



Référence : EI-05/MM /2024

المرجع : إ.ت - 05/م م / 2024

Mémoire de Master

Présenté au

Département : Génie Électrique

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Réalisé par :

ALILI Islam

Et

GRINE Karima

Thème

Dimensionnement et analyse de fonctionnement d'une station de pompage solaire

Soutenu le : 26/06/2024

Devant le Jury composé de :

Mme.AGGOUN Ghania

MAA

Univ.Bouira

Président

Mr.BOUZIDA Ahcene

Prof

Univ.Bouira

Rapporteur

Mr.BENSAID Samir

Prof

Univ.Bouira

Examinateur

Remerciements

Nous exprimons notre gratitude envers "**Allah**" le Tout-Puissant pour nous avoir octroyé la force, le courage et la foi qui ont été nos guides jusqu'à la concrétisation et l'achèvement de ce projet.

Nous souhaitons exprimer nos remerciements les plus distingués à :

- M. BOUZIDA Ahcene, notre encadrant émérite. Nous débutons en le remerciant chaleureusement pour l'honneur exceptionnel qu'il nous a accordé en acceptant de superviser la concrétisation de ce projet. Malgré la nature à distance de la majeure partie de nos échanges, il a su nous orienter avec perspicacité et nous accorder sa confiance indéfectible tout au long de la préparation de cette initiative. Son dévouement et son soutien inébranlable ont été des piliers essentiels pour la réussite de ce travail.
- À Messieurs CHERIFI et BENGHIT, nos tuteurs au sein de la société SONELGAZ de BOUIRA, ainsi qu'à l'ensemble des techniciens et du personnel de l'entreprise pour leurs encouragements et leurs précieux conseils. Malgré une période de stage plus courte que nos espérances, ils nous ont permis d'effectuer notre mission dans des conditions optimales.
- L'ensemble du corps enseignant de l'UAMOB, et plus particulièrement ceux de la spécialité "Electrotechnique Industrielle", mérite notre profonde reconnaissance pour leur dévouement et leur engagement dans la transmission du savoir tout au long de notre cursus.
- Nous tenons également à exprimer notre sincère reconnaissance envers toutes les personnes, qu'elles nous aient apporté leur soutien de manière directe ou indirecte, qui ont contribué à notre cheminement.
- À l'attention des honorables membres du jury qui ont accepté d'examiner attentivement ce travail, consacrant ainsi leur précieux temps à l'étude de ce manuscrit. Leur présence aujourd'hui, malgré les circonstances, pour évaluer et juger ce travail, témoigne de leur engagement et de leur dévouement envers l'excellence académique.

Enfin, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude sincère envers l'ensemble de notre famille qui nous a apporté un soutien moral et financier constant tout au long de ces années d'études. Nous tenons tout particulièrement à exprimer notre profonde reconnaissance envers nos parents, nos frères et sœurs, ainsi que tous nos proches, pour leurs encouragements constants, leur soutien inébranlable, et leur patience face aux difficultés que nous avons pu leur causer. Leur présence à nos côtés a été une source inestimable de motivation tout au long de notre parcours académique.



Dedicaces

*La vie passe comme un éclair,
Et une journée de réussite est inestimable.*

*Je souhaite dédier ce travail avec une profonde gratitude :
À ma famille, que Dieu les protège, qui a été mon pilier tout au
long de ma vie. À mon très cher père qui a su m'entourer pour
que rien n'entrave le déroulement de mes études
À ma mère chérie qui s'est sacrifiée depuis ma naissance pour
que je grandisse avec un savoir faire et une patience
irremplaçable
À Mes chères frères, Faouzi, Chérif et Yacine, qui m'ont
encouragé pendant mes études
À mes chères sœurs, Manel et Thiziri, pour leur amour, leur
soutien et leur amitié inconditionnels
À mon grand-père bien-aimé Said, qui nous a quittés, Que ce
travail soit le plus beau cadeau que je puisse lui offrir
À l'ensemble du corps enseignant et administratif qui a joué un
rôle essentiel dans mon parcours universitaire
À mes deux grands-mères qui m'ont toujours soutenu avec leurs
Douae
À mes cousins et cousines ; A mes tantes qui ont toujours cru en
moi et en mon potentiel, même dans les moments difficiles .
À tous mes amis et mes camarades ;
Ainsi qu'à tous ceux qui me sont chers.*

Islam ALILI





Dedicaces

Grace Allah....

Je dédie ce projet de fin d'étude :

À mes chers parents, mon père et ma mère, qui ont été ma source de soutien inébranlable et de prières bienveillantes tout au long de mon parcours. Sans leur présence et leur aide précieuse, je n'aurais jamais pu atteindre les réalisations que j'ai accomplies aujourd'hui.

À ma soeur Kenza et mes frères pour leur encouragement constant et leur présence à mes côtés, qui m'ont donné la force et la motivation nécessaires pour persévérer.

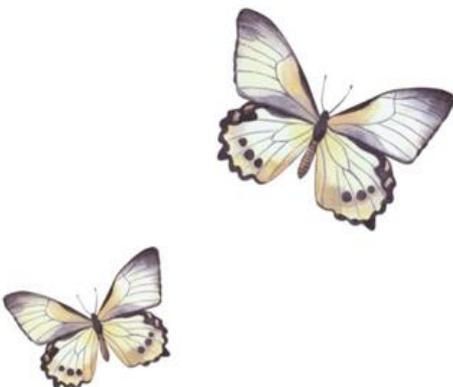
À mes chers grands-parents vénérés dont l'amour, la sagesse et le soutien inestimables qui ont marqué mon cheminement.

À tout le corps enseignant et administratif qui a qui a contribué à ma formation universitaire, je leur suis profondément reconnaissante pour leur dévouement et leurs connaissances partagées.

À ma famille élargie, à mes proches chéris et à tous ceux qui occupent une place spéciale dans mon cœur.

*À tous mes collègues de la promotion Electrotechnique Industrielle (2023/2024).
Que le Très-Haut bénisse et protège tous ceux qui m'ont soutenu dans cette réalisation.*

Karima GRINE



Résumé

La conception d'un système de pompage solaire exige une méthode systématique et intégrée qui considère divers éléments techniques, écologiques et financiers. L'adoption de tactiques de dimensionnement adéquates est cruciale pour développer et déployer des installations performantes, sûres et pérennes. Ces systèmes contribuent à améliorer l'accès à l'eau potable et aux systèmes d'irrigation dans les régions défavorisées, tout en favorisant une gestion responsable de l'énergie.

La finalité de cette recherche est d'analyser un système de pompage photovoltaïque autonome. Pour cela, nous avons adopté une approche théorique complétée par une simulation via le logiciel PSIM. Cette double méthodologie a validé nos calculs et a permis l'élaboration d'un rapport exhaustif. Ce dernier offre les directives nécessaires pour concevoir un système de pompage solaire adapté aux exigences spécifiques de consommation d'eau du site sélectionné à M'CHEDALLAH.

Mots clés : Pompage solaire, Besoin d'eau, Energie photovoltaïque, Irradiation, Energie solaire, Pompe immergée.

Abstract

The design of a solar pumping system requires a systematic and integrated approach that considers various technical, ecological and financial elements. Adopting the right sizing tactics is crucial to developing and deploying high-performance, safe and sustainable installations. These systems help to improve access to drinking water and irrigation systems in disadvantaged regions, while promoting responsible energy management. The aim of this research is to analyse an autonomous photovoltaic pumping system. To do this, we adopted a theoretical approach supplemented by simulation using PSIM software. This dual methodology validated our calculations and enabled us to produce a comprehensive report. The report provides the guidelines needed to design a solar pumping system tailored to the specific water consumption requirements of the selected site at M'CHEDALLAH.

Keywords: Solar pumping, Water needs, Photovoltaic energy, Irradiation, Solar energy, Submersible pump.

ملخص

يتطلب تصميم نظام الضخ الشمسي نهجاً منهجياً ومتكاملاً يراعي مختلف العناصر التقنية والبيئية والمالية. ويعد اعتماد أساليب التحديد الصحيح لحجم النظام أمراً بالغ الأهمية لتطوير ونشر منشآت عالية الأداء وأمنة ومستدامة. تساعد هذه الأنظمة على تحسين الوصول إلى مياه الشرب وأنظمة الري في المناطق المحرومة، مع تعزيز الإدارة المسؤولة للطاقة. الهدف من هذا البحث هو تحليل نظام الضخ الكهروضوئي المستقل. وللقيام بذلك، اعتمدنا نهجاً نظرياً مكماً بالمحاكاة باستخدام برنامج PSIM. أثبتت هذه المنهجية المزدوجة صحة حساباتنا ومكنتنا من إعداد تقرير شامل. ويوفر التقرير المبادئ التوجيهية اللازمة لتصميم نظام ضخ بالطاقة الشمسية مصمم خصيصاً لمتطلبات استهلاك المياه المحددة للموقع المختار في منطقة مشدالة.

الكلمات المفتاحية: الضخ بالطاقة الشمسية، احتياجات المياه، الطاقة الكهروضوئية، الإشعاع، الطاقة الشمسية، المضخة الغاطسة.

Table des matières

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire.....	3
1. Introduction.....	3
2. Energies renouvelables.....	3
2.1 Définition, ressources et exploitation	3
2.2 Différents types des énergies renouvelables.....	4
2.2.1 Energie solaire	4
2.2.1.1 Spectre de rayonnement solaire	4
2.2.1.2 Différents types de rayonnement.....	5
2.2.1.2.1 Rayonnement direct	5
2.2.1.2.2 Rayonnement diffus	5
2.2.1.2.3 L'albédo	5
2.2.1.2.4 Rayonnement global	6
2.2.1.3 Différents types des énergies solaires	6
2.2.1.3.1 L'énergie solaire photovoltaïque	6
2.2.1.3.1.1 Historique de l'énergie photovoltaïque.....	6
2.2.1.3.1.2 Principe de la conversion photovoltaïque	7
2.2.1.3.1.3 Modules photovoltaïques.....	8
2.2.1.3.1.3.1 Différents types de modules photovoltaïques.....	8
2.2.1.3.1.4 Types d'une installation photovoltaïque.....	10
2.2.1.3.2 L'énergie solaire thermique	15
2.2.1.4 Potentiel d'énergie solaire en Algérie	15
3. Conclusion.....	16
Chapitre II : Etat de l'art sur le pompage solaire.....	17
1. Introduction.....	17
2. Système de pompage photovoltaïque.....	17
2.1. Méthodes de pompes	17
2.1.1 Pompage avec stockage électrochimique (batteries)	17
2.1.2 Pompage au fil de soleil.....	18
2.2 Différents composants d'un système de pompage photovoltaïque	18
2.2.1 Générateur photovoltaïque.....	19
2.2.1.1. Module photovoltaïque	19
2.2.1.1.1 Modèle d'une cellule solaire réelle	19
2.2.1.1.2. Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque.....	23
2.2.1.1.3. Caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque	25
2.2.1.1.4. Influence de l'éclairement sur le module photovoltaïque	25
2.2.1.1.5. Influence de la température sur le module photovoltaïque	26
2.2.1.1.6. Simulation du générateur photovoltaïque.....	27
2.2.1.2. Raccordement des modules photovoltaïque.....	28
2.2.1.2.1. Raccordement en série des modules photovoltaïque.....	28
2.2.1.2.2. Raccordement en parallèle des modules photovoltaïque.....	29
2.2.2. Méthode de poursuite de point maximal de puissance (MPPT)	29
2.2.3. Convertisseurs statiques CC/CC	35

2.2.3.1. Hacheur dévolteur	36
2.2.3.2. Hacheur survolteur	36
2.2.3.3. Hacheur dévolteur-survolteur	37
2.2.4. Convertisseurs statiques onduleur triphasé	37
2.2.4.1. Principe de fonctionnement d'un onduleur de tension triphasé	37
2.2.4.2. Modélisation de l'onduleur	38
2.2.4.3. Commande Modulation de Largeur d'impulsion (MLI)	39
2.2.5. Motopompe	40
2.2.5.1. Types de pompes	40
2.2.5.1.1. Pompe volumétrique	41
2.2.5.1.2. Pompe centrifuge	41
2.2.5.2. Moteur électrique	42
2.2.5.2.1. Moteur asynchrone	42
3. Conclusion	43
Chapitre III: Dimensionnement de l'installation du pompage solaire	44
1. Introduction	44
2. Cahier de charge	44
3. Dimensionnement théorique	44
3.1. Spécification du site de M'CHEDALLAH	44
3.2. Détermination des conditions du site	44
3.2.1. Irradiation mensuelle et journalière moyenne du site	45
3.2.2. Température moyenne mensuelle	46
4. Etapes de dimensionnement de l'installation	46
4.1. Estimation des besoins en eau	46
4.1.1. Débit	47
4.1.2. Conduite de refoulement	47
4.1.3. Calcul de la vitesse de circulation d'eau	48
4.2. Hauteur manométrique totale	48
4.2.1. Niveau statique	49
4.2.2. Niveau dynamique	49
4.2.3. Calcul des pertes de charge	50
4.3. Énergie et la puissance hydraulique	50
4.3.1. Choix de la pompe et de son moteur électrique	51
4.3.1.1. Choix du type de la pompe	51
4.3.1.2. Choix de la série de la pompe	51
4.3.1.3. Choix du modèle de la pompe	52
4.4. Choix de l'onduleur solaire (variateur de vitesse)	55
4.5. Choix de modèle photovoltaïque	56
4.5.1. Dimensionnement du champ photovoltaïque	57
4.5.2. Détermination de l'énergie électrique	57
4.5.3. Énergie à produire	58
4.5.4. Détermination de la puissance crête	58
4.5.5. Nombre des modules photovoltaïques nécessaires	58
4.5.6. Nombre des modules en série	59
4.5.7. Nombre maximal des modules en parallèles	59
4.5.8. Compatibilité du champ photovoltaïque avec l'onduleur	59
4.5.9. Choix de câbles	60

4.5.9.1. Dimensionnement du câble :	61
4.5.10. Choix des éléments de protection	62
4.5.10.1. Sectionneur DC	62
4.5.10.2. Fusibles DC	63
5. Conclusion.....	64
Chapitre IV : Analyse de fonctionnement de la station de pompage solaire.....	65
1. Introduction	65
2. Définition de logiciel POWERSIM (PSIM)	65
3. Simulation et modélisation d'une station de pompage solaire à l'aide de PSIM.....	66
3.1. Simulation et la modélisation du générateur photovoltaïque	66
3.1.1. Caractéristique courant-tension I(V)	66
3.1.2. Caractéristique puissance-tension P(V)	67
3.1.3. Effet de la variation de la résistance série.....	67
3.1.4. Effet de la variation de la résistance parallèle	68
3.1.5. Effet de la variation du courant de saturation inverse	68
3.1.6. Influence du nombre des panneaux PV	68
3.2. Commande du module photovoltaïque.....	70
3.3. Modélisation de l'onduleur triphasé	72
3.3.1. Interprétation.....	74
3.4. Modélisation de la pompe immergée	74
3.4.1. Modélisation du moteur asynchrone triphasé	74
3.4.2. Modélisation de la pompe centrifuge.....	76
3.4.2.1. Caractéristique « Hauteur-Débit »	76
3.4.2.2. Caractéristique « Couple-Vitesse »	77
3.4.2.3. Caractéristique « Débit – Vitesse »	77
3.4.2.4. Modèle de la canalisation de refoulement.....	78
3.5. Modélisation du système de pompage solaire au fil de soleil	78
3.5.1. Simulation du système au fil de soleil globale	79
4. Conclusion.....	82
Conclusion générale.....	83

Liste des figures

CHAPITRE I : Généralités sur l'énergie solaire

Figure I. 1: Spectre de rayonnement solaire hors de l'atmosphère	5
Figure I. 2: Différents types de rayonnement solaire	6
Figure I. 3: Représentation schématique d'une pile solaire à jonction PN standard.....	8
Figure I. 4: Cellules monocristallines	9
Figure I. 5: Cellules polycristallines	9
Figure I. 6: Cellules amorphes.....	9
Figure I. 7: Système photovoltaïque au fil du soleil.....	10
Figure I. 8: Système de pompage de l'eau au fil du soleil	11
Figure I. 9: Système photovoltaïque avec stockage (sans convertisseur).....	11
Figure I. 10: Système photovoltaïque avec stockage (Avec convertisseur)	12
Figure I. 11: Système d'alimentation autonome hybride	13
Figure I. 12: Systèmes d'alimentation autonome hybride Photovoltaïque/éolien.....	13
Figure I. 13: Système photovoltaïque raccordé au réseau	14
Figure I. 14: Moyenne annuelle de l'énergie reçue en Algérie	15

CHAPITRE II : Etat de l'art sur le pompage solaire

Figure II. 1: Système de pompage photovoltaïque	19
Figure II. 2: Schéma équivalent d'une cellule solaire	20
Figure II. 3: Schéma équivalent à une diode sans résistance shunt	22
Figure II. 4: Schéma équivalent à deux diodes	22
Figure II. 5: Schéma équivalent à deux diodes sans résistance shunt	23
Figure II. 6: Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque	24
Figure II. 7: Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque.....	24
Figure II. 8: Caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque	25
Figure II. 9: Influence de l'éclairement sur le module photovoltaïque I-U et P-U	26
Figure II. 10: Influence de la température sur le module photovoltaïque I-U et P-U.....	26
Figure II. 11: Schéma bloc du générateur photovoltaïque.....	27
Figure II. 12: Model du générateur photovoltaïque sous PSIM	27
Figure II. 13: branchement des modules en série	28
Figure II. 14: branchement des modules en parallèle	29
Figure II. 15: Convertisseur MPPT	30
Figure II. 16: Recherche du PPM par la méthode (P&O).....	31
Figure II. 17: Algorithme de P&O classique.....	31
Figure II. 18: Algorithme de la méthode Incrément de conductance	33
Figure II. 19: Algorithme de la Tension Constante	34
Figure II. 20: Algorithme du constant courant	35
Figure II. 21: Hacheur dévolteur	36
Figure II. 22: Hacheur survolteur	36
Figure II. 23: Hacheur dévolteur-survolteur	37
Figure II. 24: Schéma de l'onduleur triphasé	38
Figure II. 25: Classification des pompes	40
Figure II. 26: Pompe à piston	41

Figure II. 27: Pompe centrifuge.....	42
Figure II. 28: Moteur asynchrone à rotor à cage	43

CHAPITRE III : Dimensionnement de l'installation du pompage solaire

Figure III. 1: Irradiation mensuelle du site	45
Figure III. 2: Température mensuelle du site	46
Figure III. 3: Système de forage vers le réservoir	49
Figure III. 4: Choix de type de la pompe.....	51
Figure III. 5: Abaque de la pompe « GRUNDFOS SP »	52
Figure III. 6: Abaque de la pompe SP 30	53
Figure III. 7: Abaque des mécaniques de la pompe SP 30	54
Figure III. 8: Caractéristiques techniques des onduleurs ‘VEICHI SI 23’	56
Figure III. 9: Modèle Topsun Top class 500Wc.....	57
Figure III. 10: Schéma d'installation PV.....	61

CHAPITRE IV : Analyse de fonctionnement de la station de pompage solaire

Figure IV. 1: Logiciel PSIM.....	66
Figure IV. 2: Model du générateur photovoltaïque sous PSIM.....	66
Figure IV. 3: Caractéristique I(V) et P(V) du module photovoltaïque utilisé T=25°C et Eclairement 1000W/m2 sous PSIM.....	67
Figure IV. 4: Les courbes I-V et P-V pour différentes valeurs de Rs	67
Figure IV. 5: Les courbes I-V et P-V pour différentes valeurs de Rsh	68
Figure IV. 6: Les courbes I-V et P-V pour différentes valeurs de courant de saturation	68
Figure IV. 7: Paramètres de panneau photovoltaïque.....	69
Figure IV. 8: Caractéristique I(V) et P(V) du générateur photovoltaïque (10 panneaux en séries et 3 panneaux en parallèles) utilisé T=25°C et Eclairement 1000W/m2 sous PSIM	69
Figure IV. 9: Montage d'un générateur PV relié à la charge à travers un convertisseur DC/DC	70
Figure IV. 10: La courbe de rayonnement solaire journalier réel dans la Commune M'CHEDALLAH ...	71
Figure IV. 11: Puissance du PV(P) et puissance de charge	71
Figure IV. 12: Model de simulation de l'onduleur triphasé sous PSIM.....	72
Figure IV. 13: Résultat de MLI sinus-triangle.....	73
Figure IV. 14: Courant de sortie d'un onduleur triphasé.....	73
Figure IV. 15: Tension de sortie d'un onduleur triphasé.....	73
Figure IV. 16: Représentation schématique d'une machine asynchrone triphasée	75
Figure IV. 17: Model du moteur asynchrone sous PSIM	75
Figure IV. 18: Vitesse de rotation et courants statoriques	76
Figure IV. 19: Couple électromagnétique et le couple résistant.....	76
Figure IV. 20: Caractéristiques d'une pompe centrifuge a) et b)	77
Figure IV. 21: Schéma synoptique du système au fil de soleil globale	79
Figure IV. 22: Modèle global du système de pompage solaire sous PSIM.....	80
Figure IV. 23: Puissance du PV(P) et puissance de charge	81
Figure IV. 24: Caractéristique dynamiques Moteur-pompe	81
Figure IV. 25: Résultat de simulation d'une pompe sous PSIM (débit et Hmt).....	82

Liste des tableaux

CHAPITRE II : Etat de l'art sur le pompage solaire

Tableau II.1: Caractéristiques d'un module.....	25
Tableau II.2: Caractéristiques électriques du module photovoltaïque panneau Pc=150W Dans les conditions standard	28
Tableau II.3: Résultats obtenus lorsque on met 2 modules en séries	29
Tableau II.4: Résultats obtenus lorsque on met 2 modules en parallèles	29

CHAPITRE III : Dimensionnement de l'installation du pompage solaire

Tableau III.1: Spécifications du site de M'CHEDALLAH	44
Tableau III.2: Irradiation mensuelle et journalière	45
Tableau III.3: Caractéristiques des modèles SP 30-13 et SP 30-14	54
Tableau III.4: Caractéristiques du GRUNDFOS SP 30-14	55
Tableau III.5: Caractéristique VEICHI SI	56
Tableau III.6: Caractéristiques du modèle Top class 500Wc	57

CHAPITRE IV : Analyse de fonctionnement de la station de pompage solaire

Tableau IV.1: Rayonnement solaire réel dans la Commune M'CHEDALLAH	70
--	----

Acronymes et Symboles

I_{ph}	Photocourant
I_{cc}	Courant de court-circuit
K_i	Coefficient de la température de court-circuit
G_{ref}	Eclairement pour les STC
T	Température de fonctionnement de la cellule
T_{ref}	Température de référence de la cellule
I_D	Courant de la diode
I_s	Courant de saturation
q	Charge électrique 1.6×10^{-19}
E_g	Energie de seuil
A	Facteur de la diode
K	Constante de Boltzmann 1.38×10^{-23}
I_{sh}	Shunt courant
V_d	Tension aux bornes de la diode
R_S	Résistance série
R_{Sh}	Résistance shunt
V_{oc}	Tension en circuit ouvert (Open circuit) indique la tension présente aux bornes du module quand il n'est pas branché
I_{sc}	Courant de court-circuit (Shorted circuit) indique le courant du module quand on relie son pôle (+) à son (-).
I_{mpp}	Courant de puissance maximale
V_{mpp}	Tension de puissance maximale
MPPT	Maximum Power Point Tracking
N_p	Nombre de cellules en parallèles
N_s	Nombre de cellules en série
G	L'ensoleillement dans le plan des panneaux (W/m ²)
T	Température de jonction des cellules (°C)
I	Courant fourni par le GPV (A)
V	Tension aux bornes du GPV (V)
CC	Courant continu
AC	Courant alternatif
m	Indice de modulation
V_m	Valeur maximale de la tension de référence

V_p	Valeur crête de la porteuse
Irr_{max}	Irradiation journalière maximale
Irr_{min}	Irradiation journalière minimale
Irr_{moy}	Irradiation journalière moyenne
T_{max}	Température moyenne mensuelle maximale
T_{min}	Température moyenne mensuelle minimale
T_{moy}	Température moyenne mensuelle
Q	Débit d'eau (m ³ /h)
V	Volume de réservoir (m ³)
T	Temps de remplissage de réservoir (irradiation journalier)
a	Longueur de réservoir (m)
b	Largeur de réservoir (m)
h	Hauteur de réservoir (m)
Q_i	Débit de pompage (m ³ /s)
D	Diamètre de la conduite (m)
S	Section de la conduite
v	Vitesse de circulation
HMT	Hauteur manométrique totale
H_g	Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (H _r +N _d).
N_d	Niveau dynamique
P_c	Pertes de charge
E_h	Energie hydraulique en KWh/j
Ph	Puissance hydraulique en KW
Q_j	Débit de la pompe en m ³ /j
Q_h	Débit de la pompe en m ³ /h
g	Gravité (9.81)
ρ	Masse volumique=1000 Kg/m ³
Pond	Puissance nominale AC de l'onduleur
Ppompe	Puissance motopompe
SRca	Le ratio de puissance
E_c	Énergie électrique (wh /j)
E_h	Énergie hydraulique (W)
η_m	Rendement du moteur
η_p	Rendement de la partie hydraulique de la pompe

P_{crête}	Puissance crête (W_c)
I_{rr}	Irradiation solaire quotidienne (kWh/m ² /j)
N_m	Nombre des modules photovoltaïques
C	Perte de pression constante
ω	Vitesse [rad/s]
λ	Coefficient des pertes de charge dans la canalisation, dépendant du régime d'écoulement et de la vitesse du fluide
L	Longueur de la canalisation
D	Diamètre de la canalisation
ξ	Coefficient des pertes de charge locales ou singulières dans les coudes, les vannes, les débitmètres, les raccords..., de la canalisation



Introduction générale



La consommation d'énergie à l'échelle mondiale et dans notre pays continue d'augmenter. L'essentiel de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon...), et leur utilisation intensive conduit à l'épuisement de ces réserves et constitue une réelle menace pour l'environnement. Cette menace se manifeste principalement par le réchauffement climatique provoqué par la pollution et l'effet de serre.

La meilleure solution consiste à remplacer ces combustibles fossiles pour produire de l'électricité par des sources d'énergie propres et renouvelables, notamment dans les pays riches en énergie. En Algérie, le potentiel solaire est très important dans toutes ces régions, notamment dans le désert du Sahara. L'utilisation de panneaux solaires réduira la pollution et la consommation de combustibles fossiles et produira de l'électricité dans les zones reculées.

En effet, grâce à l'utilisation de ces panneaux solaires, nous pouvons créer plusieurs systèmes (connectés au réseau ou autonome), capables de satisfaire les besoins humains en électricité. Dans ce cas, notamment dans la région du Sahara, cette énergie solaire photovoltaïque peut être utilisée pour pomper de l'eau, car l'approvisionnement en eau potable de ces zones est difficile car elles sont éloignées du réseau électrique classique.

Dans ce travail nous nous intéressons particulièrement au pompage d'eau solaire au fil de soleil (sans batteries) dans la région de M'CHEDALLAH. Nous divisons ce travail de recherche en quatre chapitres détaillés suivants :

Le premier chapitre est consacré l'état de l'art des énergies renouvelables, c'est-à-dire présente une vue d'ensemble des ressources énergétiques renouvelables et de leur importance dans le contexte actuel. Les énergies renouvelables sont des sources d'énergie naturelles et durables qui gagnent en importance face aux défis énergétiques et environnementaux actuels. Leur utilisation permet de réduire la dépendance aux combustibles fossiles et les émissions de gaz à effet de serre. Les principales formes d'énergies renouvelables sont l'énergie solaire, éolienne, hydraulique, géothermique et la biomasse. Elles peuvent être utilisées pour produire de l'électricité ou de la chaleur de manière propre et durable.

Le deuxième chapitre présente un état de l'art détaillé sur le pompage solaire. Il décrit les différentes méthodes de pompage solaire parmi ces méthodes on trouve pompage solaire avec stockage électrochimique et le pompage solaire au fil du soleil, ainsi que les principaux composants utilisés dans

Ces systèmes comme les panneaux PV, régulateur MPPT, Onduleur solaire et les motopompes avec le fonctionnement et spécifications de ces composants.

Dans le troisième chapitre, nous aborderons une approche détaillée pour dimensionner une station de pompage solaire, en expliquant le processus de sélection des différents éléments du système tels que la pompe, l'onduleur solaire et les panneaux photovoltaïques.

Dans le quatrième et dernier chapitre, nous avons effectué une modélisation et une simulation individuelles de chaque sous-système à l'aide du logiciel PSIM. Cette approche nous a permis de valider les résultats obtenus dans le chapitre III, conduisant à une simulation complète de l'ensemble du système de pompage solaire.



Chapitre I

Généralités sur l'énergie solaire



1. Introduction

La croissance du développement et de l'utilisation des énergies renouvelables a connu un essor remarquable ces dernières années. D'ici deux à trois décennies, tous les systèmes énergétiques devraient reposer principalement sur des ressources conventionnelles rationalisées et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Les sources renouvelables apparaissent progressivement comme l'une des options les plus sûres pour l'avenir, au-delà des sources d'énergie fossiles traditionnelles comme le charbon, le pétrole, le gaz naturel et l'uranium, à l'exception de la fusion nucléaire lorsqu'elle sera maîtrisée ; ces ressources limitées finiront par s'épuiser rapidement. En revanche, des énergies renouvelables abondantes peuvent répondre durablement à divers besoins tout en offrant une production d'électricité décentralisée qui améliore la flexibilité, la sécurité de l'approvisionnement et la protection de l'environnement. Cependant, en raison de leur intermittence, des règles spécifiques concernant la conception et l'exploitation des systèmes doivent être mises en œuvre pour les systèmes de production d'énergies renouvelables.

2. Energies renouvelables

2.1 Définition, ressources et exploitation [1]

Les énergies renouvelables, telles que celles provenant du soleil, du vent, des cours d'eau, de la terre et de la biomasse, sont caractérisées par leur capacité à être utilisées sans restreindre leur disponibilité future. En revanche, les combustibles fossiles et nucléaires ne possèdent pas cette caractéristique renouvelable sur le long terme.

L'exploitation des énergies renouvelables remonte à l'Antiquité et a toujours été présente dans l'histoire de l'humanité. Les moulins à eau et à vent, le bois comme source de chauffage, la traction animale, ainsi que les bateaux à voile ont joué un rôle essentiel dans le développement économique et social des sociétés anciennes. Ces formes d'énergie renouvelable étaient non seulement vitales pour les activités quotidiennes, mais constituaient également des secteurs économiques prospères, en particulier dans les zones rurales où elles étaient aussi cruciales et variées que la production alimentaire.

Dans les pays industrialisés, à partir du XIXe siècle, les énergies renouvelables ont été progressivement reléguées au second plan au profit d'autres sources d'énergie jugées plus prometteuses. Cependant, depuis cette époque, la prise de conscience des problèmes tels que la pollution atmosphérique, le changement climatique, les risques liés au nucléaire et les limites des ressources a souligné l'importance d'un développement économique respectueux de l'environnement. Les crises pétrolières successives à partir des années 70 ont mis en lumière les risques économiques et géopolitiques associés à une dépendance aux énergies fossiles, dont les réserves sont limitées et réparties de manière inégale.

Il est probable que de nombreuses régions du monde ne seront jamais connectées aux réseaux électriques en raison des coûts élevés d'extension dans des zones isolées, peu peuplées ou difficiles d'accès. Même au sein de l'Europe occidentale, la présence de tels "sites isolés" n'est pas rare. Actuellement, environ 2,5 milliards de personnes, principalement dans les zones rurales des pays en développement, ne consomment que 1 % de l'électricité produite à l'échelle mondiale.

Les énergies renouvelables se présentent comme une alternative aux énergies fossiles pour plusieurs raisons :

- Elles sont généralement plus respectueuses de l'environnement, ne produisant pas de gaz à effet de serre ni de déchets ;
- Leur source est inépuisable ;
- Elles permettent une production décentralisée adaptée aux ressources et aux besoins locaux ;
- Elles favorisent une plus grande indépendance énergétique.

En considérant les deux principaux usages de l'énergie, à savoir la chaleur et l'électricité, les énergies renouvelables peuvent être classées en deux catégories distinctes.

2.2 Différents types des énergies renouvelables

Il existe cinq grands types d'énergies renouvelables :

- Energie solaire ;
- Energie éolienne ;
- Energie hydroélectrique ;
- Energie biomasse ;
- Energie géothermique ;

2.2.1 Energie solaire

L'énergie solaire est une énergie renouvelable issue du soleil. Il utilise le rayonnement solaire pour transfigurer la lumière en courant électrique grâce à l'effet photovoltaïque, ou utilise le rayonnement solaire infrarouge pour générer de la chaleur pour chauffer l'eau ou l'air.

2.2.1.1 Spectre de rayonnement solaire [2]

Le soleil, une étoile parmi tant d'autres, possède un diamètre de 1 390 000 km, environ 50 fois celui de la Terre. Composé principalement de 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de près de 100 éléments chimiques, incluant pratiquement tous les éléments connus. Il y a environ soixante ans, grâce à la théorie de la relativité d'Einstein, Langevin et Perrin ont avancé l'idée que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui alimente le soleil en énergie. Aujourd'hui, il est largement accepté que le soleil fonctionne

comme une bombe thermonucléaire où l'hydrogène se transforme en hélium à raison de 564 millions de tonnes par seconde, à des températures avoisinant les 25 millions de degrés Celsius dans son noyau [2].

