation d'une puissance totale de l'ordre de 110 MW;
- à l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée;
- En 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2000 MW;
- En 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10000 MW.

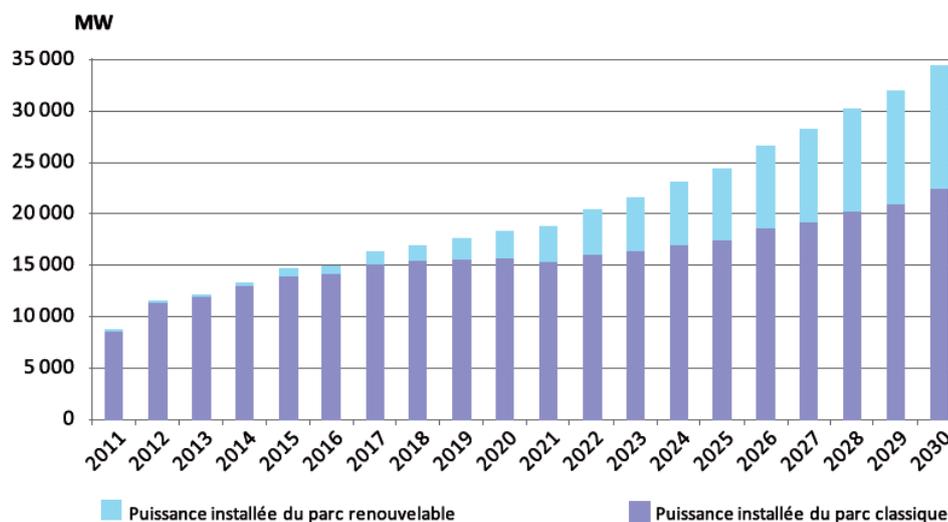


Fig. 1.11: Structure du parc de la production nationale en MW [4]

La synthèse de ce programme, par rapport à la filière solaire, se présente comme suit :

### 1.6.2.1. Énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux photovoltaïques. Elle résulte de la

conversion directe dans un semi-conducteur d'un photon en électron. Outre les avantages liés au faible coût de maintenance des systèmes photovoltaïques, cette énergie répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau électrique est trop onéreux.

L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie non polluante. Modulaires, ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture. La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030.

### **1.6.2.2. Énergie solaire thermique**

L'énergie solaire thermique est la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique. Cette transformation peut être utilisée directement (pour chauffer un bâtiment par exemple) ou indirectement (comme la production de vapeur d'eau pour entraîner des turboalternateurs et ainsi obtenir de l'énergie électrique). En utilisant la chaleur transmise par rayonnement plutôt que le rayonnement lui-même, ces modes de transformation d'énergie se distinguent des autres formes d'énergie solaire comme les cellules photovoltaïques.

La radiation directe du soleil est concentrée par un collecteur sur un échangeur où elle est cédée à un fluide, soit vaporisé directement, soit transportant la chaleur à un générateur de vapeur. Tous les systèmes ont en commun un certain nombre d'organes : un collecteur qui concentre la chaleur, un liquide ou un gaz caloporteur qui la transporte jusqu'à un point d'extraction, un évaporateur, un condenseur, une turbine et un alternateur.

Plus connu sous le nom de « concentrating solar power » (CSP), le solaire thermique peut répondre à la demande en électricité de jour comme de nuit en étant couplé à des moyens de stockage thermique ou hybridé avec d'autres énergies comme le gaz.

L'Algérie entend mettre en valeur son potentiel solaire, l'un des plus importants au monde, en lançant des projets importants en solaire thermique.

Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire.

Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030[4].

### **1.6.3. Développement des capacités industrielles**

Pour accompagner et réussir le programme des énergies renouvelables, l'Algérie envisage de renforcer le tissu industriel pour être à l'avant-garde des mutations positives, aussi bien sur les plans industriel et technique que sur les plans de l'ingénierie et de la recherche. L'Algérie est également déterminée à investir tous les segments créateurs et à les développer localement.

#### **1.6.3.1. Solaire photovoltaïque**

Sur la période 2011-2013, il est prévu d'atteindre un taux d'intégration de l'industrie algérienne de 60 %. Cet objectif ambitieux devrait être atteint grâce à la réalisation d'une usine de fabrication de modules photovoltaïques d'une capacité équivalente à 120 MWc/an par le Groupe Sonelgaz à travers sa filiale Rouiba-Eclairage et dont la mise en service est prévue fin 2013. Cette période sera également marquée par des actions de renforcement de l'activité d'engineering et d'appui au développement de l'industrie photovoltaïque à travers la constitution d'une joint-venture qui regroupera les différents acteurs (Rouiba-Eclairage, Sonelgaz, CREDEG, CDER et UDTS) en partenariat avec des centres de recherche. Sur la période 2014-2020, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration des capacités algériennes de 80%. Pour ce faire, il est prévu la construction d'une usine de fabrication de silicium. Par ailleurs, il est attendu qu'un réseau de sous-traitance nationale soit mis en place pour la fabrication des onduleurs, des batteries, des transformateurs, des câbles et autres équipements entrant dans la construction d'une centrale photovoltaïque.

L'Algérie devrait disposer également, sur la même période, de capacités de conception, de procurement et de réalisation capables d'atteindre un taux d'intégration de l'ordre de 60% par des entreprises algériennes.

Il est pareillement, prévu la réalisation d'un centre d'homologation des équipements destinés aux installations des EnR. Sur la période 2021-2030, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration supérieur à 80% [4]. C'est pour quoi, la capacité de production des modules

photovoltaïques devrait être étendue pour atteindre les 200 MWc/an. Cette période serait marquée par le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements nécessaires à la construction d'une centrale photovoltaïque. Elle devrait également être marquée par la maîtrise totale des activités d'engineering, de procurement et de construction des centrales et des unités de dessalement des eaux saumâtres. Il est prévu au courant de cette même période d'exporter non seulement l'électricité produite à partir des renouvelables mais aussi le savoir-faire et les équipements entrant dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

### 1.6.3.2. Solaire thermique

La période 2011-2013 connaîtra le lancement des études pour la fabrication locale des équipements de la filière solaire thermique [4].

Sur la période 2014-2020, il est prévu un taux d'intégration de 50% à travers la mise en œuvre de trois projets majeurs qui seront menés en parallèle à des actions de renforcement des capacités d'engineering :

- construction d'une usine de fabrication de miroirs;
- construction d'usines de fabrication d'équipements de fluide caloporteur et de stockage d'énergie;
- construction d'une usine pour la fabrication des équipements du bloc de puissance;
- développement de l'activité engineering et capacités de conception, procurement et réalisation.

Sur la période 2021-2030, le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% grâce à la concrétisation des projets suivants :

- extension de la capacité de fabrication des miroirs;
- extension de la capacité de fabrication d'équipements de fluides caloporteurs et de stockage d'énergie;
- extension de la capacité de fabrication des équipements du bloc de puissance;
- conception, procurement et réalisation de centrales par des moyens propres.

#### 1.6.4. Recherche et développement

L'Algérie favorise la recherche pour faire du programme EnR un véritable catalyseur du développement d'une industrie nationale qui valorisera les différentes potentialités algériennes (humaines, matérielles, scientifiques...etc.) Le rôle de la recherche est d'autant plus crucial qu'elle constitue un élément primordial dans l'acquisition des technologies, le développement des savoirs et l'amélioration des performances énergétiques. Pour l'Algérie, accélérer l'acquisition et le recours aux technologies est essentiel notamment en matière de photovoltaïque et de solaire thermique.

L'Algérie encourage également la coopération avec les centres de recherche en vue de développer les technologies et les procédés innovants en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. Les universités, les centres de recherche, les entreprises et les différents acteurs du programme EnR collaborent pour sa mise en œuvre et interviennent sur les différentes étapes de la chaîne d'innovation. Ils valorisent ainsi davantage les atouts dont dispose le pays.

En effet, le développement à grande échelle des énergies renouvelables et la prise en charge de la problématique de l'efficacité énergétique exigent un encadrement de qualité en ressources humaines à la hauteur des objectifs et des ambitions du programme EnR.

Outre les centres de recherche affiliés aux entreprises comme le CREDEG, filiale du Groupe Sonelgaz, le secteur de l'énergie et des mines compte une agence de promotion et de rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE) et une société spécialisée dans le développement des énergies nouvelles et renouvelables (NEAL). Ces organismes coopèrent avec des centres de recherche attachés au ministère de la recherche scientifique parmi lesquels figurent le CDER et l'UDTS.

Le CDER, centre de développement des énergies renouvelables, est chargé d'élaborer et de mettre en œuvre les programmes de recherche et de développement, scientifiques et technologiques, des systèmes énergétiques exploitant l'énergie solaire, éolienne, géothermique et l'énergie de la biomasse.

L'UDTS, unité de développement de la technologie du silicium, a pour mission de mener des actions de recherche scientifique, d'innovation technologique, de valorisation et de formation post-graduée dans les domaines des sciences et des technologies des matériaux et dispositifs à semi-conducteurs pour des applications dans plusieurs domaines : photovoltaïque, détection, optoélectronique, photonique, stockage de l'énergie...etc. L'UDTS

contribue activement, en collaboration avec plusieurs universités algériennes au développement du savoir et à sa transformation en savoir-faire technologique et en produits nécessaires à l'essor économique et sociétal.

Le gouvernement algérien a créé également un institut algérien des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (IAER) qui jouera un rôle fondamental dans les efforts de formation que déploie le pays permettant ainsi d'assurer de manière qualitative le développement des énergies renouvelables en Algérie. Les formations dispensées par cet institut couvrent notamment les domaines d'engineering, de sûreté et de sécurité, d'audit énergétique et de management des projets.

La coopération scientifique étant considérée comme une part essentielle pour le développement de toutes les activités de recherche, l'Algérie encouragera les échanges entre les entreprises et les différents centres de recherches dans le monde, notamment les réseaux spécialisés dans les énergies renouvelables.

Après avoir décrit la production d'électricité dans le monde et notamment en Algérie, on passe maintenant à la présentation des différentes ressources en eaux de l'Algérie

## **1.7. Ressources en eaux de l'Algérie**

### **1.7.1. Introduction**

De part sa rareté, l'eau en Algérie, comme dans la plupart des pays du Sud de la Méditerranée, est un facteur limitant du développement et source de tensions sociales. La rareté est appréhendée en termes de stress hydrique et d'irrégularité de la ressource, deux facteurs susceptibles de s'accroître avec le changement climatique. Avec moins de 600 m<sup>3</sup> par habitant et par an, l'Algérie (36 millions d'habitants en 2010) se situe dans la catégorie des pays pauvres en ressources hydriques, au regard du seuil de rareté fixé par la Banque Mondiale à 1000 m<sup>3</sup> par habitant et par an [5].

Face au défi d'assurer la couverture des besoins sans cesse croissants en eau (villes, industries, agriculture), une politique active de mobilisation des ressources eau a été mise en œuvre, ainsi que de nouveaux instruments de gestion.

### 1.7.2. Les Ressources et leur mobilisation

Le pays est divisé en cinq bassins hydrographiques regroupant les 19 bassins versants du pays (tableau 1.2). Les ressources en eau superficielles renouvelables internes totalisent environ 9,8 km<sup>3</sup>/an pour l'ensemble du pays dont le Sahara, bassin le plus important par la surface, ne renferme que 0,6 km<sup>3</sup>. Les ressources en eau souterraine renouvelables contenues dans les nappes du nord du pays sont estimées à près de 1,5 km<sup>3</sup>/an. Ces nappes sont alimentées essentiellement par les précipitations dont la répartition demeure irrégulière à la fois dans le temps et dans l'espace. Le sud du pays se caractérise par l'existence de ressources en eau souterraines très importantes provenant des nappes du continental intercalaire et du complexe terminal. Si l'on considère qu'il n'existe pas de partie commune entre eaux de surface et eaux souterraines, les ressources totales renouvelables internes s'élèvent à 11,3 km<sup>3</sup>/an (tableau 3). Les ressources exploitables sont évaluées à 7,9 km<sup>3</sup>/an.

Bassins hydrographiques	Superficie en km <sup>2</sup>	Bassins versants
Oranie-Chott Chergui	77 169	Côtiers oranais Macta Tafna Chott Chergui
Chélif-Zahrez	56 227	Côtiers Dahra Chélif Chott Zahrez
Algérois-Hodna-Soummam	47 431	Côtiers algérois Sébaou Isser Soummam Chott Hodna
Constantinois-Seybousse-Mellegue	44 348	Côtiers constantinois Kébir Rhumel Medjerdah Mellegue Seybousse Hauts Plateaux Constantinois
Sahara	2 018 054	Sahara Chott Melghir

Tableau 1.2: Bassins versants par bassins hydrographiques [6]

Le contexte hydrologique de l'Algérie se résume en des bassins exoréiques dont les oueds ont pour exutoire la mer Méditerranée, et des bassins endoréiques formés de *chotts et sebkhas*. Le Sahara, son sous-sol recèle de puissants aquifères "fossiles"

Le bilan hydrologique moyen annuel de l'Algérie du Nord fait ressortir un déficit d'écoulement qui atteint 87 % alors que 13 % seulement des précipitations profitent à l'écoulement [5].

Sur l'ensemble du territoire, les ressources en eau se répartissent comme suit [5]:

- 12 milliards  $m^3$  dans les régions Nord : 10 milliards  $m^3$  (écoulements superficiels), 2 milliards  $m^3$  (ressources souterraines) ;
- 5,2 milliards  $m^3$  dans les régions sahariennes : 0,2 milliards  $m^3$  (écoulements superficiels), 5 milliards  $m^3$  (ressources souterraines).

Les structures en bassins sédimentaires du Sahara, sont favorables à de grands réservoirs profonds, dont l'alimentation remonte aux périodes pluvieuses du Quaternaire. La nappe du Continental Terminal (100 – 400 m de profondeur), et la nappe du Continental Intercalaire dite "albienne" (1000-1500 m de profondeur) renferment d'importantes réserves (de 30 000 à 40 000 milliards  $m^3$ ) mais en raison du très faible taux de renouvellement, les potentialités exploitables sont très limitées (5 milliards  $m^3$ /an).

La forte croissance urbaine (le taux de raccordement de la population urbaine au réseau public d'eau potable est de 93 % en 2009 avec une dotation moyenne de 168 litre par jour par habitant) et le développement agricole (programme de relance de l'irrigation) et industriel créent une demande en eau de plus en plus forte. Pour y répondre, un programme de mobilisation des eaux de surface est particulièrement soutenu, auquel s'ajoute le recours inéluctable pour les ressources « non conventionnelles ».

### 1.7.3. Barrages et transferts régionaux

L'Algérie dispose présentement de soixante six (66) barrages pour une capacité de stockage de près de 7 milliards  $m^3$ . Ce nombre devrait croître (19 nouveaux barrages programmés au titre du Plan quinquennal 2010-2014) pour permettre de régulariser, au final, la moitié de l'apport total des oueds, soit 5 milliards  $m^3$  par an pour une capacité installée avoisinant les 10 milliards [5].

Afin de palier à la répartition inégale de la ressource eau, la réalisation de transferts régionaux doit assurer une équité territoriale dans l'accès à l'eau, résorber le déficit en AEP des agglomérations urbaines du nord et des « hauts plateaux », mettre en valeur de milliers d'hectares de terres agricoles par le biais de l'irrigation.

#### 1.7.4. Dessalement de l'eau de mer

Pour consolider la sécurisation de l'approvisionnement en eau des grandes villes et des localités côtières, le dessalement d'eau de mer est une autre voie possible. Vingt et une (21) stations monobloc ont ainsi été réalisées en 2003 (programme d'urgence). La réalisation de treize (13) stations de dessalement de grande capacité a été depuis lancée, quatre d'entre elles sont opérationnelles (dont celle d'Alger). Elles doivent, à terme, fournir 2,3 millions de m<sup>3</sup> par jour [5].

#### 1.7.5. Transfert des eaux des nappes profondes du Sahara

Les principaux transferts des eaux des nappes profondes du Sahara sont:

- 1- Transfert Sud-Nord des eaux du Sahara Septentrional vers les « Hauts Plateaux »
- 2- Transfert Sud-Sud: In Salah –Tamanrasset



Fig. 1.12 : Transfert des eaux des nappes profondes du Sahara [5]

#### 1.7.6. Exemples de projets structurants en Algérie

Parmi les projets structurants en Algérie, on trouve:

- L'Aménagement de Beni Haroun (Constantinois –Hautes Plaines –Aurès)

- Le Complexe Hydraulique Sétif – Hodna (Systèmes Est et Ouest)
- Mobilisation des ressources en eau dans l'Algérois
- Programme d'Urgence d'AEP de la région d'Alger
- Mobilisation des ressources en eau dans l'Ouest algérien (alimentation du couloir M.A.O : Mostaganem-Arzew-Oran).
- Transfert des eaux des nappes du Sahara
- Dessalement

### **1.7.7. Gestion intégrée et durable de l'eau**

La politique nationale de l'eau se donne des instruments de gestion intégrée et durable des ressources, ce qui permet également de garantir l'impact escompté des grands projets en cours. « Apprendre à gérer la ressource en eau dans une perspective de développement durable, c'est apprendre à maîtriser sa rareté mais aussi ses excès, à assurer l'alimentation en eau potable, agricole et industrielle, et à préserver la qualité de l'environnement ».

### **1.7.8. Préservation de la qualité de l'eau et de l'environnement**

Le programme de réhabilitation et de réalisation de stations d'épuration (STEP) a concerné en premier lieu les agglomérations de plus de 100000 habitants et les agglomérations situées en amont des barrages (en exploitation ou en construction). Plus particulièrement, les villes côtières dont les effluents font l'objet de traitement avant rejet dans le littoral.

Le volume épuré est passé de 90 hm<sup>3</sup>/an au début des années 2000 à 400 hm<sup>3</sup> aujourd'hui. On recense un total de 102 unités, dotées d'une capacité installée de 600 hm<sup>3</sup>. Le programme en cours (40 STEP à réaliser) permet d'atteindre 900 hm<sup>3</sup> en 2015 et 1200 hm<sup>3</sup> en 2020. Au-delà de l'impact écologique, les eaux usées épurées permettent de développer la mise en valeur agricole [5].

Il est à noter les travaux d'assainissement concernant la lutte contre la remontée des eaux dans les régions d'El Oued et Ouargla dans le Sud ainsi que les travaux de protection contre les crues de la vallée du M'Zab et des villes de Sidi Bel Abbés et de Tébessa.

### 1.7.9. Nouveaux instruments en vue d'une gestion intégrée et durable

Depuis les assises nationales de l'eau (janvier 1995), les idées forces d'une nouvelle politique de l'eau ont émergé avec cinq principes nouveaux : l'unité de la ressource, la concertation, l'économie, l'universalité et l'écologie. En se donnant de nouveaux instruments : code de l'eau, plan national de l'eau (PNE) et Agences de bassin hydrographique (ABH), le secteur national de l'Hydraulique vise une gestion intégrée et durable.

Les cinq bassins hydrographiques :

Conformément à la loi N°83-17 du 16 juillet 1983 portant code des eaux, le territoire national a été découpé en unités hydrographiques naturelles dénommées "Bassins Hydrographiques" [7]:

- Algérois- Hodna - Soummam
- Constantinois – Seybouse - Mellègue
- Oranie - Chott - Chergui
- Cheliff – Zahrez
- Sahara

#### 1.7.9.1. Bassin hydrographique Algérois-Hodna-Soummam

Le bassin hydrographique Algérois-Hodna-Soummam est situé dans la partie centrale de l'Algérie du Nord. Il couvre une superficie de 47588 km<sup>2</sup>. Il est limité au Nord par la mer Méditerranée, à l'Ouest par le bassin Chellif-Zahrez, à l'Est par le bassin Constantinois-Seybouse-Mellègue et enfin au Sud par le bassin du Sahara [7].

Le bassin hydrographique Algérois-Hodna-Soummam s'étend sur 14 wilayas [7]:

6 en totalité : Alger, Tizi Ouzou, Boumerdes, Blida, Bordj Bou Arréridj et Bouira

8 partiellement : M'Sila, Médéa, Tipaza, Ain Defla, Batna, Djelfa, Bejaia et Sétif

D'une superficie de 47588 km<sup>2</sup>, le bassin hydrographique Algérois-Hodna-Soummam englobe trois grands bassins versants à savoir :

- L'Algérois : Il s'étend sur une superficie de 12620 km<sup>2</sup> et est composé de trois bassins:

- Isser : 4149 km<sup>2</sup>
- Côtier-Algérois a : 3886 km<sup>2</sup>
- Côtier-Algérois b: 4585 km<sup>2</sup>
  
- La Soummam : 9125 km<sup>2</sup>
  
- Le Hodna : 25843 km<sup>2</sup>

### **1.7.9.2. Bassin hydrographique Constantinois**

Il est prévu une bonne année pluviométrique pour 2011/2012, puisque ce taux satisfaisant est appelé à augmenter encore avec les prochaines précipitations d'ici le mois d'avril, ce qui permettra de sécuriser l'AEP", selon lui. La région de l'Est qui compte 23 barrages a ainsi connu le taux de remplissage le plus élevé du pays, qui est passé de 67,84% à 78,11%, soit une hausse de 10,27% [8].

Selon le ministère des Ressources en eau, la mise en œuvre du programme quinquennal 2010-2014 permettra de fournir de l'eau potable à tous les citoyens dont la consommation passera de 160 litres/jour actuellement par habitant à 175 litres/jour à l'horizon 2014 [8].

### **1.7.9.3. Bassin hydrographique Oranie - Chott Chergui**

La région hydrographique Oranie - Chott Chergui se situe au nord-ouest de l'Algérie et s'étale sur une superficie de 69 484 km<sup>2</sup>.

Elle regroupe onze (11) wilayas :

05 intégrées en totalité : Tlemcen, Sidi Bel Abbas, Oran, Naama et Ain Temochent

06 intégrés en partie : Tiaret, Mostaganem, Mascara, Laghouat, Saida et El Bayadh.

### **1.7.9.4. Bassin hydrographique Cheliff-Zahrez**

Le bassin englobe treize (13) Wilayas dont trois(3) en totalité : Chlef, Tissemsilt et Relizane

Dix wilayas (10) en partie : Médéa, Tiaret, Ain Defla, Mostaganem, Mascara, Tipaza, Djelfa, Laghouat, Saida et M'Sila [9].

Le bassin hydrographique Cheliff-Zahrez couvre deux zones bien distinctes :

- Au nord, le sillon du Cheliff encadré par les deux chaînes telliennes (Mont du Dahra au nord et Massif de l'Ouarsenis au sud).
- Au sud le bassin du Zahrez.

De nombreuses formations géologiques contiennent des eaux souterraines, les plus anciennes sont attribuées au jurassique et les récentes correspondent aux alluvions Quaternaire.

Dans la zone septentrionale, les deux chaînes telliennes présentent des ressources médiocres et non exploitables (Calcaires et grès). Elles sont généralement peu développées et encaissées dans de puissantes formations très peu perméables.

Le sillon du Cheliff est compartimenté en trois cuvettes (Haut, Moyen et Bas Cheliff) séparées par deux seuils, le seuil d'Ain Defla et le seuil d'Oum D'rou. Les conditions paléogéographiques étant très variables, les formations aquifères ont une extension limitée.

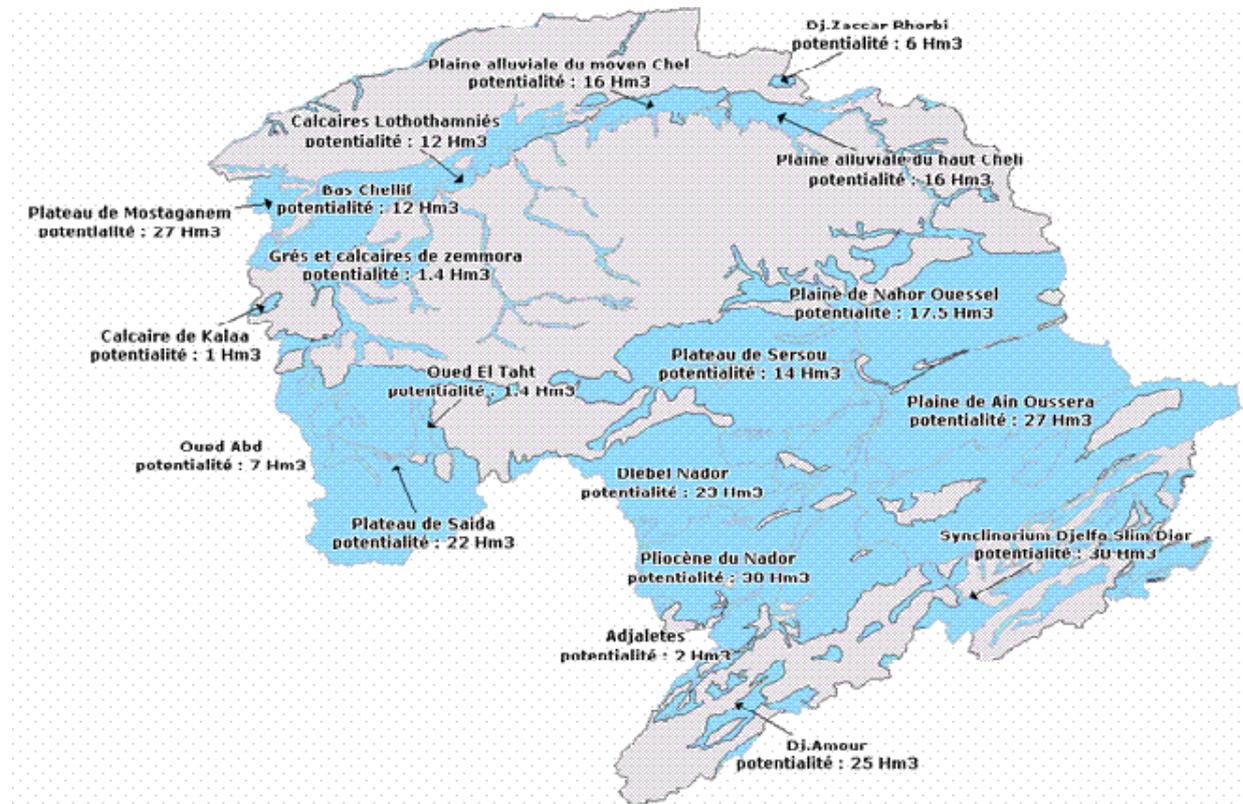


Fig. 1.13 : Bassin Cheliff Zahrez [9]

### 1.7.9.5. Le Bassin Hydrographique Sahara:

Il englobe dix-sept (17) wilayas [10]:

Neuf (9) en totalité : Adrar, Bechar, Biskra, El Oued, Ghardaïa, Illizi, Ouargla, Tamanrasset, Tindouf ; Huit (8) partiellement : Laghouat, Batna, Tébessa, Djelfa, El Bayadh, M'Sila, Khenchla, Naâma

Le Sahara se distingue par l'immensité d'un territoire aride et par des diversités naturelles complexes et vulnérables, dont l'eau constitue le facteur prépondérant au fragile équilibre des écosystèmes en péril. Mais heureusement, que ce vaste territoire recèle notamment, dans son sous-sol d'importantes ressources en eau, confinées entre autres dans deux grands aquifères, qui sont le Continental Intercalaire et le Complexe Terminal [10].

Dans la plus part des régions Sahariennes les ressources en eau sont mal gérées, surtout que dans une grande partie du territoire du Sahara, elles sont pratiquement très faiblement renouvelables.

Cette mauvaise gestion conjuguée à des situations géomorphologiques et pédoclimatiques particulières a engendré des problèmes graves et dommageables pour la préservation du cadre de vie, de l'environnement et du potentiel productif.

Le Bassin hydrographique *Sahara* se subdivise en (04) quatre sous unités [11]:

- Chott Melhrir : Le Chott El Melhrir est un des grands bassins versants de l'Algérie.

Il occupe une surface de 68750 km<sup>2</sup>, il se distingue par un important cours d'eau, qui est celui d'Oued Djedi. Ce cours d'eau temporaire a de nombreux affluents, qui drainent de grands espaces et dont les crues violentes sont parfois dévastatrices.

- Sahara Septentrional

Il se distingue principalement par des ressources en eau importantes caractérisées par deux importants aquifères, qui sont la nappe du Continental Intercalaire (CI) et celle du Complexe Terminal (CI).

- Hoggar –Tassili
- Saoura -Tindouf

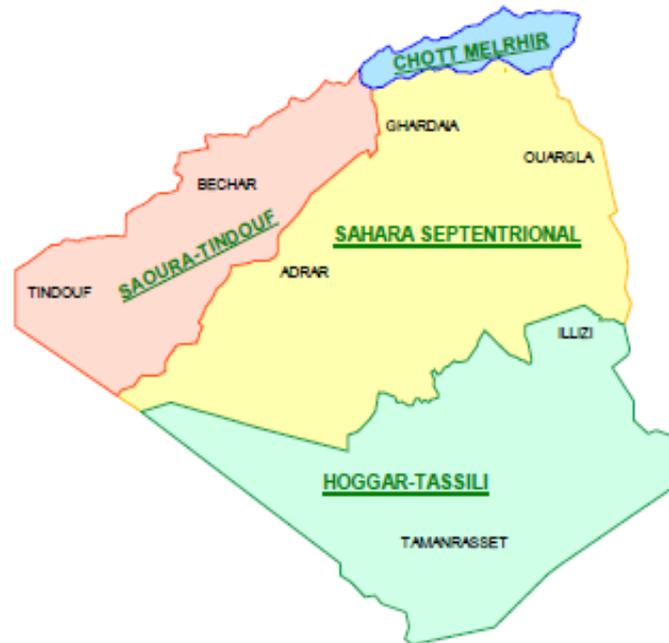


Fig. 1.14 : Subdivision du bassin hydrographique Sahara [11]

Sachant que ce bassin hydraulique est le plus important en ressources eaux souterraines susceptibles d’être pompées, une attention particulière lui est attribuée

#### 1.7.9.6. Ressources en eaux du Sahara

- *Les eaux superficielles*

Les eaux superficielles au Sahara sont localisées dans les piedmonts de l’Atlas saharien et dans les régions du Hoggar et du Tassili [10]. Les crues sont généralement rares et proviennent du grand Atlas marocain (Oued guir) et du versant sud des Aurès (Nememchas)

- *Les barrages :*

Les barrages sont d’une importance stratégique pour la région, car ils constituent des réserves d’eau, dont la maîtrise de la gestion constitue un enjeu capital pour assurer une distribution régulière et planifiée de la ressource.

Le Sahara se distingue par cinq (5) principaux réservoirs : Biskra (F. Gherza 47 hm<sup>3</sup>, F Gazelles 55hm<sup>3</sup>) Bechar (D. Torba- 350hm<sup>3</sup>) et Brézina : 122 hm<sup>3</sup> [10].

- **Les foggaras :**

La foggara est développée dans la région du Touat, Gourara et Tidikelt. Cette technique réalise à la fois le captage et l'adduction d'eau de la nappe aquifère au moyen d'un système de galeries drainantes. Le manque d'entretien a fait baisser le nombre de foggaras fonctionnelles de plus de 1300 à seulement [10].

- **Les eaux de sources :**

Les eaux de sources ne sont localisées qu'en bordure des piedmonts de l'Atlas Saharien. Parmi l'une des régions sahariennes, la plus favorisée par l'émergence de sources est celle des Zibans et ce, par sa nature géologique et sa position géomorphologique. En effet, la région de Biskra présente un nombre important de sources, dont leur débit avoisine les 120 l/s (Oumache et M'Lili). D'autres sources non moins importantes sont rencontrées en bordure du Tassili (Djanet) [10]

- **Ressources en eau souterraines**

Les ressources en eau souterraines au Sahara sont essentiellement constituées par :

- Les eaux renouvelables localisées dans les inféro-flux du versant sud des Aurès (région Nord de Biskra), du Hoggar- Tassili à l'Est et de la région de Bechar à Tindouf, à l'Ouest.
- Les eaux non renouvelables représentées par les deux grands réservoirs des deux bassins sédimentaires: le Complexe Terminal et le Continental Intercalaire.

Les tableaux suivants présentent les ressources en eau souterraines au Sahara.

Nappe	Profondeur (m)	Niveau Statique(m)	Débit (l/s)	RS (g/l)
Quaternaire	20	8	5	2
Cambro-ordovicien	100 - 600	65 art	25	2
Dévonien Inf.	200 - 700	10/150	20	2
Albien	400 - 900	200 art	60	2/3

Tableau 1.3: Données en eaux de la région du Hoggar – Tassili [12]

Nappe	Profondeur (m)	Niveau Statique (m)	Débit (l/s)	RS (g/l)
Quaternaire	20	6	5-12	2/6
Albien	400-1000	20 art	40 - 80	0,5-1

Tableau 1,4: Données en eaux de la région du M'Zab [12]

Nappe	Profondeur (m)	Niveau Statique(m)	Débit (l/s)	RS(g/l)
Phréatique	95	10	10	1/5
Complexe terminal	70 - 200	20 - 50	1 - 6	
Turonien	30 - 150	10 - 30	10 - 50	1/3
Carbonifère	50 - 300	10 - 30	2 - 5	1/2
Cambro-ordovicien	60 - 300	50	12	1/2

Tableau 1.5: Données en eaux de la région du Saoura – Tindouf [12]

## 1.8 Conclusion

Une importance de plus en plus accrue est accordée aux énergies renouvelables, aussi bien par les pays industrialisés que par les pays en voie de développement. En effet, la part des filières renouvelables est en augmentation dans la production mondiale d'électricité.

En Algérie, beaucoup reste à faire en matière de développement des énergies renouvelables, même si plusieurs programmes sont déjà lancés pour la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Aujourd'hui, la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national est encore très faible. Dans la production d'électricité, elle est quasiment nulle, contrairement à d'autres pays de la région. Cependant, l'Algérie dispose actuellement de tous les atouts nécessaires pour le développement des énergies renouvelables; le potentiel exploitable en énergies renouvelables, notamment le solaire est considérable et une politique énergétique adoptée favorisant une contribution plus conséquente des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national.

Pour ce qui concerne les ressources hydriques en Algérie ; l'eau de part sa rareté en Algérie, comme dans la plupart des pays du Sud de la Méditerranée, est considérée comme un facteur limitant le développement et source de tensions sociales. La rareté est appréhendée en termes de stress hydrique et d'irrégularité de la ressource. Face au défi d'assurer la couverture des besoins sans cesse croissants en eau, une politique active de mobilisation des ressources en eau a été mise en œuvre, ainsi que de nouveaux instruments de gestion.

# Chapitre 2

## Modélisation de l'Irradiation Solaire

### 2.1. Introduction

La prédiction du comportement des systèmes photovoltaïques sur un site donné, exige la prise en considération du caractère aléatoire de l'irradiation solaire. En effet, le fonctionnement des modules photovoltaïques dépend de l'intensité de l'irradiation solaire reçue et la température de jonction de la cellule photovoltaïque.

Le dimensionnement et l'installation des systèmes photovoltaïques sur sites et plus particulièrement les sites isolés, sont contraints au manque de données météorologiques nécessaire à cet effet. Ainsi, l'estimation de la ressource énergétique solaire, à l'aide d'exploitation statistique des grandeurs mesurées, s'avère indispensable pour déterminer des valeurs représentatives du site considéré.

### 2.2. Estimation de la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire

La disponibilité de l'irradiation globale horaire horizontale peut être un moyen pour dimensionner ou pour déterminer les performances d'un système photovoltaïque (PV). Cependant, pour la simulation mathématique du fonctionnement d'un système PV, les valeurs horaires des composantes diffuse et directe sont nécessaires. En effet, les composantes horaires diffuse et directe sont indispensables pour calculer l'irradiation globale horaire sur la surface inclinée d'un générateur photovoltaïque. Les modèles présentés ci-dessous utilisent la corrélation qui existe entre l'indice de clarté horaire de l'atmosphère,  $K_t$  et la fraction diffuse horaire,  $K_d$ . La fraction diffuse horaire,  $K_d$  est définie par la relation suivante [13]:

$$K_d = \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \quad (2.1)$$

Et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère,  $K_t$  comme suit:

$$K_t = \frac{G_h(0)}{G_{eh}(0)} \quad (2.2)$$

Avec

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

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

$G_{eh}(0)$  : Irradiation globale extraterrestre horaire [Wh/m<sup>2</sup>]

Nous présentons dans ce qui suit, les principales corrélations citées dans la littérature.

