

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE DES FRERES MENTOURI CONSTANTINE
FACULTE DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE



N° d'ordre:205/DS/2018

Série: 17/Elec/2018

THESE

PRESENTEE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME DE DOCTORAT EN
SCIENCES EN ELECTRONIQUE

Option : Composants Electroniques et systèmes

THEME

*Modélisation numérique de nouveaux systèmes à EnR,
Application au Pompage*

Présentée par :

Bouden Abdelmalek

Devant le jury:

Président : R. Chenni Prof. Université des Frères Mentouri Constantine1

Rapporteurs : A. Haouam M.C.A, Université des Frères Mentouri Constantine1

Examineurs: A. Hocini Prof, Université Mohamed Boudiaf M'sila

Kh. Lamamra MCA, Université Larbi Ben Mhidi, Oum El Bouaghi

08/11/2018

Remerciement

Je remercie ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

*Ce travail a été effectué au département d'électronique, faculté des sciences des sciences de la technologie, sous la direction de monsieur **abdeslam Haouam** Maître de conférence à l'Université de Constantine. Je lui exprime particulièrement toutes mes reconnaissances pour m'avoir fait bénéficier de ces compétences scientifiques, ses qualités humaines et sa constante disponibilité.*

*J'exprime mes sincères remerciements à J'exprime mes sincères remerciements à Monsieur **Rachid Chenni** Professeur à l'université des Frères Mentouri-Constantine département d'électrotechnique, qui me donne le privilège de l'avoir comme président de jury.*

*Je remercie sincèrement Monsieur **Hocini Abdeslem**, Professeur à l'université Mohamed Boudiaf M'sila, d'avoir accepté de faire partie du Jury.*

*Je remercie messieur **Lamamra Kheirdine** Maître de conférence à l'université de Université Larbi Ben Mhidi, Oum El Bouaghi d'avoir accepté de faire partie du Jury.*

*Je remercie sincèrement **Mm Mimia Marir Ben Abbas**, professeur retraitée à l'Université de Constantine, Parce qu'elle est l'encadrreur de mon thèse lors des premiers inscriptions.*

Merci à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui ont de près ou de loin contribué, chacune à sa manière, à l'achèvement de ce travail.

*Je voudrais remercier également tous les membres de grand et petit ma famille, mes chers parents, Ma femme et mes fils **Nada** et **Maya**, aussi mes frères et mes sœurs.*

SOMMAIRE

Liste des figures

Nomenclature

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

CHAPITRE I

MODELISATION DE SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

1.1. Introduction.....	3
1.2. Rayonnements solaire.....	3
1.3. Généralités sur les systèmes d'énergies PV.....	4
1.3.1. Historique et État Actuel	4
1.3.2. Energie solaire photovoltaïque (PV)	6
1.3.3. Définition du système solaire.....	6
1.3.4. Différents types d'un système solaire	6
1.3.5. Composants d'un système solaire photovoltaïque	6
1.3.6. Rappel sur les Propriétés des Semi-Conducteurs	7
1.3.7. Principe de fonctionnement	9
1.3.8. Technologies des cellules solaires	10
1.3.9. Les modules photovoltaïques.....	12
1.3.10. Les panneaux photovoltaïques.....	12
1.3.11. Classification d'un système solaire photovoltaïque.....	13
a) système photovoltaïque isolé ou autonome	13
b) système photovoltaïque non autonome ou raccordé au réseau	13
1.3.12. Utilisation des systèmes solaires.....	14
1.3.13. Avantages et Inconvénients de l'énergie Photovoltaïque	14
1.4. Modèle de cellule photovoltaïque.....	15
1.4.1. Modèle idéal d'une cellule photovoltaïque	15
1.4.2. Modèle à une diode (à une seule exponentielle)	16
1.4.3. Modèle à deux diodes (à deux exponentielles)	17
1.4.4. Modèle à deux diodes sans résistance shunt.....	18
1.5. Paramètre des cellules photovoltaïques.....	19
a) Courant de court-circuit, I_{CC}	19
b) Tension à circuit ouvert, V_{CO}	20
c) Puissance maximale	20
d) Facteur de qualité.....	21
e) Facteur de forme	21
f) Rendement d'une cellule solaire	21

1.6. Caractéristique I(V) et P(V) d'un module PV	21
1.7. Zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque	22
1.8. paramètres qui influent sur la caractéristique I(V).....	22
a) Influence de l'éclairement	22
b) Influence de la température	23
c) Influence de la résistance série	24
d) Influence de la résistance shunt	24
1.9. Association des modules solaires	25
a) Association série.....	25
b) Association Parallèle	26
c) Association mixte (Série + Parallèle).....	26
1.10. Rendement de générateur photovoltaïque	27
1.11. Conclusion.....	28

CHAPITRE II

MODELISATION DE SYSTEME HYBRIDE PVT

2.1. Introduction.....	29
2.2. Energie solaire photovoltaïque thermiques (PVT).....	29
2.3. Système hybride photovoltaïque thermique.....	30
2.4. Capteur photovoltaïque-thermique.....	30
2.5. Classification des capteurs hybrides PVT.....	31
2.5.1. Les capteurs solaires hybrides PVT a air.....	31
2.5.2. Les capteurs solaires hybrides PVT avec un liquide.....	31
2.6. Histoire de capteur hybride PVT.....	32
2.7. Limitations des capteurs hybrides PVT.....	36
2.8. Eléments de construction de capteur PVT étudié.....	36
2.9. Etude thermique du capteur hybride (PV/T).....	37
2.10. Bilan thermique des différentes couches du capteur PVT.....	39
2.11. Performance électrique et thermique du capteur hybride PVT.....	44
2.12. Résolution numérique du système.....	45
2.12. 1. Méthode de Range-Kutta	46
2.12. 2. Traitement informatique.....	47
2.12. 3. Organigramme.....	48
2.13. Résultat.....	49
2.13.1. Variation de l'éclairement globale.....	49
2.13.2. Variation de la température ambiante et du ciel.....	50
2.13.3. Variation des températures des différents éléments du capteur PVT.....	51

2.13.4. Rendement électrique et thermique.....	53
2.14. Caractéristiques I(V) de PV et PVT(théoriques et expérimentale).....	54
2.14. Avantages et inconvénients de capteur PVT.....	55
2.14.1. Les avantages.....	55
2.14.2. Les inconvénients.....	55
2.13. Conclusion.....	56

CHAPITRE III

MODELISATION DE SYSTEME DE POMPAGE HYBRIDE PVT

3.1. Introduction.....	57
3.2. Pompage par énergie solaire PVT	57
3.3 Etage d'adaptation entre un Générateur PV et une charge.....	58
3.3.1. Convertisseur DC/DC.....	58
a) Convertisseur dévolteur (Buck converter).....	59
b) Convertisseur survolteur (Boost converter).....	61
c) Convertisseur Buck-Boost.....	63
3.3.2. Convertisseur DC/AC (onduleur de tension).....	65
3.4. Les moteurs électriques destinés aux pompes.....	66
3.5. Modèle électrique de différents types des moteurs.....	67
3.5.1. Moteur DC/DC à aimant permanent sans balais.....	67
3.5.2. Moteur synchrone à aimant permanent (MSAP).....	70
3.6. Pompes et systèmes de pompage	71
3.6.1. Différentes types des pompes.....	72
3.6.1.1. Pompe volumétrique.....	72
3.6.1.2. Pompe centrifuge	73
3.6.2. Constitution d'une pompe centrifuge.....	73
3.6.3. Principe de fonctionnement	73
3.7. Modélisation de pompe centrifuge	74
3.7.1. Pertes de charges linéaires	74
3.7.2. Pertes de charges singulières (locales).....	75
3.7.3. La caractéristique Q (H) de la pompe	75
3.7.4. Caractéristiques de la pompe centrifuge.....	76
a) Caractéristiques débit- vitesse.....	76
b) Caractéristiques couple – vitesse.....	77
3.7.5. Calcul de puissance	77
3.7.6. Calcul du rendement.....	78
3.8. Conclusion.....	79

CHAPITRE IV

SIMULATION ET OPTIMISATION DE SYSTEME DE POMPAGE PVT

4.1. Introduction.....	80
4.2. Couplage direct.....	80
4. 2.1. Le rendement et la quantité d'eau du système en couplage direct.....	83
4.3. philosophie du MPPT.....	84
4.4. Recherche de point de puissance maximale	85
4.4.1. Méthode de perturbation et observation	85
4.4.2. Méthode de l'incrémentation de Conductance	87
4.4.3. Méthode d'un modèle de Capacité parasite (PC)	89
4.4.4. Algorithme tension constante (CV-MPPT)	90
4.4.5. Algorithme courant constante (CC-MPPT)	91
4.6. Puissance et Rendement total de système de pompe.....	91
4.7. Optimisation de puissance de système de pompe par réseau de neurone (RNA).....	92
4.8. Construction d'un réseau de neurones.....	94
4.8.1. Procédure de construction d'un réseau de neurones.....	94
4.8.2. Création un réseau de neurone par MATLAB R2017a.....	94
4.8.2.1. Collecte d'une base de données.....	94
4.8.2.2. Choix de la structure neuronale.....	94
4.8.2.3. Entraînement, Validation et Test le réseau de neurones.....	95
4.9. Résultats de simulation	100
4.9.1. Caractéristique I(V) et P(V) de système PV et PVT avec et sans MPPT par INC et RNA	100
4.9.2. Rapport cyclique de système PV et PVT après l'optimisation.....	102
4.9.3. Vitesse du moteur de système PV et PVT optimisé et non optimisé.....	103
4.9.4. Rendement de système PV et PVT optimisé et non optimisé.....	104
4.9.5. Quantité d'eau de système PV et PVT avant et après l'optimisation.....	105
4.10. Conclusion.....	106
Conclusion générale.....	107

Référence bibliographique

Résumé

Abstract

ملخص

Liste des figures

CHAPITRE I

Fig.1.1. différents composants de rayonnement.....	4
Fig.1.2. Jonction P-N.....	9
Fig.1.3. principe de fonctionnement d'une cellule solaire.....	10
Fig.1.4. Différence entre des cellules au silicium monocristallin et polycristallin.....	10
Fig.1.5. les modules photovoltaïques.....	12
Fig.1.6. Panneaux photovoltaïques.....	12
Fig. 1.7. Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque.....	15
Fig.1.8. La caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque.....	16
Fig.1.9. Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	16
Fig.1.10. schéma équivalent à deux diodes.....	18
Fig.1.11. schéma équivalent à deux diodes sans résistance shunt.....	18
Fig.1.12. schéma bloc d'une cellule PV.....	19
Fig.1.13. Caractéristique I(V) et P(V) d'un module solaire.....	21
Fig.1.14. Les différentes zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque.....	22
Fig.1.15. Influence de l'éclairement sur la caractéristique I (V) et P(V).....	23
Fig. 1.16. Influence de la température sur la caractéristique I (V) et P(V).....	23
Fig. 1.17. L'influence de la résistance série R_s sur la caractéristique I (V) et P(V).....	24
Fig. 1.18. L'influence de la résistance shunt R_{sh} sur la caractéristique I (V) et P(V).....	24
Fig. 1.19. Association de n modules solaires en série.....	25
Fig. 1.20. Caractéristique de nombre des modules en série.....	25
Fig. 1.21. Association de N_p modules solaires en parallèle.....	26
Fig. 1.22. Caractéristique de nombre des modules en parallèles.....	26
Fig. 1.23. Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires.....	27
Fig. 1.24. Caractéristique de nombre des modules en série et en parallèle.....	27

CHAPITRE II

Fig. 2.1. Section du prototype bi-fluide initial et localisation des phénomènes interdépendants	30
Fig.2.2. prototypes de capteur solaire PVT a air.....	31
Fig.2.3. prototypes de capteur solaire PVT avec un liquide.....	32
Fig.2.4 Différentes conceptions des capteurs hybrides PVT.....	33
Fig.2.5. Schéma du capteur PVT à air.....	34
Fig.2.6. Coupe transversale de capteur PVT en polymère carré (PPO).....	34
Fig.2.7. Eléments de construction de capteur PVT.....	36
Fig. 2.8. Coupe représentant les températures des différents nœuds.....	37
Fig. 2.9. Coupe du capteur au niveau de la plaque absorbante.....	40
Fig. 2.10. Schéma de bilan thermique d'un volume élémentaire de fluide dans un tube.....	43
Fig. 2.11. Organigramme simplifié pour la simulation des capteurs.....	48
Fig. 2.12. Variations temporelles du rayonnement global.....	49
Fig. 2.13. Variations temporelles de température ambiante et température du ciel.....	50
Fig. 2.14. Variations temporelles des températures des différents éléments du capteur PVT	51
Fig. 2.15. Variations temporelles du rayonnement G et des températures T_a , T_{PV} et T_{PVT}	52
Fig. 2.16. Variations de température T_{PVT} en fonction de T_{PV}	52
Fig. 2.17. Variations temporelles du rendement électrique.....	53
Fig. 2.18. Variations temporelles du rendement thermique.....	53
Fig. 2.19. Courbe I(V) pour un module PV et capteur PVT (théoriques).....	54
Fig. 2.20. Courbe I(V) et P(V) pour un module PV et capteur PVT (expérimentale)	54

CHAPITRE III

Fig.3.1. Système de pompage PVT.....	57
Fig.3.2. Convertisseur DC-DC.....	58
Fig.3.3. Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck	60
Fig.3.4. Convertisseur Buck durant l'état on	60

Fig.3.5. Convertisseur Buck durant l'état off	60
Fig.3.6. Formes d'ondes des tensions V_{PVT} et V_{ch} dans le cas du convertisseur Buck	60
Fig.3.7. Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Boost.....	61
Fig.3.8. Convertisseur Boost durant l'état on.....	62
Fig.3.9. Convertisseur Boost durant l'état off	62
Fig.3.10. Formes d'ondes des tensions V_{PVT} et V_{ch} dans le cas du convertisseur Boost	63
Fig.3.11. Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck-Boost	63
Fig.3.12. Convertisseur Buck-Boost durant l'état on	64
Fig.3.13. Convertisseur Buck-Boost durant l'état off.....	64
Fig.3.14. Représentation des composantes bidirectionnelles.....	65
Fig.3.15. Machine à courant continu à aimant permanent.....	67
Fig.3.16.1. Variation de courant du moteur.....	69
Fig.3.16.2. Variation de vitesse du moteur.....	69
Fig.3.16.3. Variation de couple électromagnétique.....	70
Fig.3.16.4. Variation de couple résistant.....	70
Fig.3.17. Modèle triphasé de la MSAP.....	70
Fig.3.18. Pompe centrifuge - construction de base.....	73
Fig.3.19. Courbe $H(Q)$ de la pompe centrifuge et la caractéristique de canalisation.....	76
Fig.3.20. Caractéristiques débit- vitesse d'une pompe centrifuge.....	76
Fig.3.21. Caractéristiques couple - vitesse d'une pompe centrifuge.....	77
Fig.3.22. Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge.....	78
Fig.3.23. Caractéristique de rendement de la pompe centrifuge.....	78