La figure (I.1) ci-dessous illustre le spectre de rayonnement solaire.

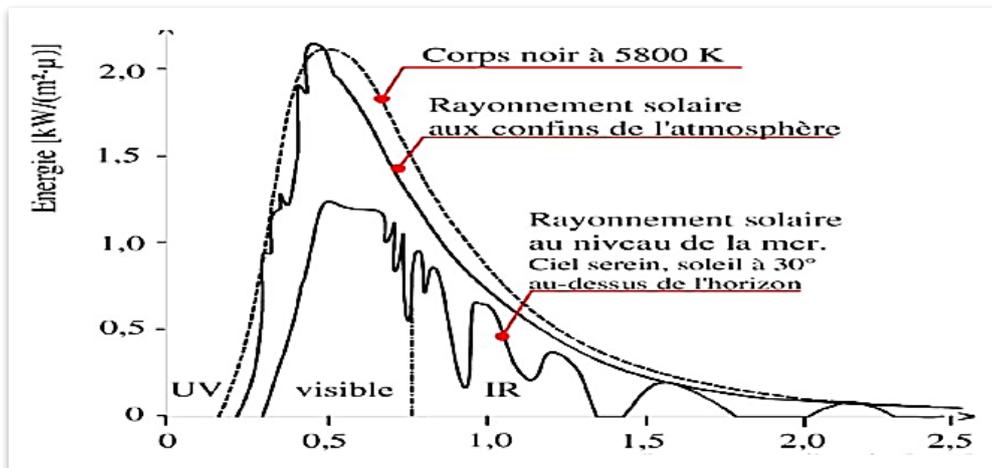


Figure I. 1: Spectre de rayonnement solaire hors de l'atmosphère

2.2.1.2 Différents types de rayonnement

2.2.1.2.1 Rayonnement direct [2]

Le rayonnement direct correspond au flux solaire qui parvient directement à la surface terrestre depuis le soleil. Sa quantité dépend de l'épaisseur de l'atmosphère traversée par le rayonnement solaire et de l'angle d'inclinaison des rayons par rapport au sol.

Le pyréliomètre est l'appareil utilisé pour mesurer l'intensité du rayonnement direct. Il est équipé d'un mécanisme permettant de le maintenir constamment orienté vers le soleil.

2.2.1.2.2 Rayonnement diffus

Le rayonnement diffus se produit lorsque le rayonnement solaire direct est dispersé par les nuages et les particules présentes dans l'atmosphère. Ce type de rayonnement provient de la diffusion de la lumière par les nuages et les diverses molécules en suspension dans l'atmosphère, ainsi que de sa réflexion par le sol. Il s'agit donc d'un rayonnement qui n'est pas directement issu du soleil et qui atteint le point d'observation à la surface de la Terre sans suivre une trajectoire précise définie par la position du soleil [3].

2.2.1.2.3 L'albédo

L'albédo du système Terre-atmosphère représente la proportion de l'énergie solaire réfléchie vers l'espace. Il varie de 0 à 1. Une surface plus réfléchissante aura un albédo plus élevé. Les principaux éléments influençant l'albédo terrestre sont les nuages, les étendues enneigées et glacées, ainsi que les aérosols [3].

2.2.1.2.4 Rayonnement global

Le rayonnement global correspond à l'énergie totale émise par le soleil et reçue par une surface horizontale terrestre pendant une unité de temps donnée. Il est d'environ 1 000 W/m² pour un rayonnement solaire vertical [3].

La figure (I.2) ci-dessous illustre les différents types de rayonnement solaire

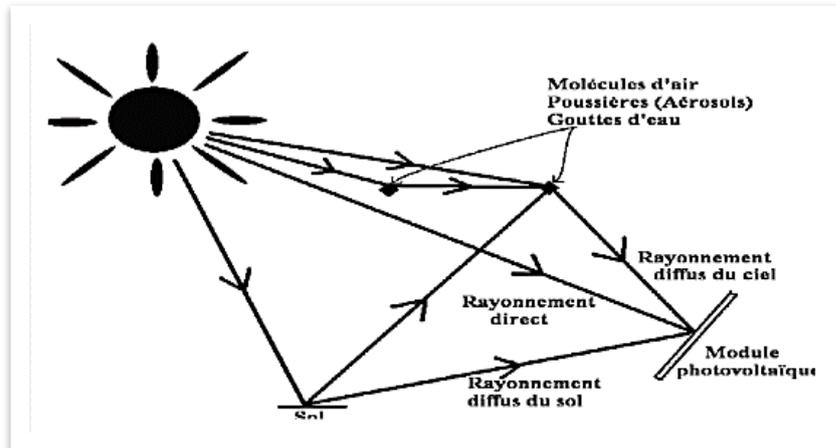


Figure I. 2: Différents types de rayonnement solaire

2.2.1.3 Différents types des énergies solaires :

Il existe 2 types d'énergie solaire :

2.2.1.3.1 L'énergie solaire photovoltaïque [4] [5]

L'électricité est l'une des formes d'énergie les plus polyvalentes, s'adaptant parfaitement à divers besoins. Son utilisation est si répandue qu'il est difficile d'imaginer une société technologiquement avancée qui n'en dépende pas. De nombreux appareils sont conçus pour fonctionner grâce à l'électricité, que ce soit en courant continu à basse tension ou en courant alternatif à tension plus élevée. La production d'électricité à partir d'une source d'énergie fiable et non polluante, comme l'énergie solaire, présente un intérêt considérable.

Deux approches sont utilisées pour convertir l'énergie solaire en électricité en utilisant l'énergie cinétique comme étape intermédiaire du processus de conversion :

- Les systèmes de conversion thermodynamique.
- Les systèmes directs basés sur les interactions physiques entre les photons de la radiation solaire incidentent et les électrons du matériau, connus sous le nom d'effet photovoltaïque.

2.2.1.3.1.1 Historique de l'énergie photovoltaïque

Voici quelques dates clés dans l'histoire de l'énergie photovoltaïque :

- 1839 : le physicien français Edmond Becquerel a fait une découverte majeure dans le domaine de l'énergie solaire en identifiant l'effet photovoltaïque.
- 1875 : Werner Von Siemens présente un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs devant l'Académie des sciences de Berlin.
- 1954 : les chercheurs américains Chapin, Pearson et Prince ont réussi à fabriquer une cellule photovoltaïque.
- 1958 : Une cellule solaire atteint un rendement de 9 % ; les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont lancés dans l'espace.
- 1973 : la première maison alimentée par des cellules photovoltaïques a été érigée à l'Université du Delaware.
- 1983 : La première voiture fonctionnant à l'énergie solaire parcourt une distance de 4000 km en Australie.

2.2.1.3.1.2 Principe de la conversion photovoltaïque [6]

Le principe de l'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires consiste à convertir directement l'énergie lumineuse du soleil en électricité. Ce processus implique la production et le transport de charges électriques positives et négatives à travers un matériau semi-conducteur, activé par la lumière solaire. Ce matériau est divisé en deux parties, l'une dopée avec un excès d'électrons (dopée de type n) et l'autre avec un déficit en électrons (dopée de type p). Lorsqu'elles entrent en contact, les électrons en excès dans la zone dopée n se déplacent vers la zone dopée p, créant une polarisation positive dans la zone n et une polarisation négative dans la zone p. Cette polarisation génère un champ électrique qui guide les électrons vers la zone n et les trous vers la zone p, formant ainsi une jonction (p-n). L'ajout de contacts métalliques sur ces zones permet de créer une diode. Lorsque la jonction est exposée à la lumière, les photons d'une énergie suffisante permettent aux électrons de passer de la bande de valence à la bande de conduction, créant des paires électron-trou. Si une charge est connectée aux bornes de la cellule, les électrons se déplacent de la zone n vers les trous de la zone p via la connexion externe, induisant ainsi une différence de potentiel et permettant le passage d'un courant électrique. Ce processus repose sur les propriétés semi-conductrices du matériau et son dopage pour améliorer sa conductivité. Le choix du silicium, avec ses quatre électrons de valence, en tant que matériau de base est justifié par sa structure atomique permettant un dopage efficace. Les dopants, tels que le phosphore et le bore, introduits dans le réseau cristallin du silicium, facilitent respectivement la conduction des électrons (dopage de type n) et des trous (dopage de type p). Les cellules photovoltaïques sont ensuite assemblées en modules pour une utilisation pratique. La figure (I.3) ci-dessous montre la représentation schématique d'une pile solaire à jonction PN standard.

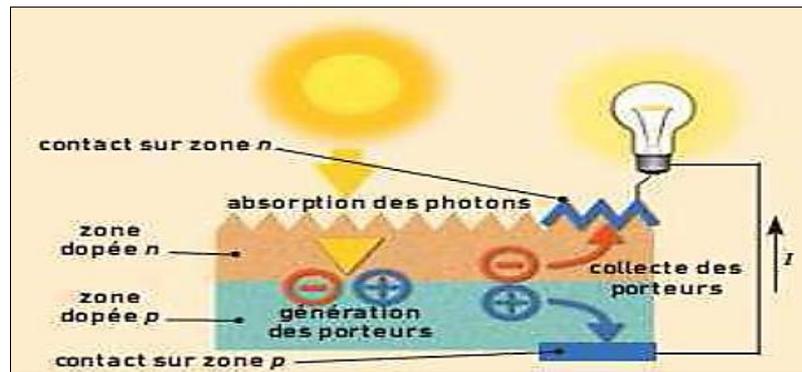


Figure I. 3: Représentation schématique d'une pile solaire à jonction PN standard

2.2.1.3.1.3 Modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques sont des dispositifs qui transforment la lumière en électricité. Un module photovoltaïque est constitué d'un ensemble de cellules solaires assemblées pour produire une puissance électrique lorsqu'elles sont exposées à la lumière. En effet, une cellule solaire individuelle ne génère pas une tension suffisante, généralement entre 0,3 et 0,7 V selon les technologies. Ainsi, il est souvent nécessaire d'assembler plusieurs cellules en série pour obtenir une tension électrique utilisable.

En outre, il est essentiel de protéger l'assemblage en série des cellules solaires pour garantir que le module puisse être utilisé en extérieur. Les cellules solaires sont des composants délicats et vulnérables à la corrosion, nécessitant une protection mécanique contre les conditions climatiques rigoureuses telles que l'humidité et les fluctuations de température.

Ainsi, des modules de différentes puissances, allant de 1 à 150 Wc par module, sont fabriqués en fonction de la surface disponible, capable de produire du courant continu à basse tension lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Ces modules représentent la partie génératrice d'énergie d'un système photovoltaïque. Afin de créer un générateur de haute puissance, il est courant d'assembler plusieurs modules photovoltaïques, souvent de puissance similaire, en les interconnectant avant de les intégrer au reste du système.

2.2.1.3.1.3.1 Différents types de modules photovoltaïques

On trouve plusieurs types de cellules solaires, dont je présente ci-dessous les trois principales variantes :

a) Cellules monocristallines

Les cellules solaires de première génération sont produites à partir d'un seul bloc de silicium cristallin. Ces cellules, généralement de forme ronde ou presque carrée, ont une apparence uniforme à

l'œil nu. Malgré leur rendement de 12 à 18%, leur fabrication est un processus complexe. La figure I.4 présente un exemple de module en silicium monocristallin [7].

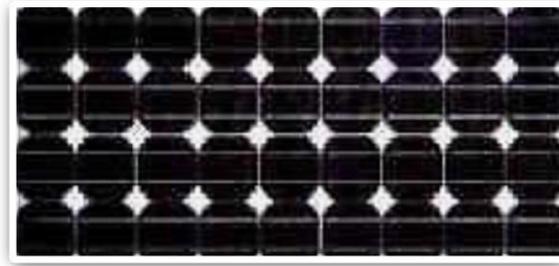


Figure I. 4: Cellules monocristallines

b) Cellules polycristallines

Ces cellules solaires sont produites à partir d'un bloc de silicium cristallin constitué de cristaux multiples, reconnaissables par leurs différentes orientations (couleurs variées). Elles présentent un rendement de 11 à 14%, mais leur coût de fabrication est inférieur à celui des cellules monocristallines. La figure I.5 montre un exemple de module en silicium polycristallin [7].

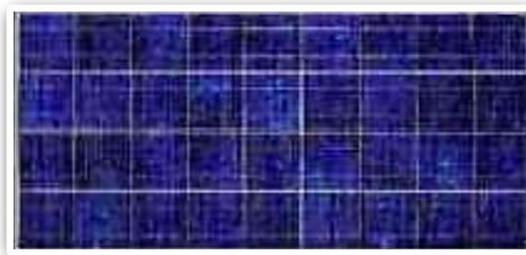


Figure I. 5: Cellules polycristallines

c) Cellules amorphes

Les cellules solaires amorphes sont plus économiques à fabriquer, cependant, leur rendement est généralement inférieur à 6%. Cette technologie utilise des couches très minces de silicium qui peuvent être déposées sur du verre, des plastiques souples ou des métaux à travers un processus d'évaporation sous vide. La figure I.6 présente un exemple de module amorphe [7].

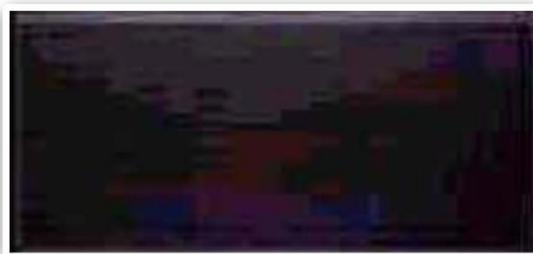


Figure I. 6: Cellules amorphes

N.B : Les cellules solaires monocristallines et polycristallines sont les plus répandues. En raison de leur fragilité, elles sont encapsulées entre deux panneaux de verre pour former un module relativement lourd. Le matériau de base, le silicium, est largement disponible, mais sa qualité doit être extrêmement pure pour la fabrication des cellules, ce qui influe significativement sur les coûts. Les tensions sur le marché et l'augmentation des prix des batteries sont causées par la rareté du silicium de haute qualité. Les produits à couches minces nécessitent peu de matières premières et sont utilisés dans des applications électriques à faible puissance comme les montres, les calculatrices, etc. [7].

2.2.1.3.1.4 Types d'une installation photovoltaïque

Les installations photovoltaïques (IPV) consistent en des systèmes qui utilisent des panneaux solaires pour convertir l'énergie solaire en électricité. Ces installations peuvent être autonomes, connectées au réseau électrique ou hybrides, combinant IPV et sources d'énergie renouvelables telles que l'éolien ou les groupes électrogènes à combustible.

a. Systèmes autonomes au fil du soleil « couplage direct » [8]

Ces systèmes sont les plus simples car ils utilisent directement l'énergie photovoltaïque provenant des panneaux. On les trouve dans les deux cas suivants :

- Alimentation directe

Dans ce cas, le système autonome se limite à la production et à la consommation d'énergie. L'appareil alimenté ne fonctionnera que lorsque la luminosité sera suffisante pour atteindre la puissance requise. Autrement dit, il ne fonctionnera que lorsqu'il y aura de la lumière et s'arrêtera dès que la lumière ne sera plus suffisante, tel que présenté dans la figure I.7 ci-dessous :

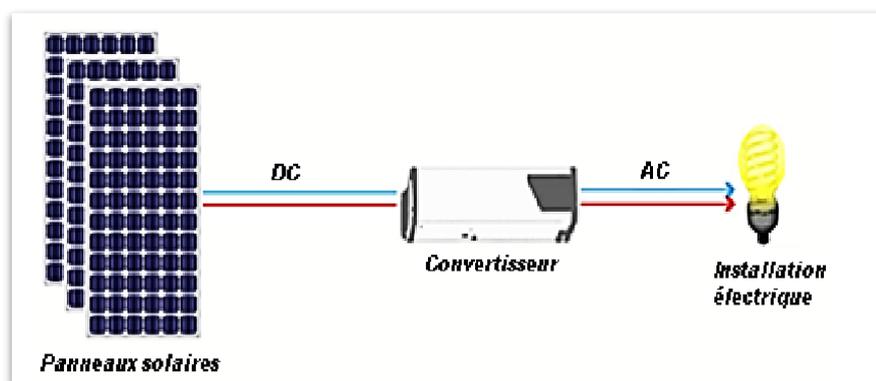


Figure I. 7: Système photovoltaïque au fil du soleil

- Pompage au fil du soleil

Pour stocker de l'eau dans un réservoir, on utilise une pompe solaire qui est directement connectée aux panneaux solaires via un régulateur ou un convertisseur. Par conséquent, le débit d'eau dans le réservoir

varie en fonction de l'intensité du rayonnement solaire, ce qui démontre la corrélation entre l'énergie solaire captée et son utilisation effective, comme la démontre la figure I.8 :

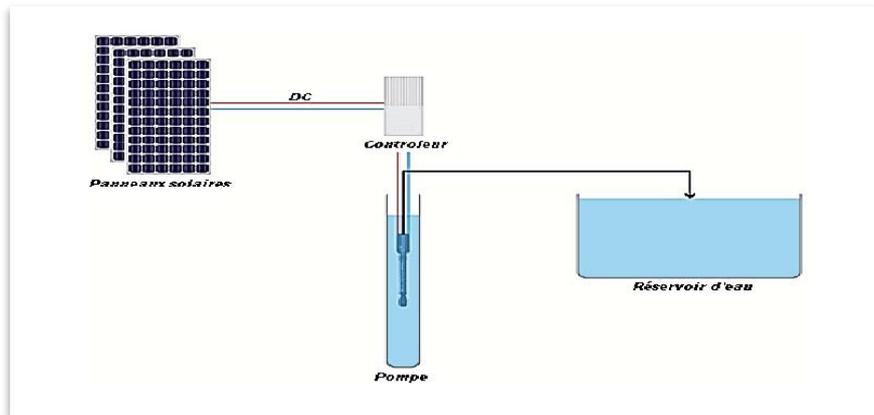


Figure I. 8: Système de pompage de l'eau au fil du soleil

b. Systèmes autonomes avec stockage « couplage indirect » [8]

Cette configuration est la plus fréquente des systèmes photovoltaïques autonomes, également appelée Stand-alone Systems. L'ensemble est généralement en courant continu (DC), ce qui est préférable en raison de sa simplicité. Cependant, dès qu'il s'agit d'habitat, il y a presque toujours des appareils en courant alternatif (C) à alimenter, car ils ne sont pas disponibles en continu, suivant l'illustration ci-dessous (figure I.9) :

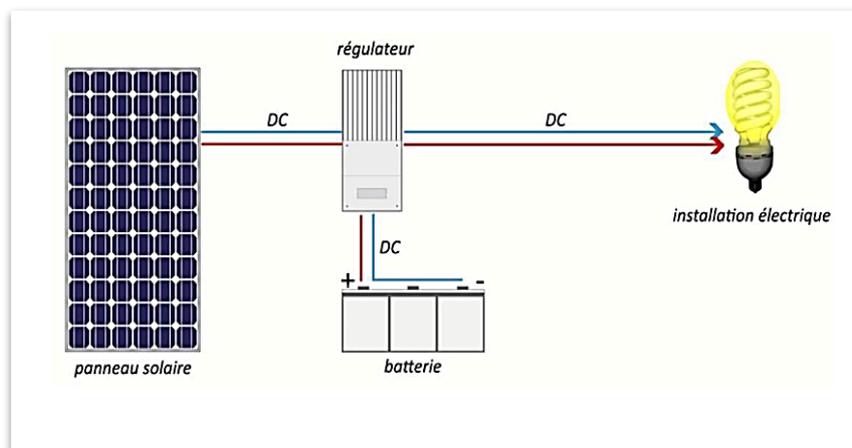


Figure I. 9: Système photovoltaïque avec stockage (sans convertisseur)

La batterie d'un tel système se recharge pendant la journée et agit comme un réservoir d'énergie en continu, similaire à la citerne d'eau du système de pompage solaire mentionné précédemment. Elle est capable de recevoir un courant de charge et de délivrer un courant de décharge de valeur différente à tout moment. Les appareils alimentés sont connectés à la batterie via le régulateur de charge. Lorsque la batterie

est pleine, le régulateur coupe la charge pour éviter toute surcharge, ce qui peut entraîner une perte d'une partie de l'énergie produite, notamment en été dans nos climats.

Lorsqu'un appareil doit fonctionner en courant alternatif (AC), on utilise une conversion DC/AC (de courant continu en alternatif) à la sortie de la batterie.

Cependant, cela entraîne certaines conséquences :

- Augmentation du coût et de l'encombrement de l'installation
- Réduction du rendement énergétique (aucun convertisseur ne restitue 100% de l'énergie)
- Risque de panne totale en cas de problème avec le convertisseur si tout le système électrique est alimenté par celui-ci.

On peut observer sur la figure I.10 suivante le système photovoltaïque avec stockage.

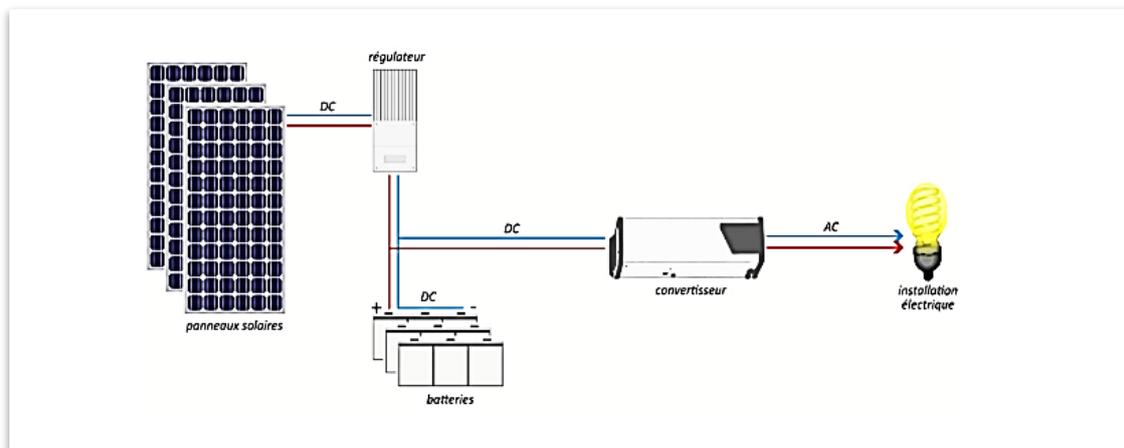


Figure I. 10: Système photovoltaïque avec stockage (Avec convertisseur)

c. Systèmes autonomes hybrides [8]

Un inconvénient d'un système photovoltaïque autonome, comme décrit précédemment, est qu'il fournit une puissance variable selon la saison, mais qui ne peut être dépassée sans risquer de détruire la batterie par décharge profonde. Cependant, les consommateurs ont des besoins qui fluctuent et ne sont pas nécessairement alignés avec les saisons (figure I.11).

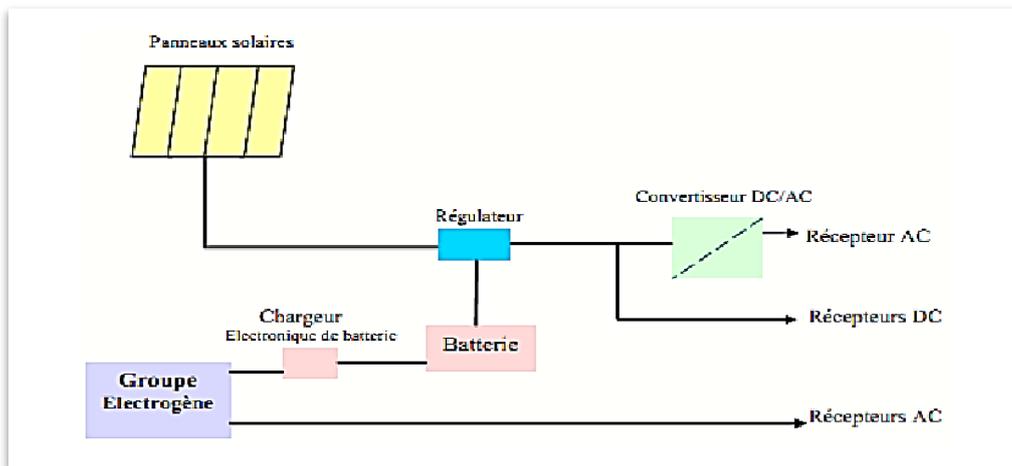


Figure I. 11: Système d'alimentation autonome hybride

Associer un système photovoltaïque à un groupe électrogène ou opter pour un système hybride signifie avoir une autre source d'électricité autonome pour compléter la production solaire. Cette source supplémentaire peut être un groupe électrogène (également appelé "génératrice") ou une éolienne. L'utilisation d'une éolienne est préférable si le site est venteux, surtout pendant les saisons où l'ensoleillement est moins important, la figure I.12 permet de visualiser plus clairement les éléments de ce système d'installation hybride.

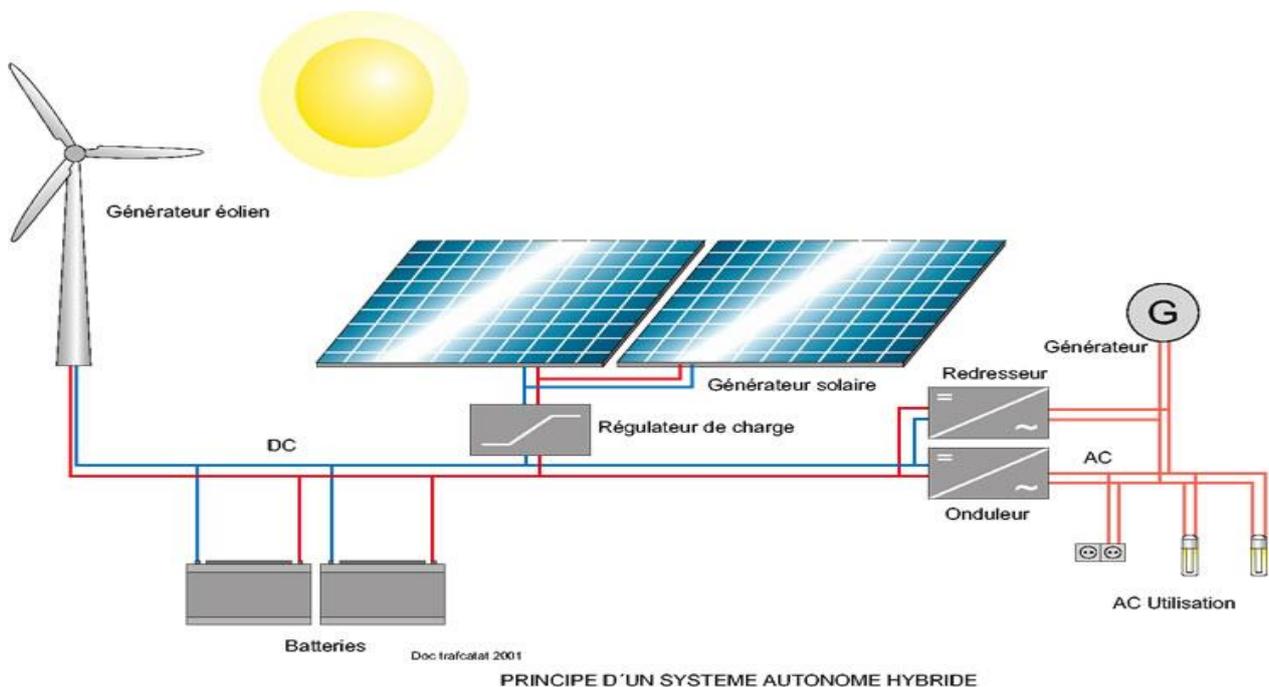


Figure I. 12: Systèmes d'alimentation autonome hybride Photovoltaïque/éolien

d. Systèmes raccordés au réseau [8]

Un tel système est installé sur un site connecté au réseau généralement dans des habitations ou des entreprises qui cherchent à utiliser une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement.

L'avantage majeur de cette solution est l'absence de batterie. L'énergie n'est plus stockée, mais injectée directement dans le réseau, sans limite quantitative, ce qui permet de récupérer toute l'énergie produite. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation et dans l'autre sens pour la production.

Cependant, il est nécessaire de convertir le courant continu des panneaux en courant alternatif à l'aide d'un onduleur, qui doit être approuvé par la compagnie d'électricité qui recevra ce courant. L'onduleur doit respecter certaines normes sur sa qualité « sinusoïdale ».

Ces systèmes ne sont pas des sources d'alimentation de secours en cas de coupure du réseau, car ils ne disposent d'aucune réserve d'énergie. Dans certains cas, une batterie de secours peut être ajoutée au système pour faire face aux coupures de courte durée, cette figure I.13 illustre le système photovoltaïque raccordé au réseau.

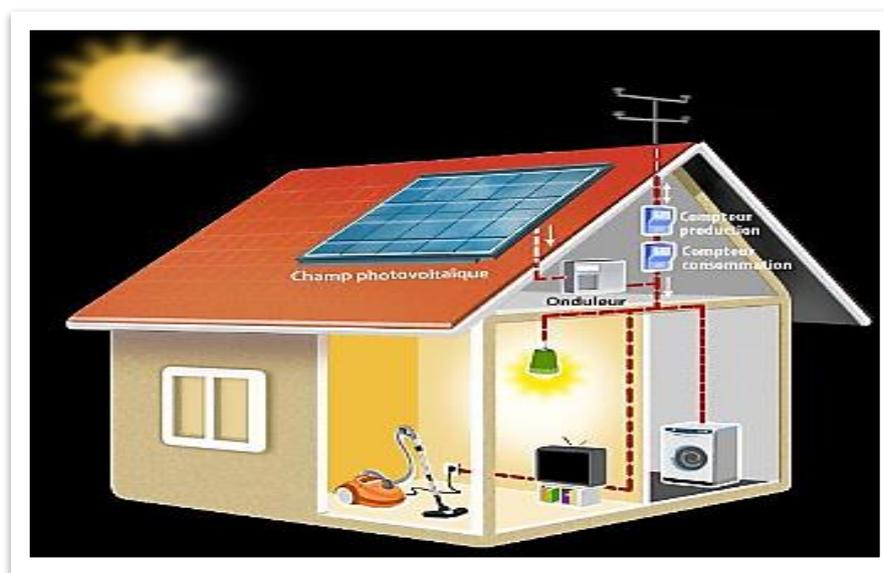


Figure I. 13: Système photovoltaïque raccordé au réseau

Ces installations ne servent pas de sources d'alimentation de secours en cas de panne du réseau car elles ne possèdent pas de stockage d'énergie intégré. Dans certaines situations, une batterie de secours peut être intégrée au système pour faire face aux coupures de courte durée.

2.2.1.3.2 L'énergie solaire thermique [9]

Cette technologie convertit efficacement le rayonnement solaire en chaleur, utilisée pour le chauffage d'eau, de bâtiments ou de piscines. Les capteurs solaires thermiques se divisent en deux catégories principales : non concentrant et concentrant.

2.2.1.4 Potentiel d'énergie solaire en Algérie [10]

En raison de sa position géographique, l'Algérie bénéficie d'un des plus importants potentiels solaires au monde. La durée d'ensoleillement sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures par an et peut atteindre 3900 heures (notamment dans les hauts plateaux et le Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est d'environ 5 kWh sur la majeure partie du pays, ce qui équivaut à près de 1700 kWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au Sud du pays.

La répartition de l'énergie solaire reçue en Algérie, en moyenne annuelle, est illustrée dans le graphique ci-dessous. Il met en évidence les différents niveaux énergétiques, ce qui permet de diviser le pays en zones iso-énergétiques, la figure I.14 ci-dessous illustre la moyenne annuelle de l'énergie reçue en Algérie.

