



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة غرداية



Université de Ghardaïa
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
قسم الآلية والكهروميكانيك
Département de d'automatique et d'électromécanique

N° d'enregistrement
/...../...../...../.....

Mémoire de fin d'étude, en vue de l'obtention du diplôme

Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Energies renouvelables en électrotechnique

Thème

**Systeme de Pompage d'Eau Photovoltaïque pour l'Irrigation
Agricole : Dimensionnement Optimal et Validation Expérimentale
sur le Site de Ghardaïa**

Présenté par :

Azzeddine BABAOU MOUSSA

Ali LASSAKEUR

Soutenu publiquement le : 31/05/2025

Devant le jury compose de :

Mohsen BACHAOUAT	Professeur	Président
Fatma BOUCHELGA	MCA	Examineur
Ahmed BAHRI	MCB	Examineur
Noureddine BENBAHA	MRB	Encadreur
Abdelhak BOUCHAKOUR	Directeur de recherche	Co-encadreur

Année universitaire 2024/2025

Remerciements :

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

Nous exprimons notre profonde gratitude à notre encadrant, **Mr Noureddine BENBAHA**, pour son soutien, ses précieux conseils et son encadrement attentif tout au long de ce travail.

Nous adressons également nos sincères remerciements au **Dr Abdelhak BOUCHAKOUR**, co-encadrant de ce travail, pour son suivi constant, ses précieux conseils et son soutien technique, qui ont contribué de manière significative au succès de ce projet.

Nous tenons également à adresser nos sincères remerciements à l'Unité de Recherche en Energie Solaire Appliquée de Ghardaïa pour les moyens techniques et logistiques qu'elle nous a généreusement mis à disposition, ainsi que pour l'environnement propice à la mise en œuvre de la phase pilote de notre projet.

Nous adressons nos remerciements les plus sincères aux membres du **jury de soutenance**, pour le temps qu'ils ont consacré à l'évaluation de notre travail, ainsi que pour leurs remarques et suggestions enrichissantes, qui représentent pour nous un apport précieux dans notre parcours académique et scientifique.

Enfin, nous adressons nos sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribué directement ou indirectement à la réalisation de ce travail. Nous espérons qu'ils trouveront ici l'expression de notre sincère gratitude.

Résumé

L'utilisation de l'énergie solaire pour pomper l'eau est une solution efficace et durable pour répondre aux besoins d'irrigation dans les zones agricoles isolées. Dans ce contexte, ce travail vise à étudier et à améliorer les performances d'un système photovoltaïque de pompage d'eau, qui a été testé sur le terrain sur un banc d'essai à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables de Ghardaïa (URAER). L'étude s'est appuyée sur des analyses techniques et expérimentales pour évaluer les performances du système dans des conditions de fonctionnement réalistes. Il s'agissait d'estimer l'énergie nécessaire pour répondre aux besoins quotidiens en eau et de concevoir les composants de base du système, principalement les panneaux solaires, le moteur, la pompe et le réservoir. Des essais sur le terrain ont été réalisés à trois hauteurs : 1 m, 15 m et 25 m, en utilisant deux configurations (8Sx1P) et (4Sx2P) pour le générateur photovoltaïque. L'analyse des performances était basée sur les paramètres suivants : tension, courant, température de la cellule, quantité d'eau et consommation d'énergie. Les résultats ont montré que le système atteint une efficacité bonne et stable, affectée par le rayonnement solaire et l'intensité du pompage. De plus, le choix de la configuration électrique appropriée pour les panneaux solaires et l'utilisation de la technologie MPPT améliorent considérablement l'efficacité et la stabilité du système.

Mots clés : Énergie solaire, irrigation agricole, système de pompage d'eau PV, suivi du point de puissance maximale, efficacité

Abstract

Using solar energy for water pumping is an effective and sustainable solution to meet the irrigation needs of isolated agricultural areas. In this context, this work aims to study and improve the performance of a photovoltaic-powered water pumping system, which was field tested on a test bed at the Unit for Applied Research in Renewable Energies in Ghardaia (URAER). The study relied on technical and experimental analysis to evaluate the system's performance under realistic operating conditions. It included estimating the energy required to meet daily water needs and designing the system's basic components, primarily solar panels, a motor, a pump, and a tank. Field tests were conducted at three heights: 1 m, 15 m, and 25 m, using two configurations (8Sx1P) and (4Sx2P) for the photovoltaic generator. The performance analysis was based on the following parameters: voltage, current, cell temperature, water quantity, and energy consumption. The results showed that the system achieves good and stable efficiency, affected by solar radiation and pumping intensity. Furthermore, choosing the appropriate electrical configuration for the solar panels and using MPPT technology significantly improves the efficiency and stability of the system.

Keywords: Solar energy, agricultural irrigation, PV water pumping system, (MPPT), efficiency.

ملخص

يُعد استخدام الطاقة الشمسية في ضخ المياه حلاً فعالاً ومستداماً لتلبية احتياجات الري في المناطق الزراعية المعزولة. وفي هذا السياق، يهدف هذا العمل إلى دراسة وتحسين أداء نظام ضخ مياه يعمل بالطاقة الكهروضوئية، تم تجريبه ميدانياً على مستوى منصة اختبار بوحدة البحث التطبيقي للطاقات المتجددة بغرداية (URAER). اعتمدت الدراسة على تحليل تقني وتجريبي لتقييم أداء النظام في ظروف تشغيل واقعية، حيث شملت تقدير الطاقة اللازمة لتلبية الاحتياجات المائية اليومية، وتصميم المكونات الأساسية للنظام المتمثلة أساساً في الألواح الشمسية، المحرك، المضخة والخزان، حيث تم إجراء اختبارات ميدانية على ثلاث ارتفاعات 1م، 15م، 25م مع استعمال تشكيلتين (8Sx1P) و(4Sx2P) للمولد الكهروضوئي. تحليل الأداء ارتكز على المقادير التالية: الجهد، التيار، حرارة الخلايا، كمية المياه، والطاقة المستهلكة. أظهرت النتائج أن النظام يحقق مردودية جيدة ومستقرة، تتأثر بالإشعاع الشمسي وارتفاع الضخ، كما أن اختيار التهيئة الكهربائية المناسبة للألواح الشمسية، واستعمال تقنية تتبع نقطة القدرة القصوى MPPT، يساهمان بشكل كبير في تحسين كفاءة واستقرار النظام.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الشمسية، الري الزراعي، نظام ضخ المياه بالطاقة الكهروضوئية، تتبع نقطة القدرة القصوى، مردودية

Table des matières

Remerciements.....	i
Résumé.....	ii
Liste des figures.....	vii
Liste de Tableaux.....	ix
Liste des notations et l'abréviations	x
Introduction Générale.....	1
Chapitre 1: Etat de l'art des systèmes PV.....	5
1.1 Introduction.....	6
1.2 Les énergies renouvelables au monde	6
1.3 Les énergies renouvelables en Algérie.....	7
1.4 L'énergie solaire.....	8
1.5 Rayonnement solaire.....	8
1.6 Effet PV et technologies des cellules PV	9
1.7 Technologies des cellules PV.....	10
1.7.1 Technologies de la 1ère génération à base de Silicium Cristallin	10
1.7.2 Technologies de la 2 ^{ème} génération à base de couche-mince	11
1.7.3 Technologie de 3 ^{ème} génération : Multi-jonction, Concentration	11
1.7.4 Comparaison entre les différentes technologies des cellules PV.....	12
1.8 Applications des systèmes PV	12
1.8.1 Systèmes PV autonomes	12
1.8.2 Système PV hybride	13
1.8.3 Systèmes PV raccordés au réseau	14
1.8.4 Systèmes fonctionnant au fil du soleil (Pompage PV)	14
1.8.5 Configurations d'un système de pompage PV	15
1.8.6 Technologie des moteurs	16
1.8.6.1 Moteur à courant continu	16
1.8.6.2 Moteur à courant continu sans balais	17
1.8.6.3 Moteur a courant alternatif	17
1.8.7 Les types de pompe.....	18
1.8.7.1 La pompe volumétrique	18

1.8.7.2 La pompe centrifuge	19
1.9 Philosophie du MPPT	19
1.10 Avantages et inconvénients de l'énergie PV	20
1.10.1 Avantages.....	20
1.10.2 Inconvénients	20
1.11 Conclusion.....	21
Chapitre 2: Modélisation des différents éléments d'un système de pompage solaire.....	22
2.1 Introduction.....	23
2.2 Modélisation des composants d'un système de pompage PV.....	23
2.2.1 Modélisation du générateur.....	23
2.2.1.1 Modèle électrique.....	24
2.2.1.2 Les facteurs externes	25
2.2.1.3 Module PV.....	27
2.2.1.4 Caractéristiques I(V) et P(V) d'un système PV sous les conditions STC	29
2.2.1.5 Influence de l'ensoleillement sur les caractéristiques d'un GPV	29
2.2.1.6 Influence de la température sur les caractéristiques d'un GPV	30
2.2.1.7 Influence de l'ombrage sur les caractéristiques d'un module PV	30
2.2.1.8 Système de protection des modules PV	31
2.2.1.9 Diode by-pass	32
2.2.1.10 Diode anti-retour	33
2.2.2 Modélisation du Convertisseur DC/DC	33
2.2.3 Modélisation du groupe motopompe.....	34
2.2.3.1 Moteur à courant continu sans balais (BLDC).....	34
2.2.3.2 Equations électriques.....	34
2.2.3.3 Equation mécanique	35
2.2.4 Modélisation de la pompe centrifuge	35
2.2.4.1 Hauteur manométrique totale (HMT).....	35
2.2.4.2 Pertes de charges linéaires	36
2.2.4.3 Pertes de charges singulières (locales)	36
2.2.4.4 Caractéristique débit-hauteur	36
2.2.4.5 Caractéristique couple vitesse $C(\omega)$ de la pompe	37
2.3 Conclusion	37
Chapitre 3: Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV.....	38
3.1 Introduction.....	39

3.2	Identification du système de pompage PV	39
3.3	Dimensionnement d'un système de pompage PV	40
3.3.1	Estimation des besoins en eau	40
3.3.2	Détermination de l'énergie solaire disponible E_i	41
3.3.3	Calcul de l'énergie nécessaire	41
3.3.4	Détermination de la puissance du GPV.....	42
3.3.5	Configuration d'un GPV.....	43
3.3.5.1	Configuration GPV 8S×1P.....	43
3.3.5.2	Configuration GPV 4S×2P.....	44
3.4	Composition de système pompage PV.....	44
3.4.1	GPV	44
3.4.2	Caractéristiques du module 250Wc	45
3.4.3	Caractéristiques du générateur 2000Wc.....	46
3.4.3.1	Configuration (8S×1P)	46
3.4.3.2	Configuration 4S×2P	47
3.4.4	Motopompe	48
3.5	Paramètres de performance.....	49
3.6	Dimensionnement des accessoires d'un système de pompage PV	49
3.6.1	Capacité du réservoir	49
3.6.2	Détermination des dimensions des conduites d'eau	49
3.6.3	Détermination des dimensions du câblage	50
3.7	Conclusion	52
Chapitre 4: Evaluation Expérimentale des Performances Du système de Pompage PV		
	installé à Ghardaïa.....	53
4.1	Introduction.....	54
4.2	Description du laboratoire du pompage PV.....	54
4.2.1	A l'extérieur du laboratoire GPV.....	54
4.2.2	A l'intérieur du laboratoire.....	55
4.2.2.1	Banc d'essais d'un système de pompage PV.....	55
4.2.2.2	Armoire de visualisation.....	56
4.2.2.3	Acquisition de données.....	57
4.3	Méthode du test.....	57
4.4	Résultats et discussions.....	58

4.4.1 HMT 1 mètre	58
4.4.2 HMT 15 mètre.....	60
4.4.3 HMT 25 mètre	63
4.5 Conclusion.....	67
Conclusion Générale.....	69
Bibliographies.....	70
annexe.....	76

Liste des figures

Figure 1-1 : Energies renouvelables en Algérie	7
Figure 1-2 : Répartition spectrale du rayonnement	9
Figure 1-3 : Schéma représenté l'effet PV	10
Figure 1-4 : Cellules cristallines, monocristallin et poly-cristallin	10
Figure 1-5 : Cellule à couche mince.....	11
Figure 1-6 : Principe de la cellule Multi-jonction	11
Figure 1-7 : Systèmes autonomes.....	13
Figure 1-8 : Systèmes hybrides	14
Figure 1-9 : Système PV couplés aux réseaux	14
Figure 1-10 : Les éléments d'une installation de pompage PV.....	15
Figure 1-11 : Organigramme des différentes configurations des systèmes de pompage PV	16
Figure 2-1 : Système de pompage PV étudié	23
Figure 2-2 : schéma électrique équivalent d'une cellule PV réelle.....	24
Figure 2-3 : Tension de circuit ouvert	25
Figure 2-4 : Courant de court-circuit.....	25
Figure 2-5 : Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique I(V) d'une cellule PV	26
Figure 2-6 : Cellules en en série.....	27
Figure 2-7 : Cellules en parallèles	28
Figure 2-8 : Association hybride	28
Figure 2-9 : Caractéristiques IV d'un module PV pour différents éclairagements.....	29
Figure 2-10 : Caractéristiques PV d'un module PV pour différents éclairagements	29
Figure 2-11 : Caractéristiques I-V d'un module PV pour différentes températures	30
Figure 2-12 : Caractéristiques P-V d'un module PV pour différentes températures	30
Figure 2-13 : Configuration d'un module PV sous ombrage partiel.....	31
Figure 2.14: Caractéristiques I(V) et P(V) en fonctionnement normal et sous ombrage.....	31
Figure 2-15 : Structure d'un GPV protégé par des diodes (by-pass et anti-retour).....	31
Figure 2-16 : Fonctionnement de la diode de bypass en présence d'ombrage.....	32
Figure 2-17 : Position de la diode de bypass.....	32
Figure 2-18 : schéma de base d'un convertisseur Boost	33
Figure 2-19 : Moteur à courant continu sans balais (BLDC).....	34
Figure 3-1 : Structure globale du système de pompage PV étudié	40
Figure 3-2 : Schéma un GPV avec configuration 8S×1P.....	43

Figure 3-3 : Schéma de GPV avec configuration 4S×2P	44
Figure 3-4 : Influence de l'éclairement sur les courbes I-V et P-V	45
Figure 3-5 : Influence de la température sur les courbes I-V et P-V.....	46
Figure 3-6 : Effet de la variation de l'éclairement sur les courbes I-V et P-V.....	46
Figure 3-7 : Effet de la variation de la température sur les courbes I-V et P-V	47
Figure 3-8 : Effet de la variation de l'éclairement sur les courbes I-V et P-V.....	47
Figure 3-9 : Effet de la variation de la température sur les courbes I-V et P-V	48
Figure 3-10 : Schéma de câblage du système de pompage PV	50
Figure 4-1 : Générateur PV du laboratoire pompage PV.....	55
Figure 4-2 : Banc d'essai d'un système de pompage PV	56
Figure 4-3 : Armoire de visualisation.....	57
Figure 4-4 : Data logger et Micro-ordinateur.	57
Figure 4-5 : Irradiance solaire (G) et courant PV (I_{PV}) pour deux configurations.....	58
Figure 4-6 : Tension PV (V_{PV}) et température des cellules ($T_{cellule}$) pour deux configurations...	59
Figure 4-7 : Débit d'eau pompé pour deux configurations.	59
Figure 4-8 : Puissance de la pompe pour deux configurations (HMT=1).....	60
Figure 4-9 : Irradiance solaire (G) et courant PV (I_{PV}) pour deux configurations.....	61
Figure 4-10 : Tension PV (V_{PV}) et température des cellules pour deux configurations.	61
Figure 4-11 : Débit d'eau pompé pour deux configurations.	62
Figure 4-12 : Puissance de la pompe pour deux configurations (HMT=15).....	63
Figure 4-13 : Irradiance solaire (G) et courant PV (I_{PV}) pour deux configurations.	64
Figure 4-14 : Tension PV (V_{PV}) et température des cellules pour deux configurations.	64
Figure 4-15 : Débit d'eau pompé pour deux configurations	65
Figure 4-16 : Puissance de la pompe pour deux configurations (HMT=25).....	66

Liste de Tableaux

Tableau 1-1 : Performance des différentes technologies des cellules PV	12
Tableau 1-2 : Résumé des avantages et les inconvénients des moteurs mentionner ci-dessus	18
Tableau 3-1 : Consommation moyenne quotidienne et mensuelle en eau des palmiers par hectare	41
Tableau 3-2 : Rayonnement global journalier et mensuels moyens.....	41
Tableau 3-3 : Paramètres de dimensionnement du système.....	42
Tableau 3-4 : Caractéristiques du panneau PV et du générateur sous STC	45
Tableau 3-5 : Données techniques de la motopompe.....	48

Liste des notations et l'abréviations

PV : Photovoltaïque.

GPV : Générateur 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.

I_0 : Courant de saturation de la diode (A)

I_{Ph} : Courant photonique de la cellule (A)

I_{max} : Courant maximal de cellule (A)

I_{PV} : Courant du générateur photovoltaïque

I_{cc} : Courant de court-circuit du panneau solaire (A)

I_{sc} : courant de court-circuit (A)

G : L'éclairement (W/m^2)

V_{PV} Tension du générateur photovoltaïque

V_{oc} : Tension de circuit ouvert du panneau solaire (A)

N_s : Nombre de panneaux en série

N_p : Nombre de panneaux en parallèles

C : Capacité du convertisseur DC/DC.

R_s : Résistance série (Ω)

R_p : Résistance parallèles (Ω)

T_{ref} : Température de cellules, à condition de référence ($^{\circ}K$).

T_c : Température de cellule K Constante de Boltzmann ($k = 1,38.10^{-23} J$)

Q : Charge de l'électron ($q = 1,602.10^{-19} C$)

n : Facteur d'idéalité de la diode

T_N : température nominale (généralement 298 K).

G_{REF} : Éclairement de référence 1000 W/m^2

V_M : Tension optimale du générateur PV

I_M : Courant optimale du générateur PV

P_m : La puissance électrique optimale

V : Vecteurs représentant la tension

Φ : Le flux magnétique pour chaque phase respectivement xi

φ_M : Le vecteur du flux magnétique. J Moment d'inertie (Kg/m^2).

ω : Vitesse mécanique.

T_L : Couple de charge de la pompe (N.m).

J : moment d'inertie du rotor ($\text{kg}\cdot\text{m}^2$)

T_{em} : Couple électromagnétique ($\text{N}\cdot\text{m}$).

P : Nombre de paires de pôles

R : Résistance

L : Inductance

V_{bus} : la tension de sortie continue du bus,

F : Coefficient de frottement de viscosité.

H : Hauteur totale du pompage.

H_s : Hauteur statique ou la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puits jusqu'au point le plus élevé auquel l'eau doit être pompée.

λ : Coefficient de pertes de charges linéaires.

D : Diamètre de la tuyauterie (m).

L : Longueur de la tuyauterie (m).

G : Accélération de la pesanteur (m/s^2).

V : Vitesse moyenne du fluide (m/s)

ω_m : vitesse angulaire mécanique du moteur (rad/s)

K : coefficient caractéristique de la charge ($\text{N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}^2$)

P_m : puissance mécanique absorbée par la pompe (W)

H_d : Hauteur dynamique, somme des pertes linéaires et des pertes singulières.

ζ : Coefficient de pertes des charges locales.

K_{fr} : Constante hydraulique globale ($\text{m}^{-5}\cdot\text{s}^2$).

E_g : L'Energie de Bande Gap. E_h L'Energie hydraulique (Wh/j)

g : Constante de la gravité ($9.81 \text{ m}/\text{s}^2$)

ρ : Densité de l'eau ($1000 \text{ kg}/\text{m}^3$)

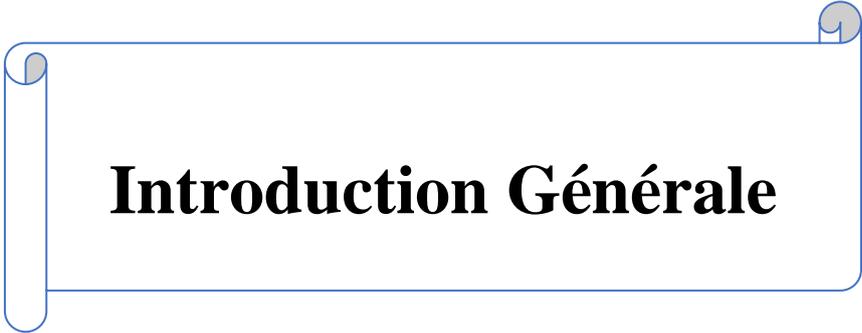
Q : Volume d'eau (m^3/j)

H : Nombre d'heures de pompage (heurs)

R_p : Rendement de groupe motopompe, généralement est de 30% à 45%, selon le type de la pompe et du moteur.

HMT : Hauteur totale (m)

CH : Constante hydraulique.



Introduction Générale

Introduction Générale

Introduction Générale :

La production d'énergie est une problématique majeure pour les années à venir. Actuellement, une grande partie de la production énergétique mondiale repose sur des sources fossiles, ce qui entraîne des émissions de gaz à effet de serre et une augmentation de la pollution environnementale [1].

De plus, la surexploitation des ressources naturelles diminue considérablement les réserves de ces énergies, ce qui représente un risque grave pour les générations futures. Les énergies renouvelables, telles que l'énergie éolienne, solaire, la biomasse et l'hydroélectricité, offrent des alternatives prometteuses face aux sources d'énergie conventionnelles comme les énergies fossiles et nucléaires. Contrairement aux énergies fossiles, les énergies renouvelables sont propres, inépuisables et leurs ressources sont illimitées [2].

La technologie PV représente une solution efficace pour remplacer ou compléter les sources traditionnelles d'approvisionnement en électricité. L'énergie solaire PV est de plus en plus utilisée dans des applications variées telles que l'éclairage, les télécommunications, la réfrigération et le pompage de l'eau. Ces systèmes n'ont pas besoin de carburant externe, et le générateur lui-même ne contient pas de pièces mobiles, ce qui réduit considérablement les besoins de maintenance. Par conséquent, ces systèmes présentent des coûts d'exploitation et de maintenance relativement faibles, ce qui les rend particulièrement adaptés aux zones rurales où la demande énergétique est limitée et la population est dispersée [3].

Le pompage de l'eau est essentiel pour répondre à divers besoins, notamment l'irrigation, l'abreuvement des animaux, l'approvisionnement en eau des villages et l'usage domestique. En 2011, il a été estimé que 11 % de la population mondiale, soit environ 768 millions de personnes, n'avait pas accès à l'eau potable. Afin de résoudre ce problème, de nombreux programmes de pompage de l'eau ont été mis en priorité. Dans plusieurs régions, l'utilisation des nappes souterraines est la seule option pour y parvenir. De plus, dans les zones éloignées des réseaux électriques, il existe plusieurs solutions pour exploiter ces nappes : pompes manuelles, pompes à diesel, pompes solaires, etc. Pour garantir un fonctionnement fiable et rentable, il est crucial d'optimiser la conception et l'utilisation de ces systèmes [4].

Les systèmes de pompage PV utilisent généralement des pompes de faible puissance, allant de 200 à 2000 W. Un système de pompage PV typique se compose d'un générateur PV, d'un groupe motopompe et d'un réservoir d'eau pour garantir la continuité de l'approvisionnement lorsque l'énergie solaire n'est pas suffisante [5].

Introduction Générale

Deux types de systèmes peuvent être utilisés : le premier se compose d'un générateur PV directement couplé à un groupe motopompe à travers un convertisseur DC/DC fonctionnant en MPPT (Maximum Power Point Tracking), tandis que le deuxième utilise un générateur PV couplé à une motopompe à courant alternatif (CA) via un convertisseur DC/DC fonctionnant en MPPT et un convertisseur DC/AC [6].

La configuration la plus courante dans les systèmes PVs de pompage repose sur un moteur à courant continu, en raison de la simplicité de son couplage direct avec le générateur PV. Cependant, les moteurs à courant continu nécessitent un entretien régulier, notamment les moteurs à balais (les plus courants), dont les balais doivent être remplacés périodiquement. Cela peut poser problème dans le cas des pompes à moteur immergé, car il est nécessaire de retirer la pompe du puits pour remplacer les balais. De plus, l'isolation du moteur doit être maintenue pour éviter toute infiltration d'eau, ce qui n'est pas toujours facile dans certaines conditions de site [7]. Certains fabricants proposent des moteurs à balais de longue durée, réduisant ainsi la fréquence de remplacement des balais à environ 5000 heures de fonctionnement, mais ces moteurs sont généralement plus chers. En outre, l'utilisation de balais limite l'application de ces moteurs dans les systèmes à haute puissance, comme les forages à fort débit et grande profondeur

L'option d'un moteur à courant continu sans balais, avec commutation électronique, constitue un choix plus avantageux pour les systèmes de pompage solaire, en raison des avantages offerts par les aimants permanents et la commutation électronique, tels qu'une efficacité plus élevée, une durée de vie prolongée, un entretien réduit et un rendement optimal [8].

L'objectif principal de ce travail est d'étudier et d'optimiser les performances d'un système de pompage d'eau utilisant l'énergie solaire PV à des fins d'irrigation agricole, tout en l'évaluant expérimentalement dans la région de Ghardaïa, au sud de l'Algérie.

Ce travail a été structuré en trois chapitres principaux comme suit :

- **Chapitre 1** : Ce chapitre présente une vue d'ensemble sur la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité dans le monde, et en particulier en Algérie. Il retrace également les étapes du développement du programme national des énergies renouvelables. Ensuite, il aborde le principe de conversion PV de l'énergie solaire, les types de cellules solaires disponibles sur le marché, ainsi qu'une présentation détaillée des différentes configurations des systèmes de pompage PV et de leurs composants essentiels. Le chapitre se termine par une analyse des avantages et des inconvénients de l'énergie solaire.
- **Chapitre 2** : Ce chapitre est consacré à la modélisation mathématique des composants d'un système de pompage PV, notamment le générateur PV et l'influence des paramètres

Introduction Générale

climatiques (comme le rayonnement solaire et la température) sur ses caractéristiques électriques (I-V et P-V). Il comprend également la modélisation du convertisseur DC/AC, du moteur à courant continu sans balais (PMBLDC), ainsi que celle de la pompe et du circuit hydraulique associé.