CHAPITRE IV

Fig.4.1. Couplage direct d'un système de pompage PVT.....	81
Fig.4.2. Caractéristiques $I(V)$ et $I_{ch}(V)$ en couplage direct	82
Fig.4.3. Caractéristiques $P(V)$ et $P_{ch}(V)$ en couplage direct.....	82

Fig.4.4. Rendement du système en couplage direct.....	83
Fig.4.5. Quantité d'eau du système en couplage direct.....	83
Fig.4.6. Schéma synoptique du couplage photovoltaïque avec MPPT.....	84
Fig. 4.7. Divergence de la méthode <i>P&O</i>	86
Fig.4.8. Organigramme de la méthode <i>P&O</i>	87
Fig.4.9. Caractéristique de la puissance.....	87
Fig.4.10. Organigramme de la méthode de l'incrémentation de Conductance.....	88
Fig.4.11. Algorithme de la méthode CV-MPPT.....	90
Fig.4.12. Structure globale de l'optimisation par réseau de neurone	93
Fig.4.13. Modèle du neurone choisi.....	95
Fig.4.14. Entraînement du réseau de neurones.....	96
Fig.4.15. Performance de formation.....	97
Fig.4.16. Approximation de fonctions.....	98
Fig.4.17. diagramme de réseau.....	99
Fig.4.18. Caractéristique $I(V)$ et de charge avec et sans MPPT par INC.....	100
Fig.4.19. Caractéristique $I(V)$ et de charge avec et sans MPPT par RNA.....	100
Fig.4.20. Courbe de charge et de puissance avec et sans MPPT par INC	101
Fig.4.21. Courbe de charge et de puissance avec et sans MPPT par RNA	101
Fig.4.22. Rapport cyclique en fonction de l'éclairement par INC	102
Fig.4.23. Rapport cyclique en fonction de l'éclairement par RNA.....	102
Fig.4.24. Vitesse de moteur avant et après l'optimisation par INC.....	103
Fig.4.25. Vitesse de moteur avant et après l'optimisation par RNA	103
Fig.4.26. Rendement de système optimisé et non optimisé par INC.....	104
Fig.4.27. Rendement de système optimisé et non optimisé par RNA.....	104
Fig.4.28. Quantité d'eau de système avant et après l'optimisation par INC.....	105
Fig.4.29. Quantité d'eau de système avant et après l'optimisation par RNA.....	105

Nomenclature

Symbole	Unité	Définition
I_{ph}	A	photo- courant.
I_d		courant traversant la diode
E_g	eV	Energie de la bande interdite
q	$1,6 \cdot 10^{-19}$ coul	charge de l'électron
k	J/k	la constante de boltzman.
I_s	A	courant de saturation.
I		Courant de la cellule
U_T	V	tension thermique.
V		tension à la borne de la cellule.
T	K	température absolue.
T_a		Température ambiante
T_{ref}		température ambiante de référence
$T_{a,ref}$		température ambiante de référence
T_c		Température de la cellule
NOCT		Température de fonctionnement normal de la cellule
R_s		Ω
R_{sh}	résistance shunt	
I_{CC}	A	Courant de court-circuit
V_{co}	V	Tension à circuit ouvert
A	-	Facteur de qualité
I_{op}	A	Courant optimale
V_{op}	V	Tension optimale
P_{op}	W	Puissance optimale
I_{max}	A	Courant de la puissance maximale
V_{max}	V	Tension de la puissance maximale
P_{max}	W	puissance maximale
ff	%	Facteur de forme
$P_{incident}$	W	puissance du rayonnement solaire incident
η_c	%	Rendement d'une cellule solaire
E	W/m^2	Eclairage
E_r		Eclairage de référence
N_s	-	Nombre des modules solaires en série
N_p	-	Nombre des modules solaires en parallèle.
m_i	kg	Masse du noeud i

C_i	m	La chaleur spécifique du noeud i
A_v	m ²	Surface du verre
α_{cel}	-	Coefficient d'absorption de la cellule solaire.
σ	W/m ² K ⁴	Constante de Stefan-Boltzmann
ε_v	-	Emissivité du verre
T_v	K	Température de la vitre du capteur
T_a	K	Température ambiante
h_{c-a}	W/m ² .K	Coefficient de transfert convectif
λ_v	W/m. K	conductivité thermique de la vitre
δ_v	m	l'épaisseur de la vitre
λ_{cel}	m	conductivité thermique de la cellule
δ_{cel}	m	l'épaisseur de la cellule
A_{iso-t}	m ²	surface de contact entre l'isolant est le tube
A_f	m ²	surface de contact entre le tube et le fluide caloporteur
λ_f	W/m. K	conductivité thermique du fluide
D_h	m	diamètre hydraulique
U_{p-a}	-	coefficient de perte thermique globale du capteur
F_R	-	facteur d'extraction de la chaleur
ε	-	transitivité de la couche supérieure du panneau;
α	-	facteur d'absorption de la couche supérieure du panneau
ρ	-	facteur de réflexion sur toute la géométrie du panneau
T_e, T_s	K	Température d'entrée et de sortie du fluide caloporteur
D	-	Rapport cyclique
MCC		
R_a	Ω	La résistance de l'induit
L_a	-	L'inductance de l'induit
k_e	-	Constantes de tension
V_a	V	Tension de moteur
I_a	A	courant d'armature de moteur
k_e	-	constantes de tension
k_t	N.m/A	couple de moteur
R_a	Ω	résistance de circuit d'armature de moteur
C_e	N.m	couple électromagnétique de moteur
C_r	N.m	couple résistant de moteur
ω	rad/sec	vitesse d'axe de moteur
L_a	h	Inductance de l'inducteur

MSAP		
V_d, V_q	V	Tension de moteur des axes d et q
I_d, i_q	A	Tension de moteur des axes d et q
Ld	h	Inductance d'axe d
Lq	h	Inductance d'axe q
Ce	N.m	couple électromagnétique
ω	rad/sec	vitesse d'axe de moteur
J_m	N.m	Inertie totale entraîné.
f	N.(m/rad).s ⁻¹	Coefficient de frottement.
Pompe centrifuge		
H	m	Hauteur totale du pompage.
Hs	m	Hauteur statique
Hd	m	somme de pertes linéaires et singulières
$\Delta H1$	-	Pertes de charges linéaires
$\Delta H2$	-	Pertes de charges singulières
λ	-	Coefficient de pertes de charges linéaires
D	m	Diamètre de la tuyauterie
L	m	Longueur de la tuyauterie
g	m/s ²	Accélération de la pesanteur
K_{fr}	-	Constante de la canalisation
a_0, a_1, a_2	-	constantes de la pompe
J_m	N.m	moment d'inertie du groupe
Cr	N.m	couple résistant de la pompe centrifuge
kr	(Nm/rad.s ⁻¹) ²	coefficients de proportionnalité
Cs	N.m	couple statique de la pompe centrifuge
ω	rad/sec	Vitesse de la pompe centrifuge.
k_h	-	constant de la canalisation
P_h	W	puissance hydraulique
P_m		Puissance mécanique du moteur.
g	m ² /s	Accélération de la pesanteur
ρ	kg /m ³	Masse volumique de l'eau
P_{ab}	W	puissance absorbée de la pompe centrifuge
η_g	%	Le rendement de générateur photovoltaïque.
η_h		rendement hydraulique de groupe motopompe

INTRODUCTION

GENERALE

INTRODUCTION GENERALE :

La consommation d'énergie mondiale et dans notre pays ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace s'est manifestée principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre.

Les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité propre et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles et parfois aléatoires.

L'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque comme source d'énergie pour le pompage d'eau est considérée comme l'une des solutions les plus prometteuses d'application de l'énergie solaire photovoltaïque.

Les systèmes photovoltaïques de pompage d'eau exigent seulement qu'il y ait suffisamment de soleil et une source de l'eau, le besoin d'une utilisation fiable et continue de cette énergie pour le pompage de l'eau devient une nécessité durant la dernière décennie et au futur. Le cout du système de pompage photovoltaïque (générateur photovoltaïque), le rendement du système qui dépend de l'ensoleillement (système à couplage direct surtout) et le caractère aléatoire de la charge font que le pompage photovoltaïque n'est pas le système le plus économique en Algérie.

Les modèles énergétiques prospectifs suscitent de plus en plus d'intérêt. Ils constituent une aide précieuse d'aide à la décision concernant les réglementations énergétiques. Il faut noter que ces modèles ne font pas de prédictions mais permettent notamment d'évaluer sur le long terme plusieurs scénarios possibles d'évolution du système énergétique, d'anticiper les évolutions et les impacts des prix de l'énergie à moyen et long terme et d'estimer les émissions de polluants.

Le problème de la puissance variable et non garantie produite par les sources d'énergies renouvelables peut être résolu par un couplage des sources d'approvisionnement et la formation d'un système dit hybride. Le système hybride à sources d'énergies renouvelables est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, parmi lesquelles une au moins est renouvelable.

Dans la recherche de solutions à la maîtrise de l'énergie applicable au pompage, il nous paraît intéressant de connaître les bénéfices d'une nouvelle technique de pompage basée sur l'insertion d'un capteur photovoltaïque thermique (PVT) pour réduire la température de système et ensuite augmenter le rendement.

Ce travail comporte quatre chapitres. Le premier chapitre est consacré à l'étude des notions essentielles sur les systèmes photovoltaïques, principe de conversion, ainsi le développement d'un modèle mathématique de système photovoltaïques, en fin les résultats de l'influence des paramètres internes et externes sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$.

Un état de l'art de système hybride PVT est présenté dans le deuxième chapitre, les différents types de collecteur photovoltaïque thermique, en fin connaître le bilan thermique des différentes couches du capteur.

Le troisième chapitre fera l'objet de l'adaptation d'un générateur PVT à une charge à l'aide des différents types de convertisseurs, en fin un groupe moto-pompe qui alimenté à partir de l'électricité générée par les panneaux PVT.

Dans le dernier chapitre, on va s'intéresser à l'optimisation du système de pompage de collecteur hybride PVT, On présente ensuite quelques algorithmes de «Tracking», nous allons présenter deux techniques, les techniques classiques comme la méthode de P&O, méthode de INC,....etc, et les méthodes d'intelligences artificielles comme le réseau de neurones. Les résultats de simulation obtenus du système PVT par deux méthodes (INC et RNA) seront ensuite présentés et discutés.

Chapitre I

Modélisation de système photovoltaïque

1.1. INTRODUCTION :

Les énergies renouvelables sont importantes pour les êtres humains depuis le début de la civilisation [1]. Elles présentent le plus grand taux de croissance parmi les sources d'énergie. Certains nombres de facteurs sont à l'origine de cette attention accrue sur les sources d'énergies renouvelables. Les inquiétudes sur la volatilité des prix du pétrole, la dépendance sur les sources d'énergie étrangères, et les conséquences environnementales par les émissions de gaz à effet de serre sont tous des facteurs contribuant à l'intérêt actuel pour les sources d'énergie renouvelables [2]. De plus, l'émergence de politiques gouvernementales a été essentielle dans la promotion des énergies renouvelables comme solution viable, composante du portefeuille d'énergie des différents pays [3]. Les sources d'énergies renouvelables continueront d'offrir plus de potentiel que la production actuelle basée sur les sources d'énergie fossile [4].

L'intérêt grandissant pour le développement de bâtiments à haute efficacité énergétique est fortement lié aux efforts récents concernant la réduction des émissions de gaz à effet de serre et aux réserves limitées en ressources énergétiques fossiles ou fissiles. Dans ce contexte, l'intégration à grande échelle de composants solaires tels que les modules photovoltaïques et les capteurs solaires thermiques dans l'enveloppe du bâtiment est l'une des directions privilégiées devant conduire à une production locale d'énergie. Néanmoins, la surface de toit avec une bonne orientation disponible pour l'installation de composants solaires est de façon générale limitée, ce qui à court ou moyen terme peut conduire à un conflit entre son utilisation pour la production de chaleur solaire ou bien d'électricité

1.2. RAYONNEMENTS SOLAIRES:

Le soleil fournit une quantité d'énergie énorme: environ 15×10^{17} kWh/an. Le besoin global de la terre (besoins électriques + énergie thermique + transport) est de 30×10^{13} kWh/ an, le soleil fournit donc annuellement 5000 fois les besoins énergétiques globaux de la terre. [5]

a) Rayonnement direct :

Le rayonnement direct est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il peut être mesuré par un pyrhéliomètre. [6]

b) Rayonnement diffus:

Le rayonnement diffus (D_h) est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions, Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil.

c) L'albédo:

L'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

d) Rayonnement global:

Le rayonnement global est le rayonnement émis par le soleil incident sur un plan donné, et c'est la somme du rayonnement direct et diffus, il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran.

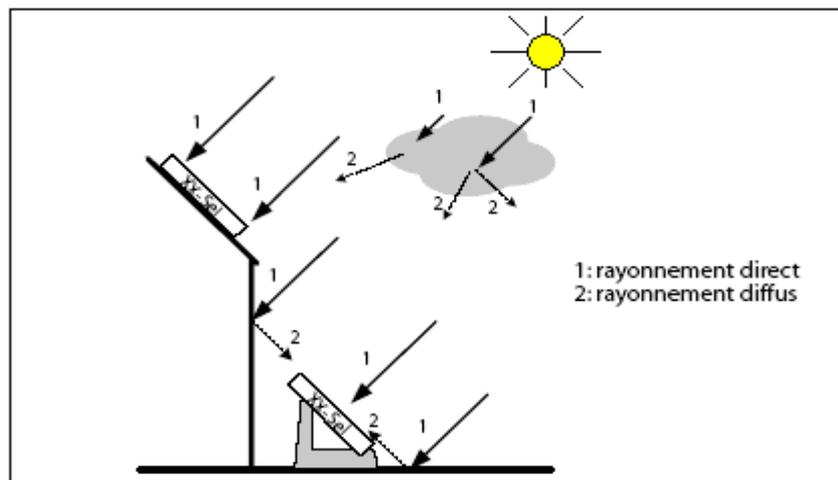


Fig.1.1. différents composants de rayonnement.

