



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

N° d'enregistrement

كلية العلوم والتكنولوجيا

.../.../...

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم الآلية والكهروميكانيك

Département de d'automatique et d'électromécanique

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

Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Energies renouvelables

Thème

**Contribution à la Commande et au Dimensionnement d'un
Système de Pompage Photovoltaïque en Milieu Désertique
(Etude de cas : Sebseb, Ghardaïa, Algérie).**

Présenté par :

Oualfi Chafai

Moussau Yaser Mohamed Islem

Soutenu publiquement le : 13/06/2023

Devant le jury :

SITAYEB abd el kader	MRA	URAER	Président
BENBAHA Noureddine	MRB	URAER	Examinateur
BOUCHAKOUR Abdelhak	MRA	Univ. Ghardaïa	Encadreur

Année universitaire 2022/2023

Remerciements

Tout d'abord, je remercie Dieu Tout-Puissant pour sa grâce d'accomplir ce travail. Nous tenons à remercier chaleureusement notre encadrant Dr. BOUCHAKOUR Abdelhak qui a suggéré et dirigé ce travail, nous lui sommes très reconnaissants pour ses précieux conseils, son orientation et sa patience qui ont constitué une grande contribution sans laquelle le travail n'aurait pas pu être réalisé en le bon port, nous remercions également les membres du jury qui ont eu l'honneur d'examiner ce travail. Nous adressons également nos remerciements à tous nos professeurs et collègues estimés.

Remerciements

بالم الله الرحمن الرحيم
والصلاة والسلام على سيدنا محمد

Louange à Dieu seul, qui m'a permis d'atteindre cette
Étape importante de ma vie, qui est le jour de ma graduation.
Je tiens à exprimer ma gratitude envers ma mère, ma mère encore
Une fois, et ma mère une fois de plus, qui représente le pilier principal de
toute ma vie. Je remercie également mon père pour sa grande générosité
envers moi tout au long de ma vie. Je dédie également ma graduation à mes
frères, qui sont une source de force à travers leur amour et leur soutien
constants. Je n'oublie pas ma chère grand-mère, ma famille, mes amis et tous
mes professeurs, chacun ayant Joué un rôle important dans mon parcours.
Je vous aime Tous et je souhaite que tout le monde puisse lire
Mon mémoire et poursuivre là où nous nous sommes arrêtés.





Remerciements

A celle que je préfère à moi-même, parce qu'elle s'est sacrifiée pour moi et n'a ménagé aucun effort pour me rendre toujours heureuse (ma mère bien-aimée), que Dieu ait pitié d'elle. A celui qui a un bon visage, une âme bienveillante et une bonne action, qui n'a pas été avare de moi toute sa vie (mon cher père), que Dieu ait pitié de lui. A mes frères et amis qui m'ont soutenu et soutenu pour compléter mes recherches. Je ne dois pas oublier qui a eu le plus grand rôle pour me soutenir et me fournir des informations, mon cher ami Zakaria, ainsi que mon ami et partenaire de mémoire, Yaser. Je vous dédie tous mes travaux de recherche de fin d'études.

Table des matières

Remerciements	i
Table des matières	ii
Liste des figures.....	vii
Liste de Tableaux	ix
Notations	x
Abreviation	xiii
Introduction générale.....	1
CHAPITRE I : ETAT DE L'ART DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES.....	5
1.1 Introduction	6
1.2 Production mondiale d'électricité	6
1.3 Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde.....	8
1.4 Taux de croissance annuel moyen des filières renouvelables.....	8
1.5 Situation énergétique en Algérie.....	9
1.6 Production d'électricité d'origine renouvelable en Algérie	10
1.7 Potentiel solaire en Algérie	11
1.8 Programme d'efficacité énergétique en Algérie.....	12
1.9 Solaire PV.....	14
1.10 Solaire thermique	14
1.11. Eolien.....	15
1.12 Principe de l'effet PV	15
1.13 Technologies des cellules PV.....	16
1.13.1 Technologie de la 1 ^{ère} génération : cellules cristallines.....	16
1.13.2. Technologie de 2 ^{ème} génération : couches minces "thin films"	17
1.13.3 Technologie de 3 ^{ème} génération : Multi-jonction, Concentration	17
1.13.4 Comparaison entre les différentes technologies des cellules PV.....	18
1.14 Classification des systèmes PV	18
1.14.1 Systèmes autonomes	18
1.14.2 Systèmes hybrides.....	19
1.14.3 Systèmes PV raccordés au réseau	20
1.14.4 Systèmes fonctionnant au fil du soleil (Pompage PV)	20
1.14.5 Configurations d'un système de pompage PV	21

1.14.6 Moteurs d'entraînements	21
1.14.7. Pompe	23
1.15 Conclusion.....	24
Chapitre 2 : MODELISATION DES DIFFERENTS ELEMENTS D'UN SYSTEME DE POMPAGE PV.....	25
2.1 Introduction	26
2.2 Modélisation des différents éléments d'un système de pompage PV	26
2.2.1. Modélisation du Générateur PV	26
2.2.1.1 Modèle électrique.....	27
2.2.1.2 Paramètres externes.....	28
2.2.1.3 Association des photopiles : Module PV	30
2.2.1.4 Caractéristique I(V) et P(V) d'un GPV dans les conditions STC.....	32
2.2.1.5 Influence de l'ensoleillement sur les caractéristiques d'un GPV	33
2.2.1.6 Influence de la température sur les caractéristiques d'un GPV	34
2.2.1.7 L'influence de l'ombrage sur les caractéristiques d'un GPV	35
2.2.1.8 Système de protection des modules PV	36
2.2.1.9 Diode de dérivation	36
2.2.2 Modélisation du Convertisseur DC/DC	38
2.2.3 Modélisation du groupe motopompe	38
2.2.4 Modélisation de la pompe centrifuge.....	40
2.2.4.1 Pertes de charges linéaires	40
2.2.4.2 Pertes de charges singulières (locales).....	41
2.2.4.3 Caractéristique débit-hauteur	41
2.2.4.4 Caractéristique couple vitesse $C(\omega)$ de la pompe	41
2.3 Conclusion.....	42
CHAPITRE 3 : ÉVALUATION EXPERIMENTALE DES PERFORMANCES DU SYSTEME DE POMPAGE PV A SEBSEB, GHARDAÏA	43
3.1 Introduction	44
3.2 Identification du système de pompage PV	44
3.3 Dimensionnement du système de pompage PV étudié	45
3.3.1 Estimation des besoins en eau	46
3.3.2 Détermination de l'énergie solaire disponible	46
3.3.3 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire	47
3.3.4 Détermination de la puissance crête du générateur PV	47

3.4 Matériaux et mise en place du système de pompage PV	48
3.4.1. Pompe et contrôleur	49
3.4.2. Système de suivi et de surveillance	49
3.4.3 Paramètre de performances.....	50
3.5 Résultats et discussio.....	51
3.6 Conclusion.....	55
CHAPITRE 4 : ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE COMPARATIVEPV / GROUPE ELECTROGENE	56
4.1 Introduction	57
4.2 Etude économique comparative PV-GD	57
4.2.1 Analyse économique des systèmes de pompage PV	58
4.2.2 Calcul de l'investissement initial total.....	58
4.2.3 Calcul des coûts sur la durée de vie (LCC)	58
4.2.4 Calcul de l'amortissement total	58
4.2.5 Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total E_{Tot}	60
4.2.6 Systèmes de pompage par GD	64
4.2.7 Calcul de l'investissement initial total I_{Tot}	64
4.2.8 Calcul de l'amortissement total	64
4.2.9 Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total	65
4.2.10 Calcul de l'exploitation annuel total.....	66
4 3. Résultats comparatifs	68
4 4. Conclusion.....	71
CONCLUSION GENERALE	72
Listes des références.....	75
Résumé	82

Liste des figures

Figure 1-1 : Production mondiale d'électricité.....	8
Figure 1-2 : Consommation d'énergie mondiale.....	8
Figure 1-3 : Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde	9
Figure 1-4 : Taux de croissance annuel moyen	10
Figure 1-5 : Puissances des énergies renouvelables d'ici 2030.....	12
Figure 1-6 : Principe de fonctionnement d'une cellule PV	17
Figure 1-7 : Cellules cristallines, (a) monocristallin, (b) polycristallin	17
Figure 1-8 : Cellule à couche mince.....	18
Figure 1-9 : Cellules multi-jonctions et à concentration (a) à concentration, (b) organique, (c) multicouche	18
Figure 1-10 : Système PV isolé ou autonome	20
Figure 1-11 : Système PV hybride	21
Figure 1-12 : Système PV raccordé au réseau, (a) uniquement ses excédents, (b) totalité de production.....	21
Figure 1-13 : Organigramme des différentes configurations des systèmes de pompage PV	22
Figure 2-1 : Système de pompage PV étudié	27
Figure 2-2 : Structure d'une cellule PV	28
Figure 2-3 : Tension de circuit ouvert	29
Figure 2-4 : Courant de court-circuit.....	30
Figure 2-5 : Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique I(V) d'une cellule PV 30.....	30
Figure 2-6 : Évolution des constructions des systèmes de production PV.....	31
Figure 2-7: Cellules en en série	32
Figure 2-8: Cellules en parallèles	32
Figure 2-9: Association série/parallèle	33
Figure 2-10: Caractéristique puissance-tension d'un module PV.....	34
Figure 2-11: Caractéristique courant-tension d'un module PV	34
Figure 2-12 : Caractéristiques PV d'un module PV pour différents éclairagements.....	35
Figure 2-13 : Caractéristiques IV d'un module PV pour différents éclairagements	35
Figure.2-14: Caractéristiques I-V d'un module PV pour différentes températures.....	36
Figure 2-15: Caractéristiques P-V d'un module PV pour différentes températures	36
Figure 2-16 : Configuration d'un module PV à l'ombre partielle	37
Figure 2-17: Caractéristiques I(V) et P(V) en fonctionnement normal et à l'ombre	37

Figure 2-18: Structure d'un GPV protégé par des diodes (bypass et anti-retour)	37
Figure 2-19: Fonctionnement de la diode by-pass en présence d'ombrage	38
Figure 2-20: Position des diodes bypass	38
Figure 2-21: schéma de base d'un convertisseur Boost	
Figure 2-22: Moteur (BLDC)	
Figure 3-1: Structure globale de système de pompage PV étudié.....	39
Figure 3-2: Configuration du générateur PV	40
Figure 3-3: Caractéristiques électriques du GPV sous conditions STC.....	52
Figure 3-4: Équipement de mesure du système de pompage PV	53
Figure 3-5: Température ambiante moyenne et de température de cellule mensuelle	54
Figure 3-6: Energie solaire moyen mensuel	54
Figure 3-7: Moyenne mensuelle d'eau pompée, nécessaire et excédentaire	55
Figure 3-8: Eau pompée moyenne annuelle, eau nécessaire et eau excédenta.....	55
Figure 3-9: Rendement moyen mensuel du GPV, du contrôleur pompe et du système total (%).....	56
Figure 4-1: Systèmes de pompage étudiés	68
Figure 4-2: Organigramme du calcul de l'investissement et de l'amortissement annuel total du système PV	71
Figure 4-3: Organigramme du calcul du coût d'entretien annuel total du système PV	74
Figure 4-4: Évolution du prix des panneaux PV	75
Figure 4-5 : Coût total et le coût initial des deux systèmes, PV/GD.....	76
Figure 4-6 : Coûts d'entretien, maintenance et de remplacement des deux systèmes, PV/GD.....	
Figure 4-7 : Coûts sur la durée de vie et le coût d'exploitation et des deux systèmes, PV/GD.....	
Figure 4-8 : Coûts sur la durée de vie et le coût d'exploitation et des deux systèmes, PV/GD....	
.....	84
Figure 4-8 : Coûts du m ³ d'eau pompé avec les deux systèmes PV/GD.....	

Liste de Tableaux

Tableau 1-1 : Potentiel solaire en Algérie	11
Tableau 1-2 : Comparatives rendement des différentes technologies des modules PV	18
Tableau 3-1 : Besoins journalière et mensuels moyens en eau des palmiers / hectare	46
Tableau 3-2 : Rayonnement global journalier et mensuels moyens.....	46
Tableau 3-3 : Paramètres de dimensionnement du système.....	48
Tableau 3-4 : Caractéristiques du panneau PV et du générateur sous STC	48
Tableau 3-5 : Données techniques de la motopompe.....	49
Tableau 3-6 : Débit d'eau moyen saisonnier, durée de pompage, eau pompée, eau nécessaire, eau excédentaire et pourcentage d'eau excédentaire	54
Tableau 3-7 : Rapport de performance moyen saisonnier, facteur de capacité, efficacité PV, efficacité contrôleur - pompe et efficacité totale.....	54
Tableau 4-1 : Paramètres de l'analyse économique.....	59
Tableau 4-2 : Coûts initial total du système de pompage d'eau par le GPV.....	61
Tableau 4-3 : Amort A_{tot} par rapport à l'inves I_{Tot} du système de pompage par générateur PV61	
Tableau 4-4 : Coût d'entretien total annuel par rapport au coût total de l'investissement du générateur PV	62
Tableau 4-5 : l'Amortissement total par rapport au coût total de l'investissement du système de pompage par GD.....	65
Tableau 4-6 : Coût d'entretien total annuel par rapport au coût total de l'investissement du GD	66
Tableau 4-7 : Coûts initial total du système de pompage d'eau par le moteur diesel	67
Tableau 4-8 : Comparaison des coûts détaillée des deux systèmes de pompage d'eau.....	68

Notations

Symbole	Désignation
I_0	Courant de saturation de la diode (A)
I_{01}, I_{02}	Courant de saturation de la diode 1 et diode 2 respectivement (A)
I_{Ph}	Courant photonique de la cellule (A)
I_{max}	Courant maximal de cellule (A)
$I_{cc,ref}$	Courant de court-circuit de référence du panneau solaire (A)
$I_{Ph,ref}$	Courant photonique de référence de cellule (A)
I_{PV}	Courant du générateur photovoltaïque
I_{cc}	Courant de court-circuit du panneau solaire (A)
G	L'éclairement (W/m^2)
V_{PV}	Tension du générateur photovoltaïque
V_{CO}	Tension de circuit ouvert du panneau solaire (A)
$V_{CO,ref}$	Tension de circuit ouvert de référence du panneau solaire (V)
N_s	Nombre de panneaux en série
N_p	Nombre de panneaux en parallèles
P_0	Puissance incidente
i_L	Courant du convertisseur DC/DC
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
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
\vec{V}	Vecteurs représentant la tension
$\vec{\phi}$	Le flux magnétique pour chaque phase respectivement

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).
T _{em}	Couple électromagnétique (N.m).
P	Nombre de paires de pôles
R	Resistance
L	Inductance
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)
H _d	Hauteur dynamique, somme des pertes linéaires et des pertes singulières.
ζ	Coefficient de pertes des charges locales.
K_{fr}	Constante de canalisation.
E _g	L'Energie de Bande Gap.
E _h	L'Energie hydraulique (Wh/j)
g	Constante de la gravité (9.81 m/s ²)
P	Densité de l'eau (1000 kg/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)
C _H	Constante hydraulique.
Rt1, Rt2, Rt3, Rt4, Rt5, Rt6	Les coefficients d'estimations du coût de l'entretien par rapport à l'investissement initial des composants

P	Prix de litre du lubrifiant
Q_{cl}	Quantité de lubrifiant utilisé.par le moteur diesel
C_{onsl}/an	Consommation d'huile par an.
NH	Nombre d'heures de fonctionnement du GD. (9 h).
X	Distance entre l'installation et la station du carburant (18 km)
Consd/h	Consommation horaire du carburant (donnée constructeur, 3L/h)

Abreviation

GIEC : groupe d'expert internationaux sur le climat

GES : gaz à effet de serre

OCDE : l'Organisation de coopération de développement économique

AIE : l'Agence internationale de l'énergie

EnR : énergies renouvelables

GWEC : Global wind energy council

CSP : Solaire thermodynamique

CREDEG : Le centre de recherche développement d'électricité du gaz

CDER : Centre de développement des énergies renouvelables

URAER : Unité de recherche appliquée en énergie renouvelable

UDES : Unité de développement des équipements solaire

URER.MS : Unité de recherche une énergie renouvelable en milieu Saharien

UDTS : Unité de développements de la technologie de silicium

GPV : générateur photovoltaïque

MPP : Points de puissance maximale

MCC : Machine à courant continu

MAS : Machine asynchrone

CC : Courant continu

CA : Courant alternatif

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. La totalité de production mondiale d'énergie provient de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution [1].

En plus la consommation excessive de stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures. Les énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie biomasse et l'énergie hydroélectrique, sont des solutions prometteuses pour concurrencer les sources d'énergies de masse telle que l'énergie fossile et nucléaire. On entend par énergie renouvelable, des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies propres, inépuisables et à ressources illimitées [2].

La technologie photovoltaïque (PV) est une solution attrayante comme remplacement ou complément des sources conventionnelles d'approvisionnement en électricité. L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est de plus en plus utilisée dans diverses applications terrestres comme l'éclairage, les télécommunications, la réfrigération et le pompage. Les systèmes PV ne nécessitent aucun apport extérieur de combustible ; de plus, le générateur lui-même ne contient aucune pièce mobile et ne requiert donc pratiquement pas d'entretien. Par conséquent, les coûts récurrents d'opération et de maintenance sont relativement faibles. Pour ces raisons, cette source d'énergie convient particulièrement bien pour les utilisations en milieu rural où les populations sont réparties dans de petites communautés et où la demande énergétique est relativement faible [3].

Le pompage de l'eau est essentiel dans le monde pour de nombreuses usages, notamment l'irrigation, l'abreuvement, l'approvisionnement en eau des villages et l'utilisation domestique. On estime que 11 % de la population mondiale, soit 768 millions de personnes, n'avait pas accès à l'eau potable en 2011 [4]. Les efforts de surmonter ce problème ont donné à des programmes de pompage de l'eau une priorité importante. Dans beaucoup de régions ce but peut être réalisé seulement par l'utilisation des nappes souterraines. Dans les secteurs lointains des réseaux électriques, il y a des possibilités diverses pour se servir de ces nappes : pompes à main, pompes diesel, pompes solaires, etc. Pour obtenir le fonctionnement le plus fiable et le plus économique, une attention particulière est portée à leur conception et à leur utilisation optimale.

Les systèmes de pompage PV utilisent généralement des pompes de faible puissance allant de 200-2000 W. Un système de pompage d'eau PV est généralement alimenté par un système comprenant un générateur PV, un groupe moteur-pompe et un réservoir d'eau pour assurer la continuité de l'approvisionnement lorsque l'énergie solaire ne suffit pas [5].

Deux types de systèmes peuvent être utilisés, le premier est constitué d'un générateur PV couplé directement à un groupe motopompe à travers un convertisseur continu-continu DC/DC fonctionnant en MPPT (Maximum Power Point Tracking), le deuxième est composé d'un générateur PV couplé à une motopompe à courant alternatif CA à travers un convertisseur continu-continu DC/DC fonctionnant en MPPT (Maximum Power Point Tracking) et un convertisseur continu alternatif DC/AC [6].

La configuration la plus usuelle dans le pompage PV et à base d'un moteur à courant continu vue la simplicité de son couplage direct avec le générateur PV. En effet, les moteurs à courant continu exigent une maintenance continue notamment pour les moteurs à balais (les plus communs) où les balais doivent être changés périodiquement. Ceci est particulièrement problématique notamment dans le cas des pompes à moteur immergé où la pompe doit être retirée du forage pour changer les balais. L'isolation du moteur ne doit pas être compromise afin de ne pas la fragiliser aux infiltrations d'eau, ce qui n'est pas évident sur le site. Certains constructeurs offrent des moteurs à balais de longue durée, réduisant ainsi leur entretien à toutes les 5000 heures de fonctionnement mais augmentant par contre les prix de ces moteurs déjà élevés. En outre, la présence des balais empêche l'exploitation de ces moteurs dans les applications à haute puissance telles que les forages à haut débit et à haute profondeur [7].

La recommandation d'un moteur à courant continu sans balais et à commutation électronique présente un choix favorable pour un système de pompage solaire vue les avantages des aimants permanents, ainsi que les privilèges qu'offrent la commutation électronique qui en résulte, d'autre part : la haute efficacité, durée de vie plus longue, une faible maintenance de système et rendement optimal [8].

CONTRIBUTION ET ORGANISATION DE LA THESE

L'objectif visé par notre travail étant l'étude technico-économique d'une installation de pompage solaire à des fins d'irrigation (70 palmiers) installée sur un puits réel, situé à Sebseb-Ghardaïa, Algérie.

Le travail de thèse est principalement subdivisé en quatre chapitres :

- Le premier chapitre est consacré à la présentation des formes d'énergies les plus

consommées au monde, ainsi que la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde et dans le cas particulier de l'Algérie. Nous listons ensuite d'une manière brève les étapes importantes du programme de développement des énergies renouvelables en Algérie, puis un état de l'art concernant le principe de la conversion PV ainsi que les différents types de cellules PV existant dans le marché. Nous donnons enfin une présentation générale des différentes configurations de système de pompage PV avec les éléments principaux qui constituent ce type de système.

- Dans le second chapitre, une modélisation mathématique des différents composants du système de pompage PV sera présentée ; à savoir le générateur PV, avec l'influence des différents paramètres climatiques sur ces les caractéristiques I-V et P-V. Le modèle du convertisseur statique DC-AC. Le moteur à courant continu sans balai à aimant permanent PMBLDC sera également modélisé. Nous donnons enfin le modèle de la pompe et le circuit hydraulique.

- Le troisième chapitre a été entièrement consacré à l'étude des performances du système de pompage d'eau PV sous différentes conditions météorologiques réelles, un système de pompage PV à des fins d'irrigation (70 palmiers) est installé sur un puits réel, situé à Sebseb-Ghardaïa, Algérie (Latitude 32.26 N°, et longitude 03.46 E°). Les résultats mensuels et saisonniers ont été analysés et discutés via le système de surveillance des données dans un délai d'un an (avril 2020 à mars 2021) afin d'étudier et d'évaluer les performances du système PV dans des conditions extérieures réelles.

- Dans le quatrième et le dernier chapitre, une étude comparative technico-économique entre deux sources énergétiques différentes pour le pompage d'eau, avec un groupe électrogène classique et un générateur PV, l'étude nous a permis de vérifier la rentabilité du système sur 25 ans, et de mieux voir les avantages et les inconvénients de chaque système.

CHAPITRE I : ETAT DE L'ART DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

1.1 Introduction

L'utilisation de l'énergie solaire sous forme PV est de plus en plus répandue dans le monde entier. Les systèmes PV sont des systèmes qui convertissent directement la lumière du soleil en électricité. Les systèmes PV sont composés de modules PV, d'onduleurs, de batteries et de contrôleurs. Les modules PV contiennent des cellules PV qui absorbent la lumière du soleil et la convertissent en électricité. Les onduleurs convertissent l'électricité produite par les modules PV en courant alternatif. Les batteries stockent l'électricité produite et fournissent de l'électricité lorsque le soleil ne brille pas. Les contrôleurs régulent le courant et la tension pour protéger les batteries [1] [2].