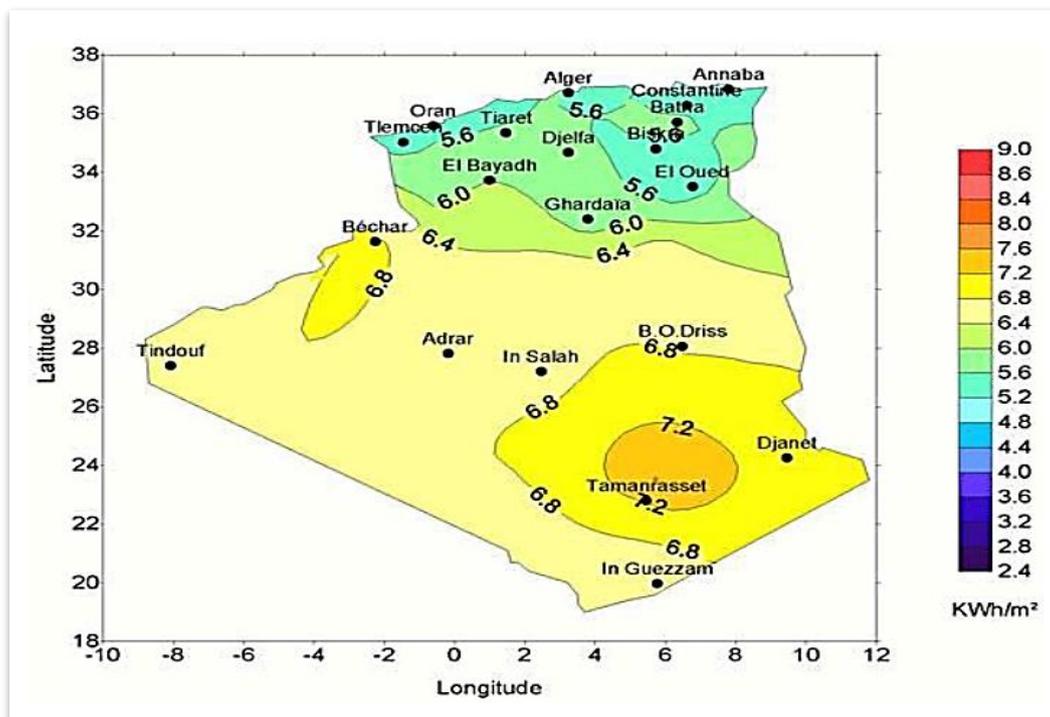


Figure I. 14: Moyenne annuelle de l'énergie reçue en Algérie

Le plan national de développement des énergies renouvelables (ENR), lancé en 2011 et révisé en 2015, vise à atteindre d'ici 2030 une capacité totale de 22 000 mégawatts (MW) dédiée à la consommation locale. Ce programme prévoit la mise en œuvre d'une variété de technologies, où le photovoltaïque (PV) et l'éolien représentent la majeure partie avec respectivement 13 575 MW et 5 010 MW, tandis que le reste est réparti entre le thermo-solaire (CSP), la biomasse, la cogénération et la géothermie.

L'objectif de développer plusieurs filières technologiques est de maximiser la production d'électricité renouvelable pour compenser le déficit énergétique à venir. Cependant, comme chaque filière ne produit qu'un seul produit (l'électricité), elles peuvent entrer en concurrence plutôt que de se compléter, surtout

lorsqu'elles sont alimentées par des sources d'énergie superposées dans la même zone. Dans ce cas, elles ne peuvent pas coexister normalement, car un choix économique s'imposera pour sélectionner la plus rentable.

Cela peut se produire avec les deux principales filières du programme national de développement des énergies renouvelables, en gardant à l'esprit que le même principe peut s'appliquer aux autres filières également.

3. Conclusion

En conclusion, les énergies renouvelables présentent un potentiel considérable pour répondre aux besoins énergétiques tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et la dépendance aux combustibles fossiles. Leur développement continu et leur intégration dans nos systèmes énergétiques sont essentiels pour assurer un avenir durable et résilient sur le plan environnemental. Investir dans les énergies renouvelables permettra non seulement de stimuler l'innovation et la création d'emplois, mais aussi de promouvoir la sécurité énergétique et de protéger notre planète pour les générations futures.



Chapitre II

Etat de l'art sur le pompage solaire



1. Introduction

La mise en œuvre du photovoltaïque pour le pompage d'eau est considérée comme l'un des domaines les plus prometteurs d'application de l'énergie solaire. Les systèmes de pompage d'eau utilisant l'énergie solaire nécessitent simplement un ensoleillement adéquat et une source d'eau. Cette utilisation de l'énergie photovoltaïque pour le pompage d'eau est pertinente car elle présente généralement une corrélation directe entre la disponibilité de l'énergie solaire et la demande en eau. La demande en eau augmente lors de périodes chaudes où l'intensité du rayonnement solaire est élevée, maximisant ainsi le rendement des modules solaires. En revanche, la demande en eau diminue pendant les périodes plus fraîches et moins ensoleillées.

Les composants d'un système de pompage photovoltaïque doivent être conçus de manière intégrée pour optimiser les performances globales du système. Diverses approches peuvent être envisagées pour pomper un volume d'eau spécifique à une certaine hauteur, en fonction des besoins en puissance propres à une application donnée. La configuration d'un système de pompage PV est déterminée par le choix du générateur photovoltaïque, de la pompe, du moteur et du dispositif de conditionnement de puissance.

2. Système de pompage photovoltaïque

Pour répondre à la demande croissante en énergie électrique, l'accent est mis sur la satisfaction des besoins des régions éloignées, arides et montagneuses. Les systèmes photovoltaïques, notamment les systèmes de pompage d'eau, sont de plus en plus utilisés pour répondre à ces besoins. Cela dépend du mode de fonctionnement de l'installation [15].

2.1. Méthodes de pompages

Dans cette section, nous aborderons diverses techniques impliquant les pompes à eau photovoltaïques et expliquerons comment les concepts de "l'eau solaire" intègrent l'utilisation de l'énergie solaire pour générer de l'électricité à partir de panneaux photovoltaïques. Ces systèmes alimentent les pompes électriques pour assurer un approvisionnement en eau fiable et durable [16].

L'énergie solaire est largement adoptée dans les zones rurales dépourvues de réseau électrique comme une alternative à l'énergie thermique traditionnelle utilisée depuis de nombreuses années pour alimenter les systèmes de pompage [17]. Il existe deux modes de pompage :

- Pompage avec stockage électrochimique ;
- Le pompage au fil de soleil ;

2.1.1 Pompage avec stockage électrochimique (batteries)

Souvent, le pompage photovoltaïque ne coïncide pas avec les heures d'ensoleillement ou nécessite une intensité constante, ce qui rend le stockage indispensable.

Cependant, le stockage en photovoltaïque est actuellement considéré comme le point faible et le plus onéreux. En l'absence de possibilité de stockage d'eau avec un réservoir, les systèmes de pompage photovoltaïque peuvent fonctionner avec des batteries [16].

2.1.2 Pompage au fil de soleil

Afin de minimiser les coûts d'installation, la plupart des systèmes de pompage photovoltaïque fonctionnent en suivant directement l'ensoleillement, où le moteur d'entraînement est directement connecté au générateur sans nécessiter de stockage d'énergie. Ainsi, la puissance électrique fournie au récepteur dépend de l'intensité lumineuse [16]. Ce schéma convient parfaitement aux charges non essentielles comme les pompes, qui n'ont pas besoin de fonctionner en continu toute la journée. De plus, les plages horaires de production ne correspondent pas aux horaires habituels des activités agricoles. En général, ces pompes commencent à fonctionner vers 8h, atteignent leur débit maximal de 11h à 13h, puis s'arrêtent vers 17h, totalisant environ 8 heures de fonctionnement par jour [18].

2.2 Différents composants d'un système de pompage photovoltaïque

En termes de conception, le système de pompage représenté dans la figure ci-dessus est généralement constitué des éléments suivants [19] :

- Les générateurs photovoltaïques captent l'énergie du rayonnement solaire pour la convertir en électricité, interconnectés électriquement pour former une unité de production de courant continu.
- L'équipement électronique de puissance comprend des composants tels que le système de commutation, l'onduleur, l'hacheur, etc.
- Le groupe motopompe se compose de deux parties : le moteur et la pompe centrifuge ou volumétrique.
- L'infrastructure hydraulique achemine l'eau depuis sa source (puits) jusqu'aux points de distribution, comprenant la source d'eau, la conduite d'amenée vers le stockage, un réservoir de stockage et le réseau de distribution vers les points de consommation.

Divers autres composants peuvent être intégrés à ce système, en fonction de sa conception technologique, qu'il inclue ou non un dispositif de stockage, comme le montre la figure II.1.

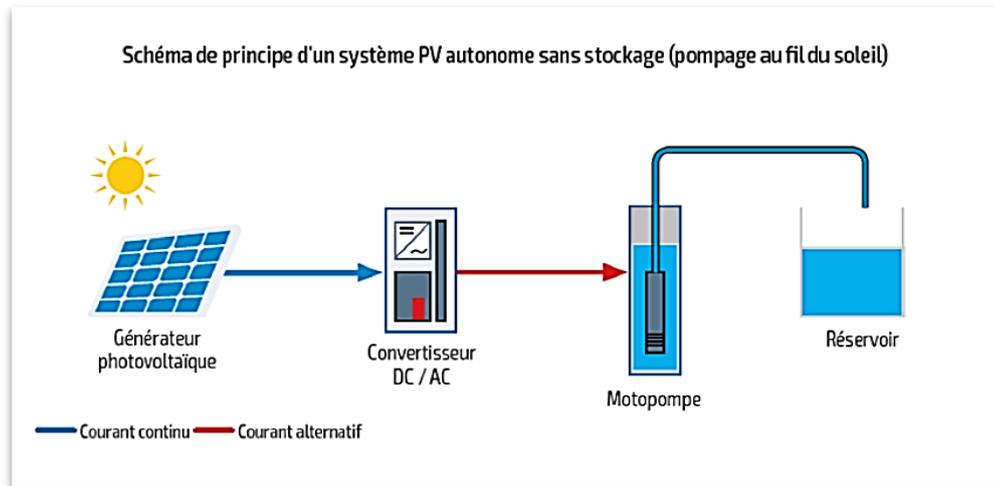


Figure II. 1: Système de pompage photovoltaïque [20]

2.2.1 Générateur photovoltaïque

Pour augmenter la puissance, il est nécessaire de combiner plusieurs modules en série et en parallèle. Dans certaines applications, des dizaines d'unités de modules, voire plus, peuvent être utilisées. Pour des besoins plus importants, il est courant de regrouper les générateurs photovoltaïques en zones comprenant plusieurs centaines de modules [21].

La caractéristique I-V de la configuration série-parallèle du module solaire présentera un comportement semblable à celui d'une batterie de base, mais avec des variations sur les deux axes. Les performances du générateur photovoltaïque sont influencées par ces courbes [22].

2.2.1.1. Module photovoltaïque

Un module photovoltaïque, également appelé panneau photovoltaïque, est constitué de plusieurs cellules photovoltaïques connectées en série, en parallèle ou de manière mixte.

Les modules photovoltaïques sont habituellement composés de 36 à 72 cellules connectées en série, bien que ce nombre puisse varier en fonction du fabricant. Cette configuration en série permet d'utiliser des cellules à des tensions élevées adaptées aux charges électriques standard, telles que les onduleurs.

2.2.1.1.1 Modèle d'une cellule solaire réelle

La littérature présente plusieurs modèles de cellules photovoltaïques qui se distinguent par le nombre de paramètres utilisés pour calculer la tension et l'intensité de courant en sortie. Des chercheurs tels que Rauschenbach, Townsend, Green, Roger, Appelbaum, Ekstein, Duffie, Beckmann et Alghuwainem ont proposé divers modèles comprenant des circuits électriques équivalents avec des paramètres spécifiques liés aux caractéristiques physiques des cellules. Certains chercheurs ont recommandé l'utilisation d'un modèle à une seule diode à quatre paramètres pour une modélisation efficace des cellules photovoltaïques.

a. Modèle à une diode (à une seule exponentielle)

Effectivement, les résistances parasites ont diverses influences sur la production d'énergie électrique [23], et la cellule photovoltaïque est habituellement symbolisée par le schéma suivant (figure II.2) :

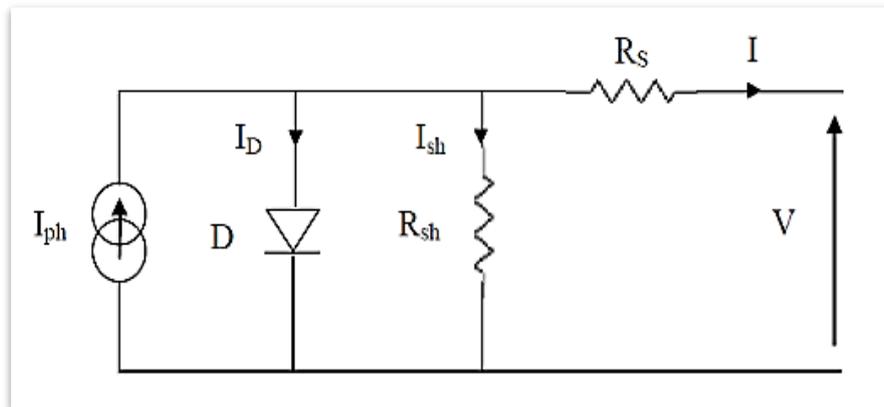


Figure II. 2: Schéma équivalent d'une cellule solaire [24]

Ce modèle, largement répandu dans la littérature, inclut un générateur de courant pour représenter le flux lumineux incident, une diode pour les effets de polarisation physique, ainsi que deux résistances (série et shunt) [23].

Les résistances ont un impact significatif sur la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque :

- La résistance série représente la résistance interne de la cellule, principalement liée à la résistance du semi-conducteur utilisé, à la résistance de contact des grilles collectrices et à la résistivité de ces grilles.
- La résistance shunt est causée par un courant de fuite au niveau de la jonction, et dépend de la méthode de fabrication de celle-ci.

La loi de Kirchhoff nous permet d'établir la relation suivante :

- **Le photo-courant** est exprimé par :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad \text{II.1}$$

$$I_{ph} = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \times (I_{cc} + K_i(T - T_{ref})) \quad \text{II.2}$$

Avec :

- I_{cc} : Courant de court-circuit ;
- K_i : Coefficient de la température de court-circuit ;
- G_{ref} : Eclairement pour les conditions standard de test (STC) ;
- T : Température de fonctionnement de la cellule ;
- T_{ref} : Température de référence de la cellule ;

- **Le courant de la diode** est exprimé par :

$$ID = I_S \times \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^3 \times e^{\left(\frac{q \times E_g}{A \times K} \times \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right)\right)} \quad \text{II.3}$$

- I_S : courant de saturation ;
- q : Charge électrique 1.6×10^{-19} ;
- E_g : Energie de seuil ;
- A : Facteur de la diode ;
- K : Constante de Boltzmann 1.38×10^{-23} ;

- **Le courant de saturation** est exprimé par :

$$I_S = \frac{I_{cc}}{e^{\left(\frac{V_{oc}}{A \times V}\right)} - 1} \quad \text{II.4}$$

- **Shunt courant** est exprimé par :

$$I_{sh} = \frac{V_d + R_s \times I}{R_{sh}} \quad \text{II.5}$$

- V_d : La tension aux bornes de la diode ;
- R_S : Résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi- conducteur, ainsi les résistances ohmiques et contact au niveau des connections des cellules.
- R_{Sh} : Résistance shunt représente les fuites autour de la jonction P-N dues aux impuretés et sur les coins de cellule.

Le courant produit par la cellule photovoltaïque est déterminé par la loi des mailles

$$I = I_{ph} - I_S \times \left[e^{\left(\frac{q \times V_d + R_s \times I}{A \times K \times T}\right)} - 1 \right] - \frac{V_d + R_s \times I}{R_{sh}} \quad \text{II.6}$$

b. Modèle à une diode sans résistance shunt :

Un modèle électrique empirique simple, le plus couramment utilisé pour représenter un générateur photovoltaïque en raison de sa précision, est le modèle à une diode. Le schéma ci-dessous (Figure II.3) montre le circuit électrique équivalent de ce modèle à une diode [23].

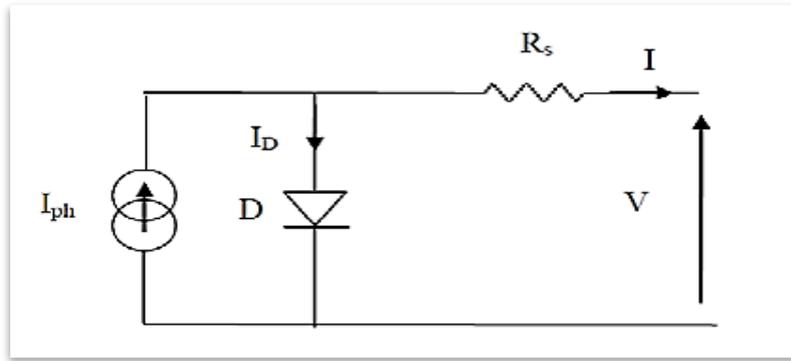


Figure II. 3: Schéma équivalent à une diode sans résistance shunt [24]

Le courant produit par la cellule photovoltaïque est déterminé en appliquant la loi des mailles.

$$I = I_{ph} - I_D$$

$$I = I_{ph} - I_s \times \left[e^{\left(\frac{q \times V_d + R_s \times I}{A \times K \times T} \right)} - 1 \right] \tag{II.7}$$

c. Modèle à deux diodes (à deux exponentielles)

Le circuit électrique ci-dessous représente la cellule photovoltaïque, comprenant une source de courant simulant le flux lumineux, deux diodes pour la polarisation de la cellule, une résistance shunt et une résistance série [23], tel que présenté dans le schéma (Figure II.1) suivant :

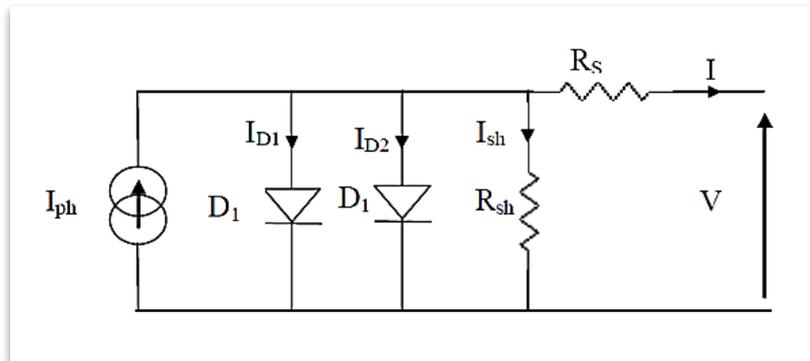


Figure II. 4: Schéma équivalent à deux diodes [24]

Le courant produit par la cellule photovoltaïque est déterminé en appliquant la loi des mailles

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - I_{sh} \tag{II.8}$$

Le courant de la diode est exprimé par :

$$I_{D1} = I_{s1} \times \left[e^{\left(\frac{q \times V_d + R_s \times I}{A \times K \times T} \right)} - 1 \right] \tag{II.9}$$

$$I_{D2} = I_{s2} \times \left[e^{\left(\frac{q \times V_d + R_s \times I}{A \times K \times T} \right)} - 1 \right] \tag{II.10}$$

Avec : I_{s1}, I_{s2} : courant de saturation des diodes

$$I = I_{ph} - I_{s1} \times \left[e^{\left(\frac{q \times V_d + R_s \times I}{A \times K \times T} \right)} - 1 \right] - I_{s2} \times \left[e^{\left(\frac{q \times V_d + R_s \times I}{A \times K \times T} \right)} - 1 \right] - \frac{V_d + R_s \times I}{R_{sh}} \quad \text{II.11}$$

d. Modèle à deux diodes sans résistance shunt :

Le circuit électrique ci-dessous illustre la cellule photovoltaïque, comprenant une source de courant représentant le flux lumineux (éclairage), deux diodes pour la polarisation de la cellule, et une résistance série [23]. (Figure II.5)

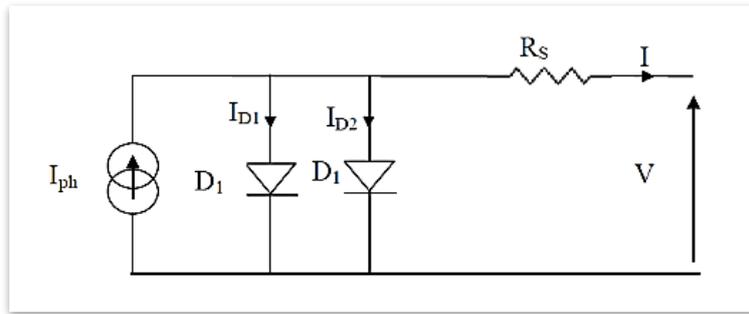


Figure II. 5: Schéma équivalent à deux diodes sans résistance shunt [24]

Le courant produit par la cellule photovoltaïque est déterminé en appliquant la loi des mailles

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} \quad \text{II.12}$$

$$I = I_{ph} - I_{s1} \times \left[e^{\left(\frac{q \times V_d + R_s \times I}{A \times K \times T} \right)} - 1 \right] - I_{s2} \times \left[e^{\left(\frac{q \times V_d + R_s \times I}{A \times K \times T} \right)} - 1 \right] \quad \text{II.13}$$

2.2.1.1.2. Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque

La caractéristique électrique d'une cellule photovoltaïque se définit par la relation entre la tension et le courant qu'elle génère, déterminant ainsi la puissance électrique produite.

Ces paramètres dépendent à la fois des propriétés électriques de la cellule et de la charge connectée à ses bornes. Les propriétés électriques de la cellule sont représentées graphiquement dans ce qu'on appelle sa caractéristique courant-tension.

Chaque dipôle électrique est distinctement défini par sa propre caractéristique courant-tension. La figure II.6 présente la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.

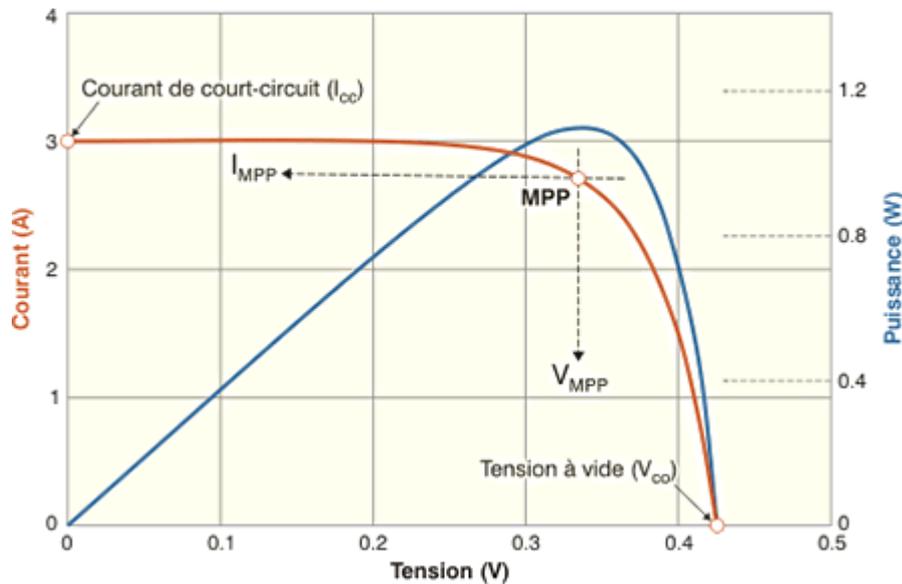


Figure II. 6: Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque

Le profil de la caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque est similaire à celui d'une cellule photovoltaïque. Lorsque les cellules sont connectées en série, les tensions des cellules s'additionnent. En revanche, lorsque les cellules sont connectées en parallèle, les courants des cellules se combinent, d'après la figure II.7 suivantes :

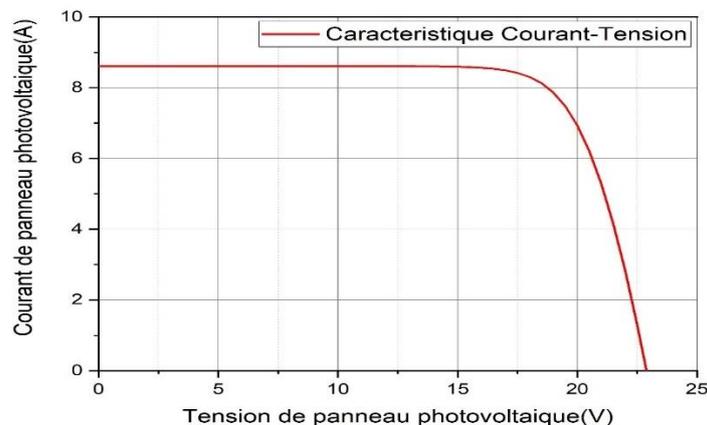


Figure II. 7: Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque

Selon la figure, on observe que le profil de la caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque est similaire à celui d'une cellule photovoltaïque. Lorsque les cellules photovoltaïques sont mises en série, la tension augmente tandis que le courant reste constant.

- **V_{oc}** : Tension en circuit ouvert (Open circuit) indique la tension présente aux bornes du module quand il n'est pas branché
- **I_{sc}** : Courant de court-circuit (Shorted circuit) indique le courant du module quand on relie son pôle (+) à son (-).

2.2.1.1.3. Caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque

La puissance du module est le résultat du produit du courant et de la tension, comme illustré dans cette figure II.8.

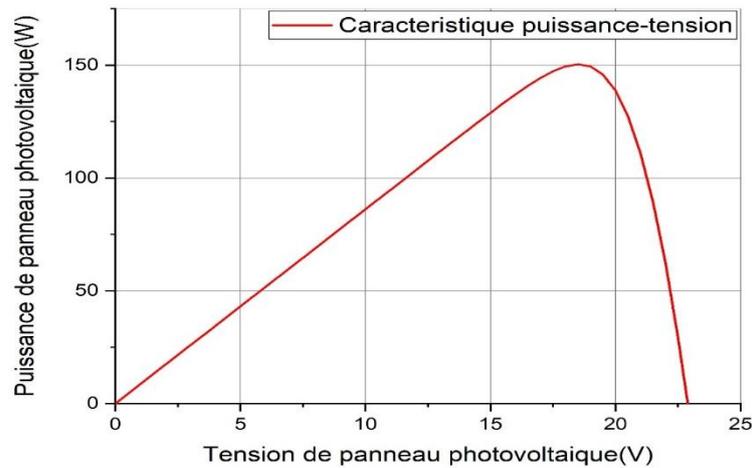


Figure II. 8: Caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque

Le Point de Puissance Maximum (PPM ou MPP en anglais pour Maximum Power Point) est défini par le produit de deux paramètres clés :

- Le courant de puissance maximale, noté I_{mpp}
- La tension de puissance maximale, notée V_{mpp}

Exemple :

Considérons un module constitué de 36 cellules connectées en série.

- N_p : Nombre de cellules en parallèle ;
- N_s : Nombre de cellules en série

Tableau II. 1: Caractéristiques d'un module

Paramètres électriques	Cellule	Module
Courant de court-circuit I_{cc}	8.61	$8.61 * N_p = 8.61 * 1 = 8.61$
Tension à vide V_{co}	0.666	$0.666 * N_s = 0.666 * 36 = 24$
Courant de puissance maximale I_{mpp}	8.124	$8.124 * N_p = 8.124 * 1 = 8.124$
Tension de puissance maximale V_{mpp}	0.514	$0.514 * N_s = 0.514 * 36 = 18.5$

2.2.1.1.4. Influence de l'éclairement sur le module photovoltaïque

Le courant généré par un module photovoltaïque est largement influencé par le niveau d'éclairement. Il est observé empiriquement que le courant de court-circuit est directement lié à l'éclairement, tandis que la tension est moins sensible aux fluctuations du niveau d'éclairement. Cette figure II.9 montre l'influence de l'éclairement sur le module photovoltaïque I-U et P-U.

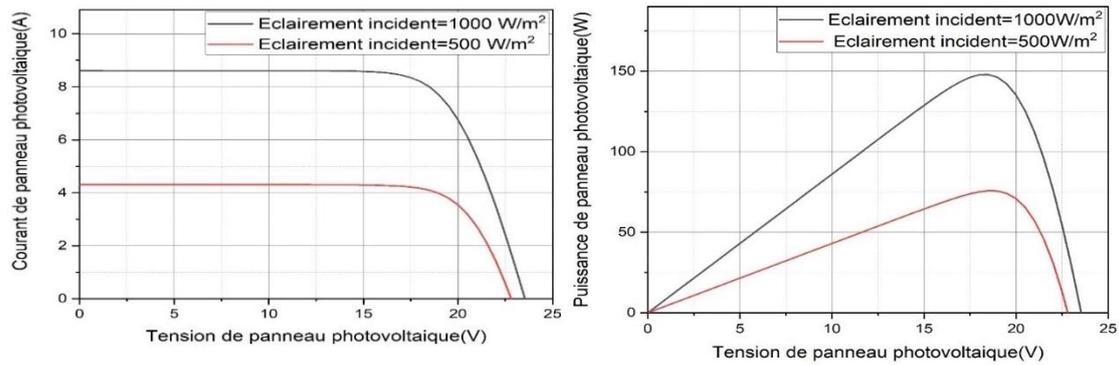


Figure II. 9: Influence de l'éclairement sur le module photovoltaïque I-U et P-U

Dans cet exemple, lorsque le niveau d'éclairement est réduit de moitié (passant de 1000 W/m^2 à 500 W/m^2), on observe que le courant de court-circuit I_{cc} est également divisé par 2 (passant de 8.61 A à 4.30 A), et la tension en circuit ouvert V_{co} diminue de 7%. Au cours d'une journée, l'éclairement d'une cellule varie entre 0 W/m^2 et 1000 W/m^2 . Il est donc essentiel de comprendre comment les caractéristiques courant-tension évoluent en fonction du niveau d'éclairement.

2.2.1.1.5. Influence de la température sur le module photovoltaïque

Un autre facteur qui impacte le profil de la caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque est sa température. Cette figure II.10 illustre l'influence de la température sur le module photovoltaïque.

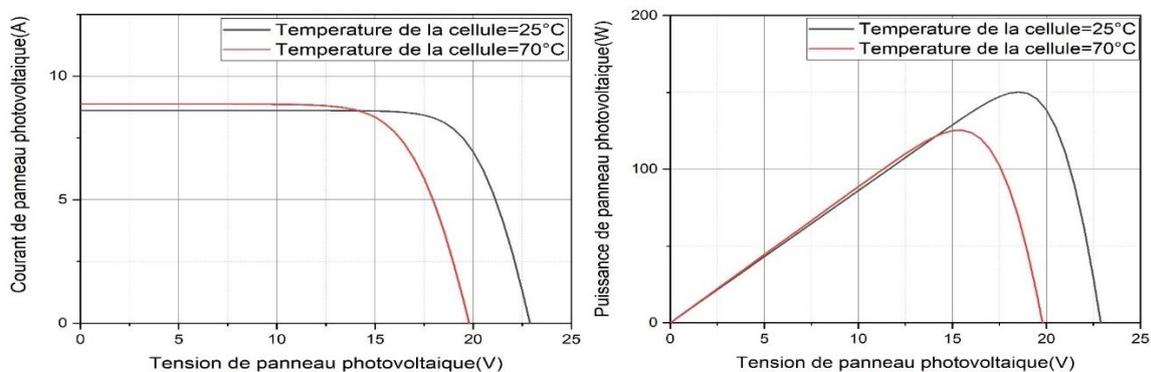


Figure II. 10: Influence de la température sur le module photovoltaïque I-U et P-U

Dans cet exemple, la température du module photovoltaïque a un impact significatif sur sa tension, tandis que son influence sur le courant du module photovoltaïque est insignifiante.

Il est observé que lorsque la température du module augmente, la tension à vide diminue. Puisque la puissance est le produit du courant et de la tension, cette relation s'applique également à la puissance : à mesure que la température du module augmente, la puissance diminue.

2.2.1.1.6. Simulation du générateur photovoltaïque

Le schéma bloc représentant dans la figure II.11 le modèle électrique équivalent d'un générateur photovoltaïque (GPV) est constitué de quatre paramètres. Il est influencé par deux variables d'entrée :

- L'ensoleillement sur les panneaux G (W/m^2),
- La température de jonction des cellules T ($^{\circ}\text{C}$).

De plus, il présente deux variables de sortie :

- Le courant fourni par le GPV I (A),
- La tension aux bornes du GPV V (V).

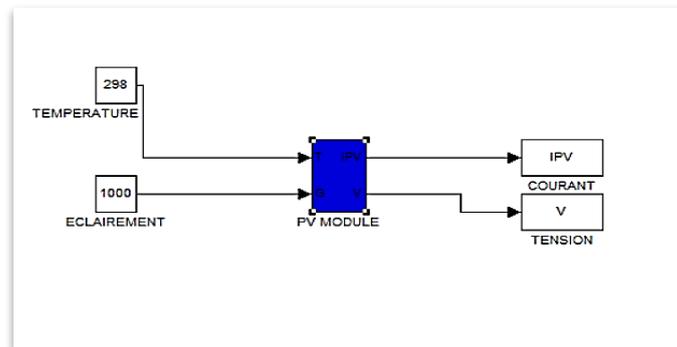


Figure II. 11: Schéma bloc du générateur photovoltaïque

La modélisation du générateur photovoltaïque peut également être réalisée à l'aide du logiciel PSIM. La figure II.12 ci-dessous illustre le modèle du générateur dans PSIM.