- **Chapitre 3** : Dans ce chapitre, nous avons abordé le dimensionnement d'un système de pompage solaire, en tenant compte des besoins hydriques quotidiens et des conditions climatiques spécifiques à la région de Ghardaïa. L'objectif principal était de déterminer la taille optimale des composants du système, notamment le nombre de panneaux PV, le type de pompe, la puissance du moteur ainsi que la capacité du réservoir de stockage d'eau (en remplacement du stockage par batteries, rarement utilisé dans ce type d'applications). Ce dimensionnement a été réalisé de manière à assurer un bon compromis entre performance technique et viabilité économique, en maximisant l'utilisation du potentiel solaire local.

- **Chapitre 4** : Évaluation expérimentale d'un système de pompage PV à Ghardaïa
Ce chapitre présente l'évaluation expérimentale d'un système de pompage solaire installé sur un puits artificiel au sein de l'Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelables (URAER) à Noumerate, dans la wilaya de Ghardaïa. L'objectif était d'observer le fonctionnement du système dans des conditions réelles d'exploitation et de climat désertique. Deux configurations de panneaux solaires ont été testées :

Première configuration : 8 panneaux en série (8S × 1P)

Deuxième configuration : deux groupes de 4 panneaux en série connectés en parallèle (4S × 2P)

Les données de fonctionnement ont été enregistrées entre février et avril 2025, incluant la tension, le courant, la puissance, et le débit d'eau. Cette étude a permis de comparer les performances des deux configurations afin de déterminer celle offrant le meilleur rendement énergétique dans le contexte local. La comparaison a été effectuée à trois hauteurs différentes représentant la hauteur dynamique totale de l'eau : 1 m, 15 m et 25 m.



Chapitre 1

Etat de l'art des systèmes PV

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

1.1 Introduction :

Le phénomène de l'effet photoélectrique a été observé pour la première fois en 1839 par le physicien français Antoine Becquerel, qui a remarqué des réactions électriques lorsqu'il exposait des électrodes plongées dans une solution conductrice à la lumière. Plus tard [9].

en 1905, Albert Einstein a approfondi la compréhension de ce phénomène en démontrant que la lumière possède une double nature – ondulatoire et corpusculaire – et que son énergie est transportée par des particules appelées photons [10].

Ce n'est qu'en 1954 que les premières cellules PV capables de générer de l'électricité ont vu le jour, grâce aux travaux menés par les laboratoires Bell aux États-Unis. Cet événement a marqué le début concret de l'exploitation de l'énergie solaire à des fins électriques.

L'intérêt pour cette technologie a connu un essor notable dans les années 1960, notamment dans le cadre des programmes spatiaux, où elle a été utilisée pour alimenter les satellites. Les chocs pétroliers des années 1970, ainsi que les incidents dans les centrales nucléaires, ont ensuite renforcé l'attrait du public pour les sources d'énergie alternatives, plaçant l'énergie PV parmi les solutions renouvelables les plus prometteuses [11].

1.2 Les énergies renouvelables au monde :

Les prévisions indiquent une augmentation significative de la consommation d'énergies renouvelables, estimée à environ 60 % entre 2024 et 2030. Cette croissance devrait porter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie à près de 20 % en 2030, contre 13 % en 2023. Cette progression est principalement attribuée à l'essor de la production d'électricité issue de sources renouvelables, qui constitue la majeure partie de cette hausse mondiale.

Sur le plan quantitatif, la production mondiale d'électricité à partir d'énergies renouvelables devrait dépasser 17 000 TWh à l'horizon 2030, soit une augmentation proche de 90 % par rapport à 2023. À cette date, les sources renouvelables devraient représenter environ 46 % de la production mondiale d'électricité.

Il est prévu que l'énergie solaire PV devienne la première source d'électricité renouvelable dans le monde d'ici 2030, suivie par l'énergie éolienne. Ensemble, elles surpasseront l'hydroélectricité, historiquement dominante. Les autres formes d'énergies renouvelables, telles que la bioénergie, le solaire thermique concentré et la géothermie, devraient quant à elles maintenir une part modeste, inférieure à 3 %.

Étant donné que les énergies renouvelables variables (comme le solaire et l'éolien) représenteront environ 90 % de l'augmentation de la production mondiale d'électricité renouvelable durant cette période, il sera essentiel de renforcer la flexibilité des systèmes électriques. Cela implique le recours

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

à des solutions telles que le stockage de l'énergie, les réseaux intelligents ou encore une meilleure gestion de la demande, afin d'assurer la stabilité et la fiabilité des réseaux électriques à long terme [12].

1.3 Les énergies renouvelables en Algérie :

Dans le cadre de son programme de transition énergétique, l'Algérie cherche à améliorer son efficacité dans la production d'électricité en exploitant les énergies PV et éolienne, tout en intégrant d'autres sources telles que la biomasse, la géothermie et l'énergie solaire thermique. Le pays ambitionne d'atteindre, d'ici 2030, 37 % de la capacité installée et 27 % de la production d'électricité provenant des énergies renouvelables. Bien que l'énergie solaire soit la principale source parmi les énergies renouvelables en Algérie, cela n'empêche pas le lancement de nombreux projets dans le domaine de l'éolien, ainsi que la mise en place de projets expérimentaux en biomasse, géothermie et cogénération.

Un programme de production d'énergie renouvelable a été élaboré, structuré en deux phases :

Phase1 (2015 – 2020) : Au cours de cette phase, l'Algérie vise à atteindre une capacité de 4010 MW combinée entre l'éolien et le PV, ainsi que 515 MW à partir de la géothermie, de la biomasse et de la cogénération.

Phase 2 (2021 – 2030) : Le développement de l'interconnexion électrique entre le nord et le désert permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions sahariennes et leur intégration au réseau énergétique national. Dans ce cadre, l'énergie solaire thermique devrait devenir une solution économiquement viable. Le programme de développement des énergies renouvelables prévoit d'atteindre une production estimée à 22 000 MW pendant la période de 2015 à 2030, répartie entre les différentes sources d'énergie [13].

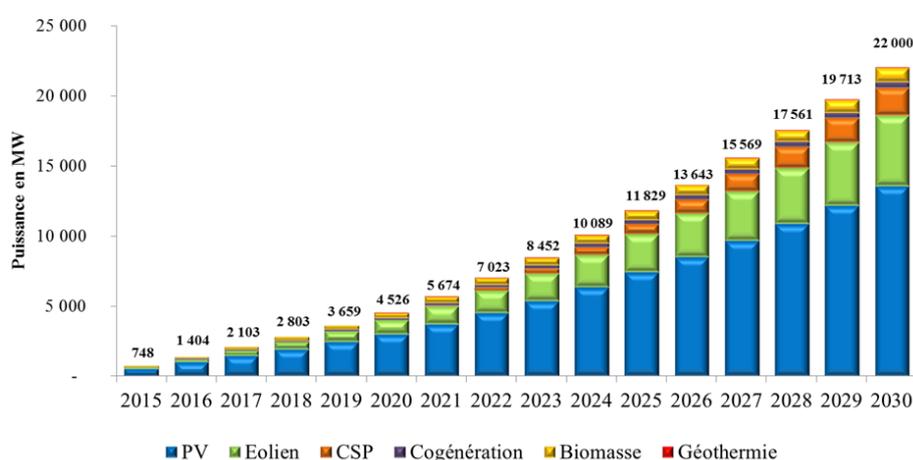


Figure 1-1 : Energies renouvelables en Algérie

1.4 L'énergie solaire :

L'énergie solaire résulte directement des réactions de fusion nucléaire qui se produisent dans le noyau du Soleil, libérant ainsi une quantité énorme d'énergie qui est transmise à la Terre sous forme de rayonnement solaire. Ce rayonnement couvre une large gamme de longueurs d'onde électromagnétiques, allant des ondes radio aux rayons ultraviolets et gamma, et toutes ces radiations sont constituées de photons, les particules qui transportent l'énergie et forment la base de la lumière.

Le terme "énergie solaire" désigne généralement l'énergie qui est convertie en électricité ou en chaleur à l'aide de technologies spécifiques, tirée principalement du rayonnement solaire.

Actuellement, cette source d'énergie est exploitée principalement de deux manières :

L'énergie solaire PV : Elle repose sur la conversion directe de la lumière solaire en électricité à l'aide de panneaux PV.

L'énergie solaire thermique : Elle utilise la chaleur générée par le rayonnement solaire pour chauffer des fluides ou de l'air, et cette chaleur peut être ensuite transformée en électricité, comme dans les systèmes thermodynamiques.

L'importance de l'énergie solaire ne se limite pas aux applications technologiques, car elle est également le moteur principal de nombreux phénomènes environnementaux sur Terre, tels que le cycle de l'eau, la formation des vents et la photosynthèse dans les plantes. Étant donné que tous les organismes vivants, y compris l'humanité, dépendent des plantes dans la chaîne alimentaire, l'énergie solaire est la source principale de la plupart des formes d'énergie utilisées aujourd'hui sur Terre, à l'exception de l'énergie nucléaire et géothermique [14].

1.5 Rayonnement solaire:

La technologie PV a connu un développement sans précédent, même en période de crises économiques, ce qui en fait l'une des principales sources de production d'énergie dans le monde. Le marché mondial du solaire PV est passé de 5 MW en 1982 à un record de 102,4 GW en 2018.

En 2018, la Chine s'est classée première au monde en termes d'installations PVs cumulées, avec une part de 34 %, suivie des États-Unis (12 %), du Japon (11 %) et de l'Allemagne (9 %). Dans de nombreux marchés en dehors de l'Europe, seule une petite fraction de leur potentiel a été consacrée à ce type d'installations. Toutefois, la plupart des pays en développement, notamment en Afrique, au Moyen-Orient, en Asie du Sud-Est et en Amérique latine, n'en sont encore qu'à leurs débuts dans ce domaine [15].

Le Soleil est une étoile âgée de 4,5 milliards d'années, située à environ 150 millions de kilomètres de la Terre. Son énergie provient des réactions thermonucléaires qui se produisent en permanence dans son noyau.

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

Seulement 70 % de cette puissance parvient à traverser l'atmosphère. L'énergie solaire nous parvient sous forme de rayonnement électromagnétique, dont la longueur d'onde varie entre $0,22 \mu\text{m}$ et $10 \mu\text{m}$. La figure 1-2 illustre la répartition spectrale de ce rayonnement. L'irradiance solaire incidente à la limite de l'atmosphère est estimée à 342 W/m^2 , tandis que la surface terrestre n'en absorbe que 168 W/m^2 . Ce rayonnement est composé à 60 % de rayonnement direct et à 40 % de rayonnement diffus, Figure (1-2) [15].

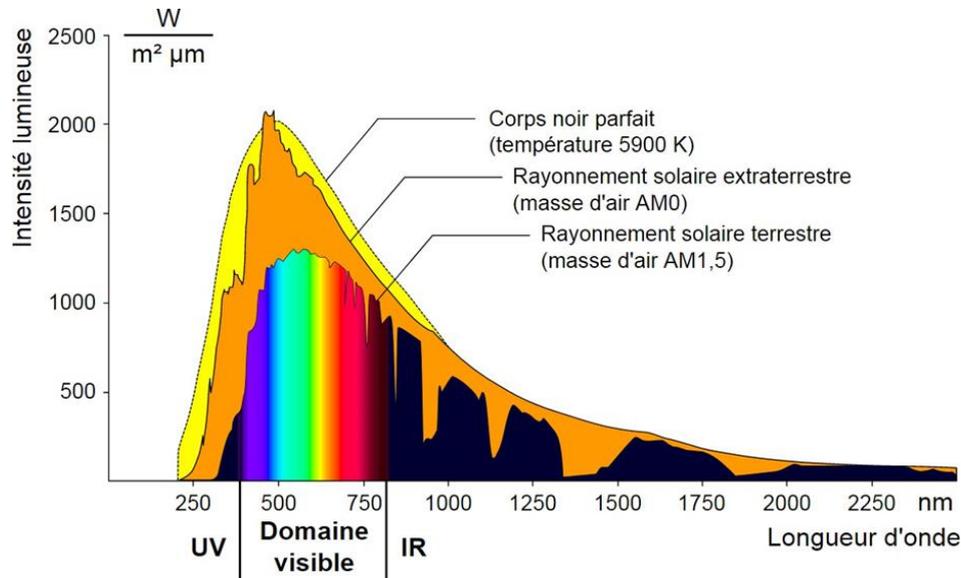


Figure 1-2 : Répartition spectrale du rayonnement.

1.6 Effet PV et technologies des cellules PV :

L'effet PV, mis en évidence pour la première fois en 1839 par le physicien français Alexandre Edmond Becquerel, repose sur l'interaction entre les photons lumineux et les matériaux semi-conducteurs. Lorsqu'un matériau de ce type absorbe des photons, une tension électrique est générée, ce qui permet la conversion directe de l'énergie solaire en électricité sous forme de courant continu grâce aux cellules PV. Ce courant peut ensuite être utilisé pour alimenter des équipements ou charger des batteries.

Les dispositifs PV représentent ainsi une technologie clé dans la transformation directe de l'énergie solaire en électricité. De nouvelles approches technologiques, telles que les cellules à colorants sensibilisés, les cellules organiques polymères ou encore les cellules à base de pérovskite, offrent aujourd'hui des perspectives prometteuses grâce à l'utilisation de matériaux innovants [16].

Cependant, les technologies les plus répandues sur le marché reposent principalement sur l'utilisation de semi-conducteurs solides formant une jonction p-n. Lorsqu'une cellule de ce type est exposée à la lumière, un champ électrique interne provoque la séparation des charges, induisant le déplacement des électrons à travers la jonction et générant ainsi un courant électrique une fois le circuit fermé.

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

Plus l'irradiation solaire augmente, plus le nombre de photons incidents augmente, libérant davantage d'électrons. Le courant généré par la cellule PV croît donc proportionnellement à l'intensité du rayonnement solaire. C'est pourquoi le courant de court-circuit (I_{sc}) est directement lié à l'irradiance solaire (G), Figure (1-3) [17].

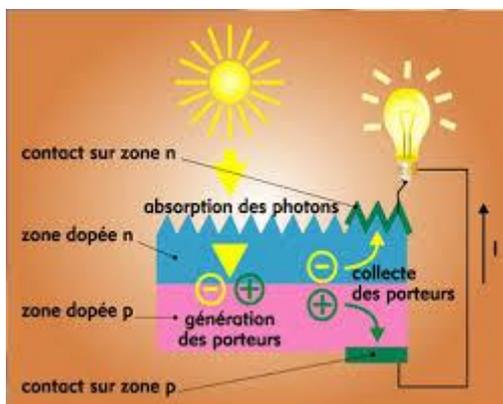


Figure 1-3 : Schéma représenté l'effet PV

1.7 Technologies des cellules PV:

Il existe une grande variété de technologies exploitant l'effet PV, dont beaucoup sont encore en phase de recherche et de développement.

Les principales technologies actuellement industrialisées en grande quantité sont celles utilisant le silicium monocristallin ou poly-cristallin, représentant plus de 80% de la production mondiale, ainsi que les technologies de couches minces à base de silicium amorphe, de CIGS ou de CdTe [18].

1.7.1 Technologies de la 1ère génération à base de Silicium Cristallin :

Les cellules PV de première génération reposent sur une seule jonction P-N, utilisant généralement le silicium cristallin comme matériau semi-conducteur. La méthode de fabrication basée sur les plaquettes de silicium est très énergivore, ce qui la rend coûteuse. De plus, elle nécessite un silicium de très haute pureté.

On distingue deux types principaux : les cellules en silicium monocristallin et celles en silicium poly-cristallin, figure (1-4) [14].

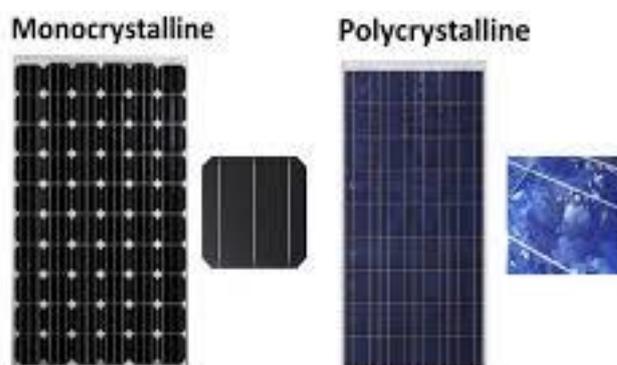


Figure 1-4 : Cellules cristallines, monocristallin et poly-cristallin

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

1.7.2 Technologies de la 2^{ème} génération à base de couche-mince :

Dernièrement, de nouvelles technologies PV appelées "couches minces" ont vu le jour. Ces cellules, plus fines que les cellules traditionnelles à base de silicium cristallin, appartiennent à ce que l'on appelle la deuxième génération des cellules solaires. Elles se distinguent par une consommation réduite de matière première et un potentiel de fabrication à grande échelle à moindre coût, ce qui leur confère un avenir prometteur sur le marché.

Parmi les principales technologies de cellules à couches minces, on retrouve :

- Le silicium amorphe (a-Si)
- Le tellure de cadmium (CdTe)
- Le cuivre-indium-sélénium ou cuivre-indium-gallium-sélénium (CIS ou CIGS)

Chacune de ces technologies présente des avantages spécifiques en termes de rendement, de flexibilité et de coût de production, ce qui permet de les adapter à divers usages dans le domaine de l'énergie solaire figure (1-5)



Figure 1-5 : Cellule à couche mince

1.7.3 Technologie de 3^{ème} génération : Multi-jonction, Concentration :

Ces cellules sont fabriquées à partir de matériaux organiques, et se caractérisent par leur légèreté et leur flexibilité. Elles se divisent en trois principaux types : les cellules moléculaires, les cellules polymères et les cellules organiques hybrides. Ces types de cellules sont encore en phase de recherche et développement et n'ont pas encore atteint une production industrielle à grande échelle.

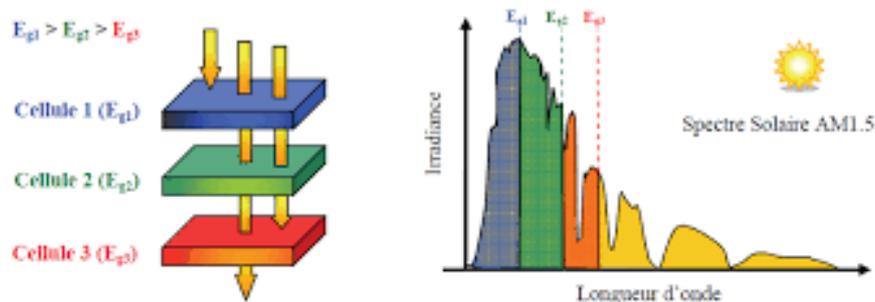


Figure 1-6 : Principe de la cellule Multi-jonction

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

1.7.4 Comparaison entre les différentes technologies des cellules PV :

Dans le tableau (1-1), ci-dessous on résume les différentes performances des technologies citées précédemment [20].

Tableau 1-1 : Performance des différentes technologies des cellules PV

Type de cellule	Rendement	Avantage	Inconvénient
1^{ère} génération			
Silicium Monocristallin	12-18%	Bon rendement pour une cellule	Cout de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication
Silicium Polycristallin	11-14%	Bon rendement pour un module	Cout de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication
2^{ème} génération			
Silicium Amorphe (a-SI)	5-7%	Facile à fabriquer	Mauvais rendement
CdTe	17.2%	Absorbe 90% des photons incidents	Cadmium très polluant
CIS ou CIGS	20-25%	Energie de gap ajustable, 99% des photons absorbés	Manque de matière première
3^{ème} génération			
Cellules Organiques	10-15%	Faible cout de fabrication, flexible	Rendement encore trop bas

1.8 Applications des systèmes PV :

Les systèmes PV sont généralement classés en fonction de leur mode de fonctionnement, des services qu'ils assurent, de la configuration de leurs composants, ainsi que de leur méthode de connexion au réseau électrique. Les principales utilisations de ces systèmes sont les suivantes [21] :

1.8.1 Systèmes PV autonomes :

Un système PV autonome constitue une solution efficace pour la production d'énergie dans les zones non raccordées au réseau électrique ou difficilement accessibles. Ce type de système fonctionne de manière indépendante, sans recourir à une source d'énergie externe, et il est couramment utilisé dans les régions isolées.

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

Afin d'assurer une alimentation continue en électricité, même en l'absence d'ensoleillement (pendant la nuit ou lors de mauvaises conditions climatiques), une partie de l'énergie produite durant la journée est stockée dans des batteries.

Le système se compose généralement d'un ou plusieurs modules PV, d'un régulateur de charge pour gérer le processus de stockage, d'une ou plusieurs batteries, et éventuellement d'un onduleur pour convertir le courant continu en courant alternatif selon les besoins de l'installation figure (1-7).

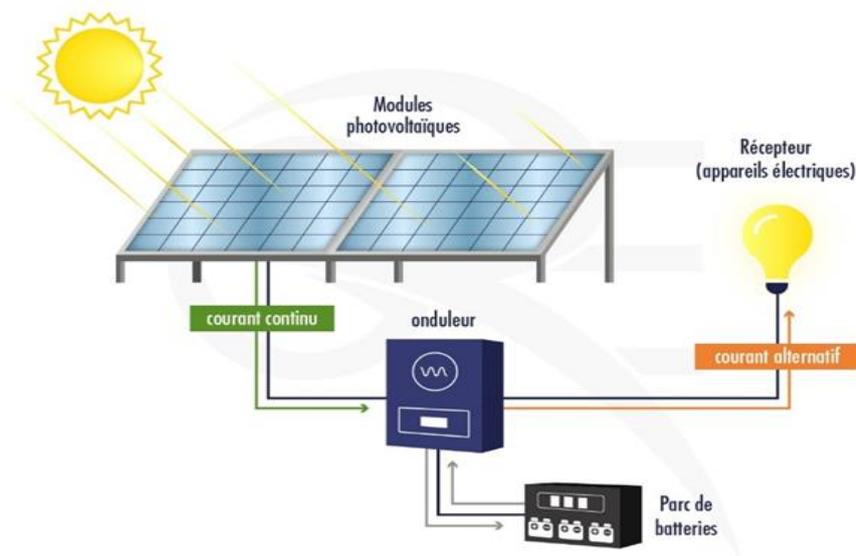


Figure 1-7: Système PV autonome

1.8.2 Système PV hybride :

Un système PV hybride est un système qui combine l'énergie solaire avec d'autres sources d'énergie, telles que l'énergie éolienne ou des générateurs diesel, afin d'assurer une production électrique plus stable et plus efficace. Ce type de système permet de pallier les insuffisances d'une source unique en diversifiant les moyens de production.

Dans certaines configurations, on y intègre également un générateur thermoélectrique qui exploite la chaleur résiduelle émise par les panneaux PV pour produire une énergie supplémentaire. De plus, ces systèmes sont souvent associés à des batteries permettant de stocker l'énergie excédentaire et de la restituer en cas de besoin, notamment pendant les périodes de forte demande ou en l'absence de soleil. Cela en fait une solution énergétique fiable, flexible et adaptée aux zones isolées ou aux environnements soumis à des conditions climatiques variables figure (1-8) [22].

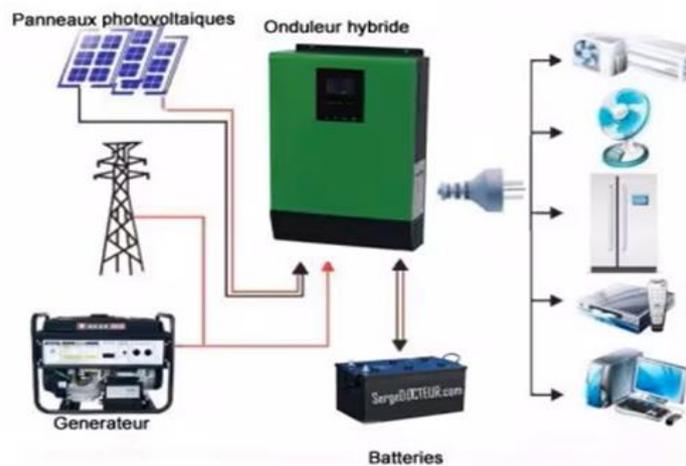


Figure 1-8 : Système PV hybrid

1.8.3 Systèmes PV raccordés au réseau :

Les systèmes PV connectés au réseau sont des systèmes qui génèrent de l'électricité et la transmettent au réseau électrique. Ces systèmes sont reliés au réseau afin de convertir l'électricité produite par les modules PV, sous forme de courant continu (DC), en courant alternatif (AC), qui est ensuite injecté dans le réseau. De plus, ces systèmes sont conçus pour fonctionner en parallèle avec le réseau, ce qui permet à l'excédent d'électricité généré par le système PV d'être réinjecté dans le réseau. Cela permet de réduire la demande sur le réseau pendant les périodes de pointe et d'assurer une fourniture d'énergie plus fiable et équilibrée [23] figure (1-9).

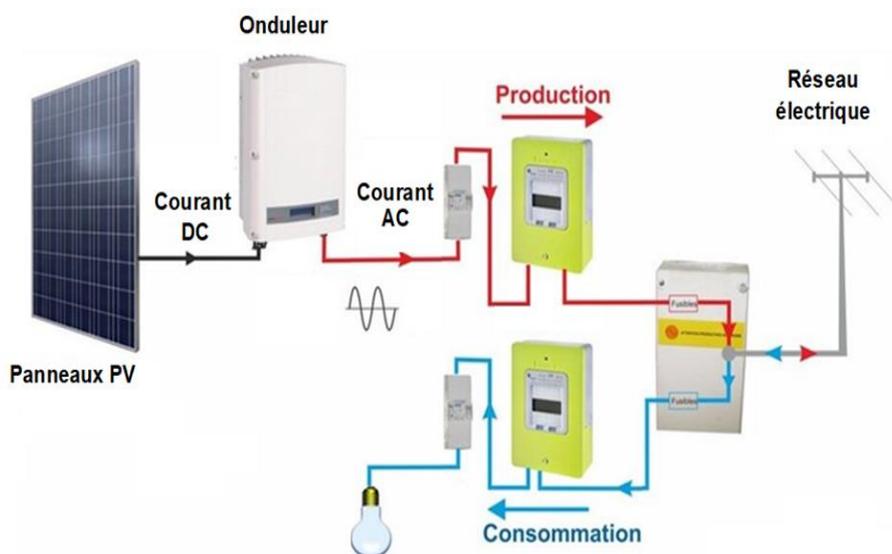


Figure 1-9 : Système PV couplé aux réseaux

1.8.4 Systèmes fonctionnant au fil du soleil (Pompage PV) :

Dans les zones isolées, telles que les régions désertiques ou montagneuses, l'accès à l'eau potable et à l'eau d'irrigation reste un défi quotidien pour les populations locales. Le recours aux systèmes de

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

Le pompage utilisant l'énergie solaire PV constitue une solution adaptée à ces contextes, en raison de l'abondance du rayonnement solaire dans ces régions et des avantages offerts par cette source d'énergie propre et renouvelable. Contrairement aux sources d'énergie conventionnelles, les systèmes solaires ne nécessitent ni raccordement au réseau électrique, ni transport de carburant, ni entretien fréquent comme c'est le cas pour les moteurs diesel.