1.3. GENERALITES SUR LES SYSTEMES D'ENERGIES PV:**1.3.1. Historique et État Actuel :**

Les systèmes photovoltaïques sont utilisés depuis 40 ans. Les applications ont commencé avec le programme spatial pour la transmission radio des satellites. Elles se sont poursuivies avec les balises en mer et l'équipement de sites isolés dans tous les pays du monde, en utilisant les batteries pour stocker l'énergie électrique pendant les heures sans soleil.

1839: le physicien français Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque. [7]

1875: Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.

1954: trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.

1958: une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace [8].

1973: la première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.

1983: la première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.

La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux Etats-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés"[9]. C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs.

Mais en dépit de l'intérêt des scientifiques au cours des années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé.

Actuellement, on peut citer quelques-uns des nouveaux axes de recherches dans le domaine de l'énergie photovoltaïque tels que :

- L'utilisation des nanotubes de carbone pour un meilleur rendement.
- Le recours à de nouveaux nano-matériaux pour une meilleure absorption des rayons du soleil.
- La fabrication de cellules solaire flexibles.

1.3.2. Energie solaire photovoltaïque (PV) :

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux photovoltaïques. Elle résulte de la conversion directe dans un semi-conducteur d'un photon en électron.

L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie non polluante. Modulaires, ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture.

1.3.3. Définition du système solaire :

Le système solaire est un système constitué d'éléments aptes à transformer une partie de l'énergie solaire reçue, directement ou indirectement en énergie électrique.

1.3.4. Différents types d'un système solaire :

Il existe deux différents types de systèmes solaires :

a- système solaire à conversion directe :

Il s'agit de transformer l'énergie contenue dans la lumière du soleil en énergie électrique avec l'utilisation d'une seule technologie nommée PHOTOPILE (effet physique de certains matériaux « l'effet photovoltaïque »).

L'effet photovoltaïque, fut observé la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell Telephone, aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire ou de base d'un système photovoltaïque. Le mot "**photo**" vient du grec qui veut dire lumière et "**voltaïque**" vient du nom d'un physicien Italien Alessandro Volta qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité et d'après qui on a aussi nommé l'unité de tension électrique le "volt". L'électricité se produit sans bruit, sans parties mécaniques et sans que des produits toxiques soient libérés. [10]

b- système solaire à conversion indirecte :

Il s'agit de transformer l'énergie contenue dans la lumière du soleil en énergie électrique avec l'intermédiaire de deux technologies au minimum.

1.3.5. Composants d'un système solaire photovoltaïque :

Un système solaire photovoltaïque est généralement constitué de trois ou quatre éléments principaux:

•Le générateur photovoltaïque, qui représente l'outil de conversion de l'énergie contenue dans la lumière du soleil en énergie électrique en courant continu. Il est composé d'un ensemble de panneaux. Le panneau est constitué de plusieurs modules (structurés en série ou en parallèle ou hybride). Le module contient des rangés de cellules (structurées en série ou en parallèle ou hybride) et généralement des cellules à base de **silicium**.

•Le stockeur d'énergie (batterie ou accumulateur), qui a le rôle de stocker l'énergie émise par le générateur photovoltaïque et permet par la suite :

-Un déphasage entre la production et la consommation (jour/nuit, mauvais temps).

-Une puissance élevée, sur un temps court, compatible avec la production journalière, avec une puissance crête installée faible. Il faut noter que le stockeur d'énergie n'est pas toujours parmi les composants d'un système solaires photovoltaïque, car il peut être indisponible et cela selon les besoins.

•Le système de contrôle (régulateur), qui assure la sécurité et le bon fonctionnement de la batterie (en cas d'un système avec batterie), plus le fonctionnement optimal de tout le système photovoltaïque. Il est composé généralement d'un hacheur (dévolteur, survolteur ou les deux au même temps) et des jeux de contact.

Les hacheurs ou les convertisseurs continu-continu ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. Les convertisseurs statiques sont constitués de composants actifs et passifs sophistiqués et performants qui admettent cependant un certain nombre de limitations qui ne sont pas sans conséquence sur la synthèse des boucles de commande.

Ainsi, les pertes par commutation limitent la fréquence de commutation, la durée de vie des porteurs impose indirectement des butées de rapport cyclique.

1.3.6. Rappel sur les Propriétés des Semi-conducteurs

Les semi-conducteurs sont des matériaux présentant une conductivité électrique intermédiaire entre les métaux et les isolants.

Les semi-conducteurs sont primordiaux en électronique, car ils offrent la possibilité de contrôler, par divers moyens, aussi bien la quantité de courant électrique susceptible qui traverser a la direction que peut prendre ce courant [11].

Dans un semi-conducteur, un courant électrique est favorisé par deux types de porteurs : les électrons et les trous.

- La propagation par l'intermédiaire d'électrons est similaire à celle d'un conducteur classique : des atomes fortement ionisés passent leurs électrons en excès le long du conducteur d'un atome à un autre, depuis une zone ionisée négativement à une autre moins négativement ionisée.

- La propagation par l'intermédiaire de trous est différente : ici, les charges électriques voyagent d'une zone ionisée positivement à une autre ionisée moins positivement par le mouvement d'un trou créé par l'absence d'un électron dans une structure électrique quasi pleine.

Le silicium pur est un semi-conducteur intrinsèque. Les propriétés d'un semi-conducteur peuvent être contrôlées en le dopant avec des impuretés. Un semi-conducteur présentant plus d'électrons que de trous est alors dit de type N, tandis qu'un semi-conducteur présentant plus de trous que d'électrons est dit de type P.

1. Dopage du silicium

Les atomes de Si ont quatre électrons de valence, chacun étant lié à un atome Si voisin par une liaison covalente.

a. Dopage de type N :

Si un atome ayant cinq électrons de valence (le phosphore (P), l'arsenic (As) ou l'antimoine (Sb)) est incorporé dans le réseau cristallin, alors cet atome présentera quatre liaisons covalentes et un électron libre. Cet électron faiblement lié à l'atome peut être facilement excité vers la bande de conduction. Dans ce genre de matériau, le nombre d'électrons dépasse le nombre de trous.

b. Dopage de type P :

Si un atome trivalent (bore (Br)) est substitué à un atome de silicium dans le réseau cristallin, alors il manquera un électron pour l'une des quatre liaisons covalentes des atomes de silicium adjacents et l'atome trivalent peut accepter un électron pour compléter cette quatrième liaison, formant ainsi un trou. Quand le dopage est suffisant, le nombre de trous dépasse le nombre d'électrons.

2. Jonction P-N

La jonction P-N est à la base de la plupart des applications des semi-conducteurs. Elle est créée par la mise en contact d'un semi-conducteur de type P et d'un semi-conducteur de type N (théoriquement). Dans la zone de contact, les électrons libres du segment N pénètrent dans le segment P et se recombinent avec les trous. De même, les trous du segment P pénètrent dans le segment N et se recombinent avec les électrons. Ce phénomène est appelé diffusion. Il en résulte, au niveau de la transition des segments,

l'apparition d'une zone exempte de charges mobiles appelée Zone de transition (aussi nommée Zone de Charge d'Espace ou Zone d'épuisement), où seuls demeurent les atomes d'impuretés fixes (ions accepteurs dans le segment P, ions donneurs dans le segment N) et les atomes de semi-conducteur neutres. Les charges constituées par les ions fixes sont à l'origine d'un champ électrique E dans la zone de transition, et par la même d'une différence de potentiel V_0 (appelée barrière de potentiel) aux bornes de cette zone. Cette zone possède une grande impédance. Le champ électrique E tend à maintenir les porteurs majoritaires dans leurs régions respectives et s'oppose ainsi à la cause qui lui donne naissance, ce qui conduit à un état d'équilibre. [12].

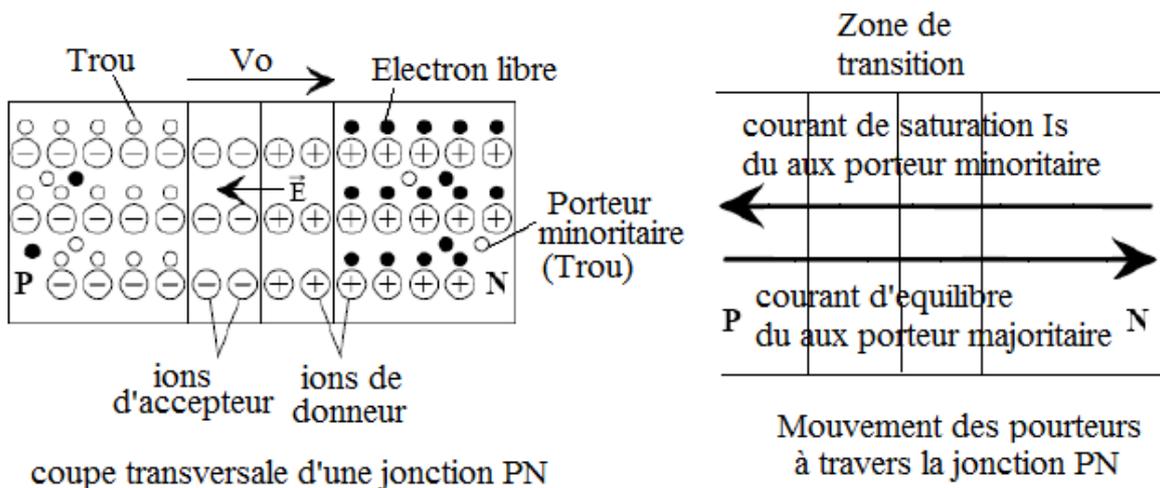


Fig.1.2. Jonction P-N

Cependant, le champ électrique E n'interdit pas le passage des porteurs minoritaires présents dans les segments de type P et N (courant de "saturation" I_s). Ce mouvement est toutefois équilibré par les porteurs majoritaires qui possèdent l'énergie nécessaire au franchissement de la barrière de potentiel.

1.3.7. Principe de fonctionnement :

La cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel.

Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. [13, 14]

La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{CO}).

Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (I_{CC}) et dépend fortement du niveau d'éclairement.

La figure (1.3) représente le principe de fonctionnement. [15,16]

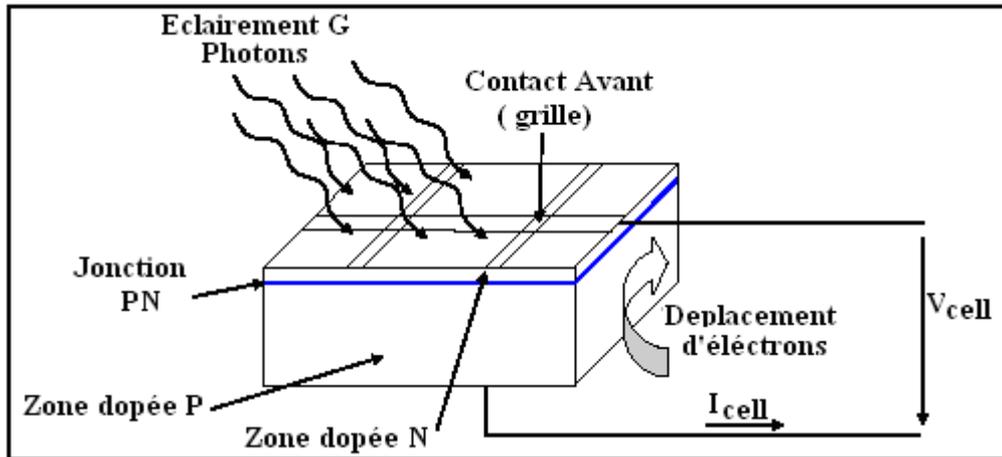


Fig.1.3. principe de fonctionnement d'une cellule solaire

1.3.8. Technologies des cellules solaires :

L'énergie photovoltaïque fait appel généralement à des technologies suivantes:[17,18]

- la première technologie photovoltaïque recourt aux cellules de silicium monocristallin ou poly cristallin ont la meilleure efficacité, qui varie généralement de 14 à 16 % pour le monocristallin. Leur durée de vie est habituellement de plus de 25 à 30 ans et de 12 à 14 % pour le poly cristallin.

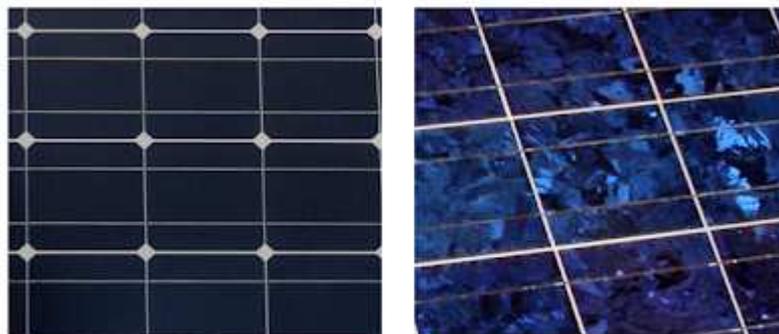


Fig.1.4. Différence entre des cellules au silicium monocristallin (gauche) et polycristallin (droite)

- La deuxième technologie fait appel aux cellules de silicium amorphe est la deuxième technologie utilisée. L'efficacité est moindre, variant de 6 à 10 %. Leur durée de vie est généralement inférieure à 20 ans.

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

Nous allons récapituler les différents types de technologie dans le tableau suivant (d'après Total énergie1 revue du 9 Juillet 2006)

Type de cellules	Rendements des cellules (%)			Domaines d'applications
	Théorique	En labo	disponible	
Silicium monocristallin	27	24,7	14-16	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, appareils de faibles puissances, espace (satellites)
Silicium poly cristallin	27	19,8	12-14	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, générateurs de toutes tailles (reliés réseau ou sites isolés)
Silicium amorphe	25	13	6-10	Appareils de faible puissance, production d'énergie embarquée (calculatrice, montre, de grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)
Arséniure de gallium GaAs	29	27,5	18-20	Système de concentrateur, espace (satellites)
CIS	27,5	18,2	10-12	Appareils de faibles puissances, modules des grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)
Tellure de gadmuim CdTe	28,5	16	9-11	Modules de grandes dimensions (intégrations dans le bâtiment)

Tableau 1.1.- Rendement énergétique des différents types de cellules photovoltaïques

1.3.9. Les modules photovoltaïques:

Les modules photovoltaïques sont des convertisseurs d'énergie lumineuse en électricité, donc par définition le module photovoltaïque est un groupement de 36 cellules connecté entre elles en série pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière.