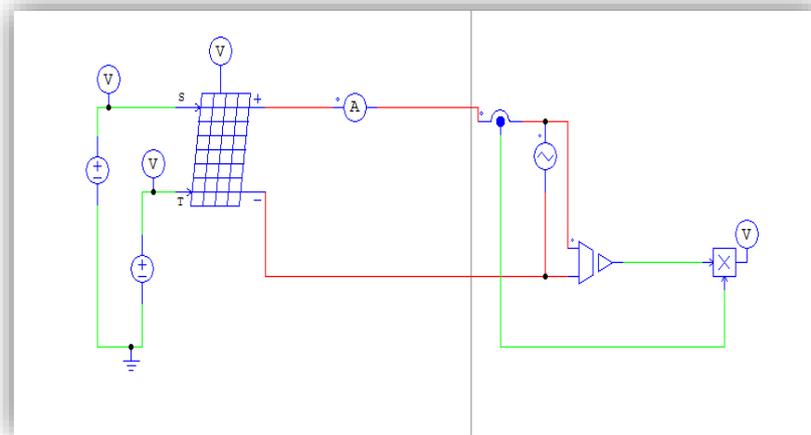


Figure II. 12: Model du générateur photovoltaïque sous PSIM

- **Caractéristique du panneau solaire utilisé**

Les spécifications électriques de ce générateur photovoltaïque sont répertoriées dans le tableau ci-dessous :

Tableau II.2 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque panneau $P_c=150W$ Dans les conditions standard

Elément	Caractéristique
Puissance crête, P_c	150
Température standard, T	25°C
Eclairement standard, E	1000 W/m ²
Tension à P_{max} ou tension optimale (V_{mpp})	18.5 V
Courant à P_{max} ou courant optimal (I_{mpp})	8.12 A
Courant de court-circuit I_{sc}	8.61 A
Tension à circuit ouvert V_{oc}	24 V
Nombre des cellules en séries	36

2.2.1.2. Raccordement des modules photovoltaïque

L'interconnexion des modules photovoltaïques peut se faire en série, en parallèle, ou sous une forme mixte, en fonction des besoins spécifiques.

2.2.1.2.1. Raccordement en série des modules photovoltaïque

L'assemblage des modules photovoltaïques en série est recommandé lorsque l'objectif est d'additionner les tensions de chaque panneau tout en maintenant un courant constant.

Le branchement se réalise en connectant les pôles positifs d'un module aux pôles négatifs d'un autre panneau. Ce type de connexion est approprié pour des modules ayant le même ampérage. En cas de liaison entre deux modules d'ampérages différents, l'ensemble fonctionnera selon l'ampérage le plus bas, la figure II.13 montre le branchement des modules en série.

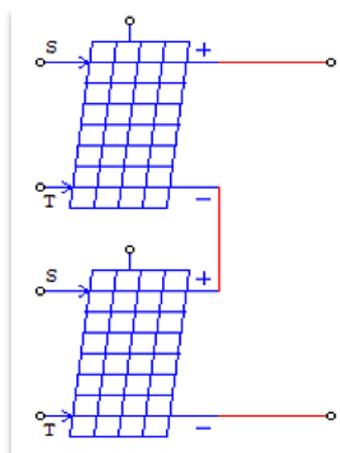


Figure II. 13: branchement des modules en série

EXEMPLE : En utilisant le module de 150 Wc mentionné précédemment, nous allons connecter deux modules de 150 Wc identiques en série.

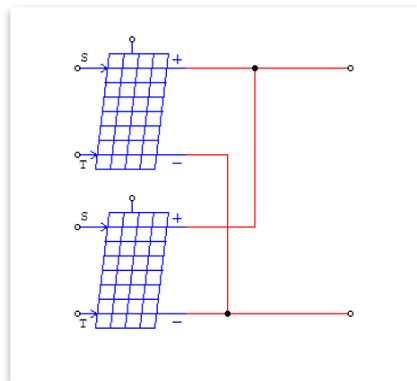
Tableau II. 3: Résultats obtenus lorsque on met 2 modules en séries

Paramétrés électriques	Modules	02 Modules relie en série
Courant de court-circuit I_{cc}	8.61 A	8.61 A
Tension à vide V_{co}	24 V	24+24=48 V
Courant de puissance maximale I_{mpp}	8.12 A	8.12 A
Tension de puissance maximale V_{mpp}	18.5	18.5+18.5=37

2.2.1.2.2. Raccordement en parallèle des modules photovoltaïque

L'installation des modules photovoltaïques en parallèle combine les courants tout en maintenant la tension constante. Ce mode de connexion affecte donc l'intensité et non la tension.

Les bornes positives de chaque module sont connectées ensemble, de même que les bornes négatives. Ce mode de connexion est privilégié pour obtenir une intensité élevée. Pour prévenir les risques de surtension et de court-circuit, il est recommandé de relier des modules ayant la même tension. Cependant, il est possible d'utiliser des modules d'intensités différentes pour atteindre le courant souhaité (Figure II.14).

**Figure II. 14:** branchement des modules en parallèle

EXEMPLE : En utilisant le module de 150 Wc mentionné précédemment, nous allons connecter deux modules de 150 We identiques en parallèle.

Tableau II. 4: Résultats obtenus lorsque on met 2 modules en parallèles

Paramétrés électriques	Modules	02 Modules relie en série
Courant de court-circuit I_{cc}	8.61 A	8.61+8.61=17.22 A
Tension à vide V_{co}	24 V	24 V
Courant de puissance maximale I_{mpp}	8.12 A	8.12+8.12=16.24 A
Tension de puissance maximale V_{mpp}	18.5	18.5 V

2.2.2. Méthode de poursuite de point maximal de puissance (MPPT)

Pour optimiser le suivi du point de puissance maximale du système photovoltaïque, il est conseillé d'employer un convertisseur DC-DC (illustré dans la figure II.15) pour ajuster la tension de sortie du système photovoltaïque. Ce convertisseur DC/DC est régulé en permanence par son rapport cyclique [25].

Il existe diverses méthodes (algorithmes) de contrôle pour le suivi du point de puissance maximale (MPPT).

Voici quelques algorithmes courants :

- Perturbation et Observation (P&O, Perturb and Observe)
- Méthode d'incrémentation des conductances (IncCond)
- Approche de la tension constante (CV, Constant Voltage)
- Approche du courant constant (Constant Current)

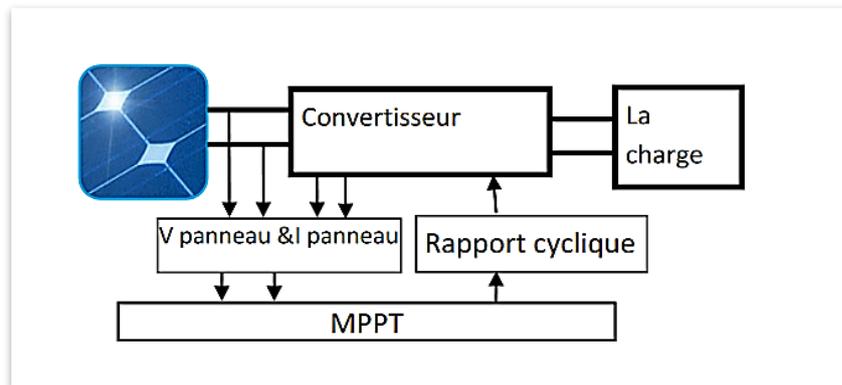


Figure II. 15: Convertisseur MPPT

a. Perturbation Et Observation (P&O, Perturb And Observe)

La méthode P&O est largement préférée pour sa simplicité et sa mise en œuvre aisée. Conformément à son nom, cette méthode repose sur la perturbation (augmentation ou diminution) de la tension V_{ref} ou du courant I_{ref} , suivie de l'observation des effets de cette perturbation sur la puissance mesurée ($P = VI$) [26]. Néanmoins, la caractéristique idéale qui définit le Point de Puissance Maximale (MPP) est celle qui reste relativement stable face aux changements climatiques. Les variations de l'ensoleillement ont un impact plus significatif sur le courant que sur la tension des panneaux solaires. En revanche, les fluctuations de température influent davantage sur la tension des panneaux photovoltaïques. Cependant, les changements de température sont progressifs et limités. Ainsi, il est recommandé de surveiller et contrôler la tension des panneaux photovoltaïques [27]. Le concept de contrôle P&O implique d'introduire une légère perturbation dans la tension P_{pv} , entraînant ainsi une variation de la puissance [28]. La Figure II.16 illustre que si une augmentation de la tension V_{pv} entraîne une augmentation de la puissance P_{pv} , cela indique que le point de fonctionnement se situe à gauche du Point de Puissance Maximale (PPM). En revanche, si la puissance diminue, cela signifie que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire s'applique lorsque la tension diminue. En analysant les effets d'une variation de tension sur la caractéristique $P(V)$, il devient alors possible de positionner le point de fonctionnement par rapport au PPM et de le faire converger vers le maximum de puissance en utilisant une stratégie de commande appropriée.

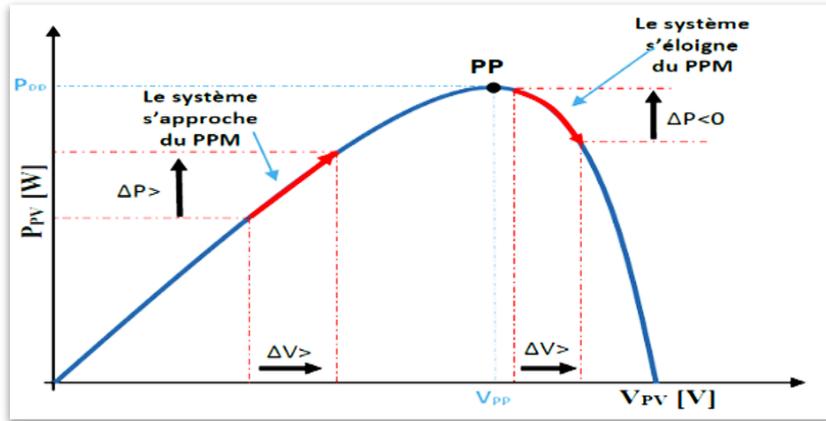


Figure II. 16: Recherche du PPM par la méthode (P&O).

En analysant les effets d'une variation de tension sur la caractéristique $P(V)$, il devient alors possible de positionner le point de fonctionnement par rapport au Point de Puissance Maximale (PPM) et de le faire converger vers le maximum de puissance en utilisant une stratégie de commande adaptée. Pour ce type de contrôle, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour calculer la puissance du GPV en temps réel. L'utilisation d'un microprocesseur est plus appropriée pour mettre en œuvre la méthode P&O, bien que des circuits analogiques puissent également être utilisés [29]. La Figure (II.17) illustre l'algorithme traditionnel d'un contrôle MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est évaluée après chaque perturbation de tension.

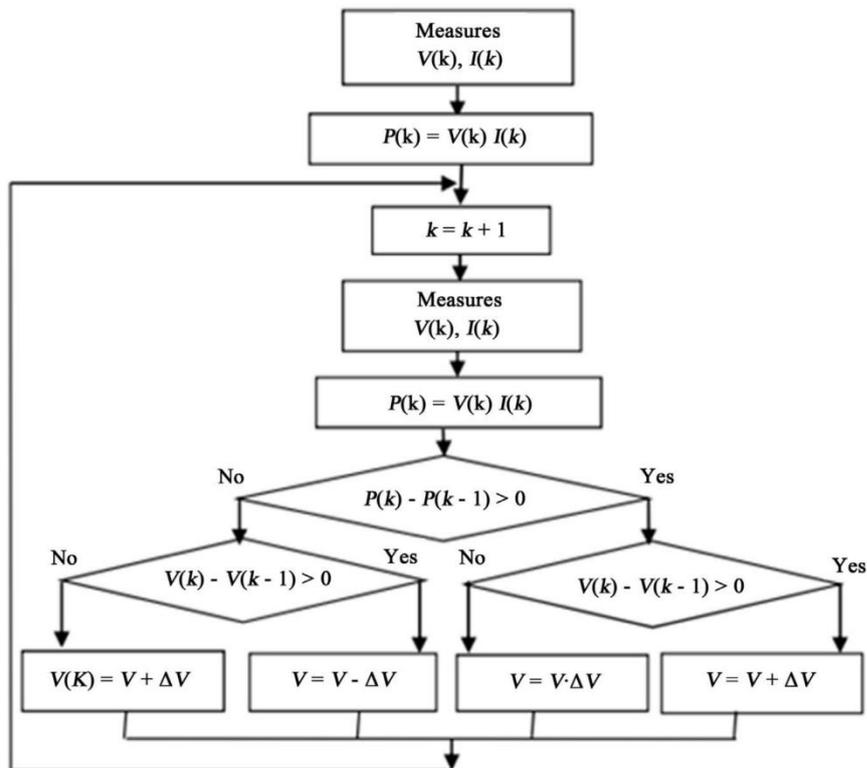


Figure II. 17: Algorithme de P&O classique.

b. Méthode incrémentation des conductances (IncCond)

Cette méthode repose sur la modification de la conductance du GPV et son impact sur la localisation du point de fonctionnement. La conductance et l'incrément de conductance du module photovoltaïque sont définis comme suit :

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{II. 14}$$

$$dG = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad \text{II. 15}$$

En se basant sur la caractéristique puissance-tension du GPV, on peut formuler les conditions suivantes :

- Si $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > 0$ le point de fonctionnement est à gauche du PPM.
- Si $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0$ le point de fonctionnement est sur le PPM.
- Si $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < 0$ le point de fonctionnement est sur la droite du PPM.

L'expression de la dérivée de la puissance peut être formulée comme suit :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(V_{pv} \times I_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} \times \frac{dV_{pv}}{dV_{pv}} + V_{pv} \times \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \times \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad \text{II. 16}$$

- Si $I_{pv} + V_{pv} \times \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0$ $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ le point de fonctionnement est sur le PPM.
- Si $I_{pv} + V_{pv} \times \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0$ $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ le point de fonctionnement est à gauche le PPM.
- Si $I_{pv} + V_{pv} \times \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0$ $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ le point de fonctionnement est sur la droite le PPM.

Pour atteindre le Point de Puissance Maximale (PPM), on compare constamment la valeur de la conductance (I_{pv}/V_{pv}) à celle de l'incrément de conductance (dI_{pv}/dV_{pv}). La Figure (II.18) illustre l'algorithme de cette approche, où V_{ref} désigne la tension de référence. On peut affirmer que la puissance est proportionnelle à la conductance.

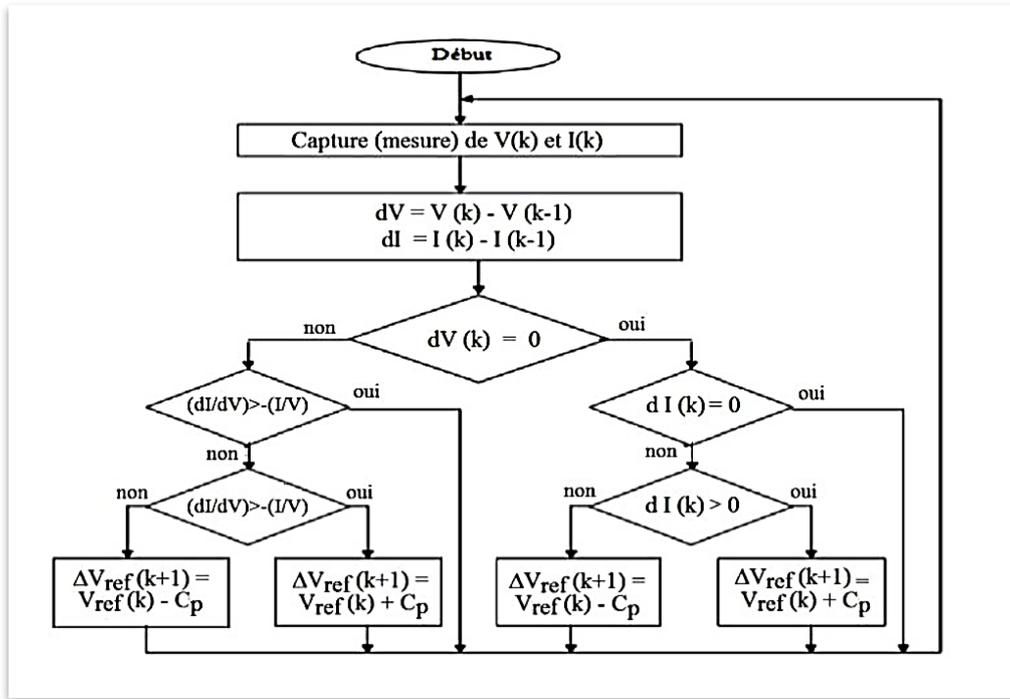


Figure II. 18: Algorithme de la méthode Incrément de conductance

En pratique, similaire à la méthode P&O, cette approche montre des oscillations près du PPM car il est rare d'atteindre la condition $\left(\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0\right)$, ce qui maintient le système en recherche constante. L'algorithme IncCond est plus complexe que celui de P&O, ce qui entraîne des temps d'exécution plus longs [30].

c. Approche de la tension constante (CV, Constant Voltage)

La méthode de tension constante, aussi connue sous le nom de méthode du circuit ouvert (open circuit voltage), repose sur la surveillance en temps réel de la tension de circuit ouvert VOC et sur la relation linéaire approximative entre cette tension et la tension maximale de point de puissance VMPP du GPV [31-32] :

$$V_{mpp} = k1 \times V_{oc} \tag{II. 17}$$

Ici, k1 représente une constante de proportionnalité typiquement située entre 0.71 et 0.86. Une fois k1 établi, le VMPP peut être calculé en utilisant l'expression $\alpha = \frac{T_{on}}{T}$, où T = Ton + Toff, avec la mesure périodique de VOC en ouvrant temporairement le convertisseur de puissance (circuit ouvert). La tension VMPP est ensuite utilisée comme référence.

Cette méthode repose sur la comparaison entre la tension effective du panneau photovoltaïque VPV et la tension de référence Vref (VMPP). Le signal d'erreur est corrigé pour égaliser V = Vref (Figure (II.19)).

Cette approche offre deux bénéfices majeurs : une réponse rapide aux fluctuations et une stabilité en régime permanent sans aucune variation, même minime [29]. Cependant, malgré ces avantages, cette

méthode présente des inconvénients. En raison de la sensibilité de la tension du panneau aux variations d'ensoleillement et de température, la tension de puissance maximale peut dévier, nécessitant ainsi des ajustements de la tension de référence pour différentes conditions climatiques tout au long de l'année. De plus, le Point de Puissance Maximale (MPP) ne se situe pas toujours entre 71% et 78% de la tension Voc. Il est également important de noter la perte de puissance disponible lors de la déconnexion de la charge du GPV [33].

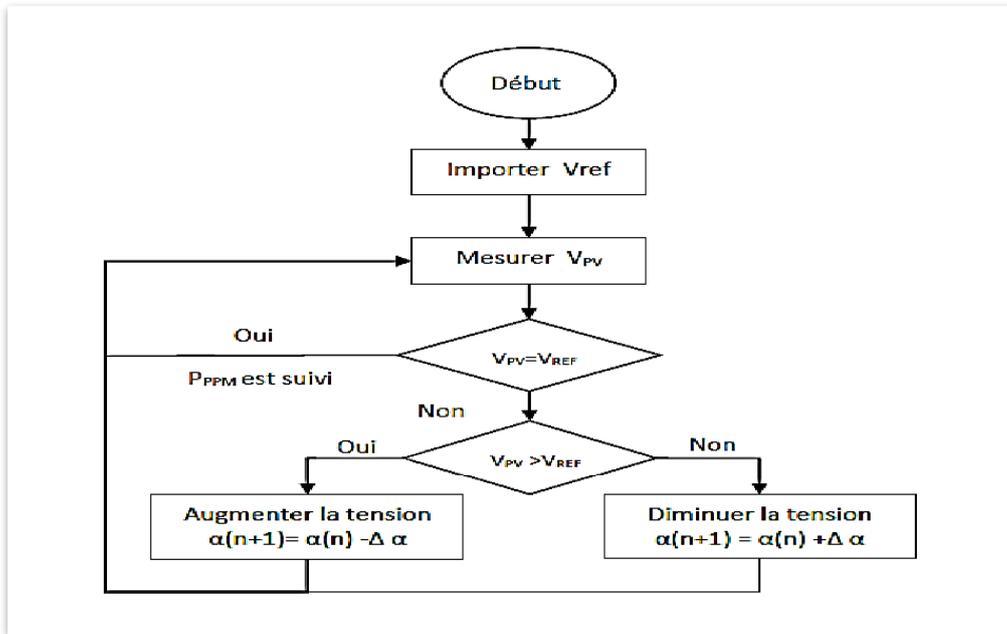


Figure II. 19: Algorithme de la Tension Constante

d. Approche du courant constant (Constant Current)

La méthode du Courant Constant, aussi connue sous le nom de méthode du court-circuit, repose sur la surveillance en temps réel du courant de court-circuit I_{sc} (short-circuit current) et sur la relation linéaire $(V_L = V_{pv} = \frac{L di}{dt} > 0)$ qui relie ce courant au courant maximal de point de puissance I_{MPP} du GPV [32] :

$$I_{mpp} = k_2 \times I_{sc} \tag{II.18}$$

Avec k_2 comme constante de proportionnalité, similaire à la méthode CV, k_2 est ajustée en fonction du GPV spécifique. En général, la constante k_2 se situe entre 0.78 et 0.92 [29].

La mesure du courant ISC pendant le fonctionnement peut poser des problèmes. Pour y remédier, un commutateur est souvent intégré au convertisseur de puissance afin de court-circuiter le panneau et de mesurer le courant ISC à l'aide d'un capteur de courant.

Pour ce courant constant donné, la puissance est calculée pour diverses tensions. Si l'écart entre la puissance calculée et la puissance maximale est supérieur à la tolérance définie, alors la valeur de tension

est ajustée soit à la hausse soit à la baisse en fonction de la puissance obtenue. Ce processus est répété jusqu'à ce que la tension et le courant MPP (IMPP) correspondent, assurant ainsi que l'écart se situe dans la plage de tolérance [31]. (Figure (II.20))

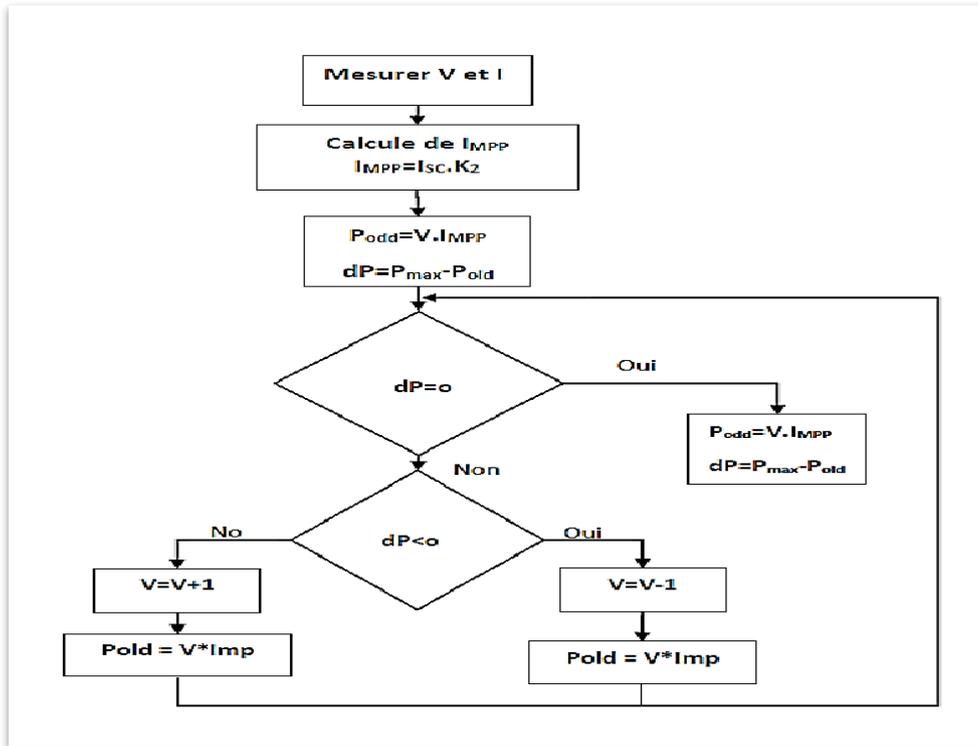


Figure II. 20: Algorithme du constant courant

2.2.3. Convertisseurs statiques CC/CC

L'impédance d'entrée d'un convertisseur statique de type cc/cc doit être ajustée pour contraindre le générateur photovoltaïque à fonctionner au point de puissance maximale. Ce convertisseur est capable de produire une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe [34].

Selon les spécificités de la charge, la tension de sortie (VS) peut être soit supérieure, soit inférieure à la tension d'alimentation (VO). Les convertisseurs statiques de type cc/cc sont généralement classés en trois catégories : abaisseur de tension (hacheur dévolteur), élévateur de tension (hacheur survolteur) et abaisseur-élévateur de tension (hacheur dévolteur-survolteur).

2.2.3.1. Hacheur dévolteur

La Figure II.21 illustre le schéma de base d'un abaisseur de tension. Le commutateur établit et interrompt la connexion à l'entrée du circuit, générant ainsi une tension de forme rectangulaire à travers la diode. Cette tension est filtrée par un filtre passe-bas (LC), produisant en sortie du circuit une tension quasi-continue. Ce type de convertisseur est couramment utilisé dans les applications photovoltaïques pour fournir une alimentation continue où la tension de sortie (VS) varie en fonction de l'ensoleillement et de la

température, tandis que la tension d'alimentation (V_0) reste pratiquement constante. La tension de sortie moyenne est régulée en modulant les périodes d'activation et de désactivation (ton et toff) du commutateur.

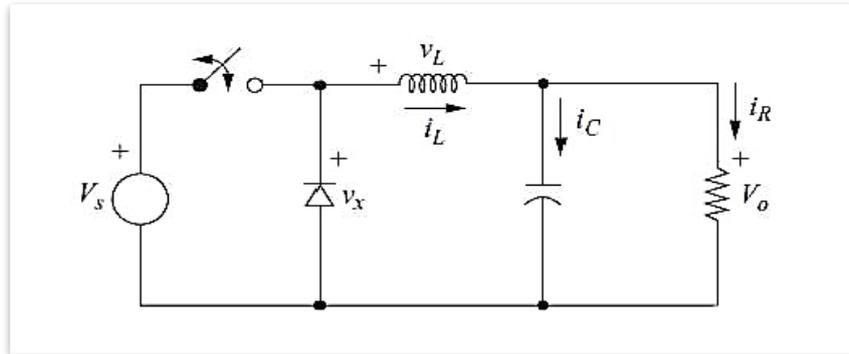


Figure II. 21: Hacheur dévolteur

2.2.3.2. Hacheur survolteur

L'élevateur de tension, également appelé survolteur, est fréquemment employé dans les applications photovoltaïques, notamment pour la charge des batteries. Le schéma présenté dans la Figure II.22 illustre le circuit de base d'un élévateur, qui partage les mêmes composants que l'abaisseur de tension mais disposés différemment. Les transitions de commutation sont régulées avec une période constante et un rapport cyclique variable [35][36].

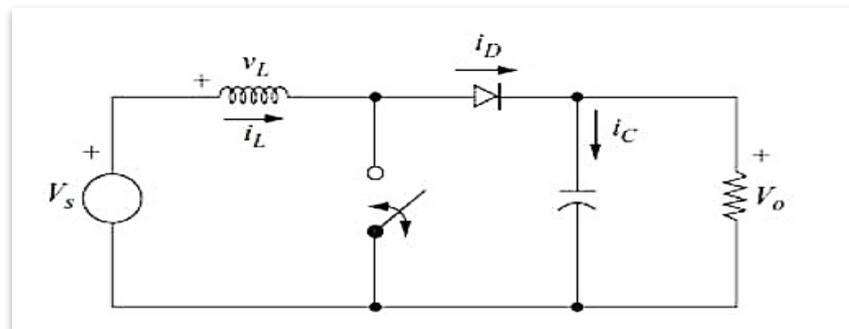


Figure II. 22: Hacheur survolteur

2.2.3.3. Hacheur dévolteur-survolteur

Le convertisseur abaisseur-élevateur peut fonctionner à la fois comme un abaisseur et un élévateur de tension, offrant ainsi une polyvalence pour diverses applications photovoltaïques [37]. Le schéma présenté dans la Figure II.23 illustre le circuit fondamental d'un convertisseur abaisseur-élevateur. Les transitions de commutation sont régulées avec une période constante et un rapport cyclique variable.

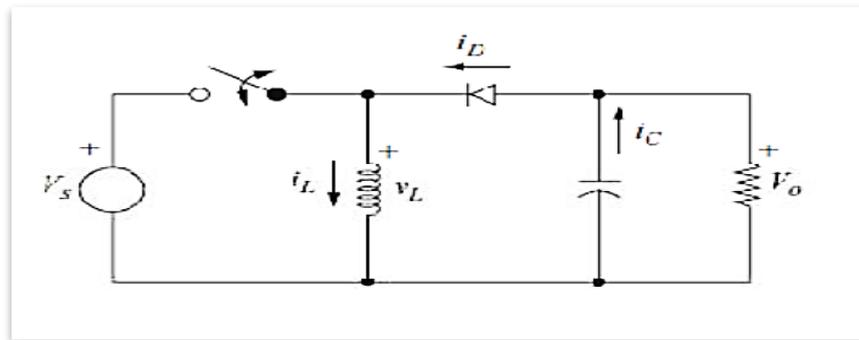


Figure II. 23: Hacheur dévolteur-survolteur

2.2.4. Convertisseurs statiques onduleur triphasé

Les onduleurs sont des convertisseurs statiques capables de changer l'énergie électrique d'une source de tension continue en une forme d'énergie électrique alternative. Leur utilisation est répandue dans divers secteurs industriels, tels que les variateurs de vitesse pour les moteurs triphasés et les alimentations de secours. Grâce aux progrès technologiques des semi-conducteurs et à l'émergence de nouvelles techniques de commande, les onduleurs sont devenus plus performants. Il est essentiel que la tension de sortie d'un onduleur se rapproche le plus possible d'une sinusoïde afin de minimiser le taux d'harmoniques, ce qui dépend largement de la méthode de commande employée.

2.2.4.1. Principe de fonctionnement d'un onduleur de tension triphasé

Un onduleur de tension triphasé se compose de trois branches de commutation utilisant des transistors ou des thyristors GTO pour les applications à haute puissance. Chaque branche est formée de deux cellules comprenant chacune une diode et un transistor, avec la sortie située au point milieu de la branche. Tous ces composants sont considérés comme des interrupteurs idéaux. Les commandes des interrupteurs d'une branche sont complémentaires, ce qui signifie qu'il y a deux états distincts pour chaque branche. Ces états peuvent être représentés comme une variable booléenne. L'onduleur de tension est alimenté par une source continue avec une impédance interne négligeable, ce qui signifie que sa tension de sortie n'est pas affectée par les variations du courant la traversant. La source continue fixe la tension à l'entrée de l'onduleur et donc à sa sortie. Le schéma présenté dans la Figure II.24 illustre l'onduleur triphasé.

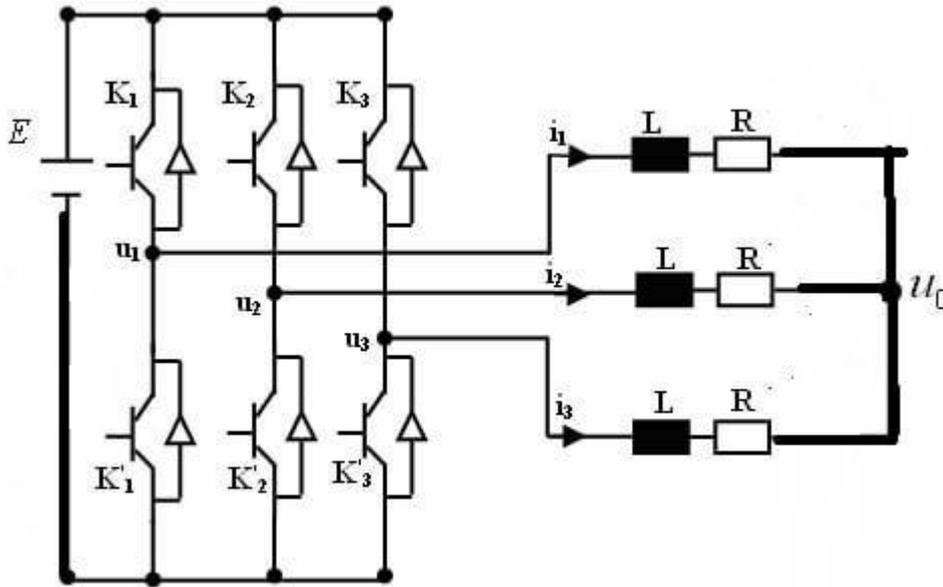


Figure II. 24: Schéma de l'onduleur triphasé

2.2.4.2. Modélisation de l'onduleur

Les états des interrupteurs sont définis par la logique suivante :

- Lorsque K_i est en position de conduction et K_i' est bloqué, alors $C_i = 1$;
 - Lorsque K_i est bloqué et K_i' est en conduction, alors $C_i = 0$;
- Pour $i = a, b, c$.

