

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



Université de Ghardaïa

N° d'ordre :

N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies
Département des Sciences et Technologie

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : *Sciences et Technologie*

Filière : **Energies renouvelables**

Spécialité : *énergies renouvelables en électrotechnique*

Par : HADADJI Salah et KHERNEG Hamza

Thème

**Etapes d'étude géospatiale des zones suitable pour dimensionnement
d'un système de pompage solaire, cas d'étude : la région de Ghardaïa**

Soutenu publiquement le : 24/06/2018

Devant le jury :

Dr. BOUARAOUR Kamel	MCA	Univ. Ghardaïa	Président
Dr. YETTOU Fatiha	MRA	URAER. Ghardaïa	Examineur
Mr. BENBAHA Noureddine	AR	URAER. Ghardaïa	Examineur
Dr. BOUTELHIG Azzedine	MRA	URAER. Ghardaïa	Encadreur

Année universitaire 2017/2018

Dédicace

Avec toute mon affection,

Ma profonde reconnaissance,

Je dédie ce travail :

A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

A mes chères sœurs pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral.

A mes chers frères pour leur appui et leur encouragement.

A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire.

A tous mes amis et proches de près à loin.

Mr. KHERNEG Hamza

Dédicace

Avec toute mon affection,

Ma profonde reconnaissance,

Je dédie ce travail :

Au la fleur de ma vie ma très chère mère Zahra en témoignage de ma profonde et ma grande reconnaissance pour sa tendresse, sa patience, son sacrifice tout au long de mes études.

A mon très chère père, Mohammed qui m'a toujours soutenu et aidé à affronter les difficultés.

A mes chers frères : Ahmed, Abdoulmonaim et Abdel rab et Abdelmadjid.

A ma sœur : Soumaya

A toute la famille de Had9adji, surtout FATIMA

A tous mes amis que je ne vais pas nommer car ils sont nombreux & je ne sais pas qui choisir.

A tous mes collègues sans exception & à toutes les promos 2017 surtout les étudiants de master 2 énergies renouvelables.

A tous les membres du Club CAST, Merci pour tous les bons moments qu'on a passés ensemble.

Mr. HADDAJI Salah.

Remerciements

Avant tout chose nous remercions Allah, le tout puissant, de nous avoir permis de l'accomplir de cette mémoire.

Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur, Dr. BOUTELHIG Azzedine Maître de recherche dans son laboratoire de pompage solaire – URAER, Ghardaïa pour avoir d'abord proposé ce thème, pour suivi continué tout le long de la réalisation de Ce mémoire, et qui n'a pas cessé de nous donner ses conseils et remarques.

Je remercie également Mr. BENBAHA Noureddine Attache de recherche dans son URAER, Ghardaïa pour l'effort qu'ils ont déployés, pour nous aider.

Nos sincères remerciements à messieurs les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en participant au jugement de ce travail.

Je tiens également à adresser mes sincères reconnaissances à Monsieur DJELLOULI Abdelkader, FERKOUS Khaled ceux qui ont participé de la réalisation de ce travail.

Nous remercions aussi tout le corps enseignant et administratif de la faculté des Sciences et de la Technologie qui ont contribué à notre formation universitaire.

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous ont aidé à élaborer et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin à accomplir ce travail.

Enfin nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous nos amis et collègues pour le tout soutien moral et matériel...

Table des matières

Liste des figures	i
Liste des tableaux	iii
Liste des abréviations et Acronymes	iv
Introduction générale	1
Chapitre 1 : Le potentiel solaire et ressource d'eau	
1.1 Introduction	3
1.2 Soleil	3
1.3 Rayonnement solaire	3
1.4 Position géométrique du soleil dans le ciel	3
1.5 Notions sur l'astronomie	4
1.5.1 L'écliptique	5
1.5.2 L'équateur	5
1.6 Systèmes de coordonnées célestes	5
1.6.1 Coordonnées géographiques	5
1.6.1.1 Latitude	5
1.6.1.2 Longitude	5
1.6.1.3 L'altitude	5
1.6.2 Coordonnées équatoriales	6
1.6.2.1 Déclinaison	6
1.6.2.2 L'angle horaire	6
1.6.3 Coordonnées horizontales	7
1.6.3.1 Hauteur du soleil	7
1.6.3.2 L'azimut solaire	7
1.7 Définition des différents temps	7
1.7.1 Temps solaire Vrai (TSV)	8
1.7.2 Temps Solaire Moyen (TSM)	8
1.7.3 Temps Universel (TU)	8
1.7.4 Temps Solaire Légal (TL)	8
1.8 Compositions de rayonnement solaire	9
1.8.1 Rayonnement global G	9
1.8.2 Rayonnement direct DIR	9

1.8.3 Rayonnement diffus DIF	9
1.8.4 Rayonnement réfléchi REF	10
1.9 Mesure de l'irradiation solaire	10
1.10 Caractéristique géographique du site de Ghardaïa	11
1.11 Caractéristique météorologique du site de Ghardaïa	12
1.11.1 Évaluation du potentiel solaire à Ghardaïa	12
1.11.2 Durée d'insolation moyenne en Ghardaïa	12
1.11.3 Température moyenne mensuelle	13
1.11.4 Vents	14
1.11.5 Humidité de l'air	14
1.11.6 Pluviométrie	15
1.12 Ressources d'eau du site de Ghardaïa	15
1.13 Conclusion	16
Chapitre 2 : Conversion photovoltaïque	
2.1 Introduction	18
2.2 Semi-conducteur	18
2.3 Bandes d'énergies	18
2.4 Dopage des semi-conducteurs	19
2.5 Jonction PN	20
2.6 Historique de l'énergie photovoltaïque	20
2.7 Principe d'une cellule photovoltaïque	21
2.8 Modélisation courant tension d'une cellule PV	21
2.8.1 Modèle d'une simple diode	22
2.8.2 Modèle de deux diodes	23
2.9 Association des cellules photovoltaïques	24
2.10 Différents types de technologies des cellules photovoltaïque	25
2.10.1 Silicium monocristallin	25
2.10.2 Silicium polycristallin	25
2.10.3 Silicium amorphe	26
2.10.4 Nouvelle technologies	26
2.11 Paramètre des cellules photovoltaïques	26
2.11.1 Courant de court-circuit I_{cc}	27
2.11.2 Tension à circuit ouverte V_{co}	27

2.11.3 Puissance maximal	27
2.11.4 Rendement d'une cellule	27
2.11.5 Facteur de Forme (FF)	27
2.12 Effet de l'éclairement et de la température	28
2.12.1 Influence de l'éclairement	28
2.12.2 Influence de la température	28

Chapitre 3 : Système de pompage d'eau photovoltaïque

3.1 Introduction	30
3.2 Méthodes de pompages	30
3.2.1 Pompage direct « au fil du soleil »	30
3.2.2 Pompage avec stockage d'énergie	30
3.3 Moteur électrique	31
3.3.1 Moteur à courant continu	31
3.3.2 Moteur à courant alternatif	32
3.4 Types des pompes	32
3.4.1 Pompe volumétrique	32
3.4.2 Pompe centrifuge	33
3.4 Position de pompe	34
3.5 Choix d'une pompe	34
3.6 Electronique de commande	36
3.6.1 Convertisseur DC/DC	35
3.6.2 Convertisseur DC/AC	35

Chapitre 4 : Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

4.1 Introduction	38
4.2 Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque a couplage direct	38
4.2.1 Estimations des besoins en eau	38
4.2.2 Détermination le mois de plus défavorable en ensoleillement	39
4.2.3 Détermination la hauteur manométrique totale	39
4.2.4 Détermination de l'énergie hydraulique	40
4.2.5 Détermination de l'énergie électrique	40
4.2.6 Détermination la puissance-crête	41
4.2.7 Sélection de matériel	41
4.2.8 Configuration d'un générateur photovoltaïque	41

4.3 Dimensionnement des accessoires d'un système de pompage photovoltaïque	42
4.3.1 Capacité du réservoir	42
4.3.2 Détermination des dimensions de la conduite d'eau	42
4.3.3 Détermination des dimensions du câblage	43
Partie expérimentale	
4.4 Introduction	45
4.5 Description du laboratoire du pompage photovoltaïque	46
4.5.1 A l'extérieur du laboratoire (Générateur photovoltaïque)	46
4.5.2 A l'intérieur du laboratoire	46
4.5.2.1 Banc d'essais d'un système de pompage photovoltaïque	46
4.5.2.2 Armoire de résultat	48
4.6 Test d'un système de pompage photovoltaïque réel	49
4.6.1 Composition de système	49
4.6.1.1 Type de pompe	49
4.5.1.2 Générateurs photovoltaïques	49
4.6.2 Configuration du system pompage photovoltaïque	50
4.6.3 Méthode du test	51
4.7 Résultats et discussions	51
4.7.1 Pour la HMT 10 mètre	51
4.7.1.1 L'ensoleillement journalier	51
4.7.1.2 Débit journalier et corrélation débit- ensoleillement	52
4.7.1.3 Puissance de pompe et corrélation la puissance – l'ensoleillement	53
4.7.2 Pour la HMT 15 mètre	53
4.7.2.1 L'ensoleillement journalier	54
4.7.2.2 Débit journalier et corrélation débit- ensoleillement	54
4.7.2.3 Puissance de pompe et corrélation la puissance – l'ensoleillement	55
4.7.3 Pour la HMT 20 mètre	55
4.7.3.1 L'ensoleillement journalier	56
4.7.3.2 Débit journalier et corrélation débit- ensoleillement	56
4.7.3.3 Puissance de pompe et corrélation la puissance – l'ensoleillement	57
4.8 Interprétation générale	57
4.9 Conclusion	58
Conclusion générale	61

Référence bibliographique

63

Annexe

67

Résumé

Liste des figures

Chapitre 1 : Le potentiel solaire et ressource d'eau

Figure 1.1 Répartition spectrale du rayonnement solaire	4
Figure 1.2 Mouvement de la terre autour du soleil	4
Figure 1.3 Schématisation de l'écliptique	5
Figure 1.4 Schématisation de l'équateur	5
Figure 1.5 Représentation latitude et longitude	6
Figure 1.6 Hauteur et azimut du soleil	8
Figure 1.7 Différents compositions de rayonnement	9
Figure 1.8 Station radiométriques (Sun Tracker)	10
Figure 1.9 La carte administrative du site de Ghardaïa	11
Figure 1.10 Moyennes mensuelles du rayonnement solaire global sur plan horizontal de Ghardaïa.	12
Figure 1.11 Durée d'insolation moyenne	13
Figure 1.12 Moyenne des variations mensuelles de la température	14
Figure 1.13 Moyenne des variations mensuelles de vent	14
Figure 1.14 Variations de l'humidité de l'air	15
Figure 1.15 Moyenne de précipitation mensuelle	15

Chapitre 2 : Conversion photovoltaïque

Figure 2.1 Diagrammes énergétiques de matériaux	19
Figure 2.2 Représentation schématisée un atome silicium	19
Figure 2.3 Représentation schématique d'une jonction PN	20
Figure 2.4 Principe de fonctionnement d'une cellule PV	21
Figure 2.5 Schéma équivalent d'une cellule PV, Modèle simple diode	22
Figure 2.6 Circuit équivalent d'une cellule PV, modèle de deux diodes	23
Figure 2.7 Schéma d'un groupement de N_s cellules en série	24
Figure 2.8 Schéma d'une association de N_p cellules en parallèle	24
Figure 2.9 Cellule monocristalline	25

Figure 2.10 Cellule polycristallin	25
Figure 2.11 Cellule amorphe	26
Figure 2.12 Influence de l'ensoleillement sur la courbe I (V)	28
Figure 2.13 Influence de la température sur la courbe I(V)	28

Chapitre 3 : Système de pompage photovoltaïque

Figure 3.1 Système de pompage d'eau solaire PV à couplage direct	30
Figure 3.2 Système de pompage d'eau solaire PV avec stockage	31
Figure 3.3 Diagramme du pompage PV par pompe à DC	32
Figure 3.4 Diagramme du pompage PV par pompe à AC	32
Figure 3.5 Pompe à déplacement positif	33
Figure 3.6 Pompe centrifuge	33
Figure 3.7 Choix d'une pompe selon la hauteur et le débit demandés	35
Figure 3.8 Convertisseur DC/AC	36

Chapitre 4 : Dimensionnement d'un système de pompage

Figure 4.1 Schéma représente les paramètres de HMT	40
Figure 4.2 Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables Ghardaïa	45
Figure 4.3 Générateur photovoltaïque du laboratoire pompage PV	46
Figure 4.4 Banc d'essai d'un système de pompage photovoltaïque	47
Figure 4.5 Synoptique du circuit hydraulique	47
Figure 4.6 Armoire de visualisation	48
Figure 4.7 Data logger et Micro-ordinateur	48
Figure 4.8 La pompe immergée (Water Max A64 DC)	49
Figure 4.9 Schéma un générateur photovoltaïque avec configuration 2*2	50
Figure 4.10 Générateur photovoltaïque	50
Figure 4.11 L'ensoleillement pour une journée	52
Figure 4.12 Débit journalier	52
Figure 4.13 Corrélation Débit-ensoleillement	52
Figure 4.14 Puissance de pompe journalier	53
Figure 4.15 Corrélation puissance-Ensoleillement	53

Figure 4.16 L'ensoleillement journalier	54
Figure 4.17 Débit journalier	54
Figure 4.18 Corrélation Débit-ensoleillement	54
Figure 4.19 Puissance de pompe journalier	55
Figure 4.20 Corrélation puissance-Ensoleillement	55
Figure 4.21 L'ensoleillement journalier	56
Figure 4.22 Débit journalier	56
Figure 4.23 Corrélation Débit-ensoleillement	56
Figure 4.24 Puissance de pompe journalier	57
Figure 4.25 Corrélation puissance-Ensoleillement	57

Liste des tableaux

Chapitre 2 : Conversion photovoltaïque

Tableau 2.1 Rendement des différents types de cellules PV	26
---	----

Chapitre 4 : Dimensionnement d'un système de pompage

Tableau 4.1 Les besoins journaliers moyens mensuels en eau des palmiers / hectare	38
Tableau 4.2 Les valeurs globales de l'irradiation journalière mensuelle de Ghardaïa	39
Tableau 4.3 Caractéristique nominale de module photovoltaïque	49
Tableau 4.4 Hauteur manométrique 10 mètres à la journée 17/05/2018	51
Tableau 4.5 Hauteur manométrique 15 mètres à la journée 20/05/2018	53
Tableau 4.6 Hauteur manométrique 20 mètres à la journée 21/05/2018	55
Tableau 4.7 Bilan d'étude géospatiale des zones suitable pour installation des SPEPV	59

Liste des abréviations et Acronymes

PV : Photovoltaïque.

GPV : Générateur Photovoltaïque.

SPEPV : Système de Pompage d'Eau Photovoltaïque.

AC : courant alternatif.

DC : courant continu.

MPPT : Suiveur de point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking).

URAER : Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables.

CDER : Centre Développement Energies Renouvelables.

δ : La déclinaison

n_j : Numéro du jour de l'année

ω : L'angle horaire .

T_{SV} : temp de solaire vrai.

h : La hauteur du soleil.

φ : La latitude de lieu.

α : L'azimut solaire.

TSM : Temps Universel

E_t : équation du temps [min].

TU : Temps Universel.

λ : La longitude.

TL : Le Temps Solaire Légal.

ΔH : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

G : Le rayonnement global [W/m^2].

DIR : Le rayonnement direct.

DIF : le rayonnement diffus.

REF : Rayonnement réfléchi.

G_{horiz} : le rayonnement global horizontale [W/m^2].

DIR_{horiz} : le rayonnement direct horizontale.

D_0 : La durée d'insolation maximale.

T_{moy} : La température moyenne [$^{\circ}\text{C}$].

I_s : est le courant d'obscurité des porteurs minoritaires (saturation) [A] .

I_{ph} : le photo-courant généré par la cellule PV [A].

$a = \frac{AKTV}{q}$ Tension thermique [J.C^{-1}].

q : Charge électrique (Coulomb) [$q = 1,302.10^{-19} \text{ C}$].

A : coefficient d'idéalité de la cellule dépendant du matériau .

K : constante de Boltzmann [$k = 1,38. 10^{-23} \text{ J/K}^{-1}$].

T : est la température en degré Kelvin [$^{\circ}\text{C}$] .

R_s : Résistance série [Ω].

R_p : Résistance parallèle (shunts) [Ω].

I_{s1} : courant d'obscurité de la première diode [A].

I_{s2} : courant d'obscurité de la deuxième diode [A].

$a_1 = \frac{A_1KTV}{q}$ Tension thermique au D_1 [J.C^{-1}].

$a_2 = \frac{A_2KTV}{q}$ Tension thermique au D_2 [J.C^{-1}].

A_1 : Coefficient d'idéalité de la diode D_1 .

A_2 : Coefficient d'idéalité de la diode D_2 .

V_{co} : Tension à circuit ouverte [V].

I_{cc} : Courant de court-circuit [A].

P_{max} : Puissance maximal [w].

I_m : Courant maximal de la cellule [A].

V_m : Tension maximal de la cellule [V].

η : Rendement d'une cellule [%].

FF : Le Facteur de Forme.

E_i : l'irradiance journalière en [Wh / m^2].

E_{im} : l'intensité solaire maximale en [W / m^2].

E_T : La valeurs globale de l'irradiation journalière en ($\text{KWh/m}^2/\text{j}$)

HMT: La hauteur manométrique totale [m].

P_{ch} : les pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites.

H_g : la hauteur géométrique.

H_s : Hauteur statique.

H_d : Hauteur dynamique.

R_m : Rabattement maximal.

E_h : Énergie hydraulique [wh/j].
 Q : débit d'eau en [m^3/j].
 C_h : Constante hydraulique.
 g : La gravité terrestre [$g = 9.81 m/s^2$].
 ρ : Densité de l'eau [$\rho = 1000kg/m^3$].
 E_e : Energie électrique exprimé en [w].
 η_p : Le rendement du groupe motopompe [%].
 P_c : La puissance-crête [w].
 D_h : c'est la durée d'ensoleillement.
 Δ_c : Perte de charge électrique.
 N_M : Le nombre total de modules photovoltaïques.
 P_M : La puissance du module PV [w].
 N_s : Le nombre de modules en série.
 V_{ch} : La tension nominale de la charge [V].
 V_M : La tension maximale de modules [V].
 N_b : Le nombre de branche.
 I_{ch} : La courant nominale de la charge [A].
 I_M : La courant maximale de modules [A].
 D : diamètre de la tuyauterie [m].
 K : coefficient qui varie de 0,75 à 1,40.
 Q : débit crête de la pompe [m^3/s].
 v : La vitesse moyenne du fluide.
 π : Le nombre $\pi = 3,15$.
 S_c : La section de câble [mm^2].
 ρ : La résistivité du câble [$\Omega.m$].
 L_c : La longueur du câble [m].
 I_c : La courant que traverse le câble [A].
 V_c : La tension au départ du câble [V].
 I_{sc} : Courant de court-circuit du panneau solaire [A].

Introduction générale

Introduction générale

Parmi les grands enjeux des temps modernes, l'approvisionnement en eau, soit pour la consommation domestique, irrigation, l'agriculteur ou élevage. Ce problème est lié directement à un autre enjeu qui est l'apport de l'énergie nécessaire pour assurer l'approvisionnement.

En Algérie, malgré les grands efforts et travaux réalisés par la SONELGAZ, plusieurs régions restent non connectées au réseau électrique principal. Citons par exemple les régions isolées, surtout les zones sahariennes.

Pour cela, l'Algérie s'est lancée dans un programme très ambitieux de développement des énergies renouvelables et en particulier l'énergie solaire. L'Algérie possède un des plus larges gisements solaires au monde, ce qui favorise l'application des énergies renouvelables pour préserver notre environnement et diminuer les émanations de gaz à effet de serre (CO₂). Ce type d'énergie n'est pas seulement inépuisable, mais aussi propre pour l'environnement.

Dans ce travail nous sommes intéressés plus particulièrement par l'énergie solaire photovoltaïque, comme une application directe. C'est le pompage d'eau photovoltaïque pour l'irrigation dans des sites isolés sur la région de Ghardaïa.

L'utilisation de l'énergie photovoltaïque pour le pompage de l'eau est adoptée pour la plupart des régions arides et semi arides en raison de la disponibilité des sources d'eau souterraines renouvelables (peu profond

Dans le premier chapitre, nous avons abordé généralement le gisement solaire et quelques données astronomiques nécessaires pour cette étude. Ensuite nous avons déterminé les caractéristiques géographiques et météorologiques de la région de Ghardaïa, et les sources d'eau.