### 2.2.1. Modèle d'Orgill et Hollands

Basée sur 04 années de données mesurées dans la station canadienne située à Toronto, Orgill et Hollands, ont proposé une corrélation entre la fraction diffuse horaire,  $K_d$  et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère,  $K_t$ . Cette corrélation est donnée par l'expression analytique suivante [14]:

Pour  $0 \leq K_t \leq 0,35$

$$K_d = 1,0 - 0,249K_t \quad (2.3)$$

Pour  $0,35 < K_t \leq 0,75$

$$K_d = 1,577 - 1,84 K_t \quad (2.4)$$

Pour  $K_t > 0,75$

$$K_d = 0,177 \quad (2.5)$$

### 2.2.2. Modèle d'Erbs-Klein et Duffie

Erbs et autres (1982) ont suivi le procédé d'Orgill et d'Hollands pour développer un modèle de régression pour les sites des USA. Ils ont employé 65 mois de données pour quatre sites (Fort Hood, le Texas ; Maynard, le Massachusetts ; Raleigh, Caroline du Nord et Livermore, Californie) sur une gamme de latitude variant de 31 à 42°N. Leur corrélation est donnée pour trois intervalles de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère,  $K_t$  comme suit [15]:

Pour  $0 \leq K_t \leq 0,22$

$$K_d = 1,0 - 0,09 K_t \quad (2.6)$$

Pour  $0,22 < K_t \leq 0,80$

$$K_d = 0,951 - 0,1604K_t + 4,388 K_t^2 - 16,638 K_t^3 + 12,336 K_t^4 \quad (2.7)$$

Pour  $K_t > 0,80$

$$K_d = 0,165 \quad (2.8)$$

### 2.2.3. Modèle de Spencer

Spencer prend en compte la latitude du lieu  $\Phi$  comme principal paramètre. Ce modèle est illustré par la relation suivante [16]:

Pour  $0,35 < K_t \leq 0,75$

$$K_d = a - b K_t \quad (2.9)$$

Avec

$$a = 0,94 + 0,0118|\Phi| \quad (2.10)$$

$$b = 1,185 + 0,0135|\Phi| \quad (2.11)$$

### 2.2.4. Modèle de Reindl, Beckman et Duffie

La fraction diffuse horaire est corrélée en fonction de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère,  $K_t$  et la hauteur du soleil  $\alpha$ . L'expression analytique de la corrélation est comme suit [17]:

Pour  $0 \leq K_t \leq 0,3$ , contrainte :  $K_d \leq 1,0$

$$K_d = 1,02 - 0,254 K_t + 0,0123 \sin \alpha \quad (2.12)$$

Pour  $0,3 < K_t \leq 0,78$ , contrainte :  $K_d \leq 0,97$  et  $K_d \geq 0,1$

$$K_d = 1,4 - 1,749K_t + 0,177 \sin \alpha \quad (2.13)$$

Pour  $K_t > 0,78$ , contrainte :  $K_d \geq 0,1$

$$K_d = 0,486 K_t - 0,182 \sin \alpha \quad (2.14)$$

### 2.2.5. Modèle Ktcorr de Reindl, Beckman et Duffie

Une corrélation, identifiée comme Ktcorr, est proposée par D. T. Reindl et al. Elle dépend uniquement de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère,  $K_t$ . le modèle est illustré par la relation suivante [17]:

Pour  $0 \leq K_t \leq 0,3$ , contrainte :  $K_d \leq 1,0$

$$K_d = 1,02 - 0,248 K_t \quad (2.15)$$

Pour  $0,3 < K_t \leq 0,78$

$$K_d = 1,45 - 1,67 K_t \quad (2.16)$$

Pour  $K_t > 0,78$

$$K_d = 0,147 \quad (2.17)$$

### 2.2.6. Modèle de De Miguel

En utilisant des données mesurées dans des stations de plusieurs pays de la région nord de la méditerranée, De Miguel et al. [18], ont recommandé une corrélation polynomiale du second ordre, nommée CLIMED 2. La corrélation proposée est exprimée par la forme suivante :

Pour  $0 \leq K_t \leq 0,21$

$$K_d = 0,995 - 0,081 K_t \quad (2.18)$$

Pour  $0,21 < K_t \leq 0,76$

$$K_d = 0,724 + 2,73 K_t - 8,32 K_t^2 + 4,967 K_t^3 \quad (2.19)$$

Pour  $K_t > 0,78$

$$K_d = 0,180 \quad (2.20)$$

### 2.2.7. Modèle de Hawlader

En utilisant des données d'un site tropical à Singapour, Hawlader [19] a proposé une corrélation polynômiale du second ordre. Cette dernière est présentée sous la forme suivante :

Pour  $0 \leq K_t \leq 0,225$

$$K_d = 0,915 \quad (2.21)$$

Pour  $0,225 < K_t \leq 0,775$

$$K_d = 1,135 - 0,9422 K_t - 0,3878 K_t^2 \quad (2.22)$$

Pour  $K_t > 0,775$

$$K_d = 0,215 \quad (2.23)$$

### 2.2.8. Modèle de Ghardaïa

La disponibilité des données horaires de l'irradiation solaire pour le site de Ghardaïa, nous a permis de développer une corrélation propre à Ghardaïa (voir figure 2.1). L'expression mathématique de la corrélation est donnée ci-dessous :

Pour  $0 \leq K_t \leq 0,34$

$$K_d = 1,0273 - 1,6002 K_t + 0,38331 \sin \alpha \quad (2.24)$$

Pour  $0,34 < K_t \leq 0,86$ , contrainte :  $K_d \leq 0,97$  et  $K_d \geq 0,1$

$$K_d = 1,072 - 0,93745 K_t + 0,14357 \sin \alpha \quad (2.25)$$

Pour  $K_t > 0,86$ , contrainte :  $K_d \geq 0,1$

$$K_d = 0,47728 K_t - 0,57992 \sin \alpha \quad (2.26)$$

Où,

$\alpha$  : Hauteur du soleil

### 2.2.9. Modèle Ktcorr de Ghardaïa

Une deuxième corrélation, identifiée comme Ktcorr de Ghardaïa, est développée uniquement en fonction de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère,  $K_t$ . la corrélation proposée est donné par l'expression suivante:

Pour  $0 \leq K_t \leq 0,34$ , contrainte :  $K_d \leq 1,0$

$$K_d = 1,0838 - 1,2361 K_t \quad (2.27)$$

Pour  $0,34 < K_t \leq 0,86$

$$K_d = 1,003 - 0,97121 K_t \quad (2.28)$$

Pour  $K_t > 0,86$

$$K_d = 0,30424 \quad (2.29)$$

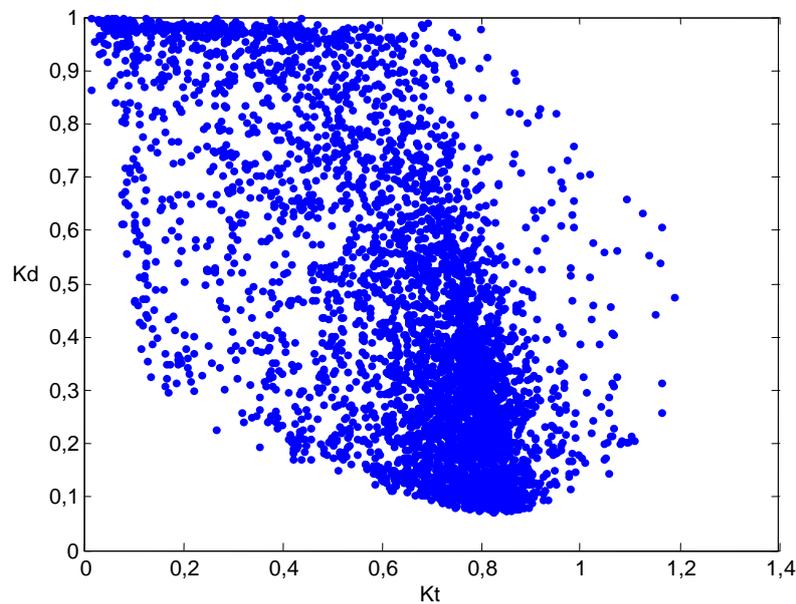


Fig. 2.1. : Fraction diffuse horaire en fonction de l'indice de clarté horaire

(Site de Ghardaïa)

### 2.3. Calcul d'erreurs

Les performances des modèles utilisés sont déterminées à l'aide de tests statistiques sur les valeurs de la fraction diffuse estimée de l'irradiation solaire. Les expressions mathématiques définissant les différents indicateurs statistiques choisis, sont données ci-dessous [20, 21] :

- La racine de l'erreur moyenne quadratique, RMSE (Root Mean Square Error), donnée par :

$$RMSE = \left[ \frac{\sum_{i=1}^n (c_i - m_i)^2}{n} \right]^{0,5} \quad (2.30)$$

- La tendance moyenne de l'erreur, MBE (Mean bias error), donnée par :

$$MBE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (c_i - m_i) \quad (2.31)$$

- L'erreur absolue moyenne, MAE (Mean absolute error), donnée par :

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |c_i - m_i| \quad (2.32)$$

- Le coefficient de corrélation,  $R^2$  (Correlation Coefficient), donnée par :

$$R^2 = \left( \frac{\sum_{i=1}^n (c_i - c_a)(m_i - m_a)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (c_i - c_a)^2 \sum_{i=1}^n (m_i - m_a)^2}} \right)^2 \quad (2.33)$$

- Le test statistique, t-stat (statistical test), donnée par :

$$t - stat = \sqrt{\frac{(n-1)MBE^2}{RMSE^2 - MBE^2}} \quad (2.34)$$

- La racine de l'erreur moyenne quadratique relative, RRMSE (Relative Root Mean Square Error), donnée par :

$$RRMSE = \left[ \frac{1}{m_i} \left[ \frac{\sum_{i=1}^n (c_i - m_i)^2}{n} \right]^{0,5} \right] \times 100 \quad (2.35)$$

- La tendance moyenne de l'erreur relative, RMBE (Relative Mean Bias Error), donnée par :

$$RMBE = \left[ \frac{1}{n} \frac{1}{\bar{m}_i} \sum_{i=1}^n (c_i - m_i) \right] \times 100 \quad (2.36)$$

- L'erreur absolue moyenne relative, RMAE (Relative Mean absolute error), donnée par :

$$RMAE = \frac{1}{n} \frac{1}{\bar{m}_i} \sum_{i=1}^n |c_i - m_i| \quad (2.37)$$

Avec :

$\bar{m}_i$  : Moyenne des valeurs mesurées

n : Nombre de valeurs

$c_i$  :  $i^{\text{ème}}$  valeur calculée

$m_i$  :  $i^{\text{ème}}$  valeur mesurée

Modèle	R <sup>2</sup>	MBE	RMBE (%)	RMSE	RRMSE (%)	t-stat
Orgill et Hollands	0,768	0,030	6,821	0,193	43,846	10,056
Erbs-Klein et Duffie	0,770	0,016	3,666	0,197	44,772	5,246
Spencer	0,540	0,03-8	8,919-	0,151	35,434	16,608
Reindl, Beckman et Duffie	0,771	0,058	13,254	0,188	42,770	20,813
Ktcrr de Reindl, Beckman et Duffie	0,778	0,011	2,5125	0,188	42,801	3,755
De Miguel	0,776	0,019	4,259	0,188	42,797	6,387
Hawladar	0,784	0,00-1	0,12-7	0,168	38,234	0,211
Kt de Ghardaïa avec $\sin\alpha$	<u>0,818</u>	<u>-2,0E-4</u>	<u>0,050-</u>	<u>0,152</u>	<u>34,667</u>	<u>0,092</u>
Ktcrr de Ghardaïa	0,799	0,0001	0,069	0,160	36,266	0,126

Tableau 2.1: Résultats des tests statistiques sur la fraction diffuse  $K_t$  pour le site de Ghardaïa.

Le tableau 2.1 présente le calcul d'erreurs obtenues en prévision de l'irradiation diffuse horaire sur le plan horizontal. Ce calcul d'erreur est effectué en utilisant les données mesurées durant l'année 2005 pour le site de Ghardaïa. La plupart des corrélations fournissent une surestimation des mesures sauf pour le cas des modèles Kt de Ghardaïa avec  $\sin\alpha$ , de Spencer et de Hawladar et al. qui sous-estiment la fraction diffuse. Cette surestimation est indiquée par les valeurs positives du MBE et du RMBE. En outre, les deux corrélations que nous avons développé, donnent les résultats les plus précis, ce qui conclut la nécessité d'avoir des modèles de l'irradiation solaire spécifiques à chaque région de l'Algérie.

## 2.4. Estimation de l'irradiation globale horaire sur une surface inclinée

Pour le calcul et les équations ci-dessous, il est supposé que l'irradiation solaire durant une heure coïncide numériquement avec l'éclairement solaire au milieu de cette heure.

L'irradiation globale incidente sur une surface inclinée se compose de trois composantes qui sont les suivantes:

- L'irradiation directe
- L'irradiation diffuse
- L'irradiation réfléchie par le sol

Ainsi, pour une inclinaison d'un angle  $\beta$ , l'irradiation globale  $G(\beta)$  est donnée par la somme de l'irradiation directe  $B(\beta)$ , l'irradiation diffuse  $D(\beta)$  et l'irradiation réfléchie  $R(\beta)$ .

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (2.38)$$

### 2.4.1. Irradiation directe

La composante directe  $B(\beta)$  peut être obtenue en utilisant l'angle d'incidence  $\theta$  et l'angle zénithal  $\theta_z$  comme suit:

$$B(\beta) = B_h(0) \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2.39)$$

### 2.4.2. Irradiation diffuse

Pour le calcul de la composante diffuse  $D(\beta)$  sur une surface inclinée, nous considérons seulement les modèles les plus utilisés selon l'hypothèse donnée au rayonnement provenant du soleil et de la voûte céleste.

Les modèles isotropes considèrent uniforme l'intensité de l'irradiation diffuse provenant de la voûte céleste, exemple le modèle de Lui et Jordan. Les modèles anisotropes considèrent non uniforme l'intensité de l'irradiation diffuse provenant de la voûte céleste, exemple le modèle de Temps et Coulson et le modèle de Klucher. Le modèle de Hay et Mc Kay, le modèle de Willmott et le modèle de Perez considèrent l'irradiation diffuse comme une somme de l'irradiation diffuse provenant de la voûte céleste, et le disque solaire.

### 2.4.2.1. Modèle de Liu Jordan

Le modèle considère uniforme (isotrope) l'intensité de l'irradiation diffuse provenant de la voûte céleste. L'irradiation diffuse sur le plan incliné est donnée par la relation suivante [13]:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{1+\cos \beta}{2} \quad (2.40)$$

### 2.4.2.2. Modèle de Badescu

Badescu [22, 23] a proposé le modèle isotrope suivant :

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{3+\cos 2 \beta}{4} \quad (2.41)$$

### 2.4.2.3. Modèle de Koronakis

Ainsi, Koronakis [23, 24] a modifié l'acceptation du ciel isotrope diffuse et a modifié l'expression de l'identification, b, pour lequel b = 90, fournit 66,7% du l'irradiation solaire diffuse de dôme total de ciel. La nouvelle expression pour l'irradiation diffuse du ciel est :

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{2+\cos \beta}{3} \quad (2.42)$$

### 2.4.2.4. Modèle de Temps et Coulson

Ce modèle est basé sur la condition de la clarté et considère non uniforme (anisotrope) l'intensité de l'irradiation diffuse provenant de la voûte céleste. L'irradiation diffuse sur le plan incliné est exprimée par la relation suivante [25]:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{1+\cos \beta}{2} \left(1 + \sin^3 \frac{\beta}{2}\right) (1 + \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z) \quad (2.43)$$

### 2.4.2.5. Modèle de Klucher

Klucher a modifié le modèle de Temps et Coulson en introduisant les conditions des ciels couverts. Le modèle de Klucher considère toujours non uniforme (anisotrope) l'intensité de l'irradiation diffuse provenant de la voûte céleste. L'irradiation diffuse sur le plan incliné est illustrée comme suit [26]:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{1+\cos\beta}{2} \left(1 + F \sin^3 \frac{\beta}{2}\right) (1 + \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z) \quad (2.44)$$

Avec:

$$F = 1 - \left[\frac{D_h(0)}{G_h(0)}\right]^2 \quad (2.45)$$

#### 2.4.2.6. Modèle de Hay et McKay

Le modèle proposé par Hay et McKay considère l'irradiation diffuse comme une somme de l'irradiation diffuse provient directement et uniforme (isotrope) du disque solaire et une autre composante diffuse uniforme (isotrope) provient du reste de la voûte céleste. Ces deux composantes sont pondérées par un indice isotrope,  $F_{Hay}$ , défini comme suit [27]:

$$F_{Hay} = \frac{G_h(0) - D_h(0)}{G_{oh}(0)} \quad (2.46)$$

Ainsi, l'irradiation diffuse sur un plan incliné peut être exprimé par la relation suivante:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[ F_{Hay} r_b + \frac{1+\cos\beta}{2} (1 - F_{Hay}) \right] \quad (2.47)$$

$$r_b = \max\left(0, \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z}\right) \quad (2.48)$$

$$G_{oh}(0) = G_0 \left(1 + 0,033 \cos \frac{360N}{365}\right) \cos\theta \quad (2.49)$$

Où :

$G_{oh}(0)$  : Irradiation extraterrestre horizontale au milieu de l'heure (Wh/m<sup>2</sup>).

$G_0$  : Constante solaire horaire (1367 Wh/m<sup>2</sup>)

$N$  : Numéro de jour de l'année.

#### 2.4.2.7. Modèle de Skartveit–Olseth

Skartveit et Olseth [28] ont précisé que pour les ciels couverts, une fraction importante de l'irradiation diffuse provient du zénith. Ils ont montré qu'environ 30% de l'irradiation diffuse des journées totalement couvertes, provient du zénith et que cette fraction diminue rapidement

jusqu'à atteindre une valeur négligeable et ce pour des indices de clarté supérieurs ou égaux à 0,5. Ainsi, les auteurs ont proposé un facteur de correction,  $Z$ , défini par :

$$\begin{cases} Z = 0 & \text{pour } F_{\text{Hay}} \geq 0,15 \\ Z = 0,3 - 2F_{\text{Hay}} & \text{Sinon} \end{cases} \quad (2.50)$$

$$D(\beta) = D_h(0) \left[ F_{\text{Hay}} r_b + Z \cos \beta + \frac{1 + \cos \beta}{2} (1 - F_{\text{Hay}} - Z) \right] \quad (2.51)$$

$$r_b = \max \left( 0, \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \right) \quad (2.52)$$

Avec :

$F_{\text{Hay}}$ , est le facteur de clarté de Hay.

#### 2.4.2.8. Modèle de Perez

Le modèle de Perez et al. [29], considère l'irradiation diffuse comme étant la somme d'une composante diffuse isotrope provient du disque solaire, une composante diffuse provient de l'horizon et une composante isotrope du reste de la voûte céleste. La relation de l'irradiation diffuse sur un plan incliné est donnée comme suit:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[ \frac{(1 + \cos \beta)(1 - F1)}{2} + F1 \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + F2 \sin \beta \right] \quad (2.53)$$

$$F1 = F_{11} + F_{12} \Delta + F_{13} \theta_z \quad (2.54)$$

Avec :

$$F2 = F_{21} + F_{22} \Delta + F_{23} \theta_z \quad (2.55)$$

$$\Delta = \frac{D_h(0) AM}{1367} \quad (2.56)$$

La clarté du ciel (sky clearness), notée  $\varepsilon$  représente le trouble de l'atmosphère et est définie selon l'équation suivante :

$$\varepsilon = \frac{D_h(0)+B}{D_h(0)} \quad (2.57)$$

$$B = \frac{B_h(0)}{\cos \theta_z} \quad (2.58)$$

$$r_b = \max\left(0, \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}\right) \quad (2.59)$$

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z + 0,50572(96,07995 - \theta_z)^{-1,6364}} \quad (2.60)$$

Avec :

$AM$ : la masse relative de l'air et  $r_{b0}$ , le facteur de l'irradiation directe modifiée. Il est donné par :

$$r_{b0} = \frac{\max(0, \cos \theta)}{\max(\cos 85^\circ, \sin \alpha)} \quad (2.61)$$

$F_1$  et  $F_2$ , les coefficients de Perez qui dépendent de l'angle zénithal.

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

Intervalle $\varepsilon$	$F_{11}$	$F_{12}$	$F_{13}$	$F_{21}$	$F_{22}$	$F_{23}$
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
10,080 - $\infty$	0,421	-0,661	0,097	0,119	-2,125	0,446

Tableau 2.2 : Coefficients du modèle de Perez

### 2.4.2.9. Modèle HDKR

En se basant sur les travaux de Hay et Davies (1980) et Klucher (1979), Reindl et al. ont proposé un modèle connu sous le nom de HDKR (Hay, Davies, Klucher, Reindl). Ce modèle est donné par la relation suivante [30, 31]:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[ F_{Hay} r_b + (1 - F_{Hay}) \frac{1 + \cos \beta}{2} \left[ 1 + f \sin^3 \frac{\beta}{2} \right] \right] \quad (2.62)$$

Où,  $f$  est le facteur de modulation, défini par :

$$f = \sqrt{\frac{G_h(0) - D_h(0)}{G_h(0)}} \quad (2.63)$$

### 2.4.2.10. Modèle de Willmott

Willmott considère isotrope la fraction 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 [32]:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[ (1 - F(0)) \frac{\cos \theta(0)}{\sin \alpha(0)} + F(0) \frac{1 + \cos \beta}{2} \right] \quad (2.64)$$

$$F(0) = \left[ 1 - \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \right] \frac{G_h(0)}{G_{oh}(0)} \quad (2.65)$$

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

### 2.4.3. L'irradiation réfléchie

L'irradiation réfléchie sur une surface est donnée par la relation suivante:

$$R(\beta) = \rho \frac{G_h(0)(1 - \cos \beta)}{2} \quad (2.66)$$

Avec

$\rho$  : Albédo du lieu

Modèle	R <sup>2</sup>	MBE	RMBE (%)	RMSE	RRMSE (%)	t-stat
Lui et Jordan	0,956	- 27,401	- 15,485	41,328	23,355	56,560
Badescu	0,956	- 38,036	- 21,495	50,300	28,426	73,796
Koronakis	0,956	- 23,205	- 13,114	38,336	21,665	48,560
Temps et Coulson	<u>0,967</u>	<u>1,810</u>	<u>1,023</u>	<u>27,181</u>	<u>15,361</u>	<u>4,261</u>
Hay et Mc Kay	0,962	- 15,302	- 8,648	32,501	18,367	34,081
Klucher	0,975	- 5,961	- 3,369	23,578	13,324	16,686
Skartveit–Olseth	0,953	- 44,790	- 25,312	59,824	33,808	72,122
Reindl (HDKR)	0,963	- 13,962	- 7,890	31,681	17,904	31,351
Perez	<b>0,980</b>	<b>- 6,063</b>	<b>- 3,426</b>	<b>21,740</b>	<b>12,286</b>	<b>18,545</b>
Willmott	0,962	- 20,313	- 11,479	36,048	20,372	43,558

Tableau 2.3: Résultats des tests statistiques pour le site de Ghardaïa (Algérie)

Le tableau 2.3, présente le calcul d'erreurs obtenues en prévision de l'irradiation diffuse horaire sur le plan incliné. Ce calcul d'erreur est effectué en utilisant les données mesurées durant l'année 2005 pour le site de Ghardaïa. La majorité des corrélations fournissent une sous-estimation des mesures sauf pour le cas du modèle de Temps et Coulson qui surestime la fraction diffuse. Cette sous-estimation est caractérisée par les valeurs négatives du MBE et du RMBE. Par ailleurs, les deux corrélations que nous avons développé, donnent les résultats les plus précis, ce qui conclut la nécessité d'avoir des modèles de l'irradiation solaire spécifiques à chaque région de l'Algérie.

## 2.5. Conclusion

L'analyse des résultats relatifs à l'utilisation des différents modèles choisis, permettant d'estimer l'irradiation solaire, nous à permis de recommander les modèles qui ont donné les meilleurs résultats, ainsi:

- Pour l'estimation de la composante diffuse de l'irradiation globale horizontale horaire, le modèle Ghardaïa avec  $\sin\alpha$  et le modèle Ktcorr de Ghardaïa sont les plus performants et ils sont recommandés surtout pour le site de Ghardaïa également le modèles de Hawlader a donné des résultats satisfaisants.
- Le modèle de Perez est proposé pour estimer l'irradiation diffuse horaire sur un plan incliné.

# Chapitre 3

## Modélisation du Système de Pompage Photovoltaïque

### 3.1. Introduction

La modélisation est une étape nécessaire qui doit précéder toute phase de dimensionnement, d'optimisation ou de simulation du système. Le système proposé dans cette étude est un système de pompage photovoltaïque, Il est composé particulièrement d'un générateur photovoltaïque (PV), d'un convertisseur et d'un ensemble moteur-pompe.

Dans ce qui suit, nous présentons les modèles mathématiques de chacun de ces différents éléments composants ce système, mais avant cette modélisation nous allons donner un aperçu sur les travaux de recherches effectués sur les systèmes (PV) et particulièrement ceux sur le pompage.

### 3.2. Etat de l'art sur les systèmes de pompage photovoltaïque

Dans les systèmes de pompage PV, le débit de l'eau pompée est considéré comme le paramètre le plus important dans l'évaluation des performances de tels systèmes. Ce dernier dépend de plusieurs facteurs influençant principalement les performances de ces systèmes [33]. Parmi ces facteurs, on trouve les paramètres météorologiques (Irradiation solaire et température ambiante du site considéré), les spécifications du générateur GPV (la caractéristique I-V, la surface, le rendement de conversion, l'inclinaison et la technologie) et les caractéristiques du groupe moteur-pompe (la caractéristique I-V de sortie du groupe moteur-pompe ainsi que la hauteur manométrique) [34]. Le point de fonctionnement du système de pompage dépend des caractéristiques courant-tension (I-V) du groupe moteur-pompe et du générateur PV. Les caractéristiques I-V du générateur PV varient non linéairement avec l'irradiation solaire, la température ambiante, et le courant soutiré par le moteur électrique.

*King* el al. [35], montrent que l'irradiation solaire incidente sur le plan du générateur PV est optimisée par l'inclinaison du module par rapport au sol. *Duffie* et *Beckmann* [36] ont

montré que les modules poursuivant le mouvement du soleil augmentent la quantité de l'irradiation solaire disponible. Les systèmes de poursuite bidimensionnels permettent aux modules PV d'être orientés vers le soleil, maintenant un angle d'incidence de  $0^\circ$  durant toutes les heures du jour et toutes saisons. Si la poursuite n'est pas disponible, un compromis sur le choix de l'angle d'inclinaison sur toute l'année, doit être fait.

*King* et al. [35], ont montré également que, la température de fonctionnement des cellules, la température ambiante, aussi bien que la vitesse du vent et sa direction, jouent un rôle important dans la performance du module. Par ailleurs, *Meneses Rodriguez* et al. [37] rapportent qu'au fur et à mesure que la température augmente, la tension diminue tandis que le courant augmente typiquement à un taux défini par le coefficient de la température du module. La tension cependant, est affectée considérablement, il y a ainsi une diminution globale sur la puissance de sortie et sur le rendement réel des modules [35]. *King* et al. [35] ont montré que pour différentes technologies de modules comprenant entre autres le silicium monocristallin et poly cristallin, ont une forte dépendance de la température. Cependant, la dépendance de la température et de la puissance de sortie est très faible pour les modules a-Si (silicium amorphe) [38].

*Abdolzadeh* et al. [39] ont met en exergue l'influence de la température de cellules PV ainsi que la pulvérisation de l'eau sur la surface des modules PV (amélioration des caractéristiques optiques du générateur PV), sur les performances des systèmes de pompage PV.

*Argaw* [40, 41]; *Hadj Arab* et al. [42] ont montré qu'une adaptation appropriée de la charge (groupe moteur-pompe) à la sortie du générateur PV est une difficulté majeure pour une meilleure performance du système et ce à cause de la non linéarité des modèles mathématiques décrivant le fonctionnement du générateur PV.

Par ailleurs, diverses études ont été établies sur le choix du groupe moteur-pompe utilisé dans de telles applications. Concernant le choix du type de pompes : les pompes volumétriques offre un faible volume pour des profondeurs élevées, tandis que les pompes centrifuges sont meilleures pour de grands volumes à des profondeurs modérées (10 à 100 mètres). Les pompes flottantes et à aspiration offrent une gamme de volumes seulement aux basses hauteurs de pompage. *Michael* et *Khepar* [43] ont montré que les pompes submersibles sont les plus efficaces dans un système PV de pompage, car elles éliminent la canalisation d'aspiration.

Concernant le choix du type de moteurs électrique utilisé pour l'entraînement de la pompe, *Singer* et *Appelbaum* [44]; *Akbaba* et al. [45]; *Mummadi* [46] ont montré que les

moteurs DC à excitation séparée et à un aimant permanent sont plus appropriés aux systèmes PV de pompage de l'eau. De plus, *Pulfrey* et al. [47]; *Hsiao* et *Blevins* [48] ont montré que les moteurs DC à aimant permanent peuvent se relier directement au générateur PV et sont fiables, efficaces et fonctionnent à tension variable. *Roger* [49] a montré qu'un moteur DC entraînant une pompe centrifuge représente une charge bien adaptée pour un générateur PV, parce que ce système utilise la majeure partie de l'alimentation DC développée par le générateur.

Pour surmonter le problème d'entretien dont souffrent, les moteurs DC [50, 51], *Barlow* et al. [50] ; *Langridge* et al. [52] ; *Singh* et al. [53] ont présenté le moteur DC sans balais ; sauf que ce type de moteurs n'est adapté qu'aux applications de faible puissance [54].

Une étude établie par *Yao* et al. [55], a montré que les systèmes AC de pompage utilisant des moteurs à induction pour l'entraînement, offrent une option fiable. ; *Yao* et al. [55] ; *Zaki* et *Eskander* [51] ; *Singh* et al. [56]; *Eskander* et *Zaki* [57] et *Benlarbi* et al. [58] ont montré que par rapport aux moteurs DC, les moteurs à induction sont plus robustes, fiables et à faible entretien.

En vue d'améliorer le rendement du système de pompage utilisant un moteur à induction, *Daud* et *Mahmoud* [59], ont développé un modèle mathématique permettant de simuler le fonctionnement global du système. Du fait du coût élevé de l'énergie produite par le générateur PV, une petite amélioration dans le rendement total du système aura des conséquences considérables sur le coût du système [60].

Une autre manière permettant d'améliorer le rendement du système, consiste à maximiser l'énergie produite par le GPV et ce en utilisant la stratégie de commande MPPT (recherche du point de puissance maximale). Ainsi, *Altas* et *Sharaf* [61] ont appliqué la commande de la logique floue avec succès, pour rechercher le point de puissance maximale dans les systèmes de conversion d'énergie PV, et pour transférer le maximum de puissance disponible à partir d'un GPV à un moteur à induction triphasé alimenté par l'intermédiaire d'un onduleur PWM. Les réseaux de neurones ont été utilisés également pour rechercher la puissance maximale du GPV [62]. *Betka* [63] et *Akihiro Oi* [64] ont présenté une étude permettant de montrer l'effet de la MPPT sur l'amélioration du rendement global du système de pompage photovoltaïque, en utilisant divers algorithmes de MPPT et les méthodes de contrôle.

*Benlarbi* [65] a montré l'efficacité des techniques d'intelligence artificielle comparativement aux méthodes classiques, en optimisant un système de pompage de l'eau entraîné par des moteurs à courant alternatif AC et continu DC.

Yao et al. [55], Hadi et al. [66], ont proposé un onduleur à suiveur du point de puissance maximale (MPPT) et un contrôleur de fréquence variable pour améliorer le glissement et le rendement du moteur dans les faibles niveaux d'irradiation. Ils ont constaté, qu'à une valeur optimale constante, le rendement du moteur peut être assuré par l'ajustement approprié de la fréquence de l'onduleur. *Salas* et al. [67], après examen des différents algorithmes pour la recherche du point de puissance maximale, ont montré que la performance du système compte sur les conditions de fonctionnement. Alors, la puissance maximale extraite à partir du générateur PV dépend fortement de trois facteurs : l'irradiation, le profil de charge et la température des cellules (température ambiante).

Plusieurs auteurs ont décrit les modèles mathématiques de l'onduleur, du moteur et de la pompe. Nous pouvons citer *Langridge* et al. [52]; *Singh* et al. [56] *Jafar* [68] et *Badescu* [69]. Comme conditions préalables pour l'étude, ils ont supposé un seuil d'irradiation critique constant, une capacité de stockage infinie et un polynôme de deuxième degré de débit avec l'irradiation. *Kiatsiriroat* et al. [70] ont défini l'irradiation critique de seuil comme valeur à laquelle la pompe commence à débiter de l'eau. *Jafar* [68] a présenté une méthode pour modéliser le rendement d'un système PV de pompage de l'eau à une échelle réduite.

*Ghoneim* [71] a présenté les résultats de l'optimisation des performances d'un système photovoltaïque de pompage de l'eau dans le climat du Koweït. Le système photovoltaïque de pompage de l'eau à couplage direct étudié comprend le générateur PV, un moteur DC, une pompe centrifuge, un réservoir de stockage qui atteint un objectif semblable au stockage des batteries et un suiveur du point de puissance maximale afin d'améliorer l'efficacité du système. Le programme de simulation développé afin de déterminer les performances du système proposé. Il se compose d'un modèle du générateur PV avec un suiveur du point de puissance maximale et des modèles pour le moteur DC et la pompe centrifuge.

*Hamidat* et *Benyoucef* [72], ont proposé un modèle mathématique permettant de décrire le comportement du groupe moteur-pompe. Ce modèle lie directement la puissance électrique de fonctionnement au débit de l'eau pompée en fonction de la hauteur totale. Ce modèle est basé essentiellement sur l'expérimentation des pompes dans le banc d'essais de pompage PV du CDER. Deux systèmes de pompage ont été examinés : le premier utilise une pompe centrifuge et le second utilise une pompe à déplacement positif. Les performances sont calculées en utilisant les données météorologiques mesurées de différents sites dans le Sahara.

Un certain nombre de programmes de simulation peuvent être trouvés dans la littérature pour simuler les différents composants de système de pompage PV. Cependant, la plupart des modèles sont basés sur les caractéristiques de chaque composant fournies par les fabricants et

en même temps, ils utilisent les rendements moyens des composants, c'est à dire ces modèles ignorent les variations imposées au système par des variations de la source solaire. En outre, les méthodes disponibles d'analyse sont basées sur une pompe et un moteur spécifiques pour un emplacement spécifique.

*Benlarbi* et al. [58], ont présenté une optimisation par la logique floue du rendement global d'un système de pompage d'eau photovoltaïque entraîné par un moteur DC à excitation séparée, un moteur synchrone à aimant permanent, ou un moteur à induction, couplés à une pompe centrifuge. *Hadj Arab* et al. [73], ont développé un programme de calcul avec un pas de temps horaire, qui prédit les performances des différents systèmes. Le développement d'un modèle du groupe moteur-pompe permettant d'obtenir le point de fonctionnement du système et le débit pompé. Le modèle est basé sur les résultats expérimentaux de plusieurs pompes PV, qui ont été complètement caractérisées dans le banc d'essai de pompage du CDER dans le but d'obtenir les paramètres du modèle proposé. Le modèle est établi pour des pompes centrifuges et à déplacement positifs avec moteurs DC.

Par ailleurs, peu de travaux sur l'optimisation du dimensionnement des systèmes de pompage PV ont été trouvés dans la littérature scientifique à savoir : *Odeh* et al. [74] qui ont développé et validé un modèle transitoire de simulation, utilisant TRNSYS pour les systèmes photovoltaïques (PV) de pompage d'eau à courant alternatif AC. Les travaux de simulation étaient portés entre autres sur la détermination de la taille optimale du générateur PV en considérant les analyses du coût sur la durée de vie.

*Hadj Arab* et al. [42] ont appliqué une méthode de la Probabilité de Perte de Charge (LLP) pour estimer la configuration optimale du générateur PV; la LLP a été définie comme étant le rapport du nombre d'heures du déficit de l'eau sur le nombre d'heures de consommation (les couples considérés sont le courant et la tension du générateur PV et le courant nominal et la tension nominale du groupe moteur-pompe).

*Hamidat* [32] a développé un programme de simulation permettant de dimensionner les systèmes photovoltaïques de pompage d'eau en utilisant les modèles des sous-systèmes de pompage et la technique de la probabilité de perte de charge (LLP) pour trouver la meilleure combinaison du générateur photovoltaïque et du réservoir de stockage d'eau en se basant sur l'irradiation moyenne journalière.

*Benghanem* et *Hadj Arab* [75] ont présenté une méthodologie appliquée aux systèmes de pompage de l'eau opérant dans différentes régions d'Algérie. Diverses configurations de dimensionnement ont été simulées et les courbes d'autosatisfactions ont été déterminées.

### 3.3. Modèle du module photovoltaïque

Un module photovoltaïque converti directement l'éclairement solaire en électricité, son courant et sa tension de sortie dépendent essentiellement de l'éclairement et de la température.

A cet effet, la prédiction des performances d'une cellule/module/générateur PV nécessite l'élaboration d'un modèle mathématique permettant l'étude de son fonctionnement pour les différentes conditions météorologiques (éclairement, température, etc.). De nombreux travaux portent sur le développement des modèles mathématiques pour la simulation de la caractéristique courant-tension (I-V) de la cellule/module/générateur PV, d'autres sont orientés vers la modélisation des performances des modules PV en terme de puissance électrique produite.

Généralement, pour les systèmes PV, un système de poursuite du point de puissance maximale est utilisé et les modules PV fonctionnent souvent à leur puissance maximale. Cela a privilégié dans cette étude de modélisation du générateur PV, la puissance maximale par rapport à d'autres paramètres.

Cette section présente les principaux modèles de simulation de la caractéristique I-V des modules PV ainsi que les modèles d'estimation de la puissance maximale des modules PV.

Les modèles utilisés pour simuler le fonctionnement des modules photovoltaïques tiennent en considération, la variabilité de l'éclairement et de la température du module.

#### 3.3.1. Modèles de simulation de la caractéristique I-V

Afin de déterminer le comportement électrique d'un module photovoltaïque, le modèle électrique à une diode est appliqué, il est présenté dans la figure suivante :

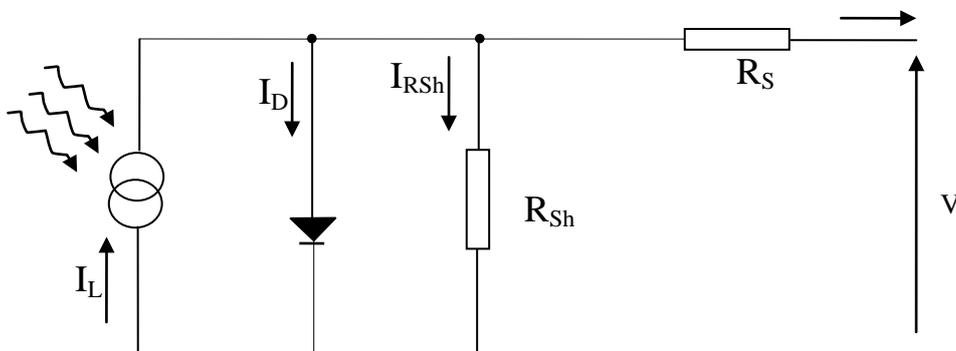


Fig. 3.1. : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

La relation entre le courant  $I$  et la tension  $V$  du module photovoltaïque est donnée par l'équation suivante [76]:

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

Où :

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

Avec  $I_L$  photogénérateur,  $I_0$  courant de saturation,  $q$  charge de l'électron,  $k$  constante de Boltzmann,  $m$  facteur d'idéalité relatif au module,  $T_j$  température de jonction,  $R_s$  résistance série et  $R_{sh}$  résistance shunt.

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles mathématiques décrivant le fonctionnement et le comportement du générateur photovoltaïque. Ces modèles se différencient par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la caractéristique courant-tension.

Dans ce qui suit, nous aborderons l'étude et l'analyse de quelques modèles couramment utilisés.

### 3.3.1.1. Modèle à cinq paramètres

Dans ce modèle l'effet du courant de recombinaison est négligeable. Pour un éclairement et une température donnés, les cinq paramètres  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$  et  $m$  peuvent être déterminés à partir de  $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$ ,  $I_m$  et la tension au point de maximum de puissance ( $V_m$ ) et les pentes au voisinage de  $V_{OC}$  et  $I_{SC}$  [77-80].

Les équations obtenues sont :

$$R_{s0} = - \left( \frac{dV}{dI} \right)_{(V=V_{OC})} \quad (3.3)$$

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

$$m = \frac{V_m + I_m R_{s0} - V_{OC}}{V_t \left[ \ln \left( \frac{I_{SC} - I_m - \frac{V_m}{R_{sh}}}{I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{sh}}} \right) + \left( \frac{I_m}{I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{sh}}} \right) \right]} \quad (3.5)$$

$$I_0 = \left( I_{SC} - \frac{V_{OV}}{R_{sh}} \right) \cdot \exp\left(\frac{V_{OC}}{mV_t}\right) \quad (3.6)$$

$$R_S = R_{S0} - \frac{mV_t}{I_0} \exp\left(-\frac{V_{OC}}{mV_t}\right) \quad (3.7)$$

$$I_L = I_{SC} \left( 1 + \frac{R_S}{R_{sh}} \right) + I_0 \left( \exp\left(\frac{I_{SC}R_S}{mV_t}\right) - 1 \right) \quad (3.8)$$

### 3.3.1.2. Modèle à quatre paramètres

Le modèle à quatre paramètres découle de celui à cinq paramètres en prenant  $R_{sh}$  très grand (tend vers l'infini), les paramètres du modèle sont donc :  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $R_S$  et  $m$  [81]

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V+IR_S}{mV_t}\right) - 1 \right] \quad (3.9)$$

$$I_L = I_{SC} \quad (3.10)$$

On pose  $A = \frac{1}{mV_t}$

$$A = \frac{\left[ \frac{I_{SC}}{I_{SC}-I_{MP}} + \log\left(1 - \frac{I_{MP}}{I_{SC}}\right) \right]}{2V_{MP} - V_{OC}} \quad (3.11)$$

$$R_S = \frac{\frac{1}{A} \log\left(1 - \frac{I_{MP}}{I_{SC}}\right) + V_{OC} - V_{MP}}{I_{MP}} \quad (3.12)$$

$$I_0 = I_{SC} \exp(-AV_{OC}) \quad (3.13)$$

$$m = \frac{1}{AV_t} \quad (3.14)$$

### 3.3.1.3. Modèle à deux paramètres

Les deux paramètres de ce modèle sont, le courant maximal ( $I_m$ ) et la résistance série ( $R_S$ ). Ils sont déterminés à partir du courant de court-circuit ( $I_{SC}$ ), de la tension à circuit ouvert ( $V_{OC}$ ) et de la puissance maximale ( $P_m$ ) [82, 83]:

$$I_m \left[ 1 + \frac{1}{20,7} \left( \frac{I_m}{I_{SC} - I_m} - \ln \frac{I_{SC} - I_m}{I_{SC}} \right) \right] - \frac{2P_m}{V_{OC}} = 0 \quad (3.15)$$

$$\frac{P_m}{I_m^2} = \frac{1}{20,7} \left( \frac{1}{I_{SC} - I_m} \right) + R_S \quad (3.16)$$

Pour tracer la caractéristique I-V, on remplace  $R_S$  par sa valeur dans l'équation suivante :

$$I = I_{SC} \left[ 1 - 10^{-9} \exp \frac{20,7}{V_{OC}} (V + R_S I) \right] \quad (3.17)$$

La résolution de cette équation implicite est obtenue par la méthode de Newton-Raphson

### 3.3.1.4. Modèle à deux exponentielles

L'expression analytique de ce modèle est déduite du schéma électrique du modèle à 2 diodes [84, 85] :

$$I = I_L - I_{01} \left[ \exp \left( \frac{V + IR_S}{m_1 V_t} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[ \exp \left( \frac{V + IR_S}{m_2 V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{Sh}} \quad (3.18)$$

La détermination des cinq paramètres du modèle à savoir :  $I_L$ ,  $m$ ,  $I_{01}$ ,  $I_{02}$ ,  $R_S$ ,  $R_{Sh}$  avec les approximations suivantes :  $m_1 = m$ ,  $m_2 = 2m$ ,  $m = 1$  et  $I_L = I_{SC}$

Les deux courants de saturation sont déterminés par les équations (3.19) et (3.20) :

$$I_{01} = \frac{1}{2} \frac{I_L}{\left( \exp \left( \frac{V_{OC}}{V_t} \right) - 1 \right)} \quad (3.19)$$

$$I_{02} = \frac{1}{2} \frac{I_L}{\left( \exp \left( \frac{V_{OC}}{2V_t} \right) - 1 \right)} \quad (3.20)$$

$$R_S = - \left[ \frac{dV}{dI} \Big|_{(V=V_{OC})} + \frac{1}{\left( X_{1v} + X_{2v} + \frac{1}{R_{Sh}} \right)} \right] \quad (3.21)$$

Tel que

$$X_{1v} = \frac{I_{01}}{V_t} \exp \left( \frac{V_{OC}}{V_t} \right) \quad (3.22)$$

$$X_{2v} = \frac{I_{02}}{2V_t} \exp\left(\frac{V_{OC}}{2V_t}\right) \quad (3.23)$$

En négligeant  $\frac{1}{R_{Sh}}$  devant  $(X_{1v}+X_{2v})$  on obtient la relation suivante :

$$R_S = - \left[ \frac{dV}{dI} \Big|_{(V=V_{OC})} + \frac{1}{(X_{1v}+X_{2v})} \right] \quad (3.24)$$

$R_{Sh}$  est obtenue à partir de (3.18) pour  $I = I_{SC}$  :

$$R_{Sh} = - \frac{1}{\left[ \frac{1}{\left( \frac{dV}{dI} \Big|_{(I=I_{SC})} + R_S \right)} + X_{1i} + X_{2i} \right]} \quad (3.25)$$

Avec :

$$X_{1i} = \frac{I_{01}}{V_t} \exp\left(\frac{I_{SC}R_S}{V_t}\right) \quad (3.26)$$

$$X_{2i} = \frac{I_{02}}{2V_t} \exp\left(\frac{I_{SC}R_S}{2V_t}\right) \quad (3.27)$$

### 3.3.1.5. Modèle explicite

Ce modèle nécessite la disponibilité des données de 4 paramètres à savoir le courant de court-circuit ( $I_{SC}$ ), la tension à circuit ouvert ( $V_{OC}$ ), le courant maximal ( $I_m$ ) et la tension maximale ( $V_m$ ). [86-89]. La relation entre le courant  $I$  et la tension  $V$  est donnée par :

$$I = I_{SC} \left[ 1 - C_1 \left( \exp\left(\frac{V}{C_2 V_{OC}}\right) - 1 \right) \right] \quad (3.28)$$

Avec :

$$C_1 = \left( 1 - \frac{I_m}{I_{SC}} \right) \exp\left(\frac{-V_m}{C_2 V_{OC}}\right) \quad (3.29)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_m}{V_{OC}} - 1}{\log\left(1 - \frac{I_m}{I_{SC}}\right)} \quad (3.30)$$

### 3.3.2. Correction pour d'autres conditions de température et d'éclairement

Pour la translation de la caractéristique I-V donnée à certaines conditions déterminées d'éclairement et de température à d'autres conditions distinctes désirées, on a utilisé la méthode dite Méthode simplifiée

Cette méthode est basée sur la translation de la courbe I-V à partir des corrections en  $I_{SC}$  et  $V_{OC}$  [42, 90]

$$I_{SC2}(G_2, T_2) = I_{SC1}(G_1, T_1) \frac{G_2}{G_1} + \alpha_T(T_2 - T_1) \quad (3.31)$$

$$V_{OC2}(G_2, T_2) = V_{OC1}(G_1, T_1) + m V_t \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right) + \beta_T(T_2 - T_1) \quad (3.32)$$

Les équations de translation sont :

$$I_2 = I_1 + \Delta I_{SC} \quad (3.33)$$

$$V_2 = V_1 + \Delta V_{OC} \quad (3.34)$$

$$\Delta I_{SC} = I_{SC2} - I_{SC1} \quad (3.35)$$

$$\Delta V_{OC} = V_{OC2} - V_{OC1} \quad (3.36)$$

$I_1, V_1$  : Coordonnées d'un point de la courbe de référence (A), (V)

$I_2, V_2$  : Coordonnées d'un point de la courbe tradatée (A), (V)

$I_{SC1}(G_1, T_1)$  : Courant de court-circuit de la courbe de référence (A)

$I_{SC2}(G_2, T_2)$  : Courant de court-circuit de la courbe aux conditions désirées (A)

$V_{OC1}(G_1, T_1)$  : Tension de circuit ouvert de la courbe de référence (V)

$V_{OC2}(G_2, T_2)$  : Tension de circuit ouvert de la courbe aux conditions désirées (V)

$G_1$  : Eclairement dans les conditions de référence (W/m<sup>2</sup>)

$G_2$  : Eclairement dans les conditions désirées (W/m<sup>2</sup>)

$T_1$  : Température dans les conditions de référence (°C)

$T_2$  : Température dans les conditions désirées (°C)

$m$  : Facteur d'idéalité

$\alpha_T$  : Coefficients de température du courant (A/°C)

$\beta_T$  : Coefficients de température de la tension (V/°C)

### 3.3.3. Modèle de Température de la cellule

L'expression de la température de la cellule peut être donnée dans sa forme la plus simple comme suit [91, 92] :

$$T_c = T_a + \frac{NOCT-20}{800} \quad (3.37)$$

Avec :

$T_a$  : Température ambiante

NOCT : Température nominale de fonctionnement de la cellule/module (Nominal Operating Cell Temperature)

Cette expression est la plus souvent utilisée pour déduire la température de la cellule PV.