Les systèmes PV peuvent être utilisés pour alimenter des applications domestiques, industrielles et commerciales. Dans le monde entier, les systèmes PV sont de plus en plus utilisés pour alimenter des applications telles que les systèmes d'éclairage public, les systèmes de chauffage et de ventilation, les systèmes de communication, les systèmes d'alimentation électrique, les systèmes de contrôle de la qualité de l'air et les systèmes de surveillance[3].

L'utilisation des systèmes PV s'est développée considérablement ces dernières années, et différentes technologies sont disponibles pour leur conception et leur installation. Les principales technologies disponibles comprennent les modules monocristallins, polycristallins et à couches minces, les onduleurs à courant continu, les onduleurs à courant alternatif, les contrôleurs de charge.

1.2 Production mondiale d'électricité

Les combustibles fossiles (pétrole, gaz, charbon) assurent une part prépondérante de la production électrique dans le monde : 61.4 % en 2020. Deuxième source de production d'électricité dans le monde, le nucléaire représente 16,9% du total des TWh générés en 2020. L'hydraulique, première des énergies renouvelables, arrive en troisième position avec une production totale de 2 643,2 TWh, soit 16,4 % de la production électrique mondiale[4].

Selon le rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) sur Global Electricité Review 2021, la production mondiale totale d'électricité en 2021 était d'environ 27 644 térawatts heures (TWh). Les combustibles fossiles sont restés la principale source de production d'électricité, représentant environ 61% de la production mondiale totale d'électricité, le charbon étant le principal contributeur à 36 %. Les énergies renouvelables, y compris l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire et d'autres sources, représentaient environ 28% de la production totale d'électricité, l'hydroélectricité étant le principal contributeur à 15%. L'énergie nucléaire représentait environ 10% de la production mondiale d'électricité[5].

Les cinq énergies que sont l'hydraulique, la biomasse, la géothermie, l'éolien et le solaire, composent l'ensemble des sources renouvelables. La production d'électricité issue de ces différentes filières s'élève à 7705.74 TWh, de la production totale d'électricité dans le monde en 2021, Il convient de noter que ces chiffres sont des estimations basées sur les données disponibles et que les chiffres réels peuvent varier légèrement.

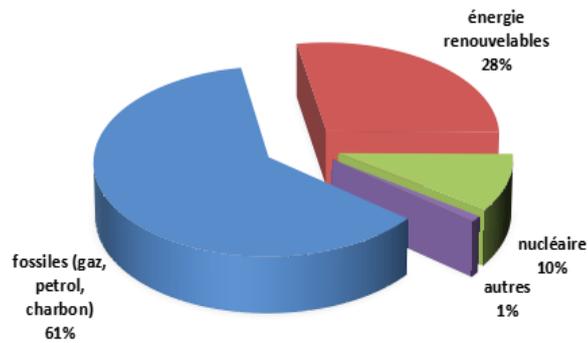


Figure 1-1 : Production mondiale d'électricité

Les combustibles fossiles représentent encore plus de 82 % de la consommation d'énergie primaire, et la consommation de combustibles fossiles est restée « globalement inchangée » entre 2019 et 2021 selon BP.

La consommation d'énergies renouvelables hors hydraulique a augmenté, mais la part des filières renouvelables hors hydraulique dans le mix électrique mondial n'atteindra toujours que 13 % en 2021 (contre 15 % pour l'hydraulique), et le nucléaire représente toujours près d'un dixième de l'électricité mondiale production[6].

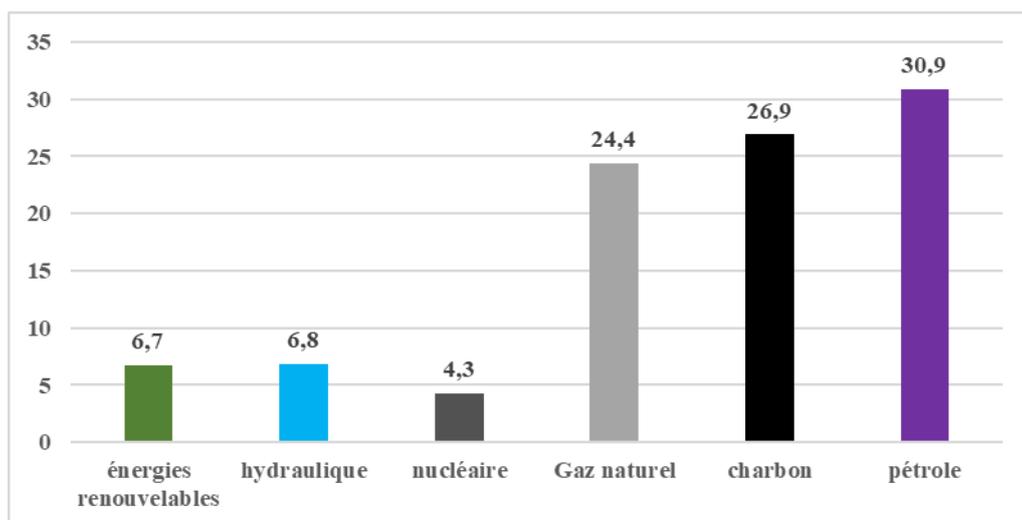


Figure 1-2 : Consommation d'énergie mondiale

I.3 Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde

Entre 2010 et 2020, la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire a progressé de 5 points, passant de 8,3% à 13,1%. Les énergies renouvelables se placent derrière le gaz naturel (16,9%), le pétrole (27,5%) et l'énergie nucléaire (39,2%) dans le classement des sources d'énergie primaire de 2020[7].

En 2019, l'hydroélectricité a par exemple compté à elle seule pour 59,4% de la production mondiale d'électricité d'origine renouvelable (18,8% pour l'éolien terrestre, 9,6% pour le solaire PV) selon l'Irena. L'éolien et le solaire ont pour la première fois généré 10 % de l'électricité mondiale en 2021, selon un nouveau rapport du think tank Ember, publié le 30 mars 2022.

L'éolien et le solaire ont pour la première fois généré 10 % de l'électricité mondiale en 2021, selon la Revue mondiale de l'électricité 2022 du think tank Ember. Ce cap est atteint par 50 pays, y compris les cinq plus grandes économies du monde : les États-Unis, la Chine, le Japon, l'Allemagne et le Royaume-Uni. Dans l'ensemble, les sources renouvelables ont généré 28,4 % de l'électricité mondiale. L'hydroélectricité est la première d'entre elles avec une contribution en 2021 dont 58%. L'énergie éolienne, la deuxième source d'énergie renouvelable, représente désormais 25% du total renouvelable. Suivent le solaire 14% qui rassemble les centrales PV et les centrales solaires thermiques (héliodynamiques). Filière biomasse, et géothermique, et autres renouvelables, représente 3%. C'est toujours moins que le charbon (36,5 %), mais plus que le gaz naturel (22,2 %) et le nucléaire (9,9%)[8].

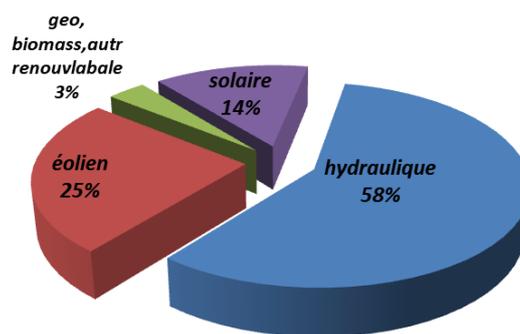


Figure 1-3 : Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde

I.4 Taux de croissance annuel moyen des filières renouvelables

Le taux de croissance annuel moyen des secteurs renouvelables peut varier en fonction du secteur spécifique et de la période considérée. Cependant, de manière générale, les secteurs des énergies renouvelables tels que l'énergie solaire et éolienne ont connu une croissance

rapide ces dernières années. Le taux de croissance annuel moyen des secteurs des énergies renouvelables a varié dans le temps et selon les régions. Selon le rapport 2021 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) sur les énergies renouvelables, la capacité mondiale d'énergie renouvelable a augmenté de 10,3 % en 2020, malgré les impacts économiques de la COVID - 19 pandémie.

Dans l'ensemble, le secteur des énergies renouvelables devrait continuer de croître alors que les pays et les entreprises du monde entier accordent la priorité à la transition vers des sources d'énergie plus propres afin de faire face au changement climatique et à d'autres défis environnementaux. Plus précisément, les énergies solaire et éolienne ont été deux des secteurs renouvelables à la croissance la plus rapide ces dernières années. L'AIE estime que la capacité solaire PV augmentera en moyenne de 12% par an entre 2020 et 2030, tandis que la capacité éolienne augmentera en moyenne de 10 % par an sur la même période[9].

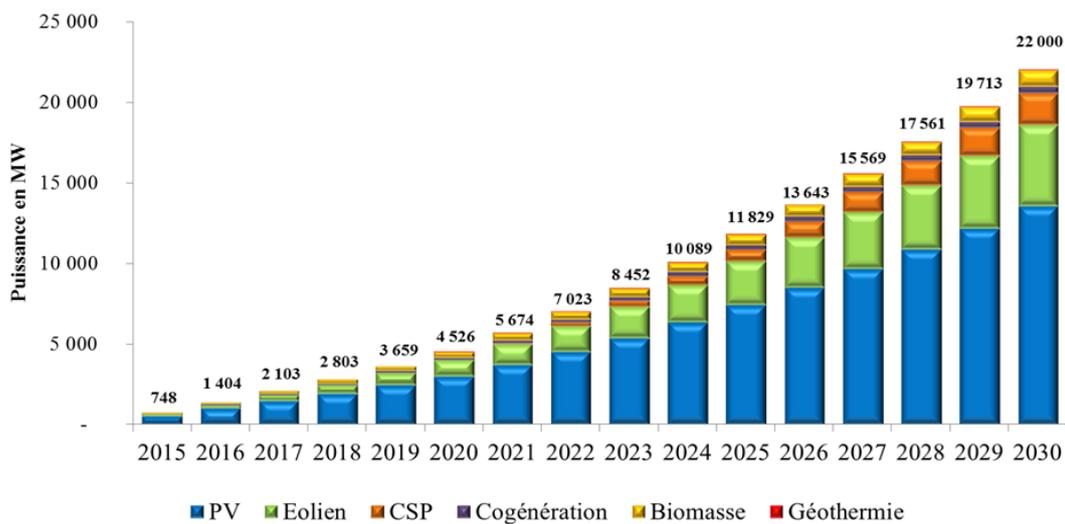


Figure 1-4 : Taux de croissance annuel moyen

I.5 Situation énergétique en Algérie

Dès son indépendance, en 1962, l'Algérie avait opté pour le développement du secteur de l'énergie, dans le cadre d'une politique nationale visant le développement des infrastructures électriques et gazières. Cette politique prévoit l'accès de la population à l'électricité et au gaz naturel comme une priorité absolue pour l'amélioration de la qualité de vie du citoyen et de la situation économique du pays. La charte nationale en 1976, annonça la volonté de généralisation de l'électrification des ménagers à travers tout le territoire national, Ces dernières années, la demande en électricité connu une évolution importante et particulièrement en périodes estivale, atteignant des pics de consommation importants. Cette forte augmentation de la demande est une conséquence directe du changement des habitudes du

consommateur et l'amélioration de sa qualité de vie, ainsi que la pulsion donnée au secteur économique et industriel [10].

L'Algérie possède un grand potentiel d'énergie naturelle renouvelable ainsi que des réserves de pétrole et de gaz naturel. Le pays repose lourdement sur le pétrole et le gaz pour générer des recettes d'exportation : le total des exportations d'hydrocarbonés a représenté en 2007, 98% du total des exportations pendant cette même année, le secteur du pétrole et du gaz a représenté 45.9% du PIB algérien.

L'approvisionnement énergétique primaire est très dominé par le gaz naturel et le pétrole brut. La part de l'énergie provenant de sources renouvelables et de déchets a été de 0.4%. La demande totale en énergie primaire a été en 2005 de l'ordre de 37 Mtep, caractérisée par une hausse constante ces dernières années.

La capacité de production d'électricité au gaz représente approximativement 97% de l'approvisionnement algérien en électricité. Suite à la promulgation de la loi sur l'électricité qui autorise la concurrence, 35% de la production de l'électricité sont maintenant assurés par des centrales qui appartiennent à des sociétés privées étrangères. L'électricité produite est vendue à SONELGAZ, qui est l'unique acheteur et est également le distributeur. Les prix de l'énergie à la consommation dans toutes ses formes sont subventionnés par l'Etat. Ils sont fixés sur la base de critères socio-économiques [11].

L'Algérie s'est fixée l'objectif de ramener la contribution des énergies renouvelables à 6% du total des approvisionnements en énergie primaire et ce d'ici 2015. Cet objectif semble être une cible interne fixée par le ministère de l'énergie et des mines mais n'a jamais été adopté par le gouvernement en tant qu'objectif national. Certains projets existent et de petites incitations sont accordées pour l'établissement de dispositifs d'énergie renouvelable de petite taille. Le gouvernement algérien a même adopté une tarification incitative au profit des centrales solaires à concentration. Mais les tarifs sont très bas et n'arrivent pas à stimuler les investissements dans le domaine des énergies renouvelables.

I.6 Production d'électricité d'origine renouvelable en Algérie

L'Algérie se repose presque exclusivement sur les combustibles fossiles (99,2 %) pour répondre aux besoins croissants d'électricité de sa population, et Les énergies renouvelables n'occupent qu'une faible part du mix électrique national (0,8 %).

L'Algérie amorce cependant aujourd'hui une dynamique verte avec le lancement d'un programme une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnRe) et d'efficacité énergétique. Cette vision du

gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 000 MW entre 2011 et 2030 dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 000 MW à l'exportation[12].

A la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie : d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable.

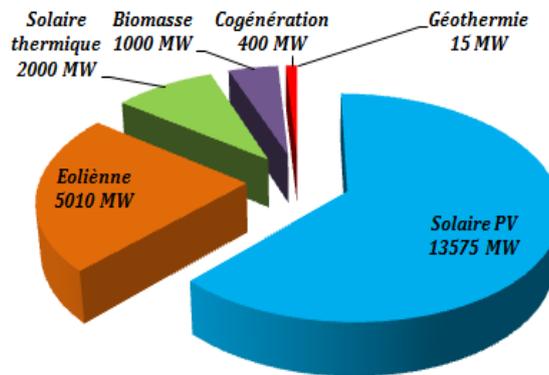


Figure 1-5 : Puissances des énergies renouvelables d'ici 2030

I.7 Potentiel solaire en Algérie

En raison de sa situation géographique favorable, l'Algérie possède l'une des plus importantes ressources d'énergie solaire au monde. La durée d'ensoleillement est supérieure à 2000 heures par an dans presque toutes les régions nationales, dans les hautes terres et dans les déserts même 3900 heures. Chaque jour, une surface horizontale de 1 mètre carré dans la majeure partie du pays reçoit environ 5 kWh d'énergie solaire. Le potentiel solaire algérien est présenté dans le tableau 1.1.[13].

Tableau 1-1 : Potentiel solaire en Algérie

	Régions côtières	Haut plateaux	Sahara
Superficie %	4	10	86
Durée moyenne ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

1.8 Programme d'efficacité énergétique en Algérie

Le programme d'efficacité énergétique obéit à la volonté de l'Algérie de favoriser une utilisation plus responsable de l'énergie et d'explorer toutes les voies pour préserver les ressources et systématiser la consommation utile et optimale. L'objectif de l'efficacité énergétique consiste à produire les mêmes biens ou services, mais en utilisant le moins d'énergie possible. Ce programme contient des actions qui privilégient le recours aux formes d'énergie les mieux adaptées aux différents usages et nécessitant la modification des comportements et l'amélioration des équipements [14]

Les actions phares de ce programme portent sur :

- L'isolation thermique des bâtiments.
- La promotion du chauffe-eau solaire et de la climatisation solaire.
- Une meilleure performance dans l'éclairage.
- La promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel.
- La promotion du GPL/C et du GN/C.
- Stockage d'Hydrogène.

a) L'isolation thermique des bâtiments

Les actions de maîtrise de l'énergie proposées pour ce secteur portent notamment sur l'introduction de l'isolation thermique des bâtiments qui permettront de réduire d'environ 40% la consommation d'énergie liée au chauffage et à la climatisation des logements.

b) La promotion du chauffe-eau solaire et de la climatisation solaire

Concernant l'usage (individuel et collectif) de l'eau chaude, la priorité accordée par les pouvoirs publics, via ce programme, est la substitution du chauffage à gaz par le chauffage solaire. A ce titre, en plus de la promotion de la climatisation solaire, des efforts considérables seront fournis, en vue de favoriser la pénétration massive des chauffe-eau solaires avec une attention particulière pour leur fabrication locale. À l'horizon 2030, l'objectif étant la réalisation d'une économie d'énergie évaluée à plus de deux millions de TEP.

c) Une meilleure performance dans l'éclairage

L'objectif assigné à la stratégie d'action est l'interdiction graduelle de la commercialisation des lampes à incandescence (lampes classiques couramment utilisées par

les ménages) sur le marché national à l'horizon 2020. En parallèle, il est prévu la mise sur le marché de quelques millions de lampes à basse consommation.

d) La promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel

Le programme vise à amener les industriels à plus de sobriété et de pondération dans leur consommation énergétique. En effet, l'industrie représente un enjeu pour l'efficacité énergétique du fait que sa consommation est appelée à croître à la faveur de la relance de ce secteur. A ce titre, l'objectif attendu en matière d'économie d'énergie est évalué à plus de trente millions de TEP ; Pour plus d'efficacité énergétique, il est prévu : La généralisation des audits énergétiques et du contrôle des procédés industriels qui permettront d'identifier les gisements d'économie d'énergie substantiels et de préconiser des plans d'actions correctifs L'encouragement des opérations de réduction de la surconsommation des procédés industriels, à travers un soutien de l'Etat au financement de ces opérations.

F) La promotion du GPL/C et du GN/C

Le programme vise à promouvoir les carburants les plus disponibles et les moins polluants, en l'occurrence, le GPLc et le GNC. L'objectif étant d'enrichir la structure de l'offre des carburants et de contribuer à atténuer les effets des carburants classiques sur la santé et l'environnement. Ce programme prévoit, à terme, la généralisation de l'utilisation des carburants propres dans les transports individuels et collectifs, notamment, dans les grands centres urbains.

G) Stockage d'Hydrogène

Stockage d'hydrogène est le processus de stockage de l'hydrogène sous forme de gaz ou de liquide, à des pressions et des températures spécifiques. Il existe plusieurs technologies de stockage d'hydrogène, telles que le stockage sous pression, le stockage cryogénique et le stockage sous forme hydride. Le stockage sous pression est le plus couramment utilisé, car il est relativement peu coûteux et facile à mettre en œuvre.

Hydrogène peut être utilisé pour stocker de l'électricité, permettant de pallier la surproduction d'électricité renouvelable (solaire, éolien, etc.) à certains moments et son insuffisance à d'autres. En effet, la production d'énergie solaire ou éolienne dépend d'éléments naturels et ne peut donc pas être pilotée en fonction de la consommation. Il est donc nécessaire de pouvoir stocker le surplus d'électricité quand la production est supérieure à la consommation. L'électricité ne pouvant être stockée en grande quantité sur une longue période, la solution est de la convertir en hydrogène. Cette filière du Power to Gas permet

donc de répondre aux problématiques de modularité, de forte fluctuation et de stockage de l'électricité renouvelable. C'est un élément essentiel dans la construction de réseaux multi-énergies.

1.9 Solaire PV

L'énergie PV désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux PV. Elle résulte de la conversion directe dans un semi-conducteur d'un photon en électron. Outre les avantages liés au faible coût de maintenance des systèmes PV, cette énergie répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau électrique est trop onéreux [15]. L'énergie PV est une source d'énergie non polluante. Modulaires, ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture. La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires PV d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030 [16].

1.10 Solaire thermique

L'énergie solaire thermique est la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique. Cette transformation peut être utilisée directement (pour chauffer un bâtiment par exemple) ou indirectement (comme la production de vapeur d'eau pour entraîner des turboalternateurs et ainsi obtenir de l'énergie électrique). En utilisant la chaleur transmise par rayonnement plutôt que le rayonnement lui-même, ces modes de transformation d'énergie se distinguent des autres formes d'énergie solaire comme les cellules PV. La radiation directe du soleil est concentrée par un collecteur sur un échangeur où elle est cédée à un fluide, soit vaporisé directement, soit transportant la chaleur à un générateur de vapeur. Tous les systèmes ont en commun un certain nombre d'organes : un collecteur qui concentre la chaleur, un liquide ou un gaz caloporteur qui la transporte jusqu'à un point d'extraction, un évaporateur, un condenseur, une turbine et un alternateur. Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de " Hassi R'Mel" d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire. Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1 200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030 [17]. Plus connu sous le

nom de « Concentration Solar Power (CSP)», le solaire thermique peut répondre à la demande en électricité de jour comme de nuit en étant couplé à des moyens de stockage thermique ou hybridé avec d'autres énergies comme le gaz. L'Algérie entend mettre en valeur son potentiel solaire, l'un des plus importants au monde, en lançant des projets importants en solaire thermique.

1.11. Eolien

Par définition, l'énergie éolienne est l'énergie produite par le vent. Elle est le fruit de l'action d'aérogénérateurs, de machines électriques mues par le vent et dont la fonction est de produire de l'électricité. Une hélice entraînée en rotation par la force du vent permet la production d'énergie mécanique ou électrique en tout lieu suffisamment venté. L'énergie du vent captée sur les pales entraîne le rotor qui, couplé à une génératrice, convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. La quantité d'énergie produite par une éolienne dépend principalement de la vitesse du vent mais aussi de la surface balayée par les pales et de la densité de l'air. Le programme EnR algérien prévoit dans un premier temps, sur la période 2011-2013, l'installation de la première ferme éolienne d'une puissance de 10 MW à Adrar. Entre 2014 et 2015, deux fermes éoliennes de 20 MW chacune devraient être réalisées. Des études seront menées pour détecter les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d'environ 1700 MW[13].

1.12 Principe de l'effet PV

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet la conversion directe de l'énergie lumineuse du soleil en électricité en générant et en transportant des charges électriques positives et négatives dans un matériau semi-conducteur sous l'influence de la lumière. Ce matériau est constitué de deux parties, l'une avec des électrons en excès et l'autre avec un déficit en électrons, appelées respectivement dopées N et dopées P. Lorsque le premier entre en contact avec ce dernier, les électrons en excès dans le matériau de type N diffusent dans le matériau de type P. La région initialement dopée N devient chargée positivement et la région initialement dopée P devient chargée négativement. Cela crée un champ électrique entre eux, qui tend à pousser les électrons vers la région N et les trous vers la région P. Une jonction PN a été formé [18] [19].