Le deuxième chapitre a été dédié à l'étude de la conversion photovoltaïque. Ensuite à travers le troisième chapitre nous avons présenté le système de pompage solaire et ses composants.

Le quatrième chapitre a été entièrement consacré à une étude de dimensionnement d'un système de pompage d'eau photovoltaïque réel. Puis nous avons mené des tests expérimentaux sur ce system au laboratoire de pompage photovoltaïque.

Chapitre 1

Le potentiel solaire et ressource d'eau

Chapitre 1**Le potentiel solaire et ressource d'eau****1.1 Introduction**

Le dimensionnement d'un système de pompage d'eau photovoltaïque doit remplir quelque conditions fondamentales, telle que la disponibilité de l'énergie solaire durant toute l'année, et l'abondance de l'eau, ainsi que les caractéristiques géographiques et métrologiques.

Dans ce chapitre, nous allons voir les propriétés physiques et énergétiques de soleil. Nous déterminerons certaines données astronomiques nécessaires pour cette étude, et nous fournirons quelques données sur le champ solaire et on va déterminer les caractéristiques géographiques et météorologiques de la région de Ghardaïa ainsi que les sources d'eau.

1.2 Soleil

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de 1391000 km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de 2×10^{27} tonnes.

Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde 564×10^6 tonnes d'hydrogène en 560×10^6 tonnes d'Hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ($E = mc^2$), ce qui représente une énergie totale de $36 \times 10^{22} kW$. La Terre étant à une distance de $150 \times 10^6 km$ du soleil, elle reçoit une énergie de $1,8 \times 10^{17} w$ [1].

1.3 Rayonnement solaire

Le rayonnement émis par le soleil est constitué d'ondes électromagnétiques dont une partie parvient constamment à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre. La figure.1.1 représente de la variation de le répartition spectrale de ce rayonnement. Sur ce graphe on constate que pour $\lambda \leq 0,3\mu m$ et $\lambda \leq 1,5\mu m$ le rayonnement est négligeable alors que pour la partie visible du rayonnement, pour des valeurs entre 0,3 et $0,7\mu m$ l'absorption par l'atmosphère est faible [2].

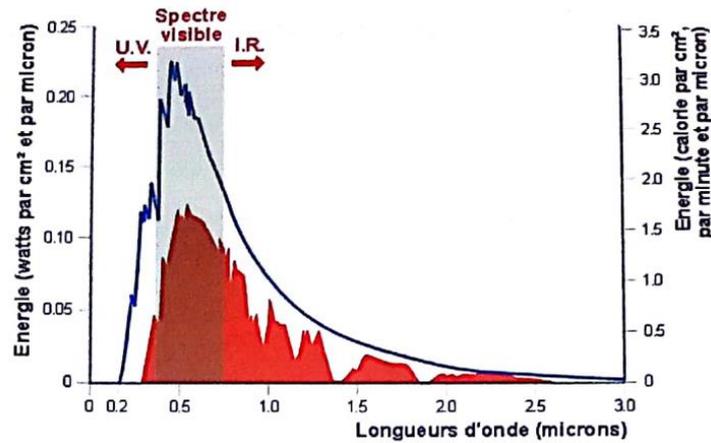


Figure 1.1 Répartition spectrale du rayonnement.

Le rayonnement reçu par l'atmosphère terrestre en incidence normale est constant et voisin de 1353 w/m^2 hors atmosphère.

1.4 Position géométrique du soleil dans le ciel

La Terre tourne autour d'une orbite définissant les pôles nord et sud du globe en 24 heures. Ce phénomène génère ainsi une alternance de jours et de nuit. La trajectoire de la terre autour du soleil constitue une ellipse de très faible excentricité, réalisée en environ 365 jours [3].

L'axe de rotation de la terre sur elle-même est incliné de $23,45^\circ$ par rapport au plan de l'écliptique (plan de l'orbite terrestre). On appelle déclinaison l'angle formé par l'axe terre-soleil avec le plan de l'équateur à un moment donné de l'année. La déclinaison vaut donc $+23,45^\circ$ au solstice d'été, $-23,45^\circ$ au solstice d'hiver, et nulle aux équinoxes [4].

La terre traverse le grand axe de l'ellipse de 2 janvier (position la plus proche) et le 2 juillet (la plus éloignée du soleil). Depuis la terre, le diamètre apparent du soleil est vu sous un angle de $0,5^\circ$ [4]. (Voire la figure 1.2)

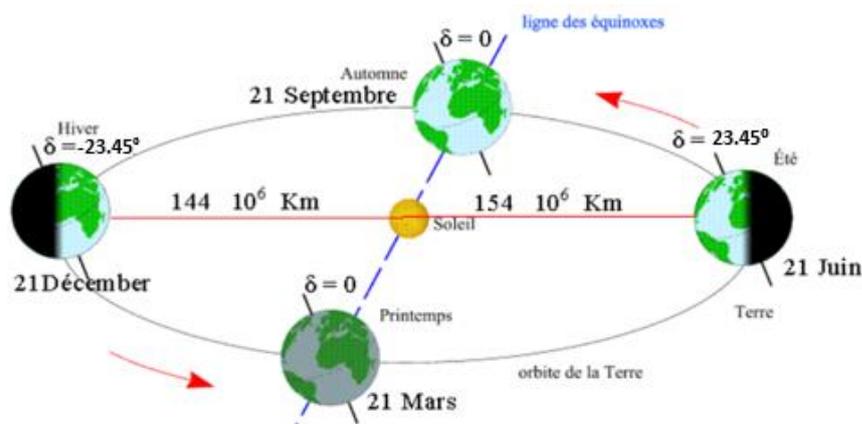


Figure 1.2 Mouvement de la terre autour du soleil. [31]

1.5 Notions sur l'astronomie

1.5.1 L'écliptique

Le mouvement de la terre autour du soleil s'effectue dans un plan nommé le plan de l'écliptique. (Voire la figure 1.3)

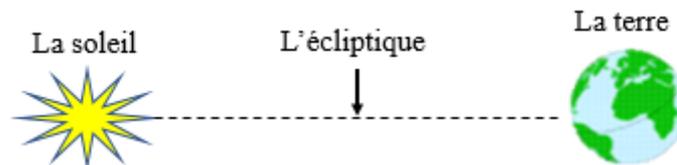


Figure 1.3 Schématisation de l'écliptique.

1.5.2 L'équateur

Le plan équatorial perpendiculaire à l'axe des pôles PP' passe par le centre de la Terre O . (Voire la figure 1.4)

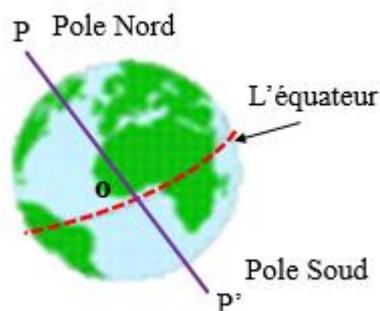


Figure 1.4 Schématisation de l'équateur.

1.6 Systèmes de coordonnées célestes

1.6.1 Coordonnées géographiques

Pour repérer un site donné sur la surface terrestre, on doit définir les grandeurs suivantes :

1.6.1.1 Latitude

Permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque par rapport à l'équateur. Elle varie de 0° de l'équateur à 90° au pôle Nord [5].

1.6.1.2 Longitude

La longitude est une valeur angulaire aussi, expression du positionnement est-ouest d'un point sur Terre, dont la référence est le méridien de Greenwich. (Avec une étendue de -180°)

(180° Ouest) à +180° (180° Est). (Voire la figure 1.5)

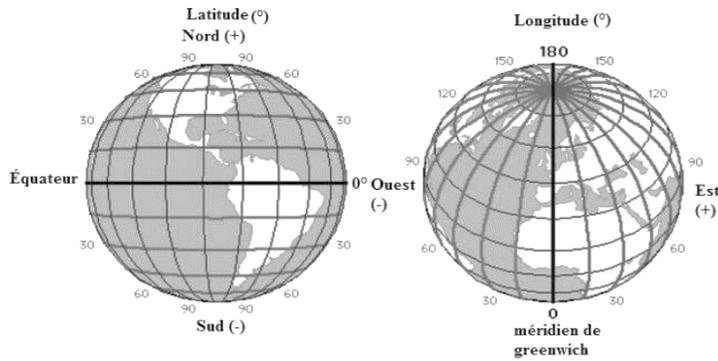


Figure 1.5 Représentation latitude et longitude.

1.6.1.3 L'altitude

L'altitude est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la surface de la mer, mesurée en mètre (m).

1.6.2 Coordonnées équatoriales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (la déclinaison et horaire).

1.6.2.1 Déclinaison

La déclinaison solaire δ est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. Cet angle varie au cours des saisons. La Figure 1.2 en donne les valeurs remarquables. Plusieurs relations existent pour calculer la déclinaison, on peut calculer sa valeur, à toute époque de l'année par la formule [32] :

$$\delta = 23,45 \times \sin \left[\frac{360}{365} (n_j + 284) \right] \tag{1.1}$$

Avec

δ : La déclinaison

n_j : Numéro du jour de l'année compté à partir du 1er Janvier jusqu'au 31 Décembre. Le nombre maximal varie de 365 ou 366, selon l'année (bissextile ou non).

La déclinaison varie entre :

- Equinoxe de printemps : 21 Mars ($\delta = 0$)
- Solstice d'été : 21 Juin ($\delta = + 23,45^\circ$)
- Equinoxe d'automne : 21 Septembre ($\delta = 0$)
- Solstice d'hiver : 21 Décembre ($\delta = - 23,45^\circ$)

1.6.2.2 L'angle horaire

L'angle horaire est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° heure [1].

Exprimé la formule suivante :

$$\omega = 15^\circ(TSV - 12) \quad (1.2)$$

ω : L'angle horaire .

TSV : temp de solaire vrai.

1.6.3 Coordonnées horizontales

La direction du soleil dans le ciel est repérée par l'intermédiaire de deux angles :

1.6.3.1 Hauteur du soleil

C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan d'horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante [6] :

$$\sin h = \sin \varphi \times \sin \delta + \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega \quad (1.3)$$

h : La hauteur du soleil.

φ : La latitude de lieu.

La hauteur du soleil varie entre -90° et $+90^\circ$.

- $h = 0$ aux lever et coucher
- $h > 0$ le jour
- $h < 0$ la nuit

1.6.3.2 L'azimut solaire

C'est l'angle faite par la projection du rayon solaire sur le plan horizontal et l'axe sud.

L'azimut est relié à l'angle horaire, la hauteur et la déclinaison par la relation [33] :

$$\sin(\alpha) = \frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (1.4)$$

Avec, α : L'azimut solaire.

(Voire la figure 1.6)

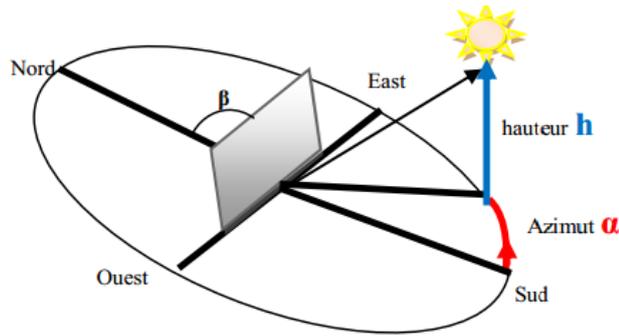


Figure 1.6 Hauteur et azimut du soleil.

1.7 Définition des différents temps

1.7.1 Temps solaire Vrai (TSV)

Le temps solaire défini par angle horaire ω entre le plan méridien passant par le centre du solaire et le méridien du lieu considéré [7].

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (1.5)$$

1.7.2 Temps Solaire Moyen (TSM)

Il est appelé parfois temps locale (TSM), Il est donné par la relation [8] :

$$TSM = TSV - E_t \quad (1.6)$$

E_t : équation du temps (min).

Elle est donnée par :

$$E_t = 9,87 \sin(2N') - 7,53 \cos(N') - 1,5 \sin(N') \quad (1.7)$$

$N' = \left[\frac{360}{365} (n_j - 81) \right]$ Exprimée en radians.

1.7.3 Temps Universel (TU)

Il est défini comme étant le temps solaire moyen du méridien de Greenwich (longitude Zéro), pour un lieu situé à la longitude λ [3].

$$TU = TSM - \left(\frac{\lambda}{15} \right) \quad (1.8)$$

λ : La longitude.

$\lambda > 0$: pour les villes situées à l'Est de Greenwich.

$\lambda < 0$: pour les villes situées à l'Ouest de Greenwich.

1.7.4 Temps Solaire Légal (TL)

Il est lié au « TU » par une différence fixe exprimée en un nombre entier d'heures qui dépend de la longitude, et des coutumes de chaque pays [4].

$$TL = TU + \Delta H \tag{1.9}$$

Avec, ΔH : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

$\Delta H = 1$ heure pour l'Algérie.

1.8 Compositions de rayonnement solaire

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes (Voire la figure 1.7) :

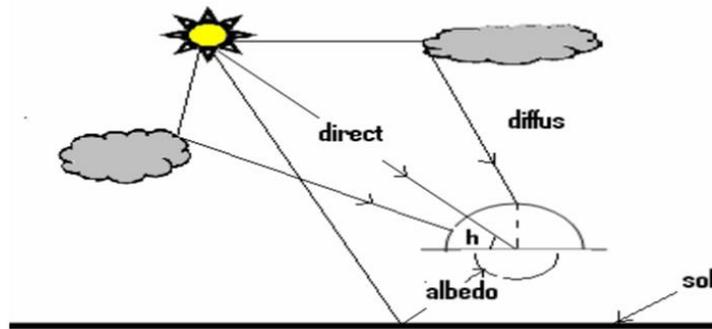


Figure 1.7 Différents composants de rayonnement.

1.8.1 Rayonnement global G

C'est l'éclairement énergétique d'une surface par l'ensemble des éclaircements direct, diffus et réfléchi. Pour une surface horizontale :

$$G_{horiz} = DIR_{horiz} + DIF \tag{1.10}$$

G_{horiz} : le rayonnement global horizontale.

DIR_{horiz} : le rayonnement direct horizontale.

DIF : le rayonnement diffus.

Pour les surfaces inclinées, il faut tenir compte l'angle d'inclinaison et la valeur de l'albédo du sol :

$$G_{incl} = DIR_{incl} + DIF_{incl} + REF \tag{1.11}$$

1.8.2 Rayonnement direct *DIR*

C'est l'éclairement énergétique en provenance du seul disque solaire. Il est en général mesuré sur une surface normale à l'axe soleil-terre.

1.8.3 Rayonnement diffus *DIF*

C'est la partie du rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions.

1.8.4 Rayonnement réfléchi *REF*

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...).

1.9 Mesure de l'irradiation solaire

Les appareils de mesures du rayonnement solaire fournissent des informations sur les conditions climatiques. Ce sont des instruments importants dans les stations radiométriques. La station radiométrique installée sur le building de l'URAER, Ghardaïa, fonctionne en basant sur principe de poursuite bidimensionnelle. Elle est équipée par les capteurs solaires suivants (voir figure 1.8)

- Un Pyranomètre EKO : pour la mesure de l'irradiance globale reçue sur un plan horizontal
- Un pyréliomètre EKO : sert à mesure l'irradiance directe perpendiculaire au plan du capteur.



Figure 1.8 Station radiométriques (Sun Tracker).

1.11 Caractéristique métrologique du site de Ghardaïa

1.11.1 Évaluation du potentiel solaire à Ghardaïa

La région de Ghardaïa se caractérise par un potentiel solaire étonnant avec une moyenne d'environ $6000 \text{ Wh} / \text{m}^2$, reçue sur une surface horizontale avec une durée d'ensoleillement annuelle supérieure à 3000 (heures / an). La valeur minimale enregistrée est d'environ $4000 \text{ Wh} / \text{m}^2$ et la valeur maximale est d'environ $7500 \text{ Wh} / \text{m}^2$ (Figure 1.10). Le rayonnement solaire estimé est distribué par $2118 \text{ (kWh} / \text{m}^2 / \text{jour)}$, $2067 \text{ (kWh} / \text{m}^2 / \text{jour)}$ et $706 \text{ (kWh} / \text{m}^2 / \text{jour)}$ pour le rayonnement solaire global, direct et diffus, respectivement. En outre, près de 50% de la distribution de fréquence des valeurs d'indice de clarté entre 0,7 et 0,8, ajoutant à environ 35% de la fréquence des valeurs de la fraction d'ensoleillement entre 0,8 et 0,9 ont été conclus à partir de différents travaux. Les moyennes mensuelles du rayonnement solaire global reçu sur la surface horizontale, dans la région de Ghardaïa, sont présentées dans la figure 1.10 ci-dessous [12]. (Voir la figure 1.10)

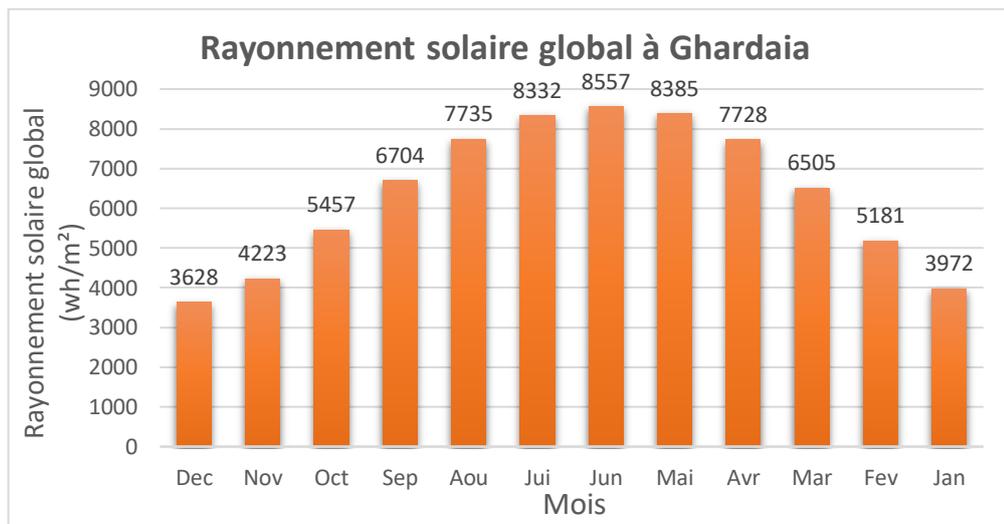


Figure 1.10 Moyennes mensuelles du rayonnement solaire global sur plan horizontal de Ghardaïa.

1.11.2 Durée d'insolation moyenne en Ghardaïa

L'insolation est par définition : l'exposition à la lumière solaire, on définit le pourcentage d'insolation comme étant le rapport du nombre d'heures sur la durée astronomique du jour. Les valeurs d'insolations mensuelles moyennes sont calculées durant 2016, pour la région de Ghardaïa, nous avons pris les durées d'insolations de l'office national de météorologie-Ghardaïa.

La durée d'insolation maximale D_0 est calculée par l'expression suivante :

$$D_0 = \left(\frac{2}{15}\right) \cos^{-1}(-\tan\varphi \tan\delta) \tag{1.12}$$

D_0 : La durée d'insolation maximale.

(Voir la figure 1.11)

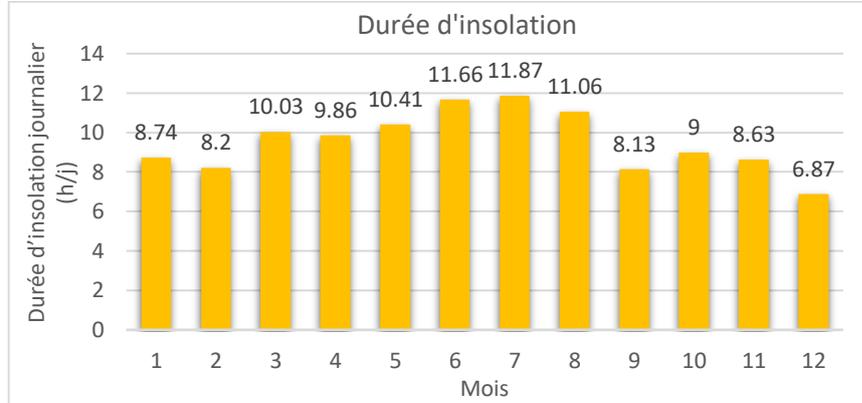


Figure 1.11 Durée d'insolation moyenne [13].