Ce module est protégé en face avant par une plaque de verre et en face arrière par un autre matériau (verre ou résine) et installé sur un cadre en aluminium anodisé. [19]

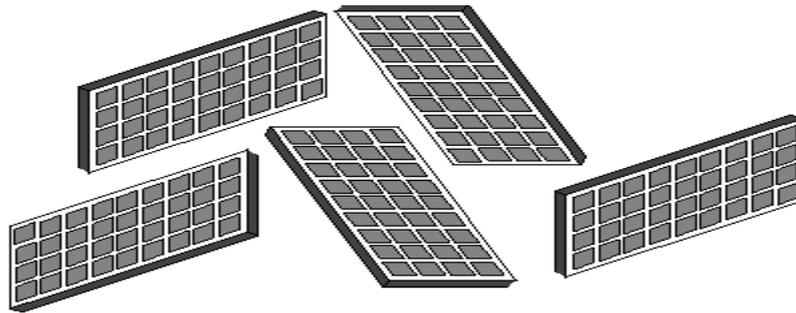


Fig.1.5. les modules photovoltaïques

1.3.10. Les panneaux photovoltaïques:

Un panneau photovoltaïque se compose d'un certain nombre de modules qui sont constitués par l'association de cellules en série. La mise en série et en parallèle des panneaux permet d'obtenir la tension et le courant exigés dont les performances dépendent de l'association des cellules et de la matière qui les compose.[20]

Le point de fonctionnement de cet ensemble de panneaux photovoltaïques est défini par l'intersection de sa caractéristique courant-tension avec la ligne de charge.

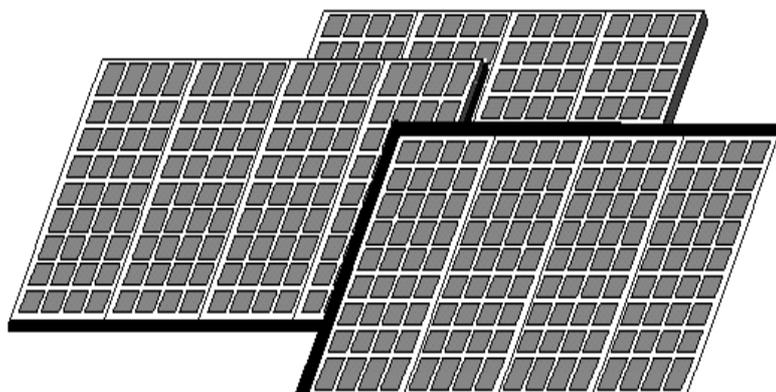


Fig.1.6. Panneaux photovoltaïques

1.3.11. Classification d'un système solaire photovoltaïque:

Le système solaire photovoltaïque peut être classifié selon l'autonomie en deux classes :

a) système photovoltaïque isolé ou autonome :

Ce sont des systèmes qui travaillent 24 h/24 h avec l'énergie solaire convertie en énergie électrique sans l'aide d'aucune autre source électrique, et cela à l'aide de plusieurs composants mais le plus importants ce sont les batteries qui aident à emmagasiner de l'énergie électrique. Il faut mentionner que les batteries les plus utilisées dans le marché actuellement sont :

• Accumulateurs au plomb-acide :

L'accumulateur au **plomb-acide** contient une plaque positive, ou cathode, faite d'oxyde de plomb (PbO_2), et une plaque négative, ou anode, faite de plomb. Ces plaques sont immergées dans un électrolyte, l'acide sulfurique dilué. Quand une charge est connectée entre les deux plaques, l'oxyde de plomb de la plaque cathodique et le plomb de la plaque anodique sont convertis en sulfate de plomb en réaction avec l'acide sulfurique de l'électrolyte. Cette réaction amène un flux d'électrons entre les deux plaques au travers du circuit externe.

• Accumulateurs au nickel-cadmium :

Les accumulateurs au nickel-cadmium (Ni-Cd) sont conçus pour les cas où l'on a besoin d'un dispositif de stockage d'énergie robuste et de longue durée, exigeant peu d'entretien. Le matériau actif de l'électrode positive (cathode) est une plaque d'oxyhydroxyde de nickel ($NiOOH$) qui, pendant la décharge, accepte les électrons provenant du circuit externe et passe ainsi à une valence moindre. L'électrode négative (anode) est constituée d'une plaque de cadmium, et l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH) à concentration variant entre 20 % et 35%. La tension de l'accumulateur est nominalement de 1,2 volt.

b) Le système photovoltaïque non autonome ou raccordé au réseau :

Un système photovoltaïque connecté au réseau, c'est un système couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un onduleur [21]. Ce type de système offre beaucoup de facilité pour le producteur/consommateur puisque c'est le réseau qui est chargé de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité.

1.3.12. Utilisation des systèmes solaires:

- L'éclairage (autoroutes, arrêts d'autobus,...) ;
- Les communications (Stations de relais de téléphone, bornes d'appel d'urgences sur autoroutes, téléphones mobiles,..)
- La fourniture d'électricité pour des sites éloignés du réseau normal (Forêts, montagnes,..)
- Capteurs isolés (Infos météorologique, enregistrements sismiques, recherche scientifique,..).
- Pour de petites stations de pompage ou d'irrigation.
- Chargement des batteries de voitures (les batteries normales, ou de voitures électriques..).

Protection contre la corrosion (car les pipes-lines et autres tuyaux enfouis sous terre ou dans l'eau perdent des ions et rouillent, on peut les protéger en appliquant une différence de potentiel, donc un courant électrique).

• Evidemment l'utilisation de cellules photovoltaïques est plus efficace dans les régions très ensoleillées, telles que les Etats-Unis ou les pays du sud en général, mais cela ne veut pas dire qu'on ne peut pas les utiliser dans le reste du monde ;

• Compensation du facteur de puissance dans les réseaux électriques de distribution

1.3.13. Avantages et Inconvénients de l'énergie Photovoltaïque :

Les principaux avantages de l'énergie photovoltaïque sont:

- Sa gratuité.
- Pas de pollution.
- Sa fiabilité et la longue vie de l'installation.
- Sa structure fixe.
- Son coup de maintenance bas.
- Sa flexibilité (dimensionnement selon les besoins, modularité).
- L'installation ne produit aucun bruit.
- Son potentiel illimité. 5% de la surface des déserts suffiraient pour alimenter la planète entière

Les inconvénients de l'énergie photovoltaïque sont :

- Le coût élevé de l'installation.
- Le rendement relativement bas de l'effet photovoltaïque.
- La puissance est réduite lorsque les conditions climatiques sont défavorables (nuages).
- Le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire pour une installation autonome.
- Même si l'électricité produite par une installation photovoltaïque est sans pollution, la fabrication, l'installation et l'élimination des panneaux ont un impact sur l'environnement.

1.4. MODELE DE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE

1.4.1. Model idéal d'une cellule photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque peut être étudiée à partir circuit équivalent donné par la figure (1.7) composé d'un générateur à courant et d'une diode en parallèle.

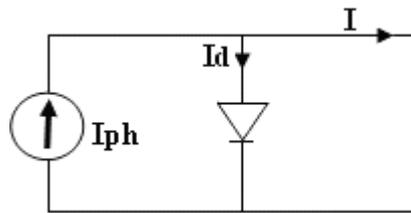


Fig. 1.7. Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque

Donc le courant aux bornes de la cellule est : [22]

$$I = I_{ph} - I_d \quad (1-1)$$

I_{ph} : photo- courant. I_d : courant traversant la diode.

$$I_d = I_s \left[\exp\left(\frac{V}{U_T}\right) - 1 \right] \quad (1-2)$$

$$\text{Avec } U_T = \frac{k \cdot T}{q} \quad (1-3)$$

q : charge de l'électron ($1.9 \cdot 10^{-19}$ coul).

k : la constante de boltzman.

U_T : tension thermique.

I_s : courant de saturation.

V : tension à la borne de la diode.

T : température absolue (en kelvin).

Si on trace le courant (I) en fonction de la tension (v) en a une soustraction de deux courbes [22, 23]:

I_{ph} : le photo-courant.

I_d : la caractéristique de la diode I (V).

La figure (1.8), représente les différentes courbes:

$$I(V) = I_{ph} - I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V}{U_T}\right) - 1 \right] \quad (1.4)$$

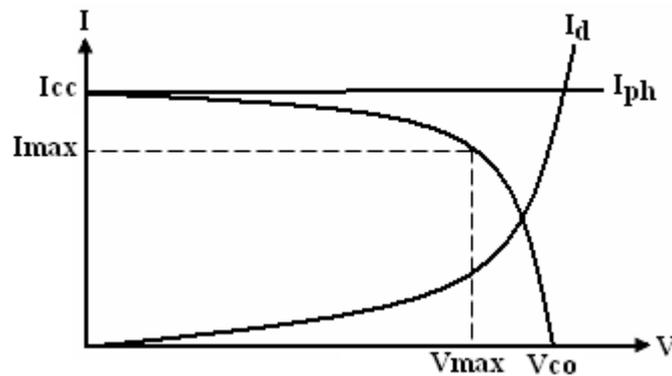


Fig.1.8. La caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque

1.4.2. Modèle à une diode (à une seule exponentielle) :

Le modèle mathématique du générateur photovoltaïque est basé sur le circuit équivalent. Cette circuit est représenté sur la figure (1.9) par un générateur de courant I_{cc} , une diode et deux résistances R_s et R_{sh} . [24, 25]

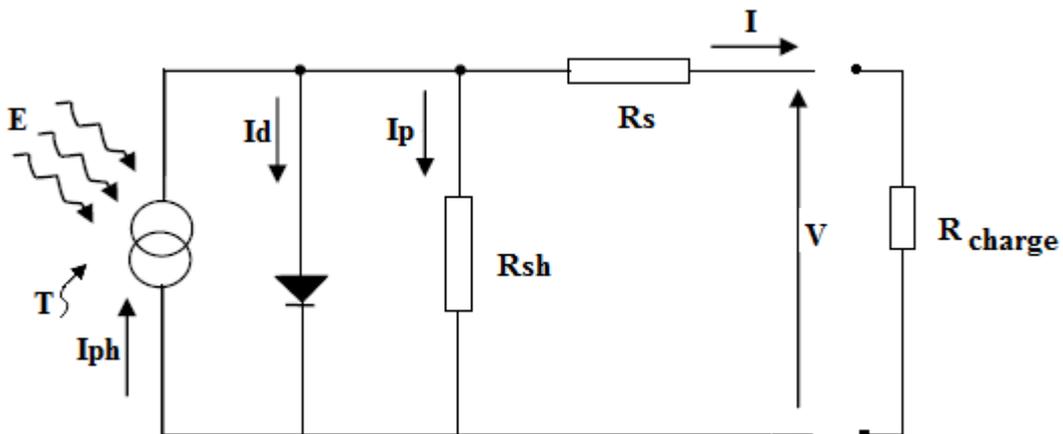


Fig.1.9. Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

• **Rs** est une résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux. La pente de la courbe courant-tension au point V_{oc} représente l'inverse de la résistance série ($1/R_s$).

• **Rsh** est une résistance shunt liée aux effets de bord et aux recombinaisons volumiques. La pente de la courbe courant tension au point I_{cc} représente l'inverse de la résistance shunt ($1/R_{sh}$). [24]

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

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

Cet équilibre s'écrit : [26]

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (1-5)$$

Selon le schéma équivalent d'une cellule solaire dans La figure (1.9), on a :

$$I = I_{ph} - I_d - \left(\frac{V + I R_s}{R_{sh}} \right) \quad (1-6)$$

$$\Rightarrow I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AU_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (1-7)$$

$$I_{ph} = \frac{E}{E_r} \left[I_{CC_r} + I_{CC_r} \frac{[I_{CC}(T_2) - I_{CC}(T_1)](T_2 - T_1)}{I_{CC}(T_1)} (T - T_1) \right] \quad (1-8)$$

$$I_s = I_{S_r} = \frac{I_{CC_r}}{\exp\left(\frac{V_{CO_r}}{AU_T \frac{T_r}{T}}\right) - 1} \left(\frac{T}{T_r}\right)^{\frac{3}{A}} \exp\left(\frac{-V_g}{AU_T \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_r}\right)}\right) \quad (1-9)$$

R_s : résistance série

R_{sh} : résistance shunt

A : Facteur de qualité

1.4.3. Modèle à deux diodes (à deux exponentielles):

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique suivant (fig.1.10), qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, deux diodes pour la polarisation de la cellule, une résistance shunt et une résistance série.[27]

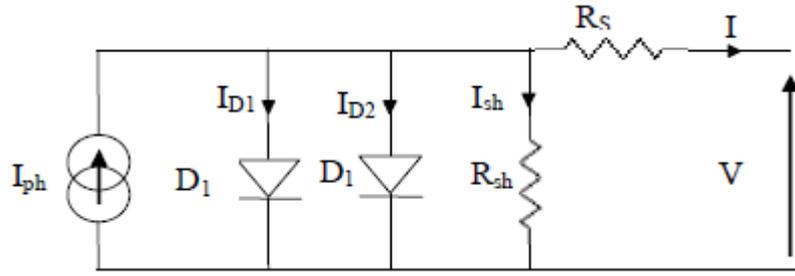


Fig.1.10. schéma équivalent à deux diodes]

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles

$$I = I_{ph} - (I_{D1} + I_{D2}) - I_{sh} \quad (1-10)$$

Le courant de la diode est donné par :

$$I_{D1} = I_{01} \left[\exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AU_T}\right) - 1 \right] \quad (1-11)$$

$$I_{D2} = I_{02} \left[\exp\left(\frac{(V + R_s I)}{2AU_T}\right) - 1 \right] \quad (1-12)$$

Avec : I_{01} , I_{01} courant de saturation des diodes

$$I = I_{ph} - I_{01} \exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AU_T}\right) - I_{02} \exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AU_T}\right) - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}}\right) \quad (1-13)$$

$$I_{01} = C_1 T^{\frac{3}{A}} \exp\left(\frac{-E_g}{AU_T}\right) \text{ et } I_{02} = C_2 T^{\frac{5}{2A}} \exp\left(\frac{-E_g}{AU_T}\right) \quad (1-14)$$

1.4.4. Modèle à deux diodes sans résistance shunt :

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique (fig.1.11), qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux (éclairage), deux diodes pour la polarisation de la cellule et une résistance série.

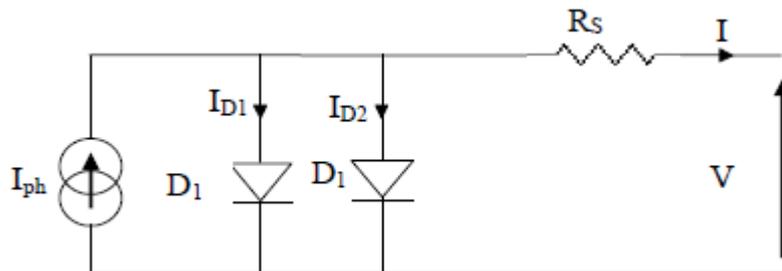


Fig.1.11. schéma équivalent à deux diodes sans résistance shunt

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles

$$I = I_{ph} - I_{01} \exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AU_T}\right) - I_{02} \exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AU_T}\right) \quad (1-15)$$

D'une façon générale on peut mettre le circuit électrique équivalent d'une cellule solaire en schéma bloc comportant quatre paramètres (1.12).