En introduisant l'expression de la température de la cellule décrite dans cette section dans les différentes expressions des modèles présentés précédemment, il est possible de déterminer la puissance maximale produite par le module/générateur PV dans les différentes conditions météorologiques (ensoleillement et température ambiante).

Si le NOCT n'est pas connu, 48 °C est recommandé comme une valeur raisonnable qui décrit bien la plupart des modules PV couramment utilisés.

### 3.3.4. Modèles de la puissance maximale

Généralement, dans les systèmes PV, un système de poursuite du point de puissance est utilisé et par conséquent les modules PV fonctionnent souvent à leur puissance maximale. Cela explique que la puissance maximale du module/générateur PV devient un point important dans la modélisation du module/générateur PV et son estimation représente, dans notre étude, la partie principale de la modélisation de ce composant du système.

Lorsqu'on se réfère à la performance d'une cellule /module ou générateur photovoltaïque, le paramètre le plus important est, bien sûr, la puissance maximale  $P_{max}$  qui est fonction de l'éclairement total incident sur le plan du module, sa surface et la température du module.

$P_{max}$  peut être écrite par la relation suivante [91]:

$$P_{max} = \eta AG \quad (3.38)$$

Où :

$\eta$  : Rendement du module

A : Surface du module (m<sup>2</sup>)

$G$  : Eclairement incident sur le plan du module ( $W/m^2$ )

Avec [93]:

$$\eta = \eta_r [1 - \beta(T_c - T_r)] \quad (3.39)$$

Où

$\eta_r$  : Rendement de référence

$\beta$  : Coefficient de température du rendement de module

Habituellement le rendement de références est donné par le constructeur dans les conditions STC par contre le coefficient de température du module ne l'est pas, cependant plusieurs modèles ont été développés.

Dans ce qui suit nous présentons les principaux modèles liés au calcul de la puissance maximale délivrée par une cellule/module/générateur PV.

#### 3.3.4.1. Modèle de Chow

La puissance  $P$  dépend de la température instantanée  $T_c$  du fonctionnement du module PV, et peut être exprimée comme une fonction du facteur de remplissage  $p$  du module PV, du rendement de la transmissibilité du vitrage  $\eta_g$ , et du rendement électrique  $\tau_e$  à la température de la référence  $25\text{ }^\circ\text{C}$  aussi bien que  $\alpha_T$  le coefficient de la température du module solaire ( $^\circ\text{C}^{-1}$ ), dans ce qui suit [94]:

$$P = G\tau_e p \eta_g [1 + \alpha_T(T_c - 25)] \quad (3.40)$$

Où,  $P$  est la puissance électrique utile exprimée en  $W/m^2$  en multipliant par la surface du module on obtiendra la puissance délivrée par ce module [95]

#### 3.3.4.2. Modèle de Marion

Cette section présente un modèle de la puissance maximale basé sur le rendement. Il utilise les données météorologiques de l'éclairement solaire incident sur le plan des modules PV et de la température ainsi que, les paramètres relatifs au module PV fournis par le constructeur [96]. Il est à noter que la puissance de sortie du module PV diminue avec la

température. Cependant, dans une approche globale du problème, un modèle basé sur la notion de rendement de modules PV est utilisé [95, 97, 98].

$$P_m = P_{m,STC} \frac{G}{G_{STC}} [1 - \gamma(T_c - 25)] \quad (3.41)$$

Où,  $P_{m,STC}$  est la puissance maximale de référence dans les conditions standard de température (25°C) et d'éclairement (1000 W/m<sup>2</sup>),  $T_c$  étant la température de jonction des cellules PV exprimées en degrés Celsius (°C) et  $\gamma$  est le coefficient de variation du rendement en fonction de la température (°C<sup>-1</sup>), il est supposé constant et sa valeur pour les cellules en silicium est comprise dans l'intervalle (0,0035 – 0,005)/C°.

### 3.3.4.3. Modèle d'Osterwald

Dans cette section, on présente un modèle de la puissance maximale basé sur les paramètres relatifs au module PV fournis par le constructeur. Il est donné par la relation suivante [95]:

$$P_m = P_{STC} + \frac{dP}{dT} (T_c - 25) \quad (3.42)$$

Où,  $P_{STC}$  est la puissance de référence dans les conditions standard de température (25°C) et d'éclairement (1000 W/m<sup>2</sup>),  $T_c$  étant la température de jonction des cellules exprimée en degrés Celsius (°C), et  $\frac{dP}{dT}$  est le coefficient de température de la puissance, il est supposé constant et sa valeur pour les cellules en silicium est comprise dans l'intervalle (-0,00535 et -0,00407)/°C

### 3.3.4.4. Modèle de Cristofari

Selon Cristofari [95, 98, 99], la puissance délivrée par un module PV est une fonction non linéaire de l'éclairement et de la température :

$$P = AG\eta_{n,c} \left[ 1 - \beta(T_c - T_r) + \gamma \log \left( \frac{G}{1000} \right) \right] \quad (3.43)$$

Où,  $\eta_{n,c}$  est le rendement de référence dans les conditions standard de température (25°C) et d'éclairement (1000 W/m<sup>2</sup>),  $T_c$  étant la température de jonction des cellules exprimées en degrés Celsius (°C),  $T_r$  est la température de référence prise égale à 25°C et  $\beta$  est le coefficient

de variation du rendement en fonction de la température, il est supposé constant et sa valeur pour les cellules en silicium est comprise dans l'intervalle  $(0,004 - 0,006)/C^\circ$ ,  $A$  étant la surface du module,  $\gamma$  coefficient correcteur par rapport et à l'éclairement  $G$ .

### 3.3.4.5. Modèle de Huld

Le modèle utilisé dans ce qui suit est une version modifiée d'un modèle suggéré par King [100]. Le modèle de la puissance délivrée par le module PV dépend uniquement de la température du module  $T_c$  et l'éclairement incident sur le plan du module  $G$ :

$$P(G, T_c) = P_{STC} \frac{G}{G_{STC}} \eta_{rel}(G', T') \quad (3.44)$$

Avec  $P_{STC}$  est la puissance du module aux conditions standards de test (STC) et  $G_{STC}=1000$  W/m<sup>2</sup> et  $T_{STC}= 25^\circ C$  où  $\eta_{rel}$  est le rendement relatif instantané donné par :

$$\eta_{rel}(G', T') = 1 + k_1 \log G' + k_2 [\log G']^2 + T'(k_3 + k_4 \log G' + k_5 [\log G']^2) + k_6 T' \quad (2.1)$$

$G'$  et  $T'$  sont normalisés par rapport aux conditions STC de sorte que:

$$G' = \frac{G}{G_{STC}} \text{ et } T' = T_c - T_{STC} \quad (3.45)$$

Les  $k_1$ - $k_6$  des coefficients doivent être trouvés en calant le modèle aux données expérimentales mesurées dans un ou plusieurs sites de tests.

### 3.3.4.6. Modèle de Rosell

L'expression suivante est proposée pour déterminer la puissance maximale dans les conditions d'utilisation de température et éclairement [101]:

$$P = D_1 G + D_2 T + D_3 [\log G]^m + D_4 T_c [\log G]^m \quad (3.46)$$

Où  $T_c$  étant la température de jonction des cellules exprimées en degrés Celsius ( $^\circ C$ ) et  $G$  est l'éclairement solaire W/m<sup>2</sup>,  $D_{1-4}$  et  $m$  des paramètres du modèle à déterminer

### 3.3.5. Simulation et résultats

Le tableau suivant présente les caractéristiques techniques données par les constructeurs pour les différents modules choisis et qui servent à valider les différents modèles. Il s'agit de 4 modules de différentes technologies caractérisés par le banc d'essai de la caractérisation des modules photovoltaïques au sein de l'URAER Ghardaïa.

Module	Fabricants	Technologie	Pc (W)	Voc (V)	Isc (A)	Vm (V)	Im (A)	$\mu Pm$ (%)	$\mu Voc$ (%)	$\mu Isc$ (%)	A (m <sup>2</sup> )	$\eta$ (%)
SLK72	Siliken	Mono	180	44,4	5,48	36,8	4,89	-0,34	-0,36	0,029	1,27	14,13
BP3160	BP Solar	Poly	160	44,2	4,8	35,1	4,55	-0,5	-0,36	0,07	1,24	12,93
US-64	Uni-Solar	a-Si:H	64	23,8	4,8	16,5	3,88	-0,21	-0,38	0,1	1,01	6,32
ST40	Shell Solar	CIS	40	23,3	2,68	16,6	2,41	-0,6	-0,43	0,0131	0,43	9,4

Tableau. 3.1. : Caractéristiques électriques des modules utilisés données par les fabricants

Le tableau suivant présente les résultats de la modélisation des caractéristiques IV des modules choisis par les 5 modèles présentés ultérieurement. Les critères d'erreurs choisis pour la validation sont : RMSE, MBE et R<sup>2</sup> définies dans le chapitre précédent.

Erreur	Modèle	Module			
		SLK72	BP3160	US-64	ST40
RMSE	5 Paramètres	0,025	0,020	0,029	0,025
	4 Paramètres	0,030	0,032	0,039	0,035
	2 Paramètres	0,095	0,094	0,141	0,129
	Explicite	0,031	0,042	0,036	0,035
	Double Exponentielle	0,031	0,055	0,153	0,107
MBE	5 Paramètres	-0,018	-0,015	-0,022	-0,022
	4 Paramètres	-0,011	-0,007	-0,015	-0,011
	2 Paramètres	-0,049	-0,045	-0,080	-0,067
	Explicite	0,007	0,019	0,016	0,020
	Double Exponentielle	0,017	0,047	0,105	0,092
R <sup>2</sup>	5 Paramètres	1,000	1,000	1,000	1,000
	4 Paramètres	1,000	1,000	1,000	1,000
	2 Paramètres	0,997	0,997	0,994	0,995
	Explicite	1,000	0,999	0,999	0,999
	Double Exponentielle	1,000	1,000	0,997	0,999

Tableau. 3.2. : Calcul d'erreurs pour retracer toute la caractéristique

On remarque après analyse du tableau que :

- Le modèle à 5 paramètres donne les meilleurs résultats pour le critère RMSE
- Pour le critère d'erreur MBE le modèle à 4 paramètres présente les valeurs les plus faibles en valeur absolue sauf aussi dans le cas du module SLK72 où on retrouve une meilleure performance pour le modèle explicite qui surestime la caractéristique IV de différents modules testés
- Le coefficient de corrélation  $R^2$  est dominé par le modèle à 5 paramètres qui donne les meilleurs résultats

Suite à ces résultats on peut dire que le modèle à 5 paramètres peut être choisi comme modèle pour reproduire avec fidélité toute la caractéristique IV des différents modules pour différentes technologies.

En utilisant la méthode simplifiée pour la translation de la caractéristique I-V de référence (STC) à d'autres conditions d'éclairement et température, cette dernière s'est avérée très satisfaisante vue les faibles valeurs des erreurs trouvées en s'intéressant uniquement au point de puissance maximale dans les caractéristiques P-V des modules testés, en plus des critères cités dans la dernière validation le MAE (Mean Absolute Error) a été ajoutée pour plus de choix du meilleur modèle.

Le tableau suivant donne les résultats du calcul d'erreurs relatif aux modèles choisis et appliqués aux quatre modules testés.

Erreur	Modèle	Module			
		SLK72	BP3160	US-64	ST40
RMSE	5 Paramètres	0,037	0,021	0,025	0,020
	4 Paramètres	0,039	0,021	0,026	0,026
	2 Paramètres	0,022	0,015	0,022	0,031
	Explicite	0,032	0,021	0,024	0,026
	Double Exponentielle	0,026	0,015	0,032	0,018
MBE	5 Paramètres	-0,014	-0,005	0,001	-0,004
	4 Paramètres	-0,020	-0,007	-0,010	-0,018
	2 Paramètres	-0,005	0,001	0,002	-0,024
	Explicite	-0,014	-0,005	-0,008	-0,019
	Double Exponentielle	0,014	0,005	-0,006	-0,005
MAE	5 Paramètres	0,029	0,019	0,020	0,015
	4 Paramètres	0,030	0,019	0,021	0,024
	2 Paramètres	0,016	0,013	0,018	0,026
	Explicite	0,024	0,019	0,018	0,024
	Double Exponentielle	0,023	0,013	0,025	0,014
R <sup>2</sup>	5 Paramètres	0,997	0,999	0,993	0,996
	4 Paramètres	0,997	0,999	0,993	0,996
	2 Paramètres	0,998	0,999	0,993	0,992
	Explicite	0,997	0,999	0,993	0,996
	Double Exponentielle	0,998	0,999	0,993	0,995

Tableau. 3.3. : Erreurs du point de puissance maximale en utilisant la translation selon la méthode simplifiée à partir des caractéristiques standards des différents modules pour différents modèles choisis

En faisant une comparaison entre le tableau 3.3 et le tableau 3.4 présenté ci-dessous, on remarque que les modèles de puissance présentés dans le tableau 3.4 ajustent mieux le point de puissance maximale des différents modules testés comparés au modèles utilisant toute la caractéristique I-V.

La translation de courbe I-V de référence à d'autres conditions d'éclairement et de température par le biais de la méthode simplifiée puis sa reconstitution par les modèles décrivant toute la caractéristique, malgré les résultats satisfaisants, reste une méthode peu conseillée, vue le temps de calcul nécessaire pour son aboutissement (calculer tous les points

de la caractéristique I-V traduite via les modèles choisis puis en prendre uniquement un seul point c'est à dire  $P_m$ ).

Erreur	Modèle	Module			
		SLK72	BP3160	US-64	ST40
RMSE	Chow	0,020	0,019	0,159	0,048
	Marion	0,019	0,018	0,028	0,022
	Cristofari	0,017	0,018	0,029	0,018
	Osterwald	0,012	0,018	0,02	0,013
	Huld	0,012	0,018	0,069	0,012
	Rossel	0,013	0,017	0,019	0,012
MBE	Chow	-0,004	-0,004	-0,155	-0,044
	Marion	-0,002	-0,003	0,006	0,005
	Cristofari	-6,0E-05	0,001	-0,002	6,20E-05
	Osterwald	0,001	-2,30E-04	2,70E-04	5,80E-05
	Huld	1,60E-04	4,20E-04	-0,02	-3,70E-04
	Rossel	-8,60E-06	-1,70E-05	5,10E-06	-1,20E-05
MAE	Chow	0,017	0,013	0,155	0,044
	Marion	0,017	0,013	0,023	0,017
	Cristofari	0,014	0,012	0,022	0,014
	Osterwald	0,011	0,012	0,016	0,01
	Huld	0,009	0,013	0,039	0,009
	Rossel	0,011	0,012	0,015	0,009
R <sup>2</sup>	Chow	0,999	0,998	0,988	0,991
	Marion	0,999	0,998	0,988	0,991
	Cristofari	0,999	0,998	0,987	0,993
	Osterwald	1	0,998	0,993	0,996
	Huld	1	0,998	0,929	0,997
	Rossel	0,999	0,999	0,994	0,997

Tableau. 3.4. : Erreurs sur le point de puissance maximale en utilisant les différents modèles de puissance choisis et pour différentes technologies

L'analyse du tableau 3.4 montre que les modèles de Rossel, Huld et Osterwald présentent respectivement les meilleures performances, ainsi, suite à cette analyse on peut choisir, pour la modélisation du point de puissance maximale d'un module photovoltaïque pour différentes conditions d'éclairement et de température, le modèle de Rossel.

La figure ci-dessus présente l'application des modèles basés sur le point de puissance maximale pour le module ST40 on remarque que modèle de Rossel ajuste bien autour de la première bissectrice.

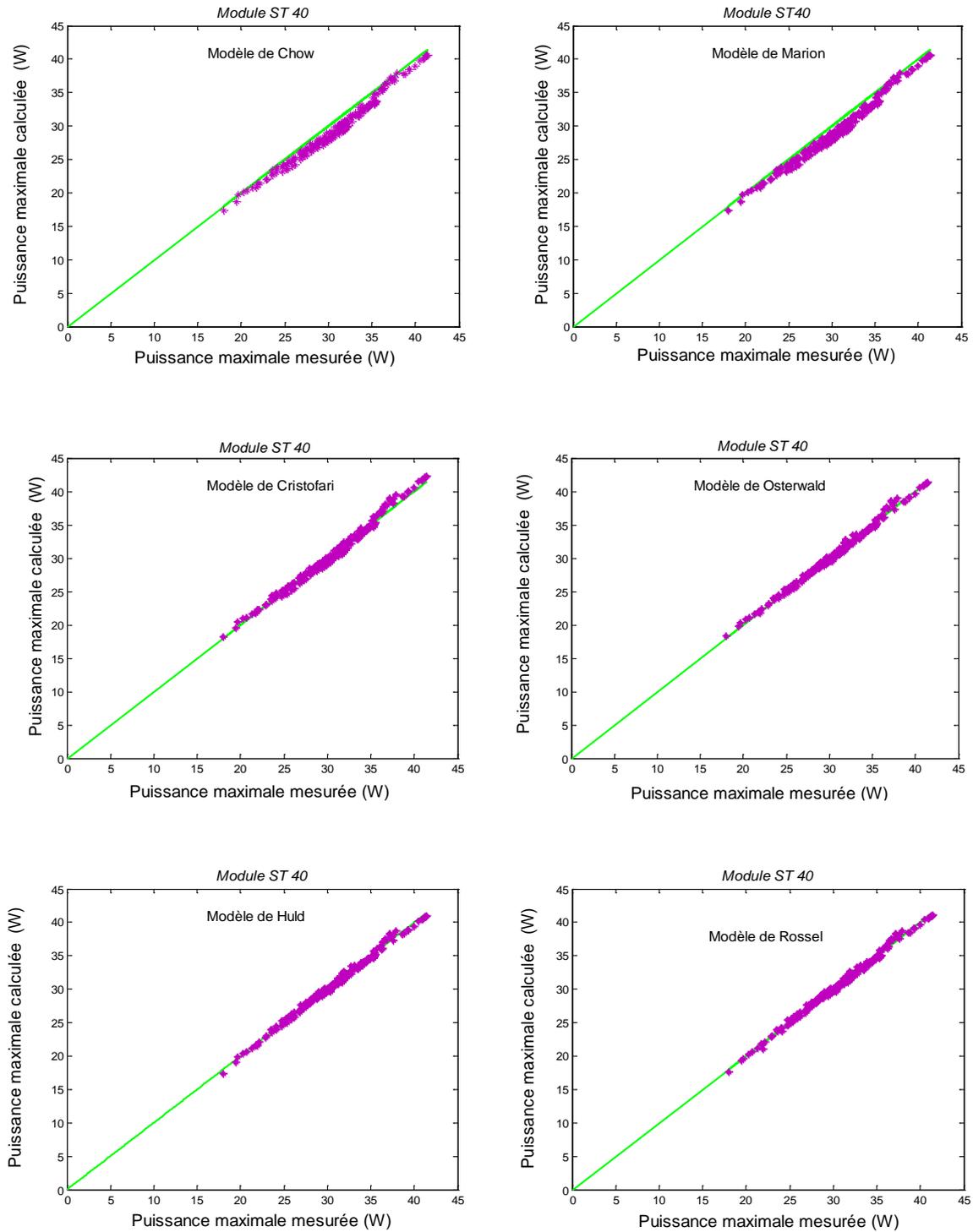


Fig. 3.2. : Application des différents modèles de puissance au module ST40

### 3.4. Modélisation du groupe moteur-pompe

#### 3.4.1. Introduction

Le banc d'essai installé au niveau de l'URAER permet de tester et caractériser différents systèmes de pompage PV. Il permet de simuler des hauteurs de pompage dans des conditions réelles d'opération. Les intervalles de mesure peuvent atteindre 2,75 kW de puissance, 120 m de hauteur de pompage et 10 m<sup>3</sup>/h de débit d'eau. Les systèmes de pompage peuvent être alimentés soit à l'aide du générateur PV, soit à l'aide d'une alimentation DC programmable. Nous avons trois procédures de mesures différentes : mesures sans contrôle, mesures de la courbe I-V à hauteur constante, mesures de la courbe hauteur-débit à tension constante.

La caractérisation complète d'une pompe dans le banc d'essais permet d'obtenir les paramètres des modèles mathématiques pour la simulation et l'optimisation.

Cette plateforme expérimentale est réalisée en vue de :

1. Evaluer les performances d'un système de pompage PV dans des conditions réelles de fonctionnement
2. Caractériser les pompes utilisées pour cette application
3. Etudier l'influence du choix des configurations sur les performances du système
4. Introduire un dispositif de poursuite de point de puissance maximale
5. Modéliser les différents éléments constituant le système de pompage
6. Valider la méthode qui a servi au dimensionnement du système de pompage
7. Réaliser des modèles mathématiques qui décrivent le comportement du groupe moteur-pompe à partir des paramètres caractéristiques suivants : le courant, la tension, le débit ainsi que la hauteur de pompage, et ce pour être utilisés dans des programmes de simulation et d'optimisation [79].

#### 3.4.2. Description du banc d'essais du système de pompage PV de l'URAER

Ce banc d'essai est réalisé en acier inoxydable. Il est facilement démontable. Il est constitué des éléments suivants:

- Une cuve inoxydable d'une profondeur de 2m et 1m de diamètre

- Un circuit hydraulique
- Un puits
- Des capteurs de débit et de niveaux
- Armoire de visualisation
- Armoires de connexion et de configuration
- Un générateur photovoltaïque de 2,75 kW
- Un data logger pour l'acquisition de données
- Un ordinateur personnel PC pour le stockage et le traitement des mesures

Les intervalles de mesures sont respectivement de 0 à 2,75 kW pour la puissance du générateur PV, de 0 à 120 m pour la profondeur de pompage et de 0 à 10 m<sup>3</sup>/h pour le débit d'eau pompée.

#### 3.4.2.1. Armoire de visualisation

L'armoire de visualisation centralise sert à visualiser les paramètres essentiels du système de pompage à savoir:

$I_{TB}$	: Courant continu absorbé par les pompes à tester	(A)
$V_{TB}$	: Tension d'alimentation des pompes à tester	(V)
E	: Eclairement sur le plan des modules	(W/m <sup>2</sup> )
T	: Température des modules	(°C)
P1	: Profondeur du puits simulé correspondant à SP1 pour les faibles hauteurs	(m)
P2	: Profondeur du puits simulé correspondant à SP2 pour les grandes hauteurs	(m)
P3	: Niveau d'eau dans la cuve correspondant à SP3	(m)

Tous ces paramètres sont visualisés par des afficheurs. Les capteurs de pression SP1, SP2 et SP3 sont affichés directement en leur correspondance en profondeur en mètre, ainsi que des capteurs de débit C1 et C2 avec option de comptage accumulatif [102].

La figure suivante présente le circuit hydraulique du banc d'essais des systèmes de pompage PV de l'URAER

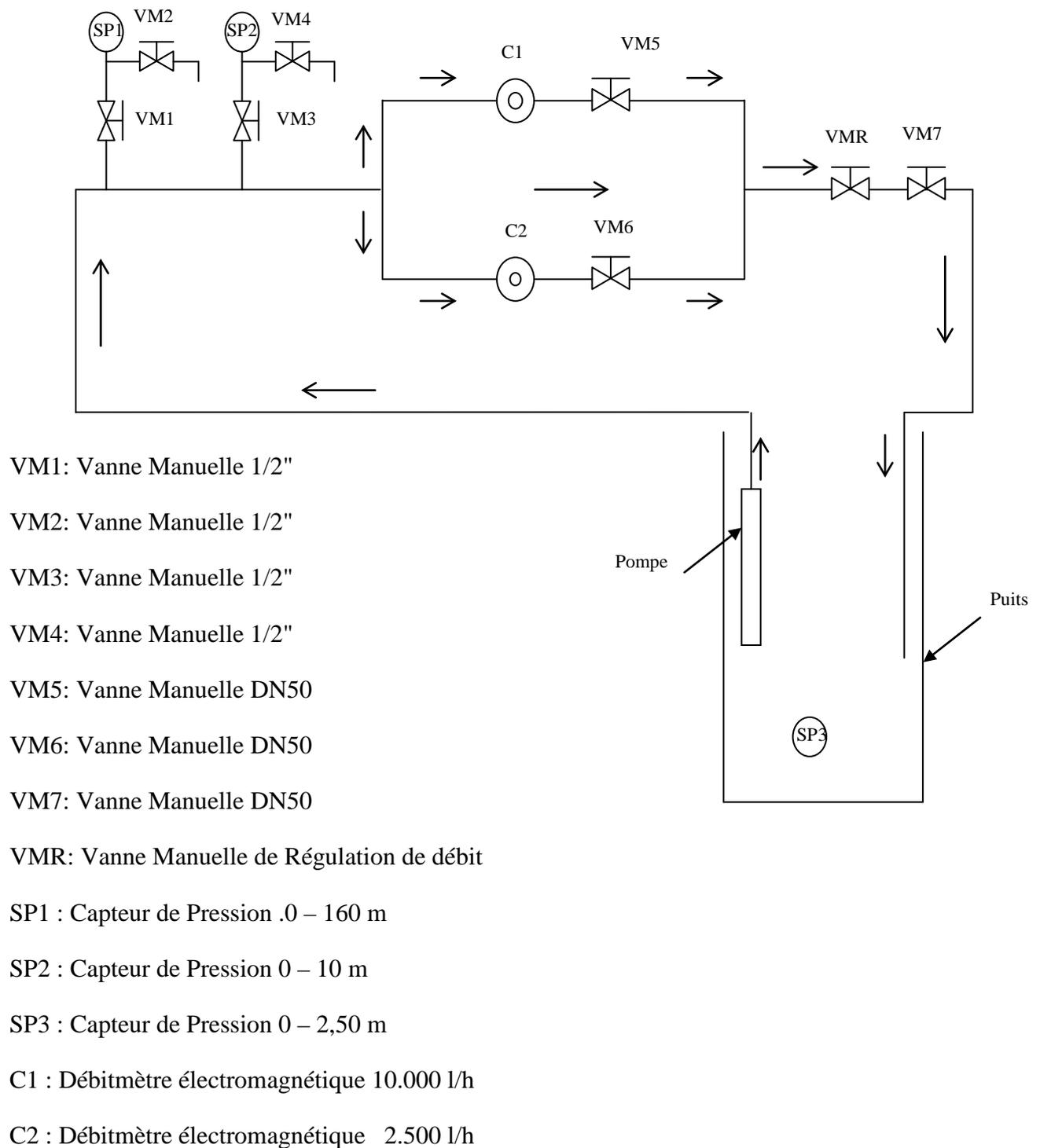


Fig. 3.3. : Circuit hydraulique du banc d'essais



Image 1 : Puits et armoire de visualisation

### 3.4.2.2. Armoires de connexion et de configuration

Une armoire de connexion est installée près du générateur PV (GPV), permettant ainsi, de sélectionner la gamme de puissance de ce dernier (tension, courant) et ce, selon le groupe moteur- pompe à caractériser.

L'armoire de configuration est conçue de sorte à permettre le choix de la configuration du système de pompage à savoir :

- avec ou sans MPPT
- pompe continue ou alternative
- option de source auxiliaire

### 3.4.2.3. Alimentation du système de pompage

L'alimentation du système à tester, peut être réalisée à l'aide d'un GPV constitué de 25 modules de marque ISFOTON et de modèle 110, ce qui correspond à une puissance totale de 2,75 kWc. Ce générateur peut être remplacé par une alimentation continue de type EA-PS 6065-10, modèle AP10090A de 650W de puissance avec une gamme de tension 0-65V et de courant 0-10A.



Image 2: Générateur photovoltaïque

#### 3.4.2.4. Acquisition de données

Le datalogger Agilent, modèle 34970A (Image 3) permet l'acquisition de données. Il comporte deux cartes [103] :

- La 34001A est un module de 20 entrées analogiques indépendantes plus 2 entrées pour la mesure du courant DC ou AC (100 nA-1A)
- La carte 34002A correspondant à un module de 16 entrées analogiques indépendantes de 300V, dont les principales caractéristiques sont :
  - Possibilités de commutation de 250 canaux par seconde
  - Mesures de tensions DC et AC, thermocouples, thermo résistances
  - 50k de mémoire non volatile
  - Dispose d'échelle et alarmes pour chaque canal.
  - Logiciel BenchLink Data Logger pour la configuration et l'analyse de données.
  - Stockage non volatile pour 5 configurations.

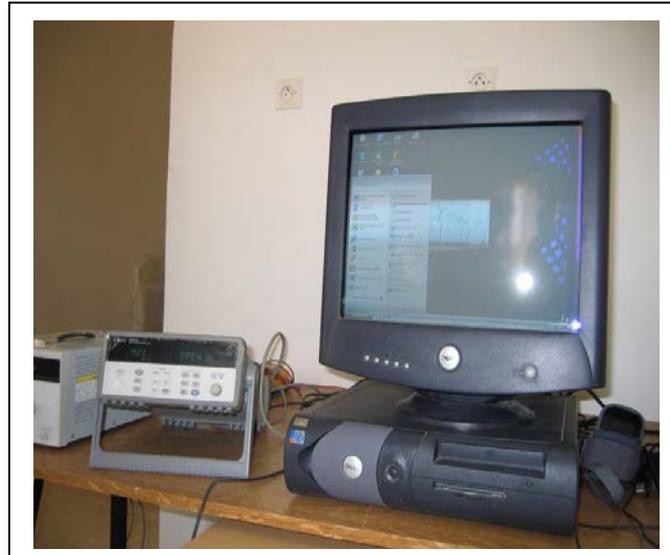


Image 3 : Data logger et Ordinateur

Le pompage de l'eau est un facteur important dans le développement des zones rurales et isolées des pays en développement.

Aujourd'hui, la production d'énergie à partir des énergies renouvelables, constitue un excellent moyen pour protéger l'environnement et de contribuer au développement durable et ce, du fait qu'elle est considérée comme une énergie très propre.

Dans le cas de l'Algérie, l'énergie photovoltaïque est fortement appliquée pour le pompage de l'eau, surtout en zones arides où l'irradiation solaire est importante et les besoins en eau sont extraordinaires.

Le système présenté, est un système de pompage photovoltaïque constitué d'un générateur PV, d'un moteur à courant continu et d'une pompe.

Les pompes submersibles sont fortement utilisées dans les applications de pompage à travers le monde.

Dans ce chapitre, nous allons présenter un modèle d'un groupe moteur-pompe couplé à un générateur PV, pour chaque situation exploitée dans un programme de simulation. Un modèle reliant la puissance électrique consommée par l'ensemble moteur-pompe, le débit d'eau pompée pour chaque hauteur de pompage. Les modèles sont établis pour une pompe centrifuge submersible. Les paramètres des modèles et l'erreur d'approximation sont obtenus en utilisant des mesures expérimentales. Pour mener à bien cette validation, nous avons utilisé le banc d'essai déjà décrit dans la section précédente. Les résultats obtenus sont très satisfaisants.

### 3.4.3. Modèles mathématique existants pour l'ensemble moteur-pompe.

Eckstein [104] et Al-Ibrahim [105] ont présenté les paramètres caractéristiques des moteurs de pompes. Ils ont développé un modèle, permettant de prédire les performances de l'ensemble moteur-pompe en utilisant les relations liant le débit, la hauteur manométrique et la puissance fournie. Ce modèle est défini comme suit:

$$\begin{aligned} Q &= F(\eta) & Q &= Q_{ref}(\eta/\eta_{ref}) \\ h &= F(\eta^2) & h &= h_{ref}(\eta/\eta_{ref}) \\ P &= F(\eta^3) & P &= P_{ref}(\eta/\eta_{ref})^3 \end{aligned}$$

Avec : Q est le Débit, h est la hauteur manométrique et P est la puissance, tel que:

$$\eta(Q) = a + bQ + cQ^2 + dQ^3 \quad (2.2)$$

Où a, b, c et d sont les coefficients aux conditions de référence.

Ce modèle ne peut être appliqué à tous types de moteur-pompes, car pour obtenir les paramètres du modèle, on a besoin de séparer physiquement le moteur de la pompe et de mesurer son/ses de courant et tension caractéristique Débit-Tension (Q-V) selon le couple et la vitesse, car ils existent des moteur-pompes sous forme d'un bloc compact unique. A cet effet, nous avons choisi d'utiliser un modèle empirique du système moteur-pompe complet dont les paramètres sont obtenus en utilisant un banc d'essais, construit dans ce but.

Les caractéristiques des moteurs et des pompes peuvent être déterminées par le courant, la tension, la hauteur et le débit. Plusieurs modèles théoriques de pompes centrifuges et moteurs à courant continu existent dans la littérature, basé sur les données du constructeur, qui fournit généralement les données hauteur-débit et courant-tension [106]. Kou a présenté un modèle qui donne la tension V en fonction du courant I et de la hauteur h.

$$V(I, h) = a_0 + a_1I + a_2I^2 + a_3h + a_4h^2 \quad (2.3)$$

Où  $a_0 - a_4$  sont les coefficients du modèle.

La fonction I-V-H est utilisée pour déterminer les caractéristiques IV du système de pompage photovoltaïque.

La courbe IV du générateur photovoltaïque sous une certaine condition météorologique, et la courbe IV de l'ensemble moteur-pompe pour une hauteur donnée, sont résolues simultanément afin de déterminer le point de fonctionnement.

La deuxième caractéristique de l'ensemble moteur-pompe est la fonction débit donnée en fonction du courant  $I$  et de la hauteur  $h$ .

$$Q(I, h) = b_0 + b_1 I + b_2 h \quad (2.4)$$

$b_0$  à  $b_2$  étant les coefficients de la fonction.

Hadj Arab et al. [73] ont effectué une batterie de mesures expérimentales sur 4 pompes dont deux centrifuges et deux volumétriques. Leur caractérisation a été établie grâce au banc d'essai de pompage du CDER, et ce, en vue de procéder à leur modélisation.

Ils ont fixé la hauteur de pompage et faisant varier la tension d'entrée (DC), puis ils ont mesuré la tension, le courant et le débit. Ils ont refait cette opération pour d'autres hauteurs. Et enfin, ils ont obtenu deux courbes mesurées I-V et Q-V pour l'ensemble moteur-pompe et ce pour chaque hauteur. Leurs expressions mathématiques sont données par [73]:

$$I(V) = aV + b \quad (2.5)$$

$$Q(V) = cV^2 + dV + e \quad (2.6)$$

Par la suite, ils ont généralisé le modèle pour tous les hauteurs en liant tous les coefficients  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $d$  et  $e$  à la hauteur de pompage  $h$  par des équations du second degré de la forme suivantes:

$$a(h) = a_0 + a_1 h + a_2 h^2 \quad (2.7)$$

Un autre modèle a été développé par Hamidat [32, 72, 107, 108]. Ce modèle relie directement la puissance électrique utile  $P$ , en fonction du débit d'eau de la pompe  $Q$ . La relation du modèle est définie comme suit :

$$P = \alpha Q^3 + \beta Q^2 + \delta Q + \gamma \quad (2.8)$$

Ce modèle est généralisé pour différentes hauteurs en exprimant les coefficients  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\delta$  et  $\gamma$  par des polynômes de troisième degré, dont la forme générale est donnée, pour le cas du coefficient  $\alpha$ , par la relation suivante :

$$\alpha(h) = a_0 + a_1h + a_2h^2 + a_3h^3 \quad (2.9)$$

Où  $a_{0,1,2,3}$  sont des constantes à déterminer et ce, pour chaque sous-système de pompage.

L'auteur a présenté les résultats relatifs à deux configurations de sous-systèmes de pompage différentes, ayant la même puissance nominale (400 W). La première configuration est composée d'un onduleur triphasé associé à une pompe centrifuge immergée, dont les courbes caractéristiques  $P(Q)$  sont présentées ci-dessous [32, 72]:

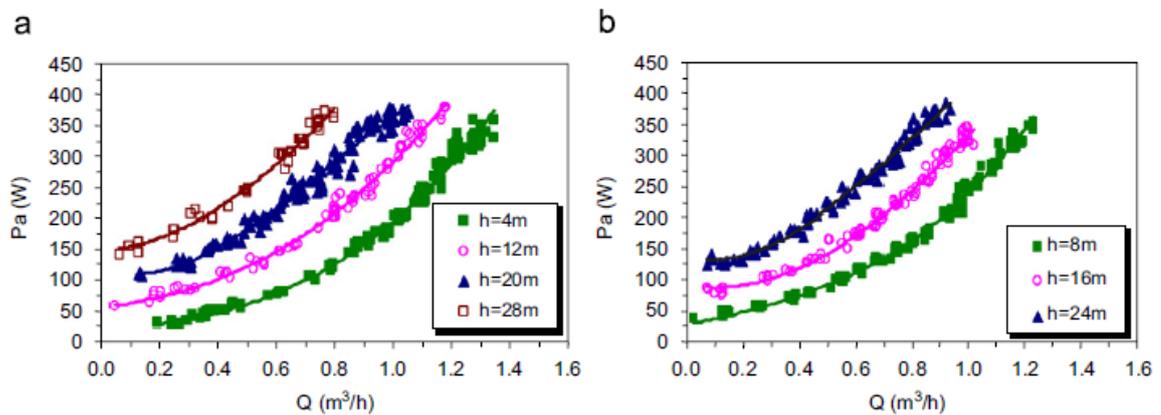


Fig. 3.2. : Courbes caractéristiques  $P(Q)$  pour différentes hauteurs manométriques

Le modèle de puissance ainsi, développé pour cette configuration sera utilisé dans la simulation sous l'environnement MATLAB.

Par ailleurs, la deuxième configuration est composée d'une unité de conditionnement de puissance, DC/DC et d'un groupe moteur-pompe immergée. Le moteur utilisé dans cette configuration, est du type à courant continu, sans balais avec une pompe à déplacement positif.