La durée d'insolation varie entre 8h/jour et 9h/jour dans la période janvier à mi-mars, et après la mi-mars jusqu'à mi-juillet la durée d'insolation augmenter avec le passage du mois, Où jusqu'à un pic à la mi-juillet 11,87 h, d'après cette période jusqu'à la fin d'année la durée d'insolation diminue jusqu'à ce qu'elle atteigne sa valeur la plus basse 6,87 h.

1.11.3 Température moyenne mensuelle

La connaissance de la température est décisive pour choix du système photovoltaïque «les valeurs mensuelles moyennes de la température, pour la ville d’Ghardaïa calculées durant 2016, de l'office national de météorologie-Ghardaïa.

La température moyenne T_{moy} est calculée par l'expression suivante :

$$T_{moy} = (T_{moy\ max} + T_{moy\ min})/2 \tag{1.13}$$

Elle est marquée par une grande amplitude entre les températures de jour et de nuit, l'été et l'hiver. La période chaude commence au mois de Mai jusqu'au mois de Septembre. La température moyenne enregistrée au mois de Juillet est de 34,2 °C, et la température maximale de cette période est 40°C. Pour la période hivernale, la température moyenne enregistrée au mois de Décembre ne dépasse pas 12,6 °C, et la température minimale de cette même période est 8°C [13].
(Voir la figure 1.12)

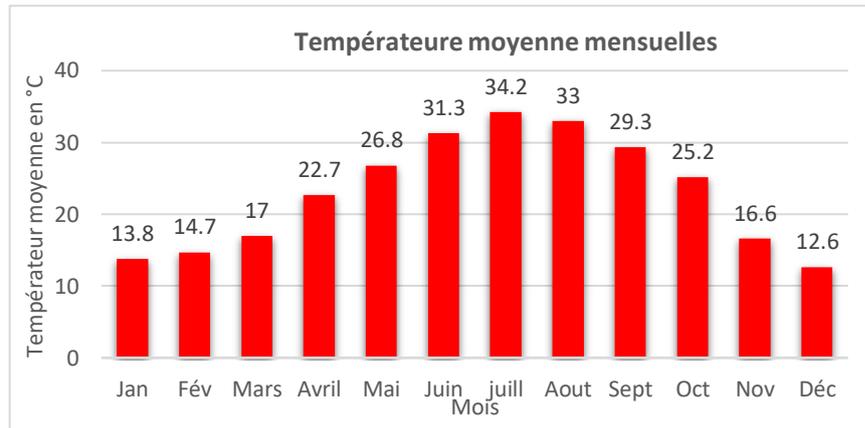


Figure 1.12 Moyenne des variations mensuelles de la température.

1.11.4 Vents

Ils sont de deux types [14] :

- Les vents de sables en automne, printemps et hiver de direction nord -ouest .
- Les vents chauds (Sirocco) dominant en été, de direction ouest nord ; sont très sec et entraînent une forte évapotranspiration, nécessitent des irrigations importantes.

Elle est, nous remarquons que les vents sont fréquents durant toute l'année. Les vitesses les plus élevées sont enregistrées durant la période allant de (avril, mai et aout, septembre) avec un maximum de 3m/s durant le mois de (mai et aout) [13]. (Voir la Figure 1.13)

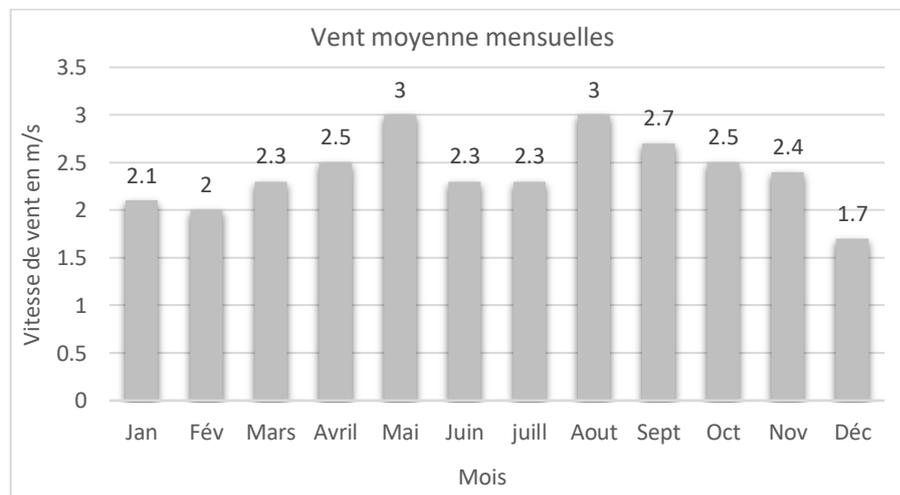


Figure 1.13 Moyenne des variations mensuelles de vent.

1.11.5 Humidité de l'air

L'humidité représente le pourcentage de l'eau existant dans l'atmosphère. Selon la figure 1,14 on observe que L'humidité moyenne de la région est minimum pendant le mois de juillet avec

une valeur de l'ordre de 20 % et maximum pendant le mois de décembre avec une valeur de 65 % [13]. (Voir la Figure 1.14)

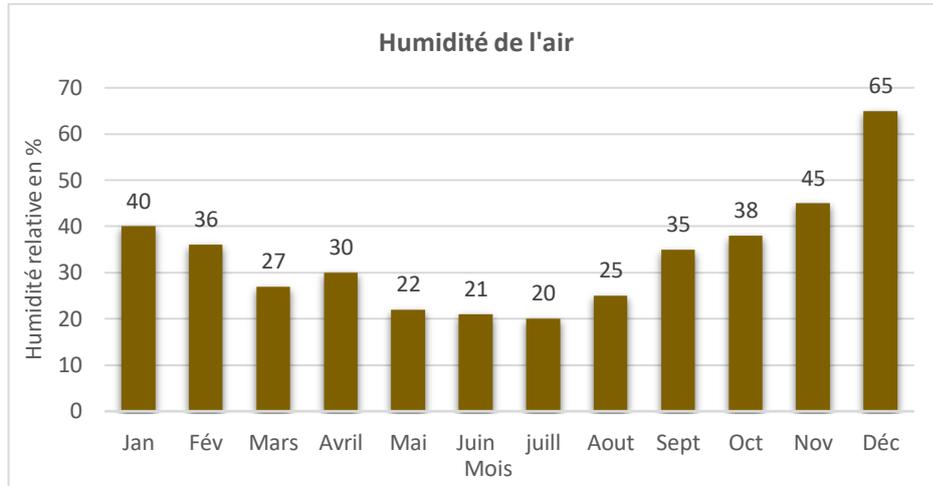


Figure 1.14 Variations de l'humidité de l'air.

1.11.6 Pluviométrie

Pour l'étude de la précipitation on a obtenu une série pluviométrique de Météo-Algérie de station Ghardaïa pour une période de 2016 ans. Selon la figure 1,15 on observe que le mois de Septembre est le plus pluvieux avec une moyenne de 13,56 mm, par contre le mois de Février est le plus sec avec une moyenne de 0,2 mm.[13]

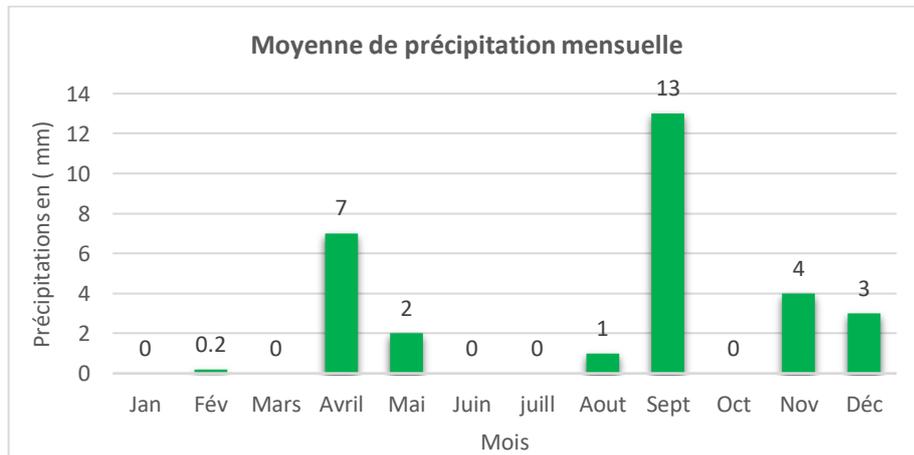


Figure 1.15. Moyenne de précipitation mensuelle.

1.12 Ressources d'eau du site de Ghardaïa

Les précipitations moyennes enregistrées à Ghardaïa ne sont que de 60 et 67 mm, mais les jours pluvieux soudains qui peuvent se produire au début de l'été et en automne constituent la principale source d'eau de la région. Les barrages et les digues traditionnelles construites dans l'estuaire supérieur des vallées avec des systèmes de contrôle des crues sont le moyen essentiel

utilisé pour collecter l'eau, dans les vallées de la région. Daya Bendahoua est le principal barrage avec une capacité de stockage de 46 millions de mètres cubes d'eau, construite à la porte d'entrée de la vallée du M'zab, dans le delta des trois principaux cours d'eau ; El-Haimeur, Bou-Brik et El-Biod. Les digues et remblais qui ont été utilisés pour recueillir l'eau, depuis de nombreux siècles, ont été renouvelés et élargis dans les différentes entrées d'eau de la région. La vallée de Metlili, la vallée de Sebseb et la vallée de l'Oued Zeghir en aval de la région de Daya (annexe à l'oued Laghouat) ont fait face à des inondations fréquentes pendant les débordements et ont créé une situation favorable [12].

Ces vallées constituent la colonne vertébrale des sources d'eau pour les bassins voisins, puisque le débit d'eau est conduit dans les bassins est et ouest, comme les bassins d'Ouargla et d'El-Byad. Les eaux souterraines sont également la principale source d'approvisionnement en eau, dans toutes les vallées du M'zab, où la plupart des puits traditionnels ont été creusés. Il a été estimé l'extrait.

Les eaux souterraines extraites représentent jusqu'à 63% des besoins en eau de la région. Les vallées de cette région sont aussi les zones des vastes activités agricoles et d'élevage. Les principales vallées sont : la vallée du M'zab traverse la ville de Ghardaïa, où la moyenne de la nappe phréatique varie de 20 m à 60 m de vallées. La vallée de Guerrara est située au nord-est de Ghardaïa, dans une zone de connexion de différents cours d'eau et de vallées déviées des hautes plaques. Sebseb et la vallée de Mansoura dans le sud, où les moyennes du niveau d'eau statique varient de 15 m à 50 m. Le bassin d'El-Golea (Meniaa), à environ 270 km au sud de Ghardaïa, est le bassin semi-aride le plus important de la région, qui contient d'énormes réserves d'eau douce dont sa zone subhumide connue par son célèbre lac El-Golea (Chott). La nappe phréatique varie de 5 à 20 m dans la vallée de Meniaa et de 10 à 15 m à Hassi-Gara [12].

1.15 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions importantes sur le gisement solaire ainsi que notions fondamentales d'astronomie des différentes composantes du rayonnement solaire en basant sur les données de site de Ghardaïa. Cette wilaya caractérisée par un climat saharien aride, et le ressource d'eau souterraines existe dans la wilaya, en remarque que les potentiels solaires sont importants ce qui nous dirigée vers l'utilisation de l'énergie solaire pour le pompage en utilisant le système photovoltaïque.

Chapitre 2

Conversion photovoltaïque

Chapitre 2

Conversion photovoltaïque

2.1 Introduction

Le soleil est une source énergétique quasiment illimitée, il pourrait couvrir plusieurs milliers de fois notre consommation globale d'énergie. C'est pourquoi, l'homme cherche depuis longtemps à mettre à profit cette énergie importante et diffusée sur l'ensemble de la planète, il est arrivé à réaliser ce but par le moyen dit cellule photovoltaïque.

Dans la deuxième partie de ce chapitre nous allons présenter le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques, les différentes technologies des cellules photovoltaïques. Ensuite on va présenter les modèles et les équations mathématiques qui représentent la cellule et le module photovoltaïque. Puis on va voir l'effet de la température et le rayonnement solaire sur la cellule photovoltaïque à partir des courbes courant-tension (I-V) et puissance tension (P-V).

2.2 Semi-conducteur

Les matériaux semi-conducteurs sont des corps dont la résistivité est intermédiaire entre celle des conducteurs et celle des isolant : Ils se comportent comme des isolants aux basses températures lorsque l'agitation thermique est faible et comme des conducteurs aux températures élevées. La résistivité d'un semi-conducteur diminue quand la température augmente.

Les matériaux semi-conducteurs sont la base de l'électronique moderne, y compris la radio, les ordinateurs, les téléphones et de nombreux autres appareils. De tels dispositifs comprennent des transistors, des circuits intégrés numériques et analogiques, de nombreux types de diodes y compris la diode électroluminescente (LED), les cellules solaires, le redresseur commandé au silicium et la photodiode.

2.3 Bandes d'énergies

Il existe deux bandes d'énergies dans les semi-conducteurs au niveau de la couche externe [15] :

- La bande de conduction, dans laquelle se trouvent les électrons excités qui peuvent se déplacer dans le silicium
- La bande de valence, qui contient les électrons impliqués dans les liaisons covalentes.

Ces deux bandes sont séparés par une bande interdite (ou gap) qui est normalement infranchissable par les électrons. Ils peuvent la traverser grâce à une excitation provenant de

l'extérieur (ici, l'absorption de photons). On choisit d'utiliser les semi-conducteurs car ceux-ci ont une petite bande interdite (1 eV, soit 6 fois plus petite qu'un isolant). (Voir la figure 2.1)

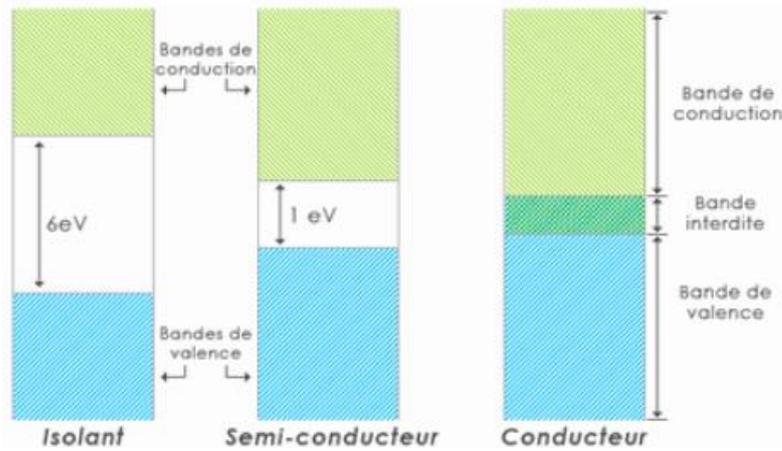
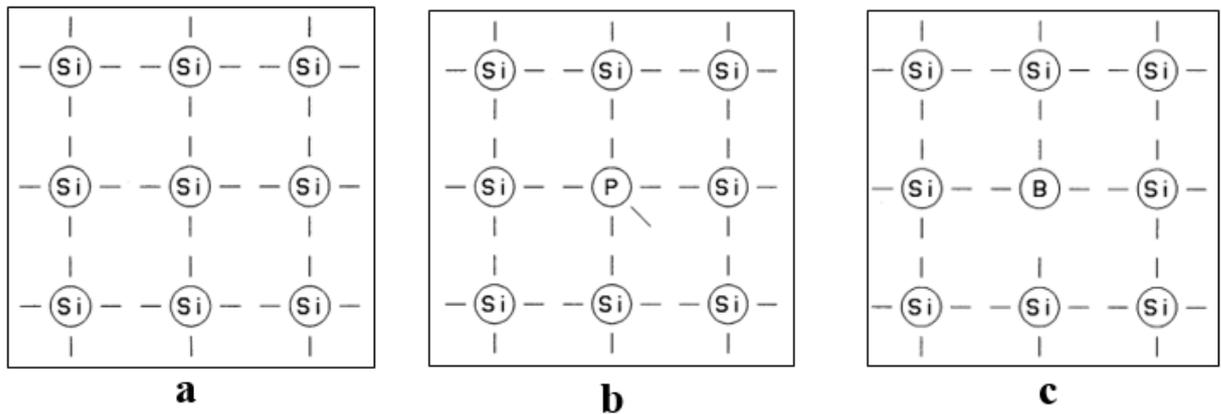


Figure 2.1 Diagrammes énergétiques de matériaux [15].

2.4 Dopage des semi-conducteurs

Le dopage d'un semi-conducteur pur va permettre d'amener des charges excès dentaires qui amélioreront la conductivité du matériau. A la figure 2.2 on représente une vue schématisée à plat des atomes de silicium (à 4 électrons dans la couche externe) qui sont chacun liés à quatre atomes de silicium.

A l'état pur le silicium dit " intrinsèque " n'est pas très photoconducteur.



a- silicium pur (intrinsèque)

b- Silicium de type N

c- Silicium de type P

Figure 2.2 Représentation schématisée d'un atome silicium.

En le dopant avec des atomes étrangers de phosphore qui ont 5 électrons dans leurs couche externe, un électron par atome de phosphore ne pourra pas se lier avec ses correspondants du silicium, il y aura alors un excédent de charges négatives dans le cristal figure 2.2 Le matériau sera donc potentiellement " donneur " d'électrons, disponibles pour la conduction électrique, et le silicium ainsi dopé est appelé silicium de type N [16].

Par symétrie, on peut également doper le silicium avec du bore qui a seulement trois électrons dans sa bande de valence. Le résultat est l'apparition d'un excédent de trous, donc de charges positives, puisqu'il manque un électron à chaque atome de bore pour compléter les 4 électrons du silicium figure 2.2 Le matériau est à l'inverse du précédent "accepteur " d'électrons. Ce matériau ainsi dopé est appelé silicium de type P.

2.5 Jonction PN

La mise en contact de deux zones à dopage opposés dans un semi-conducteur constitue un élément fort connu : la diode. A l'interface où les concentrations d'atomes étrangers font passer le silicium de type P au type N apparaît une région appelée zone de charge d'espace qui provient de la tendance des électrons excédentaires de la couche N à vouloir passer du côté P où ils sont attirés par les trous excédentaires, et de la tendance des trous à vouloir passer du côté N par réciprocity. Cet échange de porteurs dans la zone de charge spatiale crée un champ électrique qui va contrebalancer l'échange de charges et rétablir l'équilibre thermique [17]. (Voire la figure 2.3)

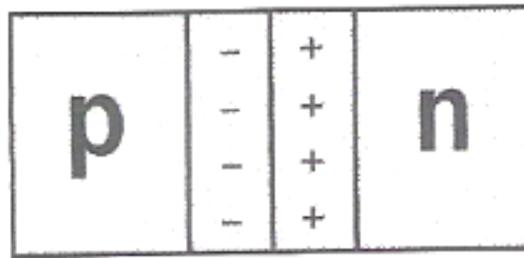


Figure 2.3 Représentation schématique d'une jonction PN.

2.6 Historique de l'énergie photovoltaïque

Quelques dates importantes dans l'énergie photovoltaïque [18] :

- 1839 : Le physicien français Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque.
- 1875 : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.
- 1954 : Trois chercheurs américains Chapin, Pearson et Prince fabriquent une cellule photovoltaïque.
- 1958 : Une cellule avec un rendement de 9 % ; les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- 1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'université de Delaware.

- 1983 : La première voiture alimentée en énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 Km en Australie.

2.7 Principe d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P et l'autre couche dopée N créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel comme montré dans la figure précédente.

Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule [19]. (Voire la figure 2.4)

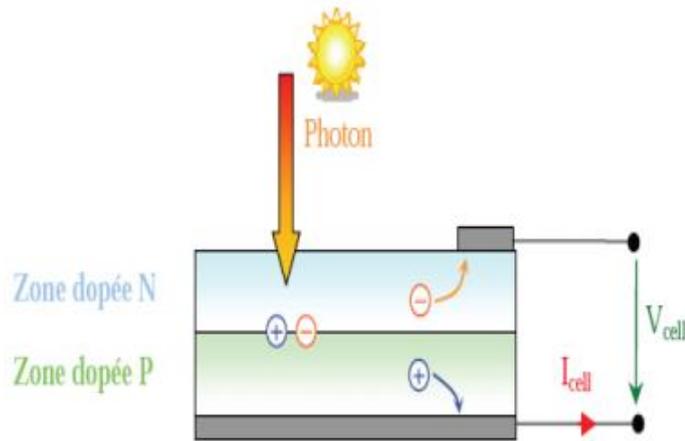


Figure 2.4 Principe de fonctionnement d'une cellule PV.