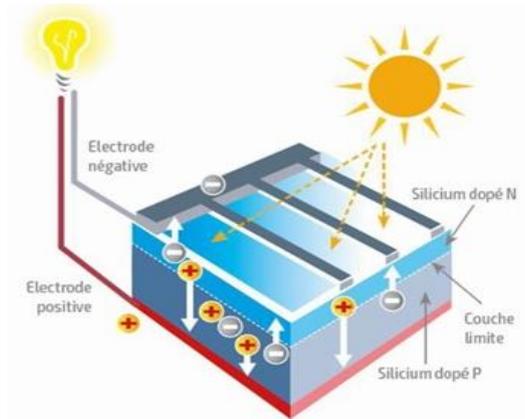


Figure 1-6 : Principe de fonctionnement d'une cellule PV

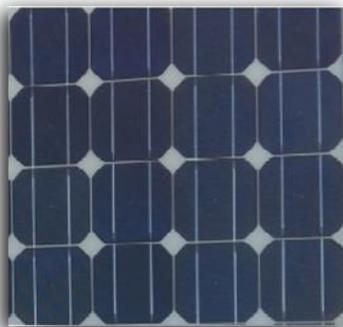
1.13 Technologies des cellules PV

Le matériau le plus courant dans les cellules PV, ou cellules solaires, est le silicium, un semi-conducteur de type IV appelé tétravalent, ce qui signifie qu'un atome de silicium peut se lier à quatre autres atomes du même type. Nous utilisons également des matériaux composites tels que l'arséniure de gallium et des films minces tels que le $CdTe$ (tellure de cadmium) et le CIS (cuivre indium di-sélénium) [20].

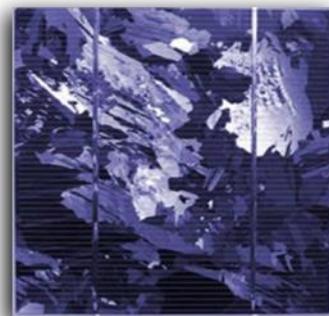
On distingue trois générations des cellules PV en fonction des développements technologiques :

1.13.1 Technologie de la 1^{ère} génération : cellules cristallines

Les cellules de première génération basées sur une seule jonction P-N utilisent généralement du silicium cristallin comme matériau semi-conducteur. Le procédé de fabrication à base de plaquettes de silicium est très énergivore et donc très coûteux [21]. Il nécessite également du silicium de haute pureté. Nous distinguons également les cellules à base de silicium monocristallin et poly cristallin.



(a)



(b)

Figure 1-7 : Cellules cristallines, (a) monocristallin, (b) polycristallin

1.13.2. Technologie de 2^{ème} génération : couches minces "thin films"

La technologie de deuxième génération des couches minces ou films minces (en anglais : thin film technology) est une technologie de cellules PV qui se caractérise par l'utilisation de matériaux mince pour la production des cellules PV. Les cellules PV à couches minces sont fabriquées en déposant une ou plusieurs couches minces de matériaux semi-conducteurs sur un substrat. Les couches minces sont plus minces que les cellules PV de première génération, ce qui les rend plus légères et plus faciles à transporter. Elles sont également moins coûteuses à produire et peuvent être fabriquées en grandes quantités. Les cellules PV à couches minces sont aussi plus efficaces que les cellules PV de première génération, ce qui signifie qu'elles peuvent produire plus d'énergie à partir du même rayonnement solaire. Enfin, les cellules à couches minces peuvent être fabriquées sous différentes formes et tailles, ce qui les rend très flexibles et adaptables à de nombreuses applications [22].

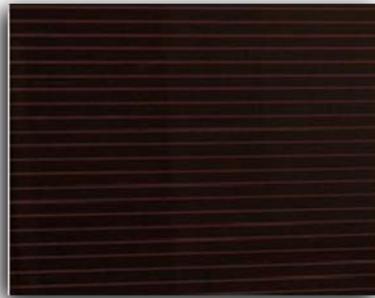


Figure 1-8 : Cellule à couche mince

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

Elles sont constituées de molécules organiques combinant flexibilité et légèreté. Il y a trois types de ces cellules : les moléculaires, celles en polymères et les organiques hybrides. Ces technologies sont encore au stade de la recherche et développement.

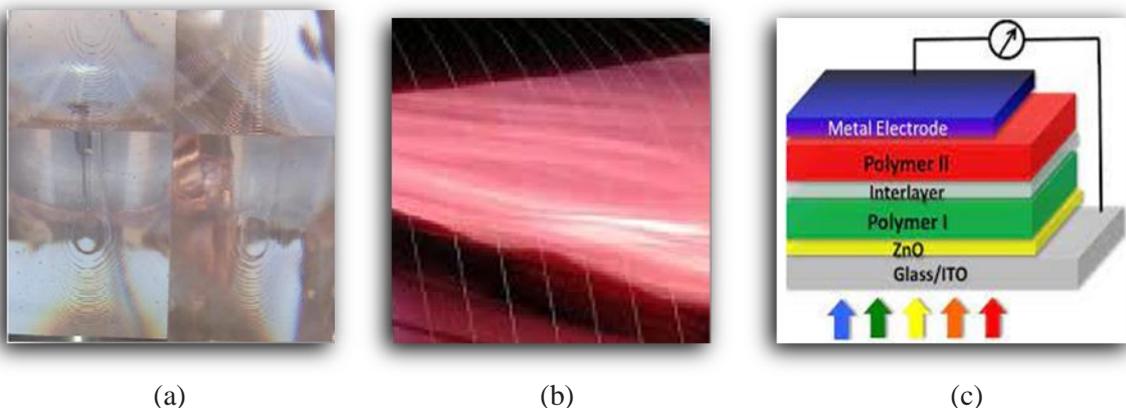


Figure 1-9 : Cellules multi-jonctions et à concentration (a) à concentration, (b) organique, (c) multicouche

1.13.4 Comparaison entre les différentes technologies des cellules PV

Dans le tableau (1-2), ci-dessous on résume les différentes performances des technologies citées précédemment [23].

Tableau 1-2 : Comparatives rendement des différentes technologies des modules PV

Type	Module labo	Module commerciale	Niveau de développement
1^{ère} génération			
Monocristallin	26.1%	14-24%	Production industrielle
Polycristallin	21.5%	13 -18%	Production industrielle
2^{ème} génération			
Amorphe (a-SI)	10.8%	6-9%	Production industrielle
CdTe	22.1%	17.2%	Production industrielle
Cis ou CIGS	22.3%	20.4%	Production industrielle
3^{ème} génération			
A concentration	48.4%	39.7%	Production industrielle
Multicouche	35%	29.9%	Production industrielle aux applications spatiales
Multi-jonction	47.2%	32.1 %	Production industrielle aux applications spatiales

1.14 Classification des systèmes PV

Les systèmes PV peuvent généralement être classés en fonction de leurs exigences fonctionnelles et opérationnelles, de la configuration de leurs composants et de la manière dont le système est connecté au réseau électrique. Les principales applications des systèmes PV sont [24]:

1.14.1 Systèmes autonomes

Un système PV autonome (SPA) est un type de système d'énergie solaire qui n'est pas connecté à un réseau électrique plus important. Il est autonome et fonctionne de manière indépendante, récupérant l'énergie du soleil et la stockant dans des batteries. L'énergie solaire est ensuite convertie en électricité utilisable grâce à un onduleur. Un SPA comprend généralement des panneaux PV, des contrôleurs de charge, des batteries et un onduleur. Le système peut être utilisé pour fournir de l'électricité à des sites distants ou pour offrir une solution hors réseau aux habitations et aux entreprises. Les SPA offrent un moyen fiable, économique et respectueux de l'environnement de produire de l'électricité [25].

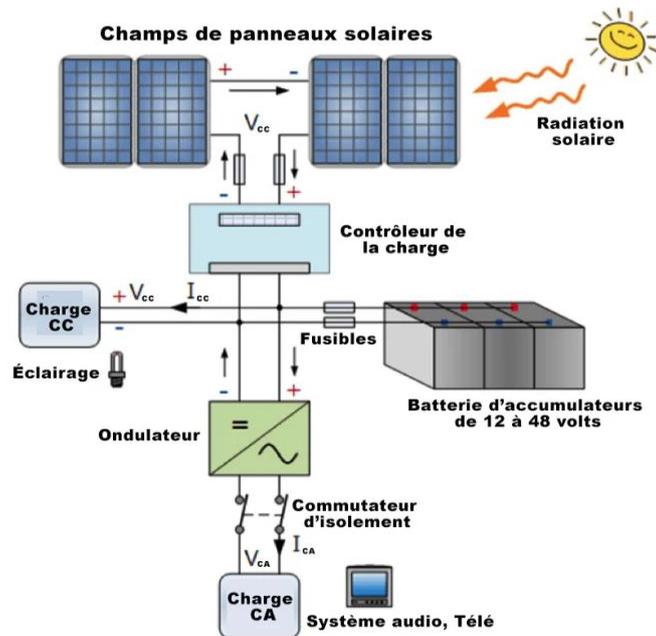


Figure 1-10 : Système PV isolé ou autonome

1.14.2 Systèmes hybrides

Un système PV hybride est un système d'énergie renouvelable qui combine des panneaux PV avec d'autres sources d'énergie renouvelable, telles que des éoliennes ou des générateurs diesel. Ces systèmes sont conçus pour générer plus d'énergie qu'une seule source d'énergie renouvelable et peuvent être utilisés pour fournir une source d'énergie plus fiable et plus efficace. Les systèmes PV hybrides sont également souvent utilisés en combinaison avec des générateurs thermoélectriques, qui profitent de la chaleur résiduelle produite par les panneaux PV pour produire de l'énergie supplémentaire. Les systèmes PV hybrides peuvent également être combinés avec des batteries pour stocker l'énergie générée pour une utilisation pendant les périodes de pointe ou lorsque le soleil n'est pas disponible [24].

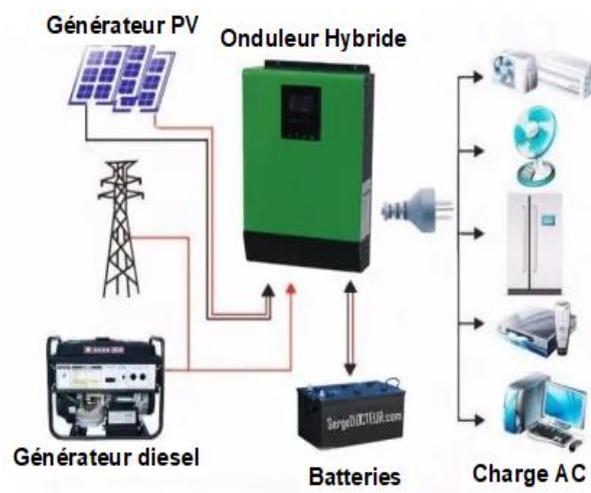


Figure 1-11 : Système PV hybride

1.14.3 Systèmes PV raccordés au réseau

Les systèmes PV connectés au réseau sont des systèmes d'énergie générant de l'électricité au réseau électrique. Les systèmes PV sont couplés au réseau électrique afin de convertir l'électricité en courant continu (DC) générée par les modules PV en électricité en courant alternatif (AC), qui est ensuite injectée dans le réseau. De plus, les systèmes PV sont également conçus pour fonctionner en parallèle avec le réseau, ce qui signifie que l'électricité excédentaire générée par le système PV peut être réinjectée dans le réseau. Cela permet de réduire la demande globale sur le réseau pendant les heures de pointe et d'assurer un approvisionnement énergétique plus fiable et équilibré [23].

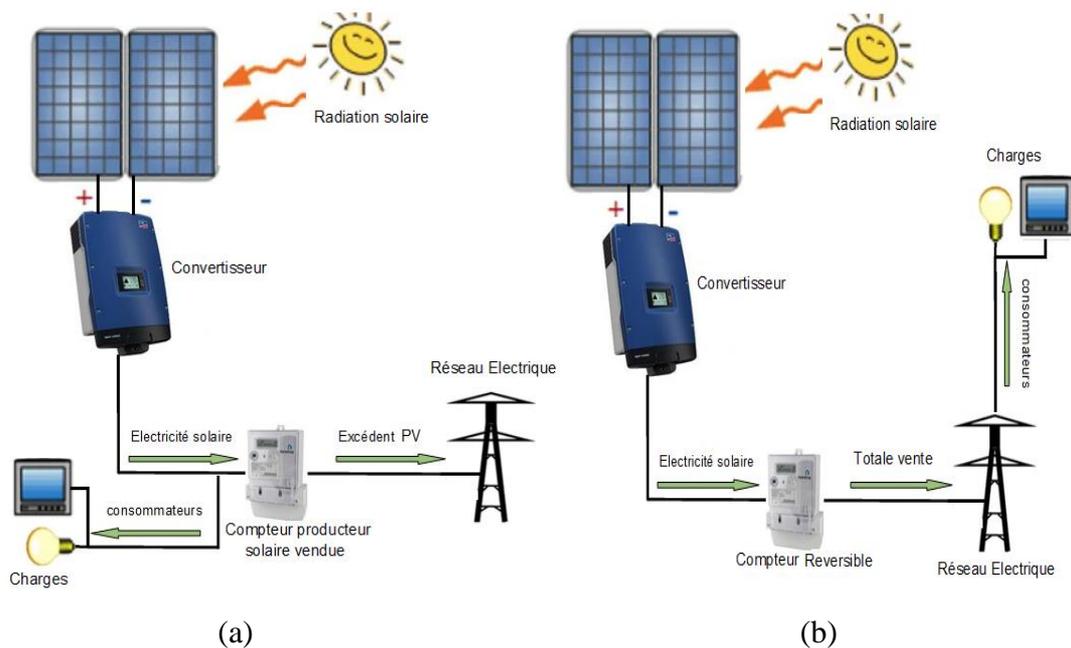


Figure 1-12 : Système PV raccordé au réseau, (a) uniquement ses excédents, (b) totalité de production

1.14.4 Systèmes fonctionnant au fil du soleil (Pompage PV)

L'approvisionnement en eau potable et l'irrigation sont encore des préoccupations quotidiennes dans les zones reculées, désertiques ou montagneuses. Le pompage d'eau PV est une excellente solution pour ces zones. Faire fonctionner un système de pompage PV à l'énergie solaire implique de connecter les panneaux solaires à une pompe et à un onduleur. Les panneaux solaires absorbent les photons du soleil et les convertissent en électricité, qui est ensuite injectée dans l'onduleur. L'onduleur convertit ensuite l'électricité du courant continu (DC) en courant alternatif (AC) pour alimenter la pompe. La pompe puise ensuite l'eau d'une source, telle qu'un puits ou une rivière, et la pompe jusqu'à sa destination. La quantité

continu, les moteurs à courant alternatif et les moteurs synchrones. Les moteurs à courant continu sont les plus courants et sont utilisés pour des applications à faible puissance. Les moteurs à courant alternatif sont généralement plus chers et sont utilisés pour des applications à puissance élevée. Les moteurs synchrones sont des moteurs à courant alternatif qui peuvent maintenir une fréquence constante même lorsque la charge sur le moteur change.

a) Moteur à courant continu

En faisant varier le sens du courant circulant dans une armature (généralement le rotor) soumise à un champ magnétique produit par une inductance, l'énergie électrique appliquée à un moteur est convertie en énergie mécanique (généralement le stator). Le courant dans le rotor d'un moteur à courant continu est commuté à l'aide de balais de carbone et de graphite ou par commutation électronique. Les moteurs à balais sont les plus courants, mais leurs balais doivent être remplacés régulièrement. Ceci est particulièrement problématique avec les motopompes submersibles, qui doivent être retirées du forage pour changer les balais. De plus, l'isolation du moteur ne doit pas être compromise afin d'éviter les infiltrations d'eau, qui ne sont pas visibles sur le site. Certains fabricants proposent des moteurs à balais longue durée qui ne nécessitent un entretien que toutes les 5000 heures de fonctionnement [25].

b) Moteur à courant alternatif

Moteurs à courant alternatif tels qu'un moteur asynchrone ; sont des moteurs sans balais avec une conception de rotor solide qui assure un fonctionnement fiable et sans entretien. La simplicité de la conception de la turbine se traduit également par un prix du moteur inférieur et un rapport puissance / poids plus élevé. C'est le principal avantage des moteurs asynchrones par rapport aux moteurs à courant continu et l'une des raisons pour lesquelles ce type de moteur est plus couramment utilisé dans les systèmes de pompe PV [27].

Néanmoins, le moteur à induction sous sa forme standard, contrairement au moteur à courant continu, son inconvénient majeur est d'être inflexible dans la variation de vitesse. Ce type de moteur à courant alternatif tourne à une vitesse légèrement inférieure à la vitesse de synchronisme et sa vitesse est déterminée par la fréquence de source d'alimentation et le nombre de pôles du stator. Donc une gamme de variation de la vitesse du moteur asynchrone et seulement possible lorsque la fréquence de la source d'alimentation est possible. Cela signifie que l'utilisation du moteur asynchrone dans les applications PV de pompage nécessite un circuit électronique de commande à fréquence variable (onduleur) pour commander la vitesse, et ceci ajoute un coût de plus au système. L'inclusion de l'onduleur dans le système permet des performances excellentes à la vitesse de rotation du moteur.

1.14.7. Pompe

a) La pompe centrifuge

En faisant tourner des roues à aubes ou des aubes, la pompe centrifuge transfère l'énergie cinétique du moteur au fluide. La force centrifuge des pales de la pompe provoque l'expulsion de l'eau vers l'extérieur et vers le haut. Sur un même arbre de transmission, de nombreux étages d'aubes peuvent être juxtaposés pour augmenter la pression et donc la hauteur de refoulement. Chaque étage délivre de l'eau au suivant en augmentant la pression jusqu'au dernier étage qui délivre alors un volume d'eau à haute pression. Ces pompes comprennent les pompes aspirantes rotatives, les pompes flottantes et les pompes submersibles à moteur de surface ou immergé.

La pompe centrifuge est conçue pour une HMT relativement fixe. Le débit de cette pompe fluctue en proportion directe avec la vitesse de rotation du moteur. En fonction de sa vitesse, son couple monte très vite, et la hauteur de refoulement du moteur dépend du carré de sa vitesse. Par conséquent, une vitesse de rotation élevée du moteur est nécessaire pour fournir un débit décent. La puissance utilisée varie donc en fonction de Q et la HMT. En règle générale, les pompes centrifuges sont utilisées pour des applications de profondeur moyenne à faible avec (10 à 100 mètres) des débits élevés [28].

Les pompes solaires ont des rendements hydrauliques élevés (utilisation de technologies avancées). Au point de fonctionnement nominal, ils varient de 55 % à 60 %. La durée de vie est estimée entre 5 et 10 ans (elle est fortement liée à la qualité de l'eau). Le nettoyage des sols (boue, sable, déchets si la pompe est installée dans un puits) fait partie de l'entretien courant. La fréquence à laquelle cela se produit est déterminée par la qualité de l'eau pompée [29].

b) La pompe volumétrique

Les pompes à déplacement positif comprennent le piston, le diaphragme, la vis et les aubes de pompe. Dans les puits profonds ou forages, les deux derniers types sont utilisés (plus de 100 mètres). Un moteur électrique monté en surface assure généralement l'entraînement via un très long arbre d'entraînement. Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel au régime moteur. Cependant, son couple est largement constant par rapport à la vitesse de rotation du moteur et fluctue fortement par rapport à la hauteur manométrique totale (HMT). Le couple de démarrage sera donc proportionnel au HMT et pratiquement indépendant du débit. La vitesse déterminera la quantité d'électricité utilisée. Pour les puits et les forages avec des profondeurs importantes et des débits d'eau modestes, ces pompes sont généralement utilisées. Dans les situations où le débit nécessaire est faible et le couple est lent et irrégulier,

comme avec les pompes à main et les pompes éoliennes à pales multiples, elles sont parfois utilisées comme pompes de surface [24].

1.15 Conclusion

L'énergie solaire PV est largement utilisée. Dans ce chapitre, nous avons mis en évidence la revue des cellules PV, qui est la base pour convertir l'énergie solaire en électricité. Nous avons également abordé les principales applications des systèmes PV, qui se divisent en systèmes autonomes, en systèmes connectés au réseau et enfin en systèmes hybrides. Nous avons également donné les schémas de principes de chaque type de système pour distinguer le principe de fonctionnement de chaque configuration.

En général, notre intérêt se concentre sur les systèmes de pompage PV, où nous avons passé en revue les configurations approuvées dans le système pour nous guider plus tard dans l'étude que nous avons prévue dans ce mémoire. Nous avons également passé en revue les types de moteur et de pompe dans ce chapitre pour comprendre leur fonctionnement dans le système de pompage PV.

La pompe est sélectionnée en fonction de sa capacité à répondre aux différentes conditions du site. Nous avons vu que le débit d'une pompe volumétrique est moins affecté par les variations du HMT, alors que le débit d'une pompe centrifuge diminue rapidement lorsque le HMT augmente. La hauteur manométrique d'une pompe centrifuge est proportionnelle au carré de la vitesse du moteur. L'efficacité de la pompe diminue rapidement avec l'augmentation du HMT ; Le moteur doit tourner plus vite pour fournir le même débit.

Chapitre 2 : MODELISATION DES DIFFERENTS ELEMENTS D'UN SYSTEME DE POMPAGE PV

2.1 Introduction

La modélisation des différents éléments d'un système de pompage PV est une étape indispensable pour la simulation des pannes. Dans ce chapitre, nous allons présenter la modélisation d'un système de pompage PV où les modèles mathématiques des différents éléments constitutifs seront développés. Les principales composantes d'une chaîne de pompage PV seront modélisées et simulés dans l'environnement Matlab/Simulink à savoir :

- Le générateur PV
- Le convertisseur Continu/Continu (boost)
- Le groupe motopompe.

2.2 Modélisation des différents éléments d'un système de pompage PV

En général les systèmes de pompage sont constitués des composants suivants : Le générateur PV (GPV), le convertisseur de tension, le moteur-pompe, le contrôleur MPPT, le système de stockage et le circuit de protection. Les différents éléments peuvent être ajustés pour obtenir les performances optimales du système. Le schéma de la figure qui suit représente une configuration typique d'un système de pompage PV.