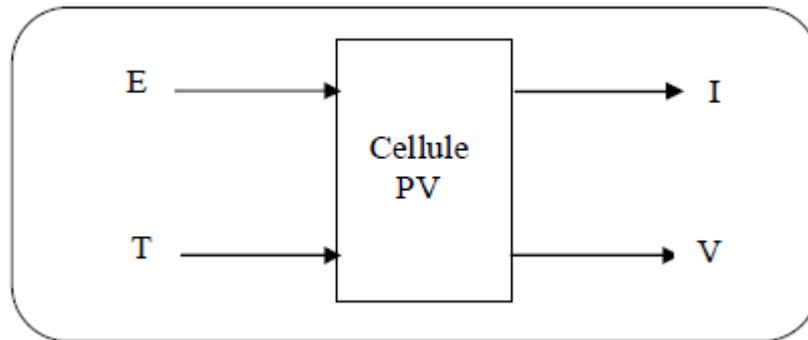


Fig.1.12. schéma bloc d'une cellule PV

Avec deux variables d'entrée :

E : ensoleillement dans le plan de la cellule (W/m²).

T : température de la cellule (°C).

et deux variables de sortie :

I : intensité de courant fournie par la cellule (A).

V : tension aux bornes de la cellule.

1.5. PARAMETRE DES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES

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

a) Courant de court-circuit, I_{cc} :

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (en prenant $V=0$ dans le schéma équivalent). Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température.

$$\text{On peut écrire : } I_{cc}(V=0) = I_{ph} \quad (1-16)$$

b) Tension à circuit ouvert, V_{CO}

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

$$\text{On peut écrire : } V_{CO} (I = 0) = AU_T \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_S} + 1 \right) \quad (1-17)$$

c) Puissance maximale :

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule photovoltaïque sous éclairement dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule). Cette puissance est maximale (notée P_{max}) pour un point de fonctionnement $P_{max}(I_{max}, V_{max})$ de la courbe courant-tension (courants compris entre 0 et I_{CC} et tension comprise entre 0 et V_{CO}). [24]

Donc la puissance fournie par la cellule est donnée par le produit (V.I) ; c.à.d :

$$P = V \left(I_{ph} - I_S \left[\exp \left(\frac{V}{AU_T} \right) - 1 \right] \right) \quad (1-18)$$

Cette puissance fournie est maximale au point définit par :

$$\frac{\partial P}{\partial V} = \frac{\partial I}{\partial V} + I = 0 \text{ Soit :}$$

$$I_{ph} - I_S \left(\exp \left(\frac{V}{AU_T} \right) - 1 \right) - V I_S \left(\frac{1}{AU_T} \right) \exp \left(\frac{V}{AU_T} \right) = 0 \quad (1-19)$$

La tension V_{max} et le courant I_{max} correspondant ou maximum de puissance, sont alors données par :

$$\left(1 + \frac{V_{max}}{AU_T} \right) \exp \left(\frac{V_{max}}{AU_T} \right) = 1 + \frac{I_{ph}}{I_S} \quad (1-20)$$

Donc :

$$I_{max} = I_S \frac{V_{max}}{AU_T} \exp \left(\frac{V_{max}}{AU_T} \right) \quad (1-21)$$

Le produit ($V_{max} \cdot I_{max}$) donne la puissance maximale qui représente 80% environ du produit ($V_{CO} \cdot I_{CC}$).

d) Facteur de qualité :

C'est un paramètre dépendant de la qualité de la diode, (compris entre 1 et 2).

e) Facteur de forme :

On appelle facteur de forme ff (*filling factor*), le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite ($P_{\max} = I_{\max} \times V_{\max}$) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit $I_{cc} \times V_{co}$ où :

$$ff = \frac{P_{\max}}{V_{CO} \cdot I_{CC}} \quad (1-22)$$

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

f) Rendement d'une cellule solaire

Le rendement est donné par le rapport de la puissance électrique maximale générée à la puissance du rayonnement solaire incident :

$$\eta_c = \frac{V_{\max} \cdot I_{\max}}{P_{\text{solaire}}} \quad (1-23)$$

1.6. CARACTERISTIQUE I(V) ET P(V) D'UN MODULE PV :

Les figures (1.13) représentent les caractéristiques I(V) et P(V) d'un module pour un éclairement et une température donnée.

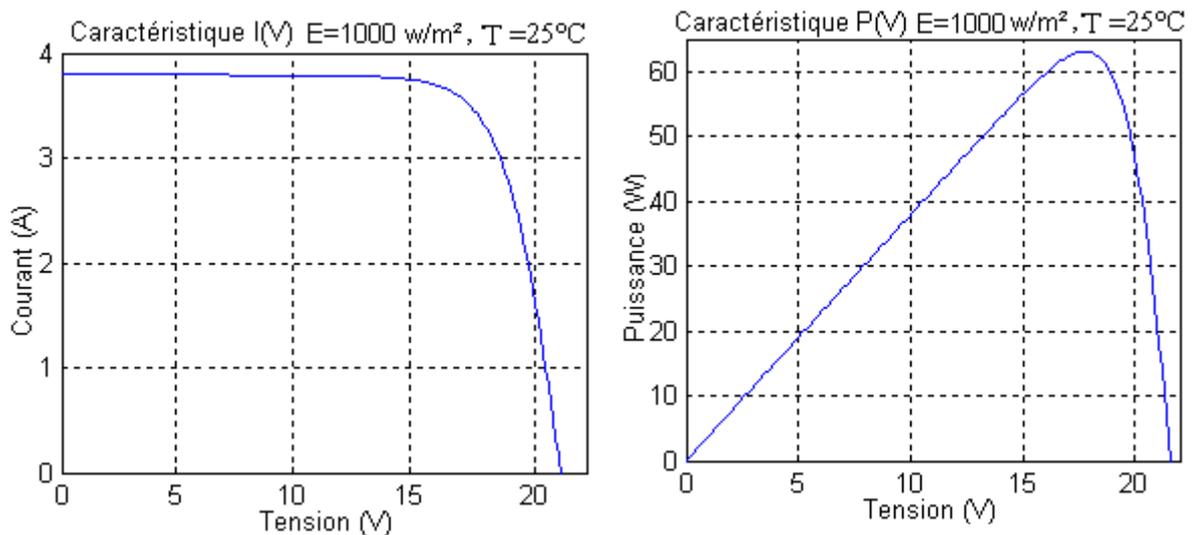


Fig.1.13. Caractéristique I(V) et P(V) d'un module solaire

1.7. ZONES DE CARACTERISTIQUE I(V) D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE:

La caractéristique fondamentale du générateur PV donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement ; seule la courbe $I(V)$ est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système PV. La figure (1.14) représente trois zones essentielles : [19]

a) Zone (1) : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

b) Zone (2) : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal, peut être déterminé.

c) Zone (3): qui se distingue par variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

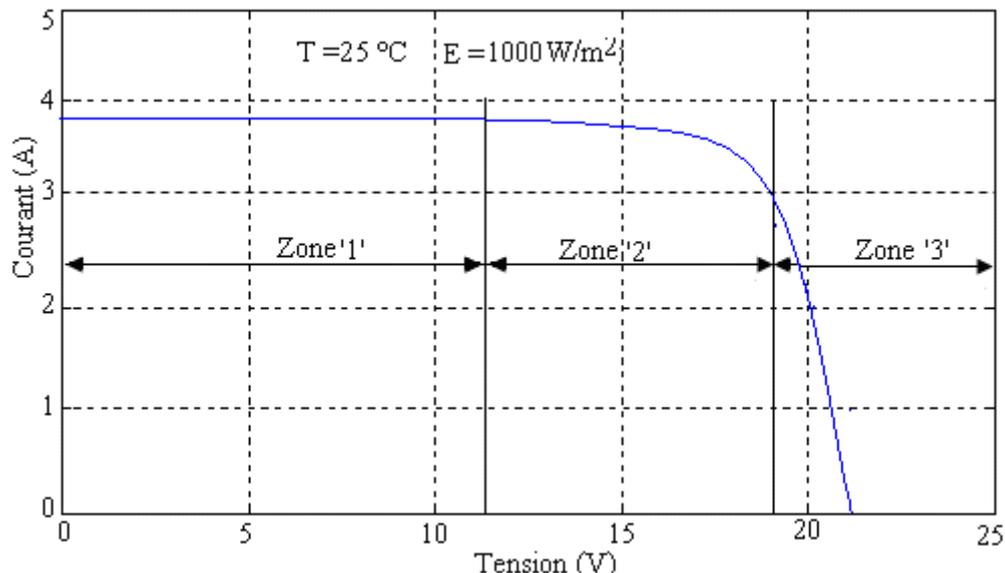


Fig.1.14. Les différentes zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque

1.8. PARAMETRES QUI INFLUENT SUR LA CARACTERISTIQUE I(V) :

a) Influence de l'éclairement :

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation qu'il reçoit. La figure (1.15) représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes.

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

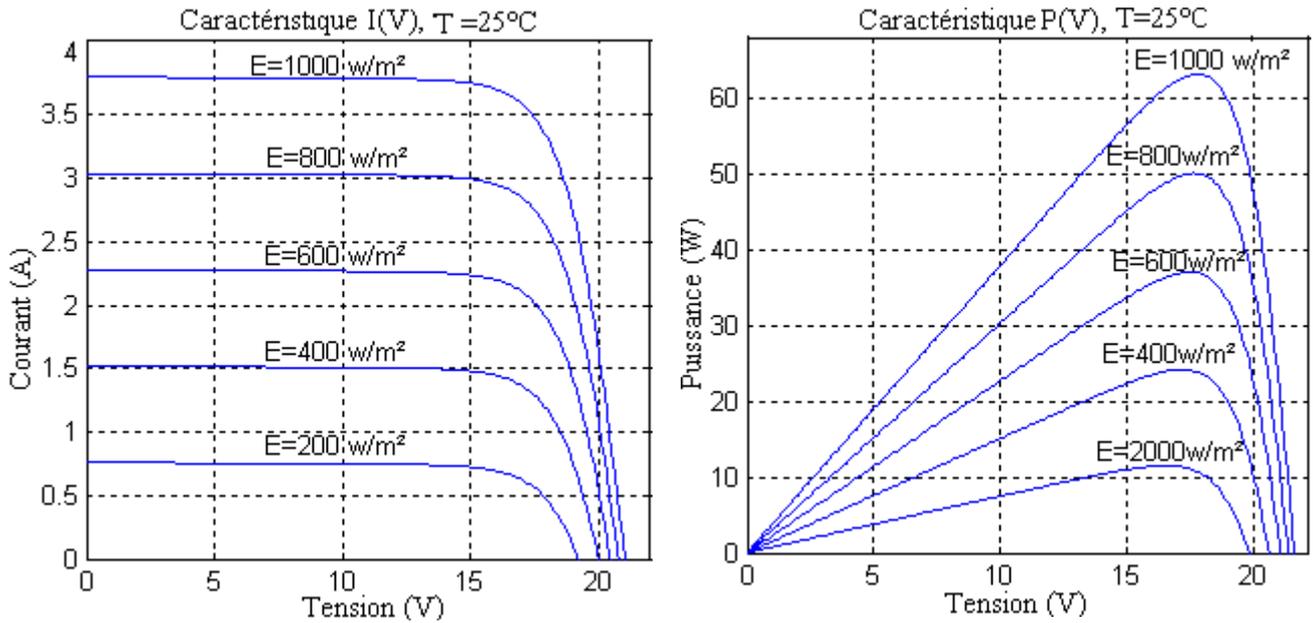


Fig.1.15. Influence de l'éclairement sur la caractéristique I (V) et P(V)

b) Influence de la température :

La température est un paramètre très important dans le comportement des cellules solaires. Son augmentation entraîne d'une part, une augmentation du courant photonique, en raison, principalement, de la diminution de la largeur de la bande interdite du matériau et d'autre part, une diminution de la tension du circuit ouvert V_{oc} . L'augmentation de la température entraînerait une diminution de la puissance maximale disponible et de la tension (0.06 % par °C), une augmentation du courant (0.4 % par °C) et une diminution du rendement et de facteur de forme FF.

La figure (1.16) représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de la température, à un éclairement et constante.

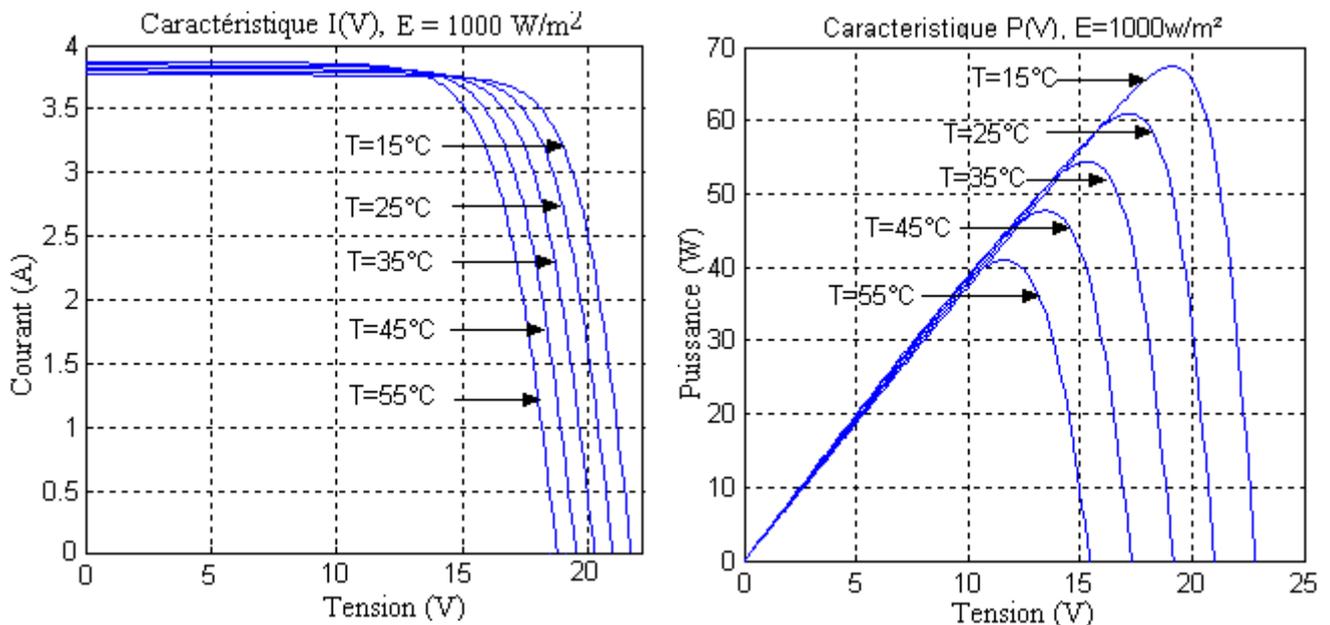


Fig. 1.16. Influence de la température sur la caractéristique I (V) et P(V)

c) Influence de la résistance série :

La résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles. [28] La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone de la photodiode se comporte comme un générateur de tension, et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur de courant de court circuit.