2.8 Modélisation courant tension d'une cellule PV

La modélisation des cellules photovoltaïques passe nécessairement par un choix judicieux des circuits électriques équivalents.

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément, en prenant plus ou moins de détails. Selon cette philosophie, plusieurs modèles mathématiques sont développés pour représenter un comportement fortement non linéaire, résultant de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations. Ces modèles se différencient entre eux par les procédures mathématiques et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la tension et du courant du module photovoltaïque.

2.8.1 Modèle d'une simple diode

Le fonctionnement d'un module photovoltaïque est décrit par le modèle standard à une diode. Il est généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série ou en parallèle. Ce modèle comporte une diode. (Voire la figure 2.5)

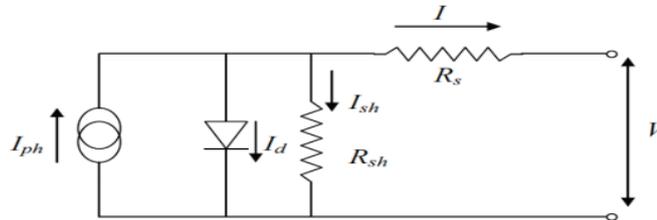


Figure 2.5 Schéma équivalent d'une cellule PV, Modèle à une diode.

- R_s : est une résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux. La pente de la courbe courant-tension au point V_{co} représente l'inverse de la résistance série ($1/R_s$).
- R_{sh} : est une résistance shunt liée aux effets de bord et aux recombinaisons volumiques. La pente de la courbe courant -tension au point I_{cc} représente l'inverse de la résistance shunt ($1/R_{sh}$) [20].

Le photo- courant I_{ph} crée dans la structure par une partie de rayonnement absorbé (ce courant est pratiquement le courant de court-circuit de la cellule).

- Le courant direct I_d d'obscurité de la jonction .
- Le courant I généré par la cellule et fourni à la charge .
- Le courant I_p correspond au courant des connexions parallèles .

Cet équilibre s'écrit :

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \tag{2.1}$$

Selon le schéma équivalent d'une cellule solaire dans La figure 2.5, on a :

$$I = I_{ph} - I_d - \left(\frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \tag{2.2}$$

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{a} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \tag{2.3}$$

- I_s (A) est le courant d'obscurité des porteurs minoritaires (saturation) .
- I_{ph} : le photo-courant généré par la cellule PV.
- $a = \frac{AKTV}{q}$ (volts), présente le potentiel thermique .

- q : la charge électrique élémentaire $1.607 \cdot 10^{-19}$ C
- A : coefficient d'idéalité de la cellule dépendant du matériau .
- K : constante de Boltzmann = $1.3806503 \cdot 10^{-23}$ j/k .
- T : est la température en degré Kelvin
- R_s : Résistance série (Ω) .
- R_p : Résistance parallèle (shunts) (Ω).

2.8.2 Modèle de deux diodes

Dans ce modèle une diode supplémentaire est mise en parallèle au circuit du modèle simple d'une diode Figure 2.5 Cette diode est incluse pour fournir une courbe caractéristique I-V bien plus précise, qui prit en compte la différence dans l'écoulement du courant aux basses valeurs courantes dues à la recombinaison de charges dans la région de la zone de charge d'espace du semi-conducteur. Alors la diode D_1 modélise la diffusion des porteurs dans la base et l'émetteur. Son influence sera d'autant plus grande que le matériau présentera une bonne longueur de diffusion. Par contre la diode D_2 modélise la génération/recombinaison des porteurs dans la zone de charge d'espace. (Voire la figure 2.6)

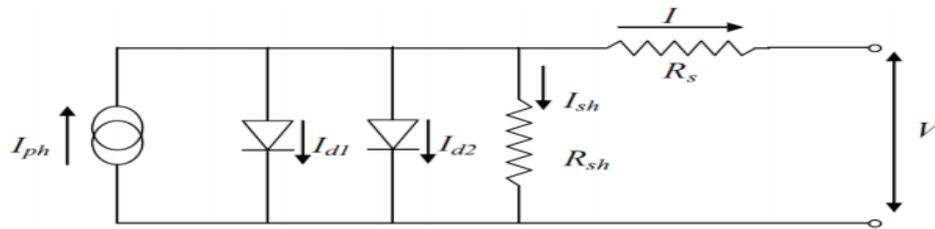


Figure 2.6 Circuit équivalent d'une cellule PV, modèle de deux diodes.

Le courant délivré à la charge sous une tension V est donné par la relation [21].

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{a_1}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{a_2}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

Ce modèle à deux diodes est plus exact que le modèle simple d'une diode mais en raison de la difficulté de la résolution de l'équation du courant, le modèle simple d'une diode est préféré .

- I_{s1} (A) : courant d'obscurité de la première diode .
- I_{s2} (A) : courant d'obscurité de la deuxième diode .
- $a_1 = \frac{A_1 K T V}{q}$ (Volts) la tension thermique au niveau de la diode D_1 .
- $a_2 = \frac{A_2 K T V}{q}$ (Volts) la tension thermique au niveau de la diode D_2 .
- A_1 : Coefficient d'idéalité de la diode D_1 .
- A_2 : Coefficient d'idéalité de la diode D_2 .

2.9 Association des cellules photovoltaïques

La fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque. Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d’augmenter la tension et l’intensité d’utilisation [22].

Pour augmenter la tension d’un générateur photovoltaïque, il faut un groupement de N_s cellules en série. Ces dernières sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule (Voir la figure 2.7). L’équation (2.5) résume les caractéristiques électriques d’une association série de N_s cellules.

$$V_{CO}(N_s \text{ cellules}) = N_s \times V_{CO} \tag{2.5}$$

$$I_{CC} = I_{CC}(I_s \text{ cellules}) \tag{2.6}$$

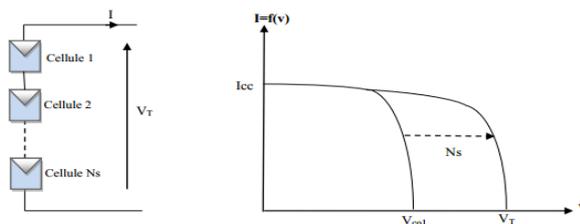


Figure 2.7 Schéma d’un groupement de N_s cellules en série.

Pour accroître le courant de sortie d’un générateur photovoltaïque alors il est nécessaire d’associer N_p cellules en parallèle. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants (Voir la figure 2.8). L’équation (2.7) résume à son tour les caractéristiques électriques d’une association parallèle de N_p cellules.

$$I_{CC}(N_p \text{ cellules}) = N_p \times I_{CC} \tag{2.7}$$

$$V_{CO}(N_p \text{ cellules}) = V_{CO} \tag{2.8}$$

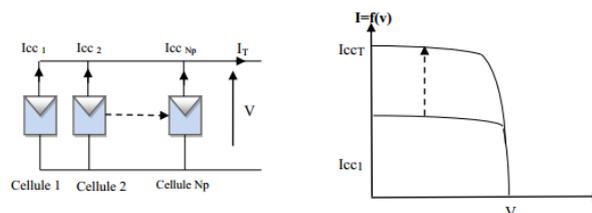


Figure 2.8 Schéma d’une association de N_p cellules en parallèle.

2.10 Différents types de technologies des cellules photovoltaïque

Dans cette partie, nous présentons les différentes cellules photovoltaïques en donnant leurs caractéristiques principales selon le type de matériaux utilisés.

2.10.1 Silicium monocristallin

Matériau le plus répandu, présentant un bon rendement à fort et moyen éclairage, il est à la base des panneaux « terrestres » les plus performants après ceux à l'arséniure de gallium. (Voir la figure 2.9)

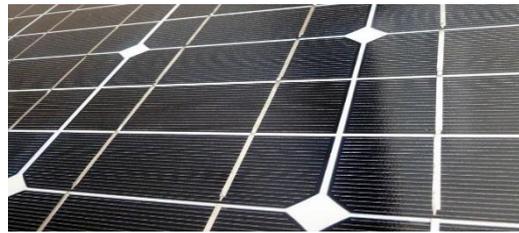


Figure 2.9 Cellule monocristalline.

2.10.2 Silicium polycristallin

Cousin Germanium du précédent (composés de multi cristaux), il est un peu moins performant, essentiellement aux éclairages modérés, et également moins onéreux. (Voir la figure 2.10)



Figure 2.10 Cellule polycristallin.

2.10.3 Silicium amorphe

Elles ont un faible rendement, mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres. (Voir la figure 2.11)

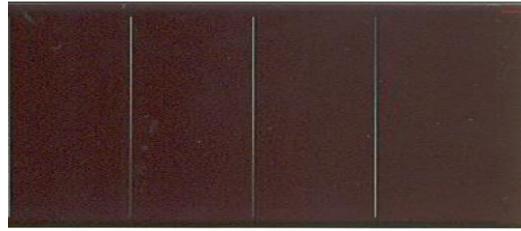


Figure 2.11 Cellule amorphe.

2.10.4 Nouvelle technologies

La Nouvelle technologie fait appel à d'autres matériaux semi-conducteurs, tels que le Tellure de Cadmium (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et les jonctions à base d'Arséniure de Gallium (GaAs), cette technologie des multicouches est en voie de développement car chacune d'entre elles est sensible à des photons d'énergies différentes.

Nous allons récapituler les différents types de technologie dans le tableau suivant (d'après Total énergie revue du 9 Juillet 2006) [23].

Tableau 2.1 Rendement des différents types de cellules PV.

Type de cellules	Rendements des cellules (%)	
	En labo	Disponible
Silicium monocristallin	24,7	14-16
Silicium poly cristallin	19,8	12-14
Silicium amorphe	13	6-8
Arséniure de Gallium GaAs	27,5	18-20
CIS	18,2	10-12
Tellurure de Gadmuim CdTe	16	9-11

2.11 Paramètre des cellules photovoltaïques

Les paramètres des cellules photovoltaïques (I_{cc} , V_{co} , P_{max} , A, FF et η), extraits des caractéristiques courant-tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques.

2.11.1 Courant de court-circuit I_{cc}

Le courant le plus important que l'on puisse obtenir avec une cellule solaire. Il augmente généralement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température.

On peut écrire :

$$I_{cc}(V=0) = I_{ph} \quad (2.9)$$

2.11.2 Tension à circuit ouverte V_{co}

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul.

Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse, on peut écrire :

$$V_{co}(I=0) = a \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (2.10)$$

2.11.3 Puissance maximal

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule photovoltaïque sous éclairage dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule). Cette puissance est maximale (notée P_{max}) pour un point de fonctionnement $P_{max}(V_{max}, I_{max})$ de la courbe courant-tension (courants compris entre 0 et I_{cc} et tension comprise entre 0 et V_{co}).

$$P_{max} = I_{max} \times V_{max} \quad (2.11)$$

2.11.4 Rendement d'une cellule

On définit le rendement énergétique d'une cellule par le rapport entre la puissance maximum et la puissance incidente, on peut écrire :

$$\eta = \frac{V_{max} \times I_{max}}{P_s} \quad (2.12)$$

P_s : est la puissance maximum mesurée dans les conditions STC (Standard Test Conditions), c'est-à-dire sous un spectre AM1., une température de 25°C, et un éclairage de 1000W/ m².

2.11.5 Facteur de Forme (FF)

Le facteur de forme, souvent appelé en Anglais (Fill Factor) correspond à la puissance maximum délivrée par la cellule, par le produit $V_{co} \times I_{cc}$, correspondant à la puissance maximale idéale [24].

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \times I_{cc}} \quad (2.13)$$

2.12 Effet de l'éclairage et de la température

2.12.1 Influence de l'éclairage

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation qu'il reçoit [20].

La figure 2.12 représente la caractéristique courant-tension d'un module (PV) solaire en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes.

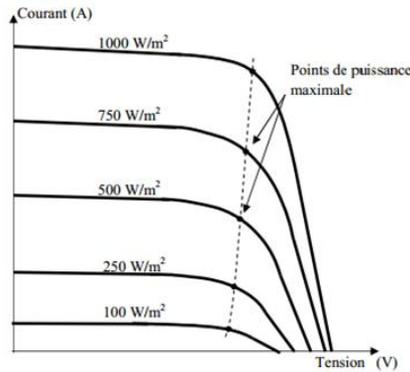


Figure 2.12 Influence de l'ensoleillement sur la courbe I (V).

On remarque que la tension V_{max} correspondant à la puissance maximale ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant I_{max} qui augmente fortement avec l'éclairement.

2.12.2 Influence de la température

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semiconducteur sont très sensibles à la température [20].

La figure 2.13 représente la caractéristique courant-tension n d'un module (PV) solaire en fonction de la température, à un éclairement et constante.

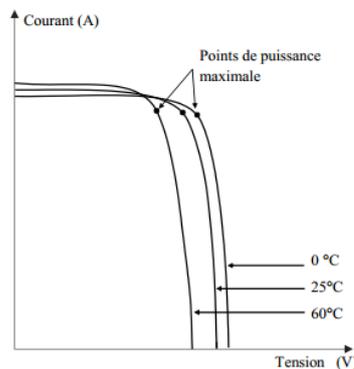


Figure 2.13 Influence de la température sur la courbe I(V).

On remarque que L'augmentation de la température entraîne une diminution de la tension de circuit ouvert, ainsi qu'une diminution de la puissance maximale.

Chapitre 3

Système de pompage d'eau photovoltaïque

Chapitre 3

Système de pompage d'eau photovoltaïque

3.1 Introduction

La disponibilité de l'eau potable est un défi pour plusieurs pays. Le pompage de l'eau à l'aide de l'énergie solaire photovoltaïque est une solution bien adaptée pour fournir l'eau potable et satisfaire l'irrigation dans les zones arides et semi-arides, loin du réseau électrique principale. Ces régions sont très ensoleillées et l'eau est disponible.

Ce chapitre permet de décrire les éléments d'un système de pompage photovoltaïque. On y explique les différents types de pompes à courant alternatif ou continu avec leurs parties.

3.2 Méthodes de pompages

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux techniques sont possibles :

3.2.1 Pompage direct « au fil du soleil »

Le système de pompage d'eau photovoltaïque directe est représenté par la Figure 3.1 Dans ce système, l'électricité produite par les modules PV est directement fournie à la pompe. Cette dernière utilise cette énergie électrique pour pomper l'eau. Le système pompe l'eau uniquement pendant la journée (lorsque l'énergie solaire est disponible). L'intensité du rayonnement solaire incident sur le panneau solaire la quantité d'eau pompée au cours de cette période. L'avantage de ce système est qu'il est simple et peu coûteux par rapport à un SPEPV avec batterie. [25]. (Voir la figure 3.1)

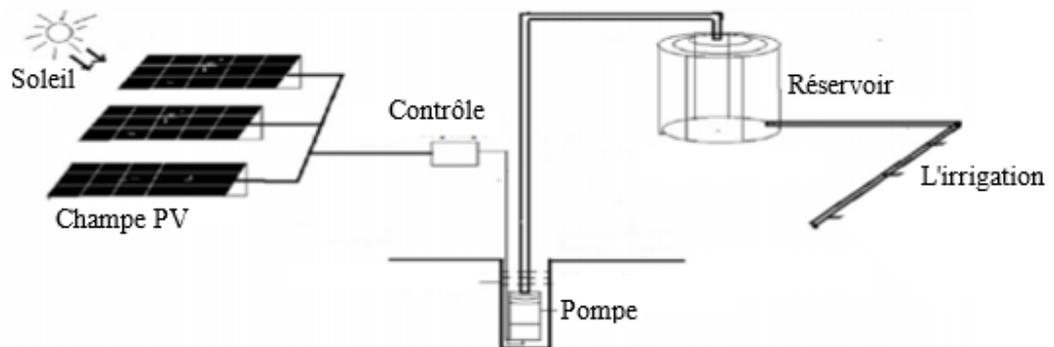


Figure 3.1 Système de pompage d'eau solaire PV à couplage direct.

3.2.2 Pompage avec stockage d'énergie

Un SPEPV avec une batterie de stockage Figure 3.2 est constitué générateur photovoltaïque, d'un régulateur de charge, des batteries, d'un contrôleur de pompe, d'un réservoir

de stockage et d'une pompe à eau. Pendant la journée, les panneaux solaires convertissent l'énergie solaire en courant électrique qui charge directement les batteries. Ces dernières alimentent la pompe pour un pompage d'eau selon les besoins et peuvent prolonger la durée de pompage de l'eau en fonction de leur charge. L'utilisation des batteries dans un SPEPV assure le pompage de l'eau, même pendant les périodes de faible luminosité, de temps nuageux et pendant la nuit aussi. Cependant, leur utilisation augmente le coût, la complexité et peut réduire l'efficacité globale du système [25].

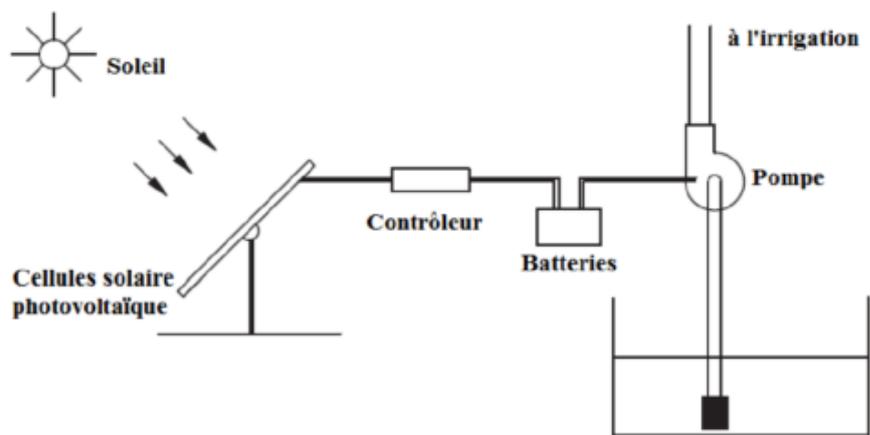


Figure 3.2 Système de pompage d'eau solaire PV avec stockage.

3.3 Moteur électrique

Le courant généré par le panneau solaire photovoltaïque est continu. Il peut être transformé en courant alternatif par un onduleur. Par conséquent, les SPEPV sont classés selon le moteur d'entraînement en deux types : moteur à courant continu ou alternatif.

3.3.1 Moteur à courant continu

Dans ce type de SPEPV, la pompe est entraînée par un moteur à courant continu qui peut être : moteur à courant continu classique avec des balais et moteur à courant continu sans balais. Les moteurs à courant continu conventionnels utilisent des balais en charbons pour transférer l'énergie électrique à partir de champ PV à l'arbre du moteur. Ces balais s'usent doivent être changés fréquemment. Ceci augmente le coût d'exploitation et d'entretien du moteur. Les machines utilisent le principe d'induction magnétique pour transférer la puissance PV à l'arbre du moteur. Le système de pompage d'eau utilisant le courant continu peut aussi être classé dans la configuration de couplage direct ou celle avec batterie.

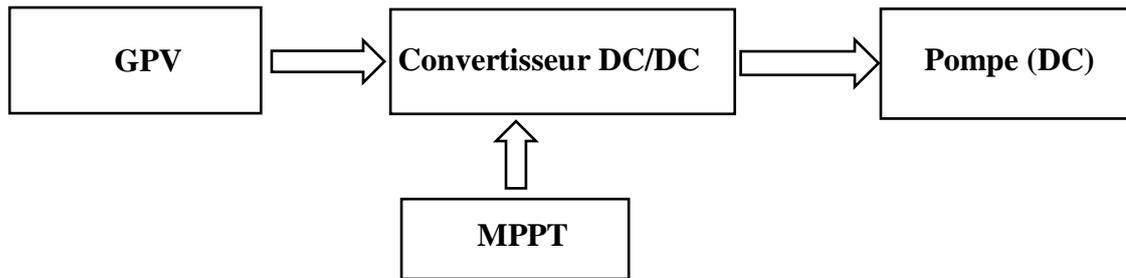


Figure 3.3 Diagramme du pompage PV par pompe à DC.

3.3.2 Moteur à courant alternatif

Un système de pompage de l'eau à courant alternatif (AC) se compose d'un moteur à courant alternatif (asynchrone ou synchrone) entraînant une pompe, comme indiqué sur la Figure 1.4. Comme le panneau PV produit de l'électricité à courant continu, un onduleur approprié est nécessaire pour convertir le courant continu en courant alternatif.