On considère que la commutation des interrupteurs K est instantanée et que la chute de tension est négligeable. Ainsi, pour les tensions de ligne, nous avons :

$$U_{ab} = V_{as} - V_{bs} = V_{dc}(C_1 - C_2) \tag{II. 19}$$

$$U_{bc} = V_{bs} - V_{cs} = V_{dc}(C_2 - C_3) \tag{II. 20}$$

$$U_{ca} = V_{cs} - V_{as} = V_{dc}(C_3 - C_1) \tag{II. 21}$$

En soustrayant (1) de (3), (1) de (2) et (2) de (3), étant donné que le système de charge est équilibré, la somme des tensions simples est nulle : $V_{as} + V_{bs} + V_{cs} = 0$

Les équations suivantes sont obtenues :

$$(1) - (3) \rightarrow V_{as} = \frac{V_{dc}}{3} (2C_1 - C_2 - C_3) \tag{II. 22}$$

$$(1) - (2) \rightarrow V_{bs} = \frac{V_{dc}}{3} (2C_2 - C_1 - C_3) \tag{II. 23}$$

$$(2) - (3) \rightarrow V_{cs} = \frac{V_{dc}}{3} (2C3 - C1 - C2) \quad \text{II. 24}$$

Les tensions de phase peuvent être formulées de la manière suivante :

$$\begin{pmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{pmatrix} = \frac{v_{dc}}{3} \begin{pmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} C1 \\ C2 \\ C3 \end{pmatrix} \quad \text{II. 25}$$

2.2.4.3. Commande Modulation de Largeur d'impulsion (MLI)

Les onduleurs de tension à commande MLI sont des convertisseurs de type continu-alternatif à commutation forcée, souvent utilisés en association avec des machines synchrones ou asynchrones. Actuellement, cette combinaison est largement recommandée. Ces onduleurs se distinguent par leur excellente réponse dynamique et un faible niveau d'ondulation de couple.

- Principe de fonctionnement

Le principe fondamental implique la conversion d'un signal modulant (généralement une tension sinusoïdale de référence au niveau de la commande) en une série de créneaux de largeur variable (d'où le terme MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion). Les angles de commutation sont calculés pour réduire les harmoniques générées à la sortie de l'onduleur (au niveau de la puissance). Cette méthode repose sur la comparaison de deux signaux : le premier, appelé signal de référence, représente la forme d'onde souhaitée en sortie de l'onduleur, modulable en amplitude et en fréquence. Le second, nommé signal de la porteuse, généralement de forme triangulaire, définit la fréquence de commutation des interrupteurs statiques de l'onduleur. Ce signal de haute fréquence (HF), $V_{porteuse}$, est comparé au signal de référence $V_{référence}$. Les résultats de cette comparaison sont utilisés pour contrôler l'ouverture et la fermeture des interrupteurs du circuit de puissance.

- Conditions de fonctionnement

La conjonction de ces signaux détermine les moments de commutation des interrupteurs. L'onde en impulsion est préférable à une onde rectangulaire lorsque la condition est respectée :

$$f_{porteuse} > 20 \cdot f_{référence}$$

La méthode de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) est définie par deux paramètres : l'indice de modulation, qui contrôle l'amplitude du signal fondamental, et la largeur d'impulsion de la modulation.

$$m = \frac{V_m}{V_p} \quad \text{II. 26}$$

Avec :

- m : Indice de modulation ;
- V_m : Valeur maximale de la tension de référence ;
- V_p : Valeur de crête de la porteuse.

2.2.5. Motopompe

Un groupe électropompe se compose d'un moteur électrique et d'une pompe, cette dernière étant souvent désignée sous le terme "hydraulique". Ces deux éléments, montés ensemble, forment un ensemble compact et homogène. Bien qu'il existe des systèmes où le moteur est séparé de la pompe, cette configuration n'est pas recommandée en raison des défis techniques qu'elle pose. Le moteur peut être à courant continu ou alternatif, tandis que l'hydraulique peut être de type volumétrique ou centrifuge. En fonction des besoins, le groupe électropompe peut être installé en surface ou immergé au fond d'un puits ou d'un forage (Figure II.25).

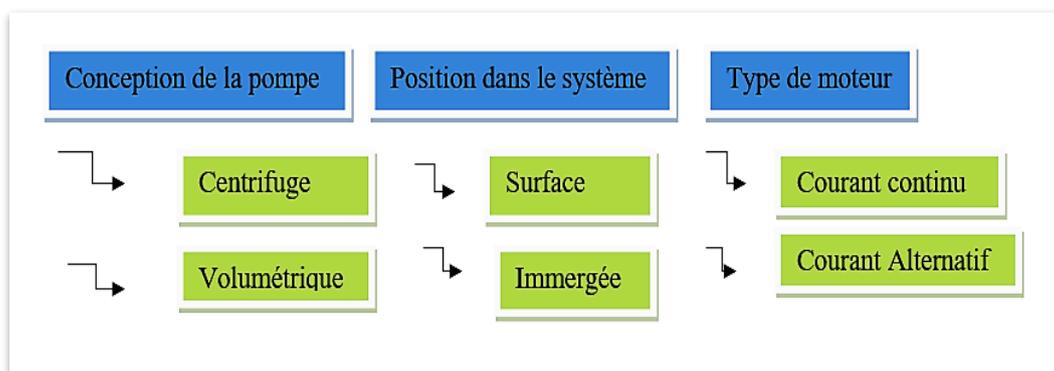


Figure II. 25: Classification des pompes

2.2.5.1. Types de pompes

Les pompes utilisées pour le transport de liquides sont généralement classées en deux catégories principales : les pompes volumétriques et les pompes centrifuges. En fonction de la position physique de la pompe par rapport au liquide pompé, on distingue également deux autres types de pompes : les pompes à aspiration et les pompes à refoulement. La hauteur d'aspiration maximale pour toute pompe est théoriquement limitée à 10 mètres. Ainsi, les pompes à aspiration sont toujours placées à une hauteur inférieure à cette limite. De plus, ces pompes nécessitent d'être apprimées, ce qui signifie que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer le processus d'aspiration. En revanche, les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et peuvent avoir leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc) ou le moteur en surface avec une transmission de puissance via un long arbre reliant la pompe au moteur. Dans les deux configurations, un conduit de refoulement après la pompe permet des élévations allant jusqu'à plusieurs dizaines de mètres, en fonction de la puissance du moteur [38].

2.2.5.1.1. Pompe volumétrique

Les pompes volumétriques opèrent en deux phases distinctes : le remplissage suivi de la vidange d'un volume de liquide, d'où leur nom. Elles sont capables de générer des pressions élevées pour des débits relativement bas et requièrent un moteur avec un couple de démarrage conséquent. En général, une pompe volumétrique est capable de purger l'air présent dans la conduite, ce qui lui confère la capacité d'auto-amorçage [39].

La diversité des modes de fonctionnement permet de les classer en deux catégories distinctes : les pompes alternatives et les pompes rotatives. Parmi les pompes alternatives, la plus courante est la pompe à piston (voir Figure II.26). Elle est équipée d'une soupape d'admission et d'une soupape d'échappement, fonctionnant en deux phases : aspiration puis refoulement, ce qui entraîne un débit non uniforme. En revanche, les pompes rotatives offrent un débit régulier (comme les pompes à engrenages, à lobes, à palettes). Ce type de pompe présente généralement l'avantage de ne pas nécessiter de soupape ni de clapet.

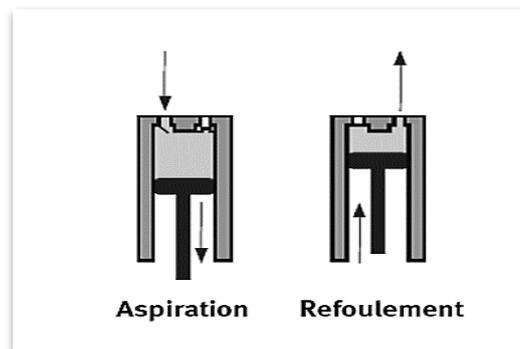


Figure II. 26: Pompe à piston

2.2.5.1.2. Pompe centrifuge

Les pompes centrifuges offrent de nombreux avantages par rapport aux modèles antérieurs. Leur conception est également plus simple, se composant de deux parties principales sans clapet. Dans ces pompes, l'énergie mécanique est d'abord convertie en énergie cinétique, propulsant le liquide à travers un impulsor (composé d'une roue et d'aubes). Ensuite, cette énergie cinétique est transformée en énergie potentielle (sous forme de pression) en ralentissant la vitesse du liquide à travers une volute. La pression générée par une pompe centrifuge dépend directement de la vitesse de rotation de son axe et du diamètre de son impulsor [40].

Les pompes centrifuges se distinguent nettement des modèles précédents : elles ont un faible couple de démarrage, principalement en raison de l'inertie des composants mobiles. Pour une vitesse donnée, ces pompes offrent diverses options de débit et de pression. Contrairement aux pompes volumétriques, les pompes centrifuges ne conviennent pas aux faibles débits et aux grandes hauteurs. Il est important de noter que les pompes centrifuges ne peuvent pas aspirer l'air et ne sont donc pas auto-amorçantes (Figure II.27).

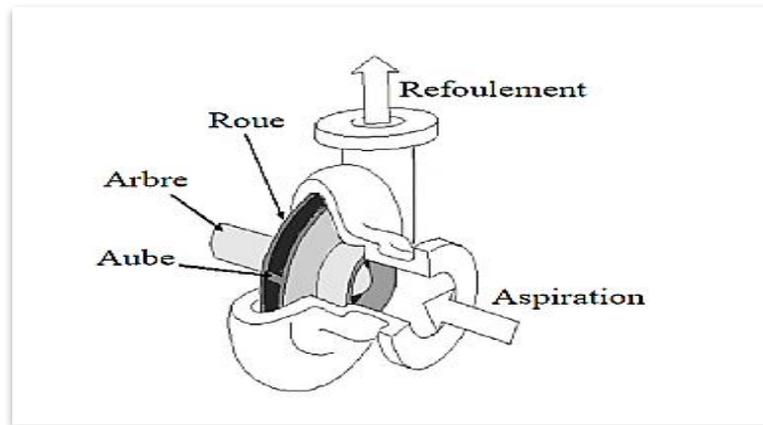


Figure II. 27: Pompe centrifuge

2.2.5.2. Moteur électrique

Le moteur électrique d'une électropompe, qu'il soit en courant continu (CC) ou alternatif (CA), transforme l'énergie électrique en énergie mécanique. Dans le cas d'une installation de pompage solaire photovoltaïque, opter pour un moteur CC est souvent une solution économique, car le générateur photovoltaïque fournit une puissance en courant continu, évitant ainsi la nécessité d'utiliser un convertisseur statique. Les progrès des convertisseurs statiques efficaces permettent de choisir des moteurs efficaces, disponibles et surtout moins coûteux.

Les convertisseurs statiques peuvent être ajustés en fréquence pour réguler le transfert de puissance entre la source et la pompe. Un système de pompage avec un moteur en courant alternatif (CA) peut nécessiter des batteries de stockage électrochimique, qui demandent un entretien régulier. Cela entraîne des coûts supplémentaires qui impactent à la fois le coût total du système et réduisent son rendement global [37].

2.2.5.2.1. Moteur asynchrone

Un moteur asynchrone, également appelé moteur à induction, est un moteur qui fonctionne au courant alternatif sans connexion directe entre le stator et le rotor. Sa caractéristique est que la vitesse de rotation du rotor n'est pas proportionnelle à la fréquence du courant qui le traverse, ce qui rend le rotor asynchrone par rapport au champ magnétique tournant dans le stator, (voir figure II.28)

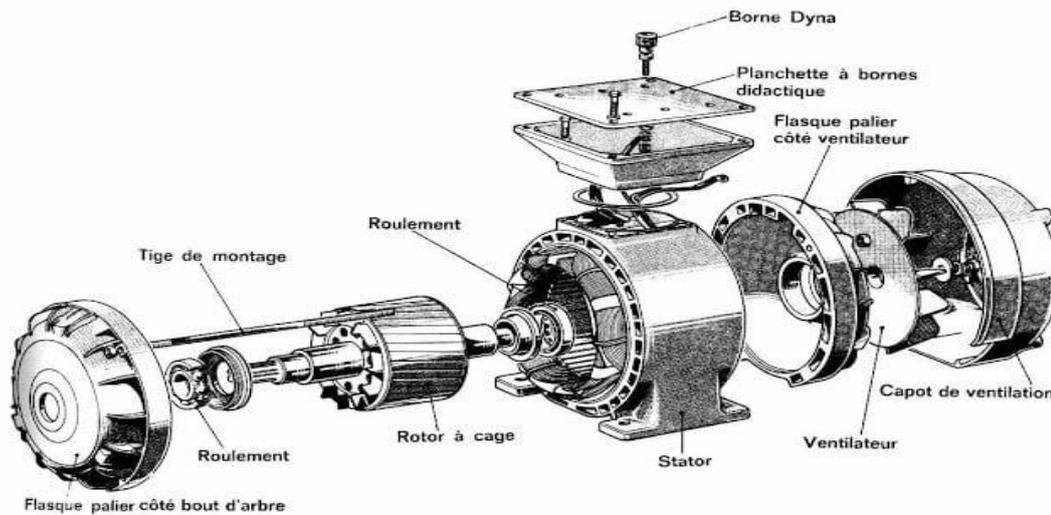


Figure II. 28: Moteur asynchrone à rotor à cage

- Caractéristiques et Fonctionnement

La machine asynchrone est composée de deux éléments principaux : le stator, qui est la partie magnétique fixe, et le rotor, qui est la partie tournante. Le stator est équipé d'enroulements qui produisent un champ magnétique tournant, tandis que le rotor peut être soit en cage d'écureuil (barreaux lisses) soit bobiné. Lorsque le stator est alimenté en courant alternatif, un champ magnétique tournant est créé. Ce champ induit des courants dans le rotor, qui créent un couple électromagnétique. Le rotor se met à tourner pour tenter de suivre le champ statorique, mais il ne peut pas atteindre la même vitesse que le champ, ce qui est appelé le glissement. Le glissement mesure l'écart de vitesse de rotation entre le rotor et le champ statorique. La vitesse de rotation du rotor dépend de la fréquence du courant dans le stator. Pour varier la vitesse du moteur asynchrone, il est nécessaire de varier la fréquence d'excitation du stator. Les variateurs, qui sont des onduleurs, permettent de faire varier la fréquence du courant d'alimentation des bobinages du stator, ce qui permet de contrôler la vitesse du moteur.

3. Conclusion

Les systèmes de pompage solaire offrent la possibilité d'acheminer de l'eau depuis diverses sources vers n'importe quel emplacement, même en l'absence d'alimentation électrique locale. Ces sources peuvent être des bassins, des puits, des forages ou des cours d'eau. Ce chapitre met en lumière l'adaptabilité des pompes solaires dans les zones reculées bénéficiant d'un fort ensoleillement. Leur autonomie, longue durée de vie et faible besoin en maintenance en font des solutions idéales. Le fonctionnement du pompage solaire est synchronisé avec l'ensoleillement, utilisant un réservoir d'eau qui nécessite un dimensionnement précis et une organisation optimale pour maximiser l'efficacité de la production des modules solaires.



Chapitre III

Dimensionnement de l'installation du pompage solaire



1. Introduction

L'installation d'un système photovoltaïque requiert une précision absolue dans le calcul et le dimensionnement. Une installation sous-dimensionnée compromet sa fiabilité, tandis qu'une surdimensionnée entraîne des coûts excessifs.

En général, la maîtrise du dimensionnement repose sur les caractéristiques techniques des différents sous-systèmes de l'installation (générateur photovoltaïque, convertisseurs, pompes, etc.) d'une part, et sur des méthodes de dimensionnement appropriées d'autre part. Un autre élément crucial pour la fiabilité des installations photovoltaïques est l'accès à des données météorologiques fiables pour les sites d'installation.

Dans le cadre de la mise en place d'un système de pompage solaire dans une ferme à M'CHEDALLAH, chaque sous-système de l'installation photovoltaïque sera dimensionné avec précision. Cela permettra de déterminer la taille des composants du système et le nombre de panneaux requis pour répondre aux besoins quotidiens en eau.

2. Cahier de charge

La ferme étudiée se trouve à M'CHEDALLAH, où l'accès à l'eau est pratique. L'objectif est d'installer un système de pompage alimenté par l'énergie solaire pour le remplissage du réservoir d'eau.

3. Dimensionnement théorique

Cette étude dimensionnelle nous permet de comprendre les propriétés nominales des composants nécessaires à la création d'un système de pompe solaire.

3.1. Spécification du site de M'CHEDALLAH

Pour le site de M'CHEDALLAH, les spécifications sont données dans le tableau suivant :

Tableau III. 1: Spécifications du site de M'CHEDALLAH

Latitude	36° 21' 59.99" N
Longitude	4° 15' 60.00" N
Altitude	440 m

3.2. Détermination des conditions du site

Pour maximiser la production d'énergie d'une installation photovoltaïque, les modules doivent être orientés de manière optimale pour capter le plus de rayonnement solaire possible. En effet, la direction du soleil compte. Cette étape vous permettra de choisir les meilleures conditions en fonction des nouvelles captées sur les sites suivants https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/#MR

3.2.1. Irradiation mensuelle et journalière moyenne du site

La figure ci-dessous montre bien que le mois de décembre c'est le mois le plus défavorable avec l'irradiation mensuelle moyenne la plus faible. Sur la base de la figure III.1, nous calculons le rayonnement quotidien moyen pour chaque mois.

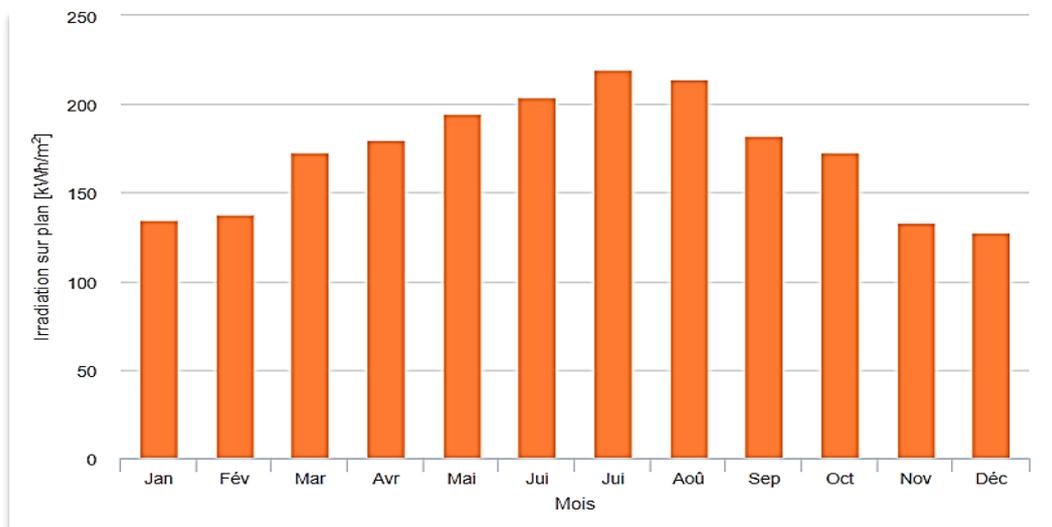


Figure III. 1: Irradiation mensuelle du site [41]

Le tableau suivant contient les résultats :

Tableau III.2: Irradiation mensuelle et journalière

MOIS	Irradiation mensuelle (KWh/m ²)	Irradiation journalière (KWh/m ²)
JANVIER	134.7	4.345
FEVRIER	137.6	4.914
MARS	173.1	5.584
AVRIL	180.0	6
MAI	194.4	6.271
JUIN	203.8	6.79
JUILLET	219.3	7.074
AOUT	214.0	6.9
SEPTEMBRE	182.5	6.08
OCTOBRE	173.0	5.58
NOVEMBRE	133.4	4.447
DECEMBRE	127.7	4.12

D'après le tableau ci-dessus on a :

- Irradiation journalière maximale : Irrmax = 7.074 (KWh/m²)
- Irradiation journalière minimale : Irrmin = 4.12 (KWh/m²)
- Irradiation journalière moyenne : Irrmoy = 5.675 (KWh/m²)

La figure précédente nous permet de calculer le nombre d'heures équivalentes d'ensoleillement selon la relation suivante :

$$T = \frac{Irr\ moy}{1000} = \frac{5.675 \times 10^3}{1000} = 5.675\ h/j \quad \text{III. 1}$$

3.2.2. Température moyenne mensuelle

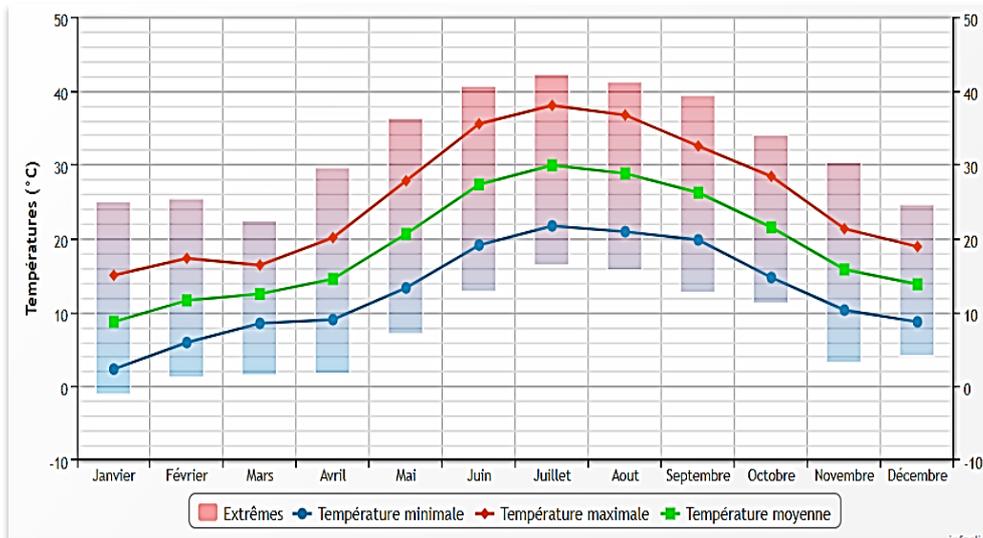


Figure III. 2: Température mensuelle du site [42]

D'après la figure III.2 ci-dessus on peut extraire les informations concernant la température dans cette région :

- La température moyenne mensuelle maximale : $T_{max} = 30^{\circ}\text{C}$
- La température moyenne mensuelle minimale : $T_{min} = 8.7^{\circ}\text{C}$
- La température moyenne mensuelle maximale : $T_{moy} = 19.3^{\circ}\text{C}$

4. Etapes de dimensionnement de l'installation

Différentes étapes pour déterminer la taille d'un système de pompage sont :

- Evaluation des besoins en eau
- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire
- Détermination de l'énergie solaire disponible
- Choix des composants

4.1. Estimation des besoins en eau

La demande estimée en eau de pompage solaire fait référence à la quantité d'eau requise pour le fonctionnement efficace d'un système de pompage solaire. Cette estimation dépend de divers facteurs tels que les besoins quotidiens en eau, les caractéristiques du site d'installation, la capacité du réservoir à

remplir et les exigences spécifiques de l'application agricole ou domestique. En général, un calcul précis des besoins en eau est essentiel pour dimensionner correctement un système de pompage d'eau solaire et garantir un approvisionnement en eau adéquat pour les activités agricoles ou d'autres utilisations.

4.1.1. Débit

Le débit (Q) est la quantité d'eau qu'une pompe peut débiter dans un intervalle de temps donné. Lors du pompage, le débit est généralement mesuré en litres par heure (l/h) ou en gallons par heure (gp/h) et la demande en eau est généralement exprimée en (m^3/j) [43].

- Le débit est donné avec la formule suivante :

$$Qh = \frac{V}{T} \text{ et } V = a \times b \times h \quad \text{III. 2}$$

Avec :

- $a = 9$ mètres ;
- $b = 4.6$ mètres ;
- $h = 4$ mètres ;
- Qh : Débit d'eau (m^3/h) ;
- V : Volume de réservoir (m^3) ;
- T : Temps de remplissage de réservoir (irradiation journalier) ;
- a : Longueur de réservoir (m) ; b : Largeur de réservoir (m) ; h : Hauteur de réservoir (m) ;

Donc :

$$V = a \times b \times h = 9 \times 4.6 \times 4 = 165.6 \text{ m}^3$$

$$Qh = \frac{V}{T} = \frac{165.6 \text{ m}^3}{5.675 \text{ h}} = 29.18 \text{ m}^3/\text{h}$$

4.1.2. Conduite de refoulement

Le choix du diamètre du tuyau de refoulement est déterminé par la formule de Braess, écrite sous la forme : [44]

$$D = 1.5\sqrt{Qi} \quad \text{III.3}$$

Avec :

- Q_i : Débit de pompage (m^3/s),
- D : Diamètre de la conduite (m),

Donc :

$$Q_i = \frac{Qh}{3600} = 0.0081 \text{ m}^3/s$$

$$D = 1.5\sqrt{Q_i} = 1.5\sqrt{0.0081} = 0.135 \text{ m} = 135 \text{ mm}$$

4.1.3. Calcul de la vitesse de circulation d'eau

La vitesse de l'eau dans un tuyau est donnée par : $Q_i = v \times S$

Avec

- S : section de la conduite,
- v : vitesse de circulation $v = \frac{Q_i}{S}$;

Donc :

$$v = \frac{Qh}{S} = \frac{29.18}{3600} \times \frac{4}{\pi \times (0.135)^2} = 0.57 \text{ m/s}$$

4.2. Hauteur manométrique totale

La hauteur totale (Hmt) est la hauteur autorisée pour transporter l'eau dans un tuyau et est utilisée au point le plus élevé de l'installation. Elle est exprimée en mètres. La hauteur d'eau totale est calculée selon la formule suivante : [45]

$$Hmt = Hg + Pc \quad \text{III.4}$$

On a :

$$Hg = Hr + Nd \text{ et } Nd = Rm + Ns \quad \text{III.5}$$

Avec :

- **Hmt** : Hauteur manométrique totale ;

- **Hg** : Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (H_r+N_d) ;
- **Nd** : Niveau dynamique ;
- **Pc** : pertes de charge.

D'après la figure III.3 suivantes nous montrant un Système de forage vers le réservoir.

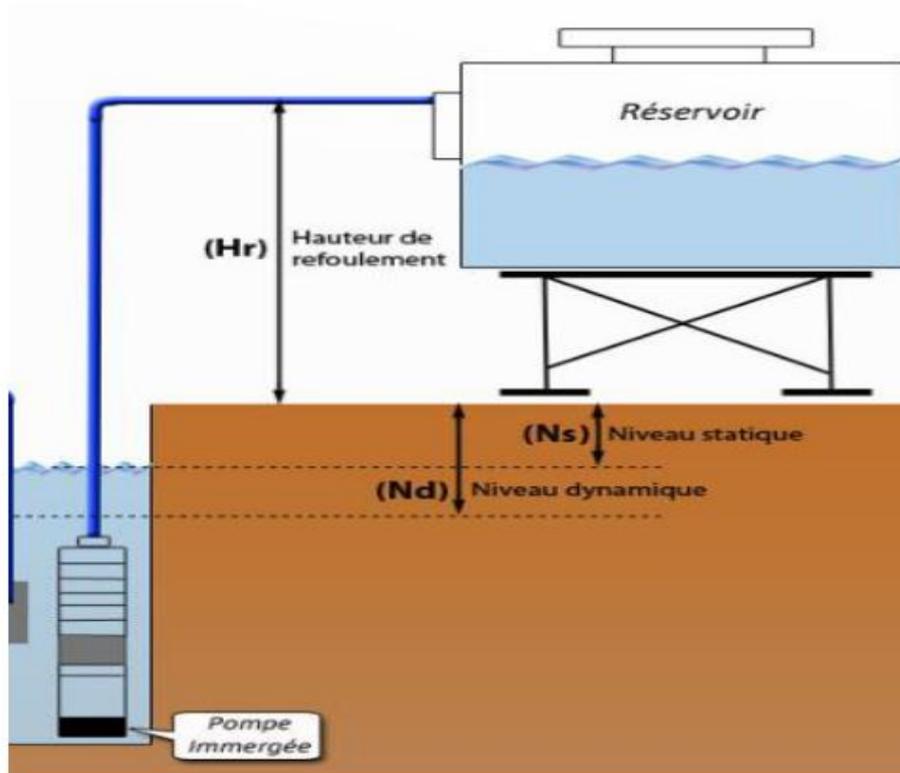


Figure III. 3: Système de forage vers le réservoir

4.2.1. Niveau statique

Le niveau d'eau statique (N_s) d'un puits ou d'un forage est la distance entre le sol et la surface de l'eau avant que l'eau ne soit pompée [43].

4.2.2. Niveau dynamique

Le niveau dynamique (N_d) d'un puits ou d'un forage représente la hauteur entre le sol et la surface de l'eau lors d'un pompage à un débit spécifique. Lors du calcul de la Hauteur Manométrique Totale (HMT), le niveau dynamique est évalué pour un débit moyen. La variation entre le niveau dynamique et le niveau statique est dénommée rabattement, où le rabattement maximal (R_m) est la limite acceptable avant d'arrêter la pompe [43].

La hauteur géométrique (H_g) représente la distance entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le point d'utilisation (H_r+N_d). Dans le cas d'une pompe de surface située sur un plan d'eau, la valeur de H_g est déterminée en fonction de la hauteur de la pompe à son niveau le plus bas.

4.2.3. Calcul des pertes de charge

Les pertes de charge sont des diminutions de pression dans un fluide causées par le frottement contre les parois des conduites. Elles dépendent de la longueur des conduites (L), du diamètre des conduites (D), et du débit de la pompe (Q). Les pertes de charge sont exprimées en mètres de colonnes d'eau (mCE). Pour optimiser le dimensionnement des conduites, il est recommandé que les pertes de charge ne dépassent pas 10% de la hauteur géométrique (H_g).

$$P_c = 0.1 \times H_g$$

Donc :

$$H_g = H_r + N_d = 86 + 4 = 90 \text{ m}$$

$$P_c = 0.1 \times H_g = 0.1 \times 90 = 9 \text{ m}$$

$$H_{mt} = H_g + P_c = 90 + 9 = 99 \text{ m}$$

4.3. Énergie et la puissance hydraulique

L'énergie et la puissance hydraulique nécessaires pour déplacer l'eau d'un puits vers un réservoir sont données par les équations :

$$E_h = \frac{\rho \times g \times H_{mt} \times Q_j}{3600} \quad \text{III. 6}$$

$$P_h = \frac{\rho \times g \times H_{mt} \times Q_h}{3600} \quad \text{III. 7}$$

Avec :

- **E_h** : Energie hydraulique en KWh/j,
- **P_h** : Puissance hydraulique en KW,
- **Q_j** : Débit de la pompe en m³/j,
- **Q_h** : Débit de la pompe en m³/h,
- **g** :Gravité (9.81) ,
- **ρ** : Masse volumique=1000 Kg/m³,
- **H_{mt}** : Hauteur manométrique totale

Donc :

$$Eh = \frac{\rho \times g \times Hmt \times Qj}{3600} = \frac{1000 \times 9.81 \times 99 \times 165.6}{3600} = 44.675 \text{ KWh/j}$$

$$Ph = \frac{\rho \times g \times Hmt \times Qh}{3600} = \frac{1000 \times 9.81 \times 99 \times 29.18}{3600} = 7.872 \text{ KW}$$

4.3.1. Choix de la pompe et de son moteur électrique

Pour sélectionner la bonne pompe, suivez ces étapes :

4.3.1.1. Choix du type de la pompe

Afin de choisir le type de pompe approprié, il faut comprendre les caractéristiques de la boucle de circulation Hmt et le débit d'eau Qj dans cette boucle. Nous avons identifié ces caractéristiques :

Hmt = 99 m ; Qj = 165.6 m³/j

On place le point (Qj, Hmt) sur l'abaque suivant :

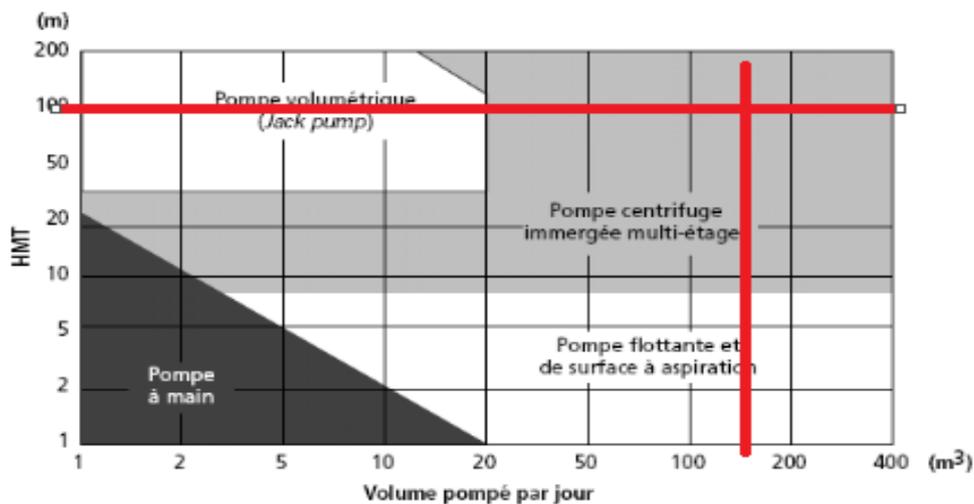


Figure III. 4: Choix de type de la pompe

D'après la figure III.4, notre pompe sera une pompe centrifuge submersible multi-étages. Il existe plusieurs marques de ce type de pompe, mais dans notre cas nous utiliserons la marque « GRUNDFOS SP ».

4.3.1.2. Choix de la série de la pompe

La sélection d'une série de pompes est déterminée par les spécifications du système de circulation, notamment la hauteur manométrique totale (Hmt) et le volume d'eau circulant (Q).