Un système de pompage PV se compose généralement d'un générateur PV, d'un convertisseur électrique adapté au type de moteur utilisé (un convertisseur DC/AC pour les moteurs à courant alternatif ou un convertisseur DC/DC pour les moteurs à courant continu), ainsi que d'un groupe motopompe. Ces systèmes fonctionnent en temps réel, en fonction de l'ensoleillement, sans recourir à un stockage électrochimique.

L'eau pompée est généralement stockée dans des réservoirs pour une utilisation différée, une méthode de stockage plus répandue et plus fiable que celle basée sur des batteries. Le générateur PV assure la conversion instantanée de l'énergie solaire en énergie électrique grâce à l'effet PV, et il est constitué de plusieurs modules reliés en série ou en parallèle selon la puissance requise figure (1-10) [24].

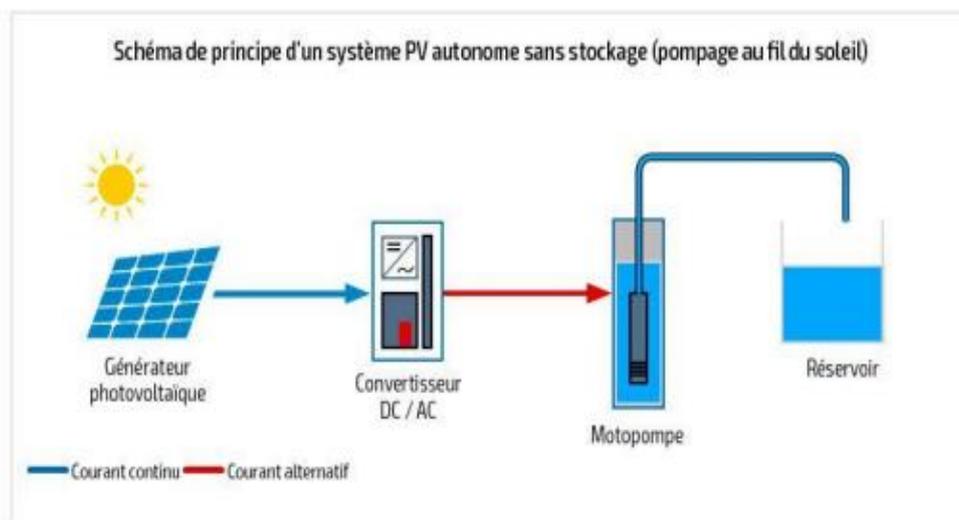


Figure 1-10 : Système de pompage PV

1.8.5 Configurations d'un système de pompage PV :

La figure (1-11) montre les différentes configurations d'un système de pompage PV. Le choix de la configuration la plus appropriée pour chaque application et site spécifique est essentiel à la viabilité économique et à la performance à long terme du système PV. La pompe est entraînée par un moteur électrique qui convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique DC/AC est nécessaire pour convertir le courant continu provenant du GPV en courant alternatif figure (1-11) [25].

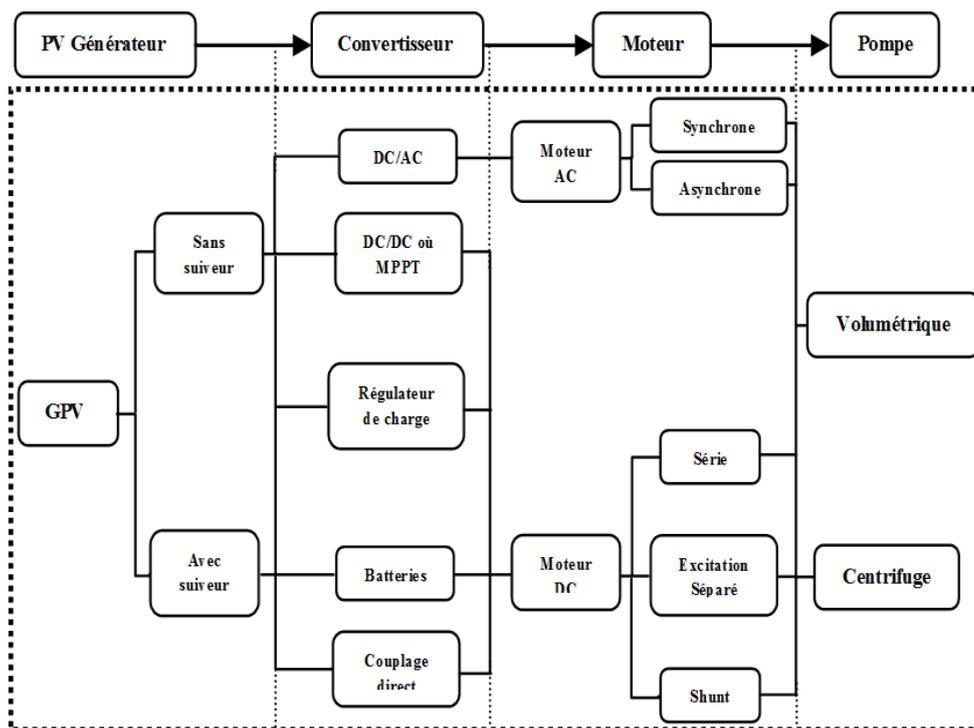


Figure 1-11 : Organigramme des différentes configurations des systèmes de pompage PV

1.8.6 Technologie des moteurs :

En ce qui concerne la technologie des moteurs, il existe trois types de moteurs actuellement utilisés pour des applications de pompage PV :

- Moteur à courant continu : Utilisé dans les applications nécessitant un contrôle simple de l'énergie.
- Moteur à courant continu à aimants permanents sans balais : Caractérisé par une haute efficacité, une longue durée de vie et peu d'entretien.
- Moteur à courant alternatif : Utilisé dans les systèmes nécessitant une puissance plus élevée, comme les moteurs asynchrones fonctionnant en triphasé.

1.8.6.1 Moteur à courant continu :

Lorsque l'on inverse la direction du courant circulant dans une armature (généralement le rotor) soumise à un champ magnétique généré par une inductance, l'énergie électrique appliquée au moteur est convertie en énergie mécanique (généralement au niveau du stator). Le courant dans le rotor d'un moteur à courant continu est commuté à l'aide de balais en carbone ou en graphite, ou bien par commutation électronique. Les moteurs à balais sont les plus courants, mais leurs balais doivent être remplacés régulièrement. Cela pose un problème particulier pour les motopompes submersibles, qui doivent être retirées du forage pour permettre le changement des balais. De plus, il est essentiel que

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

l'isolation du moteur ne soit pas compromise pour éviter les infiltrations d'eau, qui peuvent être invisibles sur site. Certains fabricants proposent des moteurs à balais longue durée nécessitant une maintenance seulement après 5000 heures de fonctionnement [26].

1.8.6.2 Moteur à courant continu sans balais :

Ces dernières années, l'utilisation des moteurs à courant continu sans balais a connu une croissance rapide dans les systèmes de pompage PV.

Un moteur à courant continu sans balais est une machine tournante où le stator est un stator triphasé classique, semblable à celui d'un moteur asynchrone, tandis que le rotor est équipé d'aimants permanents montés à l'extérieur. En ce sens, le moteur à courant continu sans balais est équivalent à un moteur à courant continu avec un commutateur, mais ici, ce sont les aimants qui tournent tandis que les conducteurs restent stationnaires.

Dans les moteurs à courant continu avec commutateur, la polarité du courant est inversée par les balais et le commutateur. En revanche, dans les moteurs à courant continu sans balais, l'inversion de polarité est assurée par des transistors de puissance commutant en synchronisation avec la position du rotor. Ainsi, ces moteurs incluent souvent des capteurs de position internes ou externes. Pour déterminer la position exacte du rotor.

Le moteur à courant continu sans balais nécessite une excitation via un onduleur triphasé à fréquence et amplitude variables. L'onduleur est principalement utilisé pour la commutation électronique et la régulation du courant [27].

1.8.6.3 Moteur à courant alternatif :

Les moteurs à courant alternatif, tels que les moteurs asynchrones, sont des moteurs sans balais avec un rotor à conception solide, ce qui assure un fonctionnement fiable et sans entretien. La simplicité de la conception du moteur entraîne également un coût réduit et un meilleur rapport puissance/poids. C'est l'un des principaux avantages des moteurs asynchrones par rapport aux moteurs à courant continu, ce qui explique pourquoi ce type de moteur est plus couramment utilisé dans les systèmes de pompage PV [28].

Cependant, contrairement aux moteurs à courant continu, le moteur asynchrone dans sa forme standard présente une contrainte majeure : il est rigide en ce qui concerne la variation de la vitesse. Ce moteur tourne légèrement en dessous de la vitesse de synchronisme, et sa vitesse est déterminée par la fréquence de l'alimentation et le nombre de pôles du stator. Ainsi, la variation de la vitesse du moteur asynchrone n'est possible que si la fréquence de l'alimentation peut être ajustée. Cela signifie que l'utilisation du moteur asynchrone dans les applications de pompage PV nécessite l'intégration

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

d'un onduleur à fréquence variable pour contrôler la vitesse, ce qui augmente le coût du système. Néanmoins, l'ajout de l'onduleur permet d'optimiser les performances du moteur à différentes vitesses.

Le tableau (1-2) présente quelques avantages et inconvénients des moteurs électriques [29] :

Tableau 1-2 : résumé des avantages et les inconvénients des moteurs mentionner ci-dessus.

Type de moteurs	Les avantages	Les inconvénients
Moteur à courant continu	-Simple et efficace pour les faibles charges. -Ne nécessitant pas un circuit de commande compliqué	Les balais doivent être remplacé périodiquement
Moteur à courant continu sans balais	Un bon rendement ne demande pas de maintenance	La commutation électronique ajoute des dépenses de plus et avec le risque de défaillance
Moteur à courant alternative	- De larges gammes disponibles pour de larges gammes de charge -Moins cher que le moteur à courant continu	-Moins efficace que le moteur à courant continu -Nécessités un onduleur

1.8.7 Les types de pompe:

1.8.7.1 La pompe volumétrique :

La pompe volumétrique transfère l'énergie du moteur au fluide à travers un mouvement alternatif, permettant au liquide de vaincre la gravité grâce à des variations successives de volume, reliées alternativement à l'orifice d'aspiration puis à l'orifice de refoulement.

Ce type de pompe comprend les pompes à vis, à palettes, à piston et à diaphragme. Les deux dernières sont particulièrement adaptées aux puits et forages profonds dépassant les 100 mètres. Leur entraînement se fait généralement par un arbre de transmission long, relié à un moteur électrique monté en surface.

Le débit d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse de rotation du moteur, tandis que le couple requis dépend principalement de la hauteur manométrique totale (HMT) et reste pratiquement constant quelle que soit la vitesse. Ainsi, le couple de démarrage est essentiellement indépendant du débit mais proportionnel à la HMT. La puissance consommée varie en fonction de la vitesse [30].

En raison de ces caractéristiques, ce type de pompe est souvent utilisé pour le pompage à grandes profondeurs et à faibles débits. On peut également les retrouver en tant que pompes de surface, dans des applications à faible couple et débit irrégulier, comme les pompes manuelles ou les pompes éoliennes multipales.

1.8.7.2 La pompe centrifuge :

La pompe centrifuge permet de transférer l'énergie mécanique du moteur au fluide en mettant en rotation des roues ou des aubes. Ce mouvement génère une force centrifuge qui pousse l'eau vers l'extérieur, puis vers le haut. Pour augmenter la pression et donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages peuvent être alignés sur un même arbre, chacun apportant une augmentation de pression avant de transmettre l'eau au suivant, jusqu'à l'étage final qui délivre le fluide à haute pression. Ce type de pompe inclut les modèles aspirants rotatifs, les pompes flottantes, ainsi que les pompes immergées à moteur de surface ou submersible.

Les pompes centrifuges sont généralement conçues pour fonctionner avec une hauteur manométrique totale (HMT) relativement stable. Le débit fourni est directement proportionnel à la vitesse de rotation du moteur. Plus cette vitesse augmente, plus le couple moteur croît rapidement, et la hauteur de refoulement devient proportionnelle au carré de cette vitesse. Il est donc nécessaire d'atteindre une vitesse élevée pour obtenir un débit adéquat. Ainsi, la puissance consommée varie selon le débit (Q) et la HMT [30].

En règle générale, ces pompes sont destinées aux applications nécessitant des débits élevés, sur des profondeurs faibles à moyennes (entre 10 et 100 mètres). Les pompes solaires modernes offrent une bonne efficacité hydraulique, grâce à l'intégration de technologies avancées, avec un rendement compris entre 55 % et 60 % au point de fonctionnement optimal. Leur durée de vie varie généralement entre 5 et 10 ans, en fonction de la qualité de l'eau utilisée. L'entretien régulier inclut le nettoyage des dépôts (boue, sable, résidus), surtout pour les installations dans des puits, et la fréquence de cet entretien dépend directement de la propreté de l'eau pompée.

1.9 Philosophie du MPPT :

Les cellules photovoltaïques sont largement utilisées pour la production d'électricité dans diverses applications. Afin d'extraire la puissance maximale que peut fournir un panneau solaire, on fait appel à une technique appelée « suivi du point de puissance maximale » (MPPT : Maximum Power Point Tracking), qui permet d'ajuster le fonctionnement du système selon les variations de l'ensoleillement et de la température.

Le principe du MPPT repose sur la recherche en temps réel du point de fonctionnement optimal sur la courbe puissance-tension, permettant ainsi de maximiser la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque, quelles que soient les conditions environnementales.

Introduite dès la fin des années 1960, cette technologie a été développée pour améliorer l'efficacité de conversion de l'énergie solaire. Les contrôleurs MPPT assurent une adaptation

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

constante entre le générateur et la charge, forçant le système à fonctionner au niveau de puissance optimale (MPP), ce qui augmente considérablement le rendement global de l'installation solaire

1.10 Avantages et inconvénients de l'énergie PV :

1.10.1 Avantages:

- Les systèmes PV transforment directement la lumière solaire, source gratuite et renouvelable, en énergie électrique sans recours à un combustible.
- Ils fonctionnent sans émettre de gaz polluants ni de substances nocives, ce qui en fait une solution écologique et respectueuse de l'environnement.
- Ces systèmes nécessitent très peu d'entretien, en raison de l'absence de pièces mécaniques mobiles dans les modules, et leur durée de vie dépasse généralement les 20 ans.
- Ils sont particulièrement adaptés aux petites applications, notamment celles dont la consommation quotidienne d'électricité est inférieure à 3 à 5 kWh, ce qui les rend économiquement avantageux.
- Les systèmes PV peuvent être facilement dimensionnés selon les besoins spécifiques (éclairage, pompage, équipements audiovisuels...) et peuvent être élargis progressivement en cas d'augmentation de la demande.
- Lorsqu'ils sont correctement installés, les systèmes PV offrent un haut niveau de sécurité : les risques de choc électrique sont faibles avec les courants continus à basse tension (12 ou 24 volts), et le danger d'incendie est considérablement réduit par rapport aux sources traditionnelles comme les générateurs ou le kérosène [31].

1.10.2 Inconvénients :

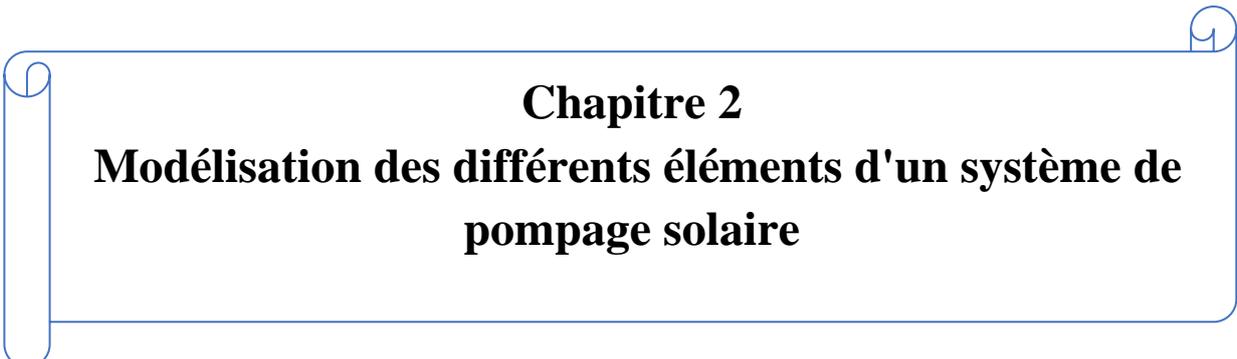
- Les systèmes solaires sont souvent plus coûteux initialement par rapport à d'autres solutions. Bien que le coût total d'un système PV soit généralement inférieur à celui des générateurs ou du kérosène sur l'ensemble de leur durée de vie, l'accès au financement pour l'achat du système peut représenter un défi pour les personnes à faible revenu.
- La plupart des systèmes PV hors réseau nécessitent des batteries pour stocker l'énergie. Ces batteries nécessitent un entretien régulier et doivent être remplacées lorsqu'elles arrivent en fin de vie. L'efficacité du système PV dépend de la qualité des batteries disponibles localement ou de la disponibilité de batteries importées.
- Les petits systèmes PV nécessitent souvent des appareils fonctionnant en courant continu (CC), qui sont généralement plus chers que les appareils standards utilisant le courant alternatif (CA).
- Les systèmes PV doivent être conçus et installés par des techniciens qualifiés. Les systèmes mal conçus ou mal installés seront moins efficaces que les solutions alternatives.

Chapitre 1 : Etat de l'art des systèmes PV

- Les grands systèmes PV autonomes nécessitent souvent un soutien supplémentaire sous forme de générateurs à carburant ou de systèmes éoliens pour garantir un approvisionnement en énergie pendant les pics de consommation ou les périodes nuageuses [32].

1.11 Conclusion :

Ce chapitre traite des concepts fondamentaux liés à l'énergie solaire PV. Nous avons présenté la cellule PV, qui constitue l'élément essentiel dans le processus de conversion du rayonnement solaire en électricité. Les principales applications des systèmes PV ont également été abordées, notamment les systèmes autonomes, les systèmes connectés au réseau, ainsi que les systèmes de pompage solaire. Des schémas explicatifs ont été présentés pour chaque type de système, afin d'illustrer le principe de fonctionnement propre à chaque configuration. Une attention particulière a été portée aux systèmes de pompage, à travers une analyse des différentes configurations utilisées, dans le but de les exploiter dans la partie pratique de ce mémoire. Différents types de moteurs et de pompes ont été présentés, permettant une meilleure compréhension de leur rôle et de leur fonctionnement au sein d'un système de pompage PV. Enfin, les avantages et les inconvénients des systèmes à énergie solaire ont été exposés.



Chapitre 2

Modélisation des différents éléments d'un système de pompage solaire

Chapitre 2 : Modélisation des différents éléments d'un système de pompage solaire

2.1 Introduction :

La modélisation des composants d'un système de pompage PV représente une étape essentielle pour permettre l'analyse de son comportement et la détection d'éventuelles défaillances. Dans ce chapitre, nous allons élaborer des modèles mathématiques représentant les différentes parties du système, Les éléments principaux qui feront l'objet de cette modélisation sont :

Le générateur PV, source principale d'énergie du système, Le convertisseur DC/DC de type boost, qui permet d'adapter la tension pour alimenter la charge de manière optimale, Le groupe motopompe, chargé de transformer l'énergie électrique en énergie mécanique pour le pompage de l'eau.

2.2 Modélisation des composants d'un système de pompage PV :

Un système de pompage alimenté par l'énergie solaire comprend généralement plusieurs éléments essentiels, tels que : le GPV, le convertisseur de tension, l'ensemble moteur-pompe, le régulateur de puissance de type MPPT, un dispositif de stockage de l'énergie ainsi qu'un système de protection.

Chaque composant peut être dimensionné et adapté en fonction des besoins spécifiques du système afin d'assurer une performance optimale. La figure suivante illustre une architecture typique d'un tel système de pompage solaire figure (2-1).

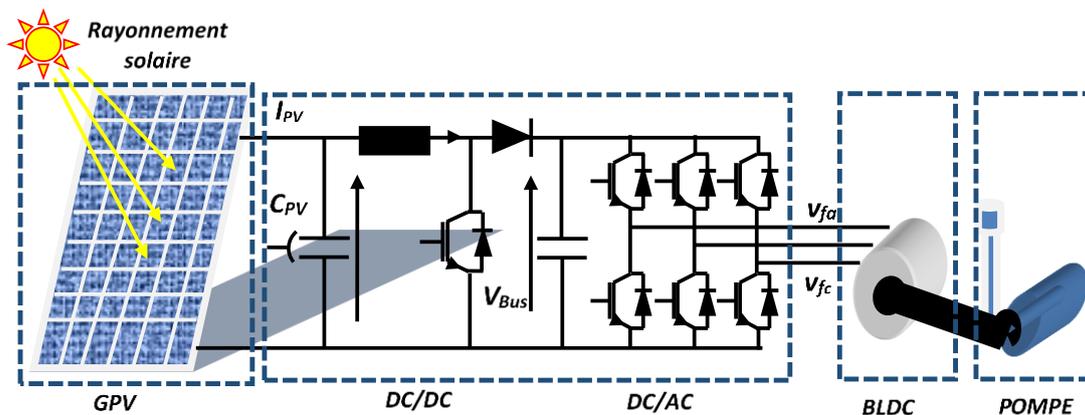


Figure 2-1 : Système de pompage PV étudié

2.2.1 Modélisation du générateur:

L'énergie solaire PV résulte de la transformation directe de l'énergie lumineuse, émise par les photons solaires, en électricité grâce à des capteurs composés de matériaux semi-conducteurs sensibles au spectre du visible, appelés cellules PV. Lorsque plusieurs cellules sont connectées en série et/ou en parallèle, elles forment un GPV, dont la courbe courant-tension (I-V) est non linéaire et comporte un point de fonctionnement optimal, appelé point de puissance maximale (MPP).

Les performances de ce générateur varient en fonction de l'intensité du rayonnement solaire et de la tension appliquée. Pour mieux analyser le comportement électrique de la cellule PV, on utilise un

Chapitre 2 : Modélisation des différents éléments d'un système de pompage solaire

modèle de circuit équivalent. Plusieurs approches mathématiques sont disponibles pour simuler le fonctionnement d'un GPV, chacune se distinguant par la complexité du calcul et le nombre de paramètres impliqués dans la modélisation de la courbe I-V.

2.2.1.1 Modèle électrique:

Une cellule PV est une jonction PN de grande surface qui, lorsqu'elle est exposée à la lumière solaire, convertit l'énergie lumineuse en énergie électrique. Son comportement électrique peut être représenté par une courbe courant-tension (I-V), qui dépend de plusieurs paramètres caractéristiques tels que la tension en circuit ouvert (V_{oc}), le courant de court-circuit (I_{sc}) [33], ainsi que la tension et le courant au point de fonctionnement optimal (V_{op} et I_{op}).

Pour modéliser ce comportement, on utilise généralement des modèles basés sur des diodes, les plus courants étant :

- Le modèle à une seule diode, basé sur une équation exponentielle simple.
- Le modèle à deux diodes, qui utilise une équation à double exponentielle pour une meilleure précision.

La figure (2-2) illustre le schéma électrique équivalent d'une cellule PV réelle :

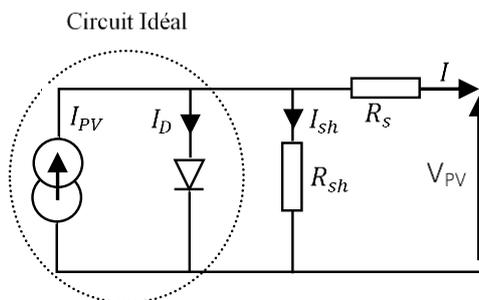


Figure 2-2 : schéma électrique équivalent d'une cellule PV réelle

Une cellule PV peut être modélisée à l'aide des équations qui décrivent le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique (eq 2-1) et (eq 2-1) [34].

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2-1)$$

$$\begin{cases} I_{PH} = [I_{SC} + K_t(T_{REF})] \times \frac{G}{G_{REF}} \\ I_d = I_0 \exp\left(\frac{q(V+R_S I)}{nkT N_S}\right) - 1 \\ I_0 = I_{rs} \left[\frac{T}{T_N}\right] \exp\left[\frac{q \times E_{g0}}{nk\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_n}\right)}\right] \\ I_{rs}^* = \frac{I_{sc}}{\left[\exp\left(\frac{qV_{oc}}{N_S k n t}\right)\right]} \\ I_{sh} = \frac{V + I R_S}{R_{sh}} \end{cases} \quad (2-2)$$

2.2.1.2 Les facteurs externes :

Les facteurs externes influençant les performances d'un GPV incluent principalement l'irradiation solaire, la température ambiante et les pertes internes. L'irradiation représente la quantité d'énergie solaire reçue par les cellules PV : plus elle est élevée, plus le courant généré est important. La température, quant à elle, impacte le rendement du module en modifiant sa résistance interne et le courant qui le traverse. Enfin, les pertes internes réduisent l'efficacité globale du GPV en limitant la circulation du courant à travers le module I [35].

➤ **Tension à vide :**

Il s'agit de la tension produite par une cellule PV lorsqu'elle est exposée à la lumière, sans être connectée à une charge électrique (Figure 2-3).