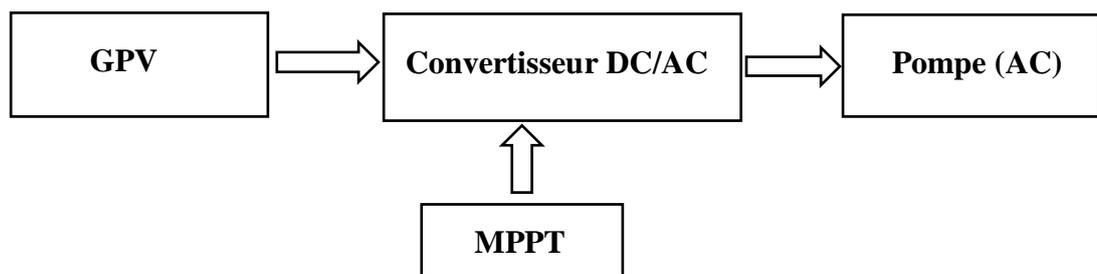


Figure 3.4 Diagramme du pompage PV par pompe à AC.

3.4 Types des pompes

Selon l'emplacement de l'installation qui dépend du niveau d'eau, les pompes sont classées : pompe de surface et immergée en puits profond. En conséquence, le SPEPV est classé sur cette base de type de pompe utilisée.

3.4.1 Pompe volumétrique

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à la l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Une pompe volumétrique comporte toujours une pièce mobile dans une pièce creuse qui déplace le liquide en variant le volume contenu dans la pièce creuse. Les deux derniers types sont utilisés dans les puits ou les forages profonds (plus de 100mètres). L'entraînement est habituellement assuré par un arbre de transmission très long, à partir d'un moteur électrique monté en surface [22]. (Voir la figure 3.5)



Figure 3.5 Pompe à déplacement positif.

Le couple de démarrage est pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT (3 à 5 fois le couple nominale). La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau inférieure à $5[m^3/h]$.

3.4.2 Pompe centrifuge

Les pompes centrifuges ont beaucoup d'avantages par rapport aux précédentes. Leur construction est également plus simple : deux parties principales, pas de clapet. Dans ces pompes, l'énergie mécanique est tout d'abord transformée en énergie cinétique, le liquide est mis en vitesse dans un impulseur (roue et aube). L'énergie cinétique est ensuite transformée en énergie potentielle (de pression) par ralentissement de la vitesse du liquide dans une volute. La pression que peut donner une pompe centrifuge est liée à la vitesse de rotation de son axe et au diamètre de son impulseur [22]. (Voir la figure 3.6)

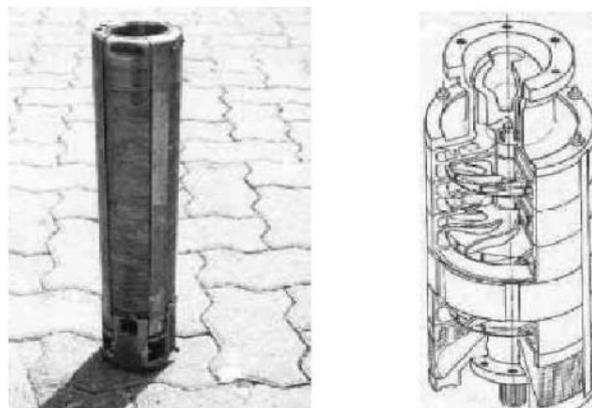


Figure 3.6 Pompe centrifuge.

Les caractéristiques des pompes centrifuges sont très différentes des précédentes :

- Le couple de démarrage est faible, principalement lié à l'inertie des éléments mobiles.
- La pompe offre, pour une vitesse donnée, différentes possibilités de débit et de pression.

Une pompe centrifuge est mal adaptée pour de faibles débits et de grande hauteur contrairement à sa cousine volumétrique. Signalons enfin que la pompe centrifuge ne peut pas aspirer l'air et donc elle n'est pas auto-amorçant.

3.4 Position de pompe

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

- **Les pompes de surface :** compte tenu du faible pouvoir d'aspiration limitant ainsi la hauteur d'aspiration (inférieure à 8 mètres), les pompes de surface voient leur utilisation très limitée plus particulièrement dans des sites présentant des conditions climatiques très sévères [26].
- **Les pompes immergées :** c'est la configuration la plus communément utilisée. Les pompes de refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface. La transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur. Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur.

3.5 Choix d'une pompe

Les pompes volumétriques à main peuvent s'avérer plus intéressantes pour de petites hauteurs et de faibles débits journaliers ($H \times Q < 25 \text{ m}^3$). L'utilisation de pompes mécaniques sur cette plage d'utilisation se limitera principalement aux pompes volumétriques de faible puissance.

Il est conseillé d'utiliser des pompes à aspiration pour les hauteurs de moins de 7 mètres ce qui correspond généralement au type centrifuge à ailettes. Pour de faibles débits et une puissance disponible variable, l'emploi d'une pompe volumétrique permet un débit plus constant.

Pour une hauteur moyenne, comprise entre 10 et 50 mètres, la pompe immergée centrifuge est généralement la plus efficace. Mais son rendement est très étroitement lié à la hauteur et son dimensionnement est critique. Pour les hauteurs supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers ($< 20 \text{ m}^3$), la pompe volumétrique sera la plus utilisée. Pour des débits plus élevés, l'emploi d'une pompe centrifuge est souvent le seul choix possible voir la Figure.3.7 [22].

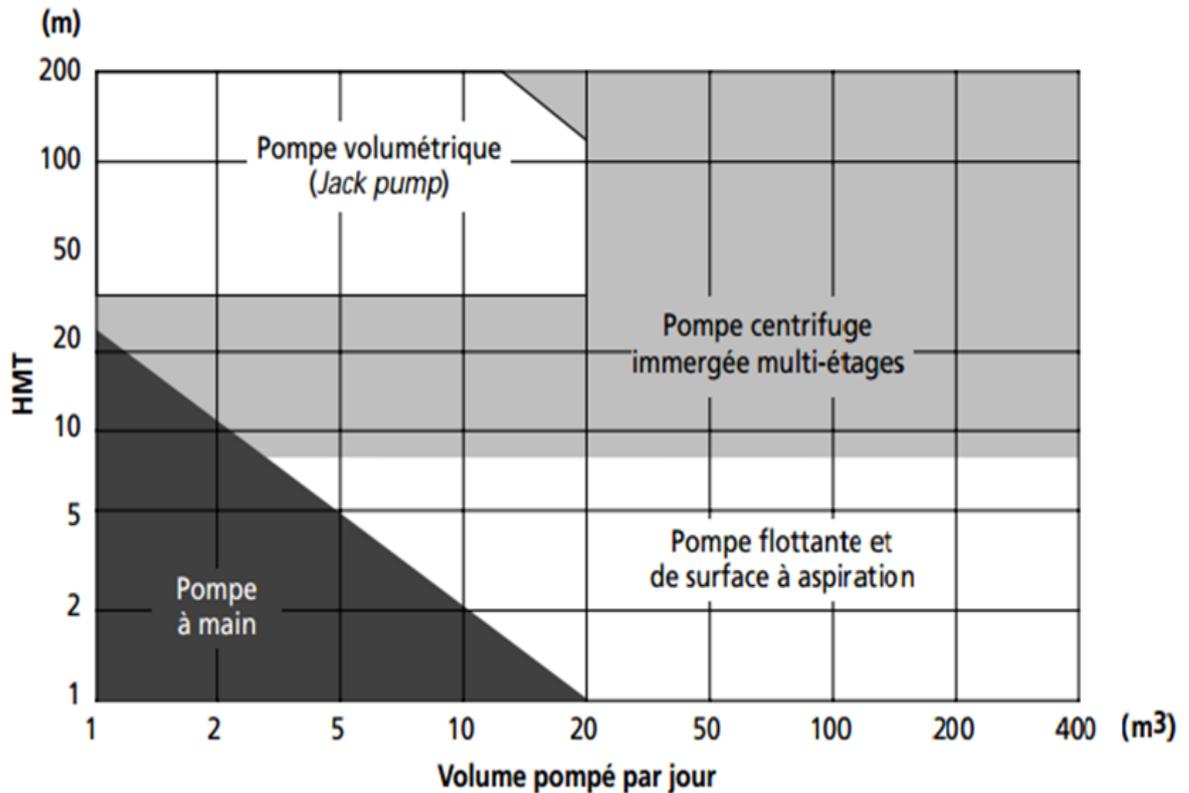


Figure 3.7 Choix d'une pompe selon la hauteur et le débit demandés.

3.6 Electronique de commande

3.6.1 Convertisseur DC/DC

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge (pompe alimentée par moteur à courant continu) la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge comme décrit dans la figure 3.3. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle commandé par son rapport cyclique, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible.

3.6.2 Convertisseur DC/AC

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par les panneaux solaires en un courant alternatif triphasé pour actionner le groupe moteur pompe .

L'onduleur fonctionne évidemment avec un circuit de génération des signaux commandé par un circuit de régulation et de protection. Le convertisseur DC/AC assure le transfert optimal de puissance du générateur solaire vers le groupe moteur pompe et protège-la pompe contre le

fonctionnement à vide lorsqu'il n'y a pas d'eau dans le puits. Le rendement de l'onduleur est généralement élevé pour valoriser au mieux l'énergie produite par le générateur. Il est de l'ordre de 95 % au point de fonctionnement nominal [27]. (Voire la figure 3.8)



Figure 3.8 Convertisseur DC/AC.

Chapitre 4

Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

Chapitre 4

Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

4.1 Introduction

Dans cette partie nous allons faire une description des différents éléments d'un système de pompage photovoltaïque. On va expliquer les différents types de pompes à courant alternatif ou continu avec leurs parties composantes, selon les deux techniques de pompage qui seront présentées : pompage au fil de soleil avec stockage hydraulique (Réservoir d'eau) et pompage avec Stockage électrique (Batterie).

Nous allons étudier les différentes étapes de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque à couplage direct Nous intéressons aux différents d'applications techniques étudiées sur un site réel. Pour cette étude pratique, nous avons choisi la région de Ghardaïa (là où nous avons fait notre étude expérimentale à l'URAER).

4.2 Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque a couplage direct

4.2.1 Estimations des besoins en eau

Les besoins en eau pour l'alimentation d'une ferme et l'irrigation des activités agricoles, dépendent du type de culture et de la méthode d'irrigation et dépendent aussi de la quantité d'eau dont on a besoin, aussi des facteurs météorologiques (Température, vitesse du vent, l'évaporation du sol et la saison de l'année). Les besoins d'eau pour la région de Ghardaïa sont donnés par le tableau suivant [28] :

Tableau 4.1 Les besoins journaliers moyens mensuels en eau des palmiers / hectare.

Mois	Besoin (m ³ /j)	Mois	Besoin (m ³ /j)
Janvier	14,75	Juilly	71,39
Février	20,55	Aout	62,94
Mars	30,85	Septembre	43,28
Avril	41,88	Octobre	28,92
Mai	49,16	Novembre	19,77
Juin	63,22	Décembre	25,38

4.2.2 Détermination le mois de plus défavorable en ensoleillement

Le dimensionnement du système photovoltaïque, y compris le pompage photovoltaïque, est basé sur le mois de la plus forte demande en énergie ou en eau, pendant la période de faible ensoleillement. C'est aussi le mois où la durée d'ensoleillement est la plus faible. En considérant les valeurs estimées ou enregistrées de l'irradiance journalière mensuelle moyenne E_i en (Wh / m²), reçues sur la surface horizontale et l'intensité solaire maximale enregistrée E_{im} en (W / m²), l'heure du jour peut être calculée, par ce qui suit formule :

$$D_h = \frac{E_i}{E_{im}} \tag{4.1}$$

E_i : l'irradiance journalière en (Wh / m²).

E_{im} : l'intensité solaire maximale en (W / m²).

Le tableau ci-après donne les valeurs de rayonnement global journalier calculées sur la moyenne mensuelle pour des rayons incidents sur un plan incliné d'un angle optimal saisonnier sur le site de Ghardaïa [28]:

Tableau 4.2 Les valeurs globales de l'irradiation journalière mensuelle de Ghardaïa.

Mois	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jui	Aou	Sep	Oct	Nov	Déc
E_T (KWh/m ² /j)	3,9	4,8	5,9	7,3	7,7	7,8	7,5	7,1	6,0	4,8	4,0	3,4

4.2.3 Détermination la hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale (HMT) est la force qui permet le transport de l'eau dans la tuyauterie et son utilisation au point le plus élevé de l'installation. La hauteur manométrique totale est calculée suivant l'équation suivante :

$$HMT = H_g + P_{ch} \tag{4.2}$$

HMT : La hauteur manométrique totale.

P_{ch} : les pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites, ces P_{ch} correspondent au plus à (10% à 20%).

H_g : la hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée et le plan d'utilisation avec :

$$H_g = H_s + H_d \tag{4.3}$$

H_s : La hauteur statique est la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puits jusqu'au point le plus élevé auquel on doit pomper l'eau en (m).

H_d : La hauteur dynamique représente les pertes d'eau dans la tuyauterie.

Chapitre 4 Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement R_m est le rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe [29]. (Voire la figure 4.1)

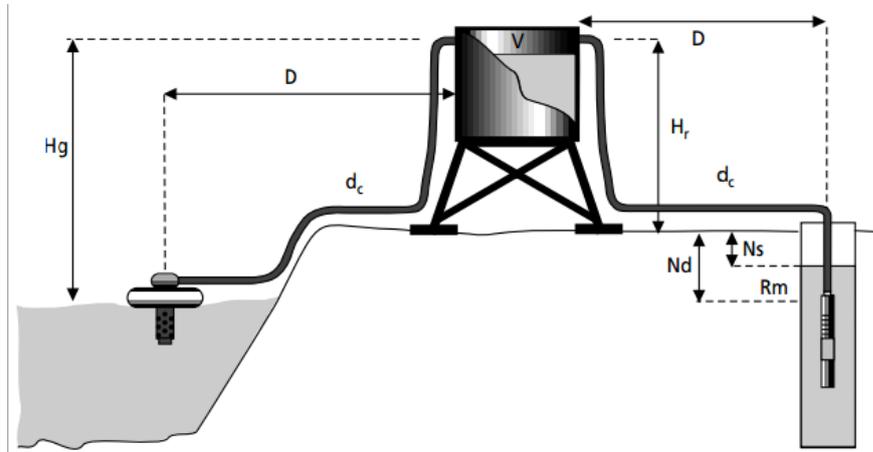


Figure 4.1 Schéma représente les paramètres de HMT.

4.2.4 Détermination de l'énergie hydraulique

Une fois les besoins nécessaires en volume d'eau pour chaque mois de l'année et les caractéristiques du puits sont définis, nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire à partir de la relation [27] :

$$E_h = C_h \cdot Q \cdot HMT \quad (4.4)$$

E_h : Énergie hydraulique (wh/j).

Q : débit d'eau en (m^3/j).

C_h : Constante hydraulique est calculé par la relation suivante :

$$C_h = g \cdot \rho / 3600 \quad (4.5)$$

g : La gravité terrestre ($9.81 m/s^2$).

ρ : Densité de l'eau ($1000 kg/m^3$).

$C_h = g \cdot \rho / 3600 = 2,725 (kg \cdot s \cdot h/m^2)$.

4.2.5 Détermination de l'énergie électrique

L'énergie nécessaire pour pomper une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur donnée pendant une journée est calculée à partir de l'équation suivante :

$$E_e = \frac{C_h \cdot Q \cdot HMT}{\eta_p} \quad (4.6)$$

E_e : Energie électrique exprimé en (w).

η_p : Le rendement du groupe motopompe, en général entre 30% et 45%.

4.2.6 Détermination de la puissance-crête

En supposant que les pertes d'énergie de sortie PV provoquées par la poussière et la température ambiante sont évaluées, la puissance de pointe maximale du champ PV en (W) qui doit être installée pour fournir l'énergie électrique demandée à la pompe le volume maximum d'eau est calculé par l'équation :

$$P_c = \frac{E_e}{D_h \cdot (1 - \Delta_c)} \quad (4.7)$$

P_c : La puissance-crête en watt.

D_h : c'est la durée d'ensoleillement dans la région de Ghardaïa en (nombre d'heures) du mois le plus défavorables (h).

Δ_c : Représente l'ensemble des pertes de charge électrique.

4.2.7 Sélection de matériel

Avant d'installer le système de pompage, il est très important de sélectionner le matériel disponible. Le choix de la pompe et les modules photovoltaïques se fait selon l'adaptation au climat local, la disponibilité dans le marché et selon le coût.

4.2.8 Configuration d'un générateur photovoltaïque

- **Nombres de modules** : Le nombre total de modules photovoltaïques est calculé par l'expression suivante

$$N_M = \frac{P_c}{P_M} \quad (4.8)$$

N_M : Le nombre total de modules photovoltaïques.

P_M : La puissance du module PV.

P_c : La puissance crête du générateur.

- **Nombre de modules en série** : Pour trouver la tension convenable à l'alimentation d'une charge donnée par la mise en série de plusieurs modules PV, le nombre de ces modules est calculé par l'expression suivante

$$N_s = \frac{V_{ch}}{V_M} \quad (4.9)$$

N_s : Le nombre de modules en série.

V_{ch} : La tension nominale de la charge.

V_M : La tension maximale de modules.

Chapitre 4 Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

- **Nombre de modules en parallèle** : La mise en parallèle de modules donne l'intensité nécessaire à la charge. Le nombre de branches est calculé par l'équation suivante

$$N_b = \frac{I_{ch}}{I_M} \quad (4.10)$$

N_b : Le nombre de branche.

I_{ch} : La courant nominale de la charge.

I_M : La courant maximale de modules.

4.3 Dimensionnement des accessoires d'un système de pompage photovoltaïque

4.3.1 Capacité du réservoir

Rappelons que la technique de pompage choisi pour notre cas est le pompage dit « au fil de soleil ». Le stockage de l'eau est effectué dans un réservoir. La capacité de ce dernier est calculée pour répondre au besoin d'eau pendant les jours d'autonomie. Celui-ci varie d'un à plusieurs jours.

4.3.2 Détermination des dimensions de la conduite d'eau

Il est possible d'obtenir analytiquement les diamètres des tuyauteries de pompage qui s'approximent à ceux qui minimisent les couts des installations par la formule de Bresse [30].

$$D = K\sqrt{Q} \quad (4.11)$$

D : diamètre de la tuyauterie (m).

Q : débit crête de la pompe (m^3/s).

K : coefficient qui varie de 0,75 à 1,40.

L'équation de continuité est :

$$Q = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v \quad (4.12)$$

v : La vitesse moyenne du fluide.

π : Le nombre $\pi = 3,15$.

Choisir la valeur K équivalant à fixer la vitesse moyenne du fluide (v). Enfin en substituant dans l'équation de continuité la valeur de Q prise de la formule de Bresse, nous avons :

$$v = \frac{4}{\pi \cdot K^2} \quad (4.13)$$

Chapitre 4 Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

Quel que soit la formule employée, les diamètres obtenus diffèrent fréquemment des diamètres commerciaux. Il suffit de prendre la valeur du diamètre commercial le plus proche et d'ajouter les calculs en conséquence.

4.3.3 Détermination des dimensions du câblage

Le choix du câble est primordial pour le bon fonctionnement du système pompage PV. Une section de câble insuffisante va provoquer une grande perte d'énergie. Le dimensionnement du câble est défini par le courant et la tension qui le traverse ainsi que par sa longueur.

La section des câbles, S , peut se calculer par la formule suivante :

$$S_c = \frac{\rho \cdot L_c \cdot I_c}{V_c} \quad (4.14)$$

S_c : La section de câble (mm^2).

L_c : Le longueur du câble (m).

I_c : Le courant que traverse le câble (A).

V_c : La tension au départ du câble (V).

ρ : La résistivité du câble ($\Omega \cdot m$), celle-ci dépend du matériau, elle est de $1,7 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$ pour un câble en cuivre.

Partie expérimentale

Partie expérimentale

4.4 Introduction

L'URAER : (Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables Ghardaïa)

Créer en Novembre 2002, l'URAER rattachée au centre de développement des énergies renouvelables (CDER) est située à 1 kilomètre de l'aéroport de Ghardaïa et à 600 km d'Alger. Sa mission principale est la recherche scientifique appliquée dans les énergies renouvelables.

L'URAER vise à développer, diffuser et valoriser de nouvelles pistes de recherche appliquée en vue d'offrir un lieu de concertation et de coordination pour les activités de recherche liée aux énergies renouvelables.