Figure(1.17)

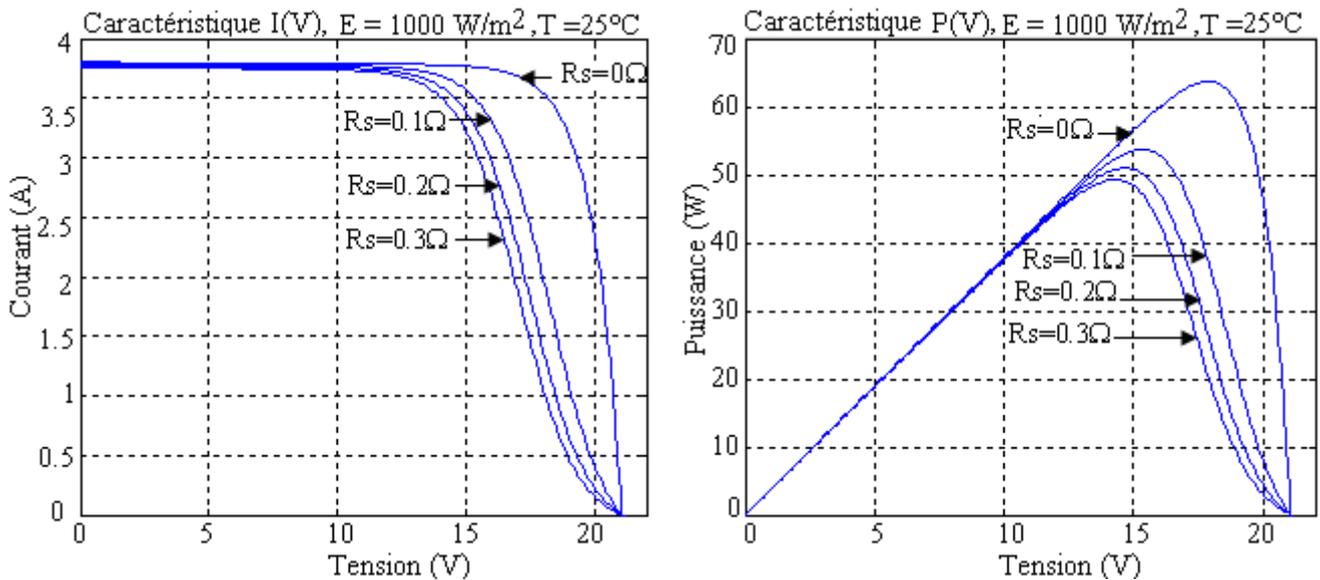


Fig. 1.17. L'influence de la résistance série R_s sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$

d) Influence de la résistance shunt :

La résistance shunt est une résistance qui prend en compte les fuites inévitables du courant qui intervient entre les bornes opposées positives d'une photopile. [28]

En générale, la résistance shunt est très élevée, son effet se fait sentir surtout dans la partie génération du courant. [19]

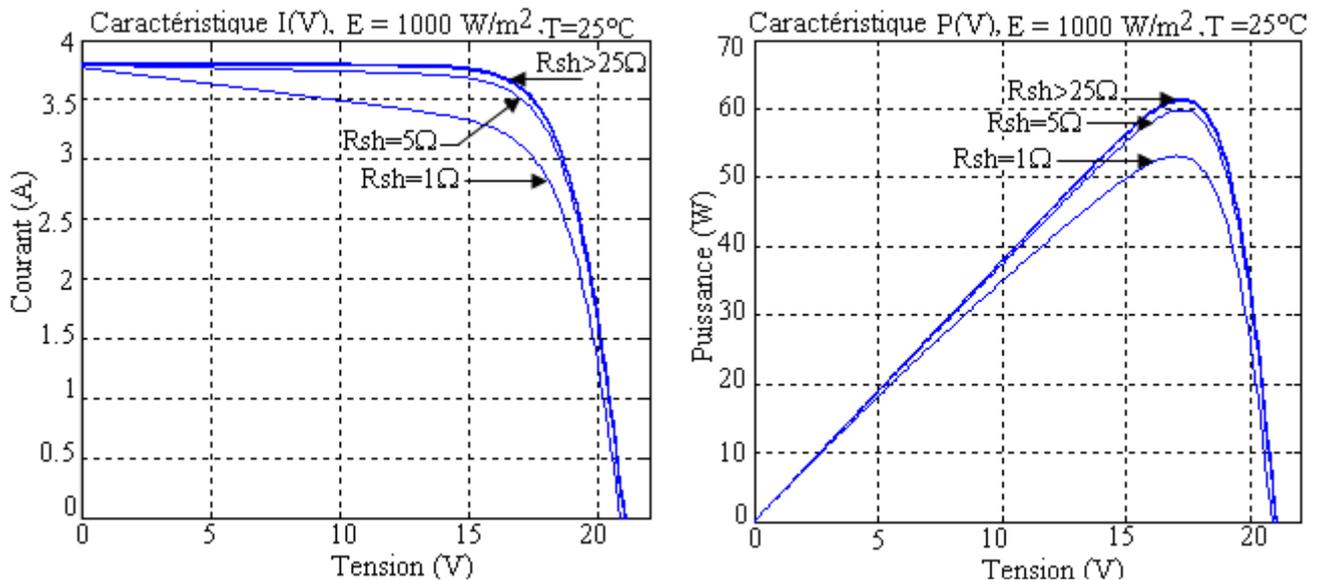


Fig. 1.18. L'influence de la résistance shunt R_{sh} sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$

1.9. ASSOCIATION DES MODULES SOLAIRES

Pour quelque soit les nombres des modules en série et parallèle, l'équation (1-22) est devient sous la fourme suivant :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_S \left[\exp \left(\left(\frac{1}{AU_T} \right) \left(\frac{V}{N_S} + \frac{R_S I}{N_P} \right) \right) - 1 \right] - \frac{N_P}{R_{Sh}} \left(\frac{V}{N_S} + \frac{R_S I}{N_P} \right) \quad (1-24)$$

Les trois types d'association des modules solaires sont:

a) Association série.

L'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule.

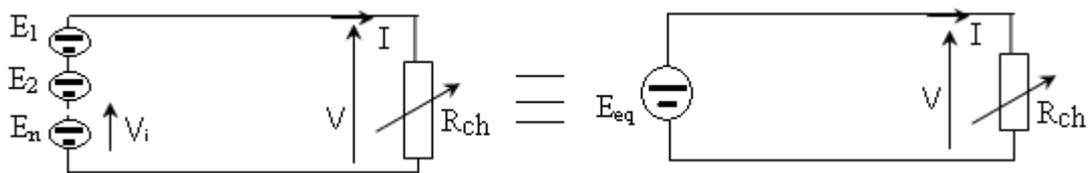


Fig. 1.19. Association de n modules solaires en série

La caractéristique d'un groupement de N_s modules solaires en série est représentée par la figure suivante :

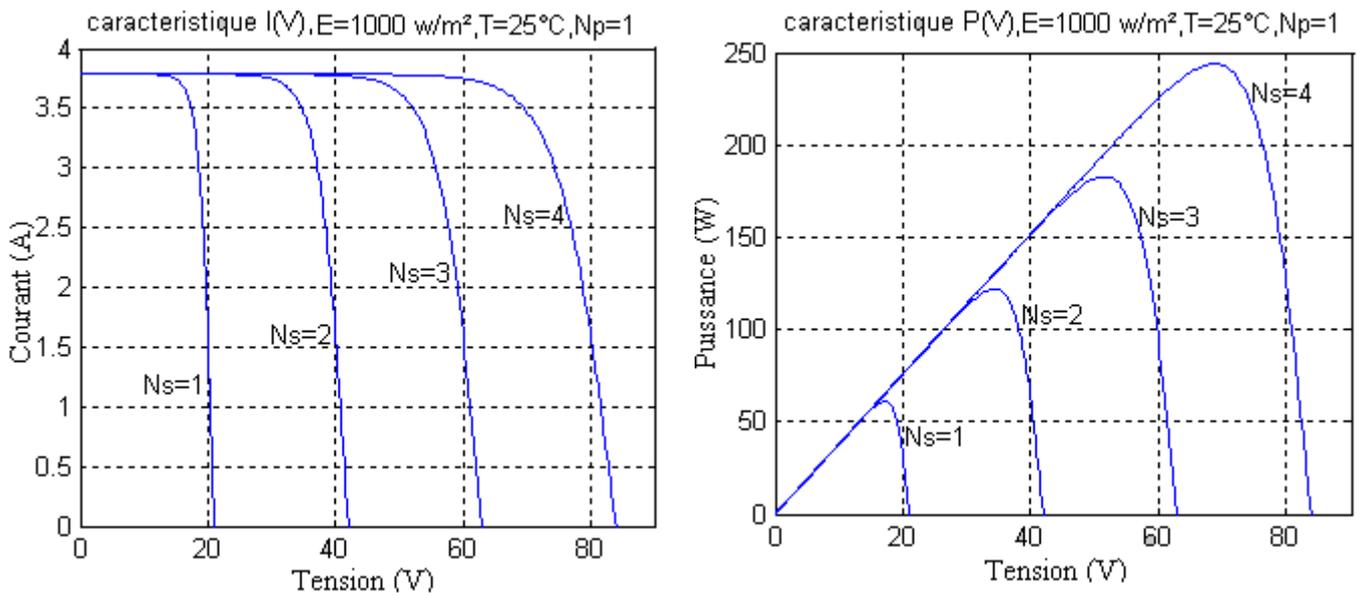


Fig. 1.20. Caractéristique de nombre des modules en série

b) Association Parallèle

L'association en parallèle des photopiles délivre une courant égale à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'une seule cellule.

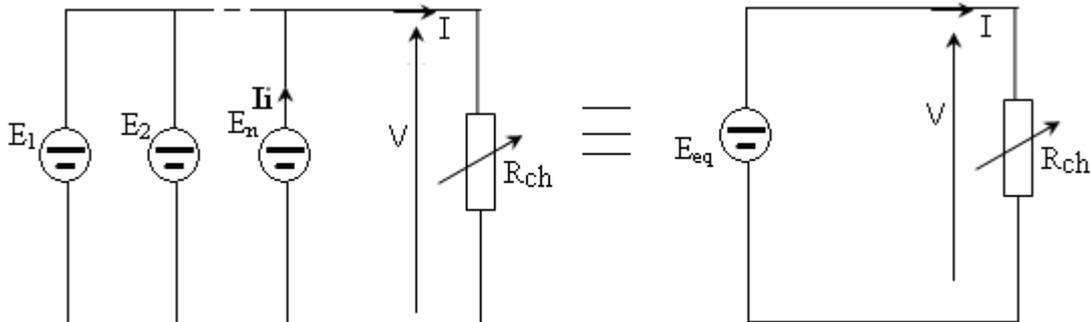


Fig. 1.21. Association de N_p modules solaires en parallèle.

La caractéristique d'un groupement de N_p modules solaires en parallèle est représentée par la figure suivante :

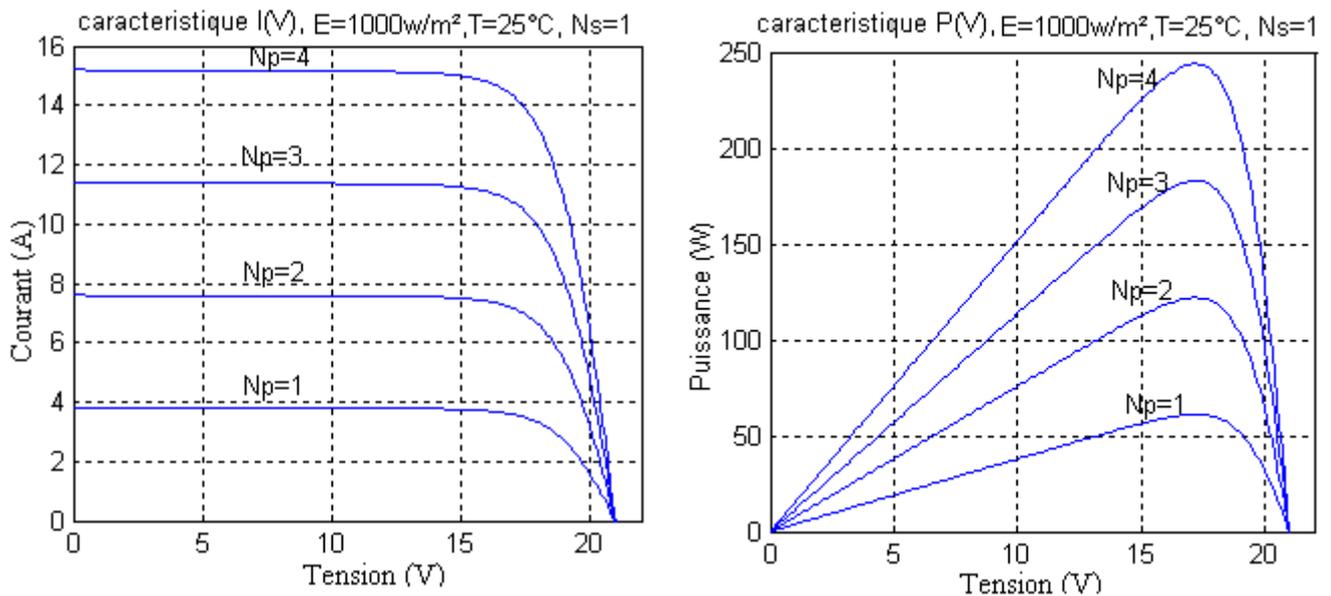


Fig. 1.22. Caractéristique de nombre des modules en parallèles

c) Association mixte (Série + Parallèle)

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est à dire Série-Parallèle.