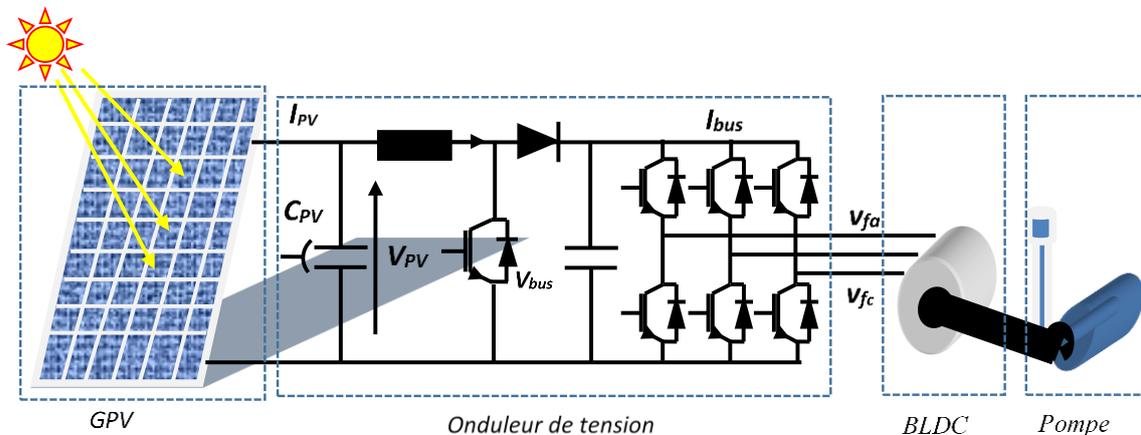


Figure 2.1 : Système de pompage PV étudié

2.2.1. Modélisation du Générateur PV

L'énergie solaire PV provient de la conversion directe de l'énergie provenant des photons solaires en énergie électrique par le biais de capteurs fabriqués avec des matériaux sensibles aux longueurs d'ondes du visible (nommée cellule PV). L'association de plusieurs cellules PV série/parallèle donne lieu à d'un GPV qui a une caractéristique statique courant-tension (I-V) non linéaire et présente un point de puissance maximale (PPM). Cette caractéristique dépend du niveau d'éclairement et de la tension de la cellule. Le point de fonctionnement du GPV peut donc varier.

L'utilisation de circuit électrique équivalent permet de modéliser les caractéristiques de la cellule PV. Plusieurs modèles mathématiques sont utilisés pour simuler le fonctionnement d'un GPV. Ces modèles se différencient par la méthode de calcul et le nombre de paramètres intervenants dans la caractéristique I-V.

2.2.1.1 Modèle électrique

Une cellule PV est une diode électronique PN de grande surface exposée à la lumière (photons), génère une tension électrique. Le comportement électrique doit permettre d'aboutir à une approximation de la caractéristique I-V à partir des variables : tension à vide (V_{OC}), courant de court-circuit (I_{SC}) [30], et tension et courant optimaux (V_{OP} et I_{OP}). Le comportement électrique d'une cellule PV est décrit le plus souvent soit par :

- Un modèle à une diode (en une seule exponentielle).
- Soit par un modèle à deux diodes (en double exponentielle).

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

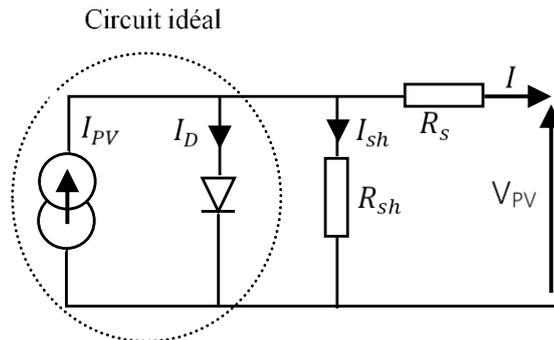


Figure 2-2 : Structure d'une cellule PV

Une cellule PV peut modéliser à partir des équations définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique [31] :

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

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{PH} = [I_{SC} + K_I (T_{REF})] \times \frac{G}{G_{REF}} \\ I_d = I_0 \text{EXP} \left(\frac{q(V + R_S I)}{nkTN_S} \right) - 1 \\ I_0 = I_{rs} \left[\frac{T}{T_N} \right] \text{EXP} \left[\frac{q \times E_{g0}}{nk \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_n} \right)} \right] \\ I_{rs}^* = \left[\frac{I_{sc}}{\exp \left(\frac{qV_{OC}}{N_S knt} \right)} \right] \\ I_{sh} = \frac{V + IR_S}{R_{sh}} \end{array} \right. \quad (2-2)$$

2.2.1.2 Paramètres externes

Les paramètres externes qui peuvent influencer la caractéristique d'un GPV comprennent l'irradiance, la température et les pertes internes. L'irradiance est la puissance du rayonnement solaire qui frappe les cellules PV. Plus le rayonnement est puissant, plus le courant qui circule à travers le module est élevé. La température a également une influence sur le rendement du module, car elle affecte la résistance interne du module et le courant qui circule à travers celui-ci. Les pertes internes peuvent également réduire le rendement du GPV, car elles limitent le courant qui circule à travers le module [32].

- **Tension du circuit ouvert :** C'est la tension générée par une cellule éclairée non raccordée à aucune charge.

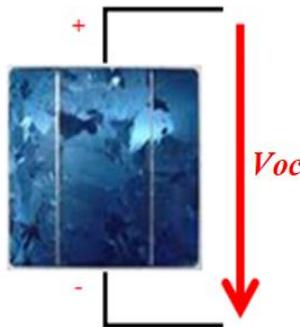


Figure 2.3 : Tension de circuit ouvert

- **Courant de court-circuit :** C'est le courant généré par une cellule éclairée raccordée à elle-même.

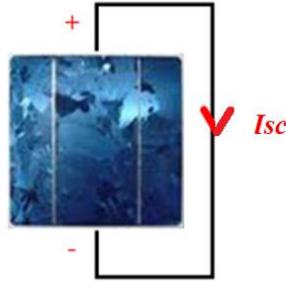


Figure 2-4 : Courant de court-circuit

- **Facteur de forme FF** : dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage, ou fill factor, il est défini par :

$$FF = \left(\frac{V_M I_M}{V_{CO} I_{CC}} \right) \quad (2-3)$$

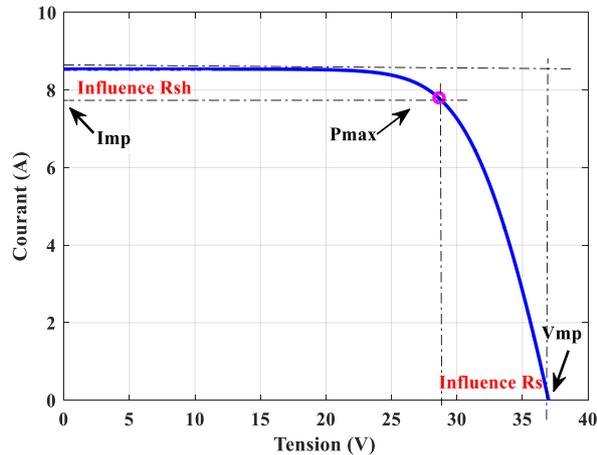


Figure 2-5 : Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique I(V) d'une cellule PV

Ce facteur montre la déviation de la courbe I(V) par rapport à un rectangle (de longueur V_{CO} et largeur I_{CC}), qui correspond à la photopile idéale.

La puissance des modules PV s'exprime en Watt-crête. Cette dernière représente la puissance que fournit un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous un éclairement de 1000 W/m^2 et à une température de 25°C .

- **Rendement** : La puissance est nulle en court-circuit et en circuit ouvert. Elle passe par un maximum quand on parcourt la caractéristique I(V). Le rapport de la puissance électrique optimale à la puissance incidente.

$$n = P_M / P_0 \quad (2-4)$$

P_0 : est la puissance incidente. Elle est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale des photopiles $P_0 = G \times S$.

G : Flux global [W/m^2].

S : Surface de générateur [m^2].

2.2.1.3 Association des photopiles : Module PV

Un module PV est un ensemble de cellules PV reliées entre elles pour former un circuit qui génère de l'électricité lorsqu'il est exposé à la lumière du soleil. Les cellules PV sont généralement reliées en série pour augmenter la tension et en parallèle pour augmenter le courant. De plus, les modules PV peuvent être constitués de plusieurs sous-modules qui sont reliés entre eux pour former un module plus grand. Les sous-modules peuvent être reliés en série ou en parallèle selon les besoins [33].

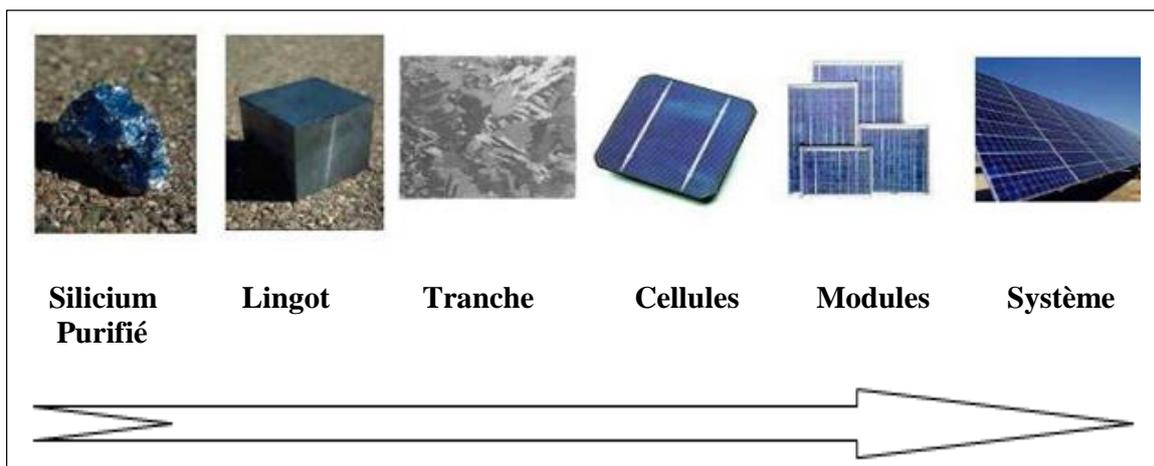


Figure 2-6 : Évolution des constructions des systèmes de production PV

■ Association en série :

Lorsque des cellules PV sont connectées en série, la tension du système augmente alors que le courant reste le même. Ce type de connexion est utile lorsque la tension totale du système doit être augmentée afin de répondre à une exigence, comme lors de la connexion de plusieurs modules PV ensemble dans un générateur solaire [34] [35].

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

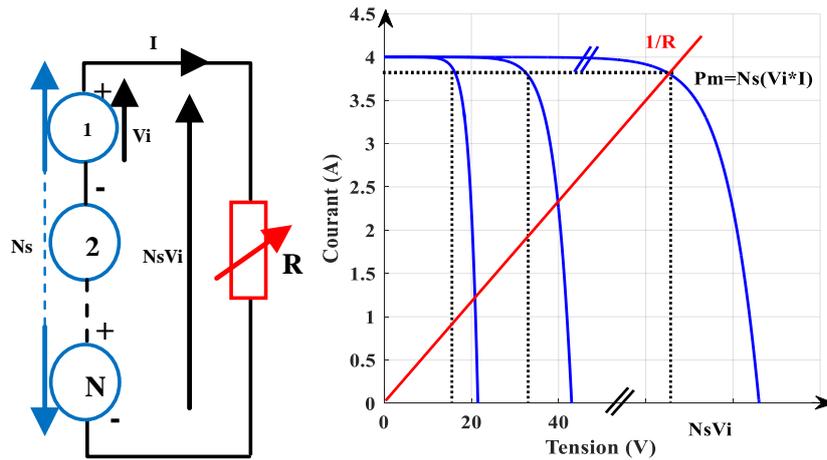


Figure 2.-7 : Cellules en en série

■ Association PV parallèle

L'association PV parallèle est une méthode de câblage de modules PV afin d'obtenir une tension de sortie plus élevée. Dans ce système, les modules sont câblés en parallèle, ce qui signifie que les bornes positive et négative de chaque module sont connectées au même point. Ceci est différent du câblage en série, où la borne positive d'un module est câblée à la borne négative du suivant [36].

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

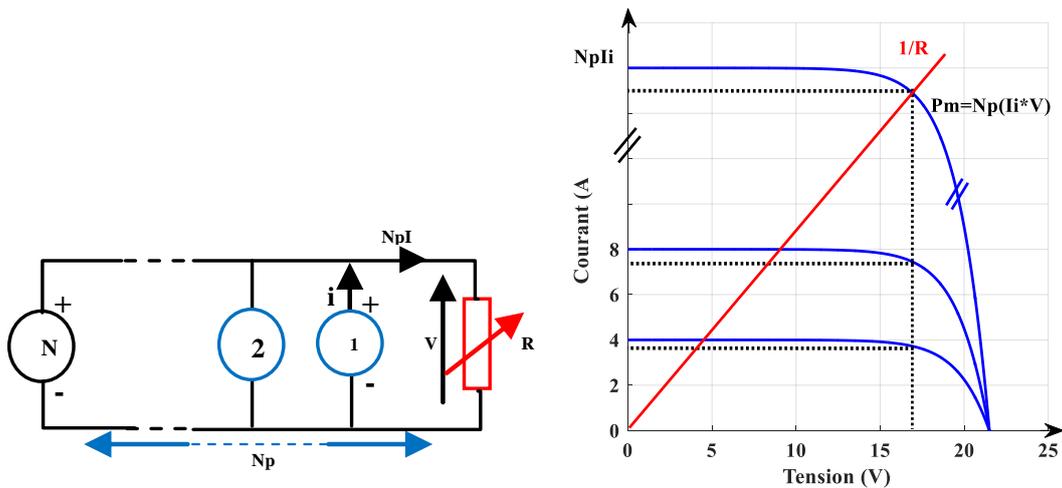


Figure 2-8 : Cellules en parallèles

■ Association hybride en (série/parallèle)

Association hybride PV série parallèle Une association hybride PV parallèle-série est une combinaison de modules PV connectés ensemble dans une configuration série-parallèle. Cette configuration permet d'optimiser le système PV en augmentant le nombre de modules PV pouvant être connectés dans la même zone tout en maintenant une tension de sortie plus élevée. La combinaison de connexions en série et en parallèle permet également une meilleure résistance à l'ombrage partiel. De plus, l'utilisation d'une configuration parallèle-série peut également améliorer l'efficacité du système PV en réduisant la quantité de matériel de câblage nécessaire et en augmentant la puissance de la tension de sortie [37].

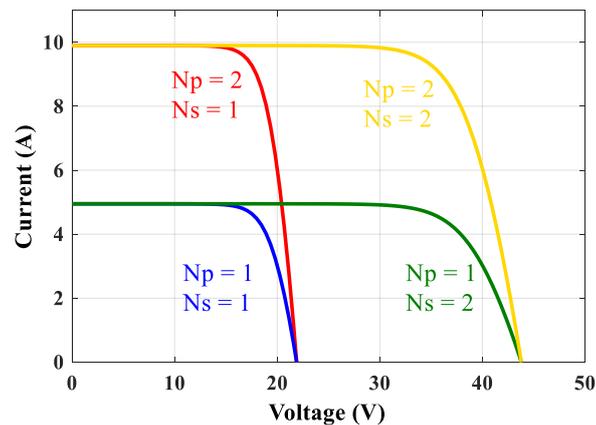


Figure 2-9 : Association série/parallèle

2.2.1.4 Caractéristique I(V) et P(V) d'un GPV dans les conditions STC

Les conditions de test standard définissent la manière dont les modules PV sont examinés en laboratoire afin d'identifier leurs propriétés électriques. Ce sont des conditions standardisées qui permettent de comparer les modules entre eux. Les conditions STC donnent un certain nombre de conditions de test, notamment [38] :

- 1°) Niveau d'éclairement du module : $G = 1000 \text{ W/m}^2$
- 2°) Température cellule : $25 \text{ }^\circ\text{C}$
- 3°) Coefficient de masse d'air = 1,5.

La puissance de crête d'un module est définie comme la puissance maximale du module dans les conditions STC. Nous prendrons un exemple pour un module composé de 54 cellules en série présentant les propriétés électriques suivantes (en conditions STC) :

- Courant de court-circuit $I_{cc} = 8,21 \text{ A}$
- Tension à vide $V_{co} = 0,61 \times 54 = 32,9 \text{ V}$
- Courant de puissance maximal $I_{mpp} = 7,57 \text{ A}$
- Tension d'alimentation maximale $V_{mpp} = 0,48 \times 54 = 26,4 \text{ V}$
- Puissance maximale $P_{mpp} = 7,57 \times 26,4 = 199,848 \text{ W}$

Les caractéristiques IV et PV de ce module sont données ci-dessous dans les figures 2-10 et 2-11 :

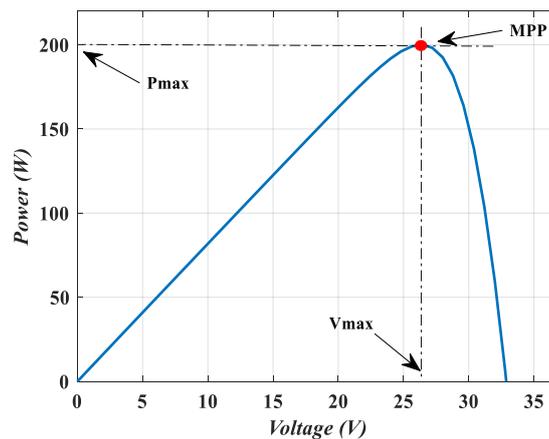


Figure 2-10 : Caractéristique puissance-tension d'un module PV

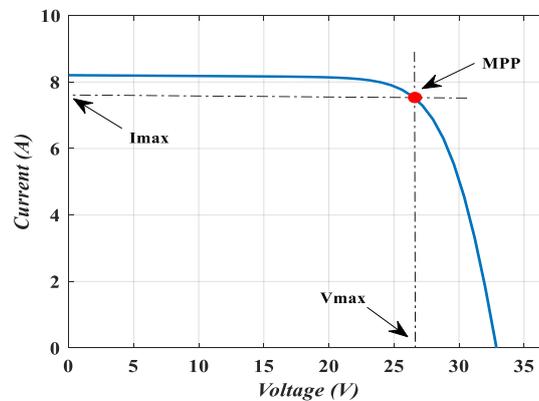


Figure 2-11 : Caractéristique courant-tension d'un module PV

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

Les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un générateur solaire varient en fonction des niveaux d'éclairement. Le niveau d'éclairement est défini comme l'observation de la densité d'énergie solaire qui s'exprime en W/m^2 sur la surface d'une zone et selon l'orientation des modules PV [39].

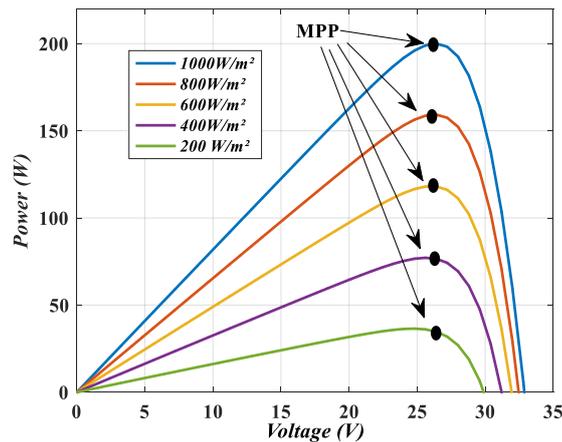


Figure 2-12 : Caractéristiques PV d'un module PV pour différents éclaircements

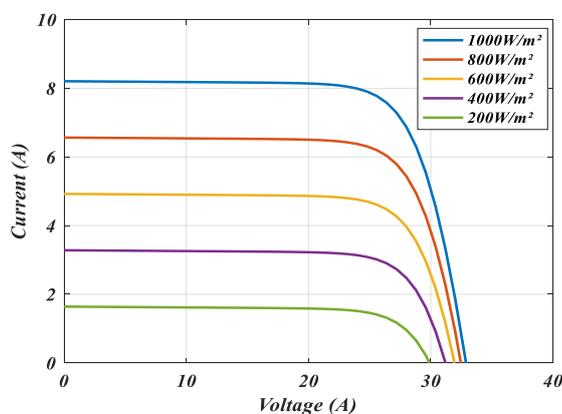


Figure 2-13 : Caractéristiques IV d'un module PV pour différents éclaircements

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

En effet la température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules PV, car les propriétés électriques d'un semi-conducteur sont très sensibles à la température. L'augmentation de la température provoque une augmentation du courant du court-circuit (I_{sc}). En revanche, la tension de circuit ouvert V_{oc} diminue lorsque la température augmente [38] [40] .

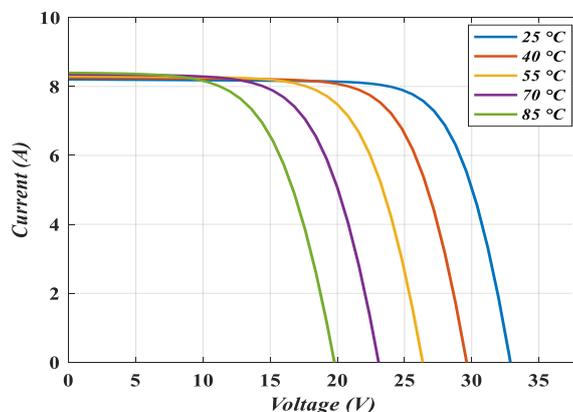


Figure.2-14 : Caractéristiques I-V d'un module PV pour différentes températures

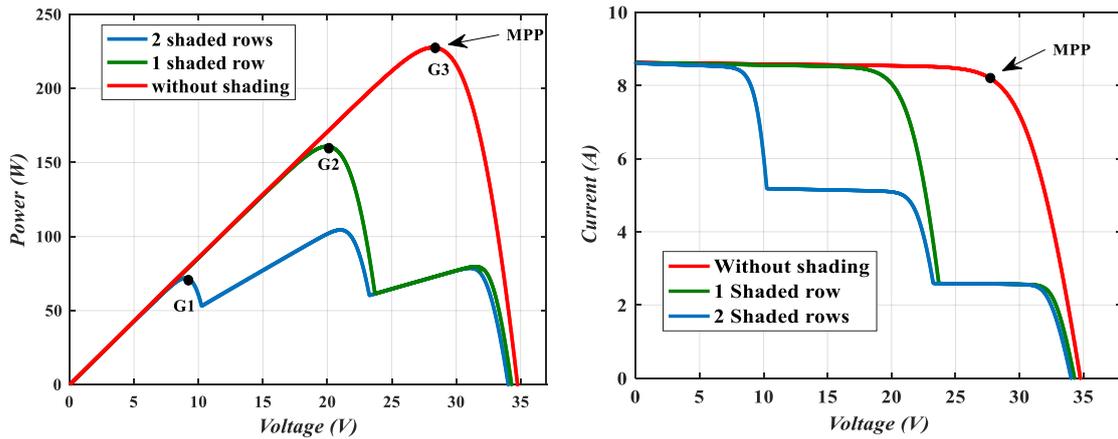


Figure 2-17 : Caractéristiques I(V) et P(V) en fonctionnement normal et à l'ombre

2.2.1.8 Système de protection des modules PV

Des protections électriques doivent être incorporées aux modules commerciaux pour éviter les pannes néfastes liées au raccordement des cellules en série et en parallèle des panneaux, afin d'assurer une longue durée de vie d'une installation PV destinée à produire de l'énergie électrique pendant de nombreuses années. Dans les installations actuelles, deux formes de protection conventionnelles sont employées à cet effet [34] [43] [44] (Figure 2-17).