Pour les besoins de notre simulation, nous avons utilisé un deuxième groupe moteur-pompe Grundfos SQF 5A-6

#### 3.4.4. Modélisation du groupe moteur-pompe Grundfos SQF 5A-6

Le groupe moteur-pompe choisi est de marque Grundfos de type immergée modèle SQF5A-6 avec moteur MSF3 dont les performances sont les suivantes : puissance 900W VDC 30-300V VAC 1x90V max courant 7A. (Voir ANNEXE 1)

Le groupe moteur-pompe est muni d'un détecteur d'eau qui coupe l'alimentation en cas d'absence d'eau

La caractérisation de la pompe en question a été effectuée dans le banc d'essais des systèmes de pompage photovoltaïque de l'URAER pendant l'année 2008, alimentée par un générateur photovoltaïque formé de 2 branches de 6 modules ISOFOTON 110W en série.

Le but était de garder la hauteur de pompage en ajustant la vanne manuelle de régulation de débit VMR (Voir le schéma hydraulique Fig. 3.3), cette vanne nous permet de garder la hauteur constante malgré les variations de l'éclairement solaire.

Les résultats de cette caractérisation sont présentés dans la figure 3.5. Ainsi, pour différentes hauteurs on a tracé le débit  $Q$ , en fonction de la puissance électrique consommée par le groupe moteur-pompe. Ce paramètre est obtenu en faisant le produit entre la tension  $V$  et le courant  $I$ , visualisés sur l'armoire d'affichage et enregistrés dans la chaîne d'acquisition de données. On a opté pour la représentation du débit comme étant une fonction de la puissance produite par le générateur PV ( $Q(P)$ ) car le débit est une conséquence de la puissance fournie au groupe moteur-pompe et que cette puissance dépend fortement de l'éclairement solaire incident sur le générateur photovoltaïque ainsi que la température ambiante ou plus exactement la température des modules qui sont considérés comme paramètres d'entrée du système de pompage photovoltaïque.

La figure suivante présente une famille de courbes  $Q(P)$  pour différentes hauteurs

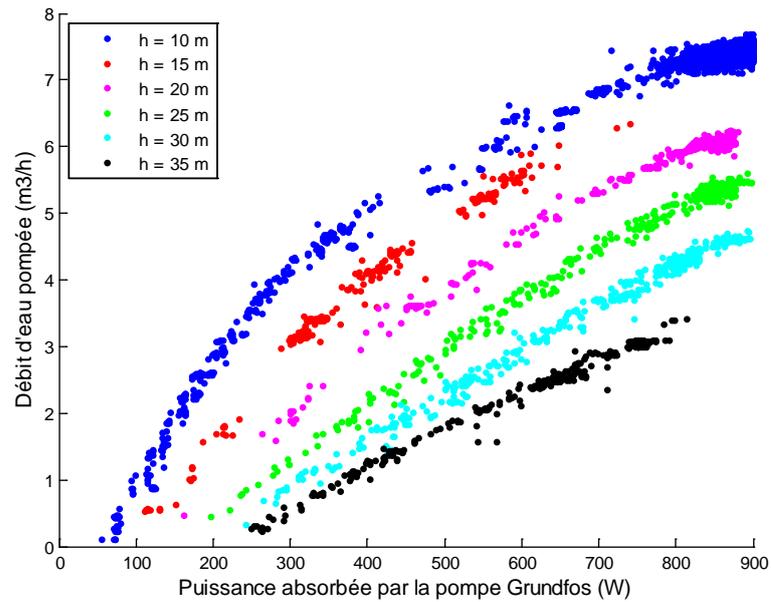


Fig. 3.3. : Courbes Q(P) de l'ensemble moteur-pompe Grundfos pour différentes hauteurs de pompage

La modélisation de ces courbes nous permet de faire ressortir 5 modèles mathématiques vérifiant les critères d'erreur à savoir RMSE et  $R^2$ .

Ces modèles mathématiques sont divisés en 3 catégories selon leurs nombre de coefficients :

**1<sup>ère</sup> catégorie** : modèle à 4 coefficients

Polynôme de degré 3 (3PF) de la forme :  $y = a + bx + cx^2 + dx^3$

**2<sup>ième</sup> catégorie** : modèle à 3 coefficients

Polynôme de degré 2 (QF) de la forme  $y = a + bx + cx^2$

Modèle de pression de vapeur (VPM)  $y = \exp(a + b/x + c \ln(x))$

**3<sup>ième</sup> catégorie** : modèle à 2 coefficients

Modèle géométrique modifié (MGF)  $y = a * x^{(b/x)}$

Modèle exponentielle modifiée (EM)  $y = a * \exp\left(\frac{b}{x}\right)$

Ces modèles ont été appliqués aux courbes caractéristiques Q(P) pour différentes hauteurs. Un exemple d'application pour une hauteur de 10 m est illustré dans la figure suivante :

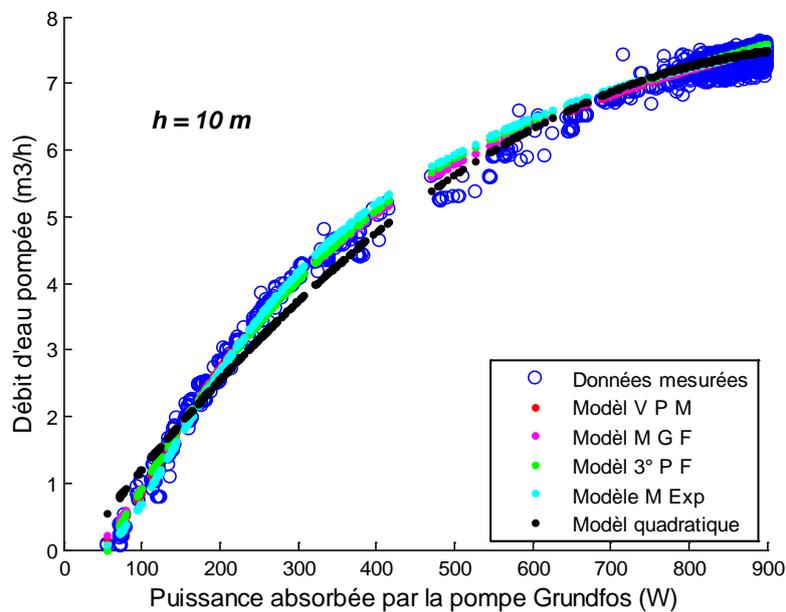


Fig. 3.4. : Application des différents modèle à la courbe caractéristique Q(P) pour h=10m

Les modèles ont été généralisés pour différentes hauteurs en mettant les coefficients a, b, c et d sous de la forme,

$$a(h) = a_0 + a_1h + a_2h^2 + a_3h^3 \quad (2.10)$$

Où  $a_{0,1,2,3}$  sont des constantes à déterminer pour chaque sous-système de pompage

#### 3.4.4.1. Modèle Polynômial de degré 3 (3PF)

C'est un modèle de la forme :

$$Q(P) = a + bP + cP^2 + dP^3 \quad (2.11)$$

Les résultats de modélisation de 6 courbes caractéristiques Q(P) pour le modèle polynomial d'ordre 3 sont présentés dans le tableau suivant. On remarque les bons résultats obtenus par les valeurs de  $R^2$  avoisinant l'unité.

La forme généralisée découlant de l'application de l'équation 3.56, pour chaque coefficient du modèle, donne elle aussi, de bons résultats sauf un peu pour le coefficient "a" où il existe une petite diminution des performances par rapport aux autres coefficients (Voir Tableau 3.6) et illustrés graphiquement dans la figure 3.7

h(m)	a	b	c	d	R <sup>2</sup>
10	-1,258	0,024	-2,54E-05	1,02E-08	0,991
15	-1,621	0,019	-1,51E-05	4,52E-09	0,993
20	-1,316	0,011	5,98E-08	-3,81E-09	0,994
25	-0,556	0,004	1,11E-05	-8,31E-09	0,994
30	-0,189	0,001	1,21E-05	-7,60E-09	0,993
35	-1,847	0,010	-5,67E-06	2,21E-09	0,991

Tableau. 3.5. : Valeurs des coefficients du modèle polynomial d'ordre 3

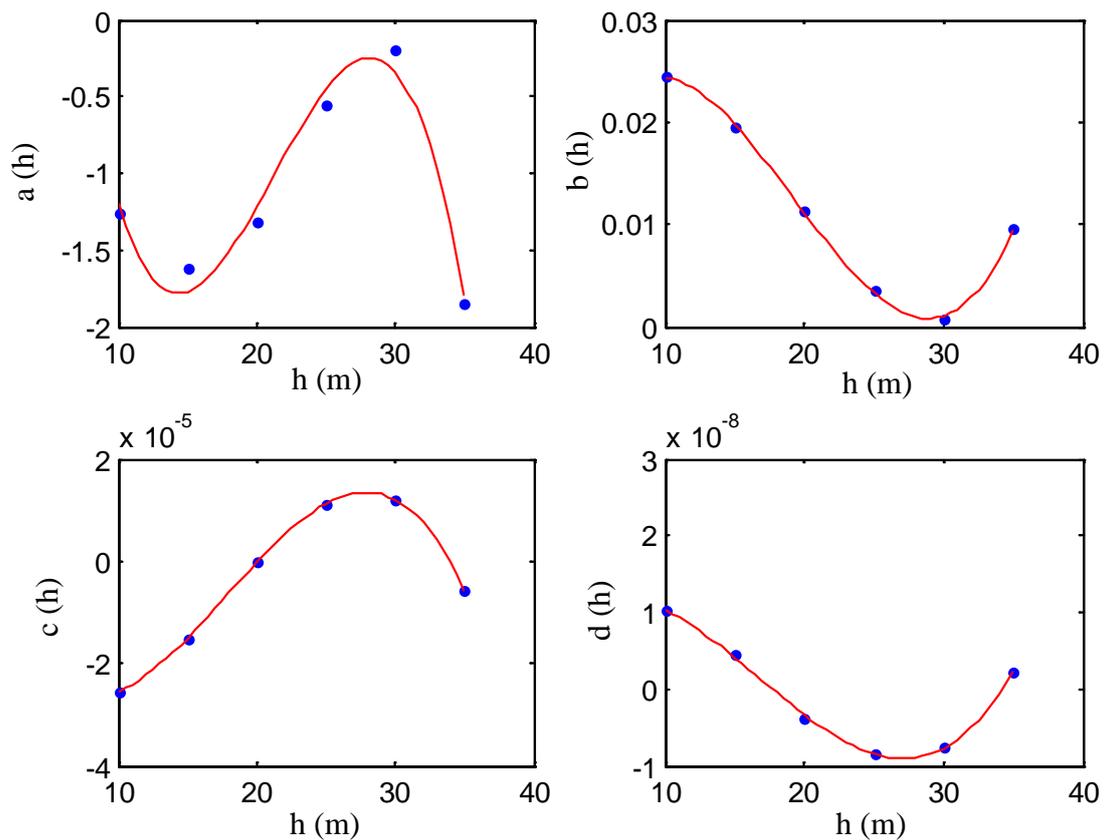


Fig. 3.5. : Courbes de tendance des coefficients du modèle polynomial d'ordre 3

Coeff.	a	b	c	d
a <sub>0</sub>	6,812	0,001	-3,32E-06	5,26E-09
a <sub>1</sub>	-1,440	0,005	-6,60E-06	2,37E-09
a <sub>2</sub>	0,076	-3,77E-04	5,39E-07	-2,33E-10
a <sub>3</sub>	-0,001	6,53E-06	-1,01E-08	4,66E-12
R <sup>2</sup>	0,964	0,999	1,000	0,998

Tableau. 3.6. : Valeurs des coefficients du modèle polynomial généralisé

### 3.4.4.2. Modèle Quadratique (QF)

Le modèle quadratique appartient à la 2<sup>ième</sup> catégorie avec 3 coefficients, il est présenté comme suit :

$$Q(P) = a + bP + cP^2 \quad (2.12)$$

Ce modèle, moins performant en terme de calcul d'erreurs que le modèle précédent, admet comme avantage un nombre plus réduit de coefficients privilégié en cas de performance voisine avec le modèle polynomial vu qu'il sera plus simple à implémenter et observera un gain en temps de calcul.

h(m)	a	b	c	R <sup>2</sup>
10	-0,282	0,016	-7,98E-06	0,987
15	-1,463	0,018	-1,01E-05	0,993
20	-1,946	0,015	-6,70E-06	0,994
25	-1,868	0,011	-3,50E-06	0,994
30	-1,555	0,008	-1,49E-06	0,992
35	-1,537	0,008	-2,03E-06	0,991

Tableau. 3.7. : Valeurs des coefficients du modèle quadratique

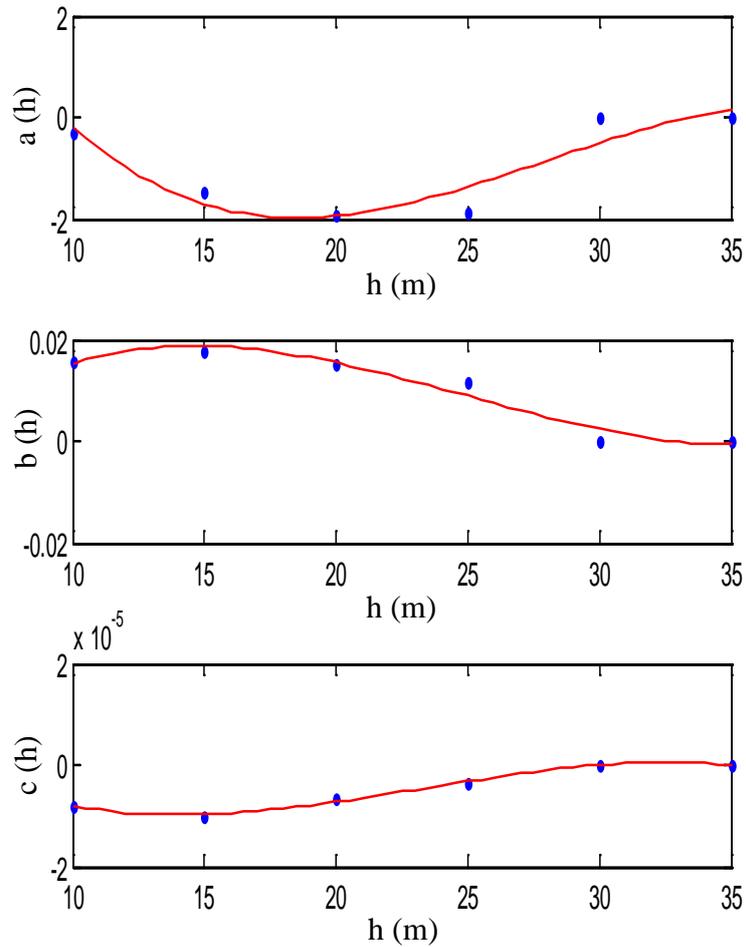


Fig. 3.6. : Courbes de tendance des coefficients du modèle quadratique

Coeff.	a	b	c
$a_0$	5,999	-0,008	1,53E-05
$a_1$	-0,946	0,004	-4,21E-06
$a_2$	0,036	0,000	2,18E-07
$a_3$	-4,41E-04	2,91E-06	-3,21E-09
$R^2$	0,997	0,998	0,987

Tableau. 3.8. : Valeurs des coefficients du modèle quadratique généralisé

### 3.4.4.3. Modèle de pression de vapeur (VPM)

Ce modèle est défini comme suit :

$$Q(P) = \exp\left(a + \frac{b}{P} + c \cdot \ln(P)\right) \quad (2.13)$$

Il est considéré comme une forme simplifiée de l'équation présentée par *Frost* et *Kalkwarf*, qui peut être obtenue par intégration de l'équation *Clapeyron* décrivant la relation entre la pression et la température et ce, en négligeant la correction de la non idéalité des gaz [104]

h(m)	a	b	c	R <sup>2</sup>
10	1,348	-208,756	0,133	0,991
15	1,483	-327,300	0,122	0,993
20	2,870	-557,165	-0,061	0,993
25	1,402	-612,831	0,147	0,994
30	-0,349	-591,676	0,379	0,992
35	2,188	-817,462	0,002	0,990

Tableau. 3.9. : Valeurs des coefficients du modèle de pression de vapeur

Les résultats obtenus dans le tableau précédent montrent que ce modèle ajuste bien les différentes courbes caractéristiques Q(P). La figure 3.9 illustre les courbes de tendance des coefficients du modèle en fonction de la hauteur h. On peut constater que les coefficients du modèle ne peuvent être convenablement généralisés par l'équation 3.56, surtout pour les coefficients a et c (voir le tableau 3.10), ce qui nous laisse croire que ce modèle ne peut être pris en considération pour modéliser la pompe testée malgré les résultats présentés dans le tableau 3.9.

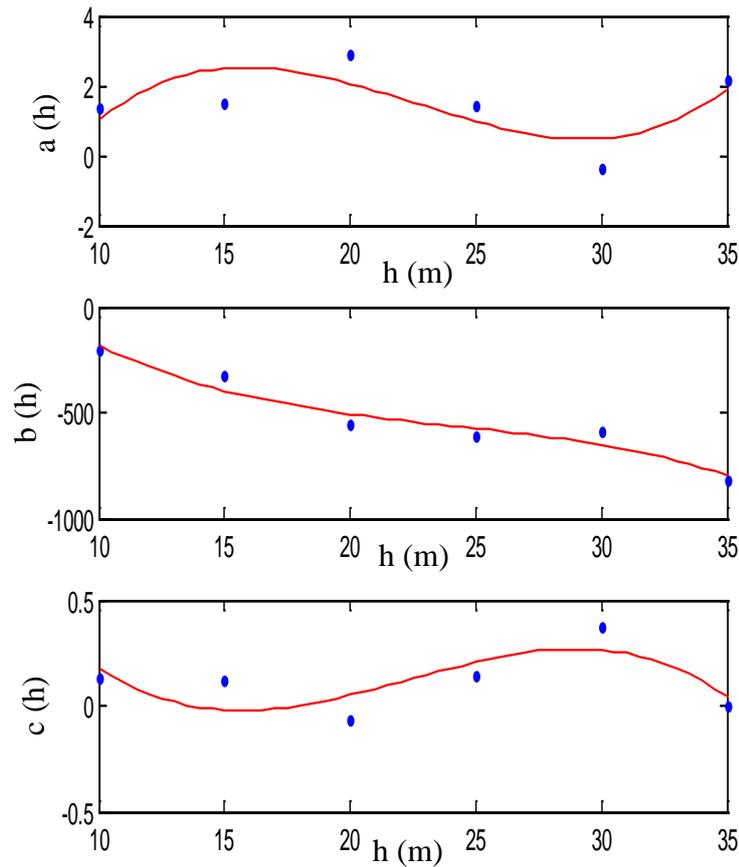


Fig. 3.7. : Courbes de tendance des coefficients du modèle de pression de vapeur

Coeff.	a	b	c
$a_0$	-12,823	740,542	2,107
$a_1$	2,363	-137,358	-0,332
$a_2$	-0,115	5,185	0,016
$a_3$	0,002	-0,072	0,000
$R^2$	0,521	0,944	0,539

Tableau. 3.10. : Valeurs des coefficients du modèle de pression de vapeur généralisé

#### 3.4.4.4. Modèle géométrique modifié (Modified Geometric Fit)

Appartenant à la famille de Puissance (Power Family) consistant à élever un ou plusieurs paramètres à la puissance de la variable indépendante, ou en augmentant la variable

dépendante de la puissance d'un paramètre donné. Cette famille est généralement constituée d'un ensemble de courbes concaves ou convexes sans points d'inflexion ou de maxima / minima.

Le modèle peut être présenté par la relation suivante :

$$Q(P) = a * P^{(b/P)} \quad (2.14)$$

Où, a et b sont les coefficients du modèle.

Le coefficient de corrélation des courbes caractéristiques présente pour chacune des hauteurs testées des valeurs voisines de l'unité, ce qui nous permet de confirmer que ce modèle reproduit avec précision les courbes Q(P).

Pour le modèle généralisé, les valeurs de R<sup>2</sup> sont satisfaisantes, mais néanmoins ces performances restent inférieures à celles des modèles polynomial et quadratique.

h(m)	a	b	R <sup>2</sup>
10	11,330	-53,895	0,991
15	12,576	-75,941	0,993
20	13,148	-97,284	0,992
25	15,055	-130,521	0,994
30	15,191	-152,897	0,992
35	11,854	-154,219	0,990

Tableau. 3.11. : Valeurs des coefficients du modèle géométrique modifié

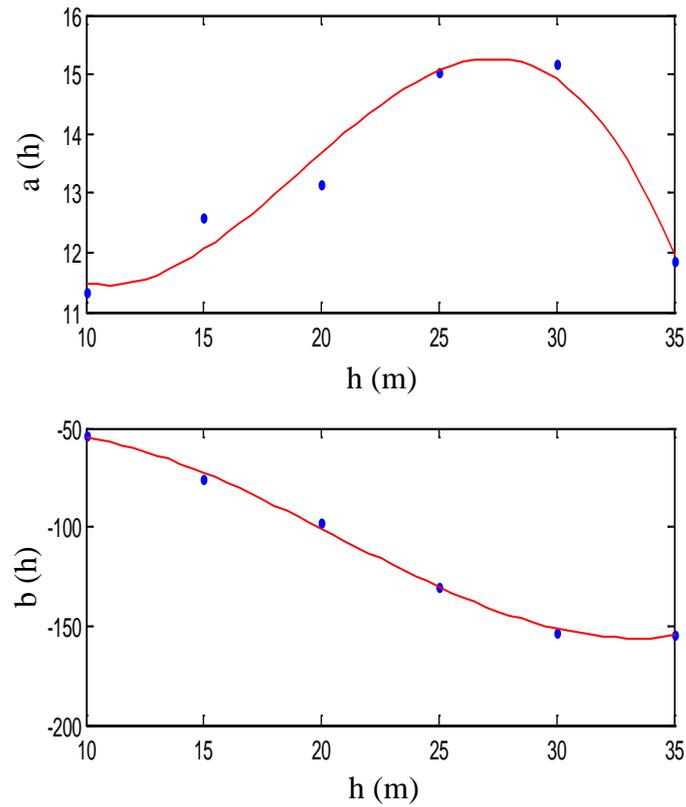


Fig. 3.8. : Courbes de tendance des coefficients du modèle géométrique modifié généralisé

Coeff.	a	b
$a_0$	18,731	-89,230
$a_1$	-1,541	9,964
$a_2$	0,099	-0,779
$a_3$	-0,002	0,013
$R^2$	0,950	0,997

Tableau. 3.12. : Valeurs des coefficients du modèle géométrique modifié généralisé

### 3.4.4.5. Modèle exponentiel modifié (Modified Exponential MExp)

Les modèles exponentiels sont des fonctions qui font intervenir des fonctions exponentielles ou logarithmiques. Ils sont généralement des courbes convexes ou concaves, mais quelques modèles dans ce groupe sont capables d'avoir un point d'inflexion et un extremum.

Le modèle suivant appartient à la famille des modèles exponentiels. Il s'agit de l'exponentiel modifié ou inversé (Modified Exponential ou Inverted Exponential)

$$Q(P) = a * \exp\left(\frac{b}{P}\right) \quad (2.15)$$

Le tableau suivant montre également un bon ajustement des courbes caractéristiques  $Q(P)$  comme les autres modèles testés.

Pour le modèle généralisé, les résultats présentés dans le tableau 3.14, sont comparables à ceux des modèles polynomial et quadratique voir meilleurs car tous les coefficients du modèle présentent des coefficients de corrélation proches de 1

h(m)	a	b	R <sup>2</sup>
10	10,081	-263,982	0,990
15	10,408	-376,661	0,993
20	11,202	-520,858	0,993
25	12,208	-703,337	0,994
30	11,911	-826,968	0,992
35	9,027	-818,415	0,990

Tableau. 3.13. : Valeurs des coefficients du modèle exponentiel modifié

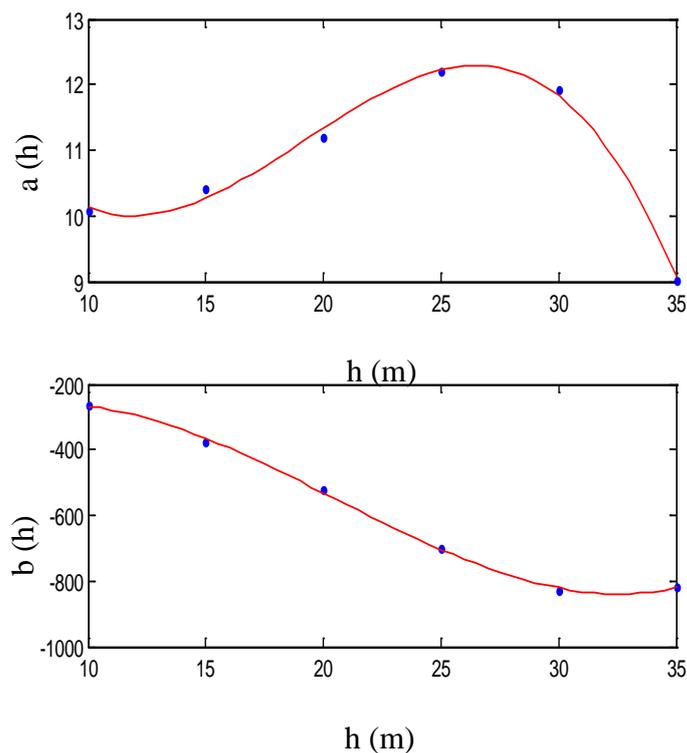


Fig. 3.9. : Courbes de tendance des coefficients du modèle exponentiel modifié généralisé

Coeff.	a	b
$a_0$	17,007	-521,316
$a_1$	-1,387	67,753
$a_2$	0,085	-5,058
$a_3$	-0,001	0,082
$R^2$	0,994	0,999

Tableau. 3.14. : Valeurs des coefficients du modèle exponentiel modifié généralisé

Le tableau suivant donne un récapitulatif des résultats de l'application des différents modèles choisis pour les hauteurs de pompage testés. Les critères RRMSE (Relative Root Mean Square), ainsi que le  $R^2$  (coefficient de corrélation), sont utilisés comme tests statistiques.

L'indice en 1 occurrence dans le  $RRMSE_1$  et le  $R^2_1$  désigne l'erreur entre les données mesurées et les données calculées par contre l'indice 2 dans  $RRMSE_2$  et  $R^2_2$  étant l'erreur entre les données mesurées et celles calculées en appliquant les modèles généralisés.

h (m)	Erreur	Polynômial de degré 3	Exponentiel Modifié	Pression de vapeur	Géométrique modifié	Quadratique
10	RRMSE <sub>1</sub>	0,011	0,011	<b>0,010</b>	0,011	0,013
	R <sub>1</sub> <sup>2</sup>	<b>0,991</b>	0,990	<b>0,991</b>	<b>0,991</b>	0,987
	RRMSE <sub>2</sub>	0,012	<b>0,011</b>	<b>0,011</b>	0,012	0,014
	R <sub>2</sub> <sup>2</sup>	<b>0,991</b>	<b>0,991</b>	<b>0,991</b>	<b>0,991</b>	0,987
15	RRMSE <sub>1</sub>	0,027	0,026	<b>0,025</b>	0,026	0,027
	R <sub>1</sub> <sup>2</sup>	<b>0,993</b>	<b>0,993</b>	<b>0,993</b>	<b>0,993</b>	<b>0,993</b>
	RRMSE <sub>2</sub>	0,028	0,030	<b>0,027</b>	0,029	0,031
	R <sub>2</sub> <sup>2</sup>	<b>0,993</b>	<b>0,993</b>	<b>0,993</b>	<b>0,993</b>	0,992
20	RRMSE <sub>1</sub>	<b>0,007</b>	0,015	0,015	0,016	0,014
	R <sub>1</sub> <sup>2</sup>	<b>0,994</b>	0,993	0,993	0,992	<b>0,994</b>
	RRMSE <sub>2</sub>	<b>0,015</b>	<b>0,015</b>	0,017	0,019	0,027
	R <sub>2</sub> <sup>2</sup>	<b>0,994</b>	0,993	0,993	0,992	0,993
25	RRMSE <sub>1</sub>	<b>0,020</b>	0,021	0,021	0,021	0,021
	R <sub>1</sub> <sup>2</sup>	<b>0,994</b>	<b>0,994</b>	<b>0,994</b>	<b>0,994</b>	<b>0,994</b>
	RRMSE <sub>2</sub>	<b>0,020</b>	0,021	0,022	0,021	0,022
	R <sub>2</sub> <sup>2</sup>	<b>0,994</b>	<b>0,994</b>	<b>0,994</b>	<b>0,994</b>	<b>0,994</b>
30	RRMSE <sub>1</sub>	<b>0,019</b>	0,020	0,020	0,020	0,020
	R <sub>1</sub> <sup>2</sup>	<b>0,993</b>	0,992	0,992	0,992	0,992
	RRMSE <sub>2</sub>	<b>0,019</b>	0,020	0,021	0,020	0,023
	R <sub>2</sub> <sup>2</sup>	<b>0,993</b>	0,992	0,992	0,992	0,992
35	RRMSE <sub>1</sub>	<b>0,029</b>	0,030	0,030	0,031	<b>0,029</b>
	R <sub>1</sub> <sup>2</sup>	<b>0,991</b>	0,990	0,990	0,990	<b>0,991</b>
	RRMSE <sub>2</sub>	<b>0,029</b>	0,030	0,030	0,031	0,030
	R <sub>2</sub> <sup>2</sup>	<b>0,991</b>	0,990	0,990	0,990	<b>0,991</b>

Tableau. 3.15. : Récapitulatif des résultats de l'application des différents modèles simples et modèles généralisés pour différentes hauteurs de pompage à la pompe Grundfos 5A-6

Les résultats de la modélisation présentés dans le tableau ci-dessus nous permettent de conclure qu'il n'y a pas de supériorité d'un modèle sur les autres modèles.

En considérant uniquement les résultats des modèles généralisés qu'on juge plus importants car le modèle choisi sera utilisé dans le programme de simulation, on peut confirmer qu'en général :

- Tous les modèles généralisés donnent de bons résultats
- Les RRMSE pour tous les modèles confondus sont dans l'intervalle 0,7-3,1 %

- Le modèle de pression de vapeur donne les meilleurs résultats pour le critère d'erreur RRMSE (à 0,1% près) et ceci pour les faibles hauteurs
- Les modèles polynomial et quadratique sont plus performants pour les grandes hauteurs.
- Le modèle polynomial d'ordre 3 présente les meilleures performances en ce qui concerne le RRMSE (à 0,1% près) pour l'ensemble des hauteurs testées
- Le modèle exponentiel modifié présente une stabilité de ses performances entre les deux modèles appliqués (modèle simple et modèle généralisé) par rapport aux autres modèles.

Sur la base de ces constatations, il est difficile de choisir un modèle parmi les quatre modèles, prenant donc le meilleur de chaque catégories à savoir : modèle polynomial, modèle pression de vapeur et modèle exponentiel modifié puis appliquant d'autres critères de choix :

Observons les courbes caractéristiques  $Q(P)$  pour différentes hauteurs :

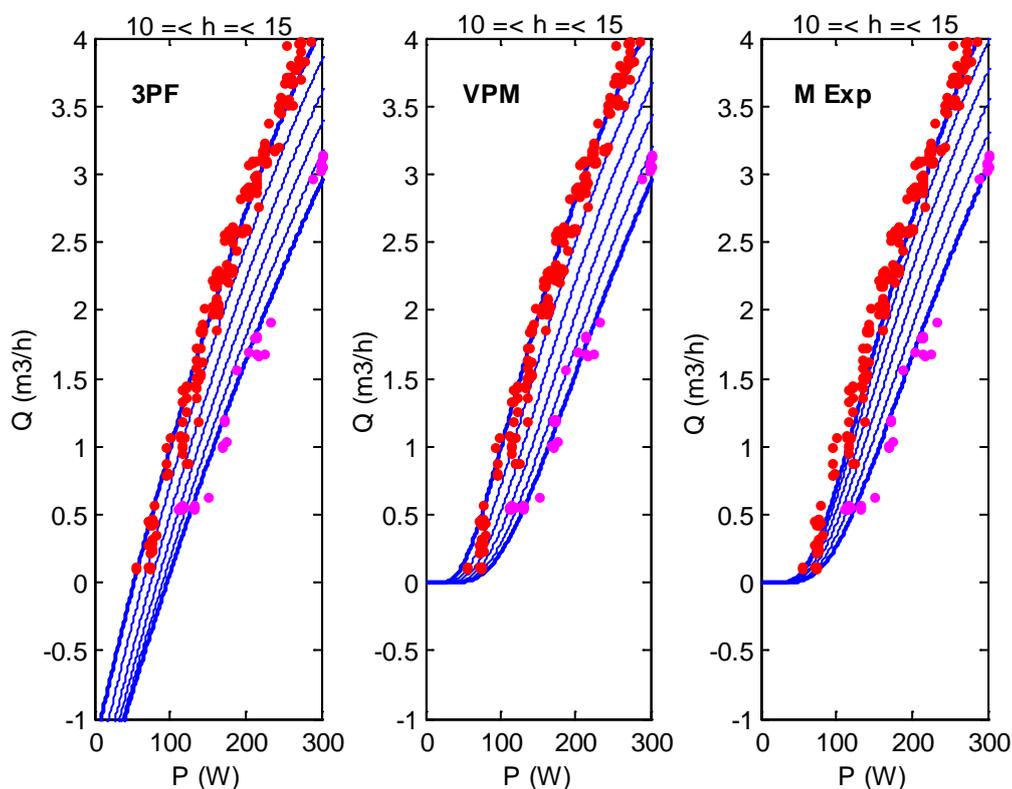


Fig. 3.10. : Tracés de  $Q(P)$  avec les trois modèles généralisés pour  $h=10 - 15m$

A partir de ces tracés on remarque que pour le modèle polynomial, il existe des valeurs négatives de débit ce qui n'est pas réel, ce qui nous oblige à ajouter une contrainte au modèle en précisant que  $P > P_{\text{critique}}$  tel que  $Q(P_{\text{critique}}) = 0$ , alors les deux autres modèles ne sont pas soumis à des contraintes sur  $P$  car du fait que les débits  $Q$  ne présentent pas de valeurs négatives et ce, quelle que soit la valeur de  $P$ , ils sont donc plus réalistes. Néanmoins on observe une surestimation pour les faibles valeurs de  $Q$  pour le modèle pression de vapeur.

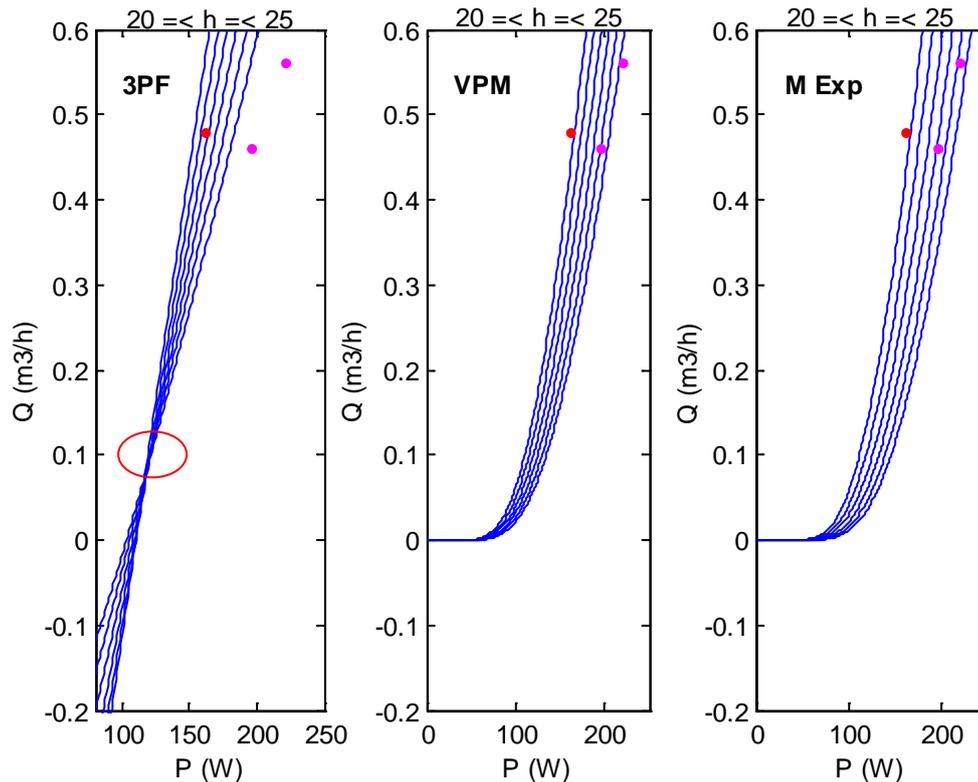


Fig. 3.11. : Zoom du tracés des courbes  $Q(P)$  des trois modèles généralisés pour  $h=20-25\text{m}$

La figure ci-dessus présente un zoom des courbes caractéristiques pour  $h = 20 - 25\text{m}$  par les modèles généralisés. On voit pour le modèle polynomial une baisse de performances pour les faibles valeurs de  $P$  ce qui traduit par une déformation de ces courbes  $Q(P)$ . Si elle est logique pour  $Q > 0,1 \text{ m}^3/\text{h}$ , elle est cependant aberrante pour  $Q < 0,1 \text{ m}^3/\text{h}$ , de surcroît, on remarque une surestimation par rapport aux données mesurées. Par contre les deux autres modèles présentent une estimation correcte.

Un autre paramètre qui influence le choix d'un des modèles, c'est bien le temps de calcul du programme de simulation.

MATLAB dispose d'une fonction qui nous permet de savoir le temps nécessaire pour exécuter une instruction, ce qui nous a permis d'évaluer ce temps pour le calcul de chaque modèle 30 fois

Pour le modèle 3PF (polynomial d'ordre 3) Tcal pour exécuter 30 fois l'instruction est estimé à 0,218 s

Pour le modèle VPM (Modèle pression de vapeur) ce temps également pour exécuter 30 fois l'instruction est estimé à 0,172 s

Alors que pour le modèle M Exp (Modèle Exponentiel modifié) il est estimé à 0.094 s (Voir ANNEXE2)

C'est pour les raisons suivantes :

- Ayant une RRMSE  $\leq 3\%$  pour toutes les hauteurs testées, comparables aux autres modèles.
- Possédant un nombre réduit de paramètres (en l'occurrence 2 coefficients) ce qui facilite son implantation
- Proche d'un modèle réel
- Un temps d'exécution réduit par rapport aux autres modèles

Que le modèle exponentiel modifié est choisi pour modéliser l'ensemble moteur-pompe Grundfos 5A-6 avec moteur MSF3.

### 3.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à la modélisation des composants du système de pompage PV complet : le générateur PV et le groupe moteur-pompe. Chaque modélisation est basée sur des équations relativement simples, provenant de la littérature scientifique. La validation de certains modèles a permis de préciser leur domaine d'incertitude.

L'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de certains paramètres.

# **Chapitre 4**

## **Dimensionnement et Optimisation du Système de Pompage PV**

### **4.1. Introduction**

L'utilisation de sources d'énergie renouvelables induit le concept de stockage d'électricité ou de l'eau et ce en raison de la disponibilité intermittente de telles ressources. L'utilisation du stockage de l'eau est indispensable pour l'usage domestique ou bien pour l'irrigation. En particulier, les sites géographiquement isolés et non raccordés au réseau intégrant une source renouvelable telle que l'énergie solaire, un système de pompage photovoltaïque d'eau autonome est généralement alimenté par un système comprenant un générateur photovoltaïque, un groupe moteur-pompe et un réservoir d'eau pour assurer la continuité de l'approvisionnement lorsque l'énergie solaire ne suffit pas. Le dimensionnement des composants du système joue un rôle primordial. Il est cependant nécessaire de réaliser une optimisation technico-économique d'un tel système de production-stockage. Ce chapitre présente l'étude d'optimisation de dimensionnement du système de pompage PV avec stockage de l'eau.

### **4.2. Méthodes de dimensionnement et d'optimisation du système**

Les principales études de dimensionnement et d'optimisation de systèmes à sources renouvelables sont citées dans le chapitre 3. Les méthodes intégrant à la fois les critères techniques et économiques permettent de donner une analyse globale du système et offrent une vision plus réaliste du choix de la meilleure configuration du système.

La figure suivante représente le schéma synoptique du système photovoltaïque de pompage de l'eau étudié dans cette thèse.