Voici les caractéristiques :

- Hmt = 99 m ;
- $Q_h = 29.18 \text{ m}^3/\text{h}$

On place le point (Q_h , Hmt) sur l'abaque suivant :

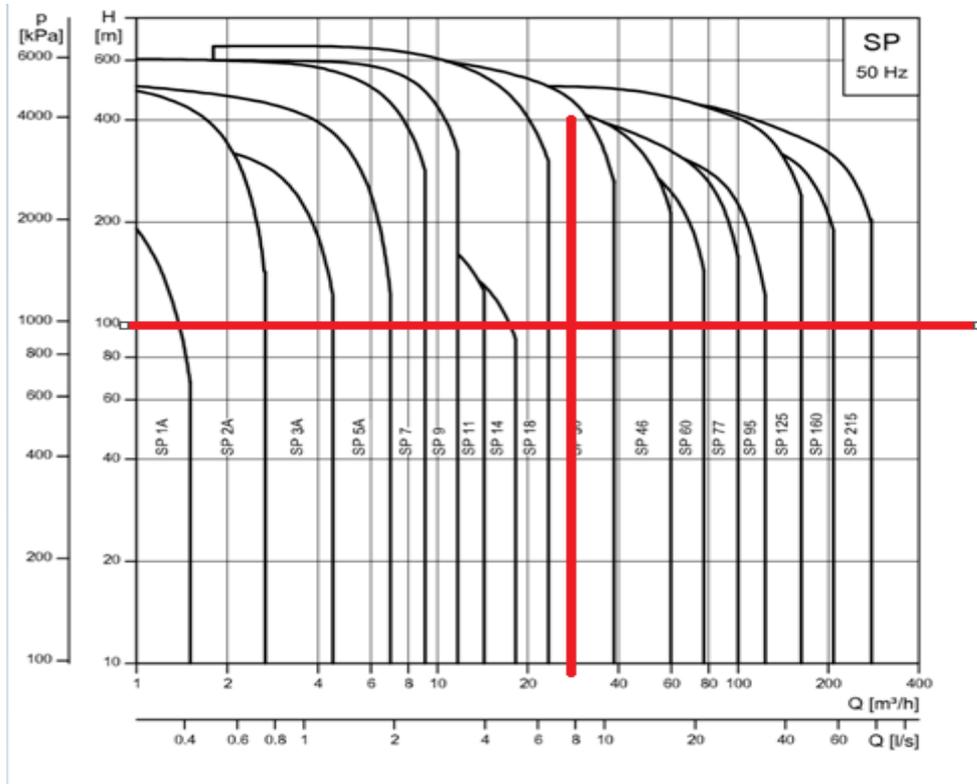


Figure III. 5: Abaque de la pompe « GRUNDFOS SP » [6]

D'après la Figure III.5, la série de la pompe sera "SP 30" [46].

4.3.1.3. Choix du modèle de la pompe

Pour identifier le modèle de pompe approprié, il est nécessaire de suivre le processus établi pour la sélection du type et de la série de la pompe.

Le modèle choisi doit avoir une caractéristique qui se trouve juste au-dessus du point de fonctionnement défini par le débit (Q_h) et la hauteur manométrique totale (Hmt).

Ce point de fonctionnement (Q_h , Hmt) doit être positionné sur l'abaque correspondant (Figure III.6).



Figure III. 6: Abaque de la pompe SP 30 [6]

On examine ensuite les modèles 'SP 30-13' et 'SP 30-14', dont les performances se situent respectivement au-dessus et en dessous du point de fonctionnement (Q_h , H_{mt}). Une comparaison minutieuse de leurs spécifications est effectuée pour déterminer le modèle le plus adapté. Le modèle retenu doit répondre aux critères suivants :

- $H_{mt,pompe} \geq H_{mt} = 99 \text{ m}$
- $Q_{h,pompe} \geq Q_h = 29.18 \text{ m}^3/\text{h}$
- $P_{hydraulique,pompe} \geq P_h = 7.872 \text{ KW}$
- $P_{électrique,moteur} \geq P_{mécanique} = \frac{P_{hydraulique,pompe}}{P_{pompe,moteur}}$

Nous allons calculer la puissance mécanique des pompes 'SP30-13' et 'SP30-14' en nous basant sur le diagramme présenté ci-dessous [46]. (Figure III .7)

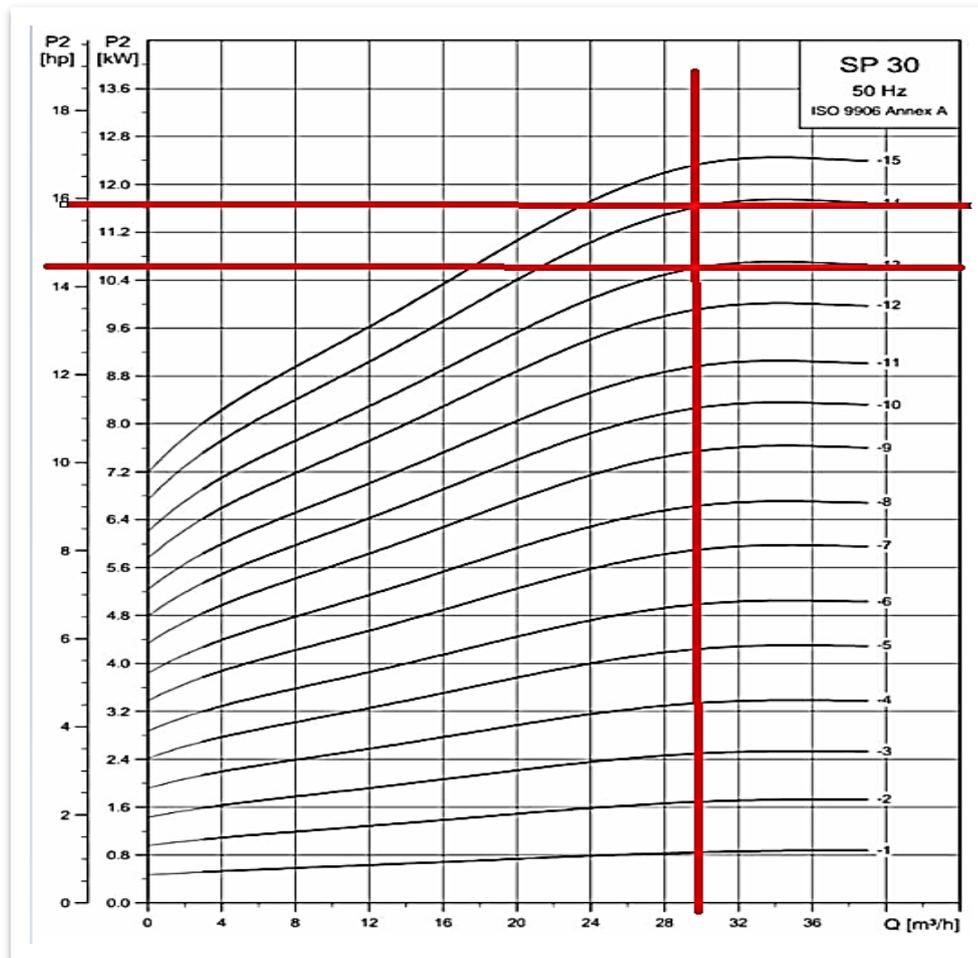


Figure III. 7: Abaque des mécaniques de la pompe SP 30 [46]

- $P_{\text{mécanique}} \text{ SP30-13} = 10.75 \text{ KW}$; $Ph \text{ SP30-13} = 8.175 \text{ KW}$
- $P_{\text{mécanique}} \text{ SP30-14} = 11.6 \text{ KW}$; $Ph \text{ SP30-14} = 8.829$
- $\eta_m \text{ SP30} - 13 = \frac{Ph \text{ SP30-13}}{P_{\text{mécanique}} \text{ SP30-13}} = 0.75 = 75\%$
- $\eta_m \text{ SP30} - 14 = \frac{Ph \text{ SP30-14}}{P_{\text{mécanique}} \text{ SP30-14}} = 0.75 = 75\%$

Tableau III. 3: caractéristiques des modèles SP 30-13 et SP 30-14

Caractéristiques	Modèle SP 30-13	Modèle SP 30-14
Hmt nominale (m)	100	108
Débit nominale Q_h (m ³ /h)	30	30
Puissance hydraulique Ph , pompe (KW)	8.175	8.829
Rendement P pompe, moteur	75%	75%
Puissance mécanique (KW)	10.75	11.6
Puissance électrique du moteur (KW)	11	13

Selon les données du tableau, le modèle répondant à tous les critères établis précédemment est le 'SP 30-14'. Par conséquent, la pompe sélectionnée est la **GRUNDFOS SP 30-14**.

Tableau III. 4: Caractéristiques du GRUNDFOS SP 30-14 [47]

Type moteur	Modèle SP 30-14
Puissance maximale	13 KW
Fréquence d'alimentation	50
Tension nominale	3*380
Courant nominal	30 A
Facteur de puissance	0.85
Vitesse nominale	2900 tr/min

4.4. Choix de l'onduleur solaire (variateur de vitesse)

La fonction essentielle d'un onduleur destiné à un site isolé est de transformer une tension continue en une tension alternative, comparable à celle fournie par le réseau électrique.

Pour effectuer un choix judicieux, il est crucial de confirmer que l'onduleur satisfait aux exigences suivantes :

- La tension de sortie de l'onduleur doit être égale à la tension de nominale de notre moteur :
 $V_{nom,onduleur} = V_{nom,moteur} = 380V$
- Compatibilité en courant : **$I_{nomonduleur} \geq I_{nom} = 30A$**
- Compatibilité en puissance : **$P_{ond} \geq P_{pompe}$**

Avec :

- **P_{ond}** : la puissance nominale AC de l'onduleur,
- **P_{pompe}** : la puissance motopompe
- Le ratio de puissance $SRca = \frac{P_{pompe}}{P_{ond}}$ avec $0.83 < SRca < 1,25$

De nombreuses marques proposent des onduleurs solaires. Pour notre projet, nous avons opté pour le modèle 'VEICHI SI 23'. La fiche technique présentée dans la figure III.8 sera utilisée pour sélectionner l'onduleur approprié :

Puissance de Variateur	Pompe		Puissance maximale d'entrée (KW)	Tension d'Entrée DC max (V)	Tension Voc recommandé (V)	Courant de sortie nominal (A)	Fréquence de sortie (Hz)
	Puissance nominale(KW)	Tension Nominale (V)					
SI23-D1 : Entrée 60-400 VDC, Sortie 3 phases 100-230 VAC							
0.75	0.75	110	1.0	400	175-380	7A	0-600
1.5	1.5	110	1.95	400	175-380	10A	0-600
SI23-D3 : Entrée 150-450 VDC, Sortie 3 phases 150-230 VAC							
0.75	0.75	220	1.0	450	360-430	4A	0-600
1.5	1.5	220	1.95	450	360-430	7A	0-600
2.2	2.2	220	2.86	450	360-430	10A	0-600
4.0	4.0	220	4.81	450	360-430	16A	0-600
SI23-D5 : Entrée 250-780VDC, Sortie 3 phases 230-460 VAC							
0.75	0.75	380	1.0	780	620-750	2.5A	0-600
1.5	1.5	380	2.2	780	620-750	4.0A	0-600
2.2	2.2	380	3.3	780	620-750	6.0A	0-600
4.0	4.0	380	5	780	620-750	10A	0-600
5.5	5.5	380	8	780	620-750	13A	0-600
7.5	7.5	380	10	780	620-750	17A	0-600
11	11	380	14.3	780	620-750	25A	0-600
15	15	380	19.5	780	620-750	32A	0-600
18.5	18.5	380	23.4	780	620-750	38A	0-600
22	22	380	28.6	780	620-750	45A	0-600
30	30	380	39	780	620-750	60A	0-600

Figure III. 8: Caractéristiques techniques des onduleurs 'VEICHI SI 23' [48]

On a : $0.83 < SRca = \frac{P_{pompe}}{Pond} = \frac{13KW}{15KW} = 0.87 < 1.25$ (condition vérifiée).

Tableau III. 5: Caractéristique VEICHI SI [48]

Marque	VEICHI SI23-D5-015G
Courant d'entrée maximale	57 A
Courant de sortie nominale	32 A
Tension de sortie nominale	3*380 V
Puissance de sortie nominale	15 KW
Puissance maximale d'entrée	19.5 KW
Tension d'entrée DC max	780 V
Tension Voc recommandée	[620-750]

4.5. Choix de module photovoltaïque

Plusieurs variétés de panneaux solaires sont disponibles, se distinguant par leur technologie de fabrication et, par conséquent, leurs caractéristiques. Pour notre système, nous avons sélectionné les panneaux solaires de la marque « Topsun », en particulier le modèle Top class 500Wc (voir la figure III.9).



Figure III. 9: Modèle Topsisun Top class 500Wc

Caractéristiques du modèle Topsisun Top class 500Wc (voir l'annexe) :

Tableau III.6: Caractéristiques du modèle Top class 500Wc [49]

Pmax	500Wc
Vmpp	53.33V
Impp	9.38A
Voc	65.18V
Icc	9.86A
Rendement de module	19.28%

4.5.1. Dimensionnement du champ photovoltaïque

À cette étape, il est nécessaire d'établir le nombre de modules maximum et minimum pouvant composer une chaîne, ainsi que le nombre maximum de chaînes pouvant être configurées.

4.5.2. Détermination de l'énergie électrique

L'énergie électrique, précédemment désignée comme l'énergie consommée, peut être calculée à partir de l'énergie hydraulique en utilisant la formule suivante :[50]

$$E_c = \frac{E_h}{\eta_p \times \eta_m} \quad \text{III. 8}$$

Avec :

- E_c : Énergie électrique (wh /j),
- E_h : Énergie hydraulique (W),
- η_m : Rendement du moteur,
- η_p : Rendement de la partie hydraulique de la pompe.
- Les rendements des électropompes dépendent des matériels utilisés. Lorsque l'optimisation est bonne, le rendement global pompe + moteur est de l'ordre de 30 à 60 %.

Donc :

$$\eta_p \times \eta_m = 0.75$$

$$E_c = \frac{E_h}{\eta_p \times \eta_m} = \frac{44674}{0.75} = 59.57 \text{ KWh/j}$$

4.5.3. Energie à produire

Comme mentionné précédemment, les systèmes de pompage n'utilisent généralement pas de batterie dite « au fil du soleil ». La règle de base pour l'équilibre entre l'énergie produite et l'énergie consommée ($E_p = E_c/K$) reste valable, mais la valeur de (K) varie en fonction des rendements des différents éléments. Le dimensionnement du générateur se fait en fonction de l'énergie consommée pendant la journée, en suivant les étapes suivantes [51].

- **Etape 1** : calcul de l'énergie hydraulique par rapport au besoin quotidien.
- **Etape 2** : calcul de l'énergie électrique qui sera consommée.
- **Etape 3** : calcul de l'énergie à produire (E_p) par jour ($E_p = E_c/k$). Le coefficient k tient compte de toutes les baisses de rendement dans les modules, les câbles et l'onduleur. Il est assez élevé pour deux raisons : les constructeurs optimisent les équipements et il n'y a pas de batteries. ($k \approx 0,7$).
- **Etape 4** : calcul de la puissance crête (P_c) du générateur en tenant compte de l'irradiation I_{rr} .

$$E_p = \frac{E_c}{K} \quad \text{III. 9}$$

Donc :

$$E_p = \frac{E_c}{K} = \frac{59.57}{0.7} = 85.094 \text{ KWh/j}$$

4.5.4. Détermination de la puissance crête

La puissance crête est calculée à partir de l'équation suivante :

$$P_{crête} = \frac{E_p}{I_{rr}} \quad \text{III. 10}$$

Avec **$P_{crête}$** : puissance crête (W_c), **I_{rr}** : Irradiation solaire quotidienne ($kWh/m^2/j$)

Donc :

$$P_{crête} = \frac{E_p}{I_{rr}} = \frac{85094}{5.675} = 14.995 \text{ KWc}$$

4.5.5. Nombre des modules photovoltaïques nécessaires

Le nombre des panneaux nécessaires est calculé par :

$$Nm = \frac{P_{crête}}{P_{max}} \quad \text{III. 11}$$

Avec P_{max} qui est la puissance maximale du modèle du panneau choisi.

Donc :

$$N_p = \frac{P_{crête}}{P_{max}} = \frac{14995}{500} = 30 \text{ panneaux} \quad \text{III. 12}$$

4.5.6. Nombre des modules en série

Afin de déterminer ces nombres de modules on utilise les relations suivantes :

$$N_s = \frac{V_{sys}}{V_{mpp}} \quad \text{III. 13}$$

$$V_{sys} = \frac{\text{plage de onduleur}}{2} = \frac{780+250}{2} = 515V$$

Avec :

- La plage d'onduleur = [250,780],
- V_{sys} : La tension de système,
- V_{mpp} : La tension à puissance maximale de module photovoltaïque

Donc :

$$N_s = \frac{V_{sys}}{V_{mpp}} = \frac{515}{53.33} = 9.66 = 10 \text{ panneaux en série}$$

4.5.7. Nombre maximal des modules en parallèles

Nombre maximale des modules en parallèles est donné par la relation suivante :

$$N_p = \frac{N_m}{N_s} \quad \text{III. 14}$$

Donc :

$$N_p = \frac{N_m}{N_s} = \frac{30}{10} = 3 \text{ panneaux en parallèles}$$

Donc la puissance crête devient :

$$P_{crête} = N_m \times P_{max} = 30 \times 500 = 15 \text{ KWc}$$

4.5.8. Compatibilité du champ photovoltaïque avec l'onduleur

Pour que le champ photovoltaïque soit compatible avec l'onduleur il faut que :

1. La puissance maximale d'entrée de l'onduleur soit supérieure à celle fournie par le champ photovoltaïque. $P_{in, max, onduleur} > P_{crête, champ}$

2. La tension d'entrée maximale de l'onduleur soit supérieure à celle fournie par le champ photovoltaïque.

$$V_{in, max, onduleur} > V_{max, champPV}$$

3. La tension à vide du champ photovoltaïque soit incluse dans l'intervalle de tension recommandé de l'onduleur. $V_{oc, champPV} \in [620 - 750 V]$

Vérification :

On a :

- $N_s = 10$ Panneaux en séries
- $N_p = 3$ Panneaux en parallèles
- $N_m = 30 \Rightarrow \{Nm = N_p \times N_s = 3 \times 10 = 30$

Premier critère :

$$\begin{cases} P_{in, max, onduleur} = 19.6 \text{ KW} \\ P_{crête, champ} = 15 \text{ KW} \end{cases}$$

$$\Rightarrow P_{in, max, onduleur} = 19.6 \text{ KW} > P_{crête, champ} = 15 \text{ KW}$$

Deuxième critère :

$$V_{max, champ PV} = 10 \times V_{mpp} = 10 \times 53.33 = 533.3 \text{ V}$$

$$\begin{cases} V_{max, champPV} = 533.3 \text{ V} \\ V_{in, max, onduleur} = 780 \text{ V} \end{cases}$$

$$\Rightarrow V_{in, max, onduleur} = 780 > V_{max, champPV} = 533.3$$

Troisième critère :

$$V_{oc, champ PV} = 15 \times V_{oc} = 10 \times 65.18 = 651.8 \text{ V}$$

$$\Rightarrow V_{oc, champPV} \in [620 - 750 \text{ V}]$$

En effet, toutes les conditions étant vérifiées, nous pouvons conclure que le champ photovoltaïque est compatible avec l'onduleur.

4.5.9. Choix de câbles

Les câbles en cuivre souple (multibrin) sont un excellent choix en raison de leur rapport qualité-prix élevé. Leur caractéristique multibrin garantit des connexions de qualité optimale, ce qui réduit les pertes d'énergie dues à la chute de tension. Lors du dimensionnement des câbles, il est essentiel de prendre en compte certains critères primordiaux :

- Les câbles doivent supporter un courant de $1.25 \times$ courant de court-circuit.
- Les câbles doivent résister contre les ultra-violets.

- Adapter la capacité des câbles au transport du courant continu ou alternatif et aux pertes dues aux chutes de tensions.

Pour dimensionner correctement un câble, on calcule sa section minimale en utilisant la relation suivante :

$$Sc - min = \frac{2 \times L \times Icb \times \rho}{\varepsilon \times Vmpp} \quad \text{III. 15}$$

Avec

- L : la longueur du câble en mètre (m),
- $\rho = 1.7 \times 10^{-8} \Omega m$: la résistivité du cuivre,
- ε : la chute de tension optimalement égale à 0.03 en Volt.

Le champ photovoltaïque est constitué de 3 chaines de 10 modules en série comme le démontre la figure III. 1.



Figure III. 10: Schéma d'installation PV

4.5.9.1. Dimensionnement du câble :

a. Entre le champ PV et le variateur de vitesse :

Les données :

- La distance entre le champ PV et local technique : $l=20m$
- La tension : $U_{max} = 53.33 \times 10 = 533.3 V$
- Le courant max : $I_{max} = 9.86 \times 3 = 29.58 A$
- La chute de tension : $\Delta U = \varepsilon \times U_{max}$
- La résistivité du cuivre : $\rho = 1.7 \times 10^{-8} \Omega.m.$
- $\Delta U = \varepsilon \times U_{max}$

On calcul :

$$\Delta U = 0.03 \times 533.3 = 16V$$

$$S = \frac{\rho \times 2 \times L \times I}{\varepsilon \times U_{max}} \quad \text{III. 16}$$

Application numérique :

$$S = \frac{1.7 \times 10^{-8} \times (20 \times 2) \times 29.58}{16} = 1.26 \text{ mm}^2$$

→ on prend 1.5 mm^2

b. Entre le variateur de vitesse et la pompe :

Les données :

- La distance entre le variateur de vitesse et la pompe : $l=90\text{m}$
- La puissance sortie nominal du variateur de vitesse : $P_n=13\text{kW}$
- La tension : $U_{AC}=380\text{V}$
- Le courant max : $I = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times U_{ac} \times \cos\varphi} = 23.24 \text{ A}$
- La chute de tension :
 $\Delta U=3\% \rightarrow \Delta U = \varepsilon \times U_{max} = \Delta U = 0.03 \times 380 = 11.4 \text{ V}$
- La résistivité du cuivre : $\rho = 1.7 \times 10^{-8} \Omega.m$.

Application numérique :

$$S = \frac{1.7 \times 10^{-8} \times (90 \times 2) \times 23.24}{11.4} = 6.24$$

→ on prend 10 mm^2

4.5.10. Choix des éléments de protection

La protection des intervenants (installateurs, exploitants) et du matériel est en effet primordiale. Elle repose sur plusieurs éléments essentiels : sectionneurs, fusibles, parafoudres...

4.5.10.1. Sectionneur DC

Dans une installation photovoltaïque, la possibilité de couper le courant est essentielle pour effectuer des opérations de maintenance en toute sécurité. Pour ce faire, plusieurs types de dispositifs de coupure et de sectionnement sont disponibles.

Dans notre cas, il est recommandé de choisir un sectionneur DC qui permet d'isoler l'ensemble du champ photovoltaïque. Cela facilitera les vérifications et les interventions nécessaires :

$$\begin{cases} I_n \geq 1.25 \times I_{cc_PV} \\ U_e \geq 1.04 \times V_{oc_PV} \end{cases}$$

$$\begin{cases} I_n \geq 1.25 \times 3 \times 9.86 = 37 \text{ A} \\ U_e \geq 1.04 \times 10 \times 65.18 = 677.87 \text{ V} \end{cases}$$

Avec :

- I_n : intensité maximale supporté par les pôles de puissance,
- U_e : tension maximale d'isolement entre les pôles de puissance.

4.5.10.2. Fusibles DC

Dans une installation photovoltaïque, il est crucial de protéger les panneaux photovoltaïques contre les effets des courants inverses qui peuvent se produire si un seul panneau est déconnecté ou défectueux. Une surcharge peut entraîner la destruction totale des panneaux.

Pour assurer cette protection, nous allons opter pour un fusible dont le courant assigné vérifie la relation suivante :

$$1.45 \times I_{cc} \leq I_n \leq IRM \quad \text{III.17}$$

Avec :

- I_{cc} : courant de court-circuit du modèle photovoltaïque.
- I_n : courant assigné du fusible.
- $IRM \approx 2 \times I_{cc}$: courant inverse des modules (donné par le constructeur).

Donc :

$$1.45 \times I_{cc} \leq I_n \leq IRM \Leftrightarrow 1.45 \times 9.86 \leq I_n \leq 2 \times 9.86 \Leftrightarrow 14.3 \text{ A} \leq I_n \leq 19.72 \text{ A}$$

En effet, pour assurer la protection des panneaux photovoltaïques, l'utilisation de fusibles est recommandée. Opter pour des fusibles de 15A de chaque côté des chaînes permettra de garantir une sécurité adéquate. Ces fusibles veilleront à prévenir les surintensités et à protéger vos panneaux solaires.

5. Conclusion

Le but de notre conception était de créer un système de pompe photovoltaïque fonctionnant au soleil, basé sur une pompe submersible, qui prélève l'eau d'un puits et la pompe dans un réservoir. La construction sur un site isolé du village de M'CHEDALLAH a été conçue pour répliquer aux besoins journaliers en eau du projet agricole

Le dimensionnement nous permet d'identifier tous les besoins nécessaires en énergie hydraulique et électrique et ainsi de sélectionner les éléments du système de pompe solaire (pompes, panneaux solaires, onduleurs, câbles, etc.) pour répondre aux exigences citées dans le cahier des charges.



Chapitre IV

Analyse de fonctionnement de la station de pompage solaire



1. Introduction

La simulation de systèmes de pompes solaires implique la modélisation et l'analyse de divers composants pour garantir un fonctionnement efficace. Tout d'abord, un aperçu de l'énergie solaire photovoltaïque est fourni, suivi d'une explication détaillée des éléments clés du système. Le système comprend généralement des panneaux photovoltaïques, des convertisseurs DC/DC, des convertisseurs DC/AC, des moteurs synchrones à aimants permanents, des pompes centrifuges et des circuits hydrauliques. Un aspect clé est l'algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking), qui optimise l'extraction d'énergie du générateur photovoltaïque en ajustant le cycle de service du convertisseur DC/DC basé sur la méthode P&O. Les résultats de simulation montrent que l'obtention de la hauteur de pompage requise dépend du débit de la pompe dans des conditions normales.

2. Définition de logiciel POWERSIM (PSIM) [52]

PSIM (Power Simulation) est un logiciel de simulation dédié à l'électrotechnique et à l'électronique de puissance. Il se compose de deux programmes principaux :

- **PSIM**

Ce programme permet de dessiner le schéma électrique et d'effectuer les simulations pour calculer les différentes variables du circuit.

- **VUE SIM**

Ce module complémentaire est chargé de tracer les courbes et les graphiques résultant des simulations effectuées dans PSIM. PSIM fournit donc une solution complète pour la modélisation, la simulation et l'analyse des systèmes électriques et électroniques de puissance, intégrant des capacités de conception schématique et de visualisation des résultats de simulation. C'est un outil indispensable pour les ingénieurs et chercheurs dans ces domaines techniques.

L'objectif de cette démonstration est de découvrir comment utiliser le logiciel PSIM avec 4 exemples de difficulté croissante. De cette manière, les lecteurs pourront acquérir les connaissances de base suivantes :

Utilisez le logiciel et découvrez quelques-unes des possibilités exploitées dans le cadre S'occuper de l'électrotechnique ou de l'électronique de puissance (Voir la figure IV.1).

La simulation de circuit peut être divisée en 4 étapes :

- Dessiner des dessins d'assemblage ;
- Saisir les valeurs des composants d'assemblage et des paramètres de simulation ;
- Calculer ;
- Opération ;



Figure IV. 1: Logiciel PSIM

3. Simulation et modélisation d’une station de pompage solaire à l’aide de PSIM

3.1. Simulation et la modélisation du générateur photovoltaïque

Dans le chapitre précédent, nous avons choisi le panneau que nous utiliserons dans le système de pompage solaire. Dans ce chapitre, nous allons donc simuler ce panneau à l'aide du logiciel PSIM. La figure IV.2 ci-dessous montre le modèle du module PV à l'aide de PSIM.

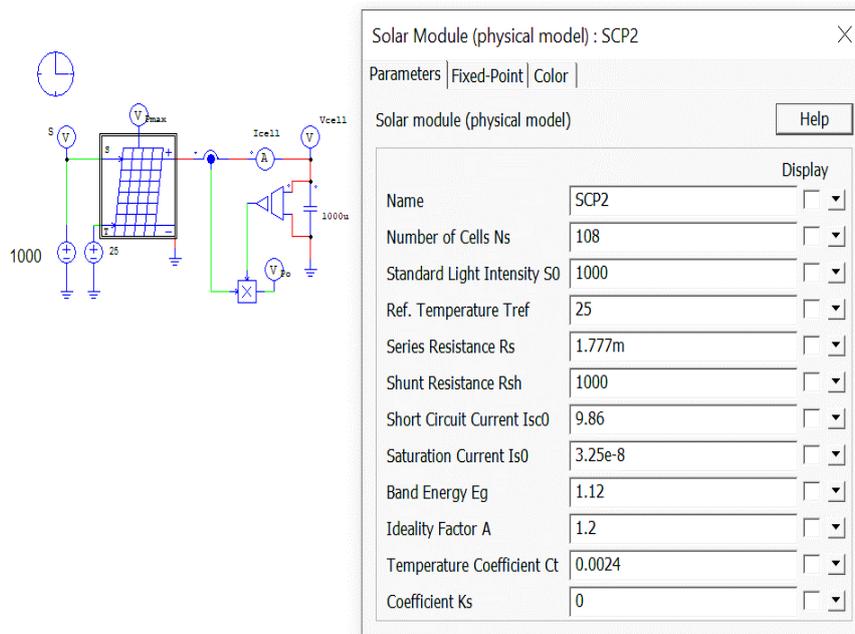


Figure IV. 2: Model du générateur photovoltaïque sous PSIM

3.1.1. Caractéristique courant-tension I(V)

Il s'agit d'une propriété fondamentale qui est la même qu'une jonction P-N avec une direction de blocage, mais le décalage le long de l'axe actuel est proportionnel à ces trois paramètres : l'éclairage, la température et le facteur d'idéalité de la jonction. Suivi sous éclairage fixe et température constante (25°C) (figure IV.3) [53].

3.1.2. Caractéristique puissance-tension P(V)

La puissance délivrée par un module photovoltaïque dépend du point de fonctionnement de ce dernier ; elle est le produit de l'intensité du courant et de la tension entre ses bornes. Le point (P_{max}) représente la puissance maximale délivrée par le module (figure IV.3) [53].

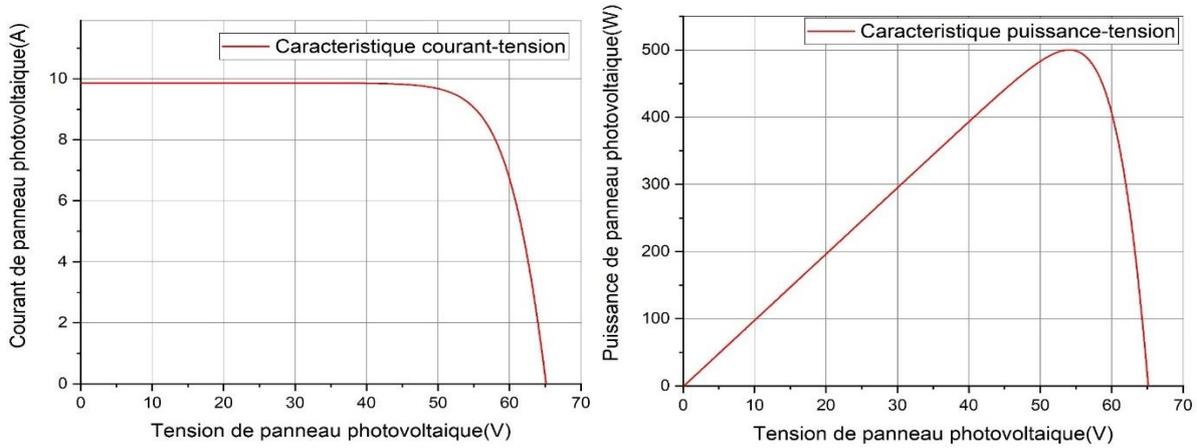


Figure IV. 3: Caractéristique I(V) et P(V) du module photovoltaïque utilisé $T=25^{\circ}C$ et Eclairement $1000W/m^2$ sous PSIM

3.1.3. Effet de la variation de la résistance série

La valeur de la résistance série est très petite et peut être ignorée dans certains cas [54]. Cependant, pour que le modèle soit applicable à n'importe quel module PV donné, il est possible de faire varier cette résistance et de prédire l'effet de sa modification sur la sortie du module PV. Comme le montre la figure IV.4, les changements de R_s affectent l'angle de la courbe I-V, provoquant un écart dans la pente du point de puissance maximale.