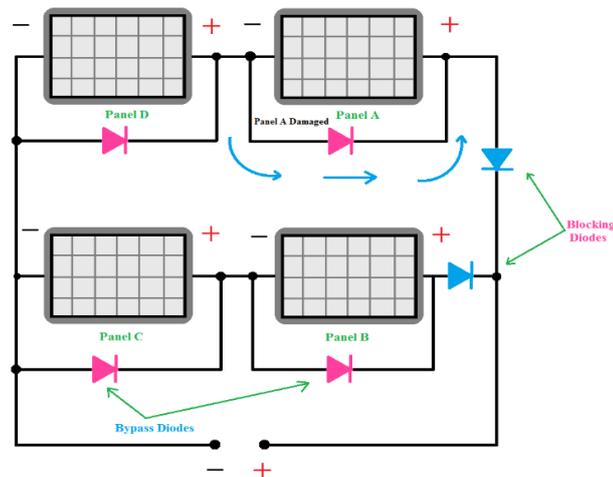


Figure 2-18 : Structure d'un GPV protégé par des diodes (bypass et anti-retour)

2.2.1.9 Diode de dérivation

La diode de dérivation est connectée en antiparallèle avec un groupe de cellules, afin de protéger les plus faibles entre elles contre la polarisation inverse (figure 2-19).

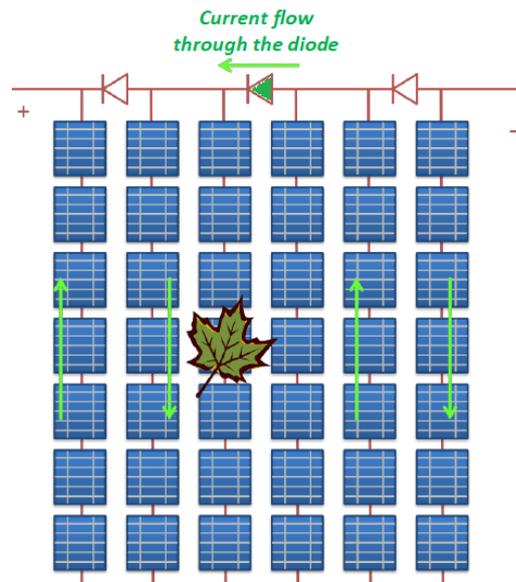


Figure 2-19 : Fonctionnement de la diode by-pass en présence d'ombrage

La puissance maximale d'une cellule PV diminue à mesure qu'elle est ombrée, et les caractéristiques $P(V)$ contiennent de nombreux points de puissance maximale (MPP) locaux, ce qui rend difficile le suivi du MPP global [45] (figure 2-19).

La plupart des modules PV sont constitués de sous-réseaux de cellules connectées en série avec une diode de dérivation pour éviter ces problèmes [46] (figures 2-16 et 17). En cas de défaut partiel, le nombre de cellules par sous-réseau et les diodes de dérivation est un compromis économique entre la protection et la perte d'une partie majeure du PVG, généralement limité à 5 (figure 2-20)

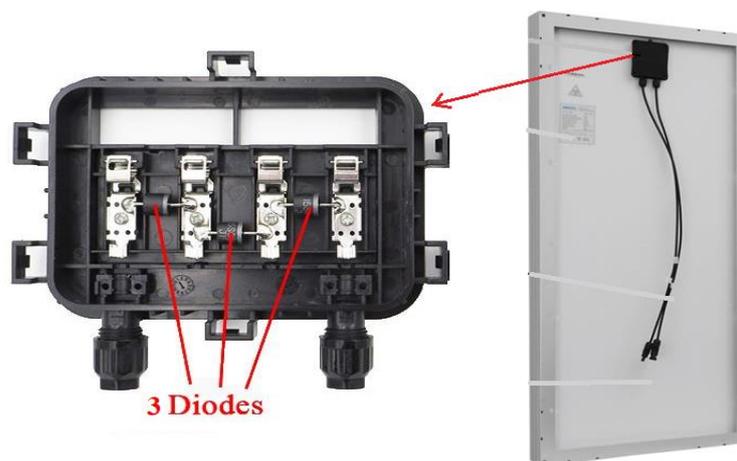


Figure 2-20 : Position des diodes bypass

2.2.2 Modélisation du Convertisseur DC/DC

Les convertisseurs DC-DC sont utilisés pour convertir une source de tension continue en un niveau de tension continue différent. Ce processus est souvent utilisé pour la gestion de l'alimentation, par exemple pour réguler la tension de sortie du GPV [47] [48].

Le convertisseur élévateur (boost) fonctionne en stockant de l'énergie électrique dans une inductance, puis en la libérant dans l'étage de sortie. Ce processus est régulé par un interrupteur, qui est typiquement un transistor (S), et un circuit de commande. L'interrupteur est utilisé pour réguler le flux de courant dans l'inducteur et le circuit de commande est utilisé pour réguler la largeur d'impulsion de l'interrupteur.

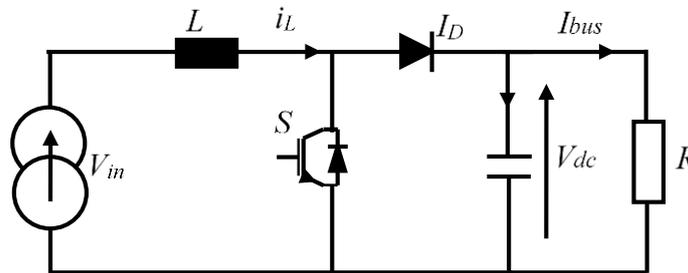


Figure 2-21 : schéma de base d'un convertisseur Boost

La régulation de la tension de sortie se fait en contrôlant le rapport cyclique u . Le modèle dynamique écrit en termes de tension et de courant entre l'entrée et la sortie peut être exprimé comme :

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

2.2.3 Modélisation du groupe motopompe

- Moteur à courant continu sans balais (BLDC)

Le moteur à courant continu sans balais est en fait un moteur à courant alternatif à aimant permanent dont les caractéristiques couple-courant imitent le moteur à courant continu. Au lieu de commuter le courant d'induit à l'aide de balais, une commutation électronique est utilisée. Cela élimine les problèmes associés au balai et à l'agencement de collecteur, par exemple, la formation d'étincelles et l'usure de l'agencement collecteur-balai, rendant ainsi un BLDC plus robuste par rapport à un moteur à courant continu. La structure est représentée sur la figure 2.24. Les enroulements du stator fonctionnent en conjonction avec des aimants permanents sur le rotor pour générer une densité de flux presque uniforme dans l'entrefer.

Cela permet aux bobines du stator d'être entraînées par une tension continue constante (d'où le nom de courant continu sans balais), qui passe simplement d'une bobine de stator à l'autre pour générer une forme d'onde de tension alternative de forme trapézoïdale [49] [50] .

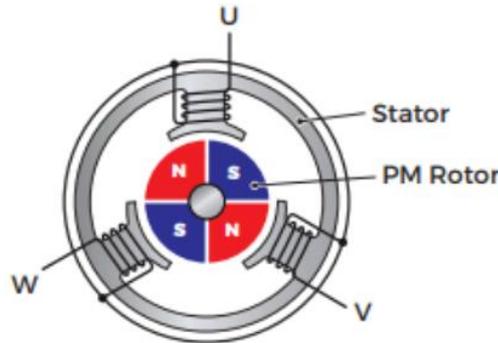


Figure 2-22: Moteur (BLDC)

■ **Equations électriques**

Le BLDCM a trois enroulements de stator et un rotor à aimant permanent. Les équations électriques qui régissent le fonctionnement du moteur BLDC sont données par les équations suivantes [51] :

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

[R] et [L] sont les matrices des résistances et d'inductances données par :

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

■ **Equation mécanique**

Le modèle mécanique du moteur BLDC est plus simple que le modèle électrique. La dynamique du rotor est définie par l'équation suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} J \frac{d\omega_m}{dt} = T_{em} - T_L - F\omega_m \\ T_{em} = \frac{1}{\omega_m} (e_a i_a + e_b i_b + e_c i_c) \\ \omega = P\omega_m \end{array} \right. \quad (2.13)$$

2.2.4 Modélisation de la pompe centrifuge

Pompe à eau centrifuge est conçue pour fournir efficacement des volumes élevés d'eau; ils sont utilisés dans le processus d'irrigation et pour l'eau potable de la région variée, La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuges des aubages. Ces pompes incluent les pompes submersibles avec moteur de surface ou submergé, les pompes flottantes et les pompes rotatives à aspiration [52].

La pompe centrifuge est conçue pour une HMT relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à Q et la HMT, variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres). Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit de départ 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 [53].

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

2.2.4.1 Pertes de charges linéaires

Les pertes linéaires sont des pertes d'eau dans la tuyauterie, appelées aussi pertes de charge régulière dues aux frottements entre le fluide en déplacement et la paroi de la conduite plus ou moins rugueuse. La formule générale de la perte de charge linéaire en pression ΔH_l est donnée par :

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

Avec :

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

2.2.4.2 Pertes de charges singulières (locales)

Les pertes singulières sont dues aux divers changements de section, appelées aussi les pertes de charge locales causée par des objets de géométrie complexe tel que des coudes, des robinets, des jonctions, des raccords, des clapets et des robinets-vannes. La perte de charge singulière en pression ΔH_2 est donnée par :

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

La hauteur dynamique est la somme des pertes linéaires et des pertes singulières :

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

La hauteur totale de pompage est :

$$H = H_s + K_{fr} Q^2 \quad (2-18)$$

2.2.4.3 Caractéristique débit-hauteur

En général, la pompe est décrite par sa caractéristique hauteur/débit $H(Q)$ dont (H) est la hauteur manométrique totale et (Q) est le débit de la pompe. La caractéristique peut être estimée par le modèle de « Pleider-Peterman » et exprimée par la formule [54] :

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

Avec : a_0, a_1, a_2 des coefficients donnés par les fabricants.

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

La pompe centrifuge est caractérisée principalement par un couple de charge proportionnel au carré de la vitesse du moteur qui est de la forme suivante :

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

Avec :

$$K = \frac{P_m}{\omega^3}$$

2.3 Conclusion

Les systèmes de pompage solaire permettent de fournir de l'eau à partir de n'importe quelle source. La source peut être un étang ou un puits. Dans ce chapitre, nous avons présenté une modélisation mathématique des composants d'un système de pompage solaire, à savoir ; le générateur PV, le DC/DC, le groupe motopompe et le circuit hydraulique.

Nous présentons une modélisation mathématique du comportement électrique de la cellule PV. Ainsi que le générateur PV et l'influence de la température et de l'éclairement sur celui-ci. Après cela, nous avons brièvement décrit le modèle du convertisseur DC/DC. Pour le moteur, nous avons présenté la modélisation d'un moteur DC sans balais à aimants permanents. Enfin, on a modélisé la pompe centrifuge en tenant compte du régime d'écoulement et des pertes de charge.

**CHAPITRE III : ÉVALUATION
EXPERIMENTALE DES
PERFORMANCES DU SYSTEME DE
POMPAGE PV A SEBSEB, GHARDAÏA**

3.1 Introduction

Aujourd'hui, l'utilisation de l'énergie PV pour le pompage de l'eau est une technologie naissante caractérisée par des coûts graduellement en baisse. Depuis les premières installations à la fin des années 70, les systèmes de pompage solaire ont eu une grande partie dans les projets d'application de l'énergie solaire et ils appartiennent de nos jours aux applications les plus significatives de l'énergie PV. Ceci peut être principalement attribué au fait qu'il n'est pas économiquement faisable de relier de tels sites éloignés au réseau électrique.

Un système de pompage solaire se constitue des éléments principaux suivants : les panneaux PV avec leurs accessoires, le moteur d'entraînement électrique, la pompe, et le système de distribution y compris la canalisation et le stockage. Ces éléments doivent être conçus de façon à avoir un fonctionnement optimal de l'ensemble du système. Le stockage de l'énergie électrique avec des batteries, dans ce type d'application, est rarement employé du fait qu'il est plus écologique et plus simple de stocker l'eau pour couvrir les périodes à faible ensoleillement avec une demande élevée. Le dimensionnement et la sélection d'une conception appropriée est essentielle afin d'obtenir le fonctionnement le plus fiable et le plus économique pour ce type de systèmes[55] [56].

Sur un puits réel de 25 m de profondeur en climat désertique et semi-aride dans le site de Sebseb, Ghardaïa, Algérie (Latitude 32.26 N°, et longitude 03.46E°), un système de pompage PV typique à des fins d'irrigation (70 palmiers) est installé afin d'évaluer ses performances dans des conditions extérieures réels. Les résultats mensuels et saisonniers ont été analysés et discutés via le système de surveillance des données dans un délai d'un an (avril 2020 à mars 2021) afin d'étudier et d'évaluer les performances du système PV dans des conditions extérieures réelles.

3.2 Identification du système de pompage PV

Le générateur PV surdimensionné augmente sa puissance de sortie à faible rayonnement solaire. Cependant, trop de surdimensionnement affectera négativement la fiabilité économique. Nous allons appliquer les méthodes de dimensionnement sur des exemples d'applications réels, répondant à des besoins locaux dans la région de Sebseb, Ghardaïa.

La ville de Ghardaïa est située au sud de l'Algérie (à 660km de la capitale) occupe une superficie d'environ 24.345 km². Elle bénéficie d'un climat semi-aride chaud, avec des étés extrêmement chauds et secs et des hivers doux, avec un énorme potentiel solaire caractérisé par 7448 Wh/m²/jour et un ensoleillement annuel moyen supérieur à 3200 heures [57]. Ces dernières années, le secteur agricole à Ghardaïa a connu un développement remarquable, les

terres cultivables sont passées de 12 230 hectares en 2000 à 39 350 ha en 2015 avant d'atteindre en 2019 une surface arable de 69 350 ha [58].

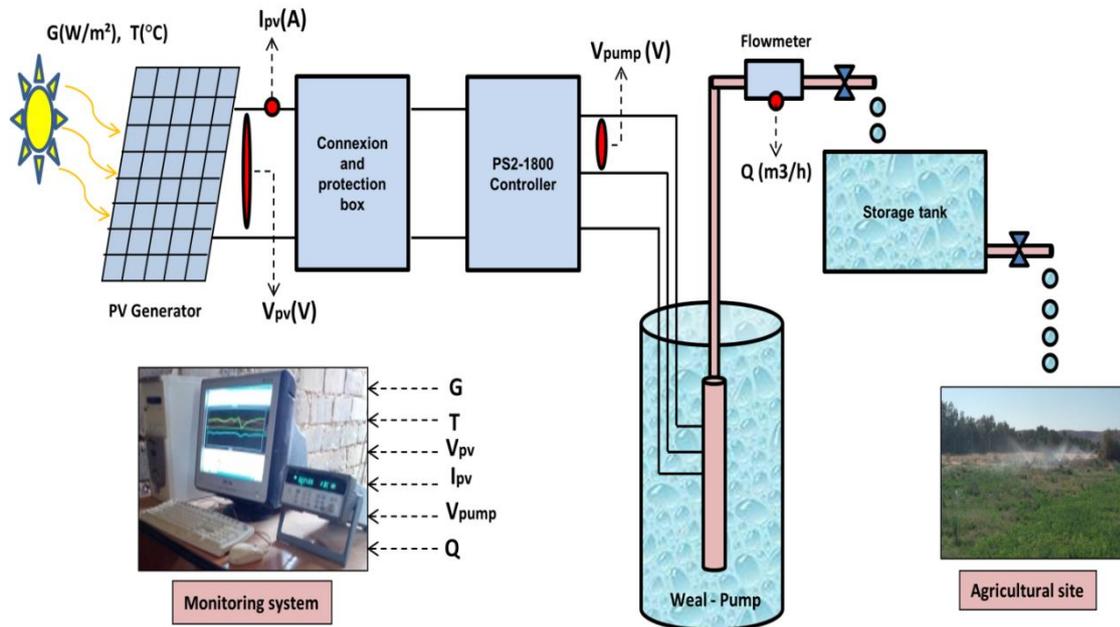


Figure 3-1 : Structure globale du système de pompage PV étudié

Le système de pompage PV installé composé de : panneaux PV, un kit de pompe PS2-1800 C-SJ5-12 (pompe et contrôleur), un réservoir de stockage et un système de surveillance des données en temps réel. Le générateur PV produit un courant continu au contrôleur qui le convertit en courant alternatif. Le courant alternatif de sortie de l'onduleur alimente un groupe motopompe. Ensuite, l'eau est stockée dans un réservoir à des fins d'irrigation. Un système de surveillance des données est démontré à l'aide de paramètres : météorologiques (irradiation et température), électriques (courant et tension PV) et hydrauliques (débit d'eau et sonde de puits).

L'analyse des performances mensuelles et saisonnières étudierait leur comportement dans les conditions d'exploitation et environnementales difficiles typiques du désert algérien.

3.3 Dimensionnement du système de pompage PV étudié

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage sont : [59] [60] [61]

- Estimation des besoins en eau ;
- Détermination de l'énergie solaire disponible ;
- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire ;
- Détermination de puissance crête du 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, l'évapotranspiration du sol, et la saison de l'année). Ces pendant, la pratique et les expériences locales restent toujours très indispensables pour une évaluation correcte des besoins [62]

Les besoins d'eau des palmiers pour la région Sebseb, Ghardaïa sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau 3-1 : Besoins journalière et mensuels moyens en eau des palmiers / hectare [58]

Période	Hivers			Printemps			Etè			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 indique la Besoins journalière et mensuels moyens en eau des palmiers / hectare tout au long des quatre saisons, Grâce aux résultats présentés dans le tableau le volume d'eau moyen a été estimé à 50 m³ par jour (en juillet) pour irriguer 70 palmiers.

3.3.2 Détermination de l'énergie solaire disponible

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 : 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	6.96	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 6806 watts / m² / jour au cours du mois d'août.

3.3.3 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

Le dimensionnement prend en considération les deux conditions suivantes :

- Choisir les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal.
- Choisir le mois où l'ensoleillement maximal est le plus faible.

L'opération d'encollage est une étape cruciale pour améliorer l'efficacité du système de pompage d'eau PV. Le système était conçu pour obtenir un volume d'eau moyen de 50.4 m³/j pendant le mois de juillet pour irriguer 70 palmiers (tableau 2) et autres cultures (tomates) avec un débit d'eau moyen quotidien de **4,5 m³/h** et une durée moyenne de pompage de **9h**. L'énergie d'ensoleillement la plus faible pour la saison d'été qui est égale à **6806 Wh/m²/j**, pendant le mois d'août et la hauteur manométrique totale dynamique de l'installation est estimée à **25 m**.

L'énergie 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. Énergie hydraulique requise est donnée par :

$$E_h = C_H \cdot Q \cdot H \cdot h \quad (3-1)$$

Avec :

$$C_H = \frac{\rho \cdot g}{3600(s/h)} = \frac{9.81(m.s^2)10^3(kg/m^3)}{3600(s/h)}$$

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

Donc :

$$E_h = 2.725 * 4.5 * 25 * 9 = 2759 \text{ Wh/jour}$$

3.3.4 Détermination de la puissance crête du générateur PV

La puissance crête du générateur PV est obtenu par :

$$P_p = \frac{G_{0, stc} E_h}{FF(1 - Y(T - T_{0, stc})) E_i \eta_{pump-cont}} \quad (3-2)$$

Donc :

$$P_p = 1421.6 W_c$$

Où $\eta_{pump-cont}$ est l'efficacité du contrôleur de pompe (0,48), FF est le facteur de remplissage (0,676), Y est le facteur de température (0,005), $G_{0, stc}$ et $T_{0, stc}$ sont les conditions d'essai standard (1000 W/m², 25 °C), T et E_i sont la température moyenne et l'énergie incidente sur le site (32 °C, 6196 Wh/m²/jour).

Le kit Lorentz PS2-1800 C-SJ5-12 est utilisé pour assurer l'approvisionnement en eau nécessaire. La puissance PV crête doit être corrigée par un coefficient de sécurité égale (1,46) dépendant des caractéristiques du site, du rendement de groupe motopompe et de la configuration des panneaux PV [58]. Les paramètres de dimensionnement sont résumés dans le tableau 3-3.

Tableau 3-3 : Paramètres de dimensionnement du système

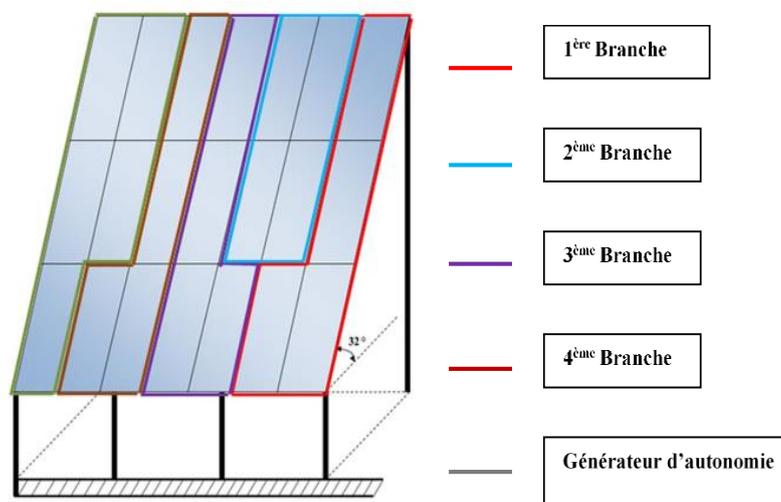
Profondeur totale (m)	Besoin en eau (m ³ /j)	Puissance nominale de la pompe (W)	Energie hydraulique (Wh/j)	Puissance PV de pointe (W)	Puissance crête corrigée (W)	Nombre de panneaux PV	Nombre de branches
25	50.4	1700	2759	1421.6	2080	16	4

3.4. Matériaux et mise en place du système de pompage PV

Le générateur PV installé est composé de 16 panneaux Isofoton-130W/24 V (Tableau 3-4), assemblés en 4 chaînes et chacun contient 4 panneaux connectés en série (Figure 3-2). Les panneaux PV sont orientés vers le sud avec un plan incliné de 32°.