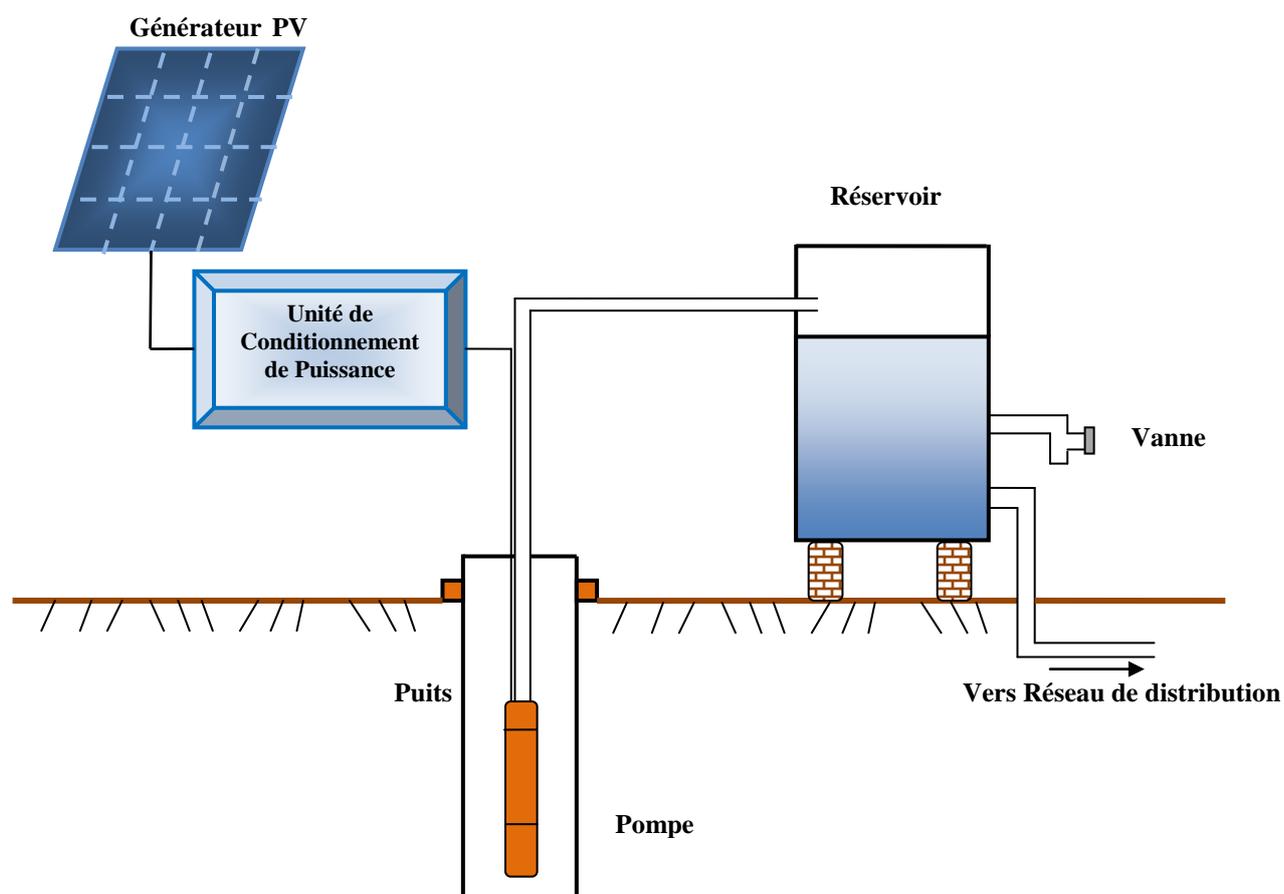


Fig. 2.2. : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque de pompage de l'eau.

### 4.3. Méthodologie d'optimisation utilisée

La méthode de dimensionnement présentée dans ce travail consiste à déterminer la configuration optimale du système, permettant de satisfaire les besoins de la charge en eau selon deux critères d'optimisation: la fiabilité et le coût:

- la fiabilité est fondée sur le concept de la probabilité de perte d'alimentation de la charge (LPSP). Cela permet de déterminer l'ensemble des configurations qui permet d'atteindre la valeur de la LPSP désirée.
- le calcul du coût est établi par rapport au concept du coût de cycle de vie (LCC), il permet de choisir la configuration optimale du système, parmi l'ensemble des configurations satisfaisant le critère de fiabilité, qui présente le coût minimal.

Deux paramètres de dimensionnement sont introduits dans le processus d'optimisation à savoir: la puissance crête du générateur PV, et la capacité de stockage du réservoir d'eau.

Dans cette étude, la fiabilité de la fourniture de l'énergie à la charge et le coût de cycle de vie sont décrits par des modèles mathématiques. Les sections suivantes présentent ces deux modèles de simulation.

#### 4.3.1. Modèle de la fiabilité selon le concept de LPSP

En raison de la nature intermittente de l'éclairage solaire, impliquant un caractère aléatoire de la production d'énergie, le dimensionnement du système autonome à sources d'énergie renouvelables joue un rôle primordial dans l'étude de ses performances. Il permet de déterminer la taille de ses composants (générateur PV, réservoir d'eau) nécessaire pour satisfaire les besoins en eau de la charge.

Le mérite des systèmes autonomes devrait être jugé en termes de leur fiabilité de la fourniture d'énergie à la charge (sous forme de quantité d'eau pompée) qui présente un facteur important pour le dimensionnement des systèmes. L'une des fonctions, permettant de décrire la fiabilité de la production d'énergie à la charge, est la probabilité de perte d'alimentation de la charge (LPSP), définie comme la probabilité pour qu'un déficit énergétique se produise [110]. En termes d'état de remplissage du réservoir d'eau, dans le cas d'un système avec stockage d'eau, la LPSP peut être définie par la probabilité pour que l'état de remplissage, à tout instant  $t$ , soit inférieur au seuil minimal de la quantité d'eau disponible dans le réservoir [107].

Ainsi, la LPSP est déterminée par le rapport entre le déficit total en énergie ou quantité d'eau et la consommation totale pendant la période considérée, autrement dit elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge. Sa valeur peut être donnée par l'expression suivante [107,110,111]:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (5.1)$$

Où  $LPS(t)$  représente le déficit en eau pendant l'heure  $t$ ,  $T$  est la période de fonctionnement (pour cette étude,  $T = 1$  année) et  $E_L(t)$  la demande pendant l'heure  $t$ .

La valeur de LPSP est comprise dans l'intervalle [0-1]. Quand la LPSP est égale à zéro, la charge est totalement satisfaite et lorsque la valeur de LPSP est égale à l'unité, la charge ne sera jamais satisfaite.

En utilisant le concept de LPSP, un modèle technique de dimensionnement du système est présenté. Ce modèle consiste à déterminer les différentes combinaisons (générateur PV, réservoir d'eau) permettant de satisfaire les besoins de la charge en eau pour une LPSP donnée. La méthodologie et les formulations utilisées peuvent être résumées par les relations suivantes:

Sachant que la puissance  $P_{PV, Prod}(t)$  produite par le générateur PV à l'instant t (heure) coïncide numériquement avec l'énergie délivrée pendant cette heure, celle-ci est calculée comme suit [107] :

$$P_{PV,Prod}(t) = N_{PV}P_{PV}(t) \quad (5.2)$$

Où

$P_{PV}(t)$  est la puissance issue du module PV à l'instant t et  $N_{PV}$  le nombre de modules.

La puissance demandée par la charge à l'entrée de l'ensemble moteur-pompe  $P(t)_{pump}$  est calculée à partir de l'équation suivante [107] :

$$P_{Pump}(t) = E_L(t) / \eta_{Conv} \quad (5.3)$$

Avec  $E_L(t)$  la puissance demandée à l'ensemble moteur-pompe à l'instant t et  $\eta_{Conv}$  le rendement de conversion.

La puissance des réservoirs  $P(t)_{res}$  à l'instant t, puissance entrant dans les réservoirs lors du processus de remplissage ou puissance sortant des réservoirs lors du processus de décharge, est obtenue par l'équation suivante [107]:

$$P_{res}(t) = P_{PV,Prod}(t) - P_{Pump}(t) \quad (5.4)$$

Lors du fonctionnement du système, différentes situations se présentent:

- Dans le cas d'égalité entre la puissance produite par le générateur PV et la puissance demandée par la charge à l'entrée de l'ensemble moteur-pompe, la capacité de remplissage disponible dans les réservoirs reste constante.

- La puissance produite par le générateur PV est supérieure à la puissance demandée par la charge à l'entrée de l'ensemble moteur-pompe  $P_{pump}$ . Dans ce cas, le surplus de l'énergie produite est stocké dans les réservoirs de stockage (sous forme de quantité d'eau) jusqu'à leur capacité maximale du réservoir.

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \left[ E_{PV}(t) - E_L(t) / \eta_{conv} \right] \eta_{res} \quad (5.5)$$

- La puissance produite par le système est inférieure à la puissance nécessaire pour la charge à l'entrée de l'ensemble moteur-pompe  $P_{pump}$ . Dans ce cas le déficit en énergie sera couvert par le réservoir de stockage.

$$SOC(t) = SOC(t - 1) - \left[ E_L(t) / \eta_{conv} - E_{PV}(t) \right] \eta_{dech} \quad (5.6)$$

- Lorsque l'énergie produite par le générateur et celle stockée dans le réservoir est insuffisante pour satisfaire la charge, un déficit en énergie  $LPS(t)$  se produit. Il peut être déterminé à partir de l'expression suivante [102]:

$$LPS(t) = E_L(t) - \frac{E_{PV}(t) + SOC(t-1)}{\eta_{conv}} \quad (5.7)$$

Où  $\Delta t$  est le pas de temps utilisé pour le calcul (dans cette étude,  $\Delta t = 1$  heure) et  $\eta_{dech}$  est le rendement des réservoirs lors du processus de décharge. Pendant ce temps, la puissance produite par le générateur PV est supposée constante. Par conséquent, la puissance est numériquement égale à l'énergie dans cet intervalle de temps.

Sur la base de différents scénarios de fonctionnement du système décrits ci-dessus, un programme informatique a été développé visant l'estimation de la taille des composants du système (générateur PV, réservoir d'eau) donnant la LPSP désirée. Autrement dit, pour chaque couple (puissance du générateur PV et capacité de stockage), le programme est exécuté pour une période de temps définie (une année dans cette étude) en déterminant la LPSP. Les configurations assurant l'alimentation de la charge avec la LPSP requise sont retenues pour l'étude économique, quant aux autres, elles sont rejetées.

Dans la figure 4.2 est présenté l'algorithme de calcul du système. Les données d'entrée de cet algorithme comprennent des données spécifiques au site à savoir; l'irradiation solaire horaire globale et la température ambiante, les données techniques des composants constituant le système exemple :  $P_{\text{Pump,nom}}$  : puissance nominale du groupe moteur-pompe utilisé et les données liées à l'utilisateur (profil horaire de la charge et la valeur de LPSP désirée).

Dans cet algorithme,  $P_{\text{PVinf}}$ ,  $P_{\text{PVsup}}$  représentent les limites inférieure et supérieure de la variation de l'intervalle des puissances crêtes des générateur PV,  $\Delta P$  le pas de variation de la puissance du générateur PV,  $h_{\text{inf}}$ ,  $h_{\text{sup}}$  représentent les limites inférieure et supérieure de la variation de la hauteur de pompage,  $\Delta h$  le pas de variation de cette hauteur,  $\Delta t$  est le pas de simulation qui correspond à 1 heure et  $NS_D = 5$  est le nombre maximum de jours de stockage.

En utilisant l'approche, basée sur le concept de la LPSP, décrite par l'algorithme présenté dans la figure 4.2, plusieurs configurations peuvent techniquement satisfaire la charge pour une LPSP donnée. La configuration optimale est choisie parmi l'ensemble de configurations permettant la satisfaction de la charge avec la LPSP désirée et qui conduit au plus bas coût. Ceci peut être obtenu en utilisant un modèle économique, basé sur le coût de cycle de vie, qui sera développé dans la section suivante.

Toujours en utilisant le concept de la LPSP, on peut établir des bilans basés sur les débits d'eaux. Ce paramètre physique peut être déterminé en fonction de la puissance produite par le générateur PV.

Cette approche est illustrée par l'organigramme présenté à la figure 4.3.

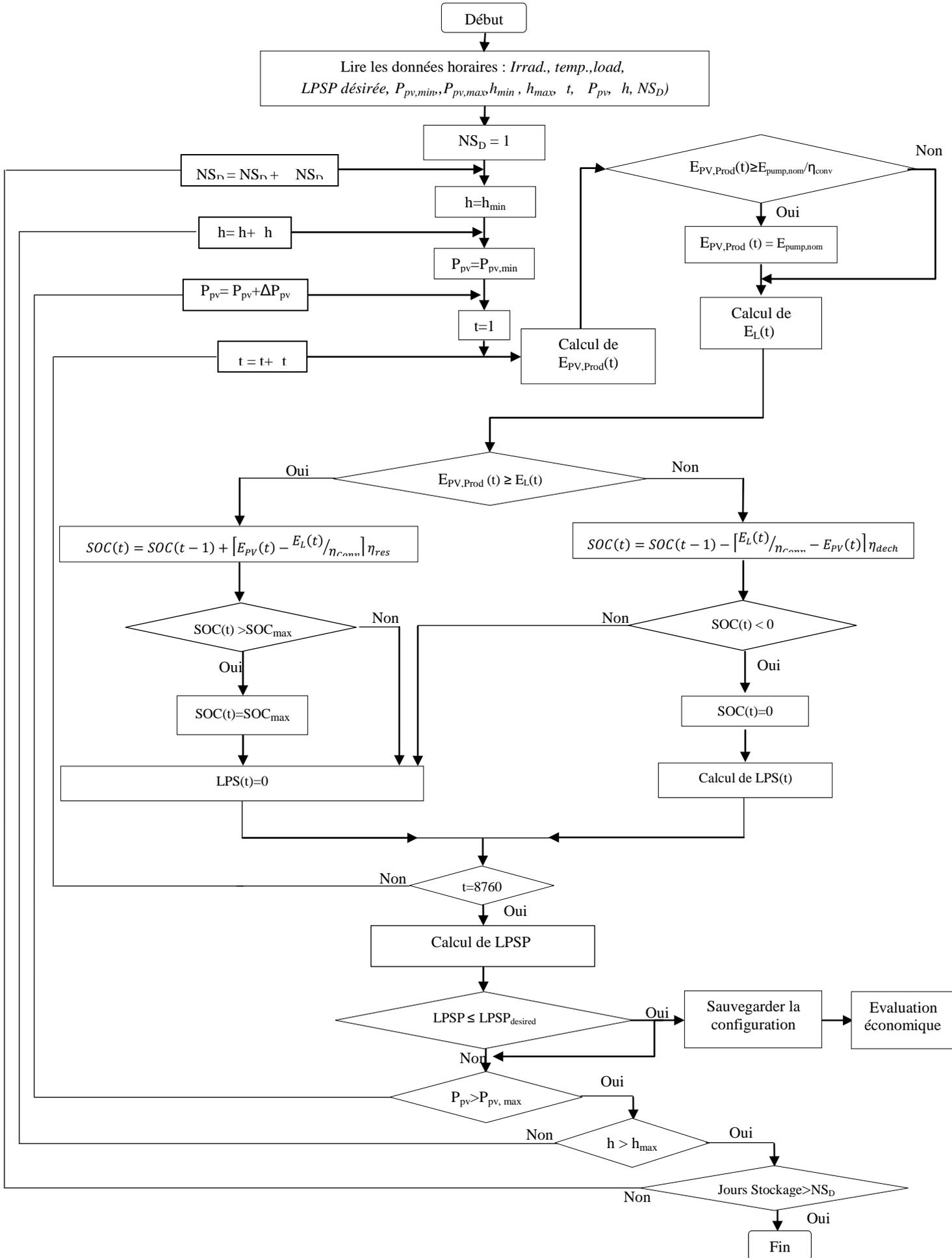


Fig. 4.2. : Organigramme du modèle de dimensionnement optimal selon l'approche basée sur les bilans énergétiques

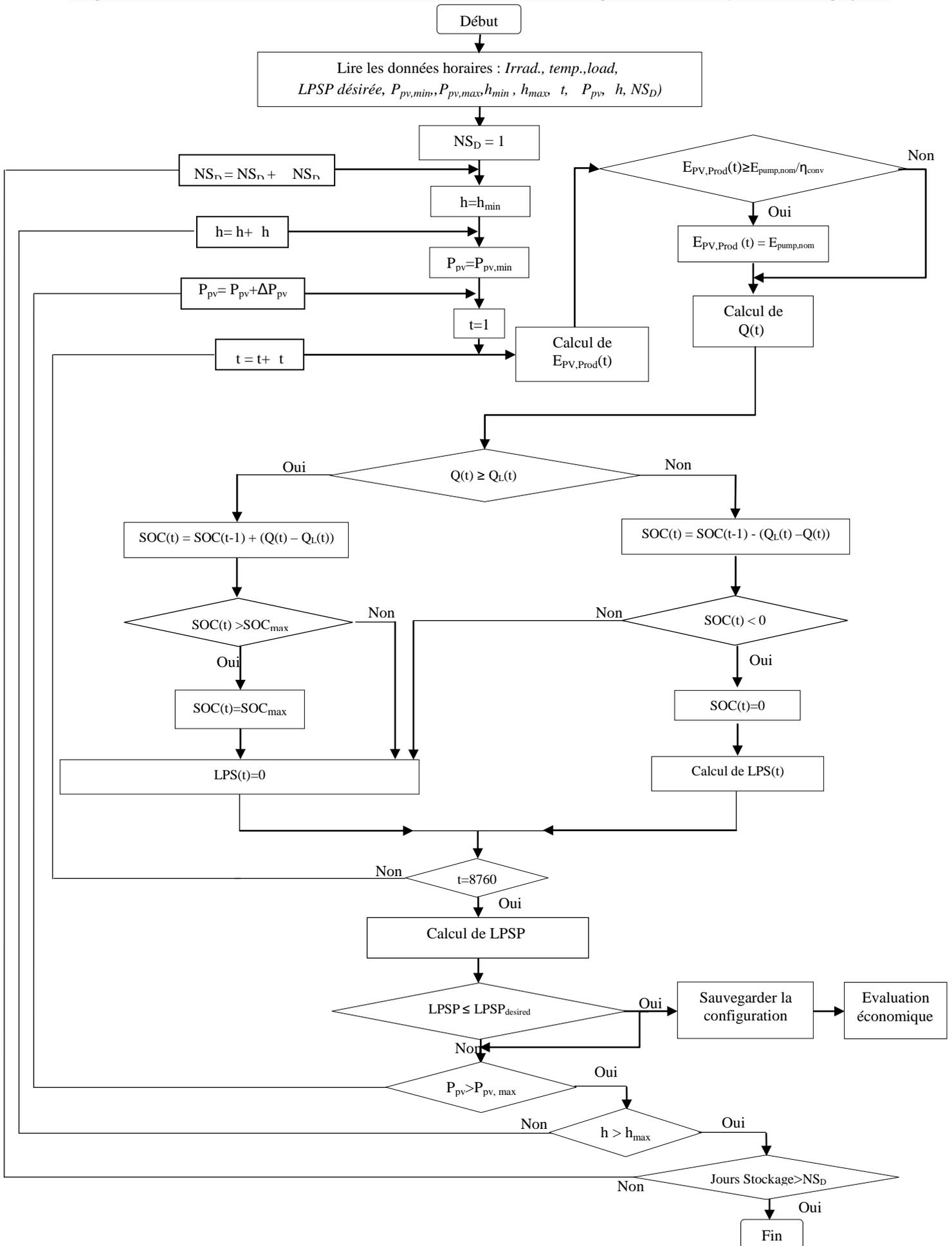


Fig. 4.3. : Organigramme du modèle de dimensionnement optimal selon l'approche basée sur les bilans des débits d'eaux

### 4.3.2. Modèle économique

L'optimisation du système de pompage PV consiste à choisir, parmi l'ensemble de configurations satisfaisant le critère technique (LPSP désirée), la configuration qui présente le coût le plus faible. Dans la littérature, plusieurs méthodes sont proposées pour l'évaluation économique des systèmes. Certaines approches sont basées sur le concept du coût total annuel du système [112, 113], d'autres utilisent le concept du coût du cycle de vie [114, 115, 116].

L'approche globale prend en compte l'ensemble des coûts relatifs à l'investissement, à la maintenance et aux remplacements des divers composants du système. Pour une évaluation comparative de différentes configurations de systèmes à sources renouvelables, l'approche économique, basée sur le coût de cycle de vie, constitue un meilleur indicateur pour cet objectif. Pour cette étude, un modèle de calcul de coût pour l'optimisation dudit système, qui est basé sur le coût de cycle de vie d'énergie, est présenté ultérieurement.

#### 4.3.2.1. Coût de cycle de vie

Le coût total sur le cycle de vie du système (Life Cycle Cost) représente toutes les dépenses nécessaires pendant le cycle de vie du système. Il est composé du coût d'investissement initial du système  $IC_{cap}$  et des coûts actualisés de la maintenance  $C_m$  et du remplacement  $C_r$  de divers composants du système sur la durée de vie. Son expression est donnée par l'équation suivante [102] :

$$LCC(DAt) = IC_{cap} + C_r + C_m \quad (5.8)$$

Dans ce cas, le coût d'investissement initial représente la somme des coûts initiaux de tous les composants du système.

##### 4.3.2.1.1. Coût d'investissement initial

- Le coût d'investissement initial  $IC_{cap}$  représente les dépenses engagées au début du projet, avant que le système soit mis en service. Généralement, il inclut les coûts de différents éléments composant le système et le coût d'installation il est donné par la relation suivante [102]:

$$IC_{cap}(DA\text{t}) = C_{PV} \cdot C_{Unit,PV} + C_{tank} \cdot C_{Unit,tank} + C_{motpump} \cdot C_{Unit,motpump} + (5.9) \\ C_{conv} \cdot C_{Unit,conv} + C_0$$

Où  $C_{PV}$ ,  $C_{Unit,PV}$  sont la taille du générateur PV (W) et le prix unitaire (DA/W) du module PV respectivement ;  $C_{tank}$ ,  $C_{Unit,tank}$  sont la capacité ( $m^3$ ) et le prix unitaire du  $m^3$  bâti (DA/ $m^3$ ) du réservoir respectivement;  $C_{motpump}$ ,  $C_{Unit,motpump}$  sont la puissance nominale (W) et le prix unitaire du W (DA/W) de l'ensemble moteur-pompe respectivement; et  $C_{conv}$ ,  $C_{Unit,conv}$  sont la puissance nominale (W) et le prix unitaire du W (DA/W) du convertisseur respectivement; de plus il ya  $C_0$  est un coût total constant y compris le coût du génie civil et le coût d'installation.

### a) Coût des composants

#### a.1) Coût du générateur photovoltaïque

Le coût du Watt crête du module PV dépend de plusieurs paramètres à savoir le type du module (monocristallin, poly-cristallin, amorphe), la taille du module PV, etc. En outre, il varie dans le temps et selon le marché (pays).

Selon une enquête des prix du watt crête menée par Solarbuzz (compagnie internationale de consultation et de recherche dans le domaine de l'énergie solaire) [117], l'évolution du prix du Watt crête du module PV dans le marché européen et américain est illustrée sur la figure 4.4. En Septembre 2011, le prix moyen dans le marché européen est estimé à 2,48 €/Wc contre 2,68\$/Wc dans le marché américain.

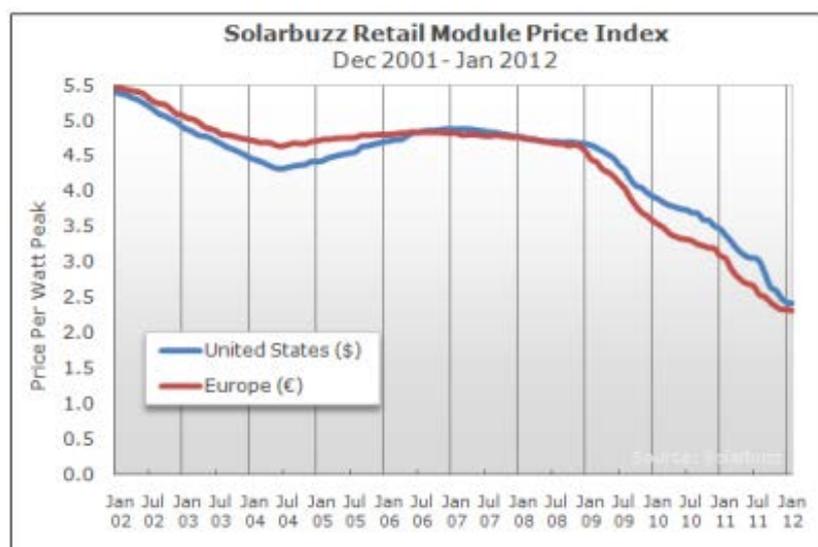


Fig. 4.4 : Evolution du coût du watt crête du module photovoltaïque [117]

Tous les prix sont exclusifs des taxes de vente qui, selon le pays ou la région, peuvent augmenter le prix de 8 à 20%.

### ***a.2) Coût du convertisseur***

Le coût unitaire de la puissance du convertisseur varie en fonction de sa taille, du type du signal de sortie et du rendement, il augmente avec la qualité du signal (sinusoïdale) et il diminue avec sa puissance nominale (effet d'échelle). Selon les données fournies par les constructeurs des convertisseurs, le coût unitaire du Watt de la puissance nominale varie de 0,1 à 1,8 €/W [118-121]

Dans cette étude, une valeur de 52,85 DA/W est choisie.

### ***a.3) Coût du réservoir d'eau***

Une valeur moyenne de 42000 DA/m<sup>3</sup> est utilisée dans cette étude. De plus, la durée de vie du réservoir est prise égale à 25 ans durée de vie du système comme le suggère certains auteurs [107].

### ***a.4) Coût d'installation***

Dans la plupart des cas, le coût d'installation est considéré comme proportionnel au coût des composants. A ce coût vient parfois s'ajouter un coût relatif à l'ingénierie et au management.

L'étude bibliographique fait apparaître une grande diversité de la valeur du coût d'installation. Pour les systèmes PV, certains auteurs [122, 123, 124] le situent entre 15 et 30% de l'investissement initial, alors que d'autres le considèrent inférieur à 10% [114] ou égal à 50% [125, 126].

Certains auteurs considèrent que le coût du système de gestion de l'énergie et le coût de d'installation sont estimés ensemble à: 50% du coût pour le générateur PV [126].

Suite à cette synthèse bibliographique que nous avons effectuée, le coût d'installation sera pris dans cette étude égal à 40% du coût du générateur PV pour la partie photovoltaïque.

#### **4.3.2.1.2. Coût de maintenance du système**

Le coût de maintenance ( $C_m$ ) du système est la somme des frais qu'il faut assumer régulièrement pour maintenir le système en bon état de marche. Généralement, l'estimation du coût de maintenance sur la durée de vie est basée sur le coût annuel de la maintenance.

#### 4.3.2.1.2.1. Coût annuel de la maintenance

Dans la plupart des cas, le coût annuel de la maintenance est proportionnel au coût d'investissement initial du matériel; il est exprimé comme une fraction du coût d'investissement initial du composant du système: Dans la littérature, ce coût représente aussi le coût de maintenance pendant la première année.

Pour estimer la part de la maintenance annuelle du système, un bilan général des hypothèses présentées dans la littérature pour les différents composants du système, est dressé.

Pour la partie PV, la plupart des auteurs [112-114 ; 127, 128] proposent un coût annuel de maintenance compris entre 0 et 2% du coût initial d'investissement avec 1% étant la valeur la plus utilisée. Pour les réservoirs de stockage, nous avons proposé une valeur de 1% du coût initial.

Pour les convertisseurs et les régulateurs de charge, la littérature donne la valeur de 1% du coût d'investissement [112, 114].

Dans cette étude, nous considérons que la maintenance représente 1% de l'investissement initial pour le générateur PV et les convertisseurs de 3%.

#### 4.3.2.1.2.2. Coût de la maintenance sur la durée de vie

La valeur actualisée du coût de la maintenance du système sur la durée de vie est donnée par l'expression suivante [129-132].

$$C_{O\&M} = \begin{cases} C_{(O\&M)_0} \left( \frac{1+e}{d-e} \right) \left[ 1 - \left( \frac{1+e}{1+d} \right)^N \right], & \text{pour } d \neq e \\ C_{(O\&M)_0} \times N, & \text{pour } d = e \end{cases} \quad (5.10)$$

Avec :

$C_{(O\&M)_0}$  : Coût de la maintenance du système pendant la première année

$e$  : Taux d'inflation des coûts de service (taux d'augmentation du coût de la main d'œuvre). En 2007, le taux d'inflation en Algérie est estimé à 3,5% par l'Office National des Statistiques (ONS) et 4,5 % par le Fonds Monétaire International (FMI).

Dans cette étude une valeur moyenne de 4% est utilisée.

$d$  : Taux d'intérêt annuel fixe (pris égal à 0,08).

$N$  : Durée de vie du système (25 ans).

#### 4.3.2.1.2.3. Coût de remplacement des composants

Le coût de remplacement ( $C_r$ ) du système de pompage PV représente les coûts de tous les remplacements de composants nécessaires pendant la durée de vie du système.

En général, dans un système de pompage photovoltaïque, les modules PV sont les composants qui durent le plus longtemps de même pour les réservoirs, par conséquent leur durée de vie est souvent considérée comme la durée de vie du système. Quant aux autres composants (convertisseur et groupe moteur-pompe), leur durée de vie est inférieure à celle du système, ce qui nécessite leur remplacement périodique.

Le coût de remplacement de chaque composant du système est principalement fonction du nombre de remplacements sur la durée de vie du système, sa valeur actualisée est donnée par l'équation suivante [129-132]:

$$C_{rep} = C_{unit} C_{nom} \sum_{i=1}^{N_{rep}} \left[ \frac{(1+e)}{(1+d)} \right]^{N / N_{rep} + 1} \quad (5.11)$$

Où,  $C_{nom}$  est la puissance/capacité nominale du composant du système, en  $m^3$  pour le réservoir d'eau et en Watt pour les autres composants,  $C_{unit}$  est le coût unitaire du composant (DA/ $m^3$ ) pour le réservoir d'eau et (DA/W) pour les autres composants ;  $N_{rep}$  est le nombre de remplacements du composant sur la durée de vie du système.  $e_1$  est le taux d'inflation des coûts du remplacement des composants (taux de l'augmentation des prix des composants).

Dans cette étude, le taux  $e_1$  est pris égal à celui de l'augmentation des coûts de service  $e$ . Le nombre de remplacements du composant  $N_{rep}$  dépend de sa durée de vie et de la durée de vie du système. Il peut être exprimé par l'équation suivante [131, 132]:

Pour les composants du système (convertisseur et groupe moteur-pompe)

$$N_{rep} = ENT[(2N - 1)/2N_c] \quad (5.12)$$

Avec :

ENT : fonction qui permet d'arrondir un nombre à l'entier immédiatement inférieur,

$N$ : durée de vie du système et  $N_c$ : durée de vie du composant du système.

La littérature donne une durée de vie de 25 ans pour le générateur PV [113, 114, 127], 10 ans pour les convertisseurs [114, 126, 129] et l'ensemble moteur-pompe et 25 ans pour les réservoirs d'eau. Ces mêmes valeurs sont proposées dans cette étude.

Par conséquent, le coût de remplacement du système sera la somme des coûts de remplacement de tous les éléments composant le système sur la durée de vie.

## **Conclusion**

Ce chapitre présente une méthodologie d'optimisation du dimensionnement d'un système de pompage PV avec des réservoirs de stockage d'eau. Elle est basée sur deux modèles: le modèle de la fiabilité du système; modèle technique qui est développé selon le concept de la probabilité de perte d'alimentation de la charge (LPSP) et le modèle économique développé en utilisant le concept du coût de cycle de vie (LCC).

En utilisant le modèle technique LPSP, un ensemble de configurations du système, qui permet de satisfaire la charge avec la LPSP désirée, est obtenu. L'optimisation du système consiste à choisir, parmi ces configurations satisfaisant le critère technique (LPSP désirée), la configuration qui conduit au coût le plus faible. Cela est obtenu en utilisant le modèle économique développé dans ce chapitre.

# Chapitre 5

## Simulation et Analyse des Résultats

### 5.1. Introduction

La méthodologie développée dans cette thèse est appliquée pour le dimensionnement d'un système autonome de pompage photovoltaïque avec stockage d'eau utilisé pour satisfaire les besoins en eaux selon 2 profils. Le premier profil est constant et le deuxième est variable, pour un même volume d'eau quotidien ( $6 \text{ m}^3$ ). Les deux profils sont présentés dans les figures 5.1.a et b. Le premier destiné à l'irrigation, alors que le deuxième, peut correspondre à l'alimentation en eau potable d'une petite localité isolée [133].

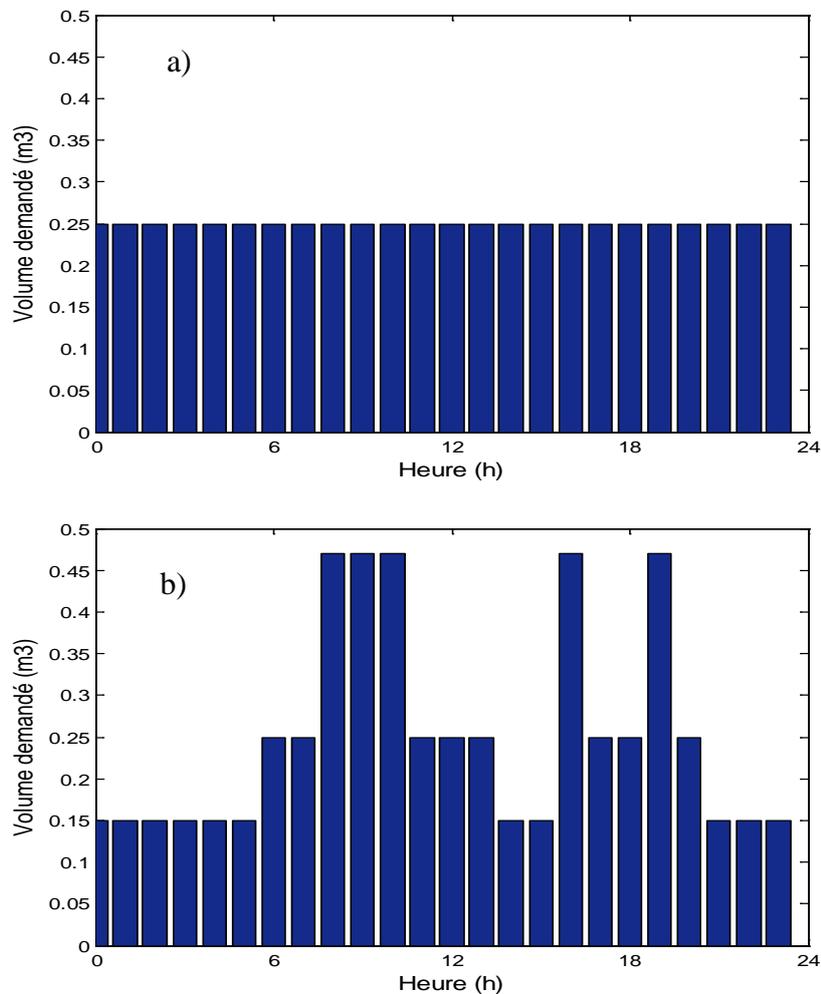


Fig. 5.1. : Profil horaire de consommation en eau :

a) profil constant, b) profil variable

La simulation est effectuée pour une année en utilisant les données horaires de l'irradiation solaire globale horizontale et de la température ambiante de 4 sites algériens qui sont : Dar El Beida, Ghardaïa, Bechar et Tamanrasset. Ces données sont fournies par le logiciel de simulation: Météonorme 95.

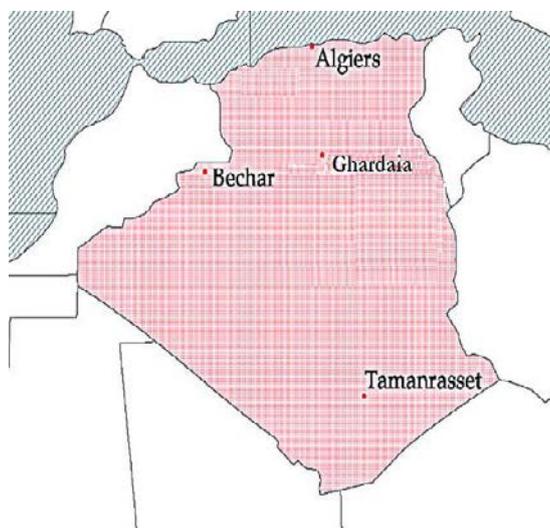


Fig. 5.2. : Situation géographique des 4 sites choisis

Le Tableau 5.1 donne des informations sur les sites choisis pour la simulation. Il s'agit de la longitude et la latitude, des valeurs de l'irradiation globale sur le plan horizontal journalière mensuelle minimale, maximale et moyenne ainsi que de la température ambiante minimale, maximale et moyenne annuelle

Sites	Longitude	Latitude	Energie journalière mensuelle min	Energie journalière mensuelle max	Energie journalière mensuelle moyenne	T min	T Max	T moy
	[deg.]	[deg.]	(Wh/m <sup>2</sup> )	(Wh/m <sup>2</sup> )	(Wh/m <sup>2</sup> )	(°C)	(°C)	(°C)
Dar El Beida	03°15'E	36°43'N	2086	7306	4514	0	37,7	17,4
Ghardaïa	03°48'E	32°24'N	2877	7287	5388	1,1	44,3	21,3
Bechar	02°14'W	31°37'N	3439	7720	5777	-0,7	42,4	20,9
Tamanrasset	05°30'E	22°48'N	4568	7795	6473	-0,3	38	21,6

Tableau. 5.1. : Données géographiques et météorologiques des différents sites

Les figures suivantes montrent les données des 4 sites choisis : l'irradiation globale sur le plan horizontal et les températures ambiantes horaires pour une année de données (8760 heures).

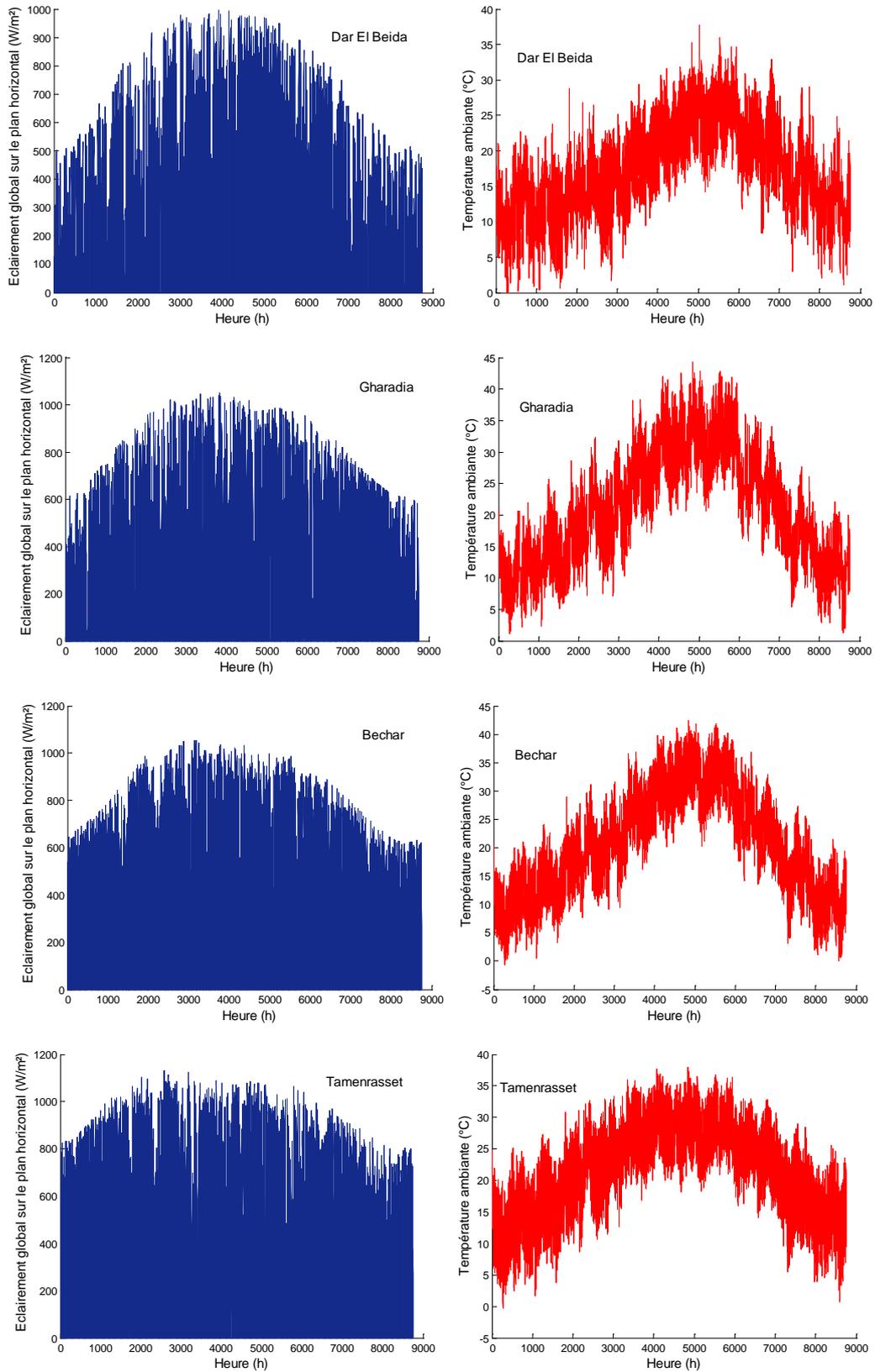


Fig. 5.3. : Evolution de l'irradiation globale horaire sur le plan horizontal ainsi que la température ambiante horaire des 4 sites choisis: Dar El Beida, Gharadia, Bechar et Tamenrasset.