➤ **Courant de court-circuit :**

Il s'agit du courant fourni par une cellule PV lorsqu'elle est exposée à la lumière, lorsque ses bornes sont directement reliées entre elles, sans charge externe. Ce courant est noté I_{sc} et constitue une valeur clé pour déterminer la capacité de la cellule à générer du courant sous des conditions d'irradiation spécifique (Figure 2-4).

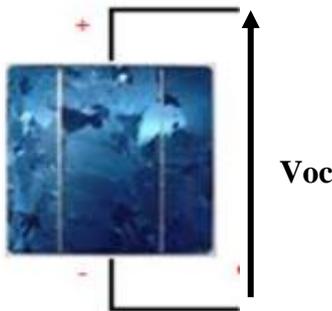


Figure 2-3 : Tension de circuit ouvert

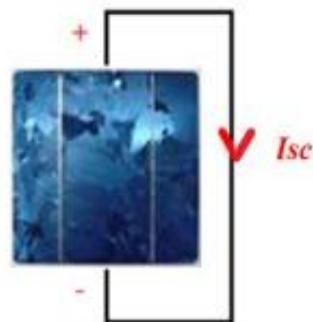


Figure 2-4 : Courant de court-circuit

Chapitre 2 : Modélisation des différents éléments d'un système de pompage solaire

➤ Facteur de forme FF

Le facteur de forme (FF) est défini comme le rapport entre la puissance maximale que peut fournir une cellule PV et la puissance théoriquement maximale qu'il est possible d'obtenir. Il permet de quantifier l'efficacité d'une cellule PV en termes de conversion de l'énergie solaire en électricité, eq (2-3) :

$$FF = \frac{P_{\max}}{P_{\text{opt}}} = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{cc} \cdot V_{oc}} \quad (2-3)$$

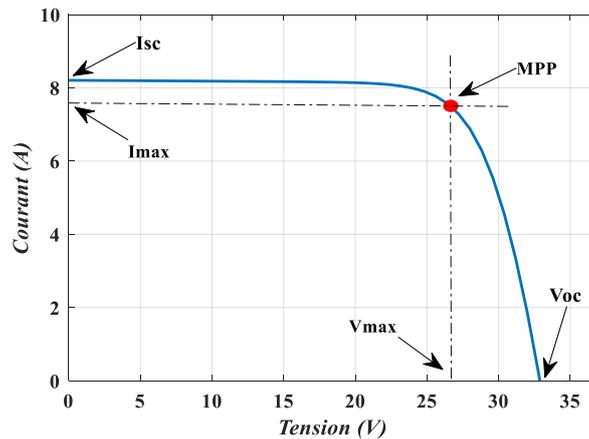


Figure 2-5 : Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique I(V) d'une cellule PV

Le facteur de forme (FF) indique l'écart entre la courbe courant-tension (I-V) d'une cellule PV réelle et la forme rectangulaire idéale définie par la tension en circuit ouvert V_{oc} et le courant de court-circuit I_{sc} , comme dans le cas d'une cellule idéale.

La puissance des modules PV est exprimée en W_c , qui correspond à la puissance maximale fournie par un module lorsqu'il fonctionne sur sa charge optimale, sous un éclairage standard de 1000 W/m^2 et à une température ambiante de 25°C .

➤ Rendement énergétique maximum η_m :

Le rendement énergétique maximum est le rapport de la puissance maximale fournie (P_M) sur la puissance du rayonnement solaire incident (P_i) eq (2-4) :

$$\eta_m = \frac{P_{\max}}{P_i} = \frac{I_m \cdot V_m}{E \cdot S} \quad (2-4)$$

S : Surface de la cellule solaire.

E : Flux incident.

(I_m , V_m) : Coordonnées du point de fonctionnement.

2.2.1.3 Module PV :

Un module PV est composé de plusieurs cellules solaires interconnectées afin de former un circuit capable de produire de l'électricité lorsqu'il est soumis à une source lumineuse, comme le rayonnement solaire. Pour augmenter la tension de sortie, les cellules sont généralement connectées en série, tandis qu'un raccordement en parallèle permet d'augmenter le courant. En outre, un module PV peut être structuré à partir de plusieurs sous-ensembles appelés sous-modules, eux-mêmes reliés entre eux de manière série ou parallèle, selon les exigences de performance du système [36].

a. Association en série :

Lorsqu'on connecte des cellules PV en série, la tension globale du système augmente tout en maintenant le même courant. Cette méthode est appropriée lorsque l'objectif est d'augmenter la tension du système pour répondre à des besoins spécifiques, par exemple, lors de l'assemblage de plusieurs modules PV pour former un générateur solaire eq (2-5) figure (2-6) [37] [38].

$$\begin{cases} V_{ocNss} = N_s \times V_{oc} \\ I_{cc} = I_{ccNs} \end{cases} \quad (2-5)$$

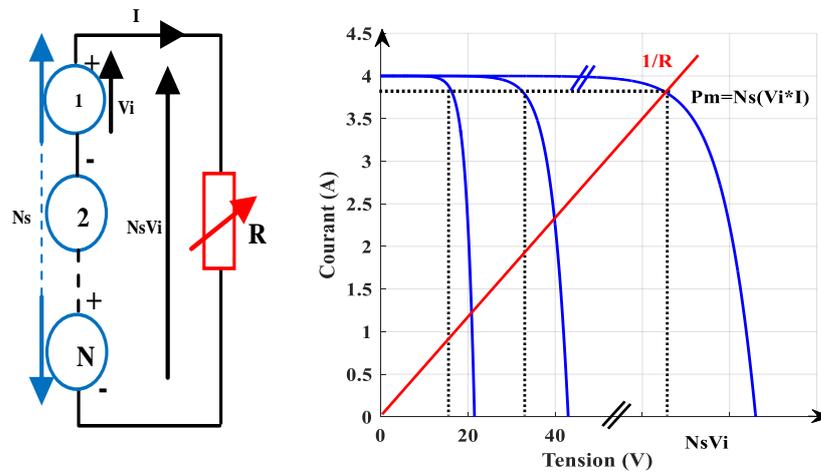


Figure 2-6: Cellules en série

b. Association parallèle des modules PV :

L'association parallèle des modules PV consiste à connecter les bornes positives entre elles d'une part, et les bornes négatives entre elles d'autre part. Ce type de câblage permet d'augmenter le courant total de sortie tout en maintenant la même tension que celle d'un seul module. Contrairement à l'association en série, où la tension s'additionne et le courant reste constant, le raccordement en parallèle est idéal lorsque l'objectif est d'accroître l'intensité disponible pour alimenter une charge ou un système nécessitant plus de courant, eq (2-6) figure (2-7) [40].

$$\begin{cases} I_{ccNp} = N_p \times I_{cc} \\ V_{oc} = V_{ocNp} \end{cases} \quad (2-6)$$

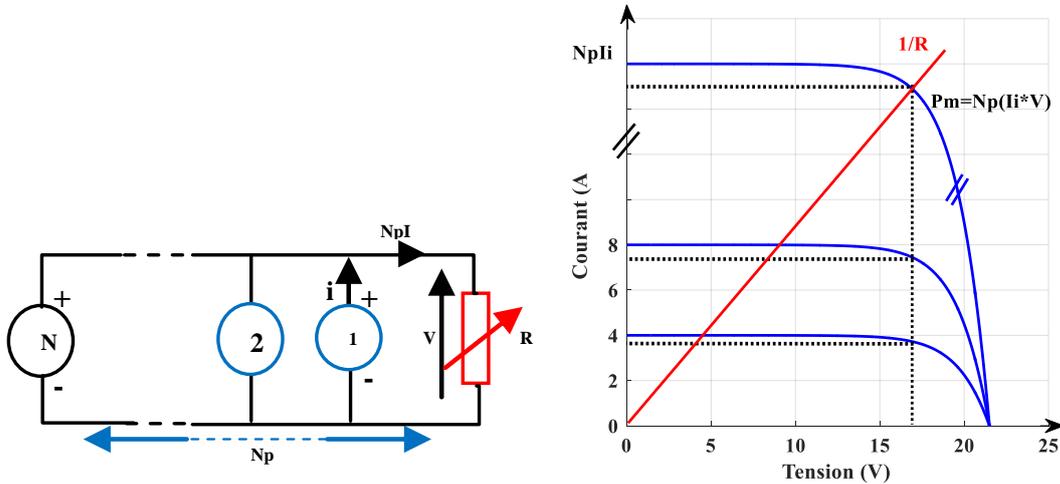


Figure 2-7: Cellules en parallèles

c. Association hybride en (série/parallèle)

L'association hybride des modules PV en série-parallèle consiste à combiner plusieurs modules PV de manière à bénéficier à la fois des avantages du câblage en série et de ceux du câblage en parallèle. Ce type de configuration permet d'augmenter à la fois la tension et le courant de sortie du système, tout en optimisant l'utilisation de l'espace disponible. De plus, elle offre une meilleure tolérance à l'ombrage partiel, car une partie du système peut continuer à fonctionner même si une autre est partiellement ombragée. En outre, Cette architecture permet de réduire la quantité de câblage nécessaire et d'améliorer globalement le rendement énergétique du système figure (2-8) [41].

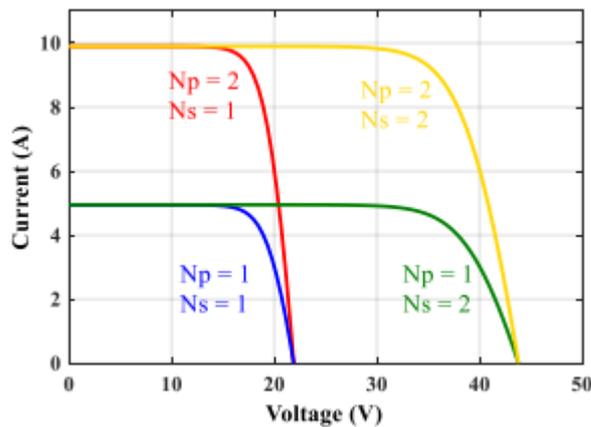


Figure 2-8: Association hybride

Chapitre 2 : Modélisation des différents éléments d'un système de pompage solaire

2.2.1.4 Caractéristiques I(V) et P(V) d'un système PV sous les conditions STC :

Les conditions de test standard (STC) définissent la manière dont les modules PV sont évalués en laboratoire pour déterminer leurs propriétés électriques. Ces conditions standardisées permettent de comparer les modules entre eux de manière objective. Les principales conditions STC incluent [42].

- Niveau d'irradiation du module : $G = 1000 \text{ W/m}^2$
- Température de la cellule: $25 \text{ }^\circ\text{C}$
- Coefficient de masse d'air = 1,5.

La puissance de crête d'un module est la puissance maximale qu'il peut produire dans ces conditions STC.

2.2.1.5 Influence de l'ensoleillement sur les caractéristiques d'un GPV :

Les courbes caractéristiques courant-tension (I(V)) et puissance-tension (P(V)) d'un générateur PV varient en fonction du niveau d'ensoleillement. L'ensoleillement correspond à la densité de puissance du rayonnement solaire reçue sur une surface donnée, exprimée en W/m^2 . Cette intensité dépend de l'orientation et de l'inclinaison des modules PV, influençant ainsi figure (2-9) et (2-10)

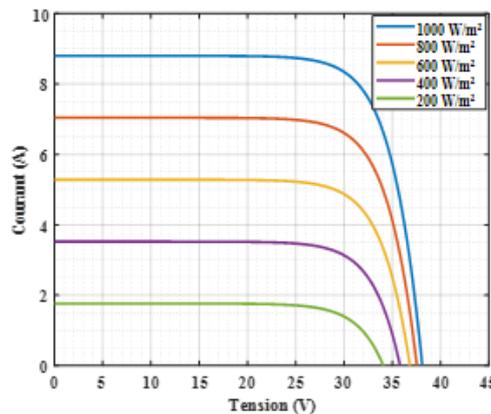


Figure 2-9 : Caractéristiques IV d'un module PV pour différents éclairements

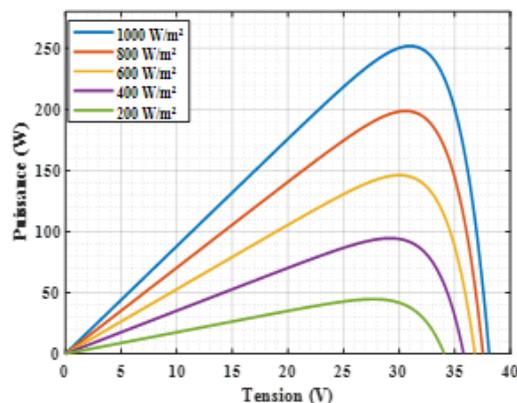


Figure 2-10 : Caractéristiques PV d'un module PV pour différents éclairements

2.2.1.6 Influence de la température sur les caractéristiques d'un GPV :

La température joue un rôle essentiel dans le fonctionnement des cellules PV, car les caractéristiques électriques des matériaux semi-conducteurs sont fortement influencées par les variations thermiques. Une élévation de la température entraîne une augmentation du courant de court-circuit (I_{sc}), tandis que la tension à vide (V_{oc}) diminue, ce qui impacte le rendement global de la cellule figure (2-11) et (2-12) [43].

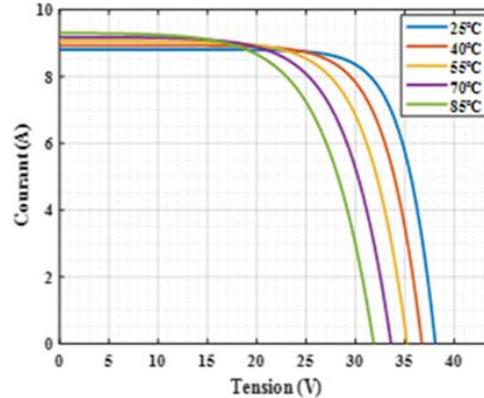


Figure 2-11 : Caractéristiques I-V d'un module PV pour différentes températures

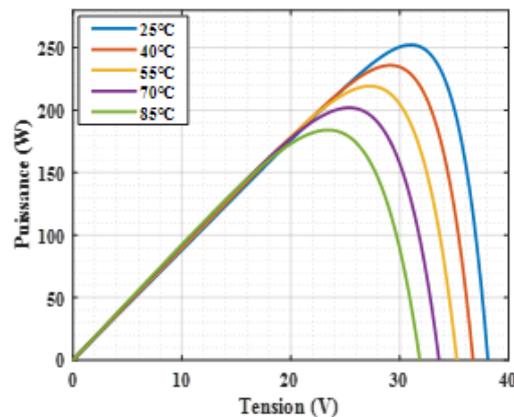


Figure 2-12 : Caractéristiques P-V d'un module PV pour différentes températures

2.2.1.7 Influence de l'ombrage sur les caractéristiques d'un module PV :

Sous une irradiation solaire uniforme, la puissance de sortie du module est égale à la puissance totale de sortie de toutes les cellules PV. Cependant, en présence d'une illumination non uniforme, comme une ombre (celle des arbres, d'une maison voisine ou d'un panneau PV sur un autre), comme illustré dans la Figure (2-13) certaines de ces cellules PV agiront comme récepteurs, entraînant

Chapitre 2 : Modélisation des différents éléments d'un système de pompage solaire

une augmentation de leur température et pouvant éventuellement endommager le module PV, figure (2-13).

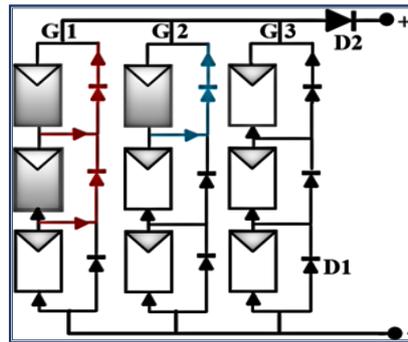


Figure 2-13 : Configuration d'un module PV sous ombrage partiel

Les courbes IV et PV en fonctionnement normal et sous ombrage sont illustrées dans la figure (2-14) :

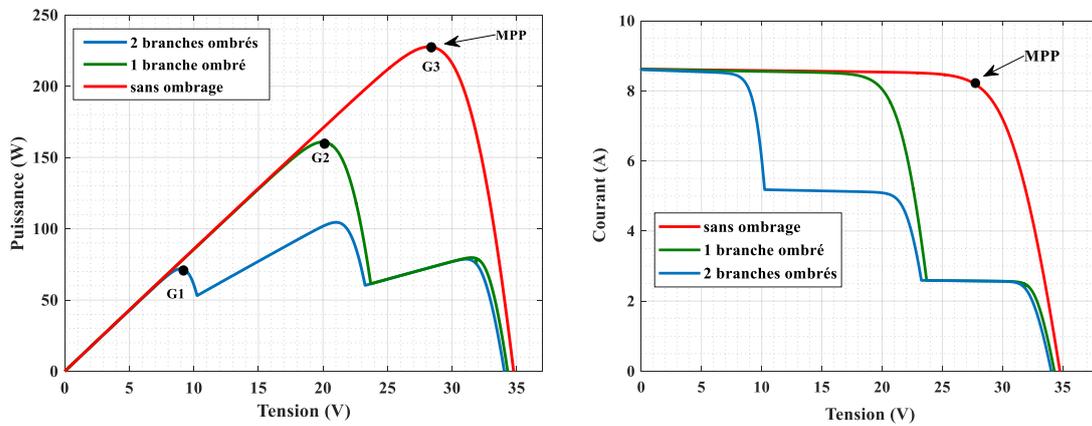


Figure 2.14: Caractéristiques I(V) et P(V) en fonctionnement normal et sous ombrage

2.2.1.8 Système de protection des modules PV :

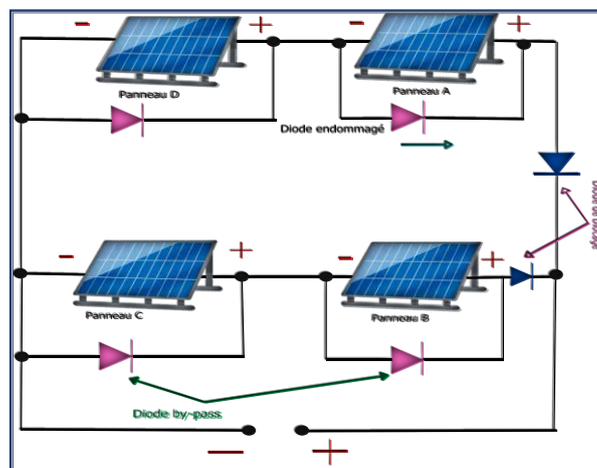


Figure 2-15 : Structure d'un GPV protégé par des diodes (by-pass et anti-retour)

2.2.1.9 Diode by-pass :

La diode de bypass est connectée en antiparallèle avec un groupe de cellules afin de protéger la plus faible d'entre elles contre la polarisation inverse figure (2.16).

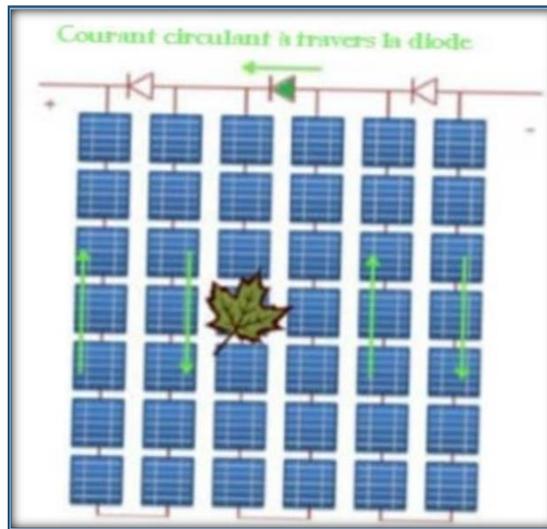


Figure 2-16 : Fonctionnement de la diode de bypass en présence d'ombrage

La puissance maximale d'une cellule PV diminue lorsqu'elle est ombragée, et les caractéristiques PV présentent de nombreux points de puissance maximale locale (MPP), rendant le suivi du MPP global difficile (Figure 2.14).

La plupart des modules PV sont constitués de sous-réseaux de cellules connectées en série avec une diode de bypass afin d'éviter ces problèmes, figures (2-15) et (2-16).

En cas de panne partielle, le nombre de cellules par sous-réseau ainsi que le nombre de diodes de bypass représentent un compromis économique entre la protection et la perte d'une part importante du GPV, et sont généralement limités à 5, figure (2.17).



Figure 2-17 : Position de la diode de bypass

2.2.1.10 Diode anti-retour :

Les diodes de blocage (anti-retour) empêchent l'inversion du flux de courant entre les chaînes de modules connectés en parallèle (Figure 2-17). Ce phénomène peut se produire lorsque de nombreux modules sont reliés en parallèle ou lorsqu'une charge directement connectée, comme une batterie, peut passer du mode récepteur au mode générateur pendant la nuit.

2.2.2 Modélisation du Convertisseur DC/DC :

Les convertisseurs DC-DC sont employés pour transformer une tension continue en une autre de niveau différent. Ils sont couramment utilisés dans la gestion de l'énergie, notamment pour ajuster la tension de sortie d'un GPV [44][45].

Le convertisseur élévateur (boost), en particulier, fonctionne en emmagasinant l'énergie dans une inductance lorsque l'interrupteur (généralement un transistor) est fermé, puis en la transférant vers la charge lors de l'ouverture de ce dernier. Le processus est contrôlé par un circuit de commande qui régule la durée d'activation de l'interrupteur (rapport cyclique), permettant ainsi de moduler efficacement la tension de sortie (Figure 2-18).

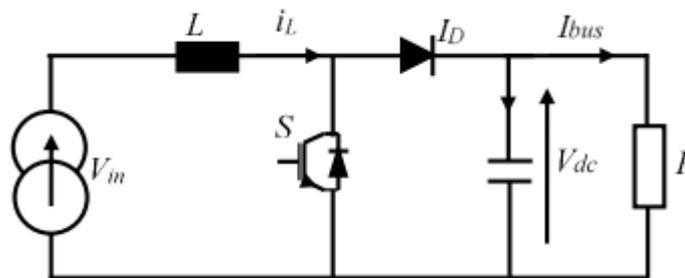


Figure 2-18 : schéma de base d'un convertisseur Boost

La régulation de la tension de sortie est assurée en ajustant le rapport cyclique u . Le comportement dynamique du convertisseur, reliant la tension et le courant entre l'entrée et la sortie, peut être modélisé à l'aide d'équations permettant de décrire précisément le fonctionnement du système eq (2-6) :

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = -(1 - u) \cdot V_{bus} + V_{in} \\ C \frac{dV_{bus}}{dt} = (1 - u)i - \frac{V_{bus}}{R} \end{cases} \quad (2-7)$$

2.2.3 Modélisation du groupe motopompe:

2.2.3.1 Moteur à courant continu sans balais (BLDC) :

Le moteur sans balais (BLDC) est un type de moteur à courant alternatif muni d'aimants permanents, dont le comportement couple-courant est similaire à celui d'un moteur à courant continu. Contrairement aux moteurs à balais classiques, la commutation du courant dans l'induit se fait ici électroniquement, supprimant ainsi les problèmes liés à l'usure des balais et du collecteur, ainsi que les étincelles générées par leur frottement. Cela confère au moteur BLDC une meilleure robustesse et une plus grande durabilité.

Le stator est composé d'enroulements qui interagissent avec les aimants permanents fixés au rotor afin de produire un champ magnétique quasiment uniforme dans l'entrefer. Cette configuration permet d'alimenter les enroulements du stator par une tension continue, distribuée successivement d'une bobine à une autre, générant ainsi une tension de sortie en forme d'onde trapézoïdale, caractéristique du fonctionnement des moteurs BLDC, figure (2-19) [46] [47].

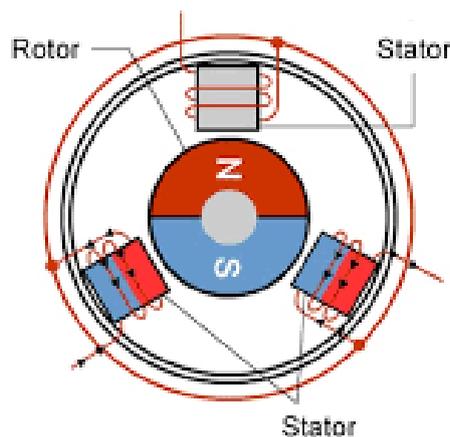


Figure 2-19 : Moteur à courant continu sans balais (BLDC)

2.2.3.2 Equations électriques:

Le moteur BLDC se compose de trois enroulements situés sur le stator ainsi que d'un rotor équipé d'un aimant permanent. Le comportement électrique de ce moteur est décrit à l'aide d'un ensemble d'équations qui expriment les relations entre les courants, les tensions et le champ magnétique durant le fonctionnement eq (2-8) [48].

$$\begin{cases} \vec{V} = [R]\vec{I} + \frac{d\vec{\varphi}}{dt} \\ \vec{\varphi} = [L]\vec{I} + \vec{\varphi}_M \end{cases} \quad (2-8)$$

Les symboles $[R]$ et $[L]$ désignent respectivement les matrices représentant les résistances et les inductances du circuit électrique du moteur. Elles sont définies selon les relations suivantes eq (2-9) :

$$\begin{cases} R = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \\ L = \begin{bmatrix} L_a & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_b & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_c \end{bmatrix} \end{cases} \quad (2-9)$$

2.2.3.3 Equation mécanique :

Le modèle mécanique du moteur BLDC est plus simple que le modèle électrique. La dynamique du rotor est exprimée par l'équation suivante eq (2-10) :

$$\begin{cases} J \frac{d\omega_m}{dt} = T_{em} - T_L - F\omega_m \\ T_{em} = \frac{1}{\omega_m} (e_a i_a + e_b i_b + e_c i_c) \\ \omega = P\omega_m \end{cases} \quad (2-10)$$

2.2.4 Modélisation de la pompe centrifuge :

La pompe centrifuge est conçue pour fournir de grandes quantités d'eau de manière efficace et est utilisée dans des applications telles que l'irrigation et l'approvisionnement en eau potable dans diverses régions. Elle transfère l'énergie cinétique du moteur au fluide à travers le mouvement rotatif de roues ou d'aubes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubes. Parmi ces pompes, on trouve des pompes submersibles avec moteur de surface ou submergé, des pompes flottantes et des pompes rotatives à aspiration [48].