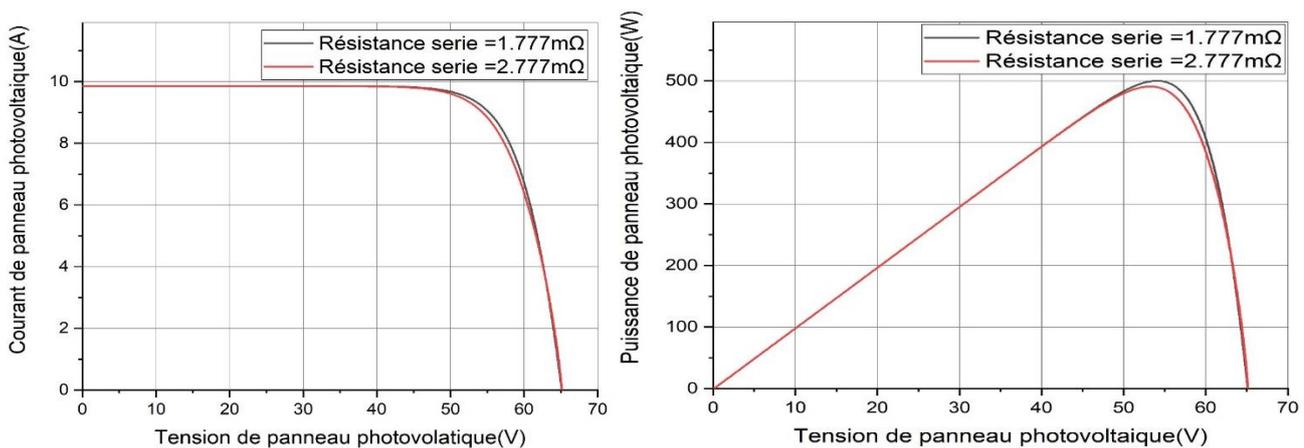


Figure IV. 4: Les courbes I-V et P-V pour différentes valeurs de R_s

Des simulations ont été effectuées pour deux valeurs R_s différentes, à savoir $1,777\ m\Omega$, $2,777\ m\Omega$. Nous avons montré que des valeurs plus élevées de R_s réduisent la puissance de sortie. Le facteur de remplissage diminue avec l'augmentation des R_s .

3.1.4. Effet de la variation de la résistance parallèle

La résistance shunt doit être suffisamment grande pour une meilleure puissance de sortie et un bon facteur de remplissage. En fait, pour une faible résistance de shunt, l'effondrement du courant est plus grave, ce qui signifie une perte de puissance élevée et un faible facteur de remplissage, comme le montre la Figure IV.5.

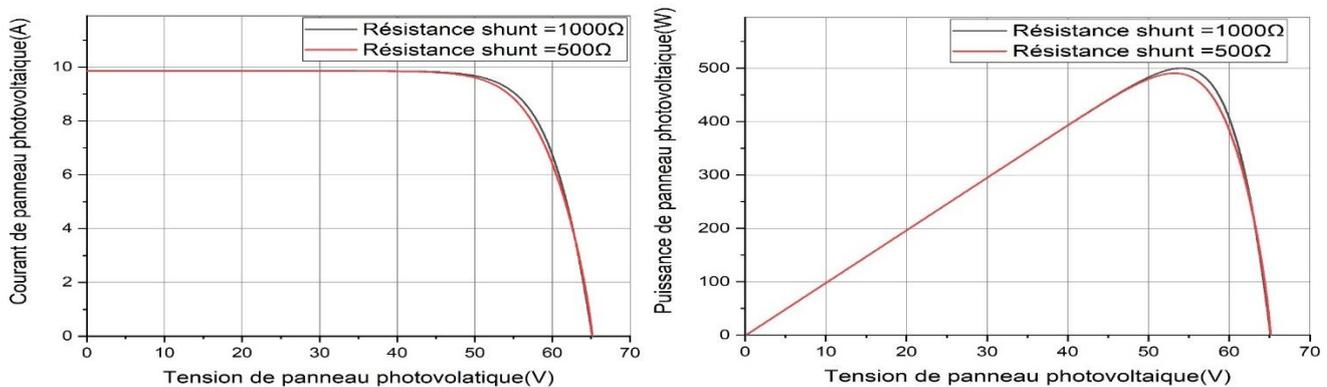


Figure IV. 5: Les courbes I-V et P-V pour différentes valeurs de Rsh

3.1.5. Effet de la variation du courant de saturation inverse

Le modèle permet de comprendre le comportement des modules photovoltaïques à différents courants de saturation inverse des diodes. La courbe de la figure IV.6 est tracée pour trois valeurs différentes de $I_0 = 30,25\text{nA}$, $100,25\text{nA}$. L'effet d'une augmentation de I_0 est clairement considéré comme une diminution de performances du panneau photovoltaïque.

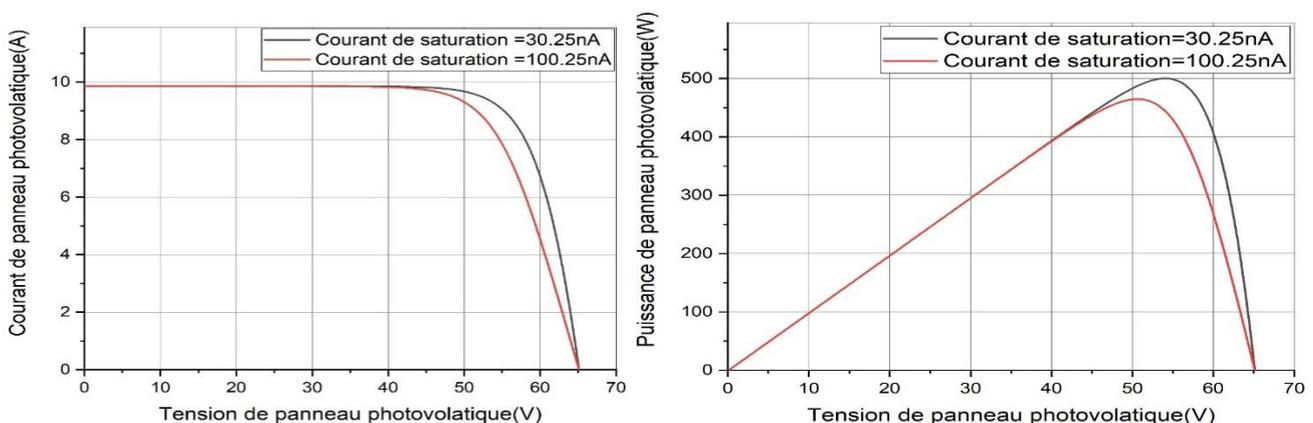


Figure IV. 6: Les courbes I-V et P-V pour différentes valeurs de courant de saturation

3.1.6. Influence du nombre des panneaux PV

Au chapitre III, nous avons reçu le nombre exact de panneaux photovoltaïques pouvant être utilisés dans notre projet (10 panneaux en série et 3 panneaux en parallèle). Dans ce chapitre, nous modéliserons ces panels sous PSIM, comme le montre la figure IV.7, en utilisant cette approche.

- Pour connecter des panneaux en série, on multiplie le nombre d'unités de panneaux par le nombre de panneaux en série.

- Pour connecter des panneaux en parallèle, nous divisons la valeur de résistance série des panneaux par le nombre de panneaux en parallèle et multiplions les valeurs de résistance parallèle, courant de court-circuit, courant de saturation et coefficient de température par le nombre de panneaux en parallèle.

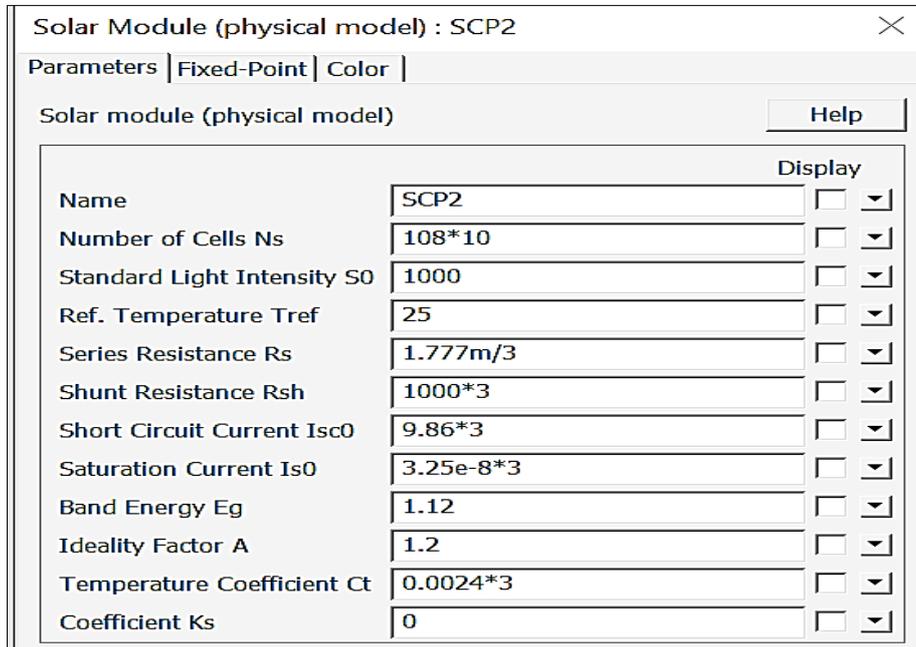


Figure IV. 7: Paramètres de panneau photovoltaïque

La figure IV.8 ci-dessous montre les caractéristiques I(V) et P(V) du générateur photovoltaïque (10 panneaux en séries et 3 panneaux en parallèles) utilisé T=25°C et Eclairément 1000W/m2 sous PSIM :

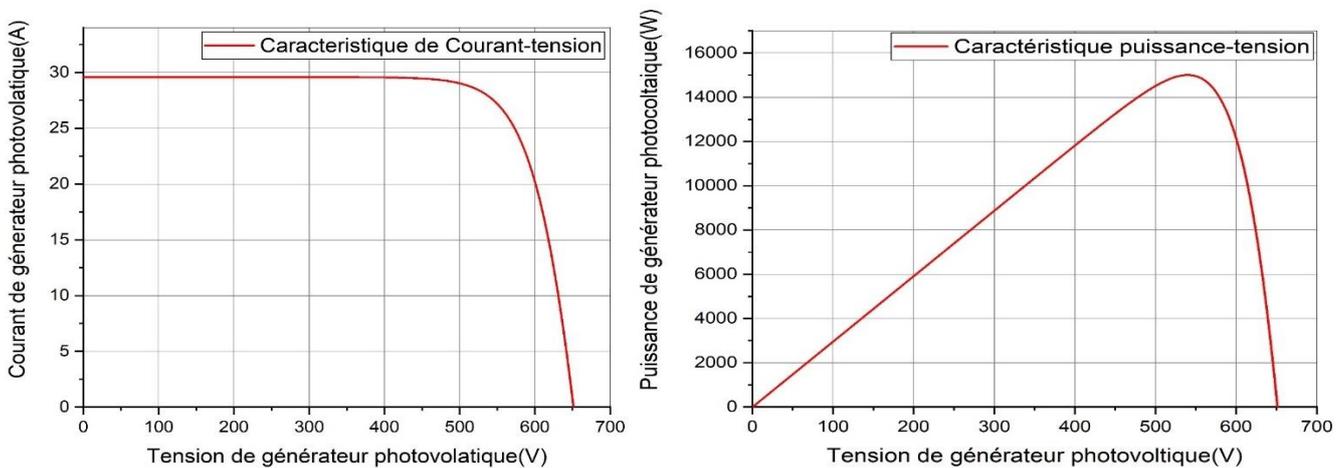


Figure IV. 8: Caractéristique I(V) et P(V) du générateur photovoltaïque (10 panneaux en séries et 3 panneaux en parallèles) utilisé T=25°C et Eclairément 1000W/m2 sous PSIM

NB : Chaque fois que nous avons augmenté le nombre de panneaux solaires augmente le courant, ainsi que la tension.

3.2. Commande du module photovoltaïque

L'objectif du contrôle est d'amener le système à une puissance optimale et de maintenir cet état malgré les changements de paramètres. De plus, il est nécessaire d'optimiser le convertisseur courant continu/courant continu (DC/DC) utilisé comme interface entre le générateur PV et la charge pour obtenir une puissance maximale afin que le générateur GPV Fonctionne au point de puissance maximale (MPP). Utilisation du contrôleur MPPT (Maximum Power Point Tracking), Figure IV.9. Différentes techniques de contrôle MPPT ont été développées. Dans cette perspective, nous étudierons un convertisseur abaisseur contrôlé par un MPPT de type perturbation et observation (P&O) [55].

Le circuit du système photovoltaïque mettant en œuvre l'algorithme de perturbation et d'observation et l'hacheur de type Buck est illustré à la Figure IV.9.

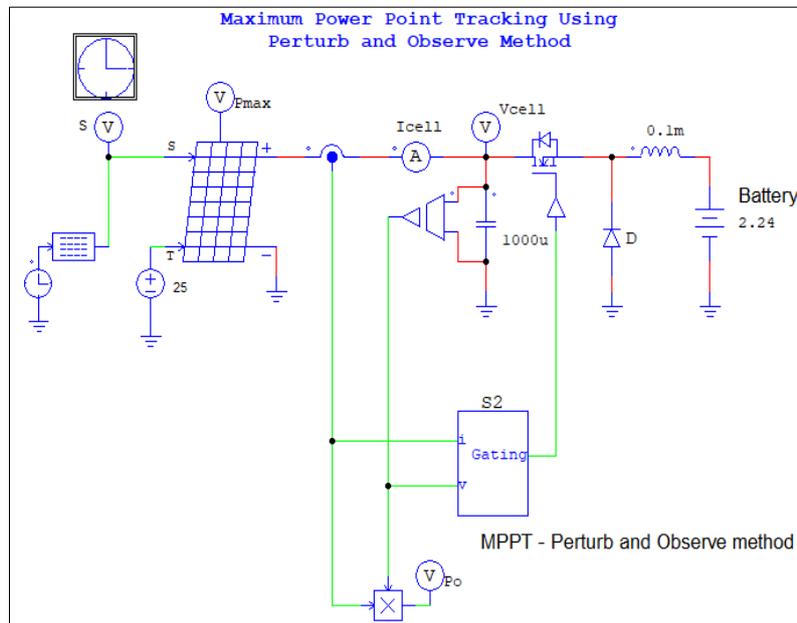


Figure IV. 9: Montage d'un générateur PV relié à la charge à travers un convertisseur DC/DC

Exemple :

On va exécuter un générateur PV relié avec un MPPT de type perturbe & and observe (P&O) avec un rayonnement solaire journalier réel dans la Commune M'CHEDALLAH

Tableau IV. 1: Rayonnement solaire réel dans la Commune M'CHEDALLAH

Heure	Rayonnement solaire W/m ²
6 :00	10 W/m ²
7 :00	170 W/m ²
8 :00	377 W/m ²
9 :00	574 W/m ²
10 :00	740 W/m ²
11 :00	863 W/m ²

12 :00	932 W/m ²
13 :00	942 W/m ²
14 :00	894 W/m ²
15 :00	790 W/m ²
16 :00	639 W/m ²
17 :00	451 W/m ²
18 :00	244 W/m ²

Dans la figure IV.10 ci-dessous on voit la courbe de rayonnement solaire journalier réel dans la Commune M'CHEDALLAH :

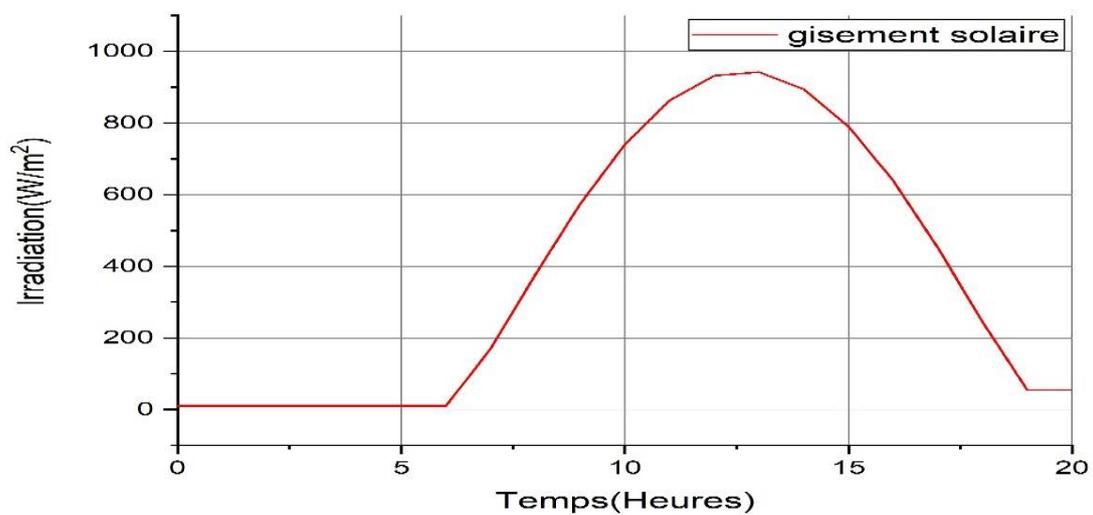


Figure IV. 10: La courbe de rayonnement solaire journalier réel dans la Commune M'CHEDALLAH

Le résultat de la simulation du système PV utilisant l'algorithme de perturbation et d'observation est présenté sur la figure IV.11

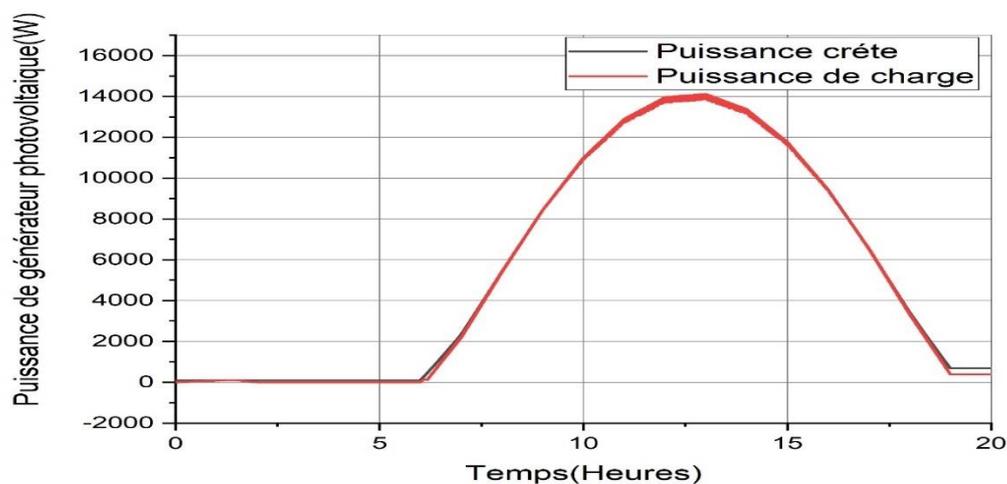


Figure IV. 11: Puissance du PV(P) et puissance de charge

Nous avons modifié la luminosité du système de 10 à 942 W/m², puis de 942 W/m² à 54 W/m² à t=13 heures et t=19 heures, respectivement. La figure IV.11 montre que le régulateur de charge solaire MPPT (Maximum Power Point Tracking) change tout au long de la journée en fonction des conditions d'ensoleillement. Ces dispositifs sont conçus pour maximiser l'extraction d'énergie des panneaux solaires en ajustant continuellement le MPPT. Pendant la journée, le MPPT suit la courbe 4 du panneau solaire pour s'assurer que la tension et le courant sont optimisés afin de maximiser l'énergie disponible à tout moment. Les régulateurs MPPT sont donc capables de s'adapter aux fluctuations de la luminosité et de la température pour garantir une efficacité énergétique maximale, ce qui se traduit par une puissance de sortie supérieure à celle des régulateurs de charge solaire.

3.3. Modélisation de l'onduleur triphasé

La connexion entre le bus à courant continu (CC) et le bus à courant alternatif (CA) est établie à l'aide d'un onduleur triphasé. Pour ce type de convertisseur, les stratégies de commutation couramment employées sont la modulation de largeur d'impulsions (MLI) ou la modulation du vecteur d'espace (MVS). La stratégie de commutation MVS présente plusieurs avantages par rapport à la modulation de largeur d'impulsions classique, notamment une meilleure utilisation du bus à courant continu, une réduction des harmoniques dans les courants et les tensions, et une diminution des pertes liées aux commutations.

Pour étudier et simuler l'onduleur triphasé, nous avons utilisé PSIM et le modèle de simulation est représenté dans la figure IV.12 ci-dessous.

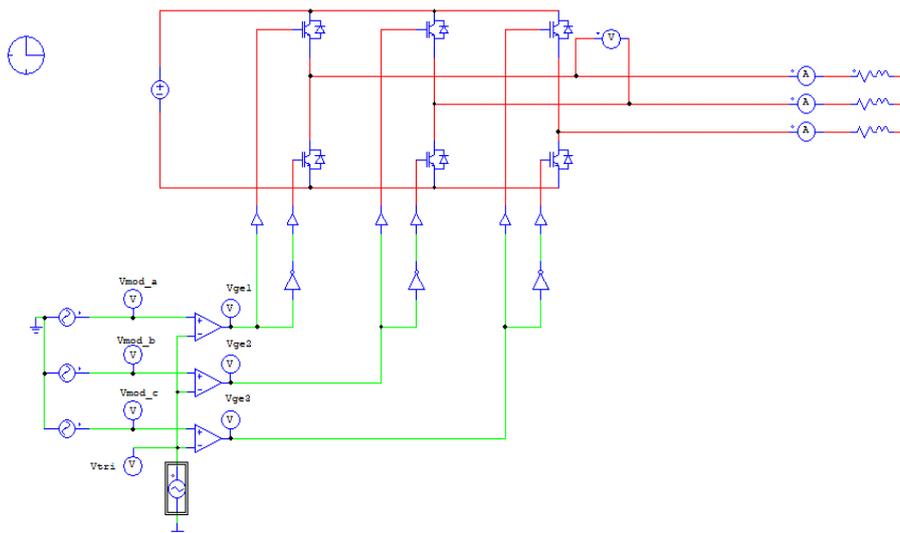


Figure IV. 12: Model de simulation de l'onduleur triphasé sous PSIM

Les résultats de simulation dans les figures (IV.13, IV.14, IV.15) sont obtenus lors de l'application d'une PWM sinusoïdale triangulaire sur un onduleur triphasé.

- La fréquence est égale à 50 Hz.
- La fréquence de commutation est égale à 10kHz.
- La tension continue est de 380 V.

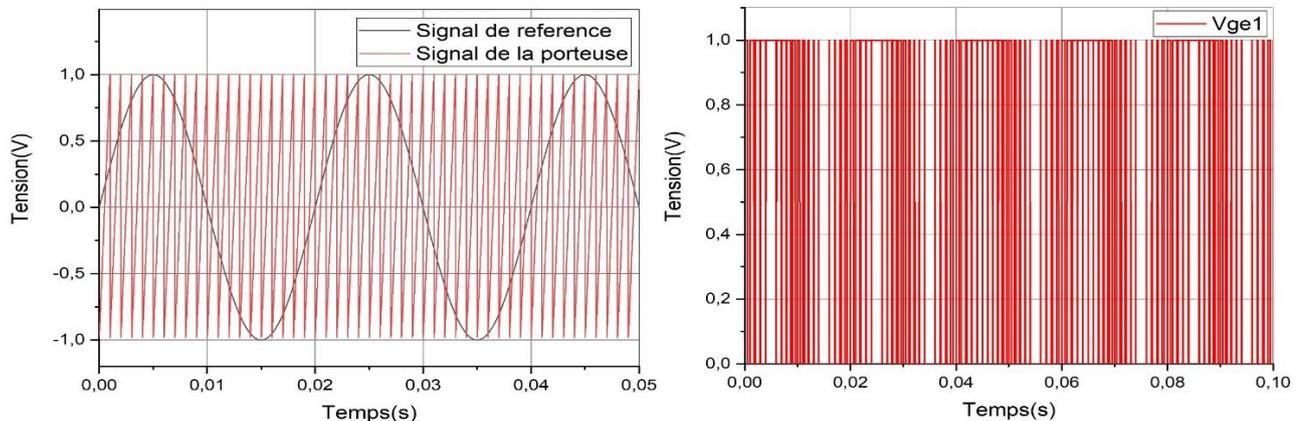


Figure IV. 13: Résultat de MLI sinus-triangle

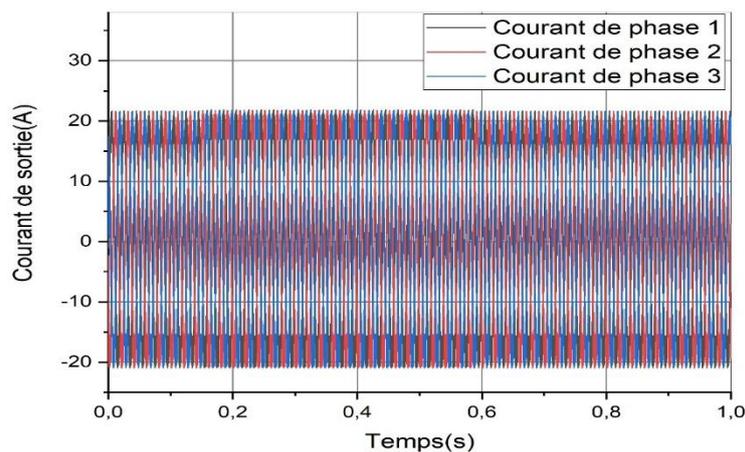


Figure IV. 14: Courant de sortie d'un onduleur triphasé

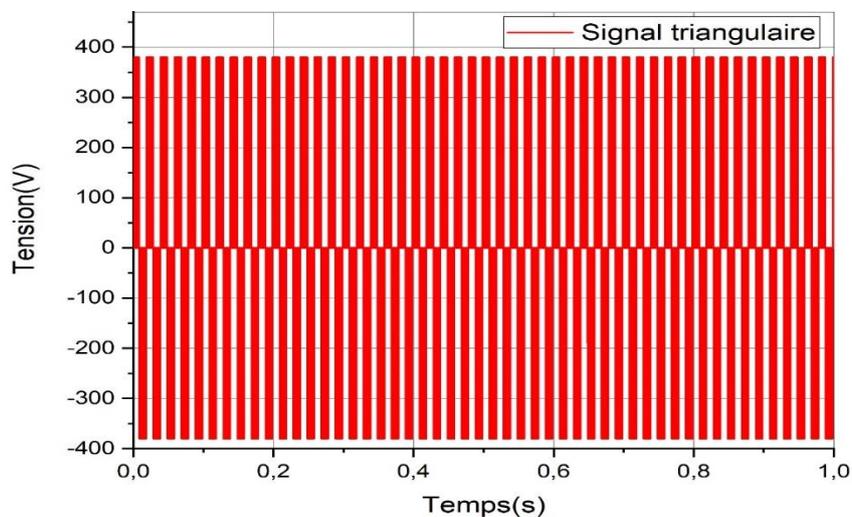


Figure IV. 15: Tension de sortie d'un onduleur triphasé

3.3.1. Interprétation

La technique de modulation de largeur d'impulsions (MLI) présente plusieurs avantages pour le contrôle des onduleurs :

Filtrage et qualité de la tension de sortie

- Elle repousse les harmoniques de rang inférieur à des fréquences élevées, facilitant ainsi leur filtrage au niveau de la charge (moteur).
- Elle permet de faire varier la valeur fondamentale de la tension désirée.
- Elle assure une bonne neutralisation de l'onde de sortie.
- Elle diminue significativement le taux de distorsion harmonique (THD) du courant.
- Elle permet d'obtenir un courant pratiquement sinusoïdal.

Contrôle de la tension et du courant

- Elle offre un bon contrôle de la phase du fondamental de la tension de sortie par rapport à une référence établie par la commande.
- Elle permet de maintenir constante la valeur efficace du fondamental de la tension (phase-neutre) lorsque la valeur efficace du courant varie.

Cependant, cette technique présente aussi des inconvénients :

Pertes et perturbations

- Le contenu harmonique généré par une onde MLI (harmoniques de rang bas) entraîne des pertes dans le réseau (pertes fer dans le transformateur, pertes Joule dans la ligne et le convertisseur) et dans la charge (pertes Joules, fer et par courants de Foucault).
- Les harmoniques génèrent dans les machines tournantes des oscillations du couple et des bruits acoustiques
- Elles injectent du bruit sur la commande et introduisent des non-linéarités qui peuvent déstabiliser le système.

Il est donc nécessaire de minimiser ces harmoniques. Des technologies plus efficaces sont donc nécessaires.

3.4. Modélisation de la pompe immergée

3.4.1. Modélisation du moteur asynchrone triphasé

L'actionneur utilisé pour entraîner la pompe centrifuge dans ce travail est un moteur asynchrone triphasé à cage d'écureuil. Ses caractéristiques sont :

- Il existe un enroulement de stator équilibré alimenté par une source externe.
- Le bobinage du rotor est constitué de tiges nues court-circuitées rassemblées par des anneaux (FigureIV.16).

Pour simuler et contrôler la machine, un ensemble d'hypothèses simplificatrices sont citées sur la base des équations dynamiques :

- On considère uniquement la première harmonique spatiale de la distribution de la force magnétomotrice,
- La résistance du bobinage ne change pas avec la température,
- Supposons que le circuit magnétique n'est pas saturé.
- Structure parfaitement symétrique,
- L'effet cutané est négligeable,
- L'épaisseur de l'entrefer est uniforme et l'effet d'entaille est négligeable.

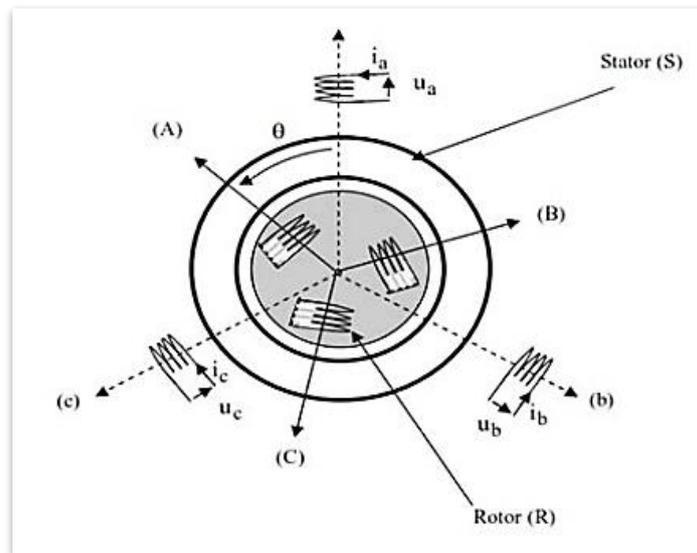


Figure IV. 16: Représentation schématique d'une machine asynchrone triphasée [56]

La figure IV.17 représente le model du moteur asynchrone sous PSIM

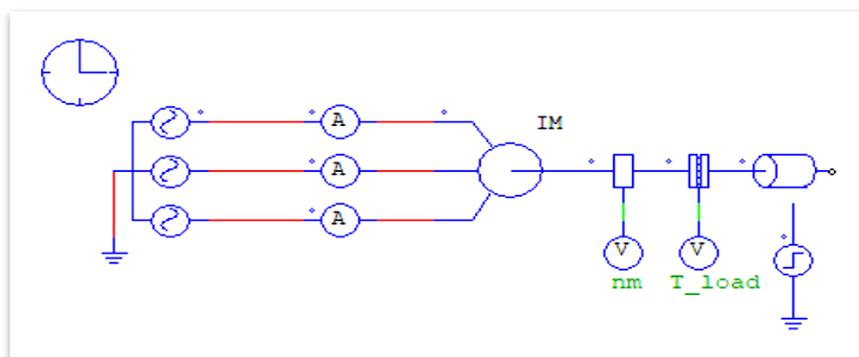


Figure IV. 17: Model du moteur asynchrone sous PSIM

➤ Les résultats de simulation des figures (IV.18, IV.19) :

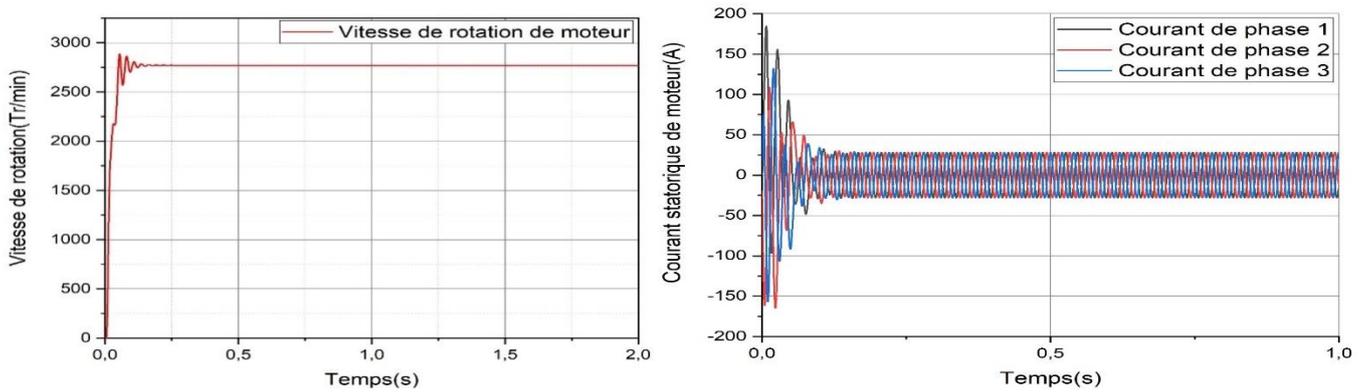


Figure IV. 18: Vitesse de rotation et courants statoriques

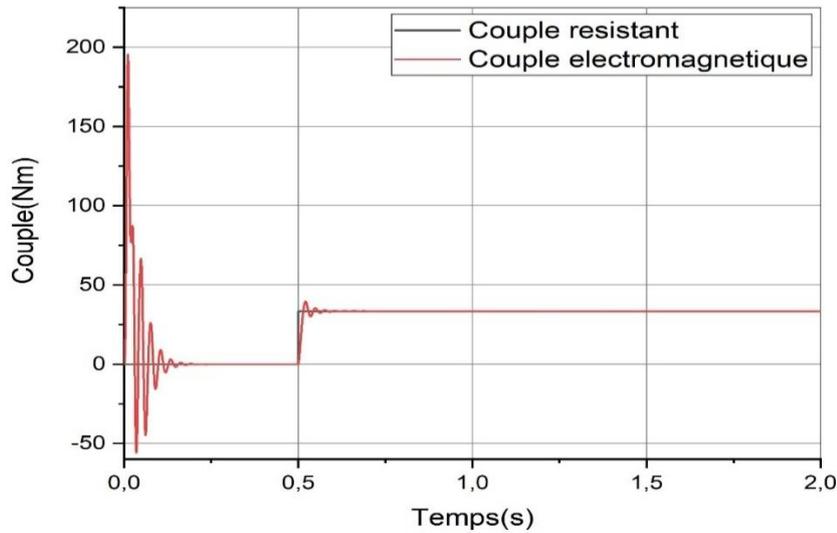


Figure IV. 19: Couple électromagnétique et le couple résistant

3.4.2. Modélisation de la pompe centrifuge

3.4.2.1. Caractéristique « Hauteur-Débit »

Les constructeurs fournissent des courbes $Q(H_{mt})$ maximum et minimum correspondant aux diamètres maximum et minimum possibles de la roue. Si la charge est une pompe à roue radiale mono-étagée, elle est caractérisée par un modèle de détermination de la charge hydraulique H_{tm} [mètres] imposée par la roue sur le fluide en fonction du débit Q [m³/s].