Deux paramètres de dimensionnement sont à déterminer à savoir : le nombre de modules photovoltaïques (Shell SM55 choisi comme module utilisé voir tableau 5.2) et la capacité de remplissage, exprimée en nombre de jours d'autonomie. Les relations liant ces 2 paramètres à la probabilité de perte d'alimentation de la charge (Loss of Power Supply Probability LPSP) et au coût sur sa durée de vie du système (Life Cycle Cost LCC) sont analysées.

Différentes valeurs de LSPS ont été choisies pour la simulation allant de 0% correspondant à l'autonomie totale (c'est un très haut niveau de fiabilité qui ne correspond pas aux besoins de l'irrigation) à la valeur de 5% correspondant à une pénurie en eau de 15 jours sur l'année, passant par deux valeurs intermédiaires qui sont 0,3% et 1%.

La simulation est établie pour les 4 sites choisis, pour 2 profils différents, utilisant deux pompes immergées dont les caractéristiques sont présentés dans le tableau 5.3, l'une de 400W et l'autre de 900W et pour différentes hauteurs de pompage.

Les données économiques utilisées dans cette simulation sont résumées dans le tableau 5.4, où sont exposées : le prix des différents composants du système de pompage en DA/W, sachant qu'on a utilisé un taux de change de 1\$ = 74DA (taux moyen durant ces 2 dernières années), seul le prix du réservoir qui est donné en DA /m<sup>3</sup>, il s'agit là des coûts actualisés (septembre 2011).

Il est à noter que le prix de la maintenance durant la première année de ces éléments est donné en pourcentage de son coût initial, la durée de vie de chacun des composants est estimée par rapport à la moyenne trouvée dans la littérature.

Des hypothèses simplificatrices ont été prises en considération afin de mener à bien cette simulation, qui sont:

- Le réservoir est construit près du puits, est considéré plein au début de la simulation
- L'effet d'évaporation est négligé
- Les rendements des différents composants sont considérés constants pour toutes configurations confondues.
- Le phénomène du vieillissement est omis
- Les taux d'inflation et d'intérêt sont considérés constants pendant toute la durée de l'étude qui est, dans notre cas, 25 ans

Type	Voc (V)	Isc (A)	Vmax (V)	Imax (A)	Pmax (W)
Shell-SM55	21,7	3,4	17,4	3,16	55

Tableau. 5.2. : Données du module Shell SM55 utilisé dans la simulation

Type	Moteur	Puissance Nominale (W)	Tension (V)	Courant nominal (A)
Centrifuge immergée	AC	400	90	4
Centrifuge immergée	DC ou AC	900	30-300V DC 1x90V AC	7 (max)

Tableau. 5.3. : Caractéristiques de deux moteur-pompes utilisées

Composants	Prix Unitaire (DA/W)	Coût de la maintenance 1 <sup>ière</sup> année %	Durée de vie (année)	Taux d'intérêt d (%)	Taux d'inflation f(%)
Module PV <sup>a</sup>	196,1	1% du coût	25	8	4
Moteur -pompe	222	3% du coût	10		
Réservoir	42000(DA/m <sup>3</sup> )	1% du coût	25		
Convertisseur <sup>a</sup>	52,836	0% du coût	10		

<sup>a</sup>Coûts en \$ de SolarBuzz Septembre 2011 (Taux de change 1\$ = 74DA voir ANNEXE3)

Tableau. 5.4. : Coût unitaire, durée de vie des composants du système et les taux d'inflation et d'intérêt utilisés

Le but principal de cette simulation est de faire ressortir l'impact de chacun des paramètres sur la configuration et le coût du système.

## 5.2. Résultats relatifs au modèle technique de la fiabilité

En utilisant le modèle technique de la fiabilité, développé selon le concept de la LPSP, plusieurs simulations sont effectuées en considérant différentes combinaisons (puissance photovoltaïque, capacité de stockage, profils, pompes pour différents sites) et au terme de chaque simulation, la probabilité de perte d'énergie de la charge est calculée.

Dans cette simulation, nous avons choisi de faire varier le nombre de modules photovoltaïques de 1 à 30 modules d'une puissance équivalente allant de 55 à 1815W.

Par ailleurs la capacité de stockage du réservoir est exprimée en termes de nombre de jours d'autonomie (1 à 5 jours d'autonomie). Une capacité de stockage d'une journée est équivalente à  $6 \text{ m}^3$  d'eau.

Le site de Ghardaïa, le groupe moteur-pompe de puissance nominale 400W MP1 et le profil constant sont pris comme valeurs de référence dans cette étude.

Une analyse paramétrique intégrée est effectuée dans le but d'étudier l'influence des différents facteurs sur la taille optimale du système, à savoir la capacité de stockage, la qualité du potentiel, le profil de la charge, la fiabilité du système et la puissance du moteur-pompe, ainsi que la hauteur de pompage.

### **5.2.1. Cas du profil constant**

#### **5.2.1.1. Influence de la hauteur manométrique sur les dimensions du système pour différentes LPSP**

Pour un profil de charge constant et pour le site de Ghardaïa et pour les hauteurs de pompage de 6m, 14m et 26m, les résultats des simulations issus du modèle de la fiabilité, sont présentés dans la figure 5.4 pour le groupe moteur-pompe MP1 de 400W.

Sur cette figure, les différentes configurations satisfaisant les besoins de la charge pour des LPSP désirées respectivement 0%, 0,3%, 1% et 5% sont représentées pour des hauteurs de pompage différentes.

Les résultats de simulation montrent que la taille du générateur PV dépend de la LPSP désirée, du nombre de jours d'autonomie et de la hauteur de pompage. Elle est importante pour de faibles valeurs de la LPSP et de jours d'autonomie et pour les grandes hauteurs de pompage.

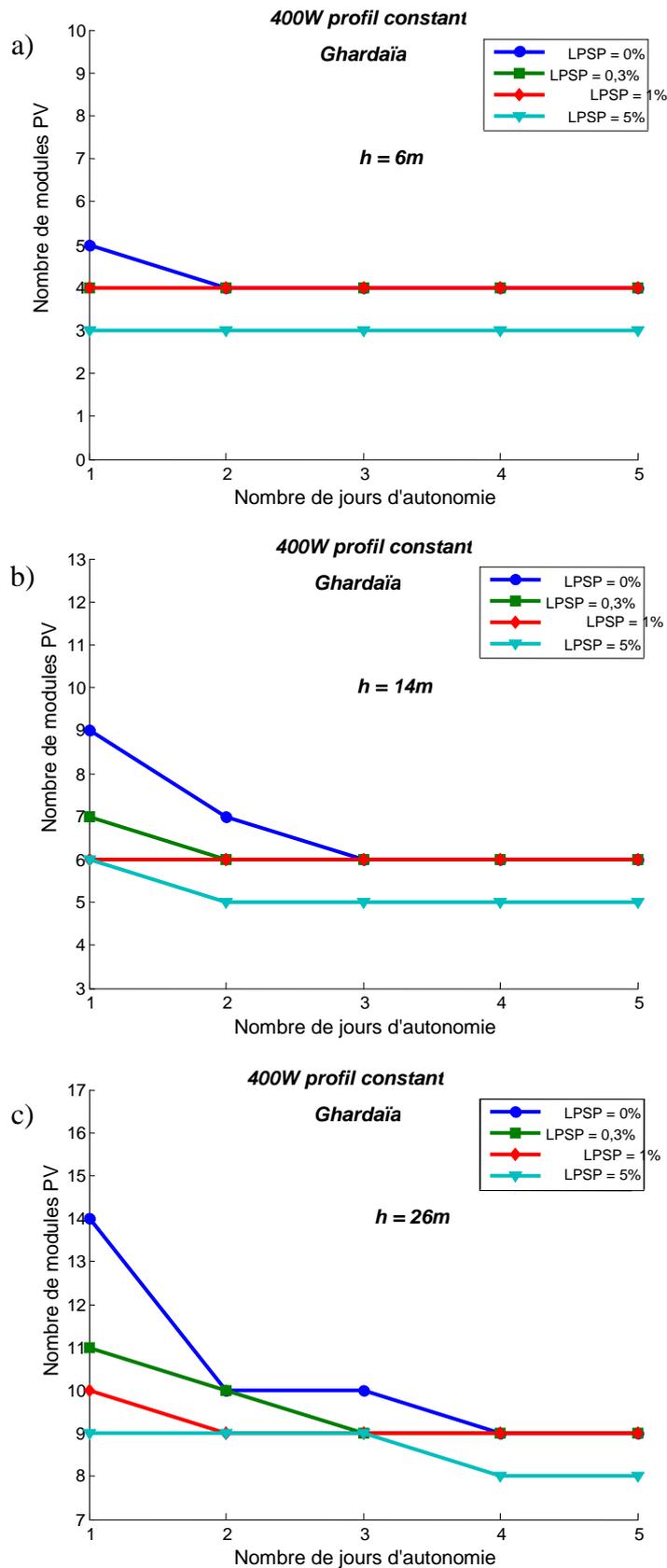


Fig. 5.4. : Configuration du système en fonction de la hauteur manométrique pour différentes LPSP : a) 6m, b) 14m et c) 26m

### **5.2.1.2. Influence du choix de la valeur de LPSP sur les dimensions du système pour différentes hauteurs manométriques**

Il est évident que pour un niveau de fiabilité élevé, c'est à dire de faibles valeurs de la LPSP, une plus grande configuration d'un système de pompage est exigée surtout pour des hauteurs de pompage plus importantes. Plus LPSP est faible plus l'écart entre les différentes hauteurs de pompage est ressentie et plus LPSP augmente plus l'influence de la hauteur diminue, on retrouve donc pratiquement les mêmes configurations surtout pour les nombres de jours d'autonomie élevés voir la figure 5.5.

De même, dans le cas d'une autonomie totale qui correspond à une  $LPSP = 0\%$ , la taille de générateur photovoltaïque doit être plus importante si on veut diminuer la sollicitation du réservoir d'eau

### **5.2.1.3. Influence de la puissance du groupe moteur-pompe sur les dimensions du système pour différentes hauteurs manométriques**

Cette influence est illustrée dans la figure 5.6 où on cherche à voir l'effet du choix de la puissance du groupe moteur-pompe sur la configuration du système photovoltaïque, à cet égard nous avons utilisé 2 pompes de puissances différentes (400W et 900W).

On remarque que généralement une configuration où elle fait intervenir une pompe plus puissante (dans notre cas 900W), dispose d'une taille moins importante ceci est d'autant plus remarquable au fur et à mesure qu'on augmente la fiabilité du système, car pour des LPSP plus faibles l'écart entre les 2 configurations apparaît très clairement.

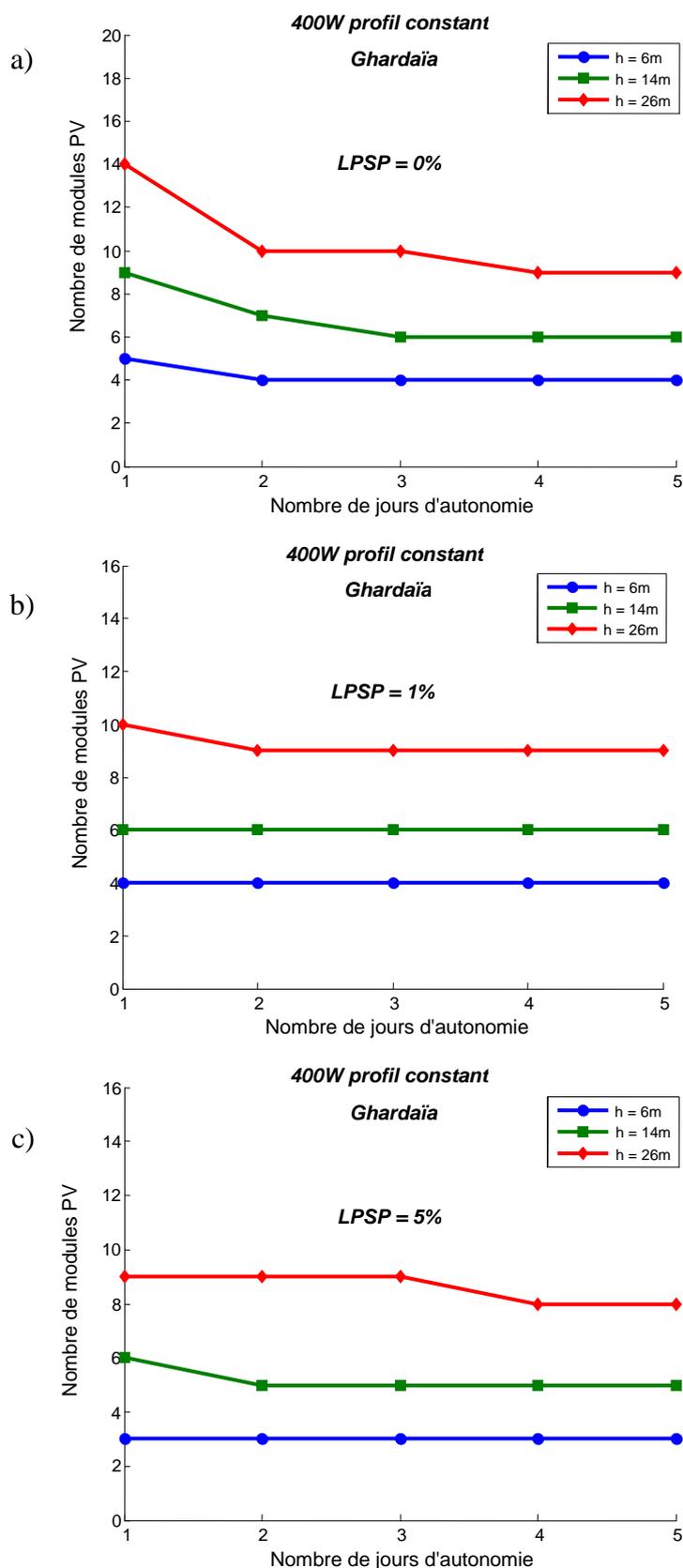


Fig. 5.5. : Configuration du système en fonction de LPSP pour différentes hauteurs manométriques: a) LPSP= 0%, b) LPSP= 1% et c) LPSP= 5%

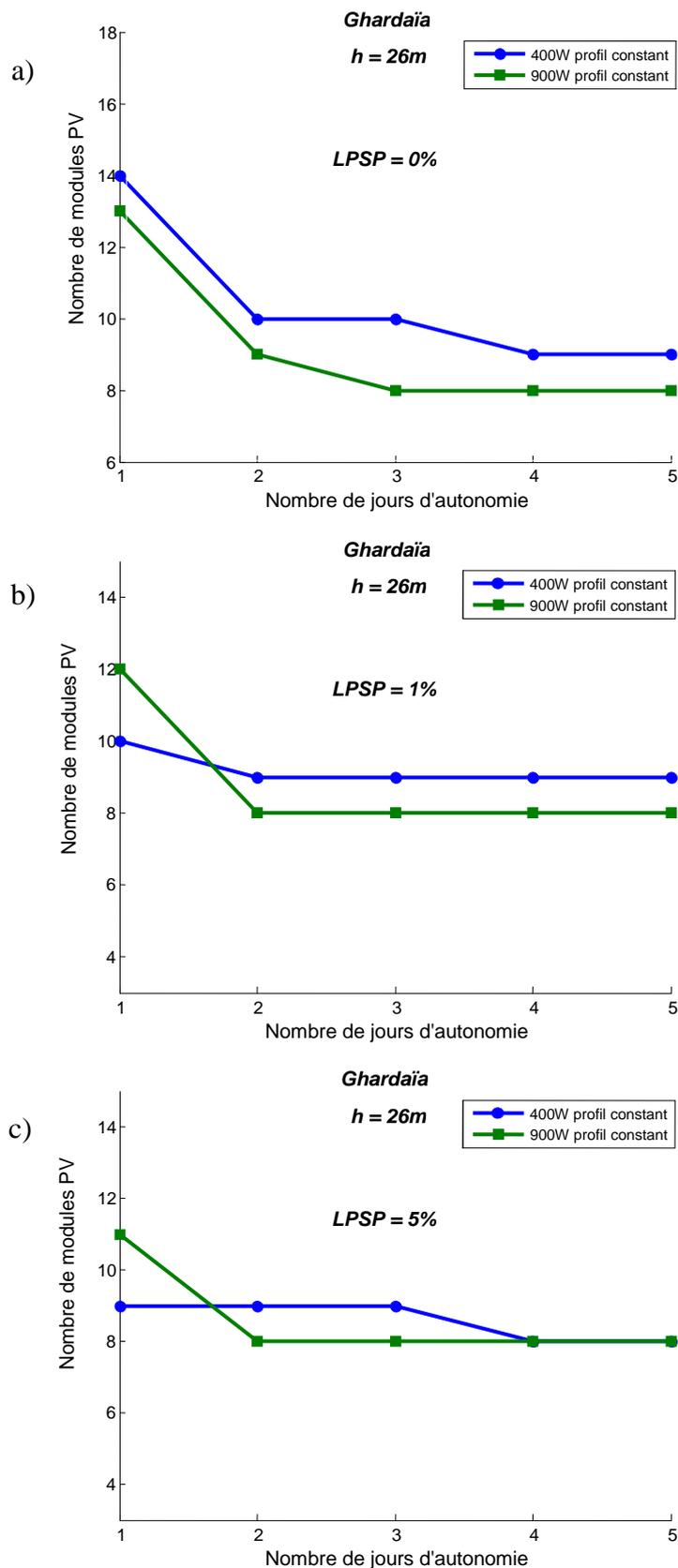


Fig. 5.6. : Configuration du système pour deux moteur-pompes de puissances différentes,

h = 26m et pour différentes LPSP : a) 0%, b) 1% et c) 5%

#### 5.2.1.4. Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système

La qualité du potentiel énergétique disponible sur un site donné est l'un des paramètres influençant les dimensions des systèmes de pompage photovoltaïques.

Le choix de quatre sites de gisements différents, représentant les quatre régions de l'Algérie : le nord (Alger), le centre (Ghardaïa et Bechar) le sud de l'Algérie (Tamanrasset), nous permettra de bien illustrer cette influence présentée aux figures 5.7 – 5.9

Ces résultats montrent clairement que la qualité des ressources énergétiques influe directement sur la taille du système.

Totalement, pour une LPSP constante et une hauteur de pompage donnée, le site ayant le potentiel le plus important nécessite une configuration moins importante en nombre de modules photovoltaïques, cela est vérifié à partir de 2 jours d'autonomie.

On observe donc une forte taille du générateur photovoltaïque pour le site d'Alger vu son faible potentiel énergétique malgré la plus faible valeur moyenne annuelle de la température ambiante ( $4514 \text{ Wh/m}^2/\text{j}$ ).

Cependant pour une journée d'autonomie cette règle n'est pas systématiquement observée. On remarque que pour les deux hauteurs 18m et 26m, le site de Bechar présente une configuration moins grande que celle de Tamanrasset malgré que Tamanrasset présente un gisement plus important ( $5777 \text{ Wh/m}^2/\text{j}$  contre  $6473 \text{ Wh/m}^2/\text{j}$ , voir Tableau 5.1).

A volume d'eau constant et pour des hauteurs plus importantes nécessite forcément une énergie hydraulique plus importante, ce qui influe sur la taille du générateur photovoltaïque, de ce fait, si le gisement solaire est plus important, l'énergie fournie par les modules n'est pas nécessairement plus importante, car il y'a l'effet de la température du module (ou la température ambiante) sur la puissance maximale de sortie de ces modules PV (voir chapitre 2).

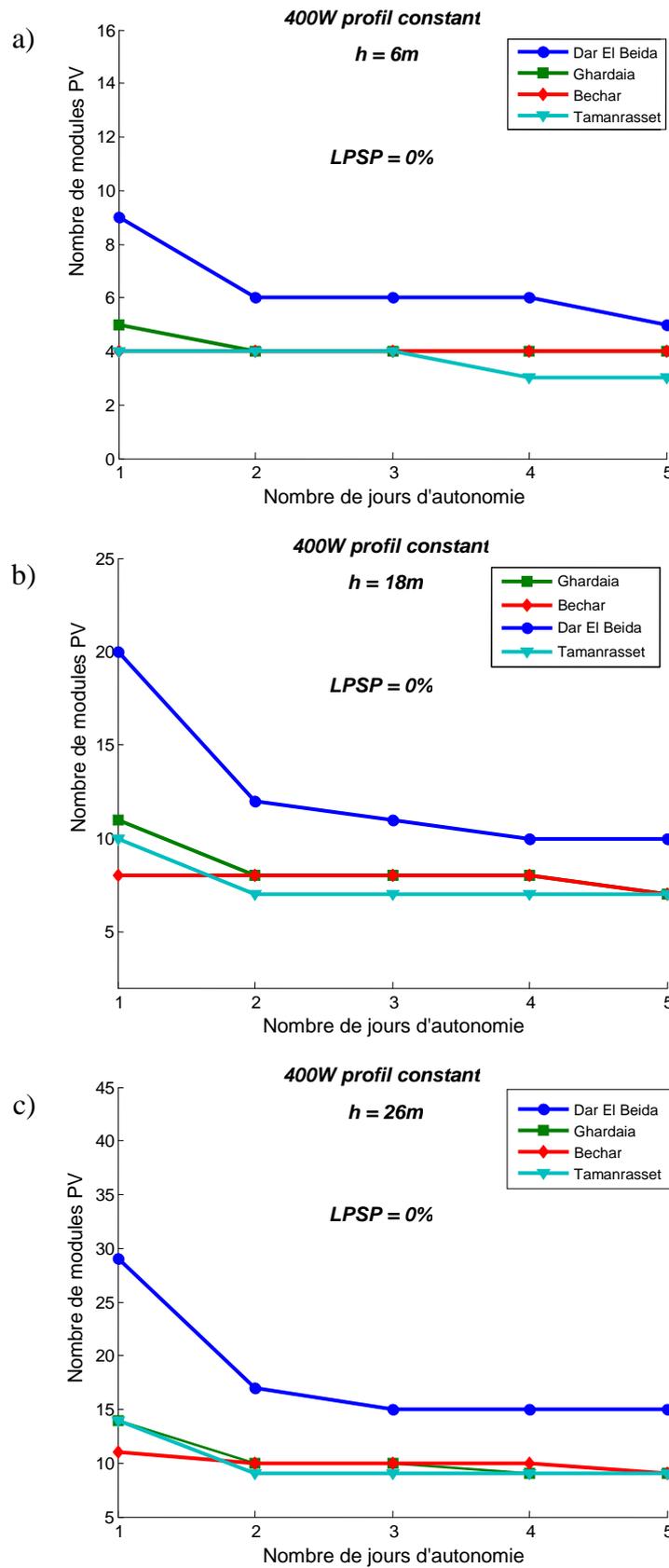


Fig. 5.7. : Configuration du système pour différents sites en fonction de la hauteur manométrique pour LPSP = 0% : a) 6m, b) 18m et c) 26m

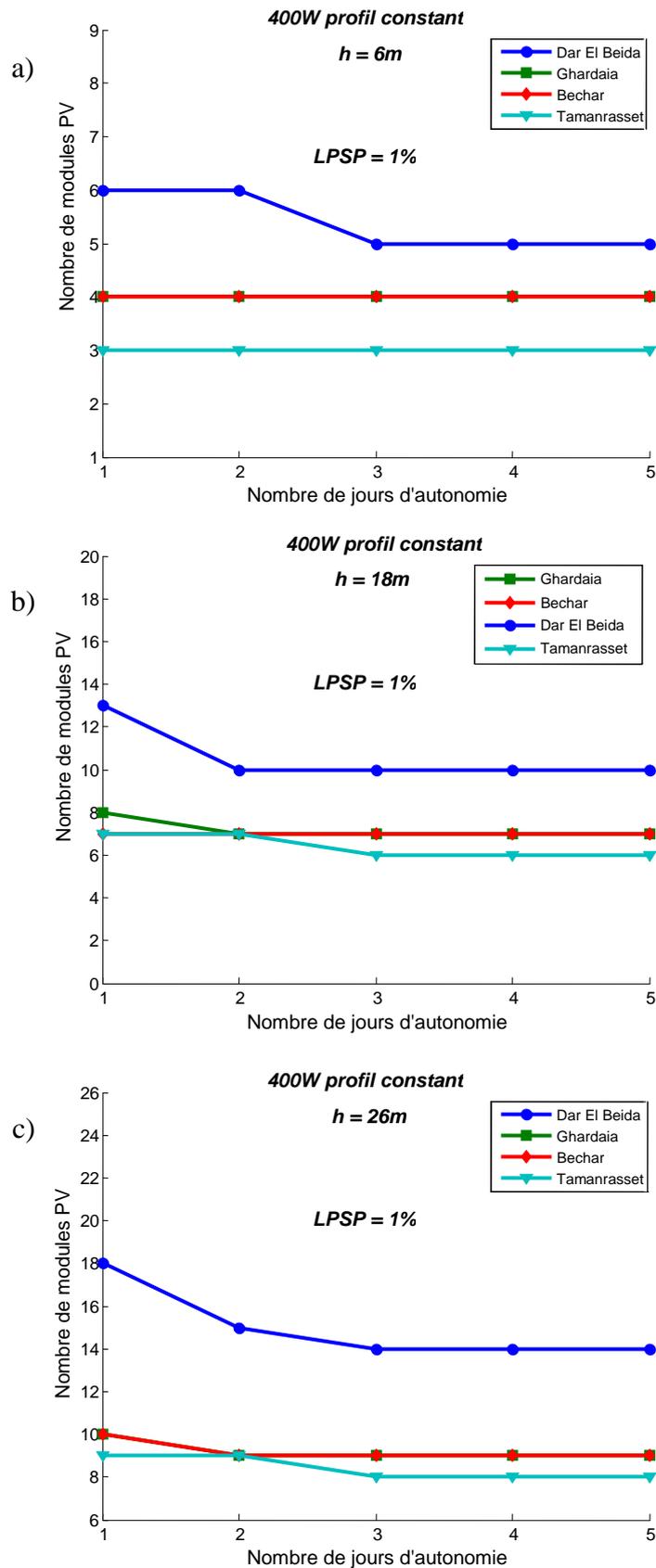


Fig. 5.8. : Configuration du système pour différents sites en fonction de la hauteur manométrique pour LPSP = 1% : a) 6m, b) 18m et c) 26m

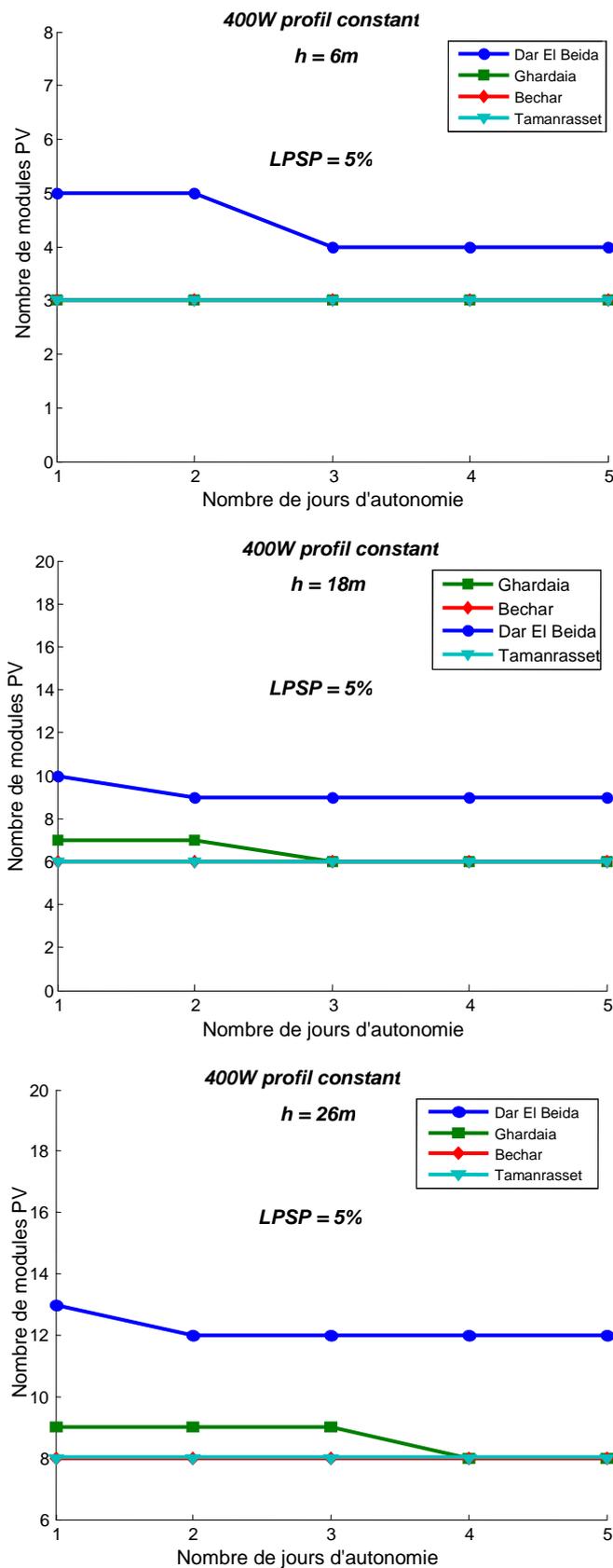


Fig. 5.9. : Configuration du système en fonction du potentiel énergétique disponible (les 4 sites choisis) et différentes hauteurs manométriques pour LPSP = 5%

### 5.2.1.5. Influence du potentiel énergétique sur les dimensions du système utilisant MP2 900W

Dans cette section nous allons observer l'influence de deux facteurs sur les dimensions du système qui sont: le potentiel énergétique et le remplacement par une pompe plus puissante que celle qui sera utilisée ultérieurement.

Les figures 5.10 à 5.12 représentent les configurations obtenues pour les 4 sites choisis, pour différentes hauteurs et LPSP = 0, 1 et 5%.

On aperçoit clairement l'effet du potentiel énergétique des différents sites sur le nombre de modules mis en jeu pour satisfaire une certaine LPSP, ainsi, on constate :

- Les dimensions du système ont un lien très étroit avec le potentiel énergétique.
- Plus LPSP diminue plus l'effet du potentiel est accentué

Même influence est constatée pour la hauteur sur la configuration que celui dans le cas de la pompe 400W avec une réduction de la taille du système

Pour un nombre de jours d'autonomie élevés l'influence du gisement diminue

Pour l'effet d'utilisation d'une pompe plus puissante, en l'occurrence Grundfos 900W, sur les dimensions de générateur PV on peut constater que :

- La taille du générateur PV a diminué par rapport à celle de la configuration avec le groupe moteur-pompe MP1 400W.
- A partir de trois jours d'autonomie,  $h=6$  et  $14$  m ; les sites de Ghardaïa, Béchar et Tamanrasset ont tous la même configuration, cela pour la LPSP = 0% et 1%.
- Par contre, c'est à partir du deuxième jour pour les LPSP = 5%

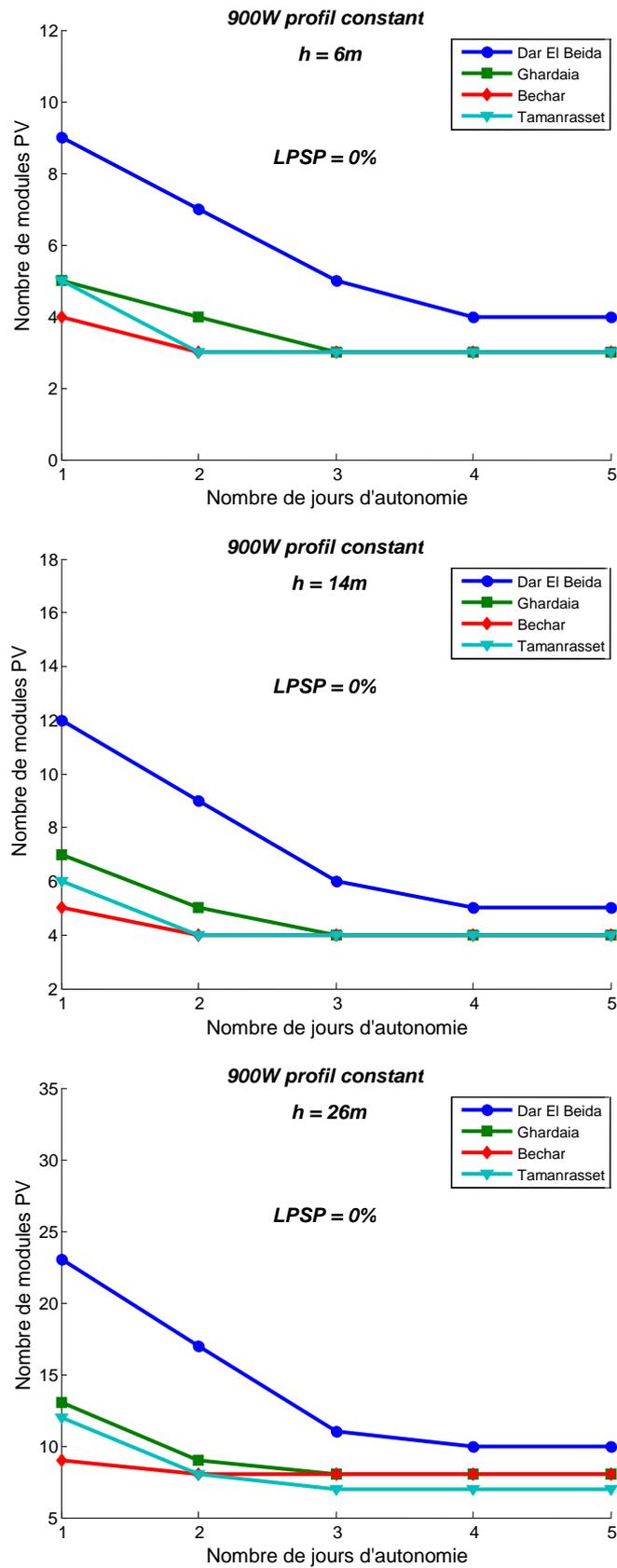


Fig. 5.10. : Configuration du système en fonction du potentiel énergétique, différentes hauteurs manométriques pour LPSP = 0% en utilisant la pompe MP2 900W

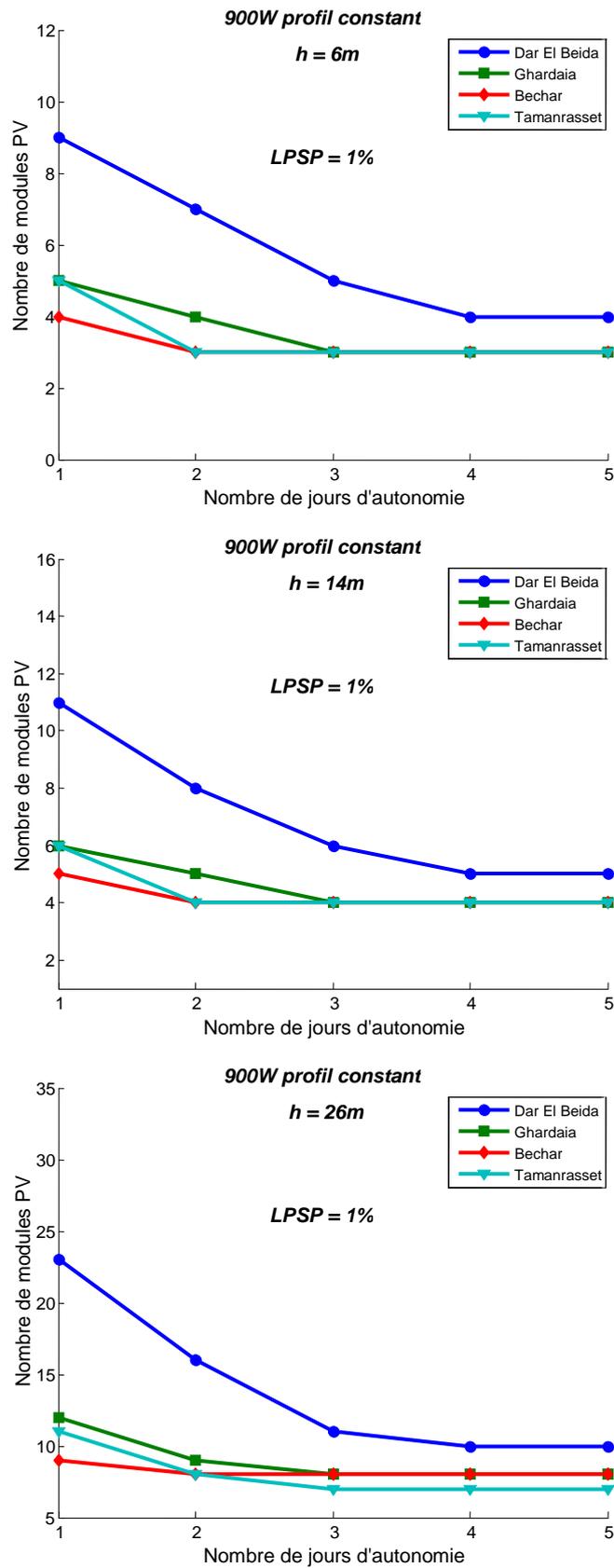


Fig. 5.11. : Configuration du système en fonction du potentiel énergétique, différentes hauteurs manométriques pour LPSP = 1% en utilisant la pompe MP2 900W

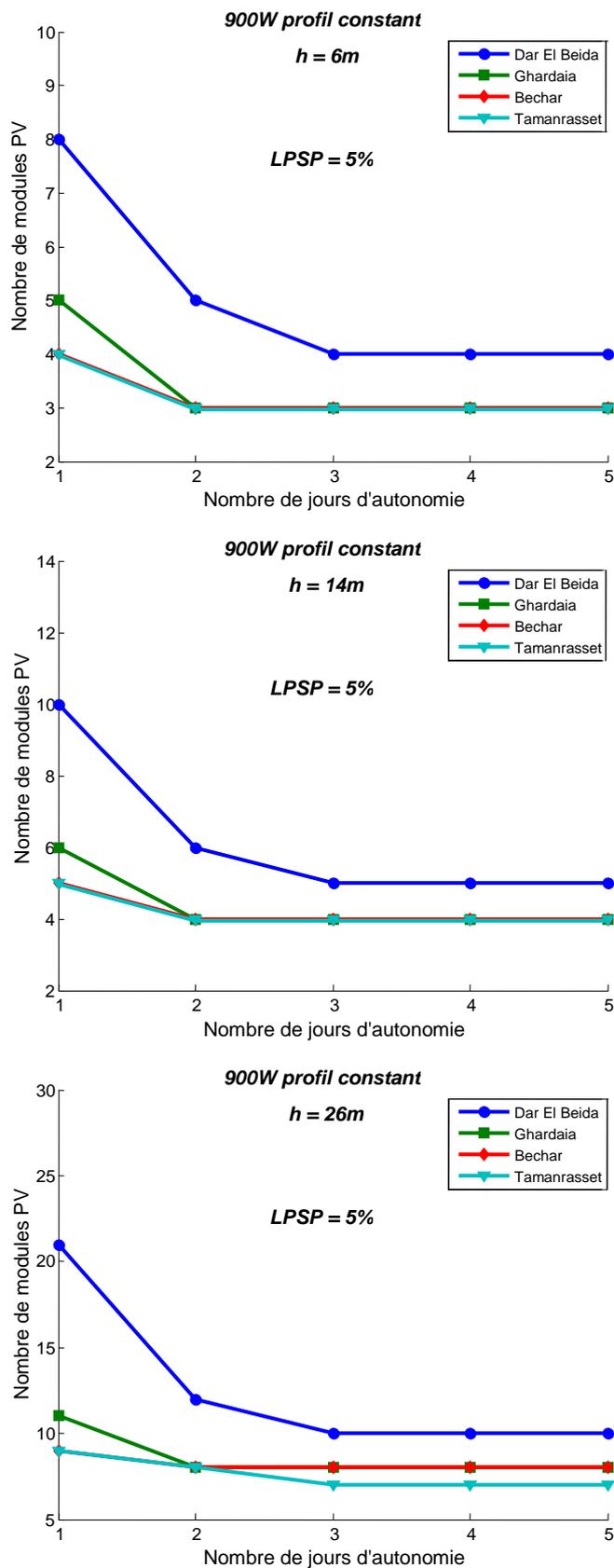


Fig. 5.12. : Configuration du système en fonction du potentiel énergétique, différentes hauteurs manométriques pour LPSP = 5% en utilisant la pompe MP2 900W

### 5.2.2. Cas du profil variable

Dans ce qui suit nous allons présenter les résultats de la simulation d'un système de pompage avec un profil variable sachant que la demande journalière est aussi de  $6\text{m}^3$ , correspondant au profil de consommation d'un groupement de maisons.