La pompe centrifuge fonctionne généralement avec une hauteur manométrique totale (HMT) relativement constante. Le débit de la pompe varie en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple augmente rapidement avec cette vitesse, et la hauteur de refoulement est proportionnelle au carré de la vitesse du moteur. Ainsi, une vitesse élevée du moteur est nécessaire pour garantir un bon débit. La puissance consommée, qui dépend du débit et de la HMT, varie en fonction du cube de la vitesse du moteur. Les pompes centrifuges sont généralement utilisées pour des débits importants et des profondeurs moyennes à faibles (de 10 à 100 mètres). En raison du couple de démarrage limité par le couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus élevé qu'en rotation), la pompe nécessite une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit initial non nul [49].

2.2.4.1 Hauteur manométrique totale (HMT):

La hauteur manométrique totale du pompage est la somme de la hauteur statique et la hauteur dynamique eq (2-11) [50].

$$H = H_s + H_d \quad (2-11)$$

2.2.4.2 Pertes de charges linéaires :

Les pertes linéaires désignent les pertes d'eau dans les tuyaux, également appelées pertes de charge régulières, dues à l'effet de friction entre le fluide en mouvement et la paroi de la conduite, qui peut être plus ou moins rugueuse. L'expression générale de la perte de charge linéaire en pression ΔH_1 est la suivante, eq (2-12) :

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{Lv^2}{d2g} = \lambda \frac{L}{d} \frac{8Q^2}{d^4\pi^2g} \quad (2-12)$$

Avec :

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{4Q}{d^2\pi} \quad (2-13)$$

2.2.4.3 Pertes de charges singulières (locales) :

Les pertes singulières résultent des variations de section, également appelées pertes de charge locales, dues à des éléments de géométrie complexe tels que les coudes, les vannes, les jonctions, les raccords et les vannes à clapet. La perte de charge singulière en pression ΔH_2 est exprimée par eq (2-14) :

$$\Delta H_S = \xi \frac{v^2}{2g} = \xi \frac{8Q^2}{d^4\pi^2g} \quad (2-14)$$

La hauteur dynamique est la somme des pertes linéaires et des pertes singulières eq (2-15)

$$H_d = \Delta H_1 + \Delta H_S = \frac{8}{gd^4\pi^2} \left(\lambda \frac{L}{d} + \xi \right) Q = K_{fr} Q^2 \quad (2-15)$$

La hauteur totale de pompage est eq (2-16) :

$$H = H_s + K_{fr} Q^2 \quad (2-16)$$

2.2.4.4 Caractéristique débit-hauteur :

Généralement, le fonctionnement d'une pompe est représenté par sa courbe caractéristique hauteur/débit $H(Q)$, où (H) désigne la hauteur manométrique totale et (Q) le débit de la pompe. Ce comportement peut être approximé à l'aide du modèle de « Pleider-Peterman », exprimé par la formule suivante eq (2-17) [51] :

$$H = a_0\omega_m^2 - a_1\omega_m Q - a_2Q - a_2Q^2 \quad (2-17)$$

2.2.4.5 Caractéristique couple vitesse $C(\omega)$ de la pompe :

La pompe centrifuge se distingue par un couple de charge qui varie proportionnellement au carré de la vitesse de rotation du moteur, ce qui peut être exprimé par la relation suivante eq (2-18) et

(2-17):

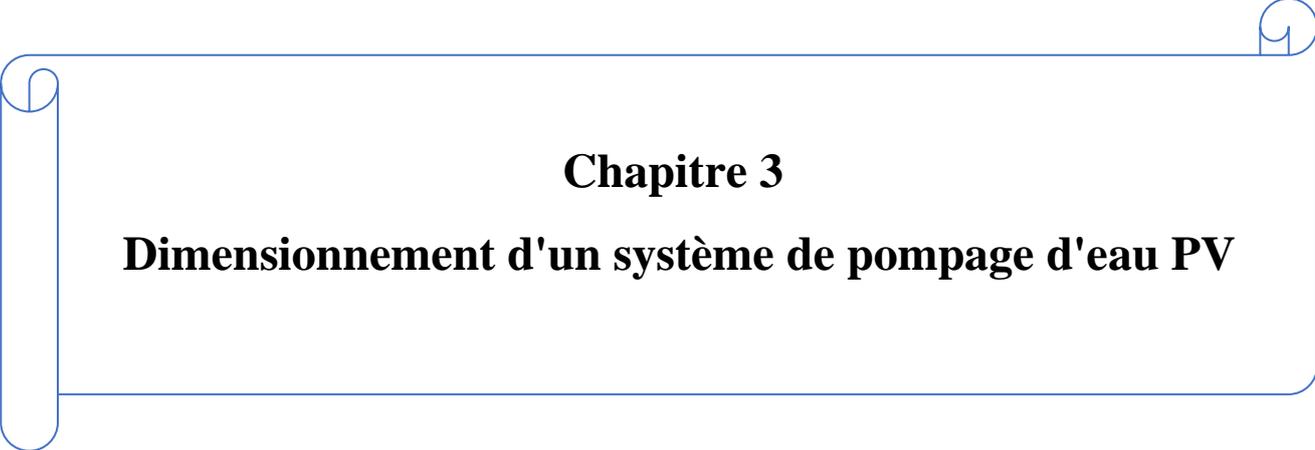
$$C_c = K\omega_m^2 \quad (2-18)$$

$$K = \frac{P_m}{\omega^3} \quad (2-19)$$

2.3 Conclusion :

Les systèmes de pompage solaire sont utilisés pour l'approvisionnement en eau à partir de différentes sources telles que les puits ou les étangs. Dans ce chapitre, une modélisation mathématique des principaux composants d'un système de pompage solaire a été présentée. Ces composants incluent : le GPV le convertisseur DC/DC, l'ensemble motopompe, ainsi que le circuit hydraulique.

Nous avons développé un modèle mathématique décrivant le comportement électrique de la cellule PV, en mettant en évidence l'effet de la température et de l'irradiation solaire sur les performances du générateur PV. Ensuite, un modèle simplifié du convertisseur DC/DC a été introduit. Concernant le moteur, nous avons présenté une modélisation d'un moteur à courant continu sans balais (BLDC) à aimants permanents. Enfin, la modélisation de la pompe centrifuge a été réalisée en tenant compte du régime d'écoulement et des pertes de charge dans le système.



Chapitre 3
Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

3.1 Introduction :

Dans ce contexte, la mise en place d'un système de pompage PV autonome s'impose comme une solution efficace et durable pour pallier le manque d'eau, en particulier dans les zones désertiques. Un tel système présente de nombreux avantages : facilité d'installation, autonomie satisfaisante, fiabilité élevée et rendement énergétique intéressant, le tout avec un impact environnemental réduit. Un système de pompage solaire est composé de plusieurs éléments essentiels : les panneaux PV avec leurs accessoires, le moteur électrique, la pompe, ainsi que le système de distribution comprenant les canalisations et le réservoir de stockage. L'ensemble de ces composants doit être conçu de manière à garantir un fonctionnement optimal et harmonieux du système. Dans ce type d'application, le recours au stockage de l'énergie électrique par batteries est rarement envisagé. En effet, il est souvent plus judicieux, tant sur le plan écologique que pratique, d'opter pour le stockage direct de l'eau afin de répondre aux besoins durant les périodes de faible ensoleillement. Le bon dimensionnement et le choix judicieux de l'architecture du système sont des facteurs déterminants pour assurer une performance fiable et économiquement avantageuse de ces installations [52][53].

3.2 Identification du système de pompage PV :

L'augmentation de la taille du générateur PV constitue l'une des solutions permettant d'améliorer ses performances lors de périodes de faible rayonnement solaire, en offrant ainsi une production d'énergie suffisante même dans des conditions climatiques moins favorables. Toutefois, un dimensionnement excessif peut entraîner une augmentation injustifiée des coûts, affectant ainsi la rentabilité économique du système. Afin de déterminer la taille optimale des composants, des méthodes précises seront utilisées pour le dimensionnement, appliquées à des cas réels répondant aux besoins locaux dans la wilaya de Ghardaïa.

Ghardaïa est une wilaya située dans le sud de l'Algérie, à environ 660 km de la capitale. Elle s'étend sur une superficie d'environ 24 345 km². Cette région se caractérise par un climat semi-aride et chaud, avec des étés très chauds et secs et des hivers modérés. La wilaya dispose d'un potentiel solaire important, avec une moyenne de 7448 Wh/m²/jour d'irradiation solaire quotidienne, et plus de 3200 heures d'ensoleillement par an [54].

Le secteur agricole de la wilaya a connu une croissance remarquable au cours des dernières décennies, les surfaces cultivées passant de 12 230 hectares en 2000 à plus de 39 000 hectares en 2015, pour atteindre plus de 69 000 hectares en 2019, ce qui reflète l'expansion considérable de l'activité agricole locale figure (3-1).

Chapitre 3 : Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

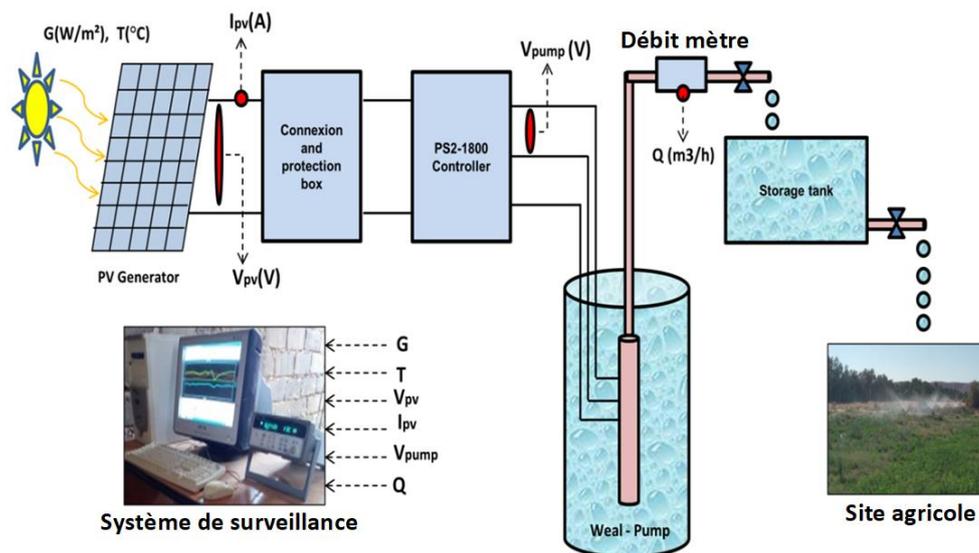


Figure 3-1 : Structure globale du système de pompage PV étudié

3.3 Dimensionnement d'un système de pompage PV :

Les différentes étapes pour dimensionner un système de pompage PV sont [56] :

- Evaluation des besoins en eau.
- Détermination de l'énergie solaire disponible.
- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire.
- Détermination de la puissance du GPV.
- Configuration d'un générateur PV

3.3.1 Estimation des besoins en eau :

Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, de la méthode d'irrigation et des facteurs météorologiques (la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, et la saison de l'année en question). Cependant, la pratique et l'expérience locale restent toujours très indispensables pour une évaluation correcte des besoins [57].

Un exemple d'une ferme a été pris, présentant les besoins en eau de 70 palmiers pour la région de Ghardaïa dans le tableau suivant Tableau (3-1) [58] :

Chapitre 3 : Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

Tableau 3-1 : Consommation moyenne quotidienne et mensuelle en eau des palmiers par hectare

Période	Hivers			Printemps			Été			Automne		
Mois	Déc	Jan	Fév	Mar	Avr	May	Juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov
Eau nécessaire (m ³ /Palme/jour)	0	0.18	0.26	0.39	0.46	0.57	0.65	0.72	0.68	0.56	0.39	0.097
Eau nécessaire (70/m ³ / Palmier /jour) (m ³ /mois)	0	12.6	5.47	27.3	32.2	39.9	45.5	50.4	47.6	39.2	27.3	6.79
Besoins d'eau (70 Palmiers) (m ³ /mois)	0	393.4	514.5	855.4	973	1237.6	1366.4	1572.9	1480.5	1183.7	847.7	205.1

Le tableau présente les besoins moyens quotidiens et mensuels en eau des palmiers par hectare au cours des différentes saisons de l'année. À partir des données fournies, le volume moyen d'eau nécessaire pour l'irrigation de 70 palmiers a été estimé à environ 50 m³ par jour durant le mois de juillet.

3.3.2 Détermination de l'énergie solaire disponible Ei:

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, tableau (3-2) :

Tableau 3-2 : Rayonnement global journalier et mensuels moyens

2020/2021	Jan	Fév	Mar	Avr	May	Juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov	Déc
Energie solaire (kWh/m ² /mois)	164,3	153,31	183,31	180	201,9	212,80	215,76	211	202,87	196,59	163,35	158,87
Energie solaire (kWh/m ² /jour)	5.30	5.47	5.91	6.23	6.513	7.07	6.196	6.806	6.762	5.341	5.445	5.295

A travers les données présentées dans le tableau, la plus faible énergie d'ensoleillement de la saison estivale est estimée à 6196 Wh/m² / jour au cours du mois de Juillet.

3.3.3 Calcul de l'énergie nécessaire :

Le dimensionnement prend en considération les deux conditions suivantes :

- Choisir les besoins journaliers en eau durant la période estivale ou les besoins sont maximal.
- Choisir le mois où le rayonnement global journalier est le plus faible.

L'étape de l'encollage représente une phase essentielle pour optimiser le rendement du système de pompage solaire PV. Ce système a été conçu pour fournir un volume moyen d'eau de 50.4 m³ par jour

Chapitre 3 : Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

durant le mois de juillet, destiné à l'irrigation de 70 palmiers (voir tableau 2). Le débit quotidien moyen est de 4,5 m³/h pour une durée de pompage d'environ 9 heures par jour.

La plus faible énergie solaire enregistrée pendant la saison estivale a été estimée à 6196 Wh/m²/j au mois d'août. La hauteur manométrique HMT est évaluée à 25 m.

L'énergie électrique nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau est calculée à partir des données de débit Q et la HMT requises. Elle est exprimée en Watt-heure. L'énergie électrique requise est donnée par eq (3-1) et (3-2) :

$$E_{elc} = \frac{C_H \cdot Q(m^3/j) \cdot HMT}{\eta_{mp}} = \frac{2,725(kgs.h/m^2) * 50,4\left(\frac{m^3}{j}\right) \cdot 25(m)}{0.44} \quad (3-1)$$

Avec :

$$C_H = \frac{\rho \cdot g}{3600\left(\frac{s}{h}\right)} = \frac{9.81(m \cdot s^{-2}) \cdot 10^3\left(\frac{kg}{m^3}\right)}{3600\left(\frac{s}{h}\right)} \quad (3-2)$$

$$C_H = 2.725(kg \cdot s \cdot h/m^2)$$

$$E_{elc} = 7803.41 Wh$$

η_{mp} : le rendement du moteur pompe

3.3.4 Détermination de la puissance du GPV :

Étant donné que le système fonctionne tout au long de l'année, les panneaux PV sont inclinés à un angle égal à latitude du site, soit 32 degrés, en se référant au tableau (3-2), on constate que le mois de juillet présente le nombre moyen d'heures d'ensoleillement utile le plus faible pour cette inclinaison, avec une moyenne de 6,196 heures/jour. Les pertes sont estimées à 35 % dues à la température, poussière, angle d'exposition, miss match et l'ombrage. La puissance théorique du GPV se calcule comme suit eq (3-3) :

$$P_p = \frac{E_{elc}}{E_i * (1 - pertes)} = \frac{7803.41 Wh}{6.196 KWh/jour * (1 - 0.35)} \quad (3-3)$$

$$P_p = 1938 Wc$$

Le kit Intech 4JDSS11-120-300-2200 est utilisé pour assurer l'approvisionnement en eau nécessaire.

Les paramètres de dimensionnement sont résumés dans le tableau (3-3).

HMT (m)	Besoin en eau (m ³ /j)	Puissance nominale de la pompe (W)	L'énergie nécessaire (Wh/h)	Puissance du GPV (Wc)
25	50.4	1938	7803.41	2000

3.3.5 Configuration d'un GPV:

3.3.5.1 Configuration GPV 8S×1P:

- **Nombres de modules :** le nombre total de modules PV est calculé par l'expression suivante eq (3-8) [59] :

$$N_M = \frac{P_p}{P_M} = \frac{1980}{250} \quad NM \approx 8 \text{ Modules} \quad (3-8)$$

N_M : Le nombre total de modules PV.

P_M : La puissance du module PV.

P_C : La puissance crête du générateur PV

- **Nombre de modules en série :** Le nombre série de module PV pour augment la tension. Est calculé par l'équation suivante eq (3-9) :

$$N_s = \frac{V_p}{V_M} = \frac{245.6}{30.7} \quad N_s \approx 8 \text{ modules en série} \quad (3-9)$$

N_s : Le nombre de modules en série.

V_p : La tension nominale de la charge.

V_M : La tension maximale de modules.

- **Nombre de branches (modules en parallèle) :** Le nombre parallèle de module PV pour augment l'intensité à la charge. Est calculé par l'équation suivante eq (3-10) :

$$N_b = \frac{I_p}{I_M} = \frac{8.06}{8.15} \quad N_b \approx 1 \text{ branch} \quad (3-10)$$

N_b : Le nombre de branche.

I_p : La courant nominale de la charge.

I_M : La courant maximale de modules.

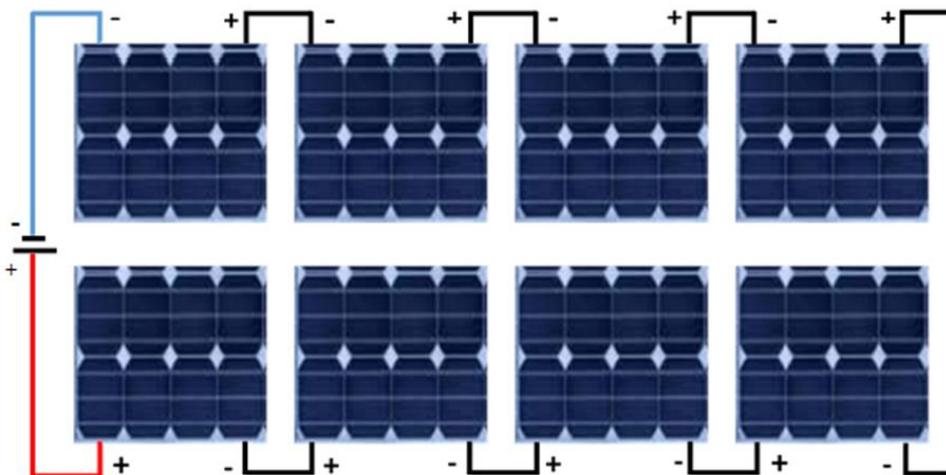


Figure 3-2 : Schéma un GPV avec configuration 8S×1P

Chapitre 3 : Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

3.3.5.2 Configuration GPV 4S×2P:

- **Nombres de modules :** Le nombre total de modules PV est calculé par l'expression suivante eq (3-11) [59] :

$$N_M = \frac{P_p}{P_M} = \frac{1980}{250} \quad NM \approx 8 \text{ Module} \quad (3-11)$$

- **Nombre de modules en série :** Le nombre série de module PV pour augmenter la tension. Est calculé par l'équation suivante eq (3-12) :

$$N_s = \frac{V_p}{V_M} = \frac{122}{30.7} \quad Ns \approx 4 \text{ modules en série} \quad (3-12)$$

- **Nombre de branches (modules en parallèle) :** Le nombre parallèle de module PV pour augmenter l'intensité à la charge. Est calculé par l'équation suivante eq (3-13)

$$N_b = \frac{I_p}{I_M} = \frac{16.23}{8.15} \quad Nb \approx 2 \text{ branches} \quad (3-13)$$

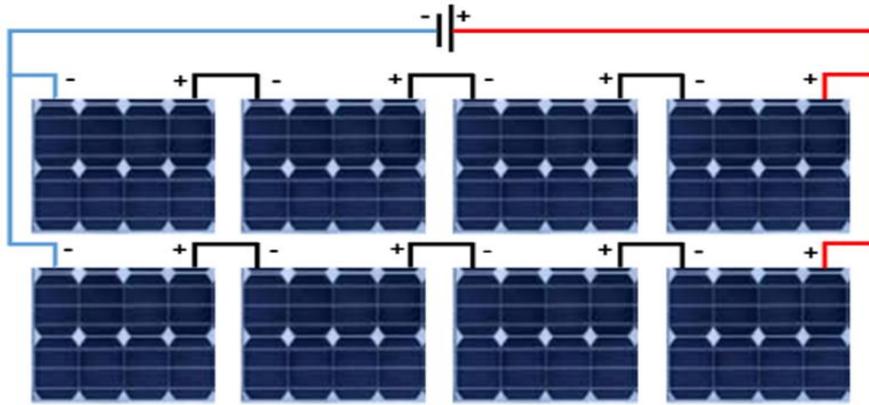


Figure 3-3 : Schéma de GPV avec configuration 4S×2P

3.4 Composition de système pompage PV :

3.4.1 GPV :

Le système de pompage solaire est composé de 8 panneaux PV de marque Condor, chacun ayant une puissance de 250 W (comme indiqué dans le tableau). Ces panneaux sont configurés selon les schémas suivants :

- Première configuration : 8 panneaux connectés en série.
- Deuxième configuration : 8 panneaux connectés en parallèle, répartis en deux groupes en parallèle, chaque groupe contenant 4 panneaux en série.

Chapitre 3 : Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

Tableau 3-4 : Caractéristiques du panneau PV et du générateur sous STC

Paramètres	Panneaux PV	Générateur 8Sx1P	Générateur 4Sx2P
P_{max} (Wc)	250	2000	2000
I_m (A)	8.15	8.15	16.3
I_{sc} (A)	8.8	8.8	17.6
V_{mp} (V)	30.7	245.6	122.8
V_{oc} (V)	38.1	304.8	152.4
Poids (Kg)	18.5	-	-
Dimension(mm)	1640*992*45	-	-
V_{max} (V) DC	1000	-	-
Technologie de la Cellule	Poly-Si	-	-

3.4.2 Caractéristiques du module 250Wc :

Ces graphes montrent l'effet de l'éclairement variant de 200 W/m² à 1000 W/m² sur la tension, le courant, et la puissance du module, figure (3-4).

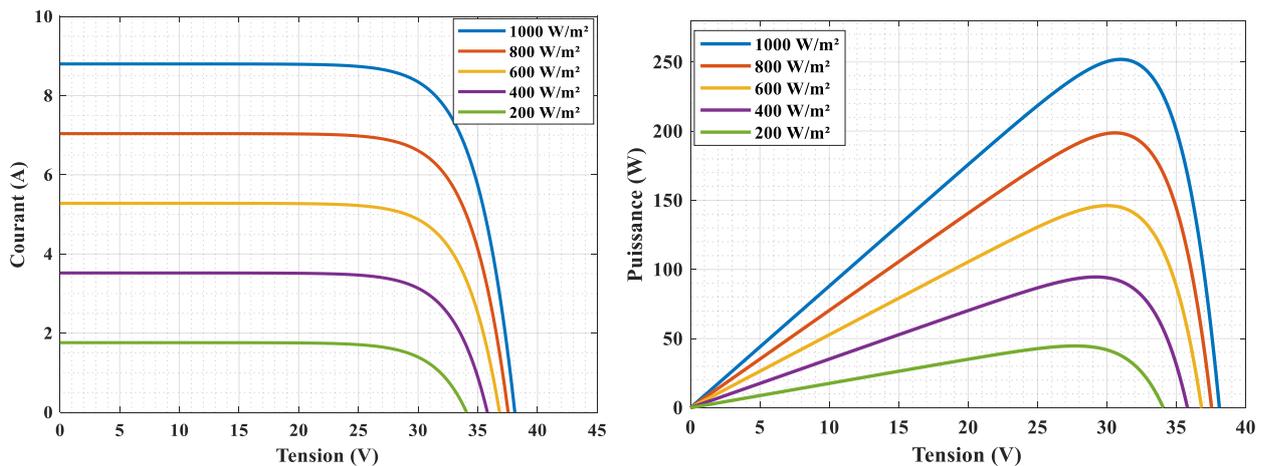


Figure 3-4 : Influence de l'éclairement sur les courbes I-V et P-V

Ces courbes illustrent l'effet des températures (de 25°C à 60°C) sur le comportement électrique du module PV fuguer (3-5).