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

Paramètres	Panneaux PV	Générateur PV (4S×4P)
P_{mp} (W)	130	2080
V_{oc} (V)	43.2	172.8
I_{sc} (A)	3.95	15.8
V_{mp} (V)	34.6	138.4
I_{mp} (A)	3.76	15.04
Rendement des Panneaux	10.1%	-
Facteur de forme	67.6%	-
Tolérance de la puissance	-10.00% ~ 10.00%	-



(a) Configuration du GPV



(b) Module Isofon 130W/24 V

Figure 3-2 : Configuration du générateur PV

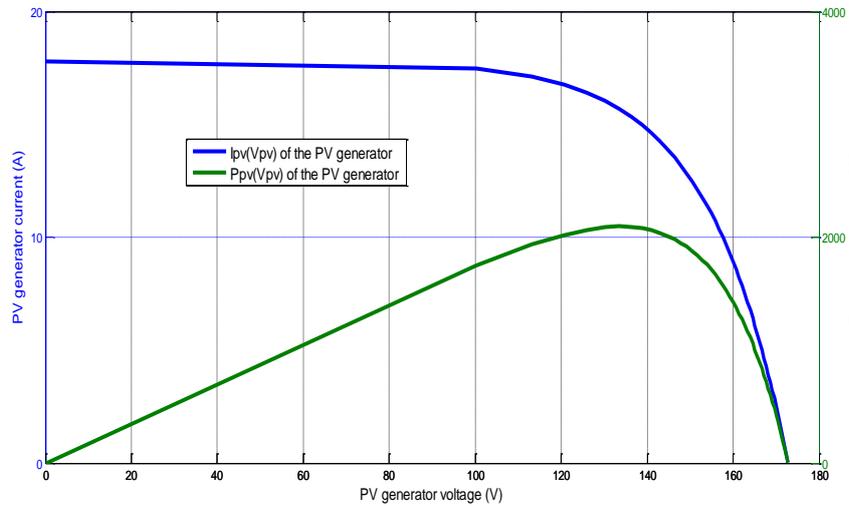


Figure 3-3 : Caractéristiques électriques du GPV sous conditions STC

3.4.1. Pompe et contrôleur

Le kit PS2-1800 C-SJ5-12 Lorentz installé est principalement composé de : contrôleur avec MPPT, pompe centrifuge à 12 turbines entraînées par un moteur à courant continu sans balais à aimant permanent. Le contrôleur transforme la tension continue produite par le GPV vers le moteur ECDRIVE et ajuste les tensions de sortie et la fréquence en temps réel en fonction des conditions météorologiques pour suivre le point de puissance maximale (MPPT). Les données techniques du moteur et la pompe sont données au ta tableaux 5.

Tableau 3-5 : Données techniques de la motopompe

Moteur ECDRIVE	
Puissance (max)	1,8 kW
Puissance nominale	1,7 kW
Tension d'entrée	95 V
Vitesse du moteur	900...3300 rpm
Rendement	Max. 92 %
Maintenance	Faible
Robustesse	Aucune électronique dans le moteur
Pompe centrifuge	
Hauteur max.	70 m
Débit max.	7,6 m ³ /h

3.4.2. Système de suivi et de surveillance

Les acquisitions en temps réel des paramètres météorologiques, électriques et hydrauliques sont les paramètres appropriés pour évaluer et optimiser les performances du système de

pompage PV installé à Sebseb Ghardaïa. Par conséquent, un système de surveillance autonome complet avec capteurs a été installé (Figure 3-4), il se compose de : pyranomètre, capteur solaire installé dans le même plan incliné avec le générateur PV (permettre définir le niveau d'irradiation auquel la pompe est allumée), thermocouple, protecteur contre les surtension connecté à la sonde du puits (servant à protéger les appareils électriques des pointes de tension), enregistreur de données Agilent 34970A et un débitmètre (pour mesurer la quantité d'eau pompé).

Les données météorologiques (irradiation solaire et température), électriques (courant et tension PV) et hydrauliques (débit d'eau), sont nos éléments surveillés et enregistrés toutes les 2 min dans un PC via un câble de communication RS 232. De plus, l'alimentation électrique du système de surveillance a été réalisée par 2 batteries au plomb (12V, 100Ah) et 5 panneaux PV (Figure 5, générateur d'autonomie).

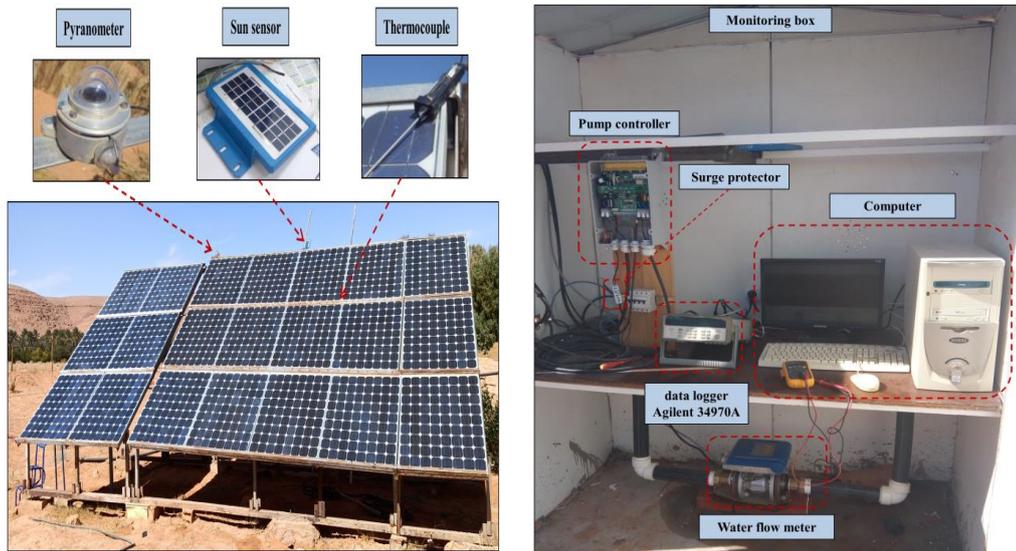


Figure 3-4 : Équipement de mesure du système de pompage PV

3.4.3 Paramètre de performances

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

Le ratio de performance PR est l'un des paramètres les plus utilisés pour évaluer les systèmes PV, il peut être défini par le rapport entre l'énergie réelle et le rendement énergétique attendu du site dans diverses conditions environnementales :

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

Le facteur de capacité est défini comme le rapport entre l'énergie hydraulique totale fournie à la pompe et l'énergie pouvant être produite correspondant à la puissance crête du générateur PV pendant 24 h et tout au long de l'année. Il peut être calculé par l'équation suivante :

$$CF = \frac{E_{h,total}}{P_{pv,max} \times 8760} \quad (3-4)$$

Le rendement de référence dépend de l'orientation des panneaux PV, de l'angle d'inclinaison et de l'emplacement ; il représente le nombre d'heures d'ensoleillement équivalent au rayonnement solaire dans les conditions STC. Elle peut être exprimée par la relation suivante :

$$Y_R = \frac{G}{G_{0,STC}} \quad (3-5)$$

3.5. Résultats et discussions

Des données observées ont été obtenues pour étudier les performances du système de pompage PV installé à Sebseb Ghardaïa d'avril 2020 au mars 2021.

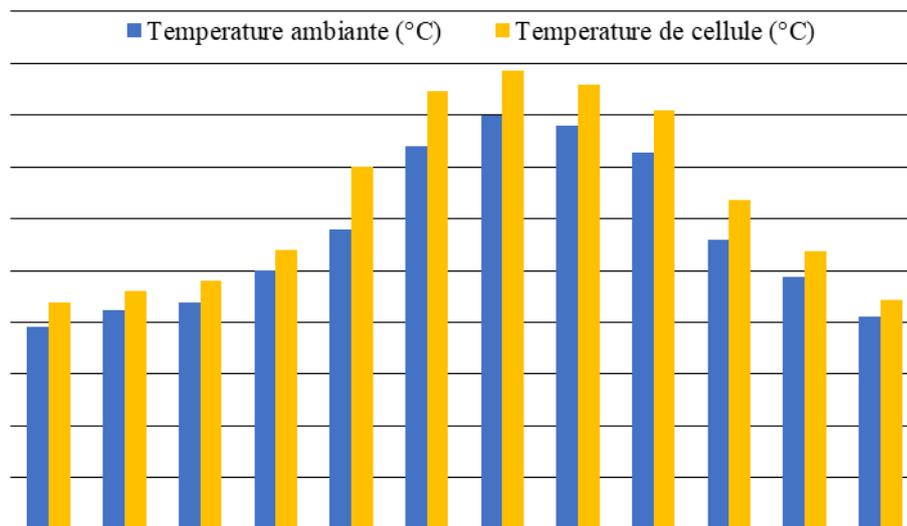


Figure3-5 : Température ambiante moyenne et de la température de cellule mensuelle

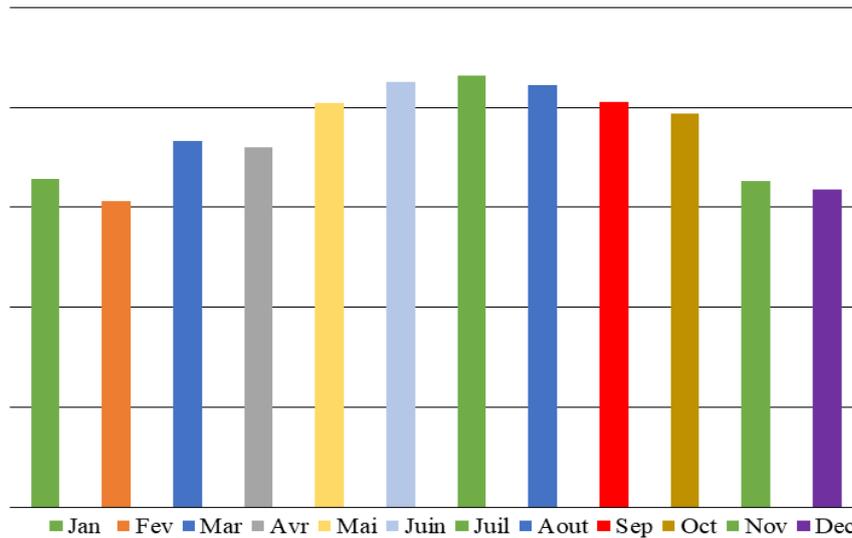


Figure 3-6 : Energie solaire moyen mensuel

Les figures (3-5) et (3-6) montrent les températures ambiantes moyennes mensuelles, les températures des cellules et l'énergie solaire moyenne mensuelle du site. Les températures moyennes mensuelles ambiantes et des cellules sont mesurées respectivement, entre (19,51°C, 21,88°C) en janvier-hiver et (40°C, 43,3°C) en juillet-été. On remarque clairement que la période estivale (juin, juillet et août) à un niveau de température le plus élevé par rapport aux autres périodes.

On peut observer aussi que le rayonnement moyen annuel est d'environ 187 kWh/m²/an, le rayonnement moyen mensuel varie entre 153,31 kWh/m²/mois (février) et 215,76 kWh/m²/mois (juillet). On remarque, aussi, que le rayonnement incident pendant la saison estivale est plus important que les autres, car cette région est caractérisée par un climat semi-aride avec des longues journées.

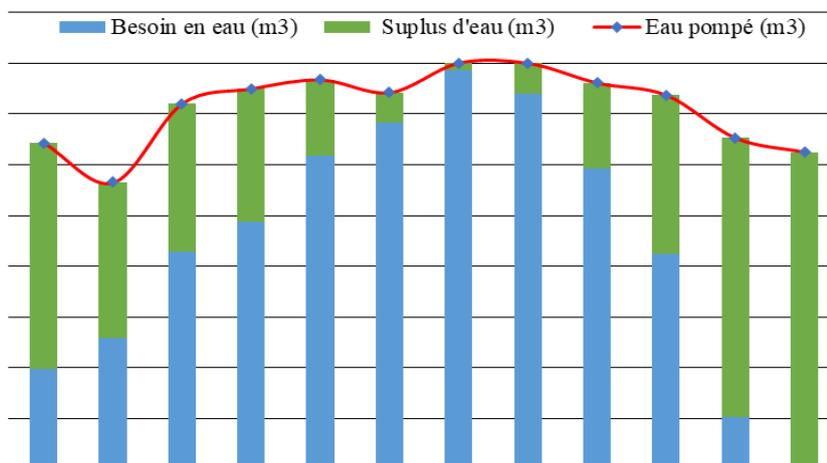


Figure 3-7 : Moyenne mensuelle d'eau pompée, nécessaire et excédentaire

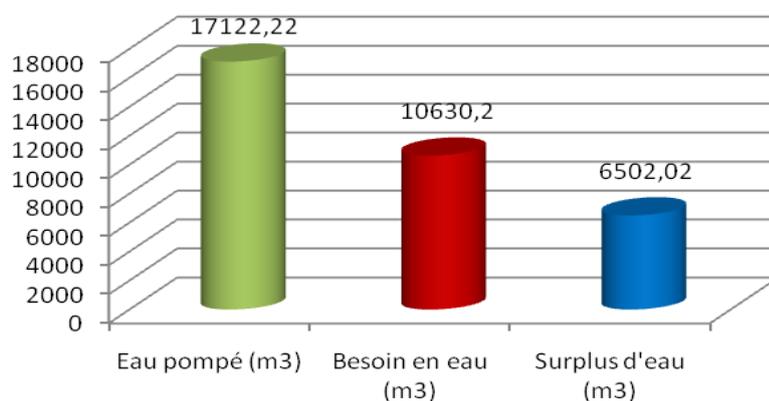


Figure 3-8 : Eau pompée moyenne annuelle, eau nécessaire et eau excédentaire

La moyenne mensuelle d'eau pompée, nécessaire et excédentaire tout au long de la période de surveillance est illustrée aux figures (3-7) et (3-8). Le profil d'eau nécessaire est établi pour irriguer 70 palmiers en toute saison (tableau 3-2). On observe un surplus d'eau produite par le système de pompage PV par rapport aux besoins mensuels en eau principalement de janvier à mai et de septembre à décembre.

Certes, l'eau pompée ne sera pas entièrement consommée (la culture consomme peu ou pas d'eau (hiver)), donc, pour arriver à une consommation optimale de l'eau pompée en toutes conditions et saisons, un paramètre important qui est le taux d'utilisation de l'eau (TU) doit être pris en considération. Dans le cas idéal, le taux d'utilisation de l'eau (TU) doit être égal à un. Pour résoudre ce problème, une opération de cultures combinées est préférée. Ainsi, un autre type de culture peut être associé aux palmiers tels que : la tomate, le blé, le poivron et l'arachide pour exploiter l'eau supplémentaire et optimiser l'efficacité du système de pompage PV.

Il est clair que notre système de pompage PV peut produire un volume d'eau moyen de 17122,22 m³/an ; seulement 62% de cette capacité est utilisée pour l'arrosage des 70 palmiers, le reste (38%) sera employé pour alimenter d'autres types de cultures.

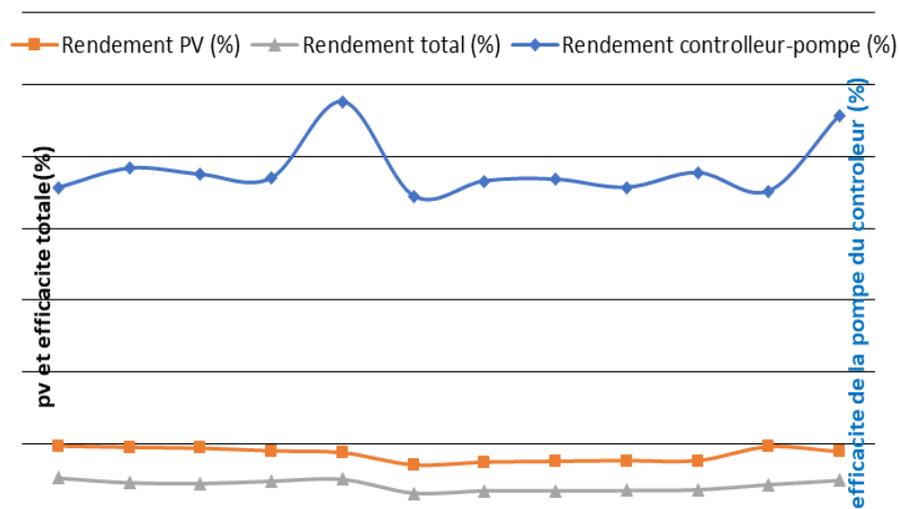


Figure 3-9 : Rendement moyen mensuel du GPV, du contrôleur pompe et du système total (%)

La figure 3-9 représente les rendements moyens mensuels du GPV, du contrôleur- pompe et du total tout au long de la période de surveillance. Comme décrit dans cette figure, les valeurs les plus élevées et les plus basses des efficacités mensuelles moyennes du GPV, du contrôleur - pompe et du total sont enregistrées (9,7 %, 57,62 % et 5,24 %) et (7 %, 44,48 % et 3,12 %) respectivement. Il est également à signaler que ces paramètres diminuent à leurs valeurs minimales en juin (été) car la température est très élevée dans cette région (elle dépasse les 48°C).

Tableau 3-6 : Débit d'eau moyen saisonnier, durée de pompage, eau pompée, eau nécessaire, eau excédentaire et pourcentage d'eau excédentaire

	Débit d'eau (m ³ /h)	Durée de pompage (h)	Eau pompé (m ³)	Besoin d'eau (m ³)	Excès d'eau (m ³)	Pourcentage d'eau excédentaire (%)
Hiver	4.5	8,98	3667,2	907,90	2759,30	75.2
Printemps	4.24	10,62	4476,39	3066,00	1410,39	31.5
Été	4.19	11,15	4686,31	4419,80	266,51	5.68
Automne	4.65	9,97	4302,32	2236,50	2065,82	48

Tableau 3-7 : Rapport de performance moyen saisonnier, facteur de capacité, efficacité PV, efficacité contrôleur - pompe et efficacité totale

	Rapport de performance (%)	Facteur de capacité (%)	Efficacité PV (%)	Efficacité Contrôleur-Pump (%)	Efficacité total (%)	Rendement de référence (h/day)	Rendement final (h/day)
Hiver	89,98	18,34	9,36	49,92	4,91	5,30	4,40
Printemps	73,56	23,73	9,04	50,70	4,77	6,14	5,70
Été	63,61	21,70	7,30	45,95	3,34	6,95	5,21
Automne	79,83	18,88	8,27	46,19	3,79	6,18	4,53

Le tableau 3-6 montre les valeurs du débit d'eaux moyennes saisonnières, la durée de pompage, l'eau pompée, l'eau nécessaire, l'excès d'eau et le pourcentage d'eau excédentaire. Il est clair que la quantité d'eau pompée en été est supérieure à celle pompée les autres saisons, en raison des heures de pompage (11h). Contrairement à la quantité d'eau excédentaire, qui est important en hiver sur le reste des saisons, c'est-à-dire que les cultures agricoles n'ont pas besoin de grandes quantités d'eau en hiver.

3.6 Conclusion

Evaluation expérimentale des performances d'un système de pompage d'eau PV installé sur un puits réel en climat semi-aride (Sebseb à Ghardaïa, Algérie) à des fins d'irrigation et d'abreuvement du bétail a été présentée. Pour ce faire, des données de suivi en temps réel des paramètres météorologiques (rayonnement solaire et température), hydrauliques (débit d'eau) et électriques (tension et courant) pendant un an (d'avril 2020 à mars 2021) ont été analysées et traitées. A partir des résultats obtenus, les principales conclusions peuvent être résumées comme suit :

Le système peut pomper un volume d'eau moyen de 17122,22 m³/an ; 62% de cette capacité (répartis comme suit : 94,32% en été, 52% en automne, 68,5% au printemps et 24,8% en hiver) est utilisé pour l'arrosage des 70 palmiers et le reste 38% qui pourrait être considéré comme une perte (5,68% en été, 48% en automne, 31,5% au printemps et 75,2% en hiver) et qui sera utilisé pour approvisionner d'autres types de cultures associées.

**CHAPITRE IV : ETUDE TECHNICO-
ECONOMIQUE COMPARATIVEPV / GROUPE
ELECTROGENE**

4.1 Introduction

Pour réaliser une étude technique économique comparative d'un groupe PV/groupe diesel (GD), il est nécessaire de prendre en compte plusieurs critères techniques, économiques et environnementaux. En termes techniques, il faut analyser la puissance électrique nécessaire, la disponibilité des ressources (PV, carburant pour le GD, etc.), les caractéristiques des équipements (rendement, durée de vie, coût d'entretien, etc.) ainsi que les besoins du système de stockage. Du point de vue économique, il faut inclure les coûts d'installation, d'entretien, d'opération et de maintenance du système, ainsi que les coûts liés à l'achat de carburant pour le GD. Il faut également prendre en compte les coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre et les co-bénéfices liés à l'utilisation d'une source d'énergie [63] [64].

Dans cette étude tous les coûts qui sont liés aux systèmes de pompage (PV, GD), à l'installation et à la réalisation du puits ont été considérés.

4.2 Etude économique comparative PV-GD

Etude économique comparative PV-Electrogène est une analyse de coût qui compare l'utilisation de GD d'électricité PV avec celle de GD d'électricité diesel. Cette étude permet de déterminer quelle option est la plus économique à utiliser pour les besoins de pompage d'eau dans l'agriculture, par exemple. La comparaison porte sur les coûts initiaux de l'installation, les coûts de fonctionnement et de maintenance, les coûts des carburants et les coûts de remplacement des matériels défectueux. En général, les GPV sont plus chers à installer, mais ont des coûts de fonctionnement et de maintenance plus faibles que les générateurs diesel. Il est important de connaître les exigences énergétiques précises pour la zone à desservir afin de déterminer le meilleur choix énergétique pour le projet. Il est également essentiel de prendre en compte les coûts environnementaux associés à l'utilisation de sources d'énergie non renouvelables telles que les GD ou électrogènes[65].

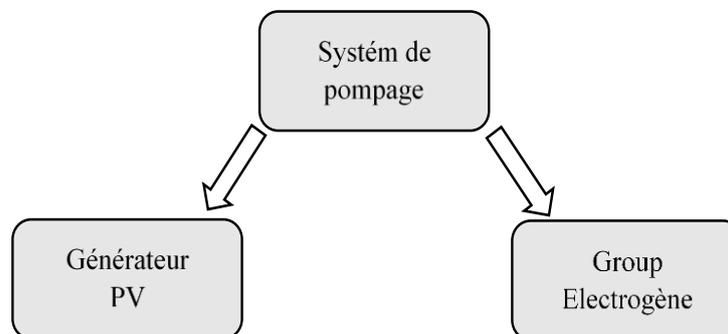


Figure 4-2: Systèmes de pompage étudiés

4.2.1 Analyse économique des systèmes de pompage PV

L'analyse économique d'un système de pompage permet de dégager deux types d'informations, soit les coûts actualisés de la pompe et les coûts annuels qu'elle engendre. Nous étudierons séparément les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et les coûts d'entretien et de maintenance [66].

Pour évaluer le coût global actualisé du m³ d'eau pompée, il suffit d'avoir certaines données.

- La durée de vie de chaque composant ;
- Le coût ou l'investissement initial ;
- Les coûts de maintenance annuels relatifs au système PV ;
- Les coûts de remplacements des différents sous-systèmes.

4.2.2 Calcul de l'investissement initial total

L'investissement initial permet à l'utilisateur de savoir quel est le prix qu'il va payer lors de l'installation de son système. Le coût total I_{Tot} est calculé par l'expression suivante [67]:

$$I_{tot} = C_{GPV} + C_{Ond} + C_{MP} + C_{RES} + C_{FOR} + C_{ACC} \quad (4-1)$$

Avec :

$$C_{GPV} = P_M \times N_M \quad (4-2)$$

4.2.3 Calcul des coûts sur la durée de vie (LCC)

Le calcul des coûts sur la durée de vie d'un système PV implique la prise en compte de l'investissement initial, des coûts de maintenance et du coût de remplacement des composants au fil du temps [67].