La hauteur H produite par la pompe en fonction du débit Q est dérivée de la caractéristique théorique H_g moins la perte de charge. Ces pertes de P_r sont dues au frottement des parois des canaux d'aspiration et de refoulement [57] :

$$H_{mt} = H_g + P_c \quad \text{IV. 1}$$

Avec :

$$P_c = C \times Q^2 \quad \text{IV. 2}$$

C : Perte de pression constante.

La modification de la caractéristique $H(Q)$ des autres vitesses de conduite s'effectue en utilisant la loi de similarité suivante [58] :

$$\frac{Q}{Qn} = \frac{\omega}{\omega n} \quad \text{IV.3}$$

$$\frac{H}{Hn} = \left(\frac{\omega}{\omega n}\right)^2 \quad \text{IV.4}$$

On obtient le modèle PELEIDER-PETERMAN, qui caractérise la courbe avec la vitesse ω comme paramètre et est identifié par l'expression suivante :

Les coefficients C_1 , $2 C_2$ et C_3 étant des fonctions des caractéristiques de la pompe (forme et dimensions des aubes et du diffuseur).

- ω : vitesse [rad/s],
- Hmt : hauteur manométrique totale.
- Q : débit.

3.4.2.2. Caractéristique « Couple-Vitesse »

Le couple moteur augmente très rapidement avec la vitesse. La hauteur de décharge est fonction du carré du régime moteur. Le moteur doit donc être très rapide pour assurer un bon débit (Figure. IV.20a).

3.4.2.3. Caractéristique « Débit – Vitesse »

Le débit est directement proportionnel au régime moteur. Cependant, une vitesse minimale est requise pour obtenir un écoulement à une Hmt donnée (Figure. IV.20b).

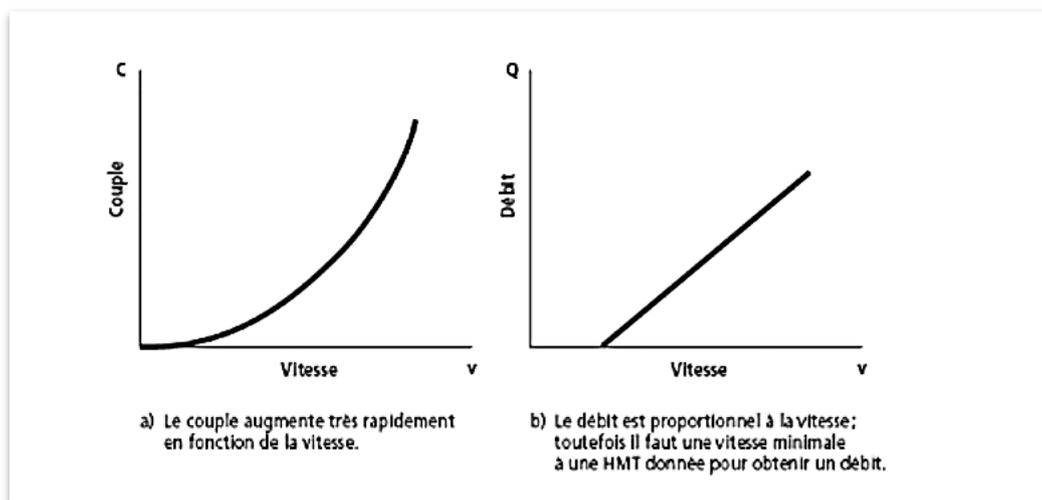


Figure IV. 20: Caractéristiques d'une pompe centrifuge a) et b) [59]

Le couple de démarrage étant limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (supérieure à la rotation), la pompe nécessite une vitesse minimale à un Hmt donné pour obtenir un débit de démarrage non nul. Par conséquent, la pompe centrifuge résiste à un couple résistant C_r , où C_s représente le couple statique, qui est très faible, et K_r est le coefficient proportionnel $[(Nm/rad.s - 1)^2]$ tel qu'introduit par BRAUNSTEIN et KORNFELD dans 1981[59].

$$C = Kr\omega^2 + Cs \quad \text{IV.5}$$

$$P_{mec} = Kr\omega^3 \quad \text{IV.6}$$

3.4.2.4. Modèle de la canalisation de refoulement

La caractéristique $H_{mt}(Q)$ de la canalisation suit une forme spécifique, comme décrite dans la référence [59] :

$$H_{mt} = H_g + P_c$$

Où

- **H_g** : est la hauteur géométrique qui est la différence entre le niveau libre du liquide et le point le plus haut de la canalisation,
- **P_c** : sont les pertes de charge de la canalisation, elles sont données par [60] :

$$P_c = \left(\frac{\lambda L}{D} + \xi\right) \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g}\right) = CQ^2 \quad \text{IV.7}$$

$$C = \left(\frac{\lambda L}{D} + \xi\right) \left(\frac{8}{\pi^2 D^4 g}\right) \quad \text{IV.8}$$

Avec :

- **λ** : coefficient des pertes de charge dans la canalisation, dépendant du régime d'écoulement et de la vitesse du fluide,
- **L** : longueur de la canalisation,
- **D** : diamètre de la canalisation,
- **ξ** : coefficient des pertes de charge locales ou singulières dans les coudes, les vannes, les débitmètres, les raccords..., de la canalisation.

3.5. Modélisation du système de pompage solaire au fil de soleil

La figure IV.21 présente le schéma synoptique du système au fil de soleil globale, le système de pompage solaire se compose des éléments suivants :

- Une source continue provenant du générateur photovoltaïque

- Un hacheur couplé au générateur photovoltaïque pour maximiser l'extraction de puissance
- Des convertisseurs CC-CA (Onduleur)
- Une pompe immergée triphasée en courant alternatif

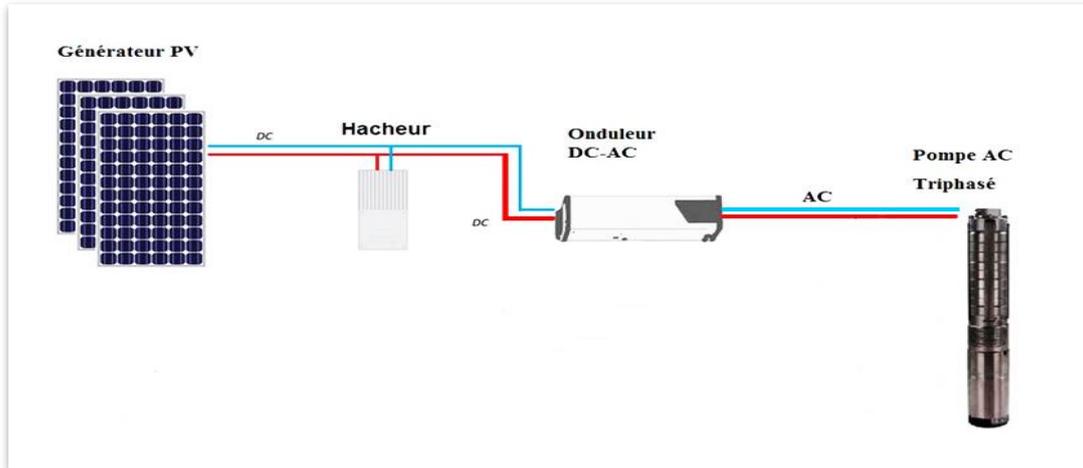


Figure IV. 21: Schéma synoptique du système au fil de soleil globale

3.5.1. Simulation du système au fil de soleil globale

Le modèle globe du système dans PSIM est présenté dans la figure IV.22, tandis que les résultats de simulation sont affichés dans les figures IV.23, IV.24 et IV.25.

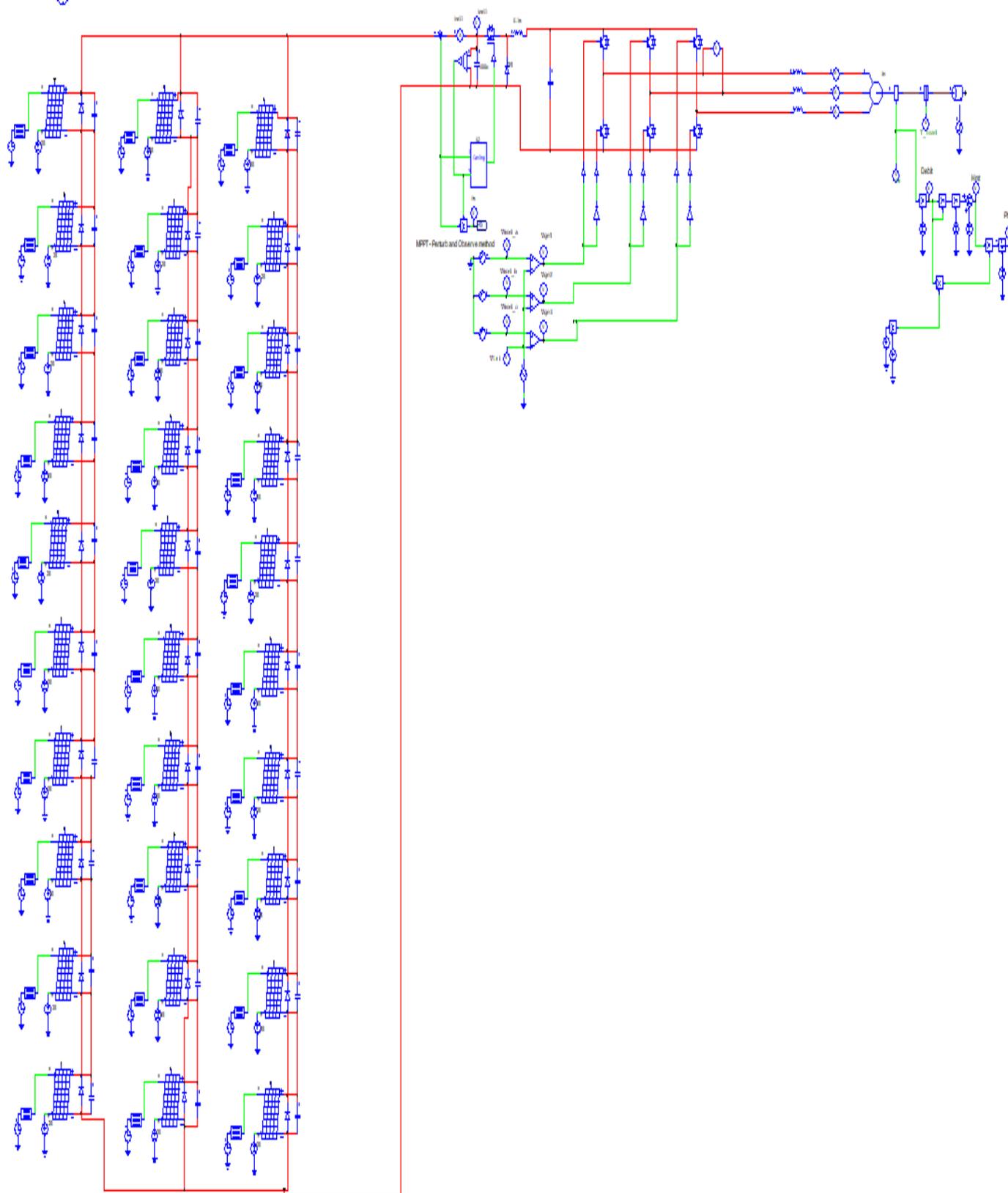


Figure IV. 22: Modèle global du système de pompage solaire sous PSIM

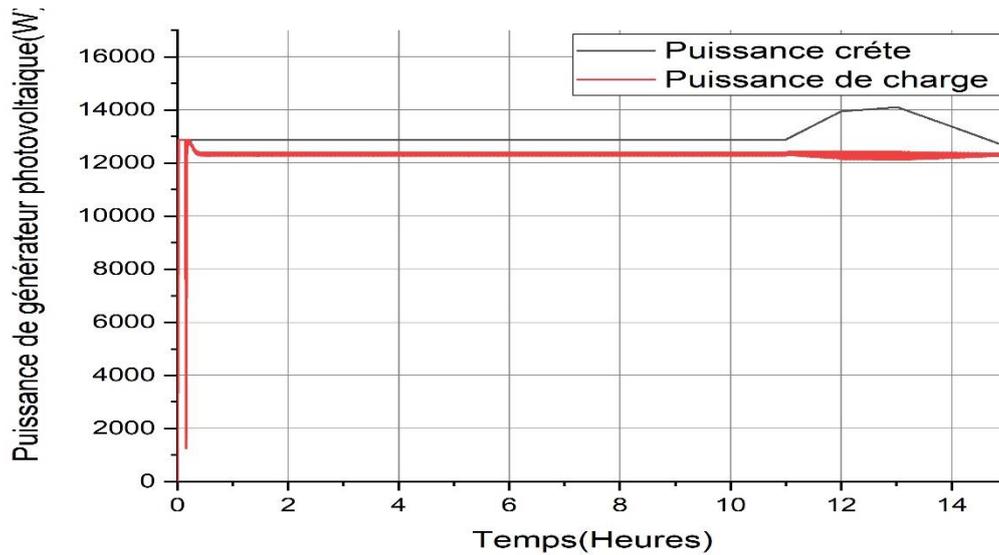


Figure IV. 23: Puissance du PV(P) et puissance de charge

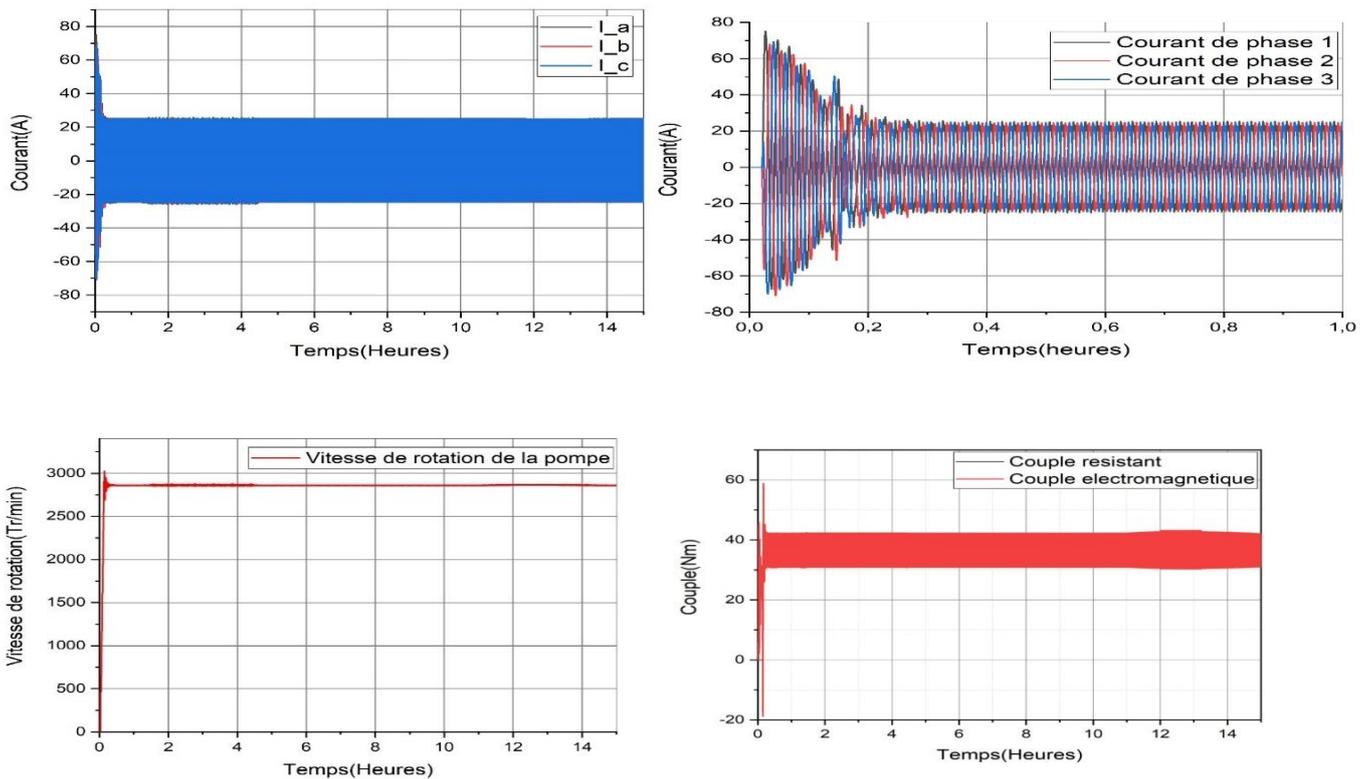


Figure IV. 24: Caractéristique dynamiques Moteur-pompe

Courants statoriques I_a , I_b , I_c , vitesse de rotation, couple résistant

NB : Notez que notre pompe se met en marche lorsque le rayonnement dépasse 800 W/m^2

Connaissant le couple et la vitesse de rotation de la pompe, il est possible de déterminer

Instantanément le débit et la HMT (Hauteur Manométrique Totale) de la pompe en utilisant les équations (IV.3) et (IV.4). Les résultats instantanés du débit et de la HMT sont présentés dans la figure IV.25.

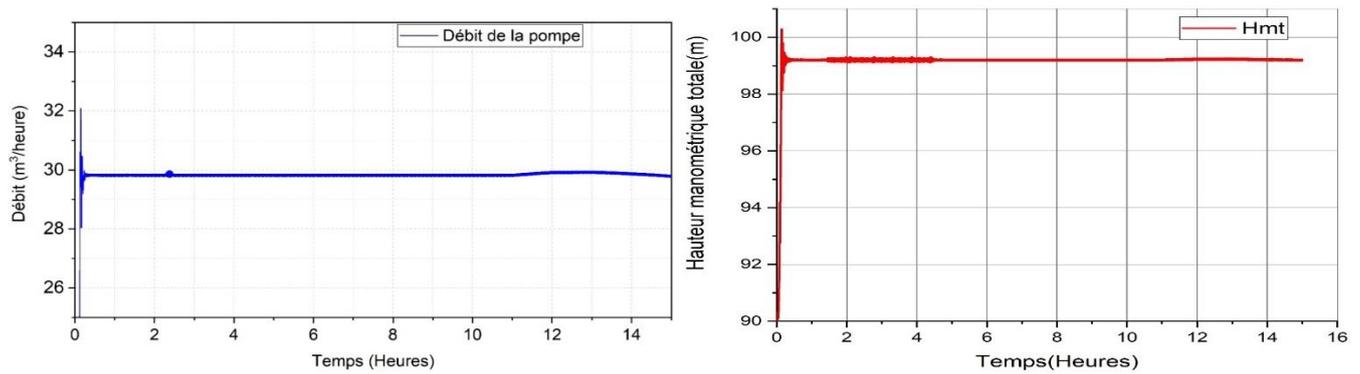


Figure IV. 25: Résultat de simulation d'une pompe sous PSIM (débit et Hmt)

4. Conclusion

Ce chapitre présente la modélisation et la simulation des systèmes solaires de pompage d'eau sous PSIM. Le modèle a été développé à l'aide de composants PSIM dédiés à la simulation de systèmes photovoltaïques, de pompes électriques et de contrôleurs MPPT. Les résultats de la simulation montrent que le système de pompage d'eau solaire peut répondre à la demande en eau requise avec une efficacité énergétique satisfaisante.

Conclusion générale

Au cours de cette recherche, nous avons analysé un système de pompage solaire et identifié les phases clés pour concevoir un système photovoltaïque autonome. Grâce à des tests pratiques, nous avons pu éclaircir l'usage concret de l'énergie solaire et son avantage dans les zones arides ou isolées pour approvisionner en eau ou en électricité d'autres besoins domestiques et industriels. Le dimensionnement du système a révélé les conclusions importantes suivantes :

- Un système photovoltaïque opérant en temps réel avec le soleil est adéquat pour répondre aux exigences quotidiennes de la population, d'autant plus que l'eau sert de moyen de stockage plutôt que l'électricité.
- Le débit d'eau, la puissance hydraulique, le volume total d'eau accumulé, et l'efficacité du système sont directement liés à l'énergie solaire captée par les panneaux solaires, atteignant ainsi leur apogée lors des pics de rayonnement solaire (aux alentours de midi solaire).
- La hauteur manométrique joue un rôle crucial dans le système de pompage.
- L'énergie irradiée par le soleil est considérable et surpasse de loin les puissances générées.

Pour conclure, cette étude représente une avancée initiale qui a contribué à notre compréhension des énergies renouvelables et de leur pertinence croissante à l'échelle mondiale. Elle nous a également aidés à approfondir notre connaissance des systèmes solaires et de leur mécanisme. "À partir des résultats obtenus, nous formulons les recommandations suivantes pour le dimensionnement d'une station de pompage solaire :

- Évaluation des besoins en eau : Il est essentiel d'analyser les besoins en eau afin de déterminer la quantité nécessaire pour l'irrigation des cultures ou la fourniture à la population. Cette évaluation permettra de choisir les pompes et les systèmes de panneaux solaires les plus adaptés pour des performances optimales.
- Calcul de l'énergie hydraulique requise : Une fois les besoins en eau évalués, il est crucial de calculer l'énergie hydraulique nécessaire pour répondre à ces besoins. Ce calcul aidera à déterminer la puissance requise pour le générateur photovoltaïque et la pompe.
- Évaluation de l'énergie solaire disponible : Il est primordial de connaître l'énergie solaire disponible dans la région afin de choisir les panneaux solaires photovoltaïques appropriés. Cela garantira le bon fonctionnement et la durabilité du système de pompage solaire.
- Sélection des panneaux solaires photovoltaïques et de la pompe : En tenant compte des besoins en eau et de l'énergie solaire disponible, il convient de choisir les panneaux solaires photovoltaïques et la pompe les mieux adaptés à la station de pompage solaire."

Le paramétrage d'une station de pompage solaire nécessite une évaluation complète de la consommation d'eau, l'estimation de la puissance hydraulique requise, le dimensionnement de l'énergie solaire disponible, le choix des panneaux solaires photovoltaïques et des pompes solaires, la prise en compte de la maintenance, les études économiques et le suivi des performances.



Bibliographie



Références bibliographiques

- [1] GERGAUD Olivier, « modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur » thèse de doctorat, l'école normal de CACHAN, 2002
- [2] P. Bessemoulin, J. Olivieri « Rayonnement solaire et sa composante ultraviolette » la Météorologie série 8 - N° 31, page 42-59, septembre 2000
- [3] La, Merad. L. Merad. T, Boussoukaia. B, Bouyoucefa « Automatisation d'une installation solaire à base d'un microprocesseur » Article, laboratoire de matériaux et des énergies renouvelables, Université Abou Baker Belkaid Tlemcen, 2010
- [4] BILBAO LEARRETA Alain ; « REALISATION DE COMMANDES MPPT NUMERIQUES », université de ravira et virgil.
- [5] CID PASTOR Angel ; « Conception Et Réalisation De Module Photovoltaïques Electroniques », l'institut national des sciences appliquées de toulouse, 2006.
- [6] <http://www.photovoltaique-energie.fr/l-effet-photovoltaïque.html>
- [7] Touafek, Khaled". Contribution à l'étude et à la conception d'un système énergétique utilisant des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques". Diss. Ecole nationale supérieure polytechnique, 2010.
- [8] SAIDI Hemza ,(2016), « Energies Renouvelables»
- [9] Climate consulting by selectra , Quels sont les différents types d'énergie solaire ?,[en ligne] ,[consulté le 02/02/2024],disponible sur <https://climate.selectra.com/fr/energie-verte/solaire>
- [10] Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, disponible sur <https://portail.cder.dz/spip.php?article1573>
- [11] <http://www.info-eolien.com/>
- [12] <http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Energie/energie-renouvelable.pdf>
- [13] Ouali, Salima". Contribution à l'étude de quelques réservoirs géothermiques en Algérie". Diss. 2015
- [14] Bulletin des Energies Renouvelables, Semestriel N° 5 Juin 2004. Disponible sur <http://www.cder.dz/evenements/Download/bulletin5.pdf>
- [15] Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat de L'Ecole Doctorale de L'ENSAM ED432, 2004.
- [16] A. RICAUD. Photopiles solaires - de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés. Edition ISBN, 1997.
- [17] A. C. Pastor,«Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques », Institut National de Science Appliquée de Toulouse Thèse de doctorat.
- [18] J. Royer, T. Djiako, E. Schiler et B. Sadasy, « Le pompage photovoltaïque » université d'Ottawa ,1998.
- [19] L. Debou, D. Maghribi « Commande d'un système hybride (photovoltaïqueéolienne) de production d'énergie », Mémoire de Master, Université de Bejaïa 2009.
- [20] <http://www.economiedenergie.fr/Schema-d-un-module-photovoltaïque-popup->. Consulté le 03.03.2024.
- [21] N. AIT KHELIFA « Modélisation d'un système de pompage photovoltaïque utilisant un moteur synchrone à commutation naturelle », Mémoire de Maste2, Université de Bejaïa, 2011.
- [22] <https://www.researchgate.net/>, consulté le 03.03.2024.
- [23] HELALI-Kamélia, Melle. " Modélisation d'une cellule photovoltaïque, étude comparative". Diss. Université Mouloud Maameri de Tizi Ouzou.
- [24] Djamil, Boukhers. "Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque. Application au pompage." (2016).
- [25] Abada, Sofiane". Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur sepic". Diss. Université Laval, 2011.
- [26] Hajar Bagheri, "Advances in electric power engineering", publisher: lulu (usa), 2015.
- [27] Dalia Al Maamoury, Muhamad Bin Mansor, Ali Assim Al Obaidi "active power control for a single-phase grid connected pv system", international journal of scientific & technology research vol 2, issue 3, 2013.
- [28] Bisker Asma, Chiri Meriem, « Commande d'un système photovoltaïque en mode isolé et en mode connecté au réseau », diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique, école nationale polytechnique, 10, av. Hassen badi, el-harrach, algérie, 2012.

Références bibliographiques

- [29] Akihiro Oi, “ design and simulation of photovoltaic water pumping system”, faculty of California polytechnic state university, 2005
- [30] S. ABOUDA, « Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques : Application aux systèmes de pompage » Thèse de doctorat, co-tutelle de l’Université de Reims Champagne-Ardenne et de l’Université de Sfax, Tunisie, Avril 2015
- [31] Anantapuram, “investigation on potential photovoltaic power modules for higher electrical output” ph.d in electrical engineering, kiranmayi r-jawaharlal nehru technological university, 2012.
- [32] Ahmad Zbeeb, “a new microcontroller-based mppt algorithm for photovoltaic applications” for the degree of master of applied science, Concordia university Montreal, quebec, Canada, 2009.
- [33] d. Lee, H. Noh, D. Hyun, And I. Choy, “an improved mppt converter using current compensation method for small scaled pv-applications,” IEEE applied power electronics conf. And exposition, vol. 1, pp. 540-545, 2003.
- [34] L. Castaner, S. Silvestre, “Modelling Photovoltaic Systems Using PSpice”, John Wiley & Sons, 2002.
- [35] D. W. Hart, “Power electronics”, McGraw-Hill, 2010.
- [36] A. Emadi, A. Khaligh, Z. Nie, Y. J. Lee, “Integrated power electronic converters and digital control”, CRC Press, 2009.
- [37] Gilbert M. Masters, “Renewable and Efficient Electric Power Systems”, John Wiley & Sons, 2004.
- [38] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy, “Le Pompage Photovoltaïque - Manuel de Cours à l’Intention des Ingénieurs et des Techniciens”, IEPF/Université d’Ottawa/EIER/CREPA. 1998.
- [39] B. de Chargerés, “Pompes volumétriques pour liquides”, Techniques de l’Ingénieur, Réf : B4320,1991.
- [40] James B. Rishel, “Water Pumps and Pumping Systems”, McGraw-Hill, 2002.
- [41] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/,
- [42] <https://www.infoclimat.fr/climatologie/annee/2022/bouira/valeurs/60417.html?fbclid=IwAR0wHRCJKZubFF9IntctZkCcuDWv4xpnH66zP JtZ7uuSAG7wlevE38 leo aem ATjTDUV1d3jBmzlwHzdZ0GQ3XJZea0xDJqj7o9uol7hSYk0ByeMS0z7gb0xwbnzgGoX7G98CY-V ni-WUrZ6Soh>,
- [43] Tazia Mohammed, Mansouri Othman. « Amélioration des performances d'un système de pompage photovoltaïque Par une commande robuste ». Mémoire de Master en électrotechnique, Université Ahmed Draia, Adrar, 2020, 116p.
- [44] Denis Zoungrana. « Cours d’approvisionnement en eau potable ». Département Infrastructures, Energie et Génie Sanitaire, Ecole Inter - Etats Ingénieurs de l’Equipement Rural, Burkina Faso, novembre 2003,143p.
- [45] J. Royer, T. Djako. « Le pompage photovoltaïque », Manuel de cours à l’intention des ingénieurs et des techniciens, Université d’Ottawa, 2002.
- [46] file:///C:/Users/user/Downloads/Grundfosliterature-SP-A-FR-L.pdf, Consulté le 25-03-2024
- [47] <https://product-selection.grundfos.com/fr/products/sp-sp-g/sp/sp-30-14>, Consulté le 25-03-2024
- [48] file:///C:/Users/user/Downloads/si23-solar-pump-inverter-manual-complete.pdf, Consulté le 25-03-2024
- [49] <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/40204>, Consulté le 27-03-2024
- [50] Ait Atmane Mohamed El Hadj, Farhi Kheireddine « Etude et dimensionnement des systèmes de pompage solaire ». Mémoire de Master en génie mécanique, mécanique appliquée, université Larbi Ben M’hidi, Oum El Bouaghi, 2011,128p.
- [51] Benaboud Abderrezak. « Dimensionnement d’un système de pompage solaire ». Mémoire de Master, hydraulique urbaine, Université Larbi Ben M’hid, Oum El Bouaghi, 2012,89p.
- [52] [9782729864965 extrait.pdf](#),
- [53] Zohra, KESSAÏSSIA Fatma". Caractérisation du module photovoltaïque de différentes technologies". Université Hassiba Ben Bouali de Chlef, 2013.
- [54] Nema, S., Nema, R. K., & Agnihotri, G. (2010). Matlab/simulink based study of photovoltaic cells/modules/array and their experimental verification. International journal of Energy and Environment, 1(3), 487-500
- [55] Salas, V., Olias, E., Barrado, A., & Lazaro, A. (2006). Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. Solar energy materials and solar cells, 90(11), 1555-1578.
- [56] GUETTAF, ABDERRAZAK. "Optimisation floue-génétique d'un système de pompage éolien". Université Mohamed Khider–Biskra, 2013.

Références bibliographiques

- [57] Benlarbi, Keltoum. "Optimisation floue, Neuronale et neuro-floue d'un système de pompage photovoltaïque entraîné par différentes machines électriques : Machines à induction, machines synchrones à aimants permanents et machine à courant continu". Université El Hadj Lakhdar de Batna, 2001.
- [58] Arezki, Adjati. " Étude des machines Asynchrones à double étoile en pompage". Université Abderrahmane Mira de Béjaia, 2012
- [59] Jimmy Royer, and Eric J. Schiller. "Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens". Québec : Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français, 1998.
- [60] Fraenkel, P. L. (1994) " les machines élévatoires", (No. 631.7 F3f v. 43). FAO.