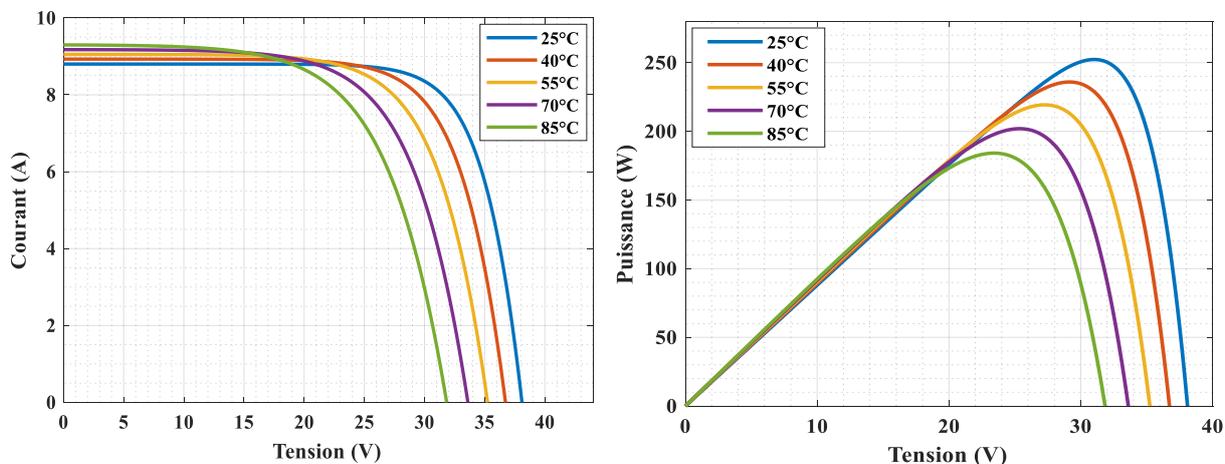
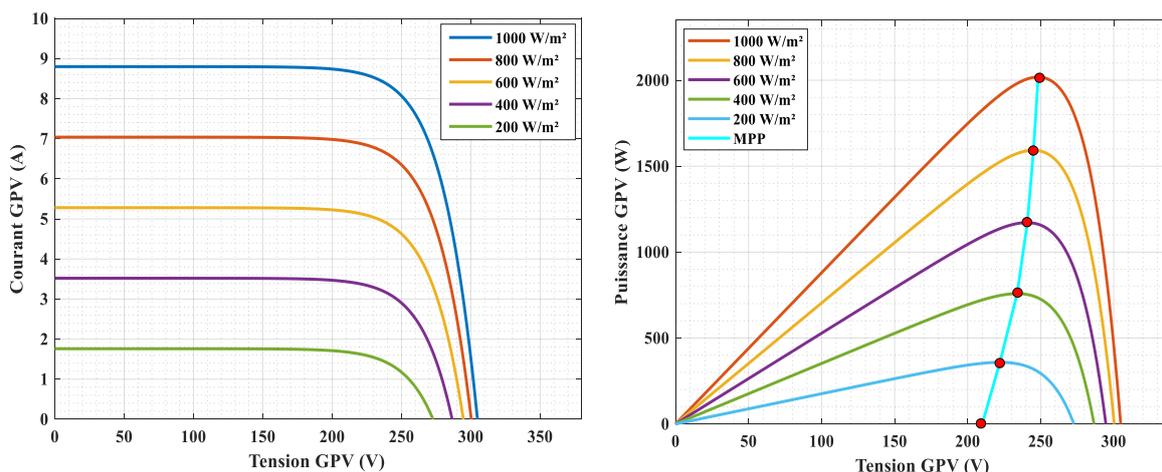


Figure 3-5 : Influence de la température sur les courbes I-V et P-V

3.4.3 Caractéristiques du générateur 2000Wc :

3.4.3.1 Configuration (8S×1P) :

Ces courbes illustrent les caractéristiques d'un GPV de 2000 W avec une configuration 8S1P. On observe l'impact de la variation de l'ensoleillement et de la température sur les courbes courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V). Une augmentation de l'ensoleillement améliore le courant et la puissance, tandis qu'une élévation de la température réduit la tension de sortie, entraînant une baisse de la puissance générée fuguer (3-6 et 3-7).



Fuguer 3-6 : Effet de la variation de l'éclairement sur les courbes I-V et P-V

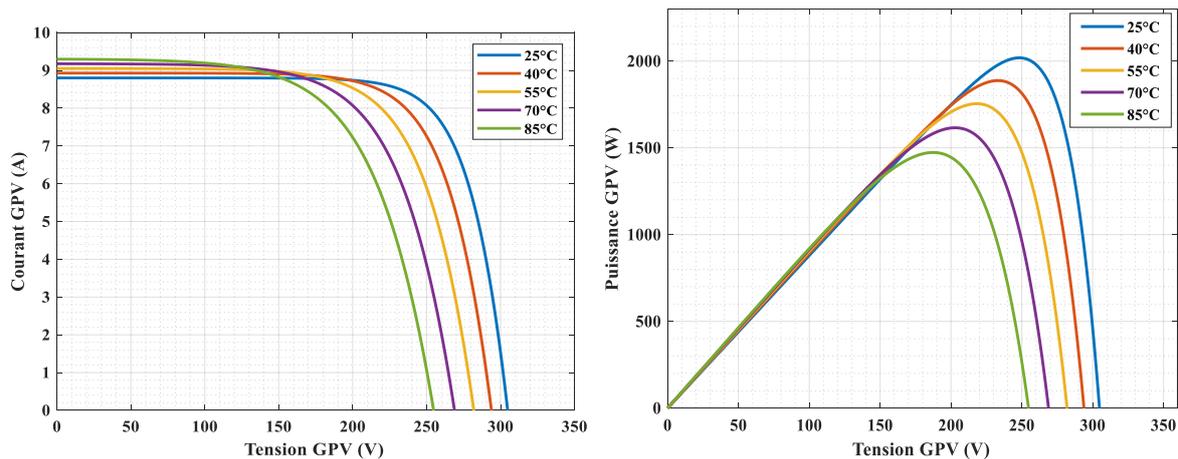


Figure 3-7 : Effet de la variation de la température sur les courbes I-V et P-V

3.4.3.2 Configuration 4S×2P :

Ces courbes illustrent les caractéristiques d'un GPV de 2000 W avec une configuration 4S2P. On observe l'impact de la variation de l'ensoleillement et de la température sur les courbes courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V). Une augmentation de l'ensoleillement améliore le courant et la puissance, tandis qu'une élévation de la température réduit la tension de sortie, entraînant une baisse de la puissance générée, fuguer (3-8 et 3-9).

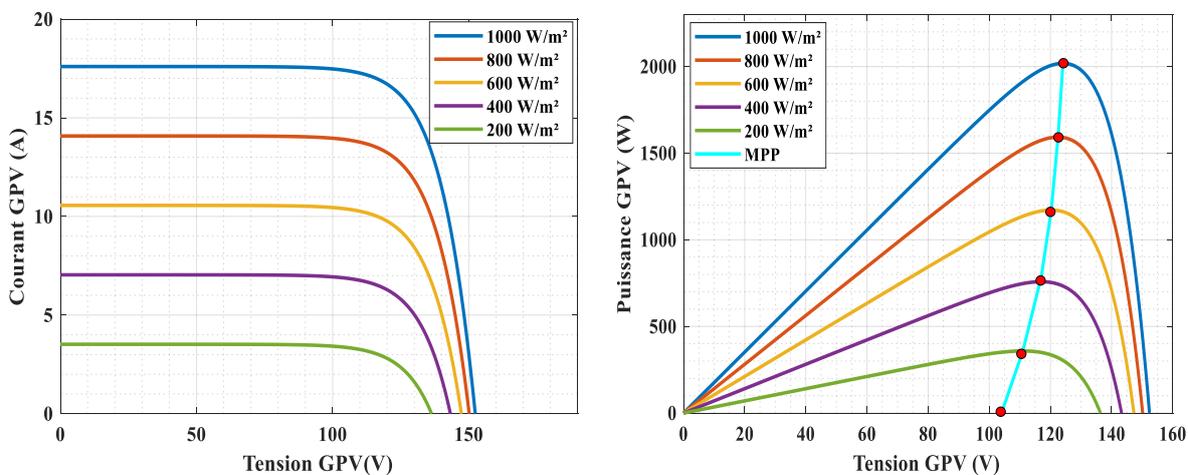


Figure 3-8 : Effet de la variation de l'éclairement sur les courbes I-V et P-V

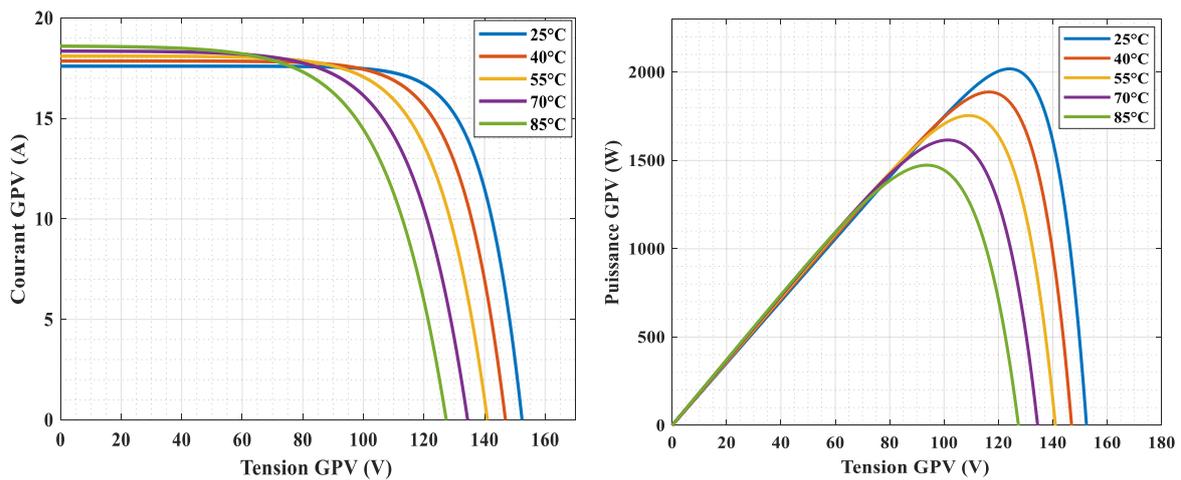


Figure 3-9 : Effet de la variation de la température sur les courbes I-V et P-V

3.4.4 Motopompe :

Le kit installé Jntech 4JDSS11-120-300-2200 est principalement composé de :

- Un contrôleur équipé de la technologie MPPT,
- Une pompe centrifuge comportant 17 turbines,
- Un moteur à courant continu sans balais doté d'un aimant permanent.

Le contrôleur convertit la tension continue générée par le GPV vers le moteur ECDRIVE, en ajustant en temps réel la tension de sortie et la fréquence en fonction des conditions météorologiques, afin de suivre le point de puissance maximale (MPPT) Tableau (3-5).

Tableau 3-5 : Données techniques de la motopompe

Moteur ECDRIVE	
Puissance (max)	2.2 kW
Puissance nominale	1.980 kW
Tension	80V-420V
Vitesse du moteur	4000 tr/min
Rendement	Max. 92 %
Maintenance	Faible
Robustesse	Aucune électronique dans le Moteur
Pompe centrifuge	
Hauteur max	120 m
Débit max	11 m ³ /h

Chapitre 3 : Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

3.5 Paramètres de performance :

Les principaux paramètres utilisés pour évaluer les performances du système de pompage PV sont : le rapport de performance (%), le facteur de capacité (%) et le rendement de référence (h/jour).

Le rapport de performance (PR) est l'un des paramètres les plus couramment utilisés pour évaluer les systèmes PV. Il peut être défini comme le rapport entre l'énergie réellement produite et l'énergie théoriquement attendue du site, en tenant compte des conditions environnementales variées eq (3-14) :

$$PR = \frac{P_h}{P_{max}} \frac{G_{0,STC}}{G} \quad (3-14)$$

Le facteur de capacité est défini comme le rapport entre l'énergie hydraulique totale fournie à la pompe et l'énergie maximale théorique pouvant être produite en fonction de la puissance crête du générateur PV, sur une période de 24 heures et tout au long de l'année eq (3-15) :

$$CF = \frac{E_{h, total}}{P_{pv, max} \times 8760} \quad (3-15)$$

Le rendement de référence dépend de l'orientation des panneaux PV, de l'angle d'inclinaison et de l'emplacement géographique. Il représente le nombre d'heures d'ensoleillement équivalentes au rayonnement solaire dans les conditions des normes STC. Cela peut être exprimé par la relation suivante eq (3-16) :

$$Y_R = \frac{G}{G_{0,STC}} \quad (3-16)$$

3.6 Dimensionnement des accessoires d'un système de pompage PV :

3.6.1 Capacité du réservoir :

Dans le cadre du système de pompage choisi, dit « au fil du soleil », la pompe fonctionne uniquement lorsque l'ensoleillement est suffisant, sans recourir au stockage d'énergie électrique par batteries. À la place, l'eau est directement stockée dans un réservoir afin de satisfaire les besoins pendant les périodes où la production solaire est insuffisante, comme les jours nuageux.

3.6.2 Détermination des dimensions des conduites d'eau :

Les diamètres des conduites utilisées dans un système de pompage peuvent être déterminés analytiquement de manière à s'approcher des dimensions optimales qui minimisent les coûts d'installation. Cette évaluation repose notamment sur l'application de la formule de Bresse, qui permet de concilier efficacité hydraulique et viabilité économique eq (3-7) [59].

$$D = K\sqrt{Q} \quad (3-4)$$

D : diamètre de la tuyauterie (m).

Q : débit crête de la pompe (m^3/s).

Chapitre 3 : Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

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

L'équation de continuité est eq (3-5) :

$$Q = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v \quad (3-5)$$

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

eq (3-6) :

$$v = \frac{4}{\pi \cdot K^2} \quad (3-6)$$

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.

3.6.3 Détermination des dimensions du câblage :

Le choix de la section du câble est essentiel pour assurer le bon fonctionnement du système de pompage PV. Une section insuffisante entraînera des pertes d'énergie importantes. Le dimensionnement du câble dépend du courant et de la tension qui le traversent, ainsi que de sa longueur.

La section des câbles peut être calculée en utilisant une formule qui prend en compte ces paramètres afin de minimiser les pertes d'énergie pendant le fonctionnement du système eq (3-7) :

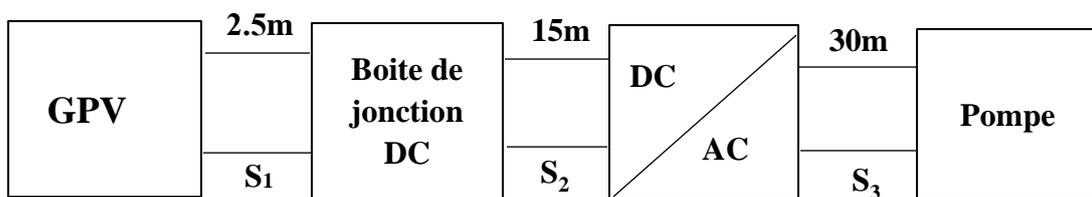


Figure 3-10 : Schéma de câblage du système de pompage PV

Formule générale pour le calcul de la section du câble :

$$S = \frac{\rho \cdot 2L \cdot I}{\Delta U \cdot U_{fct}} \quad (3-7)$$

S : section du câble (mm^2)

ρ : résistivité du cuivre

L : longueur du câble (m)

Chapitre 3 : Dimensionnement d'un système de pompage d'eau PV

I : courant (A)

ΔU : chute de tension 2%

Calcul de S_1 (entre le panneau PV et la boîte de jonction DC) :

$$I_1 = \frac{P_1}{U} = \frac{250}{30,7} \quad I_1 = 8,15A \quad (3-8)$$

$$S_1 = \frac{\rho \cdot 2L \cdot I_1}{\Delta U \cdot U_{fct}} = \frac{1,6 \cdot 10^{-8} \cdot 2,2,5 \cdot 8,15}{0,02 \cdot 38,1} \quad (3-9)$$

$$S_1 = 0,85 \cdot 10^{-6} m^2$$

Donc la section de câble 1 mm²

Calcul de S_2 (de la boîte de jonction au convertisseur DC/AC) :

$$P_{GPV} = 8 \cdot 250 = 2000w \quad (3-10)$$

$$I_2 = \frac{P_2}{U_8} = \frac{2000}{122,8} \quad I_2 = 16,3 A \quad (3-11)$$

$$S_2 = \frac{\rho \cdot 2L \cdot I_2}{\Delta U \cdot U_{fct}} = \frac{1,6 \cdot 10^{-8} \cdot 2,15 \cdot 16,3}{0,02 \cdot 122,8} \quad (3-12)$$

$$S_2 = 3,18 \cdot 10^{-6} m^2$$

Donc la section de câble 4 mm².

Calcul de S_3 (du convertisseur à la pompe) :

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot \cos \theta \quad (3-13)$$

$$I_3 = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 122,8 \cdot 0,8} \quad I_3 = 11,75A \quad (3-14)$$

$$S_3 = \frac{\rho \cdot 2L \cdot I_3}{\Delta U \cdot U_{fct}} = \frac{1,6 \cdot 10^{-8} \cdot 2,30 \cdot 11,75}{0,02 \cdot 122,8} \quad (3-15)$$

$$S_3 = 4,6 \cdot 10^{-6} m^2$$

Donc la section de câble 6 mm².

3.7 Conclusion :

En conclusion de ce chapitre, nous pouvons souligner l'importance du processus de dimensionnement d'un système de pompage solaire afin de garantir des performances efficaces et durables. Ce chapitre a abordé les étapes essentielles pour déterminer les exigences du système, y compris l'estimation des besoins en eau, le calcul de l'énergie nécessaire, ainsi que le choix des équipements appropriés tels que la pompe et les panneaux PV. L'accent a également été mis sur le calcul de la puissance maximale requise pour la pompe, l'importance du stockage de l'énergie et la détermination de la capacité du réservoir en fonction des besoins locaux. De plus, nous avons examiné les critères nécessaires pour sélectionner les matériaux et composants comme les câbles et les tuyaux, afin de minimiser les pertes d'énergie et d'assurer l'efficacité optimale du système.

Chapitre 4
Evaluation Expérimentale des Performances
Du système de Pompage PV installé à
Ghardaïa

4.1 Introduction :

L'Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelables - Ghardaïa (URAER) était créée en novembre 2002, l'URAER est rattachée au Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) à Alger. Elle est située à un kilomètre de l'aéroport de Ghardaïa et à 600 km d'Alger. Sa mission principale est la conduite de recherches scientifiques appliquées dans le domaine des énergies renouvelables [60].

L'URAER vise à développer, diffuser et valoriser de nouvelles pistes de recherche appliquée en énergie renouvelable, en fournissant un lieu de concertation et de coordination pour les activités de recherche liées à ce domaine. La structure propose également plusieurs services, dont :

- L'étude et la mise en œuvre de systèmes solaires, tels que l'éclairage PV et le pompage solaire.
- L'alimentation en énergie solaire des maisons autonomes : électricité, eau chaude sanitaire, climatisation, etc.
- La conception et la gestion de serres agricoles intelligentes.
- La réalisation d'audits énergétiques.
- La collecte et la diffusion de données météorologiques, incluant l'éclairement solaire, la température, l'humidité, la vitesse et la direction du vent, entre autres.

L'analyse et la discussion des résultats mensuels et saisonniers ont été effectuées à l'aide d'un système de surveillance des données, durant la période allant de février à avril 2025. Ce travail vise à étudier l'efficacité du système PV dans le contexte local, notamment pour répondre aux besoins d'irrigation agricole dans les zones isolées et à faibles ressources énergétiques

4.2 Description du laboratoire du pompage PV :

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

4.2.1 A l'extérieur du laboratoire GPV :

Ce générateur est composé de 8 panneaux solaires de type Condor polycristallins, fournissant ensemble une puissance maximale d'environ 2 kW. Le système comprend également un capteur sous forme de cellule solaire pour mesurer l'irradiance solaire, ainsi qu'un capteur de type PT100 pour mesurer la température de la cellule PV, figure 4-1.

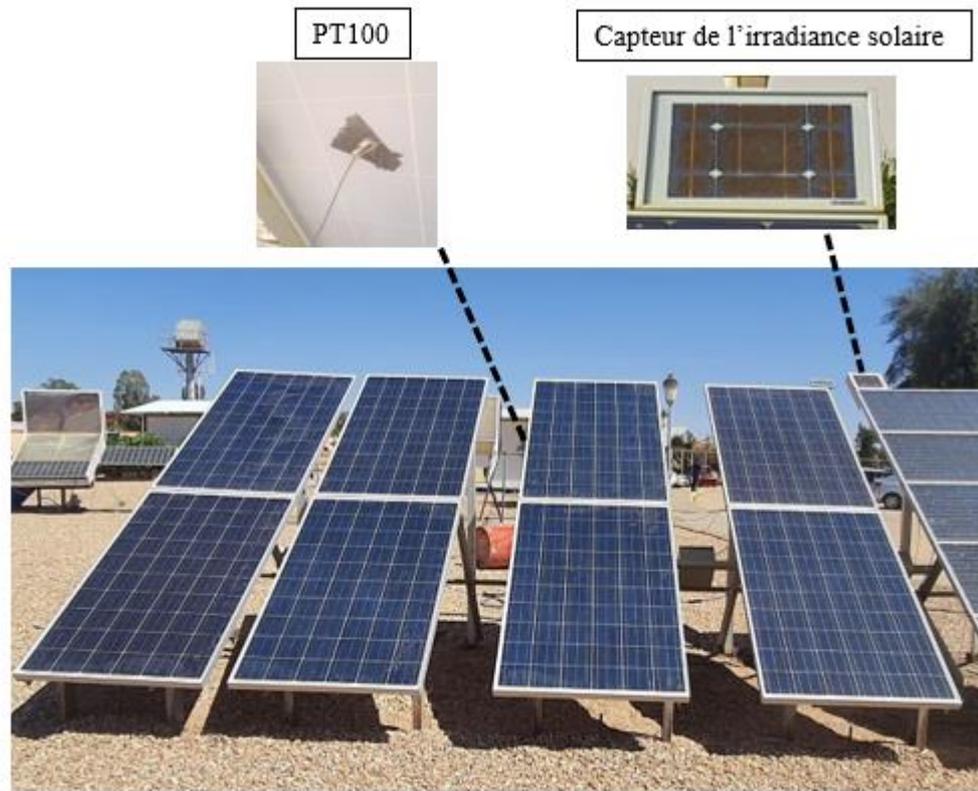


Figure 4-1 : Générateur PV du laboratoire pompage PV.

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

4.2.2 A l'intérieur du laboratoire :

4.2.2.1 Banc d'essais d'un système de pompage PV :

Le banc d'essai installé au sein du laboratoire de l'URAER a été conçu pour tester et analyser les performances de différents systèmes de pompage utilisant l'énergie solaire. Il comprend un puits artificiel d'environ 2 mètres de profondeur, fabriqué en acier inoxydable. Ce dispositif expérimental permet d'évaluer le comportement des composants du système dans des conditions proches du réel. Les différentes parties constituant ce banc sont illustrées dans la figure (4-2).

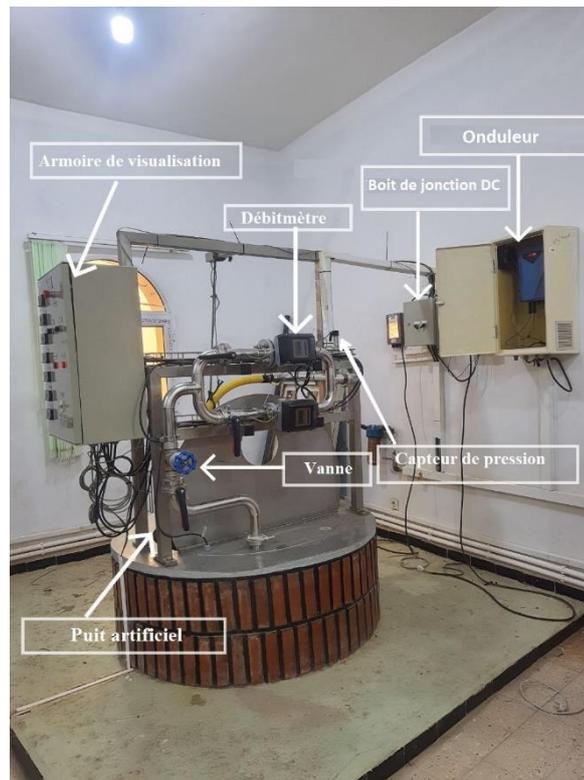


Figure 4-2 : Banc d'essai d'un système de pompage PV

- **Débitmètre** : utilisé pour mesurer le volume d'eau pompée.
- **Vanne de régulation de pression** : utilisée pour ajuster la profondeur de la pompe dans le puits en fonction des besoins en pression.
- **Armoire d'affichage des données** : pour afficher directement et clairement les valeurs mesurées.
- **Dispositif de protection contre les surtensions** : connecté à la sonde du puits pour protéger les équipements électriques contre les fluctuations brusques de tension.
- **Onduleur** : transforme l'énergie solaire, initialement sous forme de courant continu, en courant alternatif adapté aux exigences d'un moteur BLDC. Cela contribue à améliorer l'efficacité du système et réduit globalement la consommation d'énergie

4.2.2.2 Armoire de visualisation :

L'armoire de visualisation est une unité dédiée à l'affichage des résultats. Elle permet de présenter les paramètres essentiels du système de pompage, tels que la tension, le courant, HMT, l'irradiation, la pression et la température de la cellule PV. Elle offre à l'utilisateur la possibilité de suivre en temps réel les performances du système, figure (4-3).

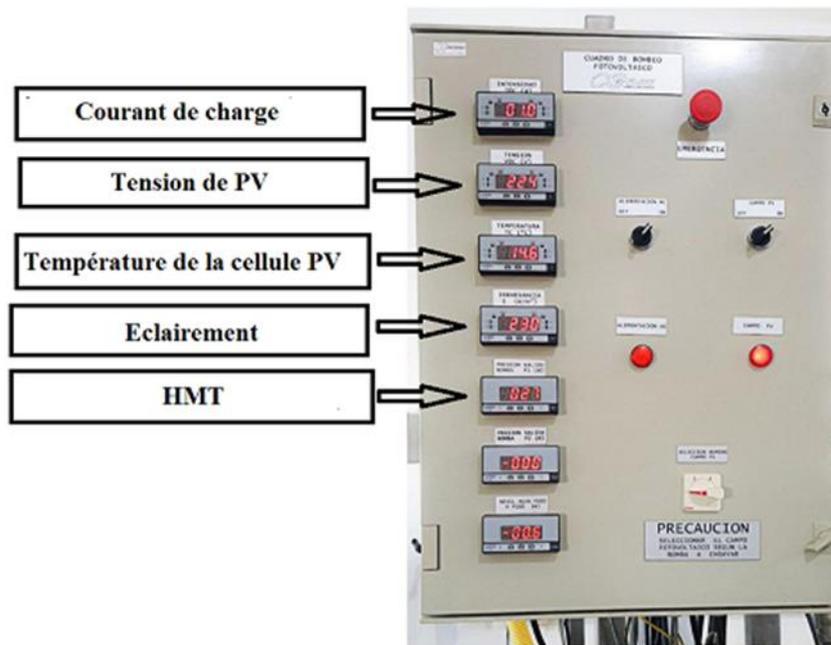


Figure 4-3 : Armoire de visualisation.