L'URAER assure des prestations de service, notamment l'étude et la réalisation des systèmes solaires:

- Etude et réalisation des systèmes photovoltaïques : éclairage photovoltaïque, pompage solaire...
- Alimentation en énergie solaire des maisons autonomes : électricité, eau chaude sanitaire, climatisation...
- Serres agricoles intelligentes
- Audits énergétiques
- Données météorologiques : éclairement solaire, température, humidité, vitesse et direction du vent...



Figure 4.2 Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables Ghardaïa.

4.5 Description du laboratoire du pompage photovoltaïque

Le laboratoire de pompage photovoltaïque est composé d'une partie externe (Le Générateur Photovoltaïque) et une partie interne (le Banc d'essai). Les différentes parties sont présentées suivant :

4.5.1 A l'extérieur du laboratoire (Générateur photovoltaïque)

Ce générateur se compose de 25 modules photovoltaïques de type Isofoton (110/24), monocristallins formant en total une puissance crête d'environ 2.750 kW et un capteur sous forme d'une cellule solaire pour la mesure de l'éclairement solaire (Irradiance). (Voire la figure 4.3)

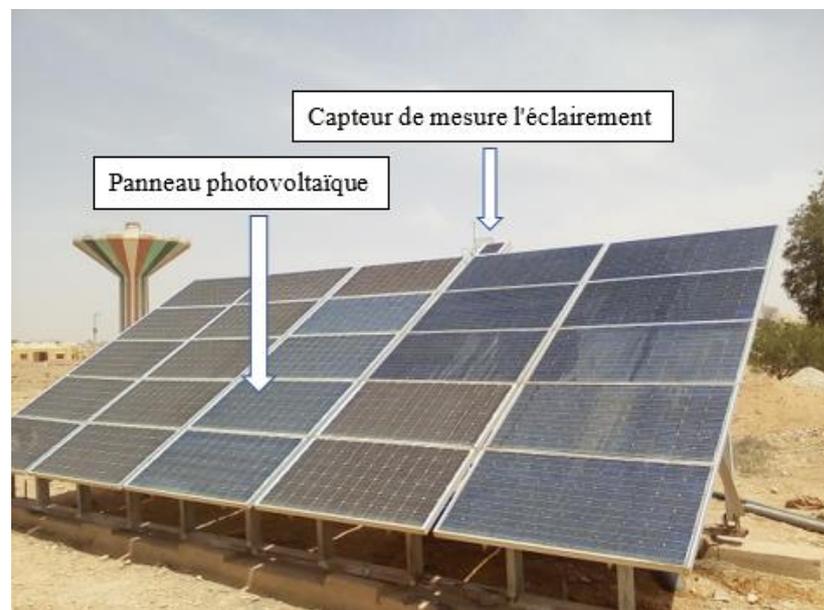


Figure 4.3 Générateur photovoltaïque du laboratoire pompage PV.

Le générateur photovoltaïque orienté vers le plein sud (angle d'azimut égal à zéro) et son angle d'inclinaison égal à la latitude du site (32°).

4.5.2 A l'intérieur du laboratoire

4.5.2.1 Banc d'essais d'un système de pompage photovoltaïque

Le banc d'essai installé au niveau de laboratoire de l'UREAR permet de tester et caractériser différents systèmes de pompage photovoltaïque, il est composé d'un puits artificiel d'une profondeur d'environ 2 m en acier inoxydable Chacun des éléments du banc d'essais représenté par la figure 4.4. (Voire la figure 4.4)

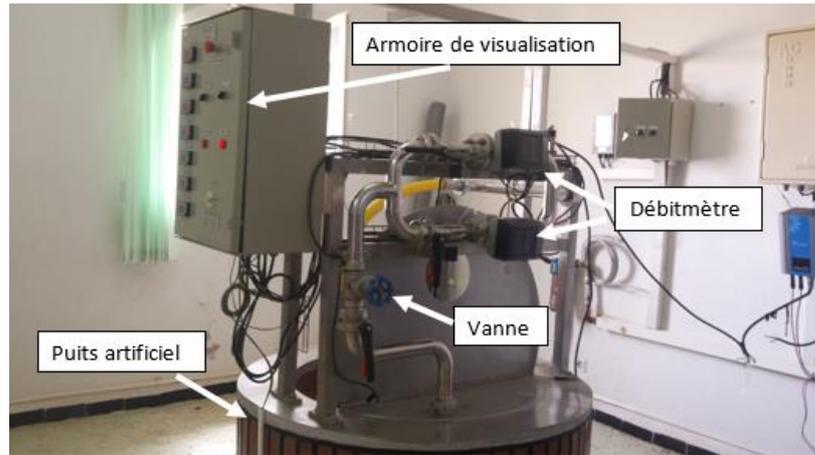


Figure 4.4 Banc d'essai d'un système de pompage photovoltaïque.

• **Circuit hydraulique**

La figure suivante représente un circuit fermé du banc d'essais.

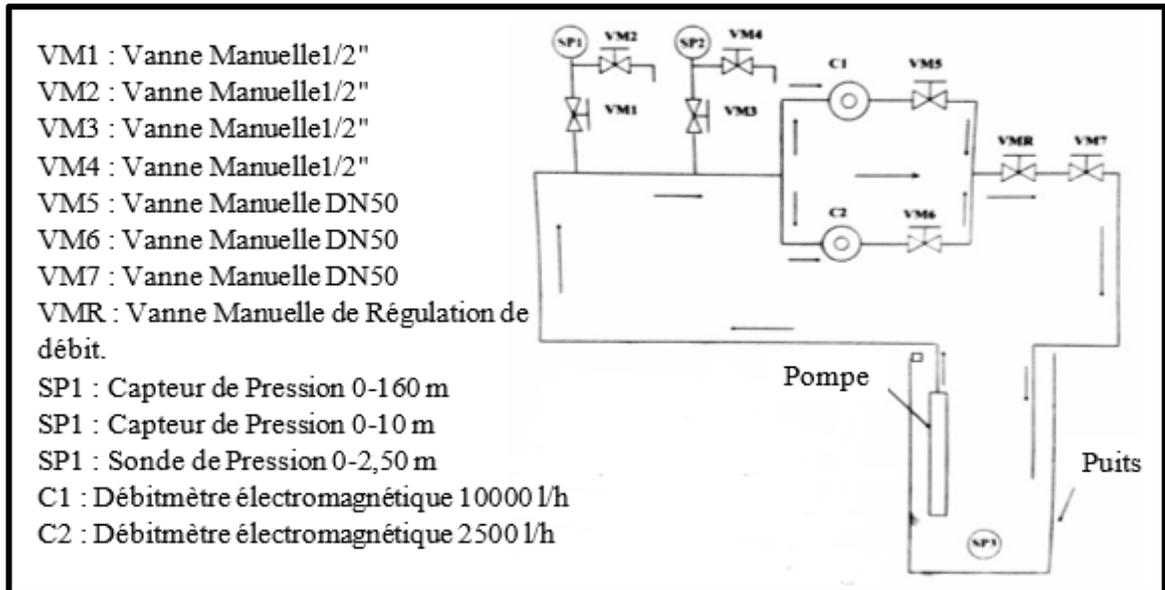


Figure 4.5 Synoptique du circuit hydraulique.

Les différents capteurs utilisés dans le banc d'essais sont les suivants :

- Capteur de pression différentielle pour la mesure du niveau d'eau du puits
- Deux Capteurs de pression manométrique de sortie de la pompe à tester
- Débitmètre pour la branche de 32 mm de diamètre
- Débitmètre pour la branche de 50 mm de diamètre

Les éléments de régulation et de fermeture sont les suivants :

- Deux vannes manuelles de diamètre 50 mm (2/1)
- Vanne de régulation de diamètre 50 mm.

4.5.2.2 Armoire de résultat

- **Armoire de visualisation**

Armoire de visualisation pour l'affichage, elle comprend les paramètres essentiels du système de pompage. (Voire la figure 4.6)

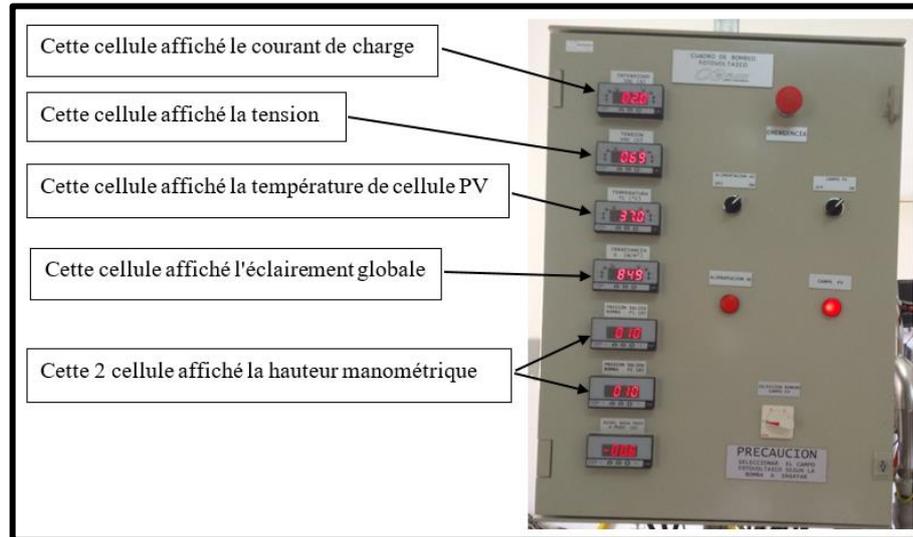


Figure 4.6 Armoire de visualisation.

- **Acquisition de données**

Une acquisition des données de type data-logger Agilent 34970A pour acquisition et enregistrement des données sur PC Pour les traiter plus tard. (Voire la figure 4.7)

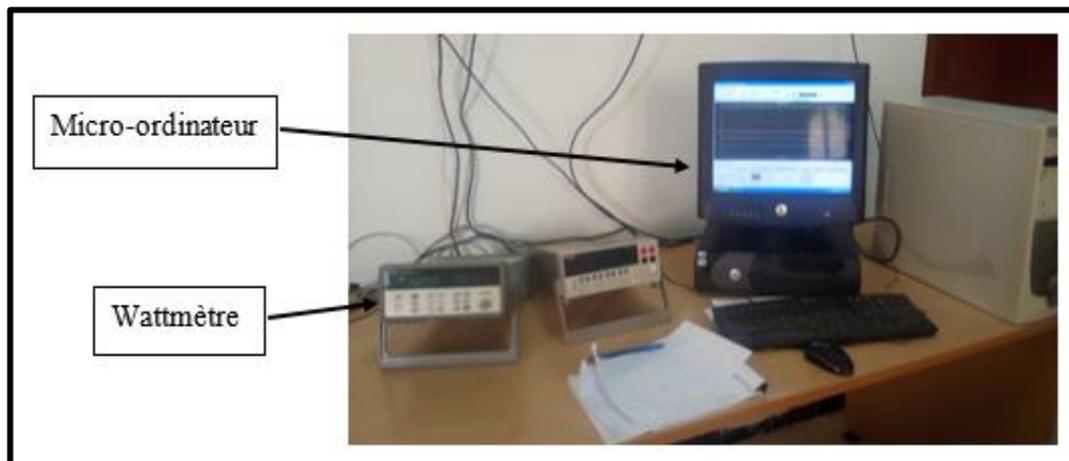


Figure 4.7 Data logger et Micro-ordinateur.

4.6 Test d'un système de pompage photovoltaïque réel

4.6.1 Composition de système

4.6.1.1 Type de pompe

La pompe solaire utilisée dans cet essai est une pompe immergée, de Water Max A64 DC avec les caractéristiques nominales ($I_m = 4,6$ A, $V_m = 64$ v, $P_m = 300$ W). (Voire la figure 4.8)



Figure 4.8 La pompe immergée (Water Max A64 DC).

4.5.1.2 Générateur photovoltaïque

Les modules photovoltaïques utilisés dans les procédures expérimentales sont silicium monocristallin de type **Isofoton**, (110/24) comprenant chacun 72 le tableau suivant représente la caractéristique nominale.

Tableau 4.3 Caractéristique nominale de module photovoltaïque.

Module photovoltaïque	Isofoton -110/24
Type de cellule	Monocristallin
Puissance cert	110 w \pm 10 %
Courant nominal	3,5 A
Tension nominal	40 V
Caractéristique standard	1000 W/m ² , T= 25°C, AM =1,5
Fabrication en	ESPAN

4.6.2 Configuration du system pompage photovoltaïque

Le nombre de module photovoltaïque dépendent à la puissance disponible de la pompe est calculé par la formule suivante :

$$N_M = \frac{P_p}{P_M} = \frac{300}{110} \quad N_M \approx 4 \text{ Module}$$

Le nombre parallèle de module photovoltaïque pour augment l'intensité à la charge. Est calculé par l'équation suivante :

$$N_b = \frac{V_p}{V_M} = \frac{64}{40} \quad N_b \approx 2 \text{ branche}$$

Le nombre série de module photovoltaïque pour augment la tension. Est calculé par l'équation suivante :

$$N_s = \frac{I_p}{I_M} = \frac{4,6}{3,5} \quad N_s \approx 2 \text{ série}$$

Suivante represent illustre un générateur photovoltaïque avec configuration 2*2

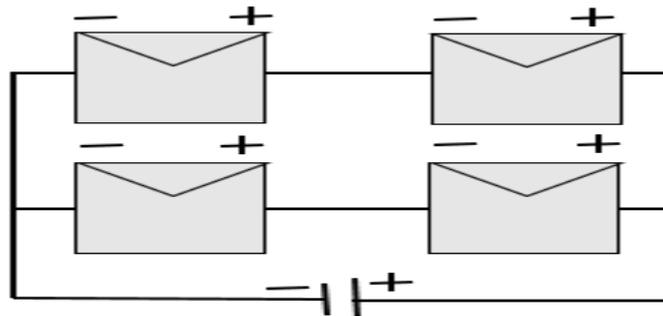


Figure 4.9 Schéma un générateur photovoltaïque avec configuration 2*2.

Ce générateur se décompose en 25 modules PV mais on s'intéresse seulement aux 4 module pour faire le test (Voire la figure 4.10)



Figure 4.10 Générateur photovoltaïque.

- Après l'installation du générateur photovoltaïque on mesure ses caractéristiques nominales globales qui produit ($I_{sc} = 7 \text{ A}$, $V_{oc} = 80\text{V}$, $P_m = 440\text{w}$).
- Le générateur photovoltaïque avec le convertisseur DC/DC, connecte et la pompe par water max 64 A (DC) branchée et tout connecte le banc d'essais.

4.6.3 Méthode du test

- Installation de la pompe immergée dans le réservoir plein d'eau (puits artificiel).
- Accorder la pompe au générateur PV.
- Mise en marge de système de pompage.
- En fixe la hauteur manométrique a la valeur choisie selon la variation de l'ensoleillement.
- Suivre les étapes de test.
- Enfin de traitement des données.

4.7 Résultats et discussions

4.7.1 Pour la HMT 10 mètre

Dans un test on fixe la hauteur manométrique 10 m une vanne manuelle durant la journée 17/05/2018 avec ciel nuageux et ventilé.

Tableau 4.4 Hauteur manométrique 10 mètres à la journée 17/05/2018.

Hauteur manométrique 10 mètres à la journée 17/05/2018					
L'ensoleillement (w/m^2)		Le débit d'eau (m^3/h)		La puissance (w)	
Max	Mini	Max	Mini	Max	Mini
820	221	2.897	0.414	140	55.9

Les données ainsi recueillies permettent de tracer les courbes caractéristiques (courant, tension, débit, ensoleillement).

4.7.1.1 L'ensoleillement journalier

La figure 4.11 montre la variation de l'ensoleillement pour une journée à ciel faible nuage respectivement, il y a remarqué une augmentation durant les premières heures de la journée ou il atteint de son maximum à midi solaire de (800w) puis une décroissance progressive, vers la fin de la journée de (200w). Comme le remarque la vibration moyenne dans la courbe cette vibration à cause le mouvement de nuage au-dessus du générateur photovoltaïque, indication de perte.

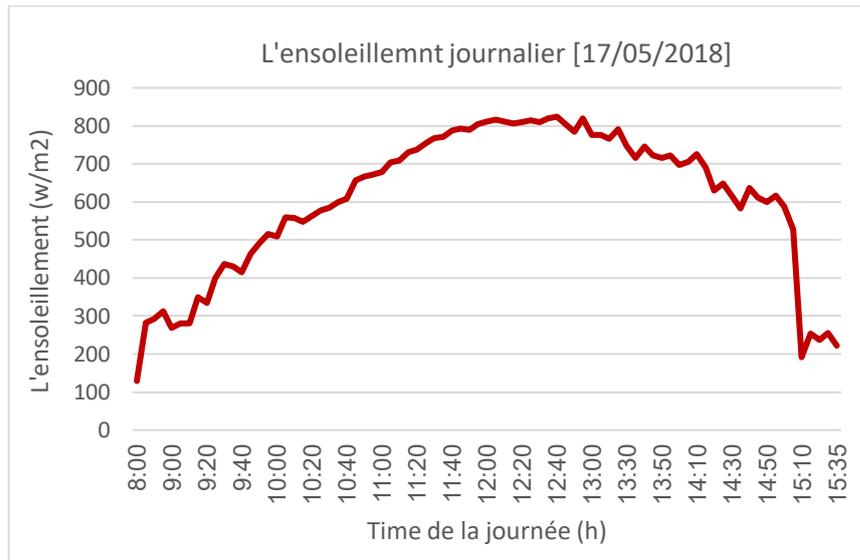


Figure 4.11 L'ensoleillement pour une journée.

4.7.1.2 Débit journalier et corrélation débit- ensoleillement

De la figure 4.12 il y a remarqué pour la premières heures le débit faible est estimé à ($1\text{m}^3/\text{h}$), a cause des nuages puis une augmentation progressive ou il atteint de son maximum ($3\text{m}^3/\text{h}$). Comme montre la figure 4.13, la corrélation débit-ensoleillement, où le débit pompé augmente avec l'éclairement.

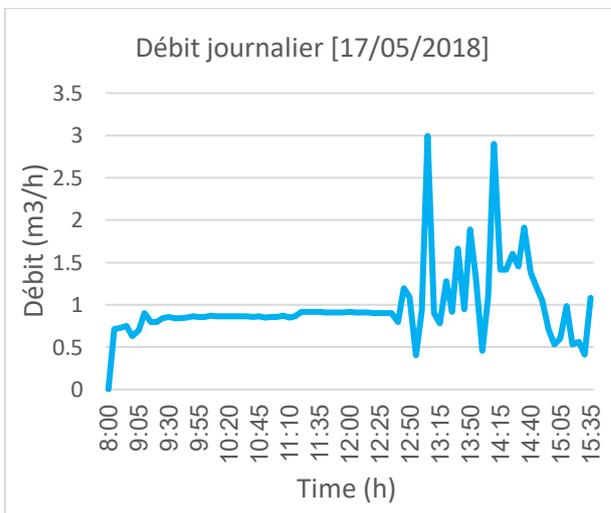


Figure 4.12 Débit journalier.

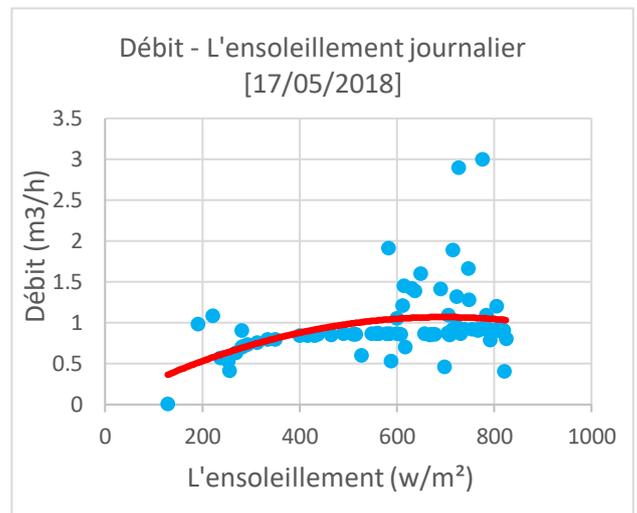


Figure 4.13 Corrélation Débit-ensoleillement.