: Voici une formule type pour calculer le coût total annuel

$$C_{LCC} = A_{Tot} + E_{Tot} \quad (4-3)$$

4.2.4 Calcul de l'amortissement total

Nous prenons en compte la durée de vie des composants ainsi que les bénéfices réalisés tout au long de la vie active du système lors du calcul du coût de l'énergie tout en tenant compte de l'amortissement dans le temps [68]:

$$A_{Tot} = A_{GPV} + A_{Ond} + A_{Mp} + A_{Res} + A_{For} + A_{Acc} \quad (4-4)$$

Pour chaque composant, l'amortissement est calculé de la façon suivante :

- Amortissement du GD

$$A_{GPV} = C_{GPV} / N_1 \quad (4-5)$$

- Amortissement de l'onduleur

$$A_{\text{Ond}} = C_{\text{Ond}} / N_2 \quad (4-6)$$

- Amortissement du groupe motopompe

$$A_{\text{Mp}} = C_{\text{MP}} / N_3 \quad (4-7)$$

- Amortissement du réservoir

$$A_{\text{Res}} = C_{\text{Res}} / N_4 \quad (4-8)$$

- Amortissement du forage

$$A_{\text{For}} = C_{\text{For}} / N_5 \quad (4-9)$$

- Amortissement des accessoires

$$A_{\text{Acc}} = C_{\text{Acc}} / N_6 \quad (4-10)$$

- Nous remarquons que l'amortissement de chaque composant est de la forme suivante :

$$A = C/N \quad (4-11)$$

Les hypothèses retenues relatives à la durée de vie pour chacun des éléments du système sont données ci-après :

Tableau 4-1 : Paramètres de l'analyse économique

Désignation	Valeur
Taux d'actualisation	10%
Durée de vie des panneaux PV	20 années
Durée de vie de l'électropompe	10 années
Durée de vie de l'onduleur	10 années
Durée de vie du moteur diesel	5 années

Pour mieux récapituler la procédure de calcul des coûts de l'investissement et de l'amortissement du système PV, l'organigramme de figure montre les étapes à suivre :

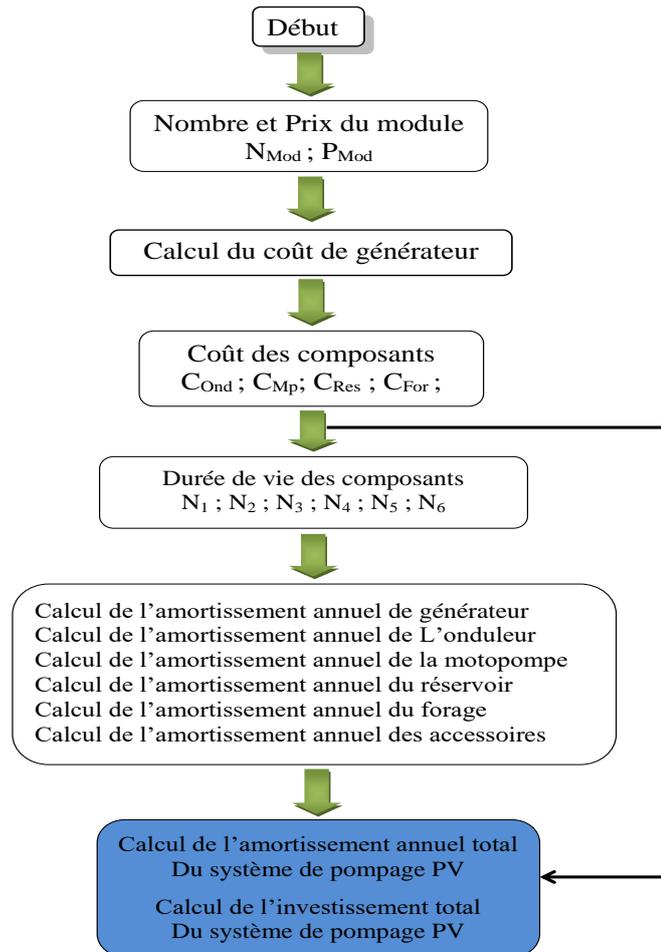


Figure 4-2 : Organigramme du calcul de l'investissement et de l'amortissement annuel total du système PV

4.2.5 Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total E_{Tot}

Une maintenance régulière est un facteur très important pour assurer le bon fonctionnement des pompes solaires bien que fiable, il est difficile d'évaluer le coût de maintenance dans le temps. Pour calculer le coût annuel moyen, l'approche la plus sensée se fonde sur l'expérience du terrain que théorique, donnera un ordre de grandeur réaliste [69].

$$E_{Tot} = E_{GPV} + E_{Ond} + E_{Mp} + E_{Res} + E_{For} + E_{Acc} \quad (4-12)$$

Sachant que le coût de l'entretien de chaque composant est calculé comme suit :

- Le coût de l'entretien du GD

$$E_{GPV} = C_{GPV} \times Rt_1 \quad (4-13)$$

- Le coût de l'entretien de l'onduleur

$$E_{Ond} = C_{Ond} \times Rt_2 \quad (4-14)$$

- Le coût de l'entretien du groupe motopompe

$$E_{Mp} = C_{Mp} \times Rt_3 \quad (4-15)$$

- Le coût de l'entretien du forage

$$E_{For} = C_{For} \times Rt_5 \quad (4-16)$$

- Le coût de l'entretien du réservoir

$$E_{Res} = C_{Res} \times Rt_4 \quad (4-17)$$

- l' Le coût de entretien des accessoires

$$E_{Acc} = C_{Acc} \times Rt_6 \quad (4-18)$$

R_{t1} , R_{t2} , R_{t3} , R_{t4} , R_{t5} , R_{t6} sont les coefficients d'estimations du coût de l'entretien par rapport à l'investissement initial des composants.

Nous représentons dans le tableau (4-2) les couts d'investissement du système de pompage PV.

Tableau 4-2 : Coûts initial total du système de pompage d'eau par le GPV

Matériels	Quantité	Taux	Montant total (DA)
Panneaux PVs (2080 Wc)	1	78,80 DA/Wc	163 904,00
Onduleur DC/AC (2kW)	1	35 000,00	35 000,00
Electropompe (1.7kW)	1	60 000,00	60 000,00
Structure de support	1	98 000,00	98 000,00
Fil métallique		6 000,00	6 000,00
Tuyaux et accessoires		21 000,00	21 000,00
Coût de la fondation		13. 000,00	13 000,00
Réservoir d'eau			85. 600,00
Forage			250 000,00
Coût total du matériel			732 504.00
Frais d'installation + Transport (5 % de l'équipement principal)			36 625.20
Total général			769 129.20

Le tableau (4-3) présente amortissement total par rapport au coût total de l'investissement du système de pompage par générateur PV.

Tableau 4-3 : Amort A_{tot} par rapport à l'inves I_{Tot} du système de pompage par générateur PV

	Invest (DA)	Durée de vie (an)	Amort (DA/an)
Générateur PV	163 904,00	20	8 195,2
Onduleur	35. 000,00	10	3 500,00
Electropompe	60. 000,00	10	6 000,00
Réservoir	85. 600,00	20	4 280,00
Structure et supports	98 000,00	20	4 900,00
Forage	250 000.00	20	12 500.00
Accessoires	21. 000,00	8	2 625,00
Invest totale I_{Tot}	713 504,00	Amortissement total A_{Tot}	42 000,00

Le tableau (4-4) présente le coût total de l'investissement et le coût d'entretien total annuel du système de pompage à base du PV. Des valeurs de ratio (%) ont été obtenues après le suivi de plusieurs installations de pompage PV.

Tableau 4-4 : Coût d'entretien total annuel par rapport au coût total de l'investissement du générateur PV

	Invest (DA)	Ratio (%)	Cout (DA/an)
GPV	163 904,00	5	8 195,2
Onduleur	35. 000,00	2	700,00
Electropompe	60. 000,00	4	2 400
Réservoir	85. 600,00	2	1 712,00
Structure et supports	98 000,00	1	980,00
Forage	250 000.00	2	5 000
Accessoires	21. 000,00	5	1 050,00
Invest totale I_{tot}	713 504,00	Cout d'entretien total E_{Tot}	20 037,20

Pour mieux récapituler la procédure de calcul des coûts de l'entretien annuel total du système de pompage PV, l'organigramme de figure (4-3) montre les étapes à suivre :

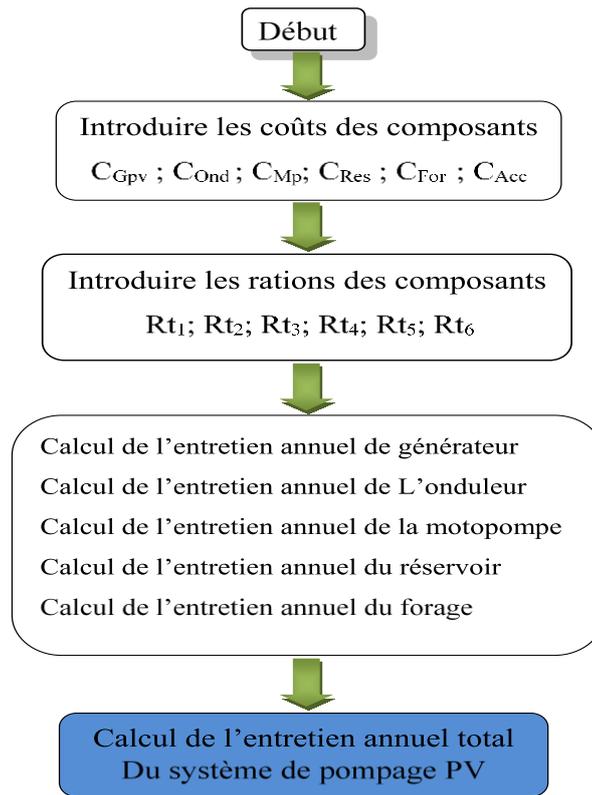


Figure 4-3 : Organigramme du calcul du coût d'entretien annuel total du système PV

Remarque importante :

Il est très important de noter que notre étude comparative des coûts est basée sur les prix disponibles chez certains fournisseurs de produits d'énergie solaire Algériens. Pour mieux comprendre la répartition des coûts entre les différents composants du système, la figure 4-4, illustre les coûts des différents éléments constituons un système de pompage PV.

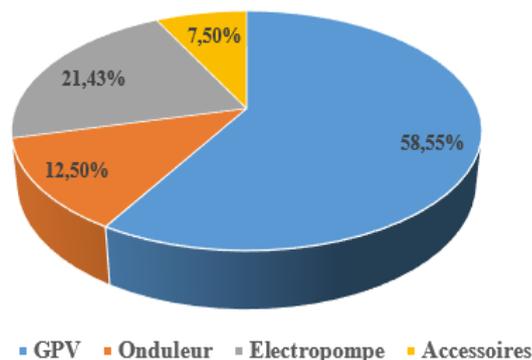


Figure 4-4 : Répartition des coûts entre les différents composants du système PV

Depuis 2008, les prix des installations PV sont en chute libre. Certains observateurs estiment que la baisse se situe aux alentours de 80 %. Cette bonne nouvelle, soulignée par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) dans son dernier rapport, fait en sorte que les panneaux PV se comparent avantageusement, sur le plan financier, aux nouveaux projets de gaz naturel et de charbon.

Cette baisse spectaculaire n'a pourtant rien d'étonnant. Elle s'explique même assez facilement par le développement du marché chinois avec la concurrence accrue avec les européennes et USA et l'amélioration des techniques de production d'énergie.

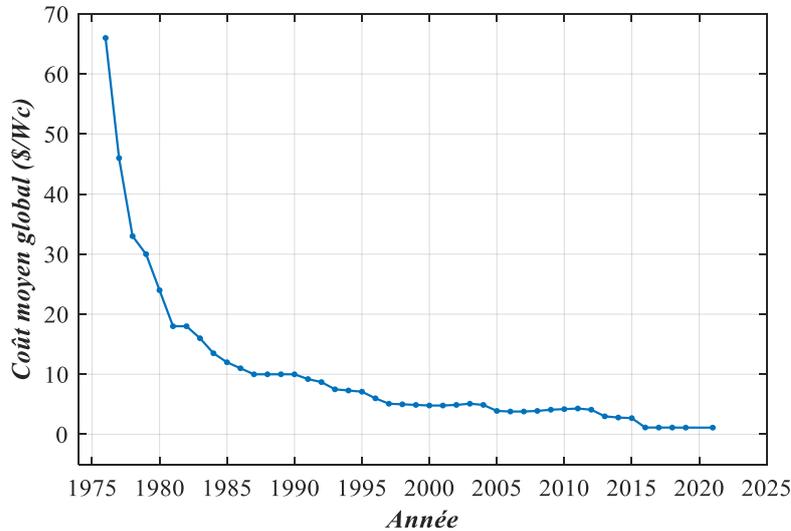


Figure 4-5 : Évolution du prix des panneaux PV

4.2.6 Systèmes de pompage par GD

Le deuxième système de pompage d'eau est composé de [70] :

- Le GD ;
- Le groupe électropompe ;
- La partie hydraulique (réservoirs, forage...),
- Les accessoires.

4.2.7 Calcul de l'investissement initial total I_{Tot}

[71] Semblable à un système de pompage solaire, le coût d'investissement total est déterminé une fois que les composants du système ont été sélectionnés comme suit [72]

$$C_{Tot} = C_{GE} + C_{Mp} + C_{RES} + C_{For} + C_{Acc} \quad (4-19)$$

4.2.8 Calcul de l'amortissement total

Nous appliquons la même formule pour calculer la consommation annuelle globale du système [73] :

$$A_{Tot} = A_{GE} + A_{Mp} + A_{RES} + A_{For} + A_{Acc} \quad (4-20)$$

Pour chaque composant, l'amortissement est calculé de la façon suivante

- Amortissement du GD

$$A_{GE} = C_{GE} / N_1 \quad (4-21)$$

- Amortissement du groupe motopompe

$$A_{MP} = C_{MP} / N_2 \quad (4-22)$$

- Amortissement du réservoir

$$A_{RES} = C_{RES} / N_3 \quad (4-23)$$

- Amortissement du forage

$$A_{For} = C_{For} / N_4 \quad (4-24)$$

- Amortissement des accessoires

$$A_{ACC} = C_{ACC} / N_5 \quad (4-25)$$

Le tableau 4-5 présente amortissement total par rapport au coût total de l'investissement du système de pompage par GD.

Tableau 4-5 : l'Amortissement total par rapport au coût total de l'investissement du système de pompage par GD

	Invest (DA)	Durée de vie (an)	Amort (DA/an)
GD (5.1kW)	300 000,00	5	60 000,00
Electropompe	60 000,00	10	6 000,00
Réservoir	85 600,00	20	4 280,00
Forage	250 000.00	20	12 500.00
Accessoires	21 000,00	8	2 625,00
Invest totale I_{Tot}	716 600,00	Amortissement total A_{Tot}	85 405,00

4.2.9 Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total

Le calcul du coût d'entretien total annuel du système est donné par l'expression :

$$E_{Tot} = E_{GE} + E_{Mp} + E_{Res} + E_{Acc} \quad (4-26)$$

Sachant que le coût de l'entretien de chaque composant est calculé comme suit :

- Le coût de l'entretien du GD

$$E_{GE} = C_{GE} \times Rt_1 \quad (4-27)$$

- Le coût de l'entretien t du groupe motopompe

$$E_{Mp} = C_{Mp} \times Rt_2 \quad (4-28)$$

- Le coût de l'entretien du réservoir

$$E_{Res} = C_{Res} \times Rt_3 \quad (4-29)$$

- Le coût de l'entretien des accessoires

$$E_{Acc} = C_{Acc} \times Rt_4 \quad (4-30)$$

Le tableau IV-7 présente d'entretien total annuel par rapport au coût total de l'investissement de pompage à base du GD. Des valeurs de ratio (%) ont été obtenues après un suivi de plusieurs installations de pompage par les GD.

Tableau 4-6 : Coût d'entretien total annuel par rapport au coût total de l'investissement du GD

	Invest (DA)	Ratio (%)	Coût (DA/an)
GD	300. 000,00	5	15 000,00
Electropompe	60. 000,00	4	2 400,00
Réservoir	85. 600,00	2	1 712,00
Forage	250. 000,00	2	5 000,00
Accessoires	21. 000,00	5	1 050,00
Invest totale I_{Tot}	716 600,00	Coût d'entretien total E_{Tot}	25 162,00

4.2.10 Calcul de l'exploitation annuel total

Le coût d'exploitation du GD est évalué sur la base des données relatives à la plaque des caractéristiques électriques ainsi que la consommation en carburant et en lubrifiant du GD.

On calcule le coût d'exploitation annuel total $C_{d/l}$ par la formule [72] :

$$C_{d/l} = C_d + C_l \quad (4-31)$$

Sachant que, d'une part :

$$C_d = P \times C_{ons/an} + X \times C_{Tran} \quad (4-32)$$

$C_{ons/an}$ est la consommation annuelle calculée par:

$$C_{ons/an} = C_{ons/j} \times 365 \quad (4-33)$$

La consommation journalière $C_{ons/j}$ est donnée par :

$$C_{ons/j} = C_{ons/h} \times NH \quad (4-34)$$

Donc :

$$C_d = (29 \times 3 \times 9 \times 365) + 18 \times 25$$

$$C_d/\text{an} = 286\,245,0 \text{ DA}$$

D'autre part :

- Le coût des lubrifiants C_L (300,00 DA/L) ;
- Le moteur diesel est besoin de 2.5 L de lubrifiants ;
- Changement d'huile chaque : 135 heures = 15 jours

$$C_l = P \times C_{\text{ons/an}} \quad (4-35)$$

$$C_{\text{ons/an}} = Q_{cl/\text{mois}} \times 12 \quad (4-36)$$

P : Prix de litre du lubrifiant, Q_{cl} : Quantité de lubrifiant utilisé par le moteur diesel, $C_{\text{onsl/an}}$: Consommation d'huile par an.

$$C_l = (300 \times 2.5 \times 2) \times 12 = 18\,000$$

Tableau 4-7 : Coûts initial total du système de pompage d'eau par le moteur diesel

Matériel	Quantité	Taux	Montant (DA)
Coût du groupe diesel (5.1 kW)	1	300 000,00	300 000,00
Electropompe (1.7 kW)	1	60. 000,00	60 000,00
Tuyaux et accessoires		21. 000,00	21 000,00
Réservoir d'eau			85 600,00
Forage			250 000,00
Heurs de fonctionnement/jour	9		
Jours d'exploitation/ans	365		
Consommation du carburant (l/h)	3		
Coût du carburant (DA/l) (en May 2023)		29	
Distance entre le système et la station du carburant (kM)	18		
Coût annuel du carburant			286 245,0
Coût de lubrifiant (DA/l)	2.5 L	300,00	18 000, 00
Coût total du matériel			1 020 845,00
Fonctionnement et entretien annuel (5% de l'équipement principal)			51 042,25
Total général			1 071 887,25

4.3 Résultats comparatifs

Une comparaison détaillée des deux systèmes de pompage d'eau, en termes du coût sur le cycle de vie, coût initial du capital, coûts d'investissement total, coûts d'entretien et maintenance, amortissement total, coût d'exploitation, coût de récupération et coûts du m³ d'eau pompé durant 20 ans de fonctionnement des deux systèmes est présentée dans le tableau 4-8.

Tableau 4-8 : Comparaison des coûts détaillée des deux systèmes de pompage d'eau

Coûts	PV	Groupe diesel
Coût initial du capital (ICC)	769 129,2	1 071 887,25
Coûts d'investissement total I_{Tot}	713 504,00	716 600,00
Coûts d'entretien et maintenance (E_{Tot})	20 037,20	25 162,00
Coûts de remplacement (C_{rep})	11 600,00	68 100,00
Amortissement total	42 000,00	85 405,00
Coût d'exploitation (d'énergie)	0	304 245,00
Coûts totale ($ICC+ E_{Tot}+C_{rep}$)	800 766,4	1 165 149,25
Coûts du m ³ d'eau (DA)	4	26
Coût sur la durée de vie LCC	745 141,2	809 862

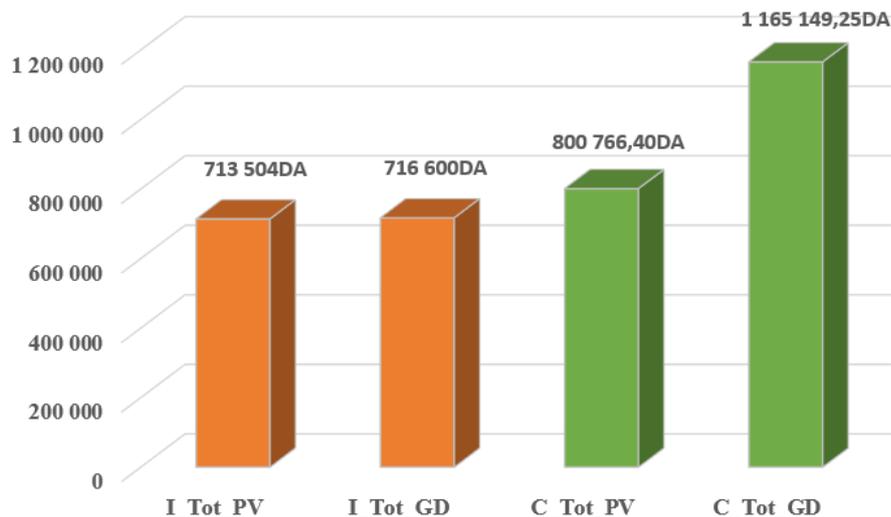


Figure 4-6 : Coût total et le coût initial des deux systèmes, PV/GD

La Fig.4-6 présente une comparaison des deux systèmes de pompage d'eau PV/GD, en termes d'analyse du coût d'investissement total et le coût initial. En 2019, le cout du gasoil était 23 DA, donc le coût initial du système de pompage PV étais supérieur à celui du groupe diesel. Après la dernière augmentation du prix du gazole en Algérie, qui a devenu 29 DA et avec la

baisse des prix des modules PV, le coût initial du système de pompage PV est devenu inférieur à celui du groupe diesel.

Cette différence du cout pourrait encore augmenter dans les années à venir, surtout si les subventions du carburant étaient supprimées. Cela oblige les agriculteurs à passer à l'énergie PV au lieu des moteurs diesel.