4.2.2.3 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. Figure (4-4)

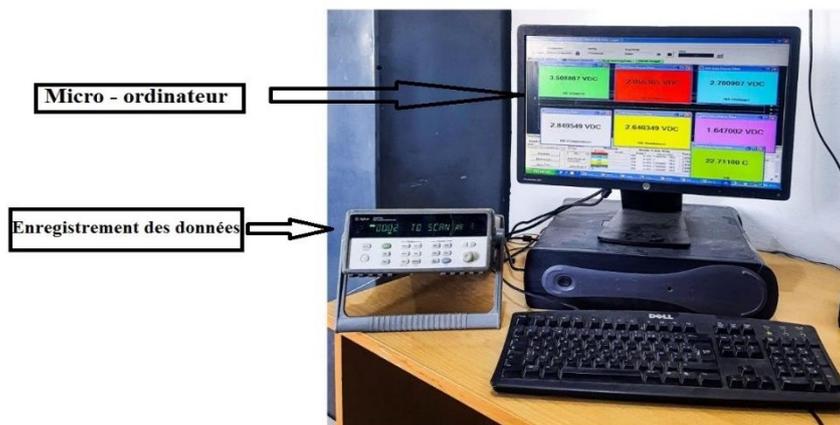


Figure 4-4 : Data logger et Micro-ordinateur.

4.3 Méthode du test

- Installation de la pompe immergée dans le réservoir plein d'eau (puits artificiel).
- Détermination de la configuration du GPV.
- 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.

4.4 Résultats et discussions :

Les données ont été collectées à des jours différents et sous des conditions climatiques variables, ce qui a affecté la stabilité de l'irradiance solaire et du courant généré.

4.4.1 HMT 1 mètre :

a. Irradiance solaire (G) et courant PV (I_{PV})

Dans la figure (4-5), pour la configuration 8Sx1P, l'irradiance a atteint environ 830 W/m². La pompe a consommé un courant de 7,5 A, tandis que le courant maximal généré par le champ photovoltaïque Était de 8,15 A. Cela indique un bon suivi du MPP, grâce à une tension de fonctionnement proche de la tension optimale du générateur. En revanche, pour la configuration 4Sx2P, l'irradiance a atteint environ 830 W/m². La pompe a consommé un courant de 2,9 A, alors que le courant maximal généré atteignait 16,3 A. Ce décalage s'explique par une tension insuffisante dans cette configuration, ce qui n'a pas permis l'activation correcte du MPPT. Par conséquent, le système n'a pas pu fonctionner près du MPP.

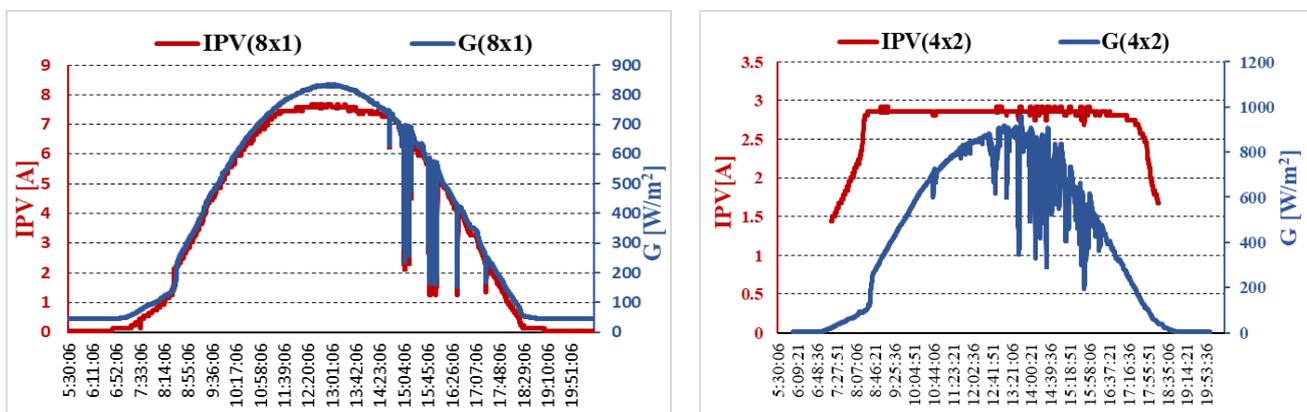


Figure 4-5 : Irradiance solaire (G) et courant PV (I_{PV}) pour deux configurations (HMT=1).

b. Tension PV (V_{PV}) et température des cellules ($T_{cellule}$) :

Dans la figure (4-6) L'élévation de la température des cellules PV (au-delà de 40 °C) entraîne une diminution de la tension de fonctionnement du générateur PV, Pour la configuration 8Sx1P, la tension de sortie varie entre 220 V et 265 V, ce qui reste suffisant pour assurer le bon fonctionnement du système, En revanche, dans la configuration 4Sx2P, la tension est significativement plus faible, variant entre 110 V et 135 V, ce qui limite fortement la capacité du système à atteindre le point de puissance maximale, notamment lors des périodes de forte température.

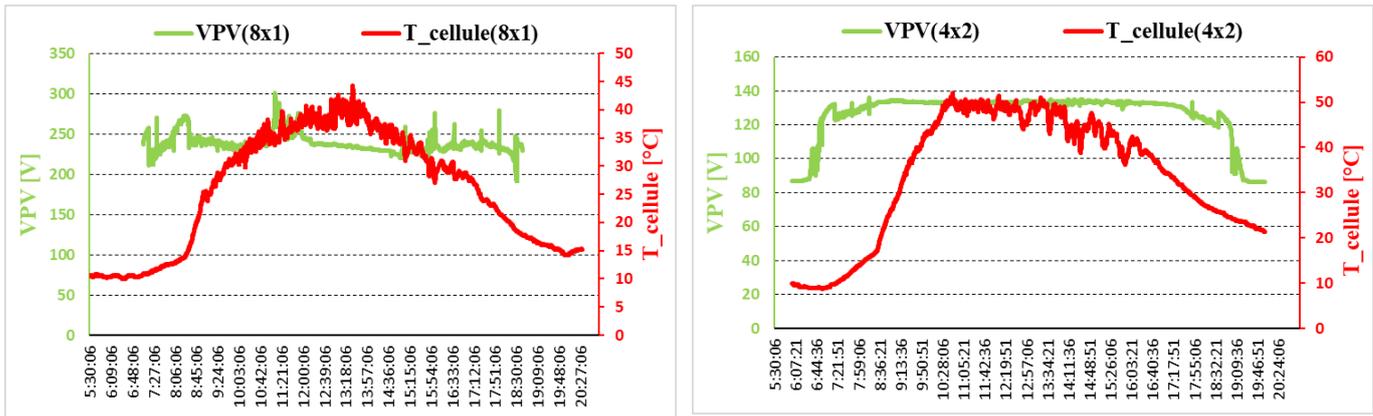


Figure 4-6 : Tension PV (V_{PV}) et température des cellules ($T_{cellule}$) pour deux configurations (HMT=1).

c. Le Débit d'eau pompé

Dans la figure (4-7) Le débit d'eau pompé par le système dépend fortement de la configuration des panneaux solaires et de la puissance disponible :

Dans la configuration 8Sx1P, le débit a atteint des valeurs supérieures à 9 m³/h, traduisant une bonne conversion de l'énergie solaire en énergie hydraulique. Toutefois, une instabilité du débit a été observée dans l'après-midi, se manifestant par des chutes brusques, dues aux fluctuations rapides de l'irradiance solaire causées par le passage de nuages figure (4-5). En revanche, dans la configuration 4Sx2P, le débit est resté limité à environ 5,5 m³/h, en raison de la puissance réduite disponible, elle-même liée à une tension de fonctionnement insuffisante.

Malgré les variations d'irradiance enregistrées au cours de la journée figure (4-5), le débit n'a pas montré de fluctuations marquées, ce qui s'explique par la limitation intrinsèque du système dans cette configuration, qui ne permet pas à la pompe de s'adapter efficacement aux variations, en raison de l'absence de fonctionnement du MPPT dans ce cas.

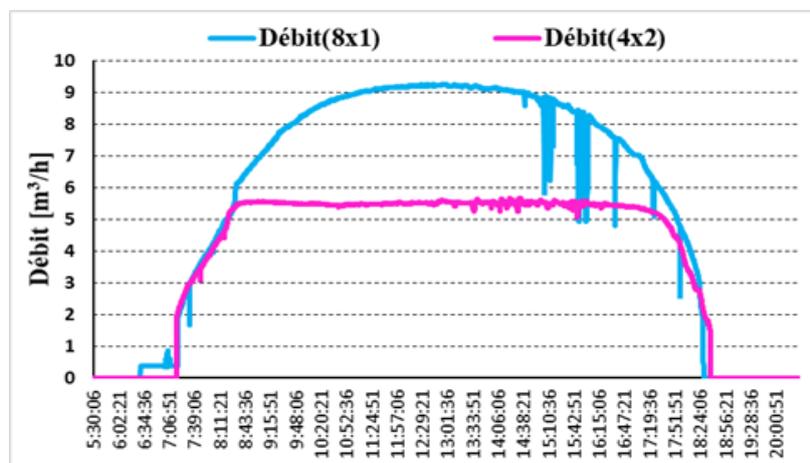


Figure 4-7: Débit d'eau pompé pour deux configurations (HMT=1).

d. Puissance de la pompe :

Dans la figure (4-8) la Configuration 8Sx1P la puissance consommée par la pompe a dépassé 2000 W, traduisant une exploitation efficace de l'énergie fournie par le champ photovoltaïque.

En revanche, dans la Configuration 4Sx2P la puissance est restée limitée entre 400 et 450 W, ce qui explique le débit réduit observé dans cette configuration figure (4-6).

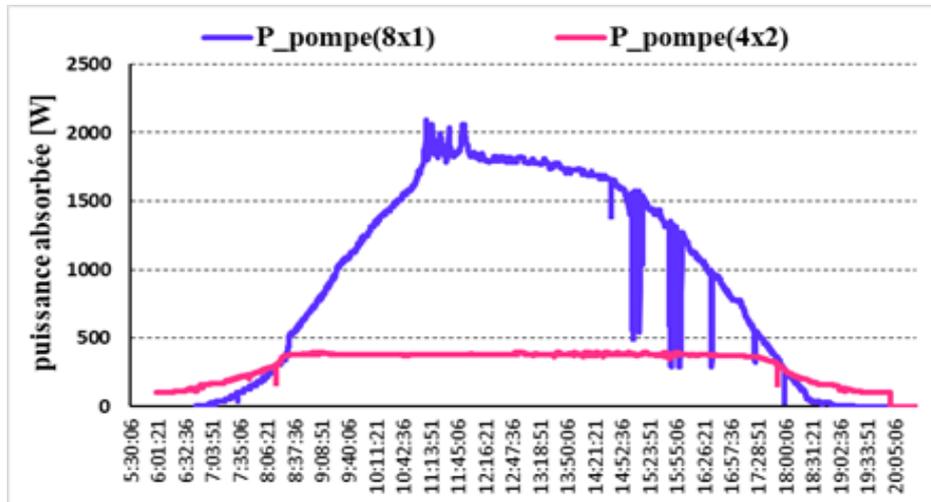


Figure 4-8 : Puissance de la pompe pour deux configurations (HMT=1).

Bien que l'irradiance solaire ait été légèrement plus élevée dans le cas de la configuration 4Sx2P, les performances du système ont été fortement limitées en raison d'une tension de fonctionnement trop faible, insuffisante pour activer la technique de suivi du point de puissance maximale (MPPT).

En revanche, la configuration 8Sx1P a permis une meilleure exploitation de l'irradiance solaire, grâce à une tension adéquate, ce qui a conduit à une puissance plus élevée transmise à la pompe, et donc à un débit d'eau supérieur.

Le courant mesuré dans le cas du 4Sx2P est resté faible 2,9 A, bien que cette configuration en parallèle soit théoriquement capable de générer un courant plus important allant jusqu'à 16,3 A. Cette limitation est due au fonctionnement de l'onduleur, qui a restreint le système en raison de la faible tension, empêchant ainsi la pompe d'atteindre son point de fonctionnement optimal.

Ces analyses montrent qu'il est essentiel, lors de la conception de systèmes de pompage d'eau photovoltaïques, de garantir une tension de fonctionnement suffisante afin d'assurer le bon fonctionnement du MPPT, condition indispensable pour un rendement énergétique optimal.

4.4.2 HMT 15 mètre :

a. Irradiance solaire (G) et courant PV (I_{PV})

Dans la figure (4-9) L'irradiance a atteint plus de 1000 W/m² pour la configuration 8Sx1P, contre environ 900 W/m² pour 4Sx2P.

La configuration 8Sx1P a permis de générer un courant maximal d'environ 9 A, tandis que dans le cas de 4Sx2P, le courant est resté limité à 3,2 A, Ces résultats indiquent que, malgré une irradiance relativement élevée dans la configuration 4Sx2P, le système souffre d'une tension de fonctionnement insuffisante, ce qui empêche l'activation efficace du MPPT, limitant ainsi la production réelle de courant et la performance globale du système.

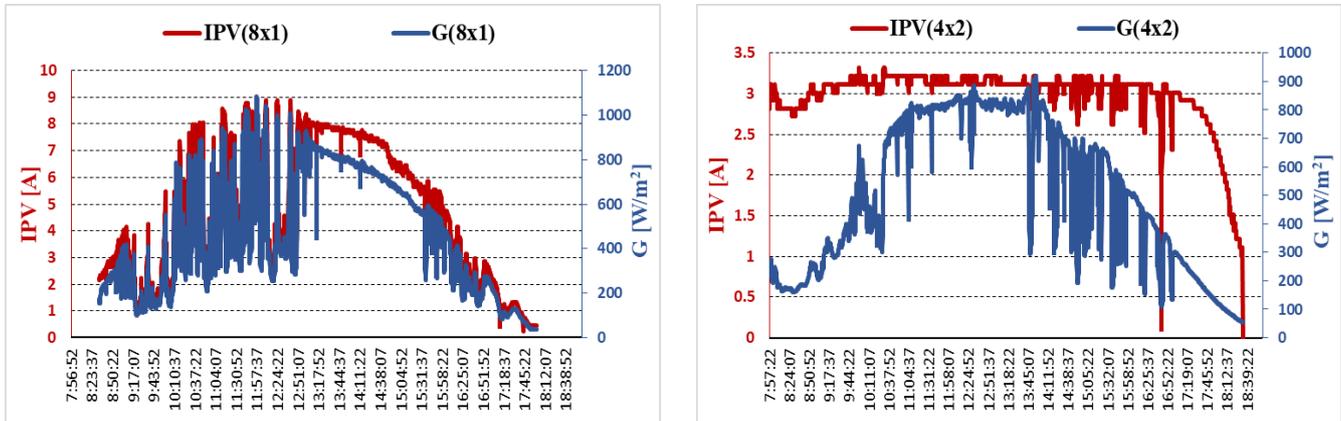


Figure 4-9 : Irradiance solaire (G) et courant PV (IPV) pour deux configurations (HMT=15).

b. Tension PV (V_{PV}) et température des cellules :

Dans la figure (4-10) la configuration 8Sx1P, la tension de sortie varie entre 220 V et 270, ce qui est Sufficient pour assurer le bon fonctionnement du suiveur de point de puissance maximale PPM, En revanche, dans la configuration 4Sx2P, la tension reste faible, entre 125 V et 135 V, ce qui ne permet pas l'activation efficace du MPPT, limitant ainsi les performances du système.

Concernant la température des cellules, elle atteint 45 °C pour 8Sx1P, contre 55 °C pour 4Sx2P. Cette température plus élevée contribue à la réduction de la tension dans cette dernière configuration, aggravant les limitations déjà présentes liées à la tension de fonctionnement.

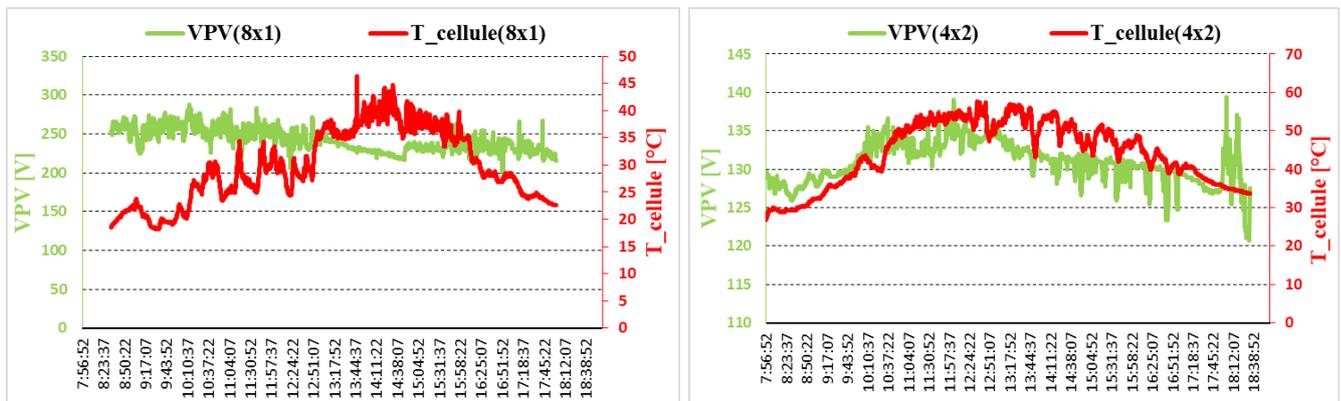


Figure 4-10 : Tension PV (V_{PV}) et température des cellules pour deux configurations (HMT=15).

c. Débit d'eau pompé :

La Figure (4-11) configuration 8Sx1P a permis d'atteindre un débit maximal de 9 m³/h, traduisant une exploitation optimale de l'énergie générée par les panneaux solaires. Cette configuration a fourni une tension suffisante permettant au système MPPT de fonctionner efficacement et de maintenir la pompe à son rendement maximal, En revanche, la configuration 4Sx2P, bien que soumise presque aux mêmes conditions d'ensoleillement, n'a permis qu'un débit limité à 3,8 m³/h. Cette baisse significative de performance est principalement due à une tension d'entrée insuffisante, qui a limité le fonctionnement du MPPT, empêchant ainsi la pompe d'atteindre son plein potentiel.

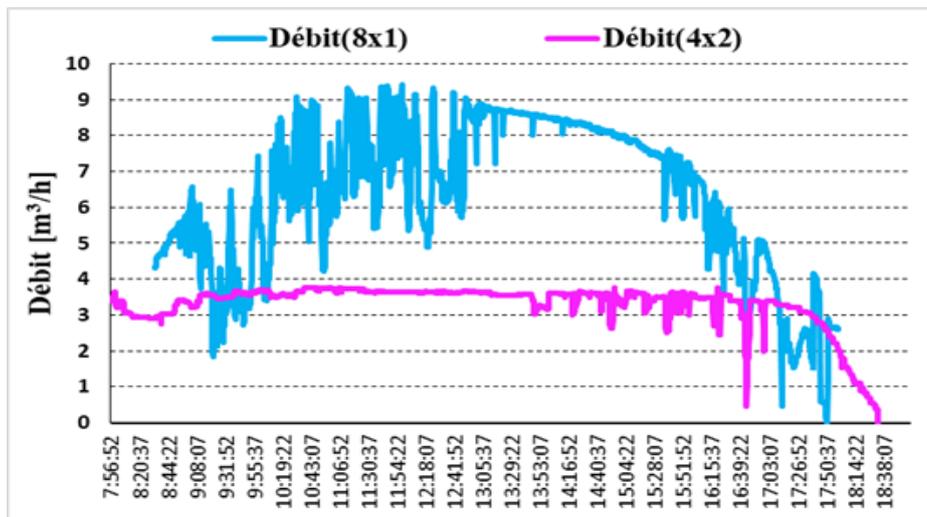


Figure 4-11 : Débit d'eau pompé pour deux configurations (HMT=15).

d. Puissance de la pompe :

La Figure (4-12) configuration 8Sx1P s'est distinguée par une puissance maximale avoisinant les 2000 W, traduisant un fonctionnement optimal du système grâce à une tension d'entrée suffisamment élevée qui permet au régulateur MPPT de suivre efficacement le point de puissance maximale. Ce rendement élevé reflète une bonne adéquation entre la source PV et la pompe dans ce type de configuration.

Par ailleurs, des fluctuations de la puissance ont été observées durant la matinée, ce qui témoigne de la sensibilité du système aux variations rapides de l'irradiance solaire, notamment en raison du passage de nuages. Cette variabilité démontre que la stabilité de la production d'énergie dépend directement des conditions météorologiques, En revanche, la configuration 4Sx2P, bien qu'exposée aux mêmes conditions d'ensoleillement, figure (4-9), a affiché des performances réduites, avec une puissance plafonnée à 400–450 W .Ce rendement faible est principalement dû à une tension trop basse qui ne permet pas au MPPT d'atteindre le point de fonctionnement optimal, ce qui limite considérablement le transfert d'énergie vers la pompe.

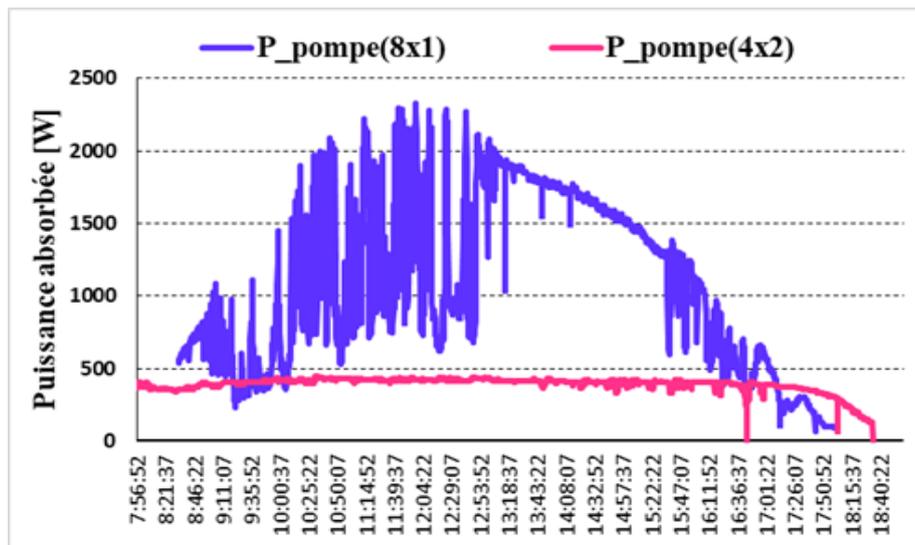


Figure 4-12 : Puissance de la pompe pour deux configurations (HMT=15)

Les résultats expérimentaux montrent que la configuration 8Sx1P est nettement plus adaptée aux systèmes de pompage solaire. Cela s'explique par son efficacité supérieure dans la conversion de l'énergie solaire en énergie hydraulique, ainsi que par sa capacité à réagir rapidement aux variations climatiques, ce qui permet un fonctionnement efficace du MPPT et une exploitation optimale de l'énergie disponible.

4.4.3 HMT 25 mètre :

a. Irradiance solaire (G) et courant PV (I_{pv}) :

Dans la figure (4-13) configuration 8Sx1P, l'irradiance a atteint environ 900 W/m² en crête. La pompe a consommé un courant de 8 A, contre 8,15 A pour le courant maximal généré par le panneau PV. Cela démontre le bon rendement du système de suivi du PPM, grâce à une tension de fonctionnement proche de la tension optimale du générateur.

En revanche, dans la configuration 4Sx2P, bien que le courant maximal théorique généré soit de 16,3 A, la pompe n'a consommé qu'environ 2,3 A. Cet écart important s'explique par la faible tension

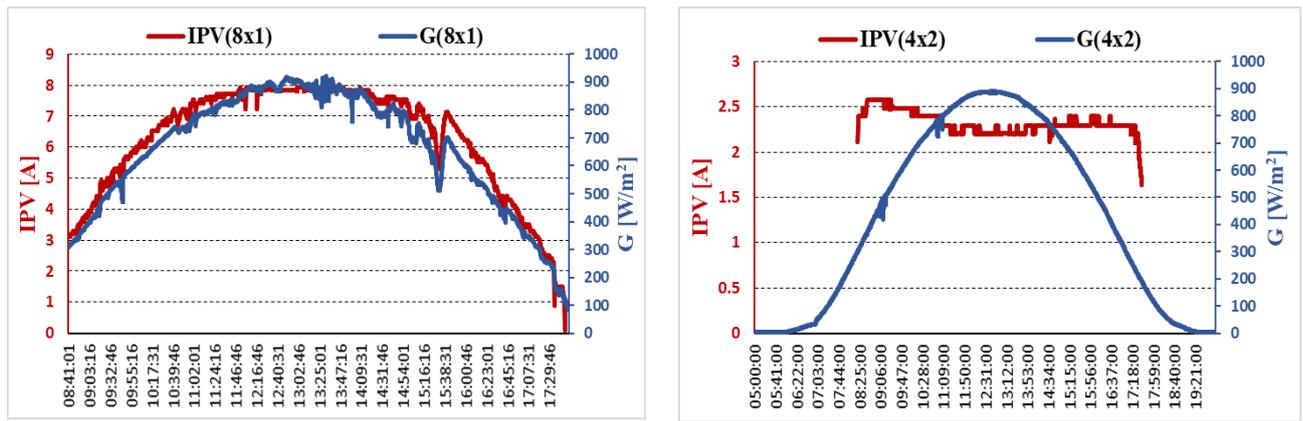


Figure 4-13 : Irradiance solaire (G) et courant PV (I_{PV}) pour deux configurations (HMT=25).

b. Tension des systèmes PV et température des cellules :

La figure (4-14) configuration 8Sx1P a démontré un fonctionnement stable, avec une tension de sortie comprise entre 200 V et 250 V. Cette plage de tension permet d'assurer un rendement optimal de l'onduleur et garantit le bon fonctionnement de l'algorithme de suivi du PPM, En revanche, la configuration 4Sx2P affiche une tension de 131 V, valeur insuffisante pour activer le MPPT. Cette contrainte limite considérablement la capacité du système à exploiter la puissance disponible des modules PV.

En ce qui concerne la température des cellules, elle demeure modérée dans la configuration 8Sx1P, variant entre 30 °C et 55 °C.

En revanche, dans la configuration 4Sx2P, des températures plus élevées ont été relevées, atteignant jusqu'à 60 °C. Cette surchauffe accentue la chute de tension des modules, ce qui détériore davantage les performances globales du système PV.