4.7.1.3 Puissance de pompe et corrélation la puissance – l'ensoleillement

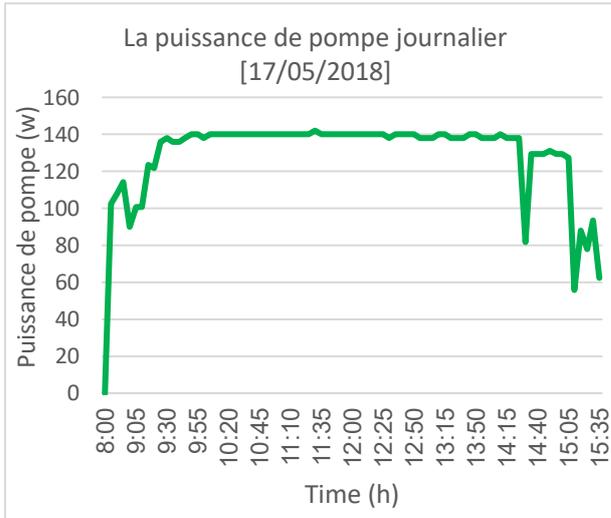


Figure 4.14 Puissance de pompe journalier.

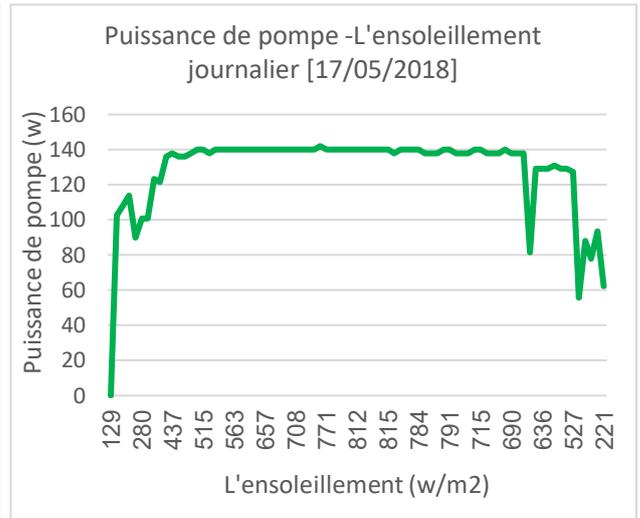


Figure 4.15 Corrélation puissance-Ensoleillement.

La figure 4.14 et 4.15, montrent respectivement l'influence l'ensoleillement sur la puissance de pompe on peut constater que la première heure de la journée ou il atteint de son maximum de (140w), puis une décroissance progressive, vers la fin de la journée de (60w). La puissance de pompe augmente proportionnellement avec l'ensoleillement. Comme il y a la remarque les vibrations moyennes dans la courbe cette vibration à cause du mouvement de nuage au-dessus du générateur photovoltaïque, indication de perte.

4.7.2 Pour la HMT 15 mètre

Dans un test on fixe la hauteur manométrique 15 m une vanne manuelle durant la journée 20/05/2018 avec ciel plus nuageux et ventile.

Tableau 4.5 Hauteur manométrique 15 mètres à la journée 20/05/2018

Hauteur manométrique 15 mètres à la journée 20/05/2018					
L'ensoleillement (w/m ²)		Le débit d'eau (m ³ /h)		La puissance (w)	
Max	Mini	Max	Mini	Max	Mini
1000	200	2.610	0.312	156.2	114

Les données ainsi recueillies permettent de tracer les courbes caractéristiques (courant, tension, débit, ensoleillement).

4.7.2.1 L'ensoleillement journalier

La figure 4.16 montre la variation de l'ensoleillement pour une journée à ciel plus nuage respectivement, il y a remarqué des grandes fluctuations dans la courbe. Cette fluctuation à cause le mouvement des nuages au-dessus du générateur photovoltaïque.

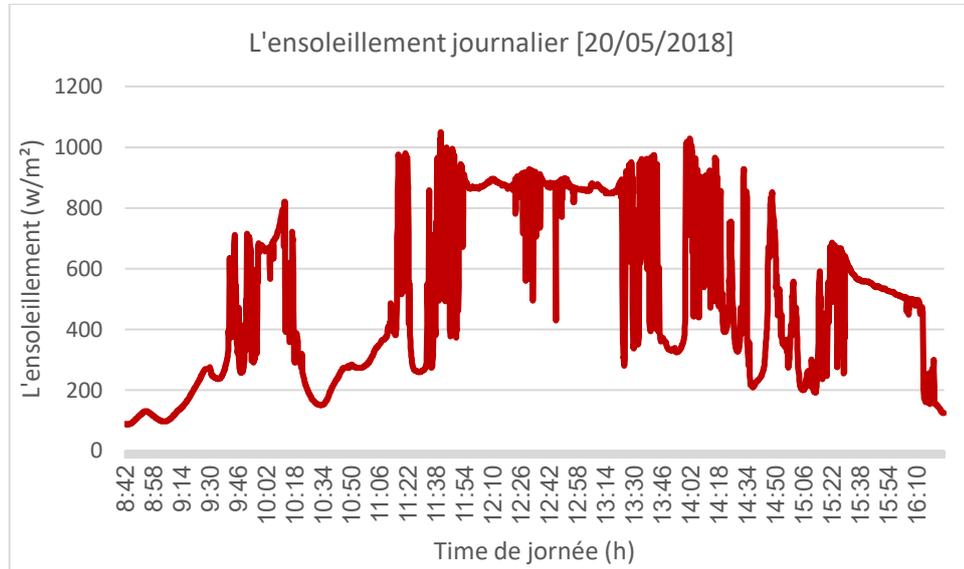


Figure 4.16 L'ensoleillement journalier.

4.7.2.2 Débit journalier et corrélation débit- ensoleillement

De la figure 4.17 il y a remarqué pour la premières heures le débit faible est estimé à (1.50m³/h), a cause des nuages puis une augmentation progressive ou il atteint de son maximum (4.50m³/h). Comme montre la figure 4.18, la corrélation débit-ensoleillement, où le débit pompé augmente avec l'éclairement.

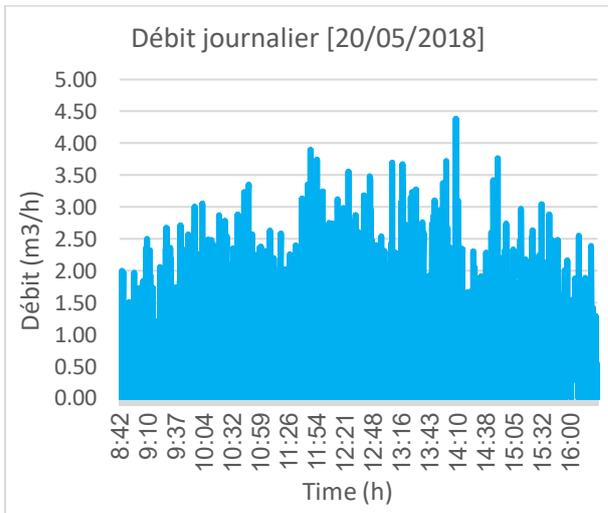


Figure 4.17 Débit journalier.

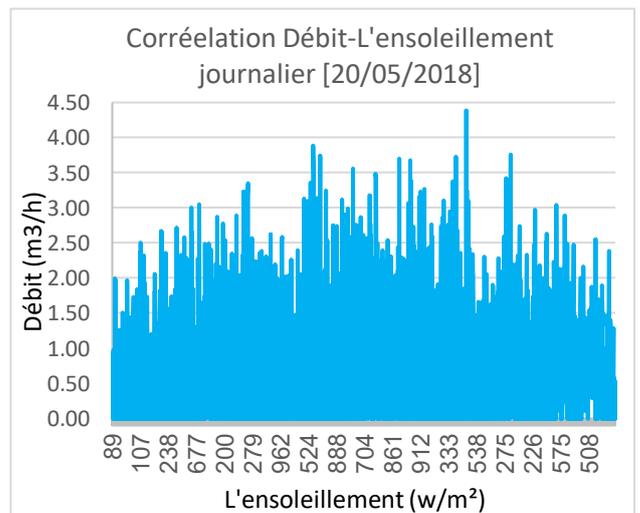


Figure 4.18 Corrélation Débit-ensoleillement.

4.7.2.3 Puissance de pompe et corrélation la puissance – l'ensoleillement

La figure 4.19 et 4.20, montrent respectivement l'influence l'ensoleillement sur la puissance de pompe on peut constater que la première heure de la journée ou il atteint de son maximum de (150w), puis une décroissance progressive, vers la fin de la journée de (50w). La puissance de pompe augmente proportionnellement avec l'ensoleillement. Comme il y a la remarque les vibration moyenne dans la courbe cette vibration à cause le mouvement de nuage au-dessus du générateur photovoltaïque, indication de perte.

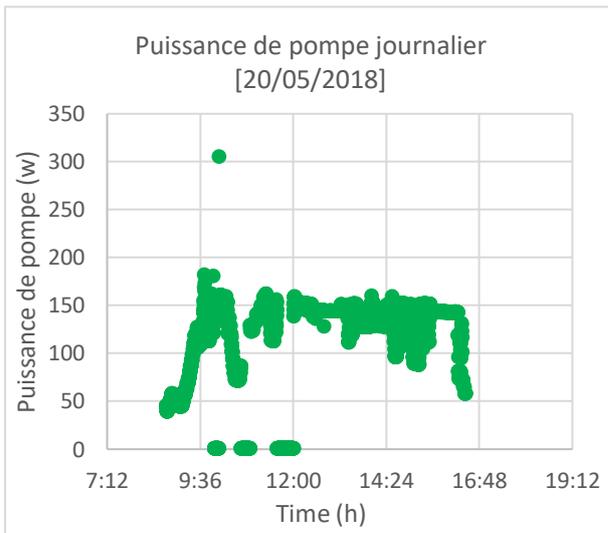


Figure 4.19 Puissance de pompe journalier.

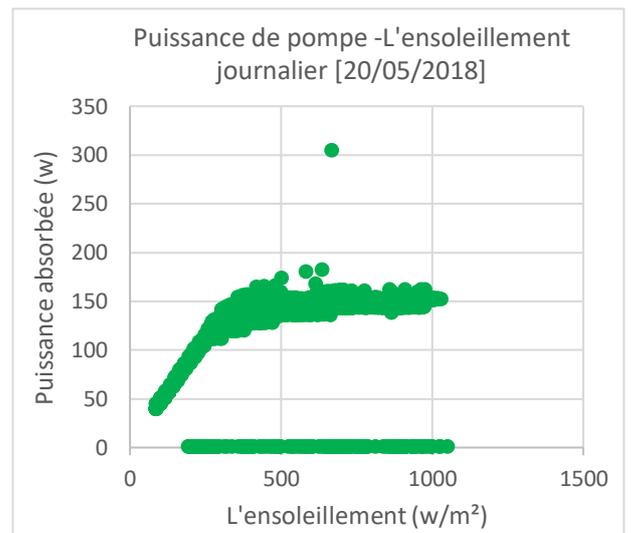


Figure 4.20 Corrélation puissance-Ensoleillement.

4.7.3 Pour la HMT 20 mètre

Dans un test on fixe la hauteur manométrique 20 m une vanne manuelle durant la journée 21/05/2018 avec ciel claire.

Tableau 4.6 Hauteur manométrique 20 mètres à la journée 21/05/2018.

Hauteur manométrique 20 mètres à la journée 21/05/2018					
L'ensoleillement (w/m ²)		Le débit d'eau (m ³ /h)		La puissance (w)	
Max	Mini	Max	Mini	Max	Mini
900	300	3,000	1,800	380	240

Les données ainsi recueillies permettent de tracer les courbes caractéristiques (courant, tension, débit, ensoleillement).

4.7.3.1 L'enseillement journalier

La figure 4.21 montre la variation de l'enseillement pour une journée à ciel clair respectivement, il y a remarqué une augmentation durant les premières heures de la journée ou il atteint de son maximum à midi solaire de (900w) puis une décroissance progressive, vers la fin de la journée de (300w).

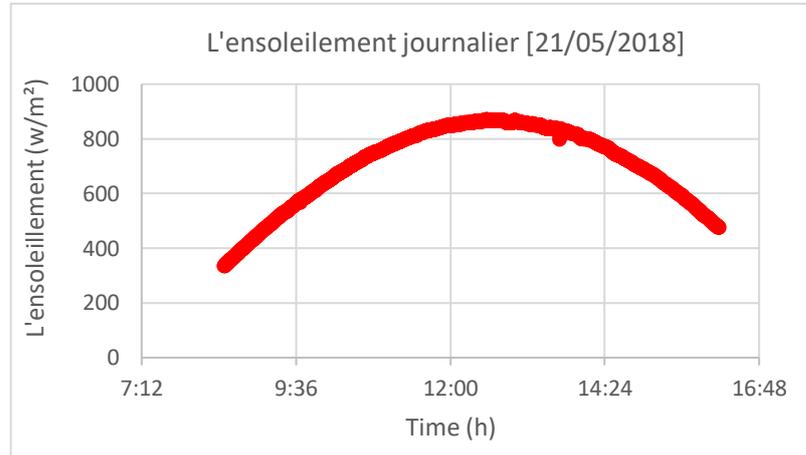


Figure 4.21 L'enseillement journalier.

4.7.3.2 Débit journalier et corrélation débit- enseillement

De la figure 4.22 il y a remarqué pour la premières heures le débit faible est estimé à (2.40m³/h), a cause des nuages puis une augmentation progressive ou il atteint de son maximum (3.00m³/h). Comme montre la figure 4.23, la corrélation débit-enseillement, où le débit pompé augmente avec l'éclairement.

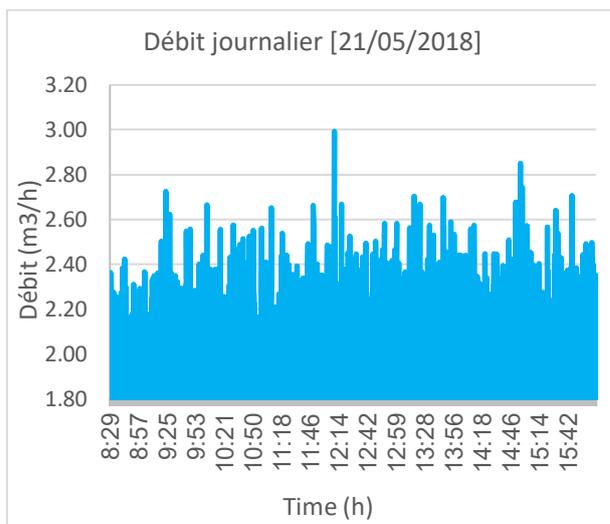


Figure 4.22 Débit journalier.

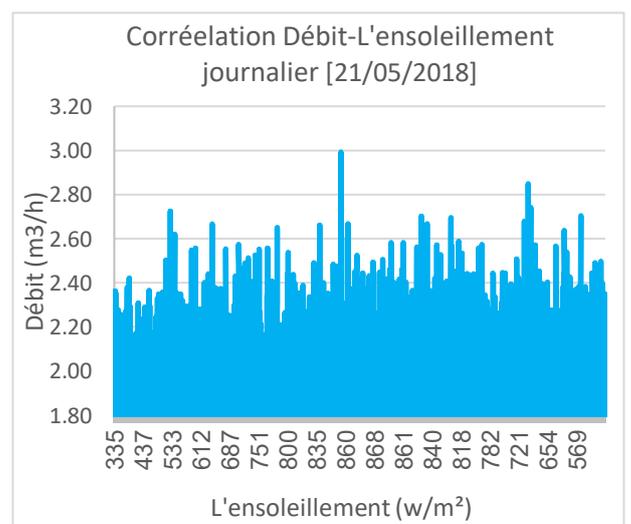


Figure 4.23 Corrélation Débit-enseillement.

4.7.3.3 Puissance de pompe et corrélation la puissance – l'ensoleillement

La figure 4.24 et 4.25, montrent respectivement l'influence l'ensoleillement sur la puissance de pompe on peut constater que la première heure de la journée ou il atteint de son maximum de (400w), puis une décroissance progressive, vers la fin de la journée de (350w). La puissance de pompe augmente proportionnellement avec l'ensoleillement.

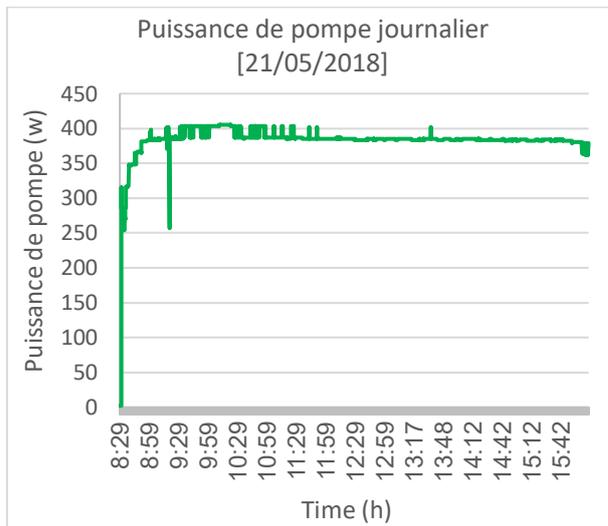


Figure 4.24 Puissance de pompe journalier.

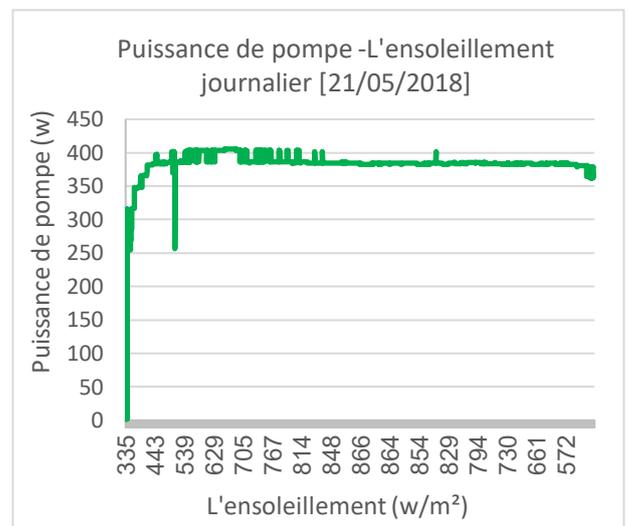


Figure 4.25 Corrélation puissance-Ensoleillement.

4.8 Interprétation générale

L'ensoleillement est très dépendant des facteurs météorologiques. Durant une journée à ciel clair la variation de l'éclairement se fait progressivement comme le montre les figures 4.21 Inversent à la journée à ciel nuageux, on remarque que l'ensoleillement fluctue la journée et atteint des valeurs plus élevées comme le montre les figures 4.11 et 4.21 par rapport à celui pour une journée claire.

Pour revenir à la courbe de la relation entre le Débit- L'ensoleillement, nous constatons que la pompe commence à fonctionner à un minimum de l'ensoleillement, qui varie avec la hauteur de pompage. Comme il y a une limite supérieure, quelle que soit augment l'éclairement, la pompe ne donne pas périssons plus haute. Par conséquent, l'éclairement ne correspond pas au débit de l'eau.

La régulation de débit se fait une manière brusque figure 4.12 et 4.18, car la variation de l'éclairements fait brusquement comme le montre les figures 4.12 et 4.17, ce la due à la variation du climat (ciel nuageux, fluctuation de l'éclairement), la fréquence du vannage augmente par conséquence.

4.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous sommes intéressé à l'étude de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque dans la région de Ghardaïa, cette étude est divisée en deux parties :

Partie 1 : la partie théorique on a détaillé toutes les étapes pour dimensionnement d'un SPEPV au fil de soleil.

Partie 2 : Partie expérimentale ou nous avons fait un test de caractérisation réel sur le banc d'essai de pompage photovoltaïque. Les résultats trouvés sont conformes à la théorie, sauf certaines erreurs qui sont dues au changement climatique brusques et aux erreurs pendant la manipulation.

Tableau 4.7 Bilan d'étude géospatiale des zones suitable pour installation des SPEPV.