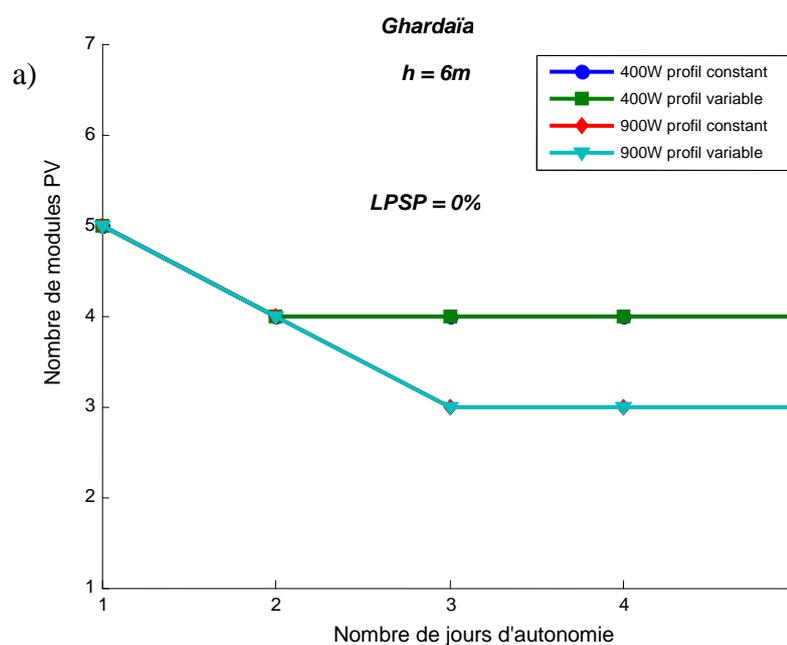
En démarrant toujours avec un réservoir plein, nous avons aussi testé deux groupes moteur-pompes de puissances différentes.

Dans les figures 5.13 à 5.15 on a illustré les résultats de cette simulation où on a tracé la taille du générateur PV en fonction des jours d'autonomie pour différentes hauteurs à des LPSP constants et pour les 2 profils et 2 groupes moteur-pompes.

En général, l'effet de la variation du profil n'apparaît pas car on trouve les mêmes combinaisons pour la même puissance de la pompe, surtout pour la pompe MP1 400W.

C'est à partir du deuxième jour d'autonomie pour les configurations avec la pompe MP2 900W que la taille du générateur photovoltaïque est plus réduite.

Plus la hauteur de pompage augmente plus la distinction entre les différentes configurations pour une même LPSP apparaît



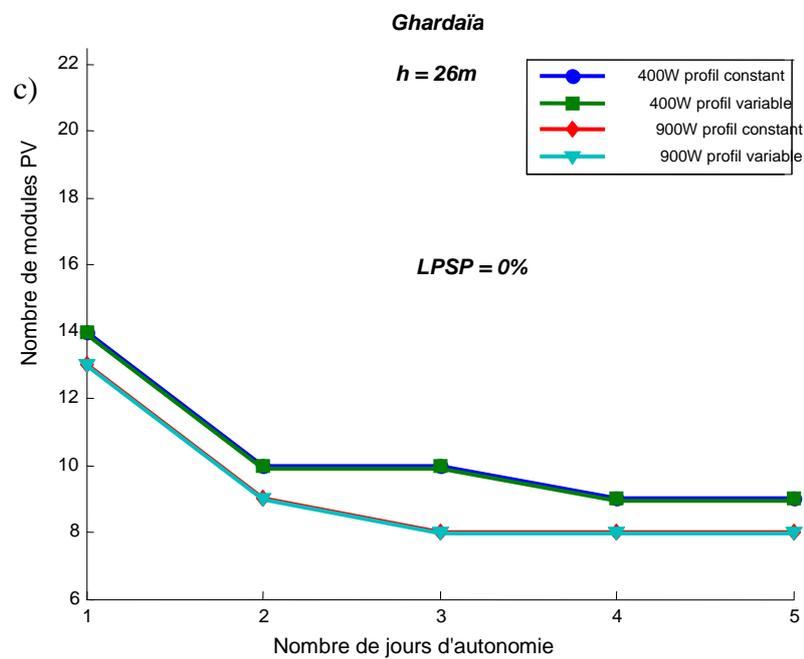
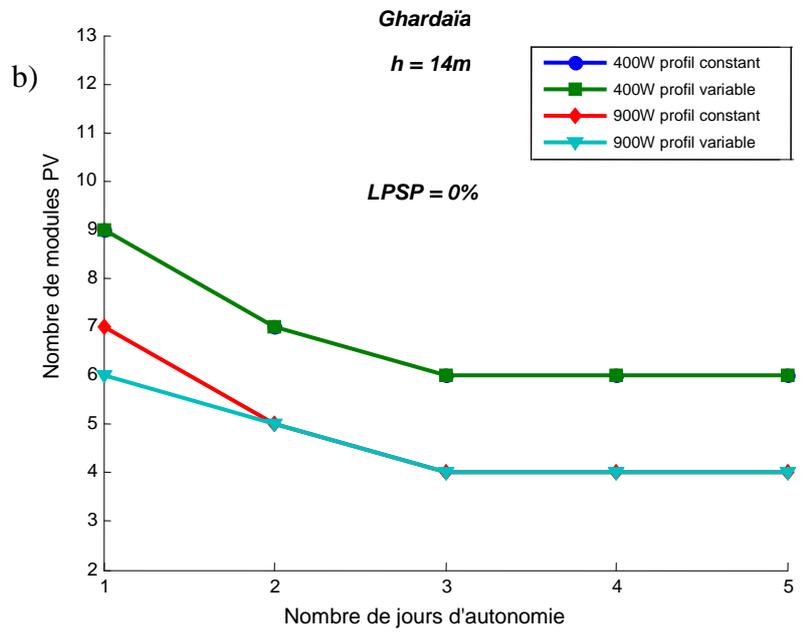


Fig. 5.13. : Configuration du système pour différents profils et différents groupe moteur-pompe en fonction de différentes hauteurs et pour la  $LPSP = 0\%$

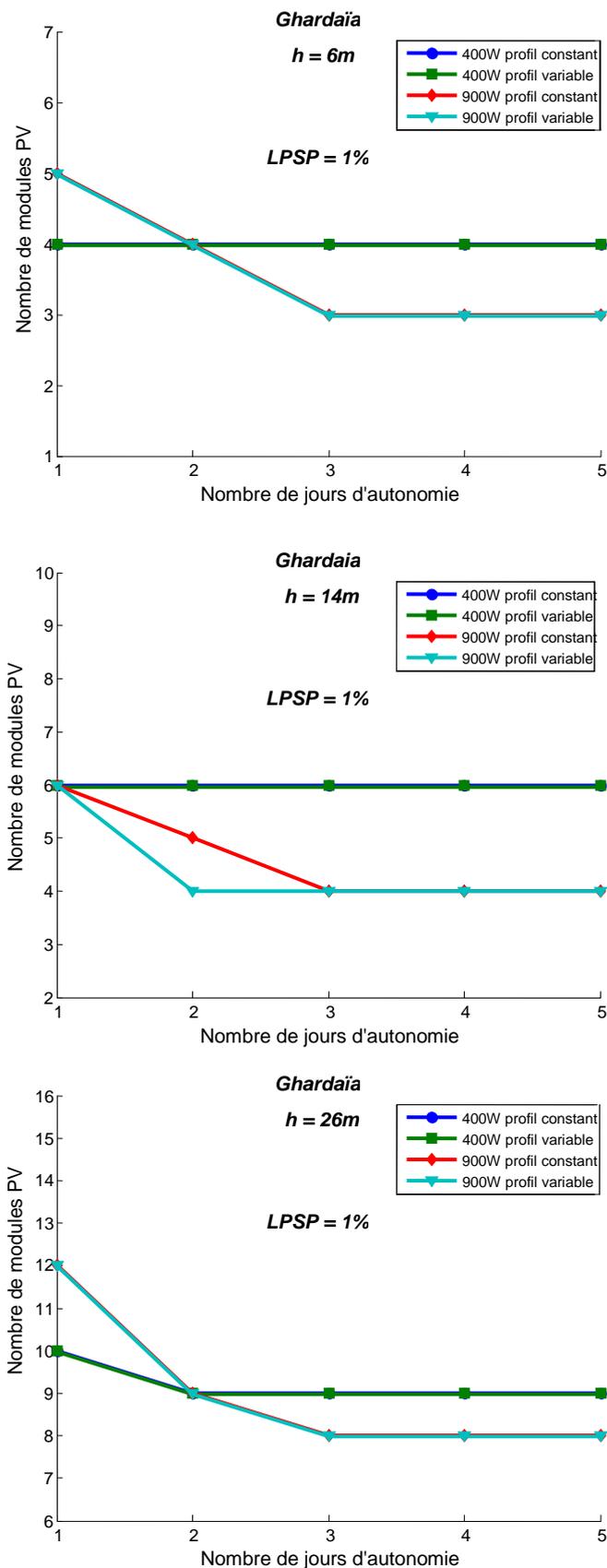


Fig. 5.14. : Configuration du système pour différents profils et différents groupe moteur-pompe en fonction de différentes hauteurs et pour la LPSP = 1%

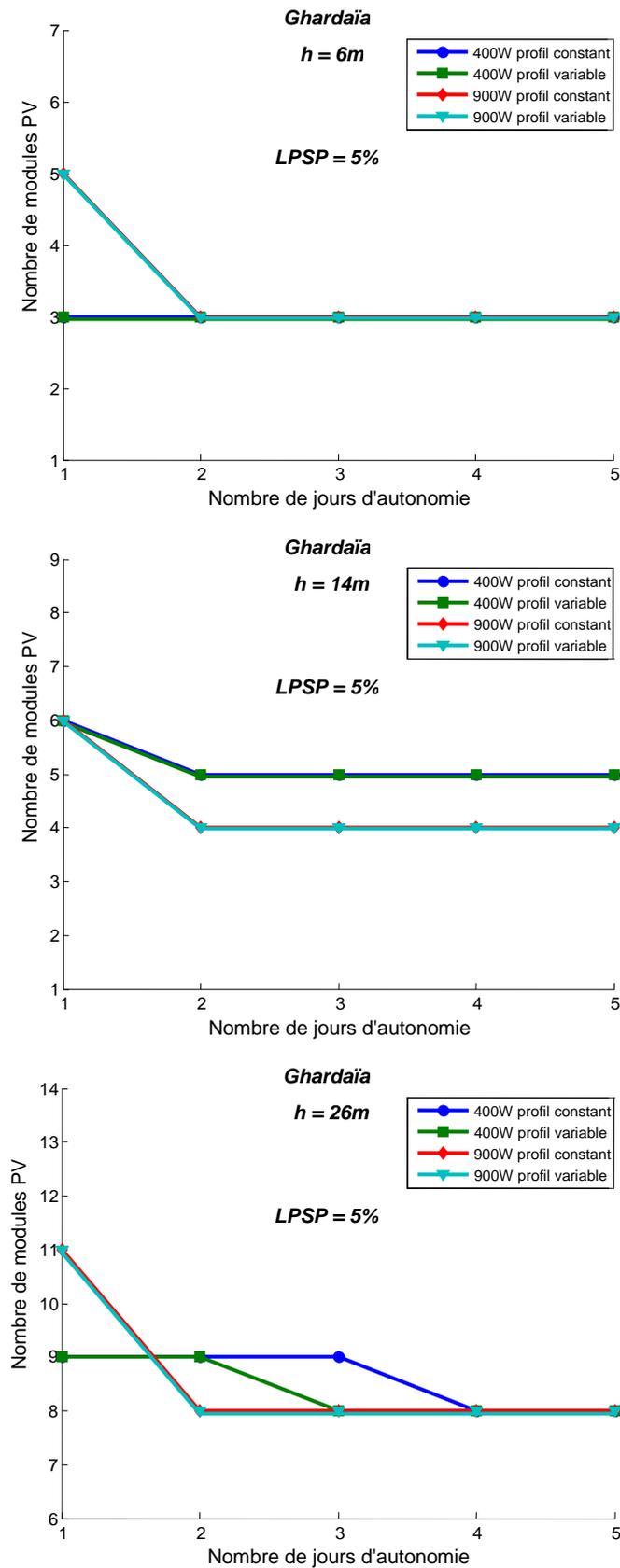


Fig. 5.15. : Configuration du système pour différents profils et différents groupe moteur-pompe en fonction de différentes hauteurs et pour la LPSP =5%

### 5.3. Résultats relatifs au critère économique

#### 5.3.1. Influence de la hauteur manométrique sur le coût du système pour différentes LPSP

Il est prévisible qu'à chaque fois que la hauteur de pompage augmente le coût du système sur la durée de vie augmente systématiquement, mais le quel des 2 paramètres influe plus ; l'effet de la hauteur ou bien le niveau de fiabilité c'est-à-dire la LPSP.

Les figures 5.16 et 5.17 donnent un aperçu de cette influence sur le coût. Ainsi pour la figure 5.16 où il est illustré l'effet de la profondeur, la différence de coûts est très visible et cette dernière diminue avec l'évolution des jours d'autonomie et la LPSP.

Pour la figure 5.17 qui représente le coût sur la durée de vie pour différentes LPSP à des hauteurs constantes, la différence des coûts devient très faible dès le deuxième jour d'autonomie, c'est-à-dire, l'effet de LPSP est remarqué uniquement pour une journée d'autonomie et il s'accroît à mesure que la hauteur augmente.

#### 5.3.2. Influence de la puissance du groupe moteur-pompe et du profil sur le coût du système

Il est question dans cette section d'observer l'effet de prendre une pompe plus puissante qui conduit à une diminution de la taille du générateur PV mais cette réduction ne nous conduit pas obligatoirement à un gain dans le coût car il faut qu'elle soit très consistante pour compenser l'augmentation de la puissance qui engendre nécessairement un surplus du coût. En cela, s'ajoute la durée de vie du groupe moteur-pompe estimé à 10 ans entraînant une obligation de le remplacer deux fois durant la durée de l'étude.

La figure 5.18 montre le surplus de coût entraîné par un choix pareil est très significatif car il atteint pour 1 jour d'autonomie, LPSP=0% les 75% de coût à  $h = 6\text{m}$  et 66% à  $h=26\text{m}$ . (Voir figure 5.19)

A cause de la faible influence du profil sur les dimensions du système pour une même pompe les coûts du système suivent la même logique. On remarque que les coûts des systèmes pour différents profils se confondent avec une légère différence pour la configuration à  $h = 6\text{m}$  et LPSP =5%. (Voir figure 5.20 et 5.21)

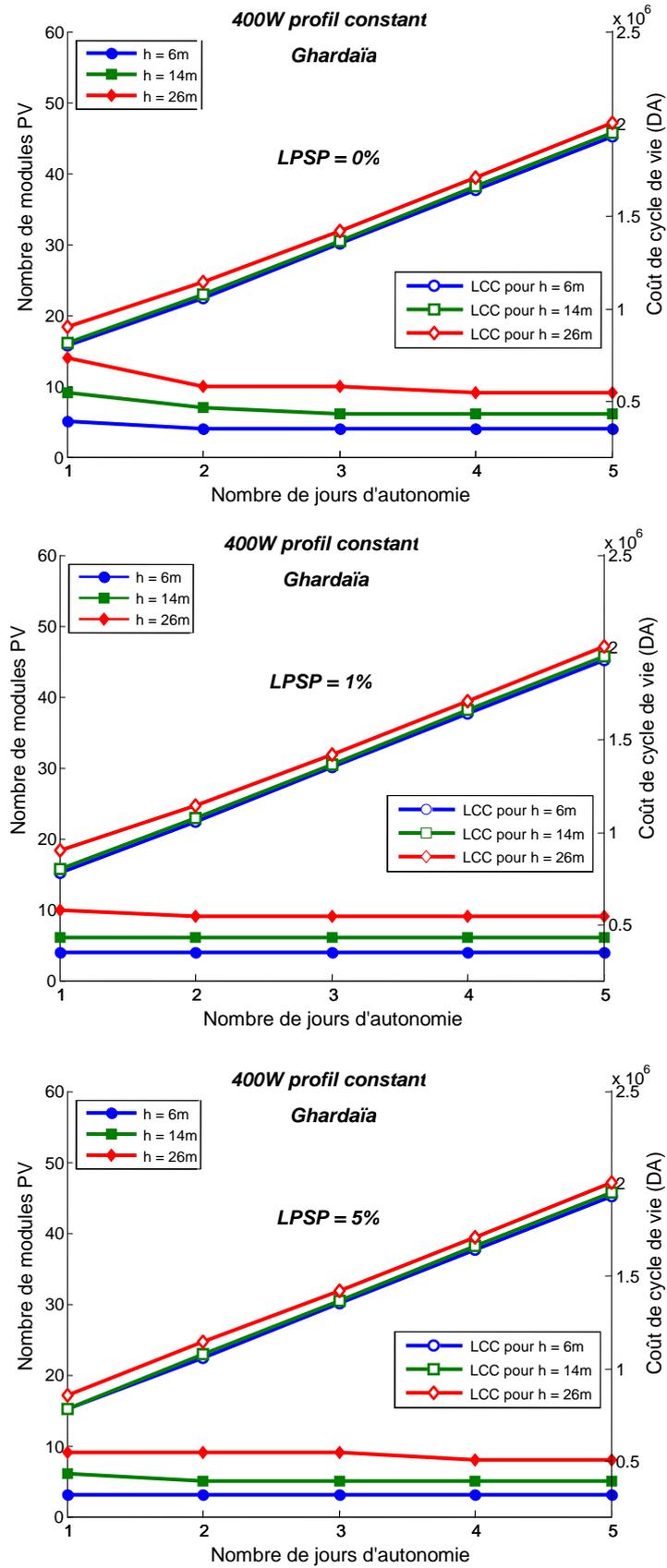


Fig. 5.16. : Coût du système en fonction des hauteurs pour différentes LPSP pour le site de Ghardaïa et profil constant

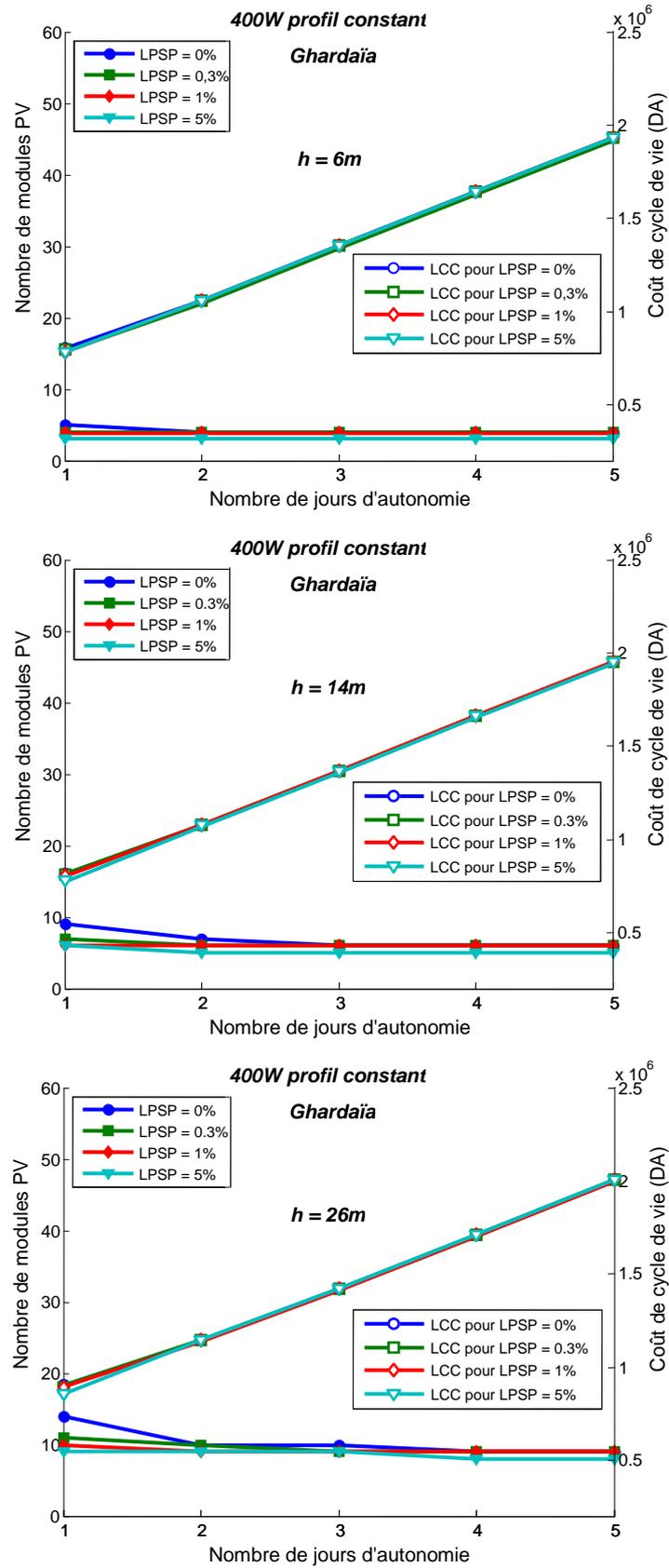


Fig. 5.17. : Coût du système en fonction LPSP pour différentes hauteurs pour le site de Ghardaïa et profil constant

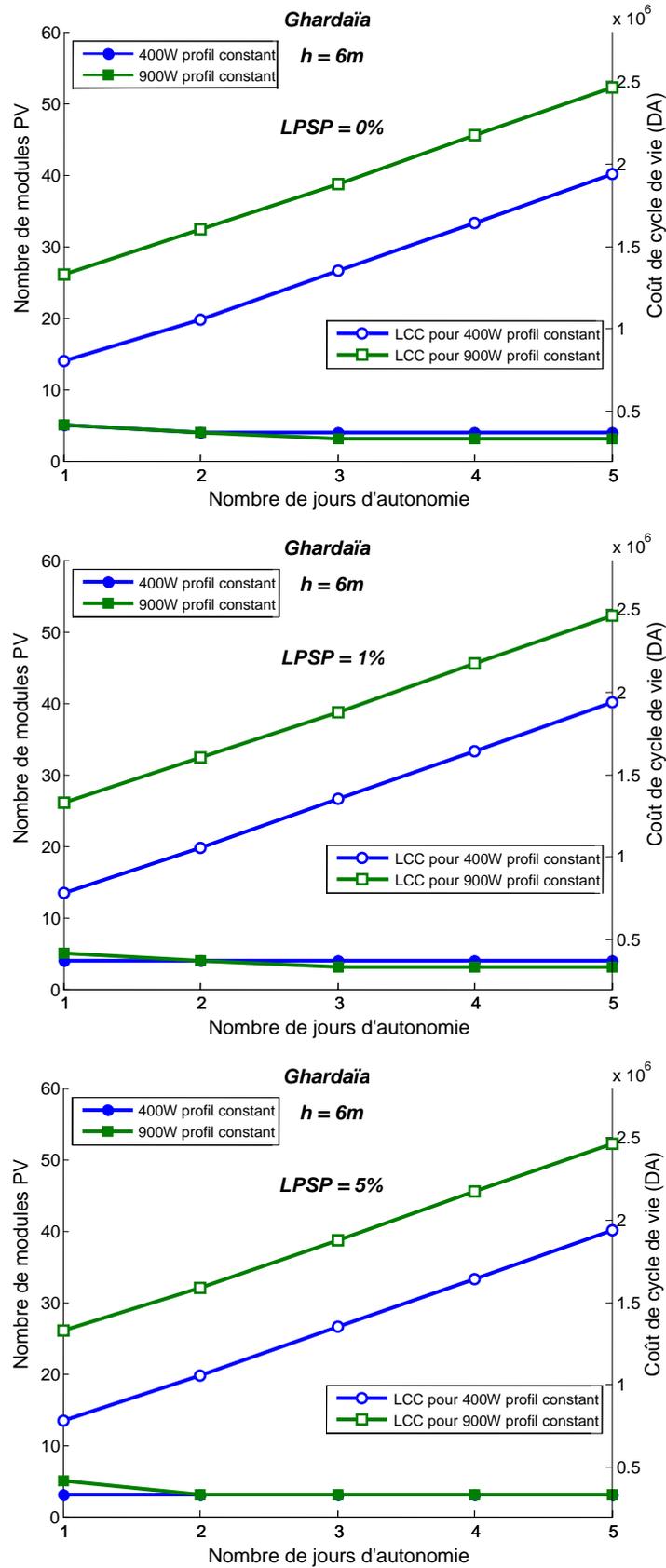


Fig. 5.18. : Coût du système en fonction de la puissance de la pompe pour  $h = 6m$  et différentes LPSP pour un le site de Ghardaïa et profil constant

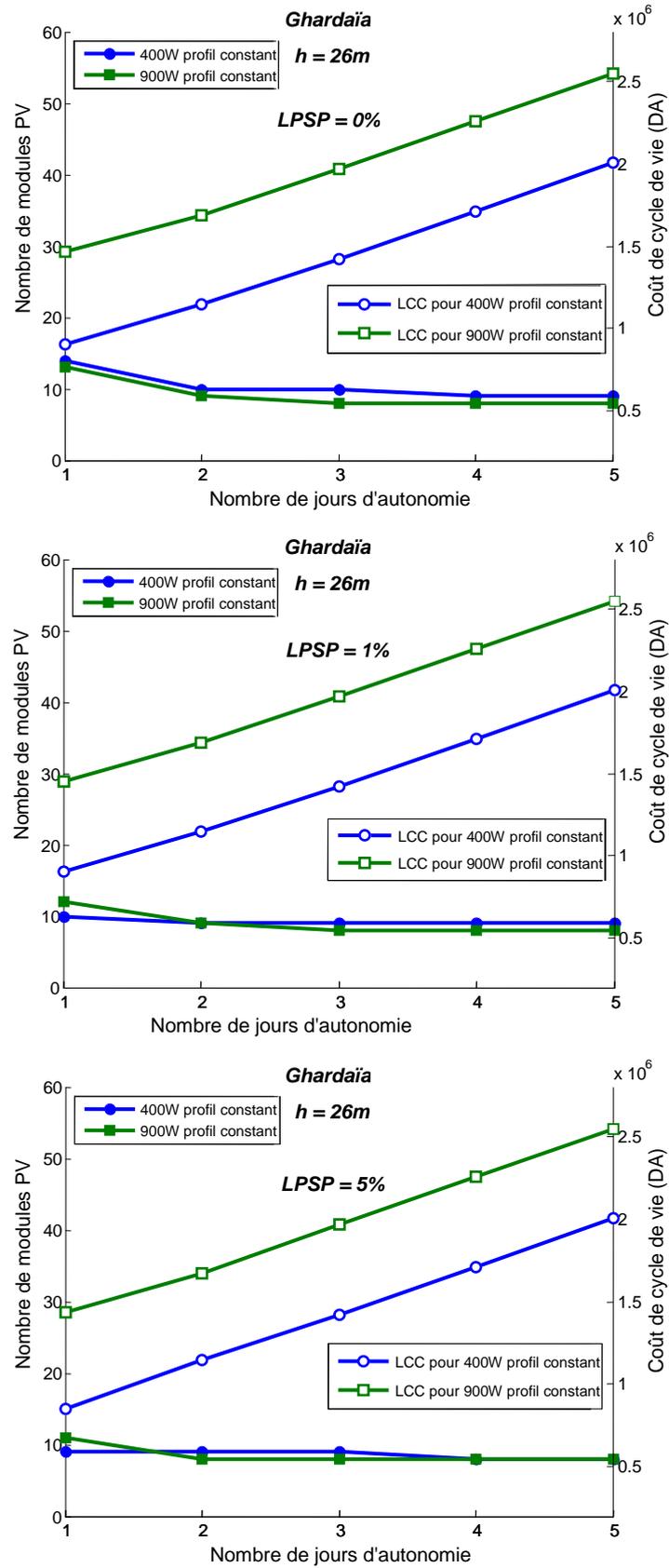


Fig. 5.19. : Coût du système en fonction de la puissance de la pompe pour  $h = 26m$  et différentes LPSP pour un le site de Ghardaïa et profil constant

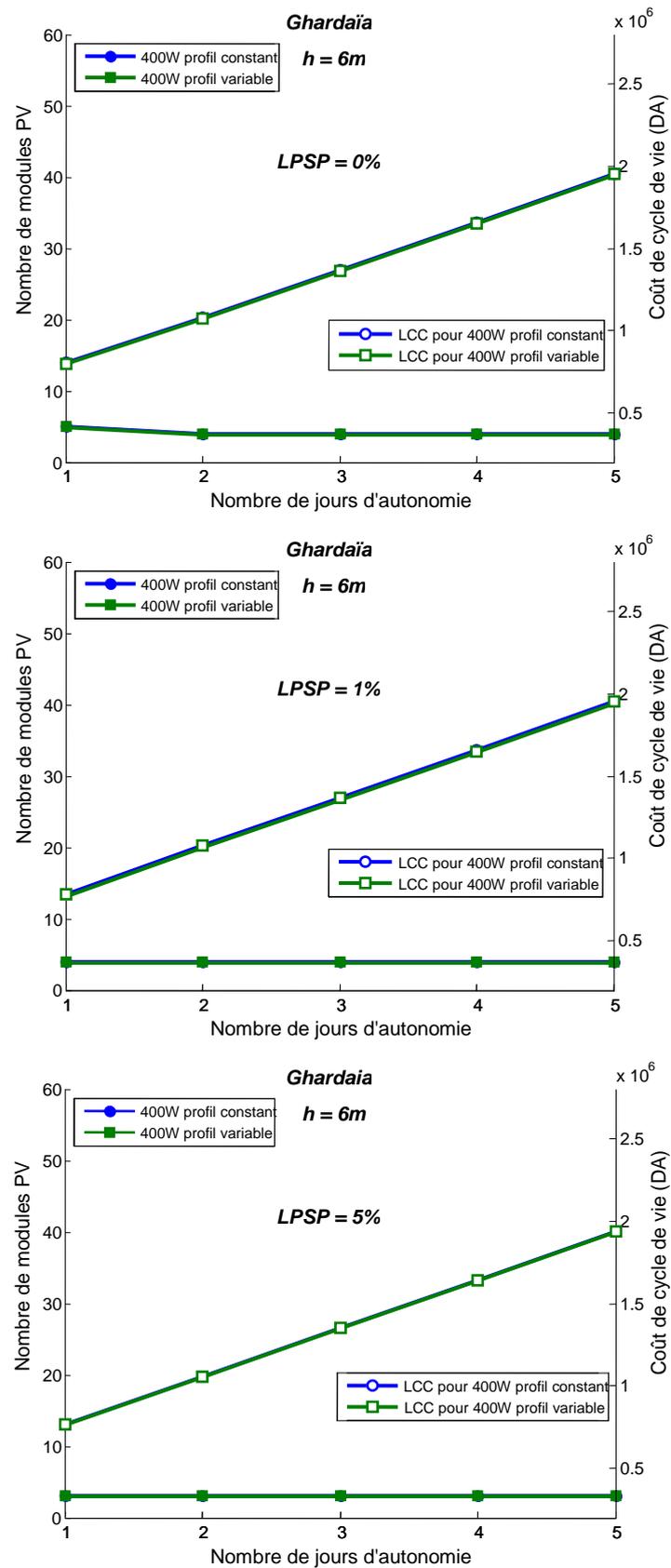


Fig. 5.20. : Coût du système en fonction de deux profils différents  $h = 6m$  et différentes LPSP pour le site de Ghardaïa

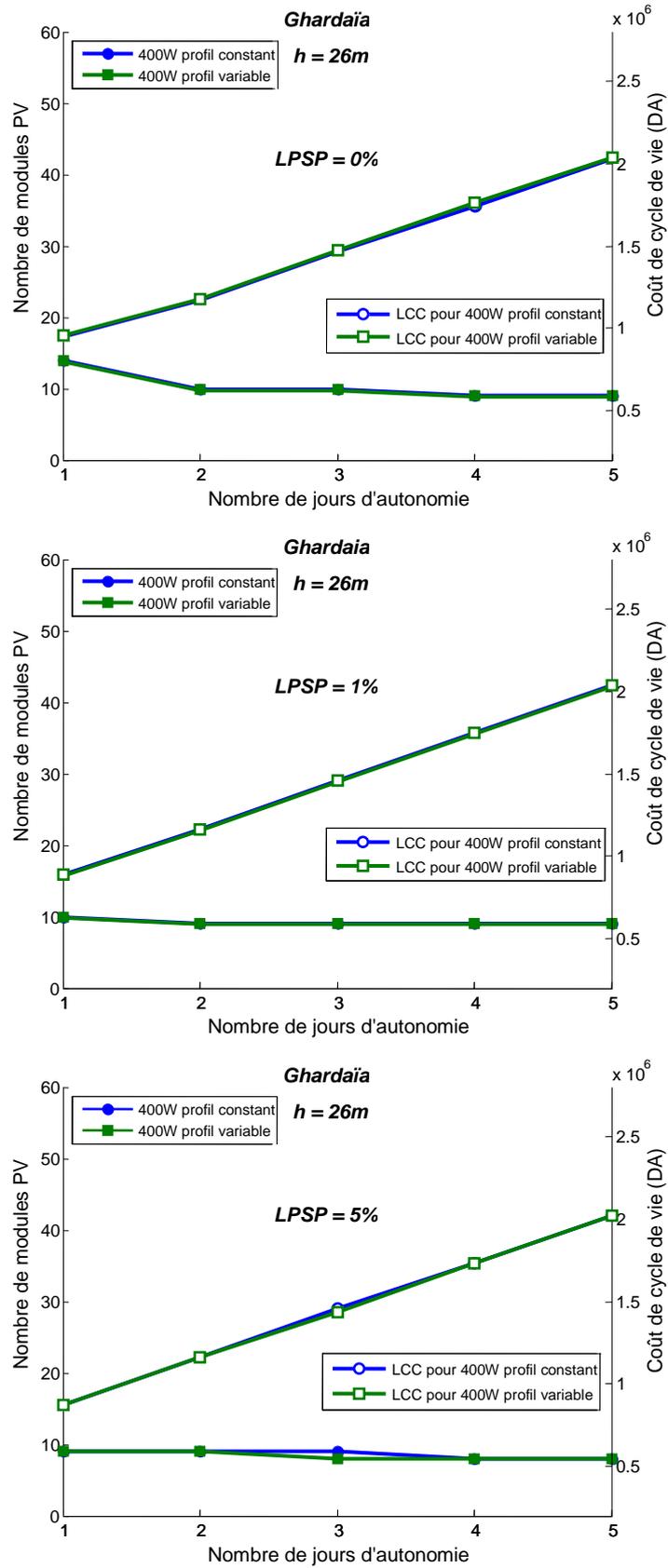


Fig. 5.21. : Coût du système en fonction de deux profils différents  $h = 26m$  et différentes LPSP pour un le site de Ghardaïa

### 5.3.3. Influence du potentiel énergétique sur le coût du système

L'influence du potentiel énergétique montré dans la figure suivante, est mise en évidence par l'application de la simulation du système de pompage aux 4 sites différents, ayant chacun un potentiel énergétique particulier.

Le site d'Alger (Dar el Beida) est le site qui possède le plus faible potentiel énergétique avec une moyenne journalière annuelle de 4514 Wh/m<sup>2</sup>/j. Il nécessite pour satisfaire une fiabilité donnée pour une hauteur de pompage donnée, comme déjà présenté dans la section 5.2.1.4, une taille du système plus importante donc forcément un coût plus élevé. Cette différence des coûts entre le site d'Alger et les autres sites grandit au fur et à mesure qu'on exige une fiabilité maximale ou on accroît la hauteur de pompage (Voir la figure 5.22).

Les autres sites en l'occurrence Ghardaïa, Béchar et Tamanrasset ont pratiquement les mêmes coûts compte tenu des configurations comparables.

### 5.4. Couples optimaux

Les tableaux 5.5 et 5.6 représentent un récapitulatif de tous les résultats discutés et commentés ultérieurement où les quatre sites sont présentés et pour tous les configurations dont ont fait l'objet de simulation.

Il est indiqué en rouge les couples optimaux pour chaque site, pour chaque niveau de fiabilité et pour chaque hauteur de pompage.

On peut constater des résultats trouvés que :

- Les configurations ayant utilisées la pompe MP1 de 400W sont choisies comme optimales.
- Le profil variable dans tous les cas est choisi comme profil optimal
- Une journée d'autonomie est choisie comme la taille de réservoir optimale
- Par rapport aux différents sites, le site d'Alger présente les configurations les plus élevées et par conséquent les plus coûteuses, suivi du site de Ghardaïa, Tamanrasset et Béchar.

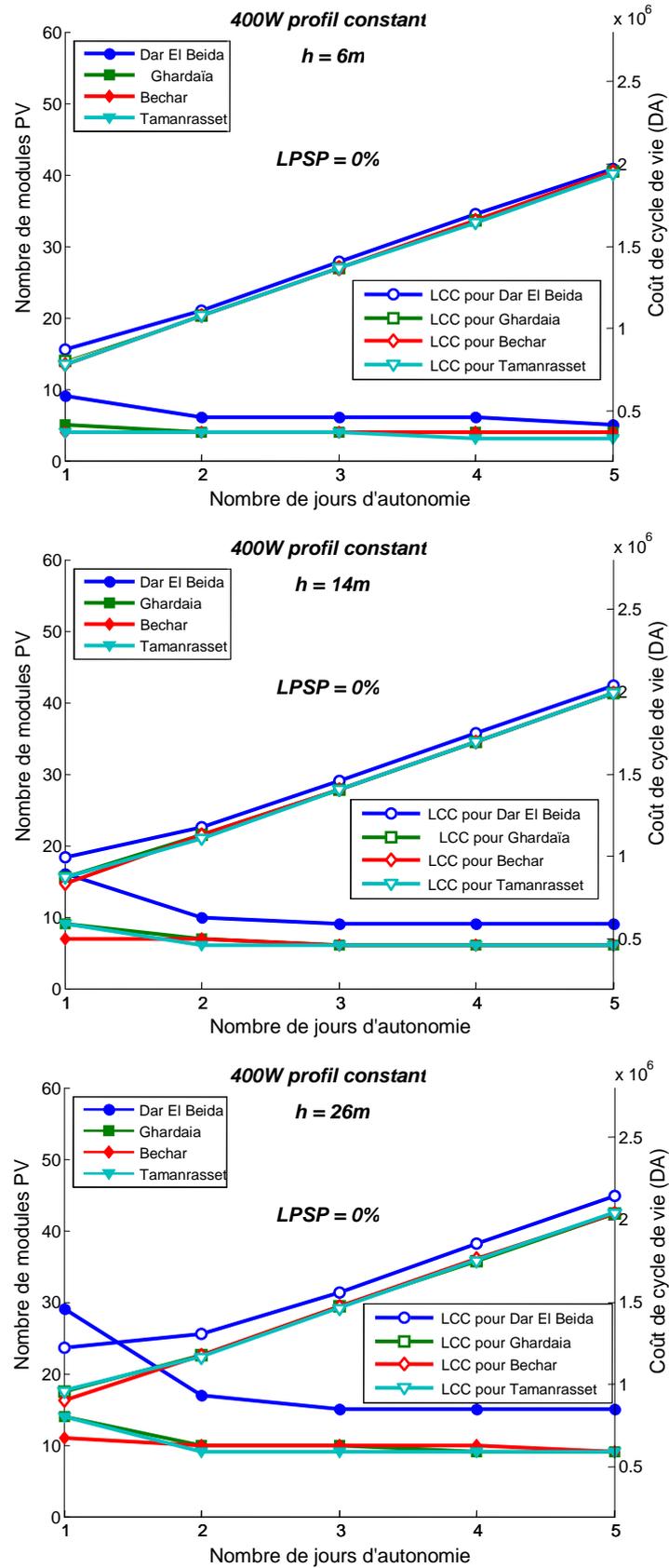


Fig. 5.22. : Coût du système en fonction potentiel énergétiques, LPSP = 0% et différentes hauteurs pour un profil constant utilisant MP1 (400W)

Site	hauteur	LPSP	Profil constant						Profil variable						Configuration optimale		
			400W			900W			400W			900W					
			Npv	NJA	LCC	Npv	NJA	LCC	Npv	NJA	LCC	Npv	NJA	LCC	Npvopt	NJAopt	LCCopt
Alger	6m	LPSP=0%	9	1	871060	9	1	1398020	9	1	871060	9	1	1398020	9	1	871060
		LPSP=1%	6	1	818568	9	1	1398020	6	1	818568	9	1	1398020	6	1	818568
		LPSP=5%	5	1	801070	8	1	1380522	5	1	801070	8	1	1380522	5	1	801070
	14m	LPSP=0%	16	1	993542	12	1	1450512	16	1	993542	12	1	1450512	16	1	993542
		LPSP=1%	11	1	906055	11	1	1433015	10	1	888558	11	1	1433015	10	1	888558
		LPSP=5%	8	1	853563	10	1	1415517	8	1	853563	10	1	1415517	8	1	853563
	26m	LPSP=0%	29	1	1221008	23	1	1642984	28	1	1203511	23	1	1642984	28	1	1203511
		LPSP=1%	18	1	1028537	23	1	1642984	18	1	1028537	22	1	1625486	18	1	1028537
		LPSP=5%	13	1	941050	21	1	1607989	13	1	941050	20	1	1590491	13	1	941050
Ghardaïa	6m	LPSP=0%	5	1	801070	5	1	1328030	5	1	801070	5	1	1328030	5	1	801070
		LPSP=1%	4	1	783573	5	1	1328030	4	1	783573	5	1	1328030	4	1	783573
		LPSP=5%	3	1	766076	5	1	1328030	3	1	766076	5	1	1328030	3	1	766076
	14m	LPSP=0%	9	1	871060	7	1	1363025	9	1	871060	6	1	1345527	9	1	871060
		LPSP=1%	6	1	818568	6	1	1345527	6	1	818568	6	1	1345527	6	1	818568
		LPSP=5%	6	1	818568	6	1	1345527	6	1	818568	6	1	1345527	6	1	818568
	26m	LPSP=0%	14	1	958547	13	1	1468009	14	1	958547	13	1	1468009	14	1	958547
		LPSP=1%	10	1	888558	12	1	1450512	10	1	888558	12	1	1450512	10	1	888558
		LPSP=5%	9	1	871060	11	1	1433015	9	1	871060	11	1	1433015	9	1	871060

Tableau 5.5 : Couples optimaux pour différentes LPSP, Différentes hauteurs pour les sites d'Alger et Ghardaïa

Site	hauteur	LPSP	Profil constant						Profil variable						Configuration optimale		
			400W			900W			400W			900W					
			Npv	NJA	LCC	Npv	NJA	LCC	Npv	NJA	LCC	Npv	NJA	LCC	Npvopt	NJAopt	LCCopt
Béchar	6m	LPSP=0%	4	1	783573	4	1	1310533	4	1	783573	4	1	1310533	4	1	783573
		LPSP=1%	4	1	783573	4	1	1310533	4	1	783573	4	1	1310533	4	1	783573
		LPSP=5%	3	1	766076	4	1	1310533	3	1	766076	4	1	1310533	3	1	766076
	14m	LPSP=0%	7	1	836065	5	1	1328030	7	1	836065	5	1	1328030	7	1	836065
		LPSP=1%	6	1	818568	5	1	1328030	6	1	818568	5	1	1328030	6	1	818568
		LPSP=5%	5	1	801070	5	1	1328030	5	1	801070	4	1	1310533	5	1	801070
	26m	LPSP=0%	11	1	906055	9	1	1398020	10	1	888558	9	1	1398020	10	1	888558
		LPSP=1%	10	1	888558	9	1	1398020	9	1	871060	9	1	1398020	9	1	871060
		LPSP=5%	8	1	853563	9	1	1398020	8	1	853563	8	1	1380522	8	1	853563
Tamanrasset	6m	LPSP=0%	4	1	783573	5	1	1328030	4	1	783573	5	1	1328030	4	1	783573
		LPSP=1%	3	1	766076	5	1	1328030	3	1	766076	4	1	1310533	3	1	766076
		LPSP=5%	3	1	766076	4	1	1310533	3	1	766076	4	1	1310533	3	1	766076
	14m	LPSP=0%	9	1	871060	6	1	1345527	8	1	853563	6	1	1345527	8	1	853563
		LPSP=1%	6	1	818568	6	1	1345527	6	1	818568	5	1	1328030	6	1	818568
		LPSP=5%	5	1	801070	5	1	1328030	5	1	801070	4	1	1310533	5	1	801070
	26m	LPSP=0%	14	1	958547	12	1	1450512	13	1	941050	11	1	1433015	13	1	941050
		LPSP=1%	9	1	871060	11	1	1433015	9	1	871060	11	1	1433015	9	1	871060
		LPSP=5%	8	1	853563	9	1	1398020	8	1	853563	8	1	1380522	8	1	853563

Tableau 5.6: Couples optimaux pour différentes LPSP, Différentes hauteurs pour les sites de Béchar et Tamanrasset

## 5.5. Conclusion

Dans cette présente étude, une méthode de dimensionnement a été développée pour optimiser la taille des différents composants d'un système de pompage photovoltaïque d'eau autonome utilisant comme moyen de stockage un réservoir d'eau. La méthodologie suivie passe par trois étapes principales:

- Modélisation des différents sous-systèmes de pompage,
- L'élaboration d'une méthode pour évaluer la fiabilité du système basée sur le concept de probabilité de perte d'énergie (LPSP)
- Le critère économique est développé sur la base du concept du coût du cycle de vie (LCC) qui est considéré comme un bon indicateur de la rentabilité économique dans le domaine des énergies renouvelables.