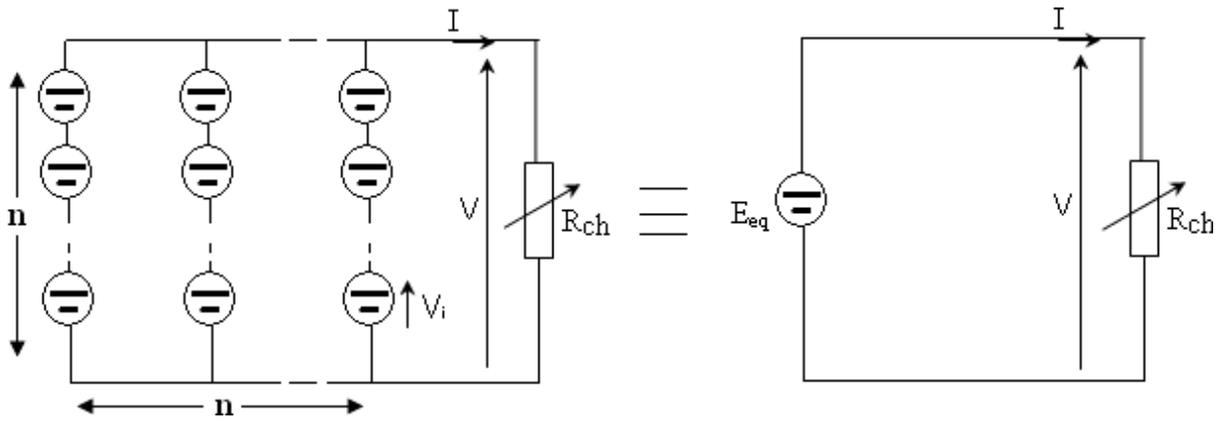


Fig. 1.23. Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires.

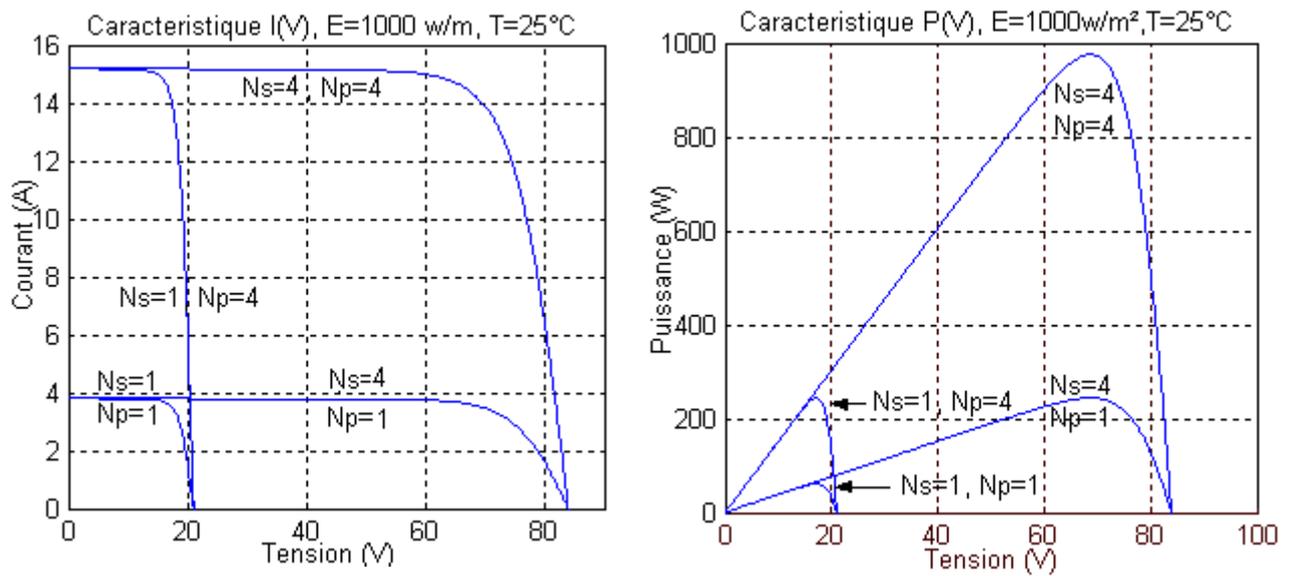


Fig. 1.24. Caractéristique de nombre des modules en série et en parallèle

1.10. RENDEMENT DE GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE :

Le rendement η_g de conversion du générateur photovoltaïque est donné par la relation suivante :

$$\eta_g = \frac{P_s}{P_e} \tag{1-25}$$

Avec :

P_e : la puissance d'entrée du champ PV est donnée par :

$$P_e = E \cdot N_s \cdot N_p \cdot S \tag{1-26}$$

Avec :

E : Irradiation solaire sur le plan incliné du module photovoltaïque (W/m^2).

S : Surface du module photovoltaïque (m^2).

N_s : Nombre de module en série.

N_p : Nombre de module en parallèle.

P_s : la puissance à la sortie du champ photovoltaïque est donnée par :

$$P_s = I.V \quad (1-27)$$

V : La tension aux bornes du champ photovoltaïque (V).

I : Le courant aux bornes du champ photovoltaïque (A).

Le rendement maximum de générateur photovoltaïque est :

$$\eta_{\max} = \frac{I_{\max} \cdot V_{\max}}{E \cdot N_s \cdot N_p \cdot S} \quad (1-28)$$

1.11. CONCLUSION :

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur le système d'énergie solaire PV, La première partie et après un rappel des notions de système solaire, Ensuite nous avons présenté les différents types de ce système et leur principe de conversion, la technologie des cellules solaires, Classification et utilisation d'un système solaire photovoltaïque et enfin nous avons donné les avantages et les inconvénients de ce système. La seconde partie du chapitre nous avons décrit la nécessité d'étudier la caractéristique du modèle de la photopile. Nous avons présenté les différentes zones de fonctionnement, l'influence des différents paramètres climatiques et autres sur les caractéristiques I (V), P (V). Ainsi la synthèse d'assemblage des panneaux soit en série, parallèle ou mixte.

Chapitre II

Modélisation de collecteur

Hybride PVT

2.1. INTRODUCTION:

Le terme système d'énergie hybride faite allusion aux systèmes de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types de sources. La combinaison des sources d'énergie renouvelable comme l'éolienne. Le photovoltaïque ou les petites centrales hydroélectriques peut constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesels.

La production électrique des modules PV étant liée à leur température de fonctionnement, le risque de surchauffe peut engendrer une perte importante de rendement. Dans ce contexte particulier, l'utilisation de capteurs hybrides Photovoltaïque-Thermique (PV-T) peut permettre l'évacuation et la valorisation de la chaleur résiduelle.

Un capteur photovoltaïque thermique (PV/T) est un capteur solaire hybride permettant de convertir une partie de l'énergie solaire captée en électricité et de valoriser l'énergie thermique habituellement perdue sous forme de chaleur. Le concept consiste à superposer les deux fonctions énergétiques électrique et Thermique. Dans ce type de composant hybride, les cellules PV sont en contactes à un échangeur de chaleur dans lequel circule un fluide caloporteur. [29]

Plusieurs configurations de capteur existent et différent selon la nature du fluide utilisé (air ou eau), le type d'absorbeur (concentrateur, plan..) et selon le type de systèmes auxquels est raccordé (eau chaude sanitaire, chauffage domestique,...).

2.2. ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE THERMIQUES (PVT) :

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

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

2.3. SYSTEME HYBRIDE PHOTOVOLTAÏQUE THERMIQUE:

Ce travail de thèse met en présence divers phénomènes thermiques, aérauliques et de conversion électrique. Il fait aussi appel aux notions de thermique et d'électricité à différentes échelles. Ainsi, il englobe les trois modes de transferts thermiques, à savoir, la conduction, la convection et le rayonnement. En électricité, il concerne aussi bien les principes de base de l'électricité que les caractéristiques plus particulières des semi-conducteurs, des diodes et des panneaux photovoltaïques. [30]

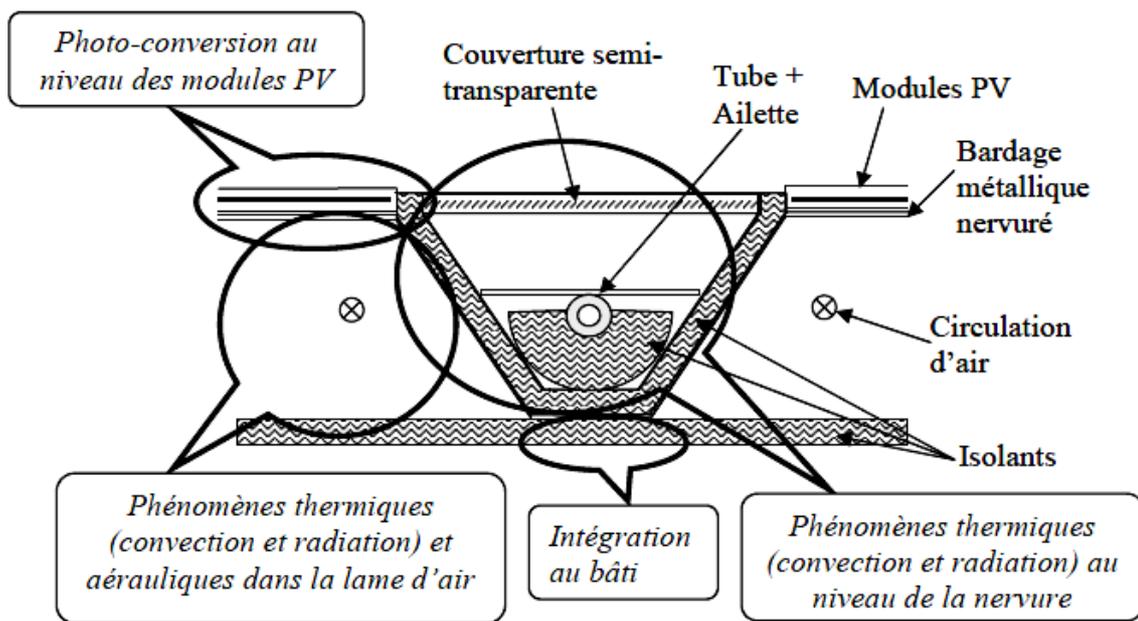


Fig. 2.1. Section du prototype bi-fluide initial et localisation des phénomènes interdépendants

2.4. CAPTEUR PHOTOVOLTAÏQUE-THERMIQUE

Le capteur solaire photovoltaïque thermique (PV/T) permet une meilleure exploitation de l'énergie solaire et une amélioration de l'énergie récupérée à la sortie par unité de surface de capteur. En effet, l'énergie solaire incidente sur la surface du capteur est convertie simultanément en énergie électrique et en énergie thermique. Plusieurs études ont été menées dans ce cadre [31]. Elles visent à améliorer les performances électriques et thermiques du capteur en suggérant des configurations géométriques innovantes. Ces innovations cherchent à améliorer les transferts entre le fluide caloporteur et l'absorbeur.

Le but de cette étude est d'étudier différentes configurations en vue de remonter à celle assurant la génération des meilleurs rendements électrique et thermique.

2.5. CLASSIFICATION DES CAPTEURS HYBRIDES PVT :

En peut classer les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques selon la nature du fluide utile, les capteurs hybride a air et les capteurs hybride a fluide caloporteur liquide et les capteurs a concentration.

2.5.1. Les capteurs solaires hybrides PVT a air

Ici, ils sont pris en compte les capteurs solaires PVT a air et les capteurs solaires PV intègre au bâti dans une configuration de type double –peau avec récupération de chaleur dans la lame d’air en sous-face. Compte tenu de faible demande en chauffage solaire sur le marche, peu d’étude ont été menées sur les capteurs solaires PVT integres. Plusieurs configuration ont été fait de ce type de capteur PVT a aire [32] en peut montrer sur la figure suivant

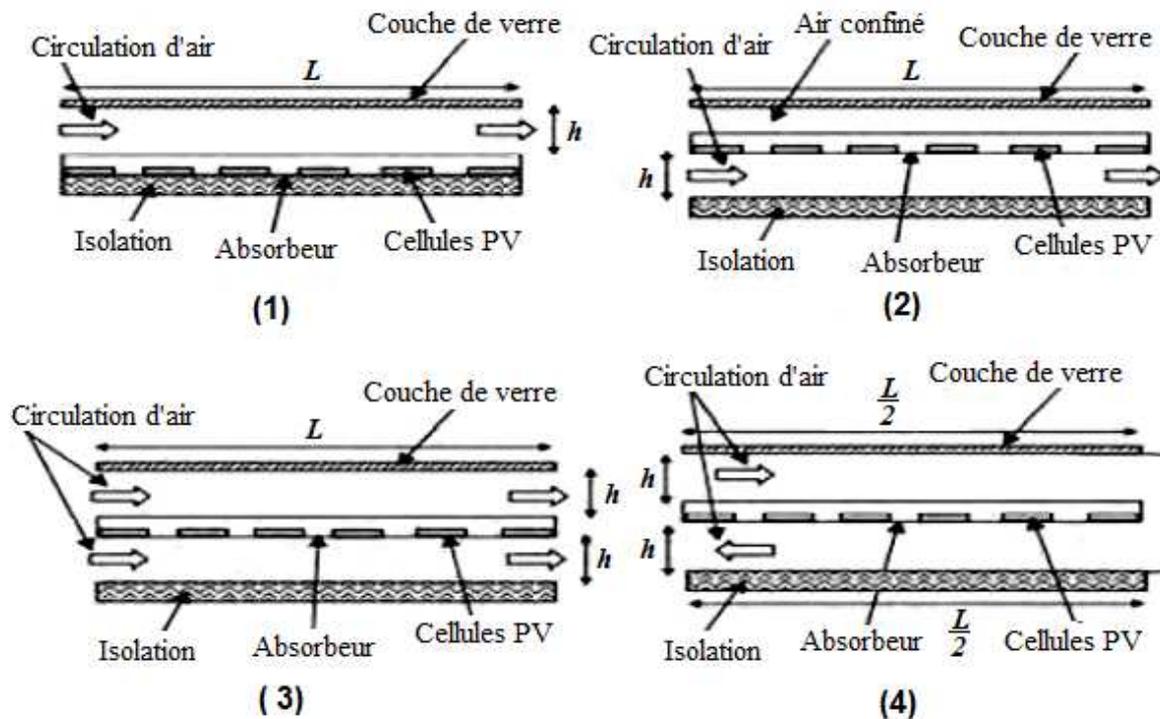


Fig.2.2. prototypes de capteur solaire PVT a air

2.5.2. Les capteurs solaires hybrides PVT avec un liquide

Afin d'améliorer la performance du système photovoltaïque, beaucoup d'effort a été consacré sur la recherche et le développement de la technologie du système hybride photovoltaïque thermique PVT.