Zones	Infrastructure		Evaluation des sources d'eau				Caractéristique spatiales			Type de pompe Suitable
	Localisation par rapport à Mansoura	Connection au réseau électrique	Puits traditionnel		Forages		Nature du sol	Type d'activité	Type de production	
Nombre			Hauteur statique	Nombre	Hauteur statique					
Ain Loizane	3 km	CE	23	45 m	12	4/20 m	Sol sablé (Valle)	E APE	Oasis autre	Lorentz PS200
Oud Ghzalat	7 km	CE	05	40 m	06	0 m	Sol sablé et argileux (Plateau)	E AGE	Oasis Céréale autre	Lorentz PS200
Veille Mansoura	23 km	CE	210	20-25 m	04	0 m	Sol sablé et argileux vallée	E APE AGE	Oasis Cacahuètes autres	Grundfos 900-1.4
Mansoura Nouvelle	0 km	CE	11	35-40 m	05	0 m	Sol sablé vallée	E APE	Oasis Cacahuète autres	Lorentz PS200
Khengat Alvage	16 km	NCE	0	0	03	3-8 m	Sol sablé et argileux plateau	AGE	Céréale Cacahuètes autres	Lorentz PS600 PS1200
Zaouit LAchyakh	17 km	CE	02	50 m	0	0 m	Sol rocheuse sablé Vallée	E APE	Oasis, Elevage	Lorentz PS200

CE: Connection au réseau électrique **NCE:** Non Connection au réseau électrique, **APE :** Agriculture à petite échelle, **AGE :** Agriculture à grande échelle, **E:** Elevage,

Conclusion générale

Conclusion générale

Ce travail a été consacré à une étude dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque de l'eau, au laboratoire de pompage photovoltaïque d'eau (Centre de recherche URAER, Ghardaïa). On peut rapidement comprendre et justifier le choix de l'énergie solaire.

D'abord, l'énergie solaire photovoltaïque est une énergie propre, abondante et gratuite. C'est d'ailleurs ce qui explique que son utilisation connaît une croissance significative dans le monde. D'autre la demande d'énergie électrique, essentiellement dans les zones rurales et agropastorales ne cessent d'augmenter, en particulier les systèmes de pompage d'eau.

Ce système pompage solaire est conçu pour un approvisionnement en eau dit « au fil de soleil ». C'est-à-dire la pompe fonctionnera seulement pendant la journée. le réservoir de stockage d'eau est indispensable pour collecter l'eau et assurer l'autonomie. Le choix des panneaux solaires et de la pompe dépend de plusieurs paramètres importants : tension, puissance, la puissance nécessaire pour le pompage, la hauteur manométrique totale, le débit, etc.

Les étapes abordées dans ce travail constituent en réalité les principaux axes d'une étude géospatiale pour sectionne et exploiter optimalement un système de pompage d'eau photovoltaïque, sur le site convenable. on peut mentionner les étapes importantes :

- Localisation de site.
- Caractéristique le sol.
- Caractéristique métrologique.
- Disponibilité de la source d'eau.
- Disponibilité du rayonnement solaire.
- Les facteur sociologique " stabilité – les bidon "
- Disponibilité du matériel.
- Un dimensionnement adéquat du système pompage d'eau photovoltaïque.

Référence bibliographique

Référence bibliographique

Référence bibliographique

-
- [1] SEYDOU Diallo « Solarisation de station de pompage à Darou mousty » Projet de fin d'études Université Cheikh Anta Diop de Dakar 2006 ; page 10.
-
- [2] GAMA Amor « optimisation des dispositifs de poursuite solaire dans les systèmes à concentration » thèse de doctorat, école nationale polytechnique ; page 4.
-
- [3] BEN GUEHZA « Impact de l'espace entre les deux vitrages sur le rendement d'un capteur solaire » Mémoire de magister, Université de Ouargla, 2009 ; page 22,23,24,30,31.
-
- [4] BENBOUZA Chaouki « Production et performance des capteurs hybrides (PV/T) à eau intégrés dans le bâtiment-cas de l'Algérie- » Mémoire de magister, Université Constantine, 2014 ; page 4,7,10.
-
- [5] A. RICAUD « Photopiles solaires » Presses polytechniques et universitaires romandes page 22,24.
-
- [6] MISSOUM Mohammed « Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie » Université Hassiba Ben Bouali de Chlef 2011, page 22.
-
- [7] MECHALIKH Med Nadjib « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnements autonome et connecté au réseau » Université de Ouargla 2013 page 3.
-
- [8] HADJ BELKACEMI Mohammed « Modélisation et Etude Expérimentation d'un Capteur Solaire non Vitré et Perforé » Mémoire de Master Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen 2011 page 16.
-
- [9] Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables URAER Ghardaïa.
-
- [10] MERDAOUI Ziad « Caractérisation radiométrique des sites de Bouzaréah et de Ghardaïa » Mémoire de Master Université de Saad Dahleb de Blida 2007, page 49.
-
- [11] CHEBIHI Lakhdar « Adaptation des pompes immergées destinées à l'irrigation dans les zones arides » Mémoire de magister Université Kasdi merbah ouragle 2011, page 15.
-
- [12] Boutelhig Azzedine « Sizing and performances study of a directly-compled PVWPS in arid and semi-arid case study : Ghardaia region » these doctorate Université Medeia 2016 .
-
- [13] Office national de météorologie-Ghardaïa 2016.
-
- [14] DEHANE Kheira « Evaluation de la production de viande cameline et estimation des poids dans la commune de Metlili » Mémoire de fin d'études Université Kasdi merbah ouragle 2010, page 60.
-

Référence bibliographique

- [15] BOUAYED Abderrahmane « Commande a Deux axes d'un panneau photovoltaïque » Mémoire de Master Université Abou bekr belkaid tlemcen 2014, page 16.
- [16] Energie Solaire Photovoltaïque Dunod Anne Labouret -Michel Villosz.
- [17] Centrales photovoltaïques Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieur
- [18] MEFTAH Abdelhakim « Simulation d'un système de pompage Photovoltaïque Sous Matlab/Simulink » Mémoire de Master Université de Ghardaïa 2017, page 26.
- [19] SLAMA Fateh « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique » Mémoire de Magister Université Ferhat abbas - Setif 2011, page 9.
- [20] BOUDEN Abdelmalek « Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque » Mémoire de Magister Université Mentouri de Constantine 2008, page 25 ;26 ;31.
- [21] MATALLAH Sorya « Dimensionnement et simulation d'un système photovoltaïque pour alimenter un habitat dans la wilaya d'Ouargla » Mémoire de Master Université Kasdi Merbah – Ouargla, page 26.
- [22] DAOUD Amine « Contrôle de la Puissance d'un Générateur Photovoltaïque pour le Pompage Solaire » Thèse de Doctorat Université Mohamed Boudiaf Oran 2013, page 23 ;33.34.
- [23] BOUKHERS Djamil « Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au Pompage » Mémoire de Magister Université Mentouri de Constantine 2007, page 9.
- [24] BENDJAMAA Ibrahim « Modélisation et commande d'un système De stockage photovoltaïque » Mémoire de Magister Université Abou-Bakr belkaid –Tlemcen-2012, page 37.
- [25] BOUNECHBA Hadjer « Contribution à l'étude d'un système de pompage photovoltaïque » thèse doctorat Université des Frères Mentouri Constantine 2017, page 6 ;7.
- [26] BANDOUC Farida « Diagnostic de pannes d'un système de pompage photovoltaïque » Mémoire de Magister Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou 2010, page 21.
- [27] MOHAMED Louazene « Contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les zones sahariennes – Application zone de Ouargla » thèse doctorat Université Kasdi Merbah – Ouargla, page 76 ;79.
- [28] HAMDAN Amine « Pompage de l'eau solaire en zonez rurales agropastorales de l'Algérie : Etude de cas » Mémoire de Master Université Aboubakr Belkaïd– Tlemcen –2017, page 74.
-

Référence bibliographique

- [29] JIMMY Royer « Le pompage photovoltaïque Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens » IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA Sous la direction de Eric Schiller, page 88.
-
- [30] SOUALMIA Adel « Intégration de la Production Décentralisée dans un Système de Pompage Photovoltaïque » Mémoire de Magister Université Constantine 2014, page 97.
-
- [31] REDDAH Takieddine « Etude et dimensionnement d'un système solaire combiné Application : Logement individuel type F3 à Batna » Mémoire de Magister Université de Batna –2015, page 17.
-
- [32] Alain Ricaud « Gisement solaire et transferts énergétiques » Master Energies Renouvelables Université de Cergy-pontoise –2011, page 26.
-

Annexe

Annexe

Légende :

°T Mini Température minimale du mois en 1/10 de °C

°T Max Température maximale du mois en 1/10 de °C

MM°T Moyenne mensuelle de température en 1/10 de °C

Qtt.rr Quantité mensuelle de pluie en mm

NJrr nombre de jour de pluie pendant le mois

VX-ddff Direction et force du vent fort du mois.ddd en degré et ff en m/s

Moy -vnt Moyenne mensuelle du vent en m/s

MMU MOYENNE MENSUELLE D'HUMIDITE EN %

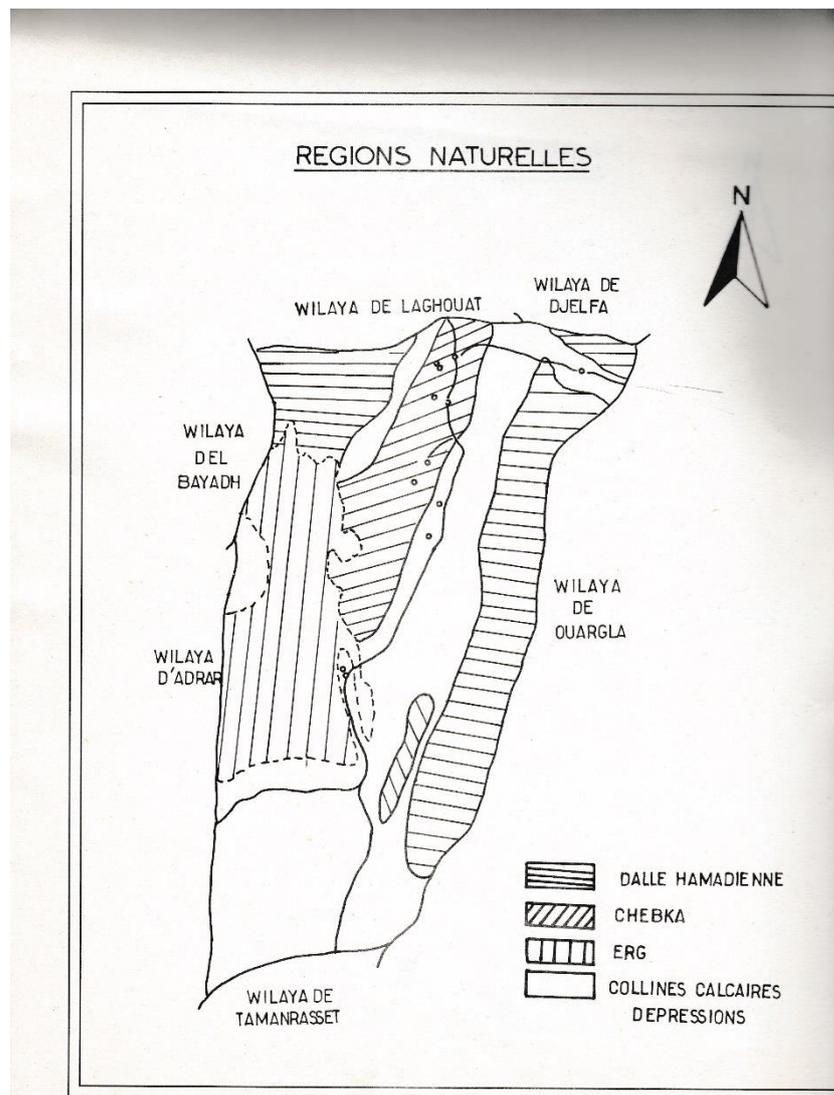
nt NEANT

TRC Pluie non mesurable.

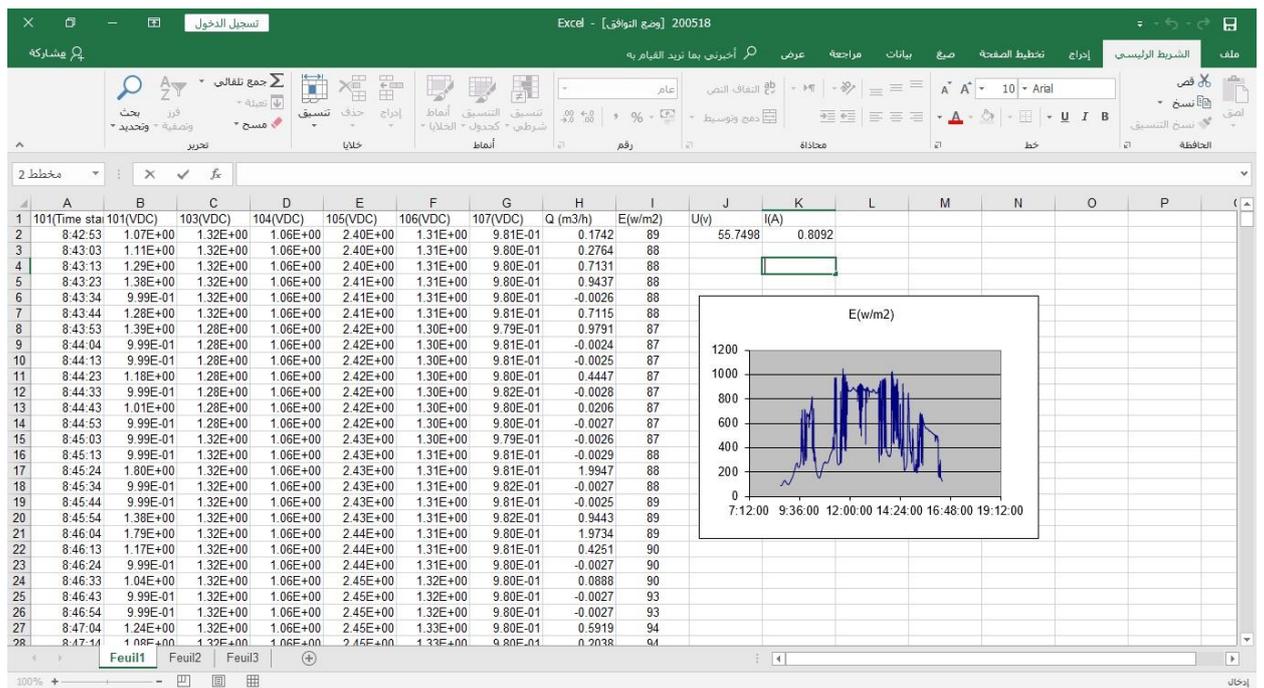
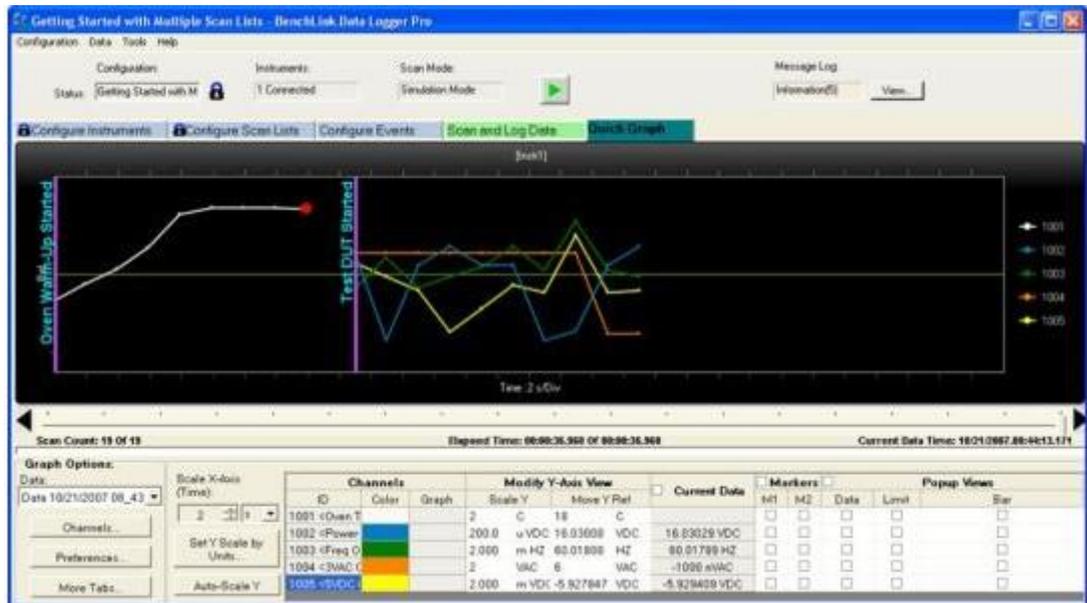
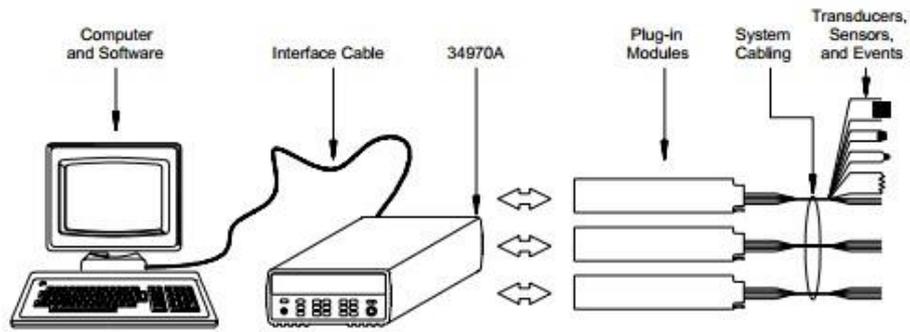
evapo évaporation mensuelle en mm.

insol durée mensuelle d'insolation en Heures.

Annexe 02 : La structure géologique de Ghardaïa (Atlas de Ghardaïa, 2004)



Annexe 03 : Agilent 34970A Data Acquisition



Résumé

De nos jours, le système de pompage d'eau photovoltaïque à couplage direct est le plus utilisé, due à sa fiabilité, la facilité d'installation. En outre, le stockage électrique (batterie) est changé par le stockage hydraulique (bassin). Cependant un système de dimensionnement précis est demandé dans le but de fournir la quantité quotidienne d'eau demandée pour un utilisateur final, les différentes étapes du dimensionnement du système de pompage d'eau photovoltaïque ont été étudiées théoriquement. Ainsi un test expérimental a été effectué au Laboratoire de pompage d'eau photovoltaïque (URAER Ghardaïa) sur un système réel, à différentes hauteurs manométriques totales, de 10m, 15m et 20m. Le système se compose d'une pompe DC Water Max 64A, alimentée par un générateur photovoltaïque composé de quatre modules PV de type Isoton (110w/24v), les résultats obtenus montrent une optimalité du système à des profondeurs moyennes.

Mots clés : Pompage PV solaire, débit, HMT, pompe DC, SPEPV.

Abstract

Nowadays the Directly-coupled photovoltaic water pumping system (PVWPS) is the most attractive, regarding its reliability, the ease of installation. Moreover, the electrical storage (Battery) is replaced by hydraulic storage (tank). However, an accurate dimensioning system is required in the purpose to provide the demanded daily quantity of water. In this work the different steps of dimensioning photolytic water pumping system have been studied theoretically (URAER Ghardaïa), at different total Mano-metric Heads of 10m, 15m et 20m. The system consists of a DC pump, water Max 64A type, fed by a photovoltaic generator composed of four PV modules of Isoton (110w/24v) type. The obtained results show good optimality of the system to medium average depths.

Keywords: PV pumping, Flow rating, HMT, DC pump, PVWPS,

ملخص

في الوقت الحاضر نظام ضخ المياه بواسطة الطاقة الكهروضوئية المقترنة مباشرة من أشعة الشمس « تيار مستمر » وهو الأكثر استخداما فيما يتعلق بفعاليتها، وسهولة تركيبها. وعلاوة على ذلك يتم تغيير التخزين الكهربائي (البطارية) بواسطة التخزين الهيدروليكي (خزان). ومع ذلك يلزم وجود نظام دقيق لقياس الابعاد لغرض توفير الكمية اليومية من المياه. في هذا العمل تم دراسة الخطوات المختلفة لقياس ابعاد نظام ضخ المياه بواسطة الطاقة الكهروضوئية (بوحددة البحث التطبيقي للطاقة المتجددة غرداية) حيث تمت الدراسة على ارتفاعات مختلفة تتراوح من 10 م الى 15 م الى 20 م، ويتكون النظام من مضخة واتر ماكس 64، ذات التيار المستمر والمدعوم من مولد كهروضوئي والذي يتألف من اربع وحدات للطاقة الكهروضوئية من نوع ايزوفوتون (24 فولط / 110 واط) وقد أظهرت النتائج المتحصل عليها ان فعالية النظام المثلى تكون على ارتفاع متوسط.

الكلمات المفتاحية: مضخة من اشعة الشمس، تدفق، ارتفاع متوسط كلي، مضخة تيار مستمر، نظام ضخ المياه بالطاقة الكهروضوئية.