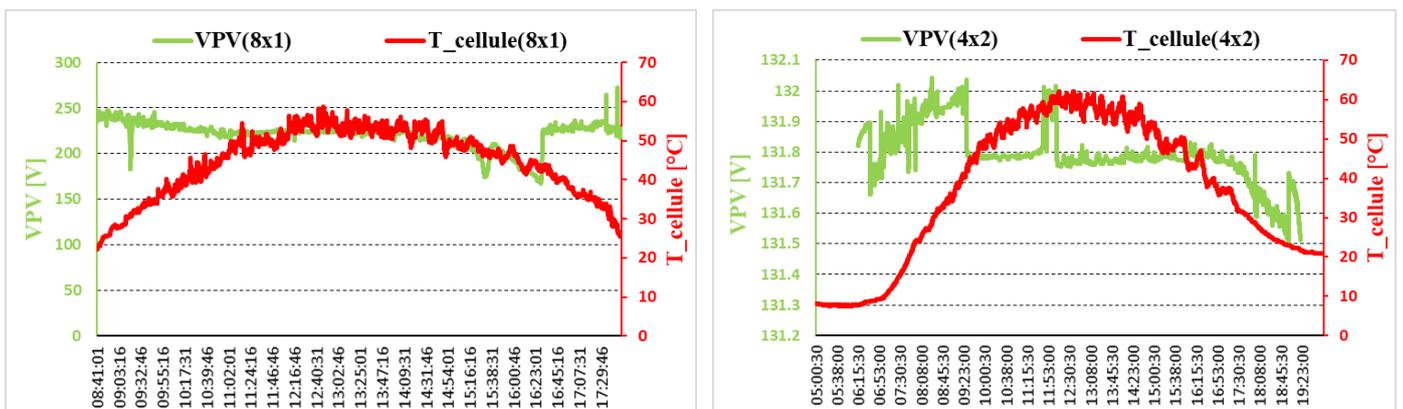


Figure 4-14 : Tension PV (V_{PV}) et température des cellules pour deux configurations (HMT=25).

c. Débit d'eau pompé :

Dans la figure (4-13), configuration 8Sx1P permet d'atteindre un débit maximal de 8 m³/h, illustrant une capacité de pompage satisfaisante à la hauteur 25 m.

En revanche, la configuration 4Sx2P reste fortement limitée, avec un débit situé entre 1 et 1,5 m³/h, ce qui témoigne d'une faible efficacité hydraulique dans ces conditions de fonctionnement.

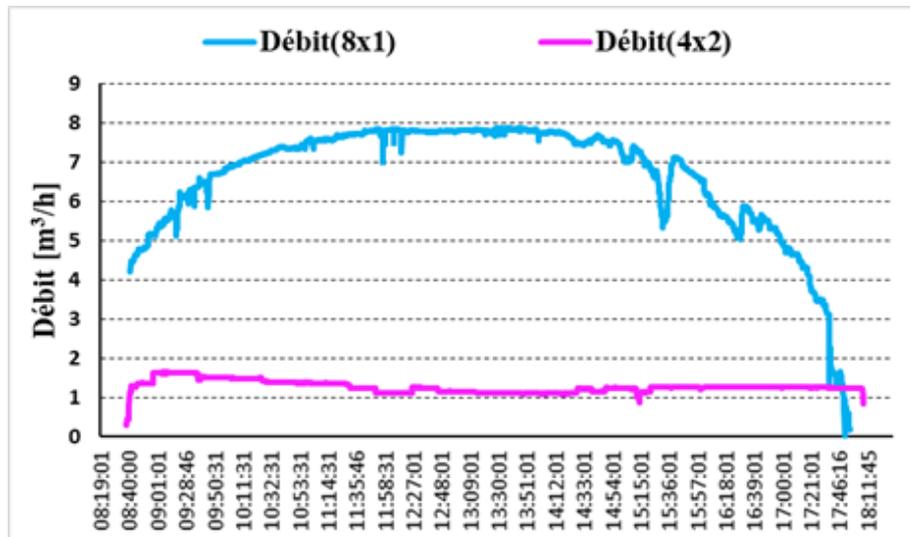


Figure 4-15 : Débit d'eau pompé pour deux configurations (HMT=25)

d. Puissance de la pompe

Dans la Figure (4-14), configuration 8Sx1P, la pompe consomme une puissance électrique d'environ 1800 W, sur un maximum théorique de 2000 W fourni par le GPV. Cette légère perte de puissance s'explique principalement par l'élévation de la température des cellules, qui entraîne une diminution de la tension de sortie des modules, et donc une réduction de la puissance effectivement disponible. En revanche, la configuration 4Sx2P n'a permis d'atteindre qu'une puissance limitée, de l'ordre de 300 à 350 W. Cette faible performance est due à l'incapacité du système à activer l'algorithme MPPT, en raison d'une tension d'entrée insuffisante.

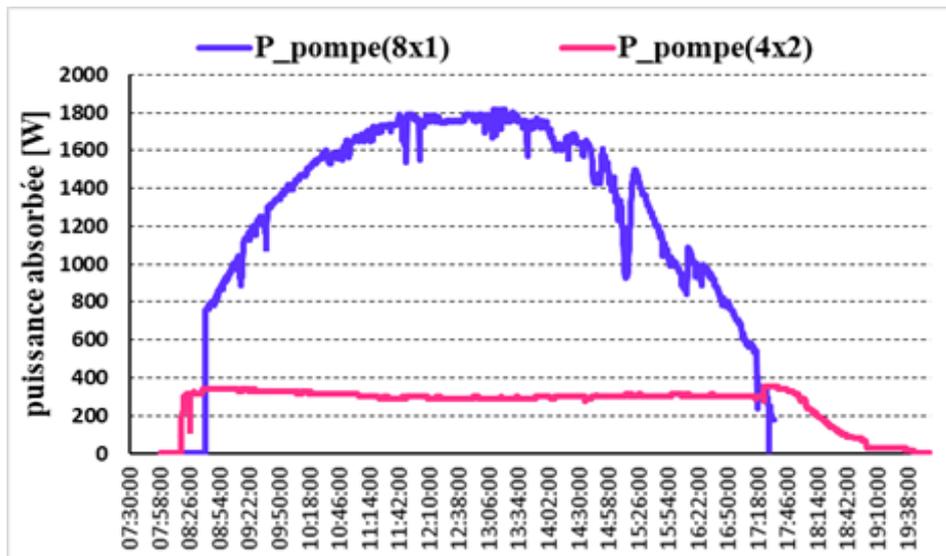


Figure 4-16 : Puissance de la pompe pour deux configurations (HMT=25)

À une HMT de 25 m, il est essentiel de disposer d'une tension suffisante pour assurer un fonctionnement efficace du système de pompage. Dans ce contexte, la configuration 8Sx1P a montré sa capacité à fournir une tension et un courant adaptés, permettant ainsi un fonctionnement stable et performant de la pompe. Cela reflète l'efficacité du système dans l'exploitation de l'énergie solaire disponible. En revanche, bien que la configuration 4Sx2P ait été exposée à une irradiance similaire, ses performances ont été limitées en raison d'une tension insuffisante, aggravée par la température élevée des cellules solaires, pouvant atteindre jusqu'à 60 °C. Cette surchauffe réduit l'efficacité du système, ce qui entraîne une dégradation des performances globales du système photovoltaïque. Par conséquent, il en ressort que pour les applications de pompage solaire à grande hauteur, il est crucial de garantir une tension stable et suffisante, ce qui fait de la configuration 8Sx1P la solution la plus appropriée pour un rendement optimal et un fonctionnement fiable.

4.5 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons réalisé une expérience pratique sur une plateforme expérimentale de pompage d'eau solaire dans la région de Ghardaïa, afin d'évaluer les performances réelles du système dans des conditions de fonctionnement réelles. L'analyse des performances du système sous trois hauteurs manométriques totales différentes (HMT = 1 m, 15 m, 25 m) a montré que la configuration électrique des modules PVs joue un rôle crucial dans l'efficacité globale du système. La configuration 8Sx1P a donné les meilleurs résultats dans tous les cas, offrant une tension suffisante, un fonctionnement efficace du MPPT, et une puissance électrique élevée. Cela a permis une amélioration significative du débit d'eau et de l'efficacité énergétique.

En revanche, la configuration 4Sx2P a souffert d'une tension insuffisante pour activer le MPPT, malgré un courant théorique plus élevé. Ce manque de tension a entraîné une exploitation inefficace de l'énergie solaire et une baisse des performances du pompage.

L'importance du MPPT réside dans son rôle essentiel pour extraire la puissance maximale possible des panneaux solaires, en ajustant le point de fonctionnement du système à celui du point de puissance maximale de la génératrice photovoltaïque. Lorsque la tension tombe en dessous du seuil requis, comme dans le cas des configurations inappropriées, le MPPT échoue à remplir sa fonction, ce qui réduit l'énergie transmise à la pompe et diminue les performances hydrauliques du système. Ainsi, assurer une tension suffisante est une condition essentielle pour le bon fonctionnement du MPPT, surtout dans les applications de pompage nécessitant une puissance élevée pour surmonter de grandes hauteurs de refoulement.



Conclusion Générale

Conclusion Générale

Conclusion Générale :

Au terme de ce travail, une étude complète et intégrée a été menée sur un système de pompage d'eau fonctionnant à l'énergie solaire PV, conçu spécifiquement pour répondre aux besoins de l'irrigation agricole, notamment dans les zones rurales et isolées, dépourvues de raccordement au réseau électrique conventionnel. L'objectif de cette étude est de valoriser une source d'énergie renouvelable, propre et abondamment disponible en Algérie, afin de soutenir le secteur agricole et d'assurer la sécurité hydrique de manière durable.

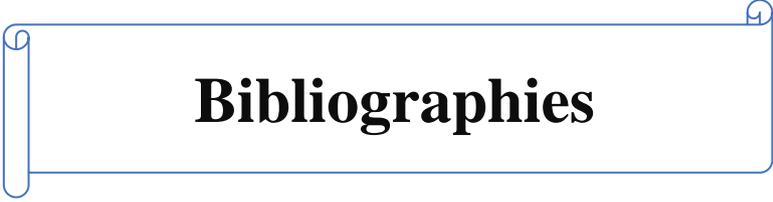
Cette étude s'est appuyée sur une démarche scientifique combinant une approche théorique approfondie, une modélisation mathématique rigoureuse, ainsi qu'une validation expérimentale à travers une plateforme d'essai réelle implantée dans la ville de Ghardaïa.

Nous avons tout d'abord abordé le contexte énergétique mondial et national relatif à l'énergie solaire, en présentant les différentes technologies de cellules PVs et leurs applications, en particulier dans le domaine du pompage d'eau. Un accent particulier a été mis sur les types de moteurs et de pompes adaptés, ainsi que sur l'importance des techniques de suivi du MPPT pour optimiser les performances énergétiques du système.

Sur le plan technique et théorique, une modélisation détaillée a été réalisée pour chaque composant du système : le générateur photovoltaïque, le convertisseur DC/DC, le moteur électrique de type BLDC et la pompe. Les effets de l'irradiation solaire, de la température et de l'ombrage ont été pris en compte.

Sur le plan pratique, nous avons estimé les besoins en eau, calculé l'énergie requise pour le pompage, dimensionné le système solaire adéquat et conçu les composants auxiliaires tels que le réservoir, les conduites et le câblage électrique. Une comparaison entre deux configurations électriques des modules solaires (8S×1P et 4S×2P) a été réalisée afin d'identifier la structure la plus efficace et stable selon les conditions de fonctionnement. Par la suite, des essais sur le terrain ont été menés pour trois hauteurs manométriques (1 mètre, 15 mètres et 25 mètres), avec une analyse des performances du système en termes de courant, tension, température des cellules, débit d'eau pompé et puissance électrique consommée.

En conclusion, ce travail a mis en évidence que les systèmes de pompage fonctionnant à l'énergie solaire représentent une solution efficace, durable et adaptée pour l'approvisionnement en eau dans les zones agricoles non desservies par les réseaux électriques. Ce projet ouvre ainsi la voie à une généralisation de ces solutions énergétiques propres dans les futurs programmes de développement agricole en Algérie et dans d'autres régions présentant des conditions climatiques et géographiques similaires.



Bibliographies

Bibliographies

- [1] Bauquis, P. R, "Un point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050", Revue de l'IFP, 1972.
- [2] A. Gohmes and N. Gherara, "Etude du Stockage de l'Energie Solaire photovoltaïque sous forme d'air comprimé," Master en Génie Mécanique énergétique, Université Kasdi Merbah Ouargla 2022.
- [3] T. Abd Almajid, B. Mohammed-Djaber, and B. Mohammed-Nedjmi, "Étude technoeconomique d'un système basé sur l'énergie renouvelable pour l'électrification d'un lieu éducatif dans un site rural," Master, Université Kasdi merbah ,Ouargla, 2022.
- [4] G. L. Kyriakopoulos, G. Arabatzis, and M. Chalikias, " The Prospects of Renewables for Electricity Production in Greece: Diversification Between Island and Mainland Greece," Springer, 2023.
- [5] AOUIFI, S. "Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque", Doctoral dissertation, Université stif, 2015.
- [6] A. Brégaïnt, "Comparaison de l'intégration des sources d'énergies renouvelables dans des réseaux basés principalement sur le charbon, le nucléaire et l'hydroélectricité," Master, École de technologie supérieure, 2022
- [7] H. Serghine, R. Chenni, S. Houam, and H. Benalla, "Etude et modélisation des différentes composantes des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique," Master, Université Frères Mentouri-Constantine 1, 2022
- [8]X. He, Y. Wang, Y. Zhang, X. Ma, W. Wu, and L. J. A. E. Zhang, " A novel structure adaptive new information priority discrete grey prediction model and its application in renewable energy generation forecasting," Applied Energy vol. 325, p. 119854, 2022.
- [9] A. Labouret, M. Viloz : " Energie solaire photovoltaïque ". Edition le Moniteur,Dunod, 2ème Edition, 2005.
- [10] A. Labouret et al : " Cellules solaires : Les bases de l'énergie photovoltaïque ", Collection: ETSF, ETSF, 5ème Edition, 2010.
- [11] R. Pernick, C. Wilder: " The Clean Tech Revolution: Winning and Profiting from Clean Energy " Edition HarperCollins e-books, 2009
- [12] KOUACHE, A. Z. "Etude d'un système hybride autonome couplant une source renouvelable avec l'intégration d'une pile à combustible (Doctoral dissertation", UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA).
- [13] BOUGHALI, S., BECHKI, D., MENNOUCHE, D., MAHCENE, H., BOUGUETTAIA, H., & BOUCHEKIMA, B, "Opportunités et challenges de la promotion des énergies renouvelables en Algerie", universite Ouargla, 2013.

Bibliographies

- [14] FEDDA, A. E. L., & BELKHIRI, Y. D. D. T, "Etude des Différentes Sources des Champs Electromagnétiques", Doctoral dissertation, ENSTA, 2024. .
- [15] Bernard, Fabien. " Intégration du facteur humain en maintenabilité aéronautique : apports des outils de simulation". Diss. Université Bourgogne Franche-Comté, 2019.
- [16] Zhou, Huanping, et al. "Interface engineering of highly efficient perovskite solar cells." Science 345.6196 (2014)
- [17] C.Wang, J.Wu, J.Ekanayake, andN.Jenkins, (Eds.). Smart Electricity Distribution Networks, CRC Press, 2017. <https://doi.org/10.1201/9781315373324>
- [18] BELALEM, Abdeldjabar; SANDALI, Walid. " Simulation d'une cellule solaire photovoltaïque à base de Cu₂ZnSn (S, Se) ⁴". 2016. PhD Thesis.Applications des systèmes photovoltaïques
- [19] P. Wurfel: " Physics of Solar Cells: From Basic Principles to Advanced Concepts ",Edition Wiley & Sons, February 2009.
- [20] AOUIFI, S. "*Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque* (Doctoral dissertation)", 2015.
- [21] F. Tahmi and H. Oulad Hadjou, "Dimensionnement d'un système de pompage d'eau photovoltaïque destiné à l'irrigation (Cas de la région de M'sila)," Master en Génie Electrique, university of M'sila, 2022.
- [22] Belhamel, M., Moussa, S., & Kaabeche, A, "Production d'Electricité au Moyen d'un Système Hybride (Eolien-Photovoltaïque-Diesel) ", 2002, Revue Énergies Renouvelables : Zones Arides, 49-54.
- [23] I. DILMI and S. DILMI, "Conception d'un outil de diagnostic pour installation photovoltaïque," Master en Électronique, University of M'sila, 2022.
- [24] Q. Kou, S.A. Klein, W.A. Beckman: " A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems ", Solar Energy, Volume 64, Issues 1–3, September 1998
- [25] Y. Bouroumeid and O. Benyoub, " CONTRIBUTION A L'ETUDE D'UNE STATION DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME,"Master en Electrotechnique Ecole Supérieure en Sciences Appliquées,Tlemcen, 2022.
- [26] A. SIBOUKEUR and A. DEKHIL, "Etude d'un système de pompage photovoltaïque," Master Génie électrique, Université Kasdi Merbah Ouargla,2022.
- [27] AOUIFI, S. "*Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque*", Doctoral dissertation, 2015.
- [28] D. YASSER and D. M. SEDDIK, "ÉTUDE D'UN SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE," Master Master en Génie Electrique, university of M'sila, 2022.

Bibliographies

[29] Arrouf, M., & Boughechal, N. E. (2007). "Optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branché sur un générateur photovoltaïque" N. E. 2007.

[30] A. BENMELOUKA and M. CHARIF, "Etude du convertisseur électronique des systèmes de pompage photovoltaïques," Master en Electrothechnique Higher School in Applied Sciences, Tlemcen, 2022.

[31] BOUTERAA, Y. "Commande d'un système de pompage photovoltaïque", master en Réseaux électriques, univ-guelma, 2021.

[32] ferdji, a., & kadri, n. E. H, "Etude d'une installation hybride (photovoltaïque-reseau): application l'aire de repos les zianides (doctoral dissertation, directeur: mme. Lassouani fatiha/co-directeur: mme. Faradji djamilia née kherbouche), 2022.

[33] B. Hadjira and K. Khaoula, " Commande MPPT D'un Générateur Hybride PV/TEG". Master en Automatique et informatique industriel, univ bba, 2022

[34] R. chenni, "ÉTUDE TECHNICO-ECONOMIQUE D'UN SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE DANS UN VILLAGE SOLAIRE," Doctorat en Sciences Physique Énergétique, Université Mentouri de Constantine.2007.

[35] J. J. o. R. Odeh and S. Energy, "Introducing new design and performance points for photovoltaic water pumping systems based on long-term field data analysis," vol. 5, no. 2, p. 023135, 2013

[36] M. R. BEN TRIA, "Etude d'un système de pompage photovoltaïque pour des puits de parcours (cas de la région de Taïbet-Ouargla), Master en Génie de l'Eau " Université Kasdi Merbah Ouargla 2017.

[37] T. Firdous, S.Karima , and T. Azzedinne . "Modélisation et Simulation d'un Module PV Par la Méthode interpolation Linéaire". Master en Electrothechnique universite ahmed draia-adrar, 2022.

[38] B. Sarah, "Etude et optimisation d'une installation photovoltaïque autonome," Master, Electronique Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, 2016.

[39] F. B. Berramdane Mohammed Ala Eddine, "Modélisation et simulation d'un système hybride PV-Diesel," Master Energie renouvelable en Electrotechnique, Université Mohamed Khider Biskra,2020.

[40] Benkhelil, E., & Gherbi, A, "Modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque avec un étage d'adaptation DC/DC",Revue des Energies Renouvelables ICESD'11 Adrar, 2011.

[41] B. BEN SAADA, M. CHAHBOUNIA, D. HASSANI, and A. FERRAI, "dimensionnement d'un syseme de pompage photovoltaïque destine a l'irrigation agricole," Master, Université Dr Yahia Fares De MEDEA, 2022

Bibliographies

- [42] S. Mohammed belhadj, "étude et réalisation d'un système de pompage photovoltaïque," Master, Ecole supérieure en Sciences Appliquées Tlemcen- 2019.
- [43] A. Zarak et, J. G. "Étude de la fiabilité des structures silicium employées dans le domaine des énergies renouvelables suite à leur fonctionnement sous conditions extrêmes", Doctoral dissertation, Université de Lorraine ; Université libanaise, 2017.
- [44] A. Bouchakour. e. al., "Comparative Study of P&O-PI and Fuzzy-PI MPPT Controllers and their Optimization Using GA and PSO for Photovoltaic Water Pumping Systems," *International Journal of Ambient Energy*, 2018.
- [45] N. Benbaha et al., "Experimental Evaluation of BLDC PV Agricultural Irrigation Pumping System in Desert Environment at Ghardaia, Algeria," 2nd International Conference on Advanced Electrical Engineering (ICAEE), 2022, pp. 1-6: IEEE
- [46] S. M. Y. Younus, U. Kutbay, J. Rahebi, and F. J. E. Hardalaç, "Hybrid Gray Wolf Optimization–Proportional Integral Based Speed Controllers for Brush-Less DC Motor," *Energies*, vol. 16, no. 4, p. 1640, 2023.
- [47] J. Ding, L. Chen, Z. Cao, H. J. I. J. o. R. Guo, and N. Control, "Convergence analysis of the modified adaptive extended Kalman filter for the parameter estimation of a brushless DC motor," *International Journal of Robust and Nonlinear Control* vol. 31, no. 16, pp. 7606-7620, 2021.
- [48] I. Zerimeche and A. Haouam, "Étude et optimisation d'un système de pompage photovoltaïque en mode alternatif," Doctorat en Electrotechnique Université Frères Mentouri-Constantine 1, 2022.
- [49] H. Karmouni, M. Chouiekh, S. Motahhir, H. Qjidaa, M. O. Jamil, and M. J. E. A. o. A. I. Sayyouri, "Optimization and implementation of a photovoltaic pumping system using the sine–cosine algorithm," *Engineering Applications of Artificial Intelligence* vol. 114, p. 105104, 2022.
- [50] Bouzidi, B., & Malek, A. (2003). Analyse Micro économique des systèmes énergétiques-station de pompage. *Rev. Energ. Ren.: ICPWE*, 53-60, 2003.
- [51] L. Gevorkov, J. L. Domínguez-García, and L. T. J. E. Romero, "Review on Solar Photovoltaic-Powered Pumping Systems," *Energies*, vol. 16, no. 1, p. 94, 2022.
- [52] S. Gualteros and D. R. J. S. E. Rouse, "Solar water pumping systems: A tool to assist in sizing and optimization," *Solar Energy*, vol. 225, pp. 382-398, 2021.
- [53] N. Benbaha et al., "Optimal configuration investigation for photovoltaic water pumping system, case study: in a desert environment at Ghardaia, Algeria," *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, vol. 54, no. 4, pp. 549-558, 2021
- [54] S. E. Boukebous, N. Benbaha, A. Bouchakour, H. Ammar, S. Bouhoun, and D. Kerdoun, "Experimental performance assessment of photovoltaic water pumping system for agricultural

Bibliographies

irrigation in semi-arid environment of Sebseb—Ghardaia, Algeria," *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, vol. 13, no. 3, pp. 979-994, 2022/09/01 2022

[55] Benbaha, N., Melit, A., Bakelli, Y., Boutadara, A., & Ammar, H. " Système de Pompage PV au Fil du Soleil : Evaluation Expérimentale des Performances".

[56] S. Habib et al, "Technical modelling of solar photovoltaic water pumping system and evaluation of system performance and their socio-economic impact," *Heliyon*, vol 9 p.16105, 2023

[57] Y. F. Nassar et al, "Dynamic analysis and sizing optimization of a pumped hydroelectric storage-integrated hybrid PV/Wind system: A case study," *Energy Conversion and Management*, vol. 229, p. 113744, 2021.

[58] H. Oussama, G. Saadi, and R. MAOUEDJ, "Etude, installation et expérimentation d'un système photovoltaïque de pompage d'eau," Master en Electrotechnique, Université Ahmed draia-Adrar, 2022.

[59] S. E. Boukebbous, N. Benbaha, A. Bouchakour, H. Ammar, S. Bouhoun, and D. Kerdoun, "Experimental performance assessment of photovoltaic water pumping system for agricultural irrigation in semi-arid environment of Sebseb—Ghardaia, Algeria," *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, vol. 13, no. 3, pp. 979-994, 2022/09/01 2022.

[60] HADADJI, S., & KHERNEG, H. (2018). " Etapes d'étude géospatiale des zones suitable pour dimensionnement d'un système de pompage solaire, cas d'étude : la région de Ghardaïa " ,Doctoral dissertation, université ghardaia, (2018).

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Université de Ghardaïa
Faculté des Sciences et de la Technologie



جامعة غرداية
كلية العلوم والتكنولوجيا

قسم: الآلية والكهرباء ميكانيك

غرداية في : 15.1.09.2025

شعبة: الآلية تقني
تخصص: الآلية والكهرباء ميكانيك

شهادة ترخيص بالتصحيح والاياداع:

انا الاستاذ(ة) السيد
بصفتي المشرف المسؤول عن تصحيح مذكرة تخرج (ليسانس/ماستر/دكتورا) المعنونة ب:

Systeme de Pompage d'eau Photovoltaïque pour l'Irrigation
Agricole et Dimensionnement Optimal et Validation Experimentale
sur le Site de Ghardaïa

من انجاز الطالب (الطالبة):

Azgeddine BABAOUMOUSSA
Ado LASSAKEUR

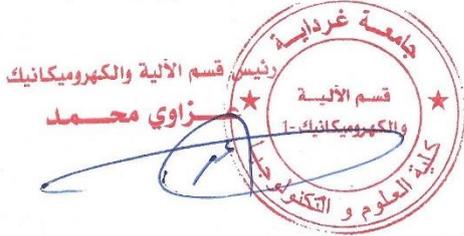
التي نوقشت/قيمت بتاريخ: 2025.1.05.131

اشهد ان الطالب/الطالبة قد قام /قاموا بالتعديلات والتصحيحات المطلوبة من طرف لجنة المناقشة وقد تم التحقق من ذلك من طرفنا

وقد استوفت جميع الشروط المطلوبة .

مصادقة رئيس القسم

امضاء المسؤول عن التصحيح



Handwritten signature of the responsible official for correction.