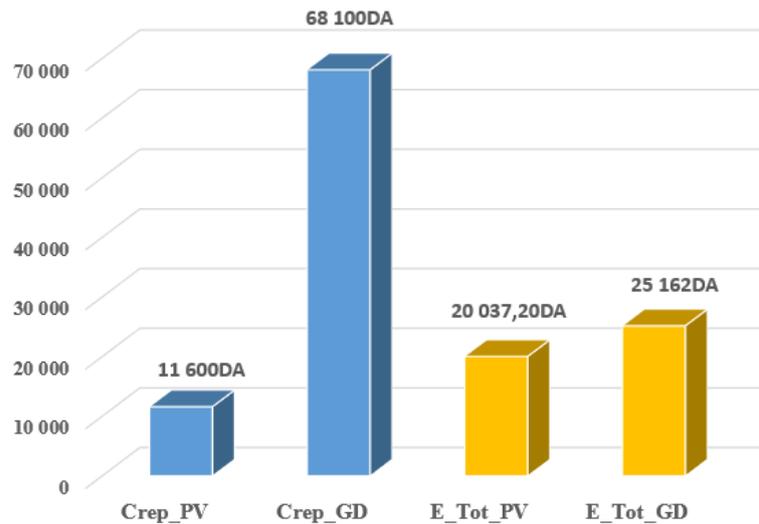


Figure 4-7 : Coûts d'entretien, maintenance et de remplacement des deux systèmes, PV/GD
 La figure 4-7 montre que le coût d'entretien et de maintenance du système de pompage PV (20 037.20 DA) est bien inférieur à celui du système de pompage avec DG (25 162.00 DA) ce qui est principalement dû à l'entretien périodique du groupe DG (lubrifiant, filtres). Ainsi que le coût de remplacement du système PV (11 600,00 DA) est inférieur au système de pompage avec le diesel (68 100,00 DA) (révision du moteur chaque 4 ans, changement des pièces défectueuses).

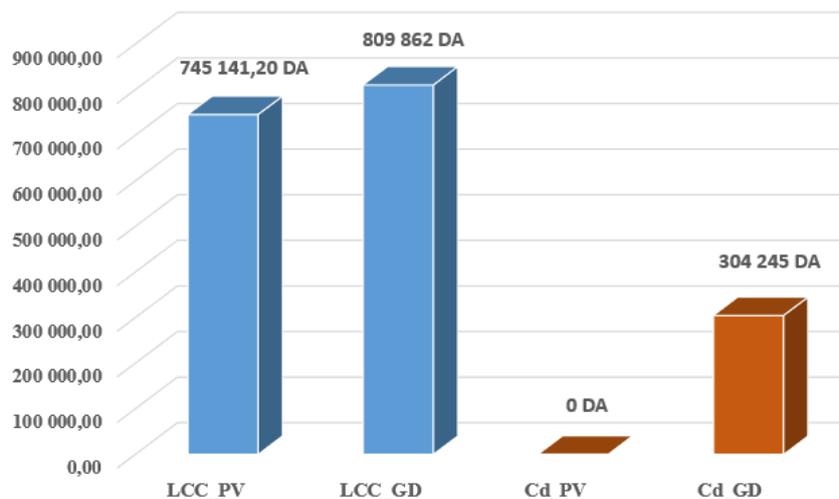


Figure 4-8 : Coûts sur la durée de vie et le coût d'exploitation et des deux systèmes, PV/GD

La figure 4-8 montre que le coût d'exploitation du système de pompage PV (0 DA) est nul à celui du groupe diesel (304 245 DA) ce qui est principalement dû à l'entretien et exploitation périodique du groupe diesel (alimentation en carburant et changement d'huile).

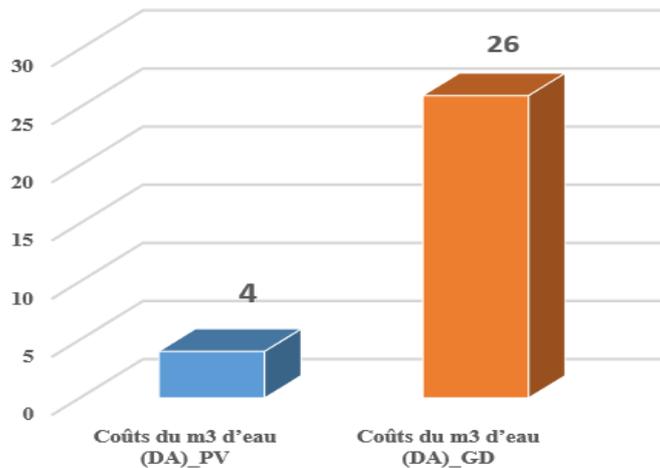


Figure 4-9 : Coûts du m³ d'eau pompé avec les deux systèmes PV/GD

Après l'étude économique approfondie (l'investissement, l'amortissement et l'entretien) on a trouvé le coût global de m³ pompé le system pompage PV est moins chère (4 DA) par apport au system de pompage par groupe électrogène (26 DA).

En plus de ce qui a été mentionné, voici les principaux inconvénients du pompage d'eau avec le diesel :

- Émanations dangereuses et produit sonore ;
- Il peut polluer les nappes phréatiques et l'environnement ;
- Possibilité d'augmentation du prix du carburant dans les années à venir, surtout si les subventions étaient supprimées ;
- La difficulté de transporter le carburant dans des bidons et des fûts de la station-service la plus proche au sol ;
- La moindre erreur dans le transport du gazole, la présence de poussières et d'impuretés dans le gazole, peut entraîner une panne de la pompe ;
- N'utilisez pas le générateur à des températures élevées pour le maintenir ;
- Le générateur diesel peut ne pas fonctionner le matin en hiver en raison des (basses températures) ;
- Pollution par le dioxyde de carbone et les coûts de maintenance élevés.

4.4 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à une étude économique comparative détaillée entre deux techniques de pompage d'eau, par énergie solaire photovoltaïque et par groupe électrogène. Après une analyse économique (l'investissement, l'amortissement et l'entretien) et avec la dernière augmentation du prix du gazole en Algérie (29 DA), qui reste susceptible d'augmenter, il est devenu possible pour le pompage photovoltaïque de concurrencer le pompage diesel.

L'étude aboutit à une estimation du coût du mètre cube d'eau pompée par le PV (4 DA) qui est moins chère par rapport au système de pompage par groupe électrogène (26 DA).

CONCLUSION GENERALE

La maîtrise et la conception d'un système de pompage PV nécessite, une bonne connaissance sur les méthodes de dimensionnement, la cartographie du rayonnement solaire et une bonne connaissance des principes de fonctionnement des différentes composantes d'un système de pompage d'eau afin d'obtenir le fonctionnement le plus fiable et le plus économique. Ce travail a été consacré à une analyse technico-économique comparative d'un système de pompage PV et un système de pompage diesel sur un puits réel en climat aride et semi-aride sur le site de Sebseb, Ghardaïa, Algérie. Le travail concerne la modélisation, l'identification et la simulation d'un système de pompage solaire. Le premier chapitre est consacré à la présentation des formes d'énergie les plus consommées dans le monde, ainsi qu'à la production d'électricité à partir de sources renouvelables dans le monde et dans le cas particulier de l'Algérie. Nous listons ensuite brièvement les étapes importantes du programme de développement des énergies renouvelables en Algérie, puis un état de l'art concernant le principe de conversion PV ainsi que les différents types de cellules PV existant sur le marché, mettant en évidence les systèmes autonomes, les systèmes connectés au réseau et les systèmes hybrides. Enfin, nous donnons les avantages et les inconvénients des systèmes PV. Dans le deuxième chapitre, une modélisation mathématique des différents composants du système de pompage PV sera présentée ; à savoir le générateur photovoltaïque (GPV), avec l'influence des différents paramètres climatiques (éclairage, température et ombrage) sur ces caractéristiques I-V et P-V, et les techniques de protection des systèmes PV, ensuite nous avons décrit brièvement le modèle d'hacheur DC/DC. Puis, le modèle dynamique du moteur ECDRIVE est présenté. Pour la partie hydraulique, nous avons reporté les modèles caractérisant le fonctionnement d'une pompe centrifuge tout en tenant compte du régime d'écoulement et des pertes de charge. Dans le chapitre trois, pour mieux analyser les contraintes de l'exploitation d'un système de pompage d'eau, nous avons présenté les résultats obtenus à partir de suivi d'un système de pompage PV (Avril 2020-Mars 2021) installé dans un site réel, Sebseb, Ghardaïa. Nous avons montré que le site de Sebseb, Ghardaïa présente un climat favorable pour ce type d'énergie renouvelable ; la région a un ensoleillement de plus de 5 kWh/m²/ jour. Nous avons présenté les résultats de la température ambiante moyenne et de la température de cellule mensuelle, énergie solaire moyen mensuel, la quantité d'eau pompé moyenne mensuelle et le rendement moyen mensuel du GPV, du contrôleur pompe et du système total. Dans le dernier chapitre, nous avons présenté une analyse économique comparative détaillée entre les deux techniques de pompage d'eau, pompage par énergie solaire PV et pompage en utilisant des groupes électrogènes, avec le calcul du coût du kWh

Conclusion générale

produit sur la durée de vie des deux systèmes. L'exemple applicatif que nous avons utilisé, nous a montré que la technique de pompage PV semble être la moins coûteuse, du fait que les prix du kilo watt-heurs crête du PV sont en chute libre avec l'augmentation du prix du gasoil en Algérie. En effet, l'augmentation incontrôlée des prix des carburants et l'épuisement inévitable de ce type de ressources classiques favorisent considérablement l'utilisation des énergies renouvelables. Par conséquent, le développement de ce type d'énergie décentralisé, en particulier dans le sud de notre pays, est très recommandé puisqu'il permet l'accès à l'eau facilement et à moindre coût dans n'importe quel endroit. En conclusion, l'énergie solaire PV offre une solution durable et efficace pour l'approvisionnement en eau à partir de sources variées. Son utilisation dans les systèmes de pompage d'eau présente des avantages significatifs en termes de coûts, d'efficacité et de durabilité. Cependant, il est essentiel de choisir les composants et les configurations appropriés pour garantir des performances optimales dans des conditions spécif

Listes des références

- [1] S. mahdab and A. moualdia, "Contribution a la Commande d'un Système Hybride PV/Eolien Pour des Applications de Soudage à l'arc," Doctorat en sciences, Université Yahia fares de Medea, 2023.
- [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 technoéconomique 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] S. E. YAHIAOUI and M. LAOUIDJI, "Modélisation et contrôle optimal d'un système photovoltaïque," Master, university of M'sila, 2022.
- [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 raccordées 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] H. Alghamdi, C. Maduabuchi, A. Albaker, A. Almalaq, T. Alsuwian, and I. J. I. J. o. E. R. Alatawi, " Machine Learning Performance Prediction of a Solar Photovoltaic-Thermoelectric System with Various Crystalline Silicon Cell Types," Energy Research vol. 2023, 2023.
- [10] A. Gianfreda and G. J. E. Scandolo, " A worldwide analysis of the energy regulatory tasks and activities through the lenses of entropy and unsupervised statistical learning," Energy, vol. 271, p. 126969, 2023.
- [11] A. J. E.-T. Mekhelfi, " Le statut du pétrole dans les énergies alternatives Etude comparative entre l'Algérie et certains pays producteurs de pétrole," El-Tawassol vol. 29, no. 6, pp. 11-25, 2023.
- [12] B. Belabes, A. Kaabache, and O. J. J. o. R. E. Guerri, " Evaluation du coût de production d'électricité d'origine éolienne. Cas de deux sites des hauts plateaux Algériens," Journal of Renewable Energies vol. 17, no. 1, pp. 117–128-117–128.
- [13] F. Fadila, "Potentiels et perspectives des énergies renouvelables en Algérie) Expériences de certains pays." Revue Organisation&Travail Vol.11,N°1,2022.
- [14] M. Benahcene, " Stratégies d'influence et réception d'une politique publique d'équipement solaire en Algérie," Conservatoire national des arts et metiers-CNAM, 2018.

- [15] S. MAHDAB and A. MOUALDIA, " Contribution a la commande d'un système hybride PV/Eolien pour des applications de soudage à l'arc," Thèse de doctorat en sciences, universite yahia fares de medea , 2023.
- [16] s. d. prasetyo, A. R. Prabowo, and Z. J. H. Arifin, " The use of a hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) collector system as a sustainable energy-harvest instrument in urban technology," Heliyon vol. 9, no. 2, 2023.
- [17] A. Karthikeyan, K. Nimay, C. Dinesh, J. Jayaprabakar, and A. J. M. T. P. Jacob, " Performance enhancement of solar thermal systems using phase change materials-a review," Materials Today: Proceedings 2023.
- [18] N. Bellel, " LES NOTIONS DE BASE EN PHOTOVOLTAÏQUE," livre, ed: Université Frères Mentouri-Constantine 1 2023.
- [19] S. MAHDAB and A. MOUALDIA, "Contribution a la commande d'un système hybride PV/Eolien pour des applications de soudage à l'arc," Thèse de doctorat en sciences, Universite Yahia Fares de Medea, 2023.
- [20] A. Bourezg and M. Belkaibech, "ÉTUDE PAR SIMULATION DES PERFORMANCES D'UNE CELLULE SOLAIRE COUCHE MINCE A BASE DE CZTS," Master en Electronique, university of M'sila, 2022.
- [21] A. TAGREROUT, "Calculs DFT des stabilités structurales, propriétés mécaniques, électroniques et optiques pour les alliages quaternaires $Cu_2Zn_{1-x}Cd_xSnS_4$," DOCTORAT EN SCIENCES, Université Hassiba Benbouali de Chlef, 2023.
- [22] H. Z. E. CHERFAOUI, Z. BEKHDIDJA, and A. HADJADJE, " Étude perspective des matériaux utilisés dans la préparation des cellules photovoltaïques." Master en Energies Renouvelables, Université kasdi merbah Ouargla,2022.
- [23] I. DILMI and S. DILMI, "Conception d'un outil de diagnostic pour installation photovoltaïque," Master en Eléctronique, University of M'sila, 2022.
- [24] 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.
- [25] A. SIBOUKEUR and A. DEKHIL, "Etude d'un système de pompage photovoltaïque," Master Génie électrique , Université Kasdi Merbah Ouargla,2022.
- [26] Y. Bouroumeid and O. Benyoub, " CONTRIBUTION A L'ETUDE D'UNE STATION DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME,"Master en Electrotechnique Ecole Superieure en Sciences Appliquees,Tlemcen, 2022.
- [27] D. YASSER and D. M. SEDDIK, "ÉTUDE D'UN SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE," Master Master en Génie Electrique, university of M'sila, 2022.
- [28] A. BENMELOUKA and M. CHARIF, "Etude du convertisseur électronique des systèmes de pompage photovoltaïques," Master en Electrothechnique Higher School in Applied Sciences ,Tlemcen, 2022.
- [29] H. MESTOURI, B. BENTALEB, and A. FERRAI, "Modélisation d'un système de pompage photovoltaïque," Master en Génie Electrique, Université de Médéa, 2017.

- [30] B. Hadjira and K. Khaoula, " Commande MPPT D'un Générateur Hybride PV/TEG". Master en Automatique et informatique industriel ,univ bba, 2022.
- [31] 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
- [32] I. 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.
- [33] 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.
- [34] 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.
- [35] B. Sarah, "Etude et optimisation d'une installation photovoltaïque autonome," Master, Electronique Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, 2016.
- [36] 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.
- [37] M. Abdulfattah, Bottomless, Ibrahim, A. Abdullah, Issa, and Ghanaian, "Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque," Doctorat, Université Ferhat abbas 2022.
- [38] B. BEN SAADA, M. CHAHBOUNIA, D. HASSANI, and A. FERRAI, "DIMENSIONNEMENT D'UN SYSEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAIQUE DESTINE A L'IRRIGATION AGRICOLE," Master, Université Dr Yahia Fares De MEDEA, 2022.
- [39] S. MOHAMMED BELHADJ, "ÉTUDE ET RÉALISATION D'UN SYSTÈME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE," Master, Ecole supérieure en Sciences Appliquées-TLemcen- 2019.
- [40] A. H. El-Din et al., "Une méthode intelligente pour le diagnostic des pannes dans les systèmes de pompage d'eau solaire," Master en Génie Electrique Université El-Oued,2022.
- [41] D. Ouahiba and L. N. Elhouda, "Détection d'ombrage dans les systèmes solaires photovoltaïques," Master, faculté des sciences et de la technologie univ sba, 2022.
- [42] Z. J. I. J. o. R. E. R. Massaqa, "Design of High-performance Fuzzy-Predictive Controllers for a Photovoltaic/Battery Pumping System," international journal of renewable energy research vol. 13, no. 1, pp. 442-453, 2023.
- [43] A. Bouraiou et al., "Field investigation of PV pumping system ageing failures operation under Saharan environment," Solar energy vol. 243, pp. 142-152, 2022.
- [44] N. Aouchiche, "Défauts liés aux systèmes photovoltaïques autonomes et techniques de diagnostic - Etat de l'art," Energies Renouvelables, vol. 21 N°2 2018.

- [45] B. Abdesslam, "Etude et diagnostic des défauts fréquents aux systèmes photovoltaïques (PV) par emploi de la caractéristique courant-tension," Thèse de MAGISTER, UNIVERSITE – SETIF-1- (ALGERIE), 2014.
- [46] A. Borni. et al, "Fuzzy logic, PSO based fuzzy logic algorithm and current controls comparative for grid-connected hybrid system," AIP Conference Proceedings 1814, vol., (2017).
- [47] 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.
- [48] 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.
- [49] 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.
- [50] 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.
- [51] 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.
- [52] 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.
- [53] A. Dahmani and A. Kaadi, "Etude et commande d'un système de pompage photovoltaïque." Master, Universite Abou Bekr Belkaid Tlemcen UABT, 2022.
- [54] 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.
- [55] S. Gualteros and D. R. J. S. E. Rousse, "Solar water pumping systems: A tool to assist in sizing and optimization," Solar Energy, vol. 225, pp. 382-398, 2021.
- [56] 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.
- [57] 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.
- [58] J. Carricondo-Antón, M. Jiménez-Bello, J. M. Juárez, A. R. Tomas, and P. J. I. S. González-Altozano, "Optimization of an isolated photovoltaic water pumping system

- with technical–economic criteria in a water users association," *Irrigation Science* vol.33 pp. 1-18, 2023.
- [59] 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.
- [60] 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
- [61] A. J. Mindú, J. A. Capece, R. E. Araújo, and A. C. J. S. Oliveira, "Feasibility of Utilizing Photovoltaics for Irrigation Purposes in Moamba, Mozambique," *Sustainability* vol. 13, no. 19, p. 10998, 2021.
- [62] H. Oussama, G. Saadi, and R. MAOUEDJ, "Etude, installation et expérimentation d'un système photovoltaïque de pompage d'eau," *Master en Electrotechnique, Universite Ahmed draia-Adrar*, 2022.
- [63] O. Feddaoui and I, "Modélisation et commande d'un système d'énergie hybride photovoltaïque Éolien Diesel avec batteries de stockages," *Magister en électrotechnique, Université Frères Mentouri-Constantine 1*, 2021.
- [64] H. Dahbi, "Analyses de la performance de système PV connecté à réseau étude de cas, la centrale PV 9MWà Timimoune," *Master Master en Physique, Universite ahmed draia-Adrar*, 2021.
- [65] B. Bouzidi, P. E. J. E. Campana, Ecology, and Environment, " Optimization of photovoltaic water pumping systems for date palm irrigation in the Saharan regions of Algeria: increasing economic viability with multiple-crop irrigation," *Energy Ecology and Environment*, vol. 6, pp. 316-343, 2021.
- [66] M. S. HACINI and I. NAILI, "Etude et commande d'un système solaire photovoltaïque," *Master Professionnel, Universite de Ouargla*, 2022
- [67] A.-e. Hadadji, I. Lebouazid, A. ROUABHIA, and O. ALI, "Etude Technico-Economique d'une centrale Photovoltaïque connectée au réseau du URER/MS," *Master en Physique, Universite Ahmed Draia-Adrar*, 2022.
- [68] F.kial and S.mansouri, "CONTRIBUTION A UNE ETUDE TECHNO-ECONOMIQUE D'UN SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE SUR LE SITE D'ADRAR," *Master, Universite Ahmed Draia-Adrar*, 2020.
- [69] B,halima "ETUDE D'UN SYSTEME HYBRIDE A SOURCES D'ENERGIE RENOUEVABLES DANS LA REGION DE OUARGLA : APPLICATION AU POMPAGE DE L'EAU", *Doctorat en Electrotechnique Universite Kasdi Merbah Ouargla*, 2023.
- [70] D. YASSER and D. M. SEDDIK, "ÉTUDE D'UN SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE," *Master en Physique, University of M'sila*, 2022.
- [71] G. Mohammed, "Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables: Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national," *DOCTORAT, Université de Mostaganem*, 2020.

- [72] A. Naderipour et al., "Technical-economic framework for designing of water pumping system based on photovoltaic clean energy with water storage for drinking application," *Environmental Science and Pollution Research* pp. 1-12, 2021.
- [73] M. B. Ismail and H. I. Doudoua, "Etude technico-économique de système de pompage photovoltaïque, en comparaison aux autres productions d'eau, cas de la région de Mostaganem," *MASTER EN GENIE ELECTRIQUE*, Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem, 2019.

Résumé

Résumé

Le Sahara algérien dispose d'un grand potentiel solaire et agricole, caractérisé par plus de 7000 Wh/m²/jour et environ 21,1% de la production agricole totale nationale. Dans les zones désertiques reculées, la technologie de pompage d'eau photovoltaïque est considérée comme l'une des solutions durable et économique pour le développement de l'agriculture. Cette mémoire entre dans le cadre de : l'Étude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque installé sur un puits réel dans la zone de Sebseb, Ghardaïa, Algérie à des fins d'irrigation.

Une comparaison de deux systèmes de pompage d'eau, utilisant l'énergie solaire et des moteurs diesel est proposée, qui prend en compte l'effet de l'approvisionnement en eau sur le rendement des cultures, le coût d'investissement de chaque système et les revenus obtenus de chaque système.

Abstract

The Algerian Sahara has a great solar and agricultural potential, characterized by more than 7000 Wh/m²/day and about 21.1% of the total national agricultural production. In remote desert areas, photovoltaic water pumping technology is considered as one of the sustainable and economical solutions for the development of agriculture. This thesis is part of: the technical and economic study of a photovoltaic pumping system installed on a real well in the area of Sebseb, Ghardaïa, Algeria for irrigation purposes.

A comparison of two water pumping systems, using solar energy and diesel engines is proposed, which takes into account the effect of water supply on crop yield, the investment cost of each system and the revenues obtained from each system.

ملخص

تتمتع الصحراء الجزائرية بإمكانات كبيرة من الطاقة الشمسية والزراعية، وتتميز بأكثر من 7000 واط / م² / يوم وحوالي 21.1% من إجمالي الإنتاج الزراعي الوطني. في المناطق الصحراوية النائية، تعتبر تقنية ضخ المياه الكهروضوئية أحد الحلول المستدامة والاقتصادية لتطوير الزراعة.

هذه الرسالة جزء من: الدراسة الفنية والاقتصادية لنظام الضخ الكهروضوئي المركب على بئر حقيقي في منطقة سبب، غرداية، الجزائر لأغراض الري. تم اقتراح مقارنة بين نظامي ضخ المياه، باستخدام الطاقة الشمسية ومحركات الديزل، والتي تأخذ في الاعتبار تأثير إمدادات المياه على إنتاجية المحاصيل، والتكلفة الاستثمارية لكل نظام والعائدات التي يتم الحصول عليها من كل نظام.