Un ensemble de configurations répondant aux niveaux de fiabilité technique désirés peut être obtenu en utilisant LPSP. La configuration avec le plus bas coût LCC donne la solution optimale.

La simulation de système de pompage photovoltaïque a été effectuée par un programme sous MATLAB ; quelques hypothèses ont été prises pour mener à bien cette simulation, il s'agissait de prendre le réservoir d'eau à l'état plein, de considérer les rendements du système constants pour toutes les configurations et hauteurs choisies et prendre les indicateurs économiques à savoir : l'inflation et le taux d'intérêt fixes.

Les prix utilisés sont des prix actualisés ; il s'agit là des prix des modules et des convertisseurs de mois de Septembre 2011, le taux d'échange du \$ est de 74 DA.

Les données d'entrées du programme sont :

- L'irradiation horaire globale sur le plan horizontal, la température ambiante horaire pour les sites d'Alger, Ghardaïa, Béchar et Tamanrasset.
- Deux types de profils ont été testés : l'un constant et l'autre variable
- Deux pompes de puissances différentes ont été utilisées

Dans les sections précédentes, nous avons essayé de faire ressortir l'influence de chaque paramètre sur les dimensions et coût du système.

Enfin, deux tableaux récapitulatifs ont été donnés résumant les résultats obtenus.

## **Conclusion générale**

L'objectif de cette thèse était de développer une méthode d'optimisation de dimensionnement des systèmes de pompage PV, habile pour dimensionner des applications telles que l'alimentation en eau potable des habitations en régions éloignées ou bien pour l'irrigation des terres agricoles ou l'abreuvement des bétails.

A cet effet, nous avons de prime à bord, présenté la situation énergétique mondiale et puis les ressources que dispose l'Algérie en matière d'énergies renouvelables et en eau, ainsi que les efforts déployés pour la promotion et le développement de telles ressources.

Comme l'énergie produite par un générateur PV est intimement liée à l'irradiation solaire incidente sur le plan des modules, il était nécessaire avant d'exploiter ce type d'énergie, d'effectuer une estimation du potentiel solaire disponible sur site. Ordinairement, l'estimation de l'irradiation solaire sur un plan incliné utilise les données de l'irradiation solaire sur un plan horizontal qui sont souvent disponibles pour plusieurs stations météorologiques. A cet effet, nous avons présenté dans un premier temps, une analyse des données de l'irradiation solaire sur un plan horizontal. Dans un deuxième temps, nous avons procédé à l'estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné.

La modélisation des éléments constituant le système de pompage photovoltaïque, tels que le générateur photovoltaïque et le groupe électropompe, a été encore, présenté dans ce travail. Différents modèles ont été recommandés et leur association a permis d'établir cette méthode de dimensionnement développée dans cette étude.

La méthodologie du dimensionnement optimal des systèmes de pompage PV, proposée dans cette thèse a été exposée également. Cette approche est basée sur deux critères à savoir : la fiabilité et le coût. Le critère de fiabilité est basé sur le concept de probabilité de perte d'énergie d'alimentation (LPSP), habituellement utilisé dans les systèmes hybrides PV/éolien, que nous l'avons adapté au système de pompage PV dans notre étude, et le critère économique basé sur la notion du coût du système sur sa durée de vie, considéré comme le meilleur teste de rentabilité économique pour de tels systèmes.

L'ensemble des résultats de simulation obtenus au cours de cette étude ont été aussi, présenté. Ces résultats sont issus de l'application de la méthodologie proposée pour l'optimisation de dimensionnement de système de pompage photovoltaïque pour satisfaire deux profils de consommation, représentant un cumul journalier de  $6\text{m}^3$ . Le premier profil présente une distribution de charge horaire constante, alors que le deuxième est considéré comme profil variable.

Le système est simulé en utilisant des données radiométriques liées à plusieurs sites Algériens, ayant des potentiels énergétiques différents. Ce système est destiné à alimenter deux charges de profils différents et ce, pour différents niveaux de fiabilité et pour plusieurs hauteurs manométriques.

Un ensemble de configurations répondant aux niveaux de fiabilité désirés peut être obtenu en utilisant la LPSP. La configuration avec le plus bas coût donne la solution optimale.

Cette simulation a été effectuée à l'aide d'un programme élaboré sous MATLAB ; quelques hypothèses ont été prises pour mener à bien cette simulation, il s'agit de prendre le réservoir d'eau à l'état plein, de considérer les rendements du système constants pour toutes les configurations et hauteurs choisies et prendre les paramètres économiques, comme l'inflation et le taux d'intérêt fixes.

Les prix utilisés sont des prix actualisés, il s'agit là des prix des modules et des convertisseurs de mois de Septembre 2011, le taux d'échange du Dollar (\$) est de 74 Dinars (DA).

On peut constater après analyse des résultats trouvés que :

- Les configurations ayant utilisées le groupe moteur-pompe MP1 de 400W sont choisies comme optimales.
- Le profil variable dans tous les cas est choisi comme profil optimal
- Une journée d'autonomie est choisie comme taille de réservoir optimale
- Par rapport aux différents sites, le site d'Alger présente les configurations les plus élevées ; par conséquence les plus couteuses, suivi du site de Ghardaïa, Tamanrasset et Béchar.

En perspectives à ce travail, Nous envisageons d'étudier diverses combinaisons de systèmes hybrides de pompages.

## Références bibliographiques

- [1] Observ'ER, Observatoire des énergies Renouvelables, « La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde: Collection chiffres et statistiques », Douzième inventaire. Édition 2010.
- [2] « Evolution du secteur de l'énergie et des mines 1962-2007 », Ministère de l'Energie et des Mines, Edition 2008.
- [3] « Guide des énergies renouvelables. », Ministère de l'Energie et des Mines, Edition 2007.
- [4] « Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique », Ministère de l'Energie et des Mines, mars 2011.
- [5] « L'Eau en Algérie », Université Mentouri Constantine. [Online]. Disponible: <http://www.umc.edu.dz/vf/index.php/actualites-et-informations/theme-de-la-semaine/980-leau-en-algerie>.
- [6] AQUASTAT, « L'irrigation en Afrique en chiffres: Algérie ». 2005.
- [7] « Agence bassin hydrographique Algérois-Hodna-Soummam », 2007. [Online]. Disponible: [www.abhahs.org](http://www.abhahs.org).
- [8] N. Rami, « Les barrages algériens remplis à plus de 65% », La Tribune, 12-Fév.-2011.
- [9] « Agence du Bassin Hydrographique Cheliff Zahrez », 02-fév.-2012. [Online]. Disponible: <http://www.abh-cz.com.dz/>.
- [10] Agence du Bassin Hydrographique Sahara, « L'eau au Sahara Algérien » 2011. [Online]. Disponible: [http://www.abhs.dz/php/fr/documents/eau\\_au\\_sahara\\_algerien.pdf](http://www.abhs.dz/php/fr/documents/eau_au_sahara_algerien.pdf).
- [11] Agence du Bassin Hydrographique Sahara, « Pour une gestion rationnelle et durable des ressources en eau au Sahara » 2011. [Online]. Disponible: [http://www.abhs.dz/php/fr/documents/Agence\\_bassin\\_hydr\\_sahara.pdf](http://www.abhs.dz/php/fr/documents/Agence_bassin_hydr_sahara.pdf).
- [12] « Agence de Bassin Hydrographique Sahara », 2011. [Online]. Disponible: <http://www.abhs.dz/>.
- [13] B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, « The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation », Solar Energy, vol. 4, no. 3, p. 1–19, Jul. 1960.
- [14] J. F. Orgill and K. G. T. Hollands, « Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface », Solar Energy, vol. 19, no. 4, p. 357–359, 1977.

- [15] D. G. Erbs, S. A. Klein, and J. A. Duffie, « Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation », *Solar Energy*, vol. 28, no. 4, p. 293–302, 1982.
- [16] J. W. Spencer, « A comparison of methods for estimating hourly diffuse solar radiation from global solar radiation », *Solar Energy*, vol. 29, no. 1, p. 19–32, 1982.
- [17] D. T. Reindl, W. A. Beckman, and J. A. Duffie, « Diffuse fraction correlations », *Solar Energy*, vol. 45, no. 1, p. 1–7, 1990.
- [18] A. De Miguel, J. Bilbao, R. Aguiar, H. Kambezidis, and E. Negro, « Diffuse solar irradiation model evaluation in the North Mediterranean Belt area », *Solar Energy*, vol. 70, no. 2, p. 143–153, 2001.
- [19] M.N.A. Hawlader, « Diffuse, global and extraterrestrial solar radiation for Singapore », *International Journal of Ambient Energy*, vol. 5, p. 31–38, 1984.
- [20] K. Ulgen and A. Hepbasli, « Diffuse solar radiation estimation models for Turkey's big cities », *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 1, p. 149–156, Jan. 2009.
- [21] E. D. Mehleri, P. L. Zervas, H. Sarimveis, J. A. Palyvos, and N. C. Markatos, « A new neural network model for evaluating the performance of various hourly slope irradiation models: Implementation for the region of Athens », *Renewable Energy*, vol. 35, no. 7, p. 1357–1362, Jul. 2010.
- [22] V. Badescu, « 3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces », *Renewable Energy*, vol. 26, no. 2, p. 221–233, Jun. 2002.
- [23] A. M. Noorian, I. Moradi, and G. A. Kamali, « Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces », *Renewable Energy*, vol. 33, no. 6, p. 1406–1412, Jun. 2008.
- [24] S. Koronakis Pericles, « On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area », *Solar Energy*, vol. 36, no. 3, p. 217–225, 1986.
- [25] R. C. Temps and K. L. Coulson, « Solar radiation incident upon slopes of different orientations », *Solar Energy*, vol. 19, no. 2, p. 179–184, 1977.
- [26] T. M. Klucher, « Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces », *Solar Energy*, vol. 23, no. 2, p. 111–114, 1979.
- [27] J.E. Hay, and D.C. McKay, « Calculation of Solar Irradiances for Inclined Surfaces: Verification of Models Which Use Hourly and Daily Data », *International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme, Final Report*, 1988.
- [28] A. Skartveit and J. Asle Olseth, « Modelling slope irradiance at high latitudes », *Solar Energy*, vol. 36, no. 4, p. 333–344, 1986.

- [29] R. Perez, R. Stewart, C. Arbogast, R. Seals, and J. Scott, « An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: Description, performance validation, site dependency evaluation », *Solar Energy*, vol. 36, no. 6, p. 481–497, 1986.
- [30] D. T. Reindl, W. A. Beckman, and J. A. Duffie, « Evaluation of hourly tilted surface radiation models », *Solar Energy*, vol. 45, no. 1, p. 9–17, 1990.
- [31] A. Padovan and D. Del Col, « Measurement and modeling of solar irradiance components on horizontal and tilted planes », *Solar Energy*, vol. 84, no. 12, p. 2068–2084, Dec. 2010.
- [32] A. Hamidat, « Simulation des systèmes de pompage photovoltaïques destinés pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation », Doctorat, Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, 2004.
- [33] P.K. Koner, « Optimization techniques for a photovoltaic water pumping system », *Renewable Energy*, vol. 6, no. 1, p. 53–62, Feb. 1995.
- [34] Z. A. Firatoglu and B. Yesilata, « New approaches on the optimization of directly coupled PV pumping systems », *Solar Energy*, vol. 77, no. 1, p. 81–93, 2004.
- [35] D. L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvil, « Analysis of factor influencing the annual energy production of photovoltaic systems », presented at the Conference record of the Twenty-ninth IEEE, New Orleans, Louisiana, 2002, p. 1356–1361.
- [36] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 3e éd. Wiley, 2006.
- [37] D. Meneses-Rodriguez, P. P. Horley, J. Gonzalez-Hernandez, Yuri V. Vorobiev, and P. N. Gorley, « Photovoltaic solar cells performance at elevated temperatures », *Solar Energy*, vol. 78, no. 2, p. 243–250, Feb. 2005.
- [38] Y. Hishikawa and S. Okamoto, « Dependence of I-V characteristics of amorphous silicon solar cells on illumination intensity and temperature », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 33, p. 157–168, 1994.
- [39] M. Abdolzadeh and M. Ameri, « Improving the effectiveness of a photovoltaic water pumping system by spraying water over the front of photovoltaic cells », *Renewable Energy*, vol. 34, no. 1, p. 91–96, Jan. 2009.
- [40] N. Argaw, R. Foster, and A. Ellis, « Renewable Energy for Water Pumping Applications in Rural Villages Period of Performance: April 1, 2001–September 1, 2001 », NREL/SR-500-30361, Jul. 2003.
- [41] N. Argaw, « Optimum load matching in photovoltaic water pumps coupled with DC/AC inverter », *International journal of solar energy*, vol. 18, no. 1, p. 41–52, 1995.

- [42] A. Hadj Arab, F. Chenlo, and M. Benghanem, « Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems », *Solar Energy*, vol. 76, no. 6, p. 713–723, 2004.
- [43] A. M. Michael and S. D. Khepar, *Water well and pump engineering*. New Delhi: Tata Mc Graw- Hill Publishing, 2004.
- [44] S. Singer and B. Appelbaum, « Starting characteristics of direct current motors powered by solar cells », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 8, no. 1, p. 47–53, 1993.
- [45] M. Akbaba, « Matching induction motors to PVG for maximum power transfer », *Desalination*, vol. 209, no. 1–3, p. 31–38, Apr. 2007.
- [46] V. C. Mummadi, « Steady state and dynamic performances analysis of PV supplied DC motors fed from intermediate maximum power converter », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 61, p. 365–381, 2000.
- [47] D. L. Pulfrey, P. R. B. Ward, and W. G. Dunford, « A photovoltaic-powered system for medium-head pumping », *Solar Energy*, vol. 38, no. 4, p. 255–265, 1987.
- [48] Y. R. Hsiao and B. A. Blevins, « Direct coupling of photovoltaic power source to water pumping system », *Solar Energy*, vol. 32, no. 4, p. 489–498, 1984.
- [49] J. A. Roger, « Theory of the direct coupling between d. c. motors and photovoltaic solar arrays », *Solar Energy*, vol. 23, no. 3, p. 193–198, 1979.
- [50] R. Barlow, B. McNellis, and A. Derrick, « Solar pumping. A introduction and update on the technology, performance, costs and economics. », London, World banf technical paper 168, 1993.
- [51] A. M. Zaki and M. N. Eskander, « Matching of photovoltaic motor-pump systems for maximum efficiency operation », *Renewable Energy*, vol. 7, no. 3, p. 279–288, mars 1996.
- [52] D. Langridge, W. Lawrance, and B. Wichert, « Development of a photovoltaic pumping system using a brushless DC motor and helical rotor pump », *Solar Energy*, vol. 56, no. 2, p. 151–160, Feb. 1996.
- [53] B. Singh, C. L. Putta Swamy, and B. P. Singh, « Analysis and development of a low-cost permanent magnand brushless DC motor drive for PV-array fed water pumping system », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 51, no. 1, p. 55–67, Feb. 1998.
- [54] A. Betka and A. Moussi, « Performance optimization of a photovoltaic induction motor for pumping system », *Renewable Energy*, vol. 29, p. 2167–2181, 2004.
- [55] Yao, P. Bustamante, and R. S. Ramshaw, « Improvement of induction motor drive systems supplied by a PV array », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 9, no. 2, p. 256–262, 1994.

- [56] B. Singh, N. Singh, B. P. Singh, A. Chandra, and K. Haddad, « Optimized performance of solar powered variable speed induction drive », IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth, vol. 1, p. 53–60, 1997.
- [57] M. N. Eskander and A. M. Zaki, « A maximum efficiency-photovoltaic-induction motor pump system », Renewable Energy, vol. 10, no. 1, p. 53–60, Jan. 1997.
- [58] K. Benlarbi, L. Mokrani, and M. S. Nait-Said, « A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system », Solar Energy, vol. 77, no. 2, p. 203–216, 2004.
- [59] A. K. Daud and M. M. Mahmoud, « Solar powered induction motor-driven water pump operating on a desert well, simulation and field tests », Renewable Energy, vol. 30, no. 5, p. 701–714, Apr. 2005.
- [60] K. Y. Khouzam, « The load matching approach to sizing photovoltaic systems with short-term energy storage », Solar Energy, vol. 53, no. 5, p. 403–409, Nov. 1994.
- [61] I. H. Altas and A. M. Sharaf, « A novel maximum power fuzzy logic controller for photovoltaic solar energy systems », Renewable Energy, vol. 33, no. 3, p. 388–399, Mar. 2008.
- [62] T. Hiyama, S. Kouzouma, and T. Imakubo, « Identification of optimal operating point of PV modules using neural network for real time maximum power tracking control », IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 10, no. 2, p. 360–367, 1995.
- [63] A. Betka, « Perspectives for the sake of photovoltaic pumping development in the south », Doctorate in Sciences, University of Batna 2005.
- [64] Akihiro Oi, « Design and simulation of photovoltaic water pumping system », Master of Science in Electrical Engineering, California Polytechnic State University, 2005.
- [65] K. Benlarbi, « Fuzzy, Neuronal and Neuro-fuzzy Optimization of a photovoltaic water pumping system driven by DC an AC Motors », Master Thesis, University of Batna, 2003.
- [66] H. Hadi, S. Tokuda, and S. Rahardjo, « Evaluation of performance of photovoltaic system with maximum power point (MPP) », Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 75, no. 3–4, p. 673–678, Feb. 2003.
- [67] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, and A. Lazaro, « Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems », Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 90, no. 11, p. 1555–1578, Jul. 2006.
- [68] M. Jafar, « A model for small-scale photovoltaic solar water pumping », Renewable Energy, vol. 19, no. 1–2, p. 85–90, Jan. 2000.

- [69] V. Badescu, « Time dependent model of a complex PV water pumping system », *Renewable Energy*, vol. 28, no. 4, p. 543–560, Apr. 2003.
- [70] T. Kiatsiriroat, P. Namprakai, and J. Hiranlabh, « Performance estimation of a PV water pumping system with utilizability function », *International Journal of Energy Research*, vol. 17, no. 4, p. 305–310, Jun. 1993.
- [71] A. A. Ghoneim, « Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems », *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 11–12, p. 1449–1463, Jul. 2006.
- [72] A. Hamidat and B. Benyoucef, « Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems », *Renewable Energy*, vol. 33, no. 5, p. 933–942, May 2008.
- [73] A. Hadj Arab, M. Benghanem, and F. Chenlo, « Motor-pump system modelization », *Renewable Energy*, vol. 31, no. 7, p. 905–913, Jun. 2006.
- [74] I. Odeh, Y. G. Yohanis, and B. Norton, « Influence of pumping head, insolation and PV array size on PV water pumping system performance », *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, p. 51–64, Jan. 2006.
- [75] M. Benghanem and A. Hadj Arab, « Photovoltaic water pumping systems for Algeria », *Desalination*, vol. 209, no. 1–3, p. 50–57, Apr. 2007.
- [76] A. Laugier et J. A. Roger, *Les photopiles solaires: Du matériau au dispositif, du dispositif aux applications. Technique et documentation*, 1981.
- [77] D. S. H. Chan, J. R. Phillips, and J. C. H. Phang, « A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters », *Solid-State Electromcs*, vol. 29, no. 3, p. 329–337, 1986.
- [78] A. Hadj Arab, F. Chenlo, K. Mukadam, and J. L. Balenzategui, « Performance of PV water pumping systems », *Renewable Energy*, vol. 18, no. 2, p. 191–204, Oct. 1999.
- [79] A. Hadj Arab, « Optimisation of low power photovoltaic pumping systems », *Doctorate in Telecommunication, Polytechnic University of Madrid, Spain*, 1999.
- [80] I. Hadj Mahammed, A. Hadj Arab, F. Youcef Toumi, Y. Bakelli, et S. Semaoui, « Modélisation et caractérisation du générateur photovoltaïque », presented at the *Colloque National sur l’Energie Solaire CNESOL, Béjaia*, 2006.
- [81] T. U. Townsend, « A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems », *Master of Science in Mechanical Engineering, University of Wisconsin, Madison*, 1989.
- [82] S. Singer, B. Rozenshtein, and S. Surazi, « Characterization of PV array output using a small number of measured parameters », *Solar Energy*, vol. 32, no. 5, p. 603–607, 1984.

- [83] I. Hadj Mahammed, A. Hadj Arab, F. Youcef Toumi, Y. Bakelli, et S. Semaoui, « Etude comparatives des modèles du générateur photovoltaïque », presented at the 3ème Congrès International sur les Energies Renouvelables et l'Environnement, Mahdia, Tunisie, 2006.
- [84] N. Enebish, D. Agchbayar, S. Dorjkhanda, and D. Baatar, « Numerical analysis of solar cell current-voltage characteristics », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 29, p. 201–208, 1993.
- [85] J. A. Gow and C. D. Manning, « Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. », *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, vol. 146, no. 2, p. 193–200, Mar. 1999.
- [86] W. Luft, J. R. Barton, and A. A. Conn, « Multifaceted solar array performance determination ». TRW Systems Group, Redondo Beach, California, Feb.-1967.
- [87] G. W. Hart, « Residential photovoltaic system simulation: electrical aspects », presented at the 16. IEEE photovoltaics specialists conference, San Diego, CA, USA, 1982.
- [88] I. Hadj Mahammed, « Modélisation du générateur photovoltaïque », thèse de magister, Département d'Electronique E.N.P, Alger, 2002.
- [89] W. De Soto, « Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance », Master of Science in Mechanical Engineering, University of Wisconsin, Madison, 2004.
- [90] F. Chenlo, F. Fabero, and M. C. Alonso, « A comparative study between indoor and outdoor measurements », Spain, Final Report of Project: Testing, Norms, Reliability and Harmonisation. Joule II—Contract N. JOU2-CT92-0178, 1995.
- [91] T. Markvart and L. Castaner, *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*. Elsevier Science & Technology, 2003.
- [92] R. G. Ross and M. I. Smokler, « Flat-plate solar array project. », Jet Propulsion Laboratory Publication, vol. 6: Engineering sciences and reliability, 1986.
- [93] M. Habib, S. A. . Said, M. . El-Hadidy, and I. Al-Zaharna, « Optimization procedure of a hybrid photovoltaic wind energy system », *Energy*, vol. 24, no. 11, p. 919–929, nov. 1999.
- [94] T. T. Chow, W. He, and J. Ji, « Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. », *Solar Energy*, vol. 80, p. 298–306, 2006.
- [95] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, « On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations », *Solar Energy*, vol. 83, no. 5, p. 614–624, May 2009.
- [96] B. Marion, B. Kroposki, K. Emery, J. del Cueto, D. Myers, and C. Osterwald, « Validation of a photovoltaic module energy ratings procedure at NREL », NREL, NREL/TP-520-26909, Aug. 1999.

- [97] M. Fuentes, G. Nofuentes, J. Aguilera, D. L. Talavera, and M. Castro, « Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates », *Solar Energy*, vol. 81, no. 11, p. 1396–1408, Nov. 2007.
- [98] G. N. Tiwari and S. Dubey, *Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications*, RSC Publishing. 2010.
- [99] C. Cristofari, P. Poggi, G. Notton, and M. Muselli, « Thermal modeling of a photovoltaic module », Gaborone, Botswana, 2006.
- [100] T. Huld, R. Gottschalg, H. G. Beyer, and M. Topic, « Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging », *Solar Energy*, vol. 84, no. 2, p. 324–338, Feb. 2010.
- [101] J. I. Rosell and M. Ibáñez, « Modeling power output in photovoltaic modules for outdoor operating conditions », *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 15–16, p. 2424–2430, Sep. 2006.
- [102] KROHNE, « Signal converters instructions for electromagnetic flowmeters: Installation and operating instructions », Apr. 1998.
- [103] Agilent Technologies, « Agilent 34970A Data Acquisition / Switch Unit. Service Guide. Product Overview 34970A 34972A ». 08-mars-2010.
- [104] J. H. Eckstein, « Detailed modeling of photovoltaic system components », MS thesis, Mechanical Engineering, University of Wisconsin, Madison, 1990.
- [105] A. M. Al-Ibrahim, « Optimum selection of direct-coupled photovoltaic pumping system in solar domestic hot water systems », Doctor of philosophy, University of Wisconsin, Madison, 1997.
- [106] Q. Kou, « A method for estimation the long-term performance of photovoltaic pumping system », MS thesis, Mechanical Engineering, University of Wisconsin, Madison, 1996.
- [107] **Y. Bakelli, A. Hadj Arab, and B. Azoui, « Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept », *Solar Energy*, vol. 85, no. 2, p. 288–294, Feb. 2011.**
- [108] A. Hamidat, B. Benyoucef, and T. Hartani, « Small-scale irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions », *Renewable Energy*, vol. 28, no. 7, p. 1081–1096, Jun. 2003.
- [109] A. A. Frost and D. R. Kalkwarf, « A Semi-Empirical Equation for the Vapor Pressure of Liquids as a Function of Temperature », *The Journal of Chemical Physics*, vol. 21, p. 264–267, 1953.
- [110] B. Ai, H. Yang, H. Shen, and X. Liao, « Computer-aided design of PV/wind hybrid system », *Renewable Energy*, vol. 28, no. 10, p. 1491–1512, Aug. 2003.

- [111] B. Borowy and Z. M. Salameh, « Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, p. 367–373, 1996.
- [112] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis, and K. Kalaitzakis, « Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms », *Solar Energy*, vol. 80, no. 9, p. 1072–1088, Sep. 2006.
- [113] H. Yang, W. Zhou, L. Lu, and Z. Fang, « Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm », *Solar Energy*, vol. In Press, Corrected Proof, Mar. 2008.
- [114] H. Yang, L. Lu, and W. Zhou, « A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system », *Solar Energy*, vol. 81, no. 1, p. 76–84, Jan. 2007.
- [115] M. R. Nouni, S. C. Mullick, and T. C. Kandpal, « Techno-economics of small wind electric generator projects for decentralized power supply in India », *Energy Policy*, vol. 35, no. 4, p. 2491–2506, Apr. 2007.
- [116] D. B. Nelson, M. H. Nehrir, and C. Wang, « Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems », *Renewable Energy*, vol. 31, no. 10, p. 1641–1656, Aug. 2006.
- [117] « solarbuzz ». [Online]. Available: <http://www.solarbuzz.com>.
- [118] « Energiedouce ». [Online]. Disponible: <http://www.energiedouce.com>.
- [119] « APB-ENERGY ». [Online]. Available: <http://www.apolobamba-energy.com>.
- [120] « Selectronic ». [Online]. Available: <http://www.selectronic.com.au>.
- [121] « evsolar ». [Online]. Available: <http://www.evsolar.com/inverters.html>.
- [122] O. Paish, B. MacNellis, and A. Derrick, « Chapitre V: Application », in *Solar Electricity*, 2nd Edition, 2e éd., Wiley, 2000.
- [123] A. Romano Impero, « Technical and economic comparison of electric generators for rural areas », *Solar Energy*, vol. 47, no. 2, p. 127–135, 1991.
- [124] E. S. Sabisky, « A minimum achievable PV electrical generating cost », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 40, no. 1, p. 55–70, Mar. 1996.
- [125] A.H. Marafia, « Potential and economic evaluation of hybrid wind/PV energy systems in the state of Qatar », presented at the World Renewable Energy Congress VIII (WREC 2004), 2004.
- [126] W. D. Kellogg, M. H. Nehrir, G. Venkataramanan, and V. Gerez, « Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, PV and hybrid wind/PV systems », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 13, no. 1, p. 70–75., 1998.

- [127] B. D. Shakya, L. Aye, and P. Musgrave, « Technical feasibility and financial analysis of hybrid wind–photovoltaic system with hydrogen storage for Cooma », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 30, no. 1, p. 9–20, Jan. 2005.
- [128] J. Labbe, « L’Hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d’électricité pour systèmes photovoltaïques isolés », PhD Thesis, 2006.
- [129] A. Rajendra Prasad and E. Natarajan, « Optimization of integrated photovoltaic – wind power generation systems with battery storage », *Energy*, vol. 31, no. 12, p. 1943–1954, Sep. 2006.
- [130] A. S. Ahmed Shata and R. Hanitsch, « Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt », *Renewable Energy*, vol. 31, no. 8, p. 1183–1202, Jul. 2006.
- [131] P. P. Groumpos and G. Papageorgiou, « An optimal sizing method for stand-alone photovoltaic power systems », *Solar Energy*, vol. 38, no. 5, p. 341–351, 1987.
- [132] N. Khanh Q., « Alternatives to grid extension for rural electrification: Decentralized renewable energy technologies in Vietnam », *Energy Policy*, vol. 35, no. 4, p. 2579–2589, Apr. 2007.
- [133] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, et B. S. Sy, *Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l’intention des ingénieurs et des techniciens*. Institut de l’Energie des Pays Ayant en Commun l’Usage du Français, 1998.

# ***ANNEXE 1***

## Fiche technique groupe moteur-pompe Grundfos 5A-6



# GRUNDFOS<sup>®</sup>

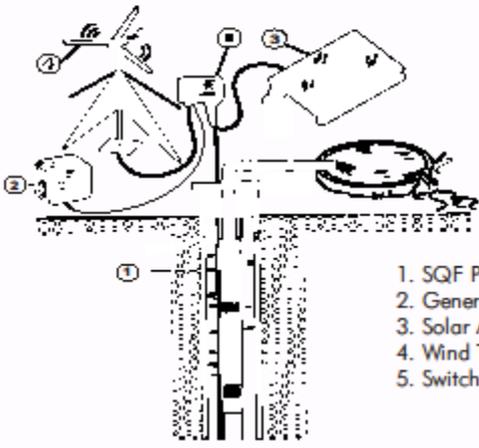
MADE IN DENMARK

DATA SHEET

**Renewable Energy**

**Water System**

SQFlex



1. SQF Pump
2. Generator
3. Solar Array
4. Wind Turbine
5. Switch Unit



Helical Rotor Pump

Pump End

Centrifugal Pump

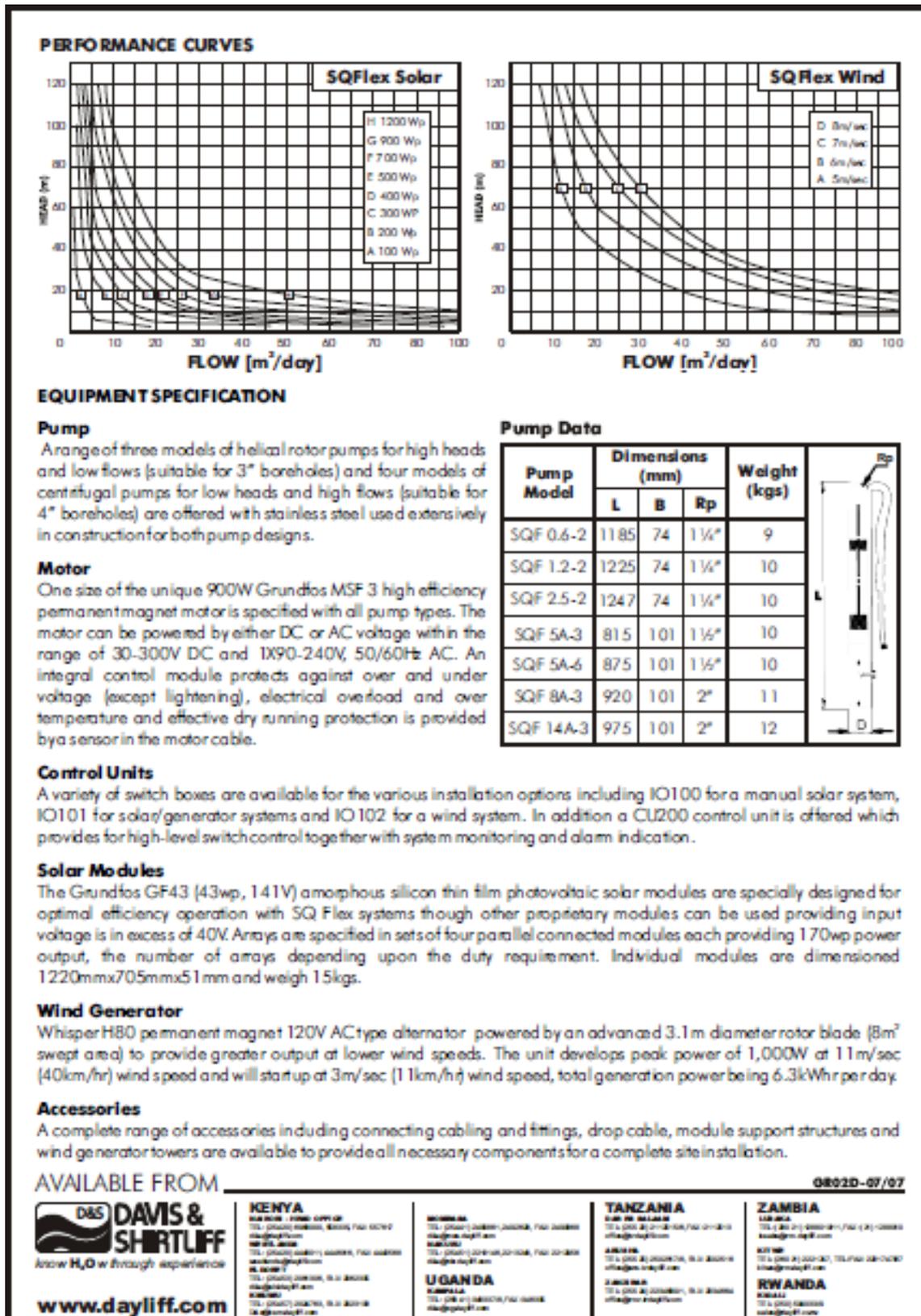
Motor

Electronic Control Unit

The Grundfos SQFlex pumping system is a revolutionary concept in water supply designed to work using the two most basic sources of renewable energy available - the sun and the wind. Its unique feature is the flexibility to be powered by photovoltaic solar modules, a wind driven generator or a combination of both, and the motors are also designed for battery supply and ac generator power for standby operation, the power source being selected by simple switching. At the heart of all SQFlex systems is the electronically controlled motor, which uses a sophisticated integral control module to accommodate variable voltage and frequency power inputs and also protects against abnormal operating conditions.

Another special feature is the alternative of submersible borehole type helical rotor or centrifugal pump ends to ensure maximum system efficiency throughout the performance range. With the option of seven different pump specifications the easy-to-use SQFlex computerised sizing system ensures selection of optimally efficient pump/power source combinations for all specified duty conditions. Solar systems are powered by a selectable number of four module arrays of the unique Grundfos GF43 photovoltaic modules and pump performance is dependant on the number of arrays installed.

With the ever-increasing requirement for economic and sustainable water supplies in remote areas renewable energy pumping systems are becoming the only logical solution. The combination of flexibility, performance, minimal operating costs, simplicity of installation and now acceptable investment cost that the SQFlex system offers is a major technological breakthrough making reliable and consistent water supply in remote areas a practical and economic reality.



# ***ANNEXE 2***

## Temps de calcul des différents modèles

## Modèle Polynomial de degrés 3

Links are disabled because this is a static copy of a profile report

### verification2 (1 call, 0.359 sec)

Generated 21-Aug-2011 13:01:13 using real time.

M-script in file C:\Program Files\MATLAB711\work\work1\pompage\verification2.m

[Copy to new window for comparing multiple runs]

Parents (calling functions)

No parent

Lines where the most time was spent

Line Number	Code	Calls	Total Time	% Time	Time Plot
39	A3PPC(:,1)=a(1)+b(1)*x+c(1)*x...	30	0.218 s	60.7%	
28	F1=polyfit(h,A3PP(:,1),3);	1	0.078 s	21.7%	
1	clear all	1	0.031 s	8.6%	
38	d(1) = polyval(P4,h1(1));	30	0.016 s	4.5%	
29	F2=polyfit(h,A3PP(:,2),3);	1	0.016 s	4.5%	
Other lines & overhead			0 s	0%	
<b>Totals</b>			<b>0.359 s</b>	<b>100%</b>	

## Modèle Exponentiel modifié

Links are disabled because this is a static copy of a profile report

### verification2 (1 call, 0.235 sec)

Generated 21-Aug-2011 12:57:38 using realtime.

M-script in file C:\Program Files\MATLAB711\work\work1\pompape\verification2.m

[Copy to new window for comparing multiple runs]

#### Parents (calling functions)

No parent

#### Lines where the most time was spent

Line Number	Code	Calls	Total Time	% Time	Time Plot
71	AMExpC(:,i)=a(i)*exp(b(i)./x);	30	0.094 s	40.0%	
63	P1=polyfit(h,AMExp(:,1),3);	1	0.078 s	33.2%	
1	clear all	1	0.032 s	13.6%	
69	a(i) = polyval(P1,h1(i));	30	0.016 s	6.8%	
3	load GrundCoefficientmodels.ma...	1	0.015 s	6.4%	
Other lines & overhead			0 s	0%	
Totals			0.235 s	100%	

## Modèle pression de vapeur

Links are disabled because this is a static copy of a profile report

verification2 (1 call, 0.297 sec)

Generated 21-Aug-2011 12:59:27 using realtime.

M-script in file C:\Program Files\MATLAB711\work\work1\pompape\verification2.m

[Copy to new window for comparing multiple runs]

**Parents** (calling functions)

No parent

**Lines where the most time was spent**

Line Number	Code	Calls	Total Time	% Time	Time Plot
56	AVMPC(:,1)-exp(a(1)+b(1)./x+c(...	30	0.172 s	57.9%	
46	P1=polyfit(h,AVMP(:,1),3);	1	0.078 s	26.3%	
1	clear all	1	0.031 s	10.4%	
47	P2=polyfit(h,AVMP(:,2),3);	1	0.016 s	5.4%	
51	h1=h(j,1):h(j+1,1);	5	0.000 s	0.0%	
Other lines & overhead			0 s	0%	
Totals			0.297 s	100%	

# ***ANNEXE 3***

## Taux d'échange du Dollar (\$) en Dinar (DA)