L'une des modifications de conception est d'augmenter la performance du module photovoltaïque par circulation de l'eau pour extraire la chaleur utilisant l'eau comme liquide réfrigérant. Ces collecteurs du liquide PVT sont semblables à un collecteur conventionnel avec un liquide ; un absorbeur avec un tube serpentin ou des séries de canalisations verticales parallèles est appliqué, sur lesquelles le module PV a été stratifié ou colle comme joint époxyde adhésif [33,34].

Bien que les collecteurs liquides se soient avérés techniquement faisables, les possibilités économiques sont pourtant incertaines comparé au système du chauffage PVT à air, pas beaucoup de développements sont vus dans la littérature sur des systèmes de liquide-chauffage dus à leurs limitations inhérentes comme : le coût additionnel de l'unité thermique pour la circulation de l'eau, et le problème de congélation inhérent du fluide de fonctionnement une fois utilisé dans des régions de basse température, etc.

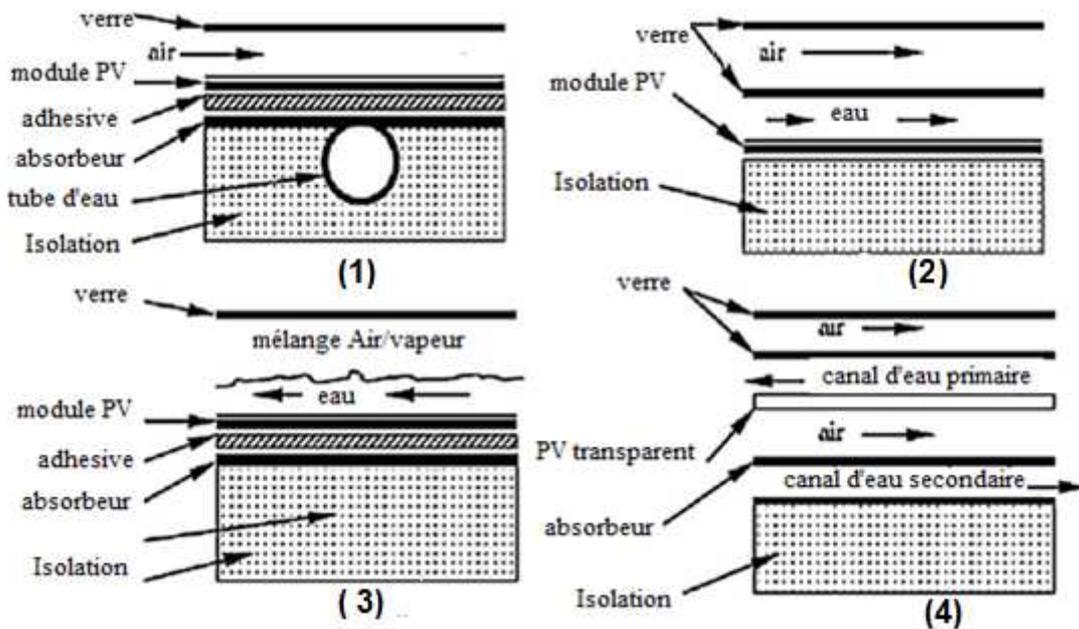


Fig.2.3. prototypes de capteur solaire PVT avec un liquide.

(1) PVT en tube et feuille, (2) PVT en canal, (3) PVT en écoulement libre, (4) PVT avec deux absorbeurs.

2.6. HISTOIRE DE CAPTEUR HYBRIDE PVT :

La première étape sur les capteurs PVT était les travaux de Wolf (1976) [35] et Kernet Russell (1978) [36], pour la conception et la performance des capteurs PVT employant de l'eau ou de l'air pour le refroidissement.

Ensuite, les études de Hendrie (1979) [37], Florschuetz (1979) [38], Cox et Raghuraman (1985) [39], qui ont développé des logiciels de simulation permettant l'étude des performances des capteurs PVT à air, en mettant l'accent sur l'influence des propriétés

optiques du vitrage sur les rendements thermique et électrique. Pour l'intégration au bâti des capteurs PVT : Sopian et al (1996) [40], Garg et Adhikari (1997) [41], Brinkworth et al (1997) [42], Moshfeghet Sandberg (1998) [43], qui avaient proposé l'étude théorique et expérimentale des phénomènes thermiques et aérauliques au sein d'une lame d'air permettant la ventilation naturelle en sous face d'une façade photovoltaïque et d'une toiture comportant des panneaux PV, suivie par les études de Brinkworth (2000) [44]. Eicker et al (2000) [45] donnent des résultats de suivi d'un système BIPVT, Bazilian et al (2001) [46] ont évalué plusieurs modèles expérimentaux du système PVT à air intégré au bâti.

Les applications des systèmes PVT à air ont été présentées par Chow (2003) [47], Hegazy (2000) [48], Ito et Miura (2003) [49], Infield et al (2004) [50], Charron et Athienitis (2006) [51], Brinkworth et Sandberg (2006) [52].

Parmi les plus importantes premières études sur les systèmes PVT à eau, l'étude de Bergen et Lovvik (1995) [53] qui ont effectué une analyse détaillée sur les types de fluides dans les systèmes PVT, tandis que les recherches de Elazari (1998) [54] sont concentrées sur la conception, l'amélioration des performances et les aspects économiques des capteurs PVT à eau. Pour les travaux de Hausler et Rogash (2000) [55] menés sur ce sujet sont basés sur la constitution des systèmes de stockage de chaleur à base de capteur PVT et mêmes ceux effectués par Kalogirou (2001) [56]. Huang et al (2001) [57] ont présenté un système PVT avec le stockage de l'eau chaude, et Sandness and Rekstad (2002) [58] ont donné des résultats pour les PVT avec un absorbeur en polymère.

Les modèles 3D dynamique et l'état d'équilibre 3D, 2D et 1D pour PVT-Eau ont été étudiés et présentés par Zondag et al (2002, 2003) [59, 33].

Les résultats expérimentaux sur les systèmes PVT à air et PVT à eau, y compris l'utilisation de réflecteurs diffus, ont été publiés par Tripanagnostopoulos et al (2002, 2007) [34, 60].

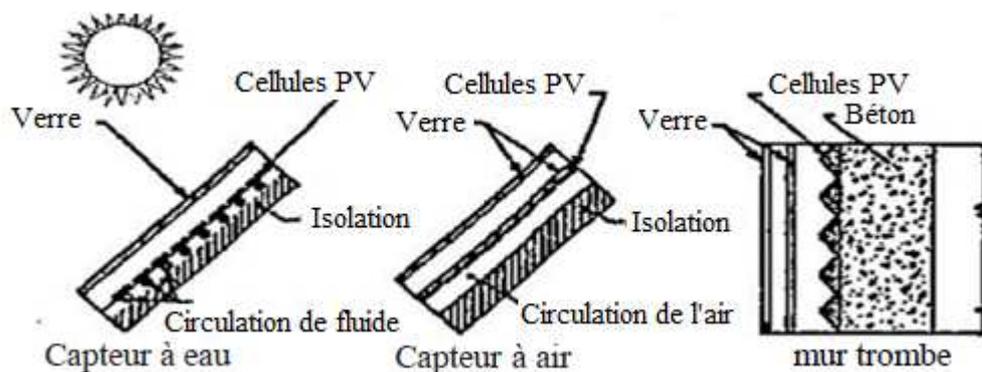


Fig.2.4. Différentes conceptions des capteurs hybrides PVT. [36, 61]

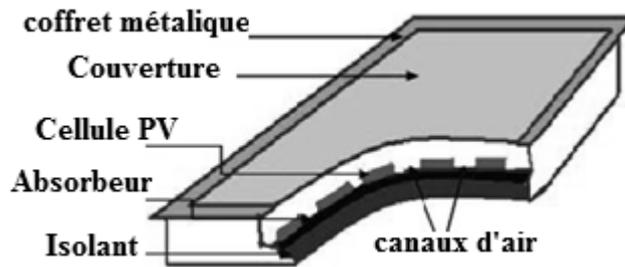


Fig.2.5. Schéma du capteur PVT à air. [41]

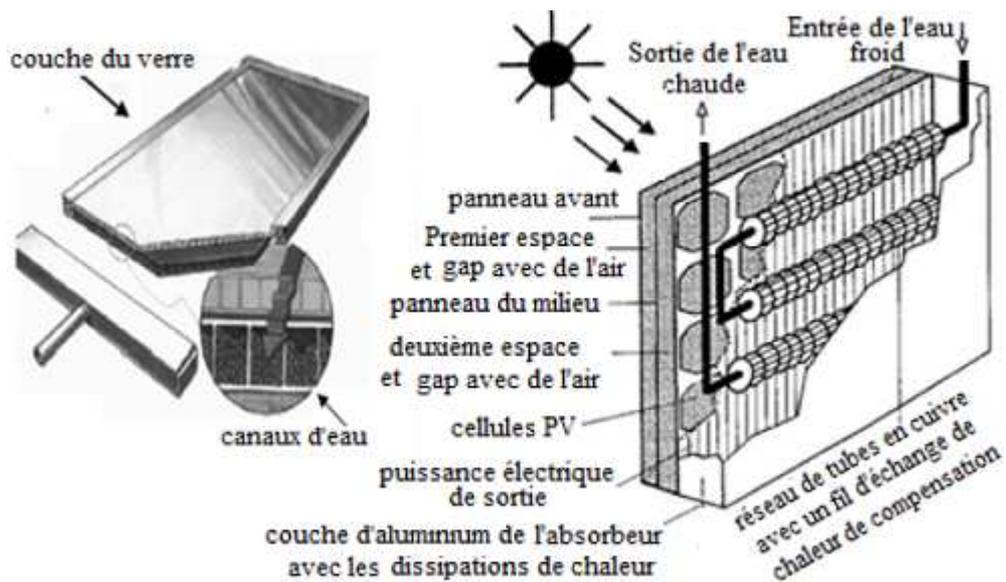


Fig.2.6. Coupe transversale de capteur PVT en polymère carré (PPO) [62, 63]

A la suite, d'autres études étaient faites dans la modélisation des capteurs hybrides PVT par Chow (2003) [48], Ji et al (2003) [64], Notton et al (2005) [65], un prototype de PVT à eau a été réalisé par Busato et al (2008) [66], et un systèmes à base de capteurs PVT pour l'utilisation domestique par Coventry Lovegrove (2003) [67], des résultats de performance /coût d'un PVT en toiture ont été présentés par Bakker et al (2005). [68]

En outre, l'approche théorique pour le chauffage et le refroidissement domestique en utilisant des capteurs hybrides PVT développée par Vokas et al (2006) [69], l'évaluation des performances par Tiwari et Sodha (2006) [70], chauffage au sol par Fraisse et al (2007) [71] et la pompe à chaleur PVT par Fang et al (2010) [72].

Les travaux sur les thermosiphons ont été effectués par Kalogirou (2001), et Chow (2006) [73], Kalogirou et Tripanagnostopoulos (2006) [74].

Les travaux sur la construction des façades PV ventilées ont été également réalisés par Guiavarch et Peuportier (2006) [75], Charron et Athienitis, (2006) [76], et Brinkworth et Sandberg (2006) [52]. Certaines études sur l'amélioration des PVT à air ont été publiées par Tonui et Tripanagnostopoulos (2007, 2008) [77, 78, 79], une étude détaillée en utilisant la méthodologie CFD toujours pour le même but a été présenté par Gan (2009) [80] et une présentation des performances énergétiques des capteurs PVT intégrés au bâtiment a été publiée par Anderson et al (2009). [81]

L'étude des performances énergétiques sur trois configurations de capteur hybride PVT pour une maison (Pantic et al, 2010) [82] a donnée des résultats intéressants pour l'utilisation efficace des capteurs PVT à air aux bâtis et l'analyse des coûts du cycle de vie a été présentée par (Agrawal et Tiwari, 2010) [83].

Les dernières années, des travaux de Mazon et al (2011) [84], Dupeyrat et al (2011, 2014) [85, 86], Ibrahim et al (2011) [87], Ciulla et al (2012) [88], Kim J.H., Kim J.T (2012) [89], Aste et al (2012, 2014) [90, 91], Helmers et Kramer (2013) [92], Kramer et Helmers (2013) [93], Fortuin et al (2014) [94], Touafek et al (2014) [95], et également Matuska (2014) [96], pourrait être référée.

Différents types de systèmes de refroidissement par dessiccation rotatifs et leurs possibilités de maintenir un confort thermique intérieur acceptable dans différentes conditions climatiques ont été étudiés (Jani, Mishra et Sahoo, 2015[97] Jani et al. 2016a[98] Jani, Mishra et Sahoo, 2016b[99] Jani, Mishra et Sahoo, 2016c[100]

Fiorentini, Wall, Ma, Braslavski et Cooper (2017) [101] ont présenté un système de climatisation dans lequel une unité PCM TES à air était utilisée pour réguler la demande en énergie thermique d'une maison et la production d'énergie thermique à partir de capteur PVT, ainsi qu'un modèle. Stratégie prédictive a été utilisée pour contrôler le fonctionnement de ce système

Haoshan Ren et al (2018) [102] ont présenté une étude de faisabilité sur l'intégration d'un collecteur thermique hybride photovoltaïque-aérotherme (PVT-SAH) et d'un système de stockage d'énergie thermique à base d'air utilisant des matériaux à changement de phase avec des systèmes de refroidissement par dessiccant rotatifs pour applications résidentielles. Le PVT-SAH est utilisé pour générer de l'électricité et de l'énergie thermique, tandis que l'unité TES est utilisée pour résoudre le déséquilibre entre la demande en énergie pour la régénération de la roue déshydratante et la production d'énergie thermique à partir du PVT-SAH.

Dans notre travail, nous présentons une étude sur le refroidissement des panneaux photovoltaïques, à savoir le système PVT destiné à améliorer les performances électriques et thermiques, améliorant ainsi l'efficacité du système de pompage d'eau grâce à l'utilisation de panneaux PVT.

2.7. LIMITATIONS DES CAPTEURS HYBRIDES PVT

Quelques problèmes peuvent être rencontrés lors de la fabrication et la commercialisation des collecteurs PVT. Une conception soignée nécessite l'assurance d'une bonne isolation électrique et une faible dissipation thermique.

• Exigence Adhésive

Le module PV doit être fixé mécaniquement ou collé à l'absorbeur thermique, par un adhésif conducteur thermique tel que l'époxy chargé de métal, comme l'oxyde d'aluminium rempli à deux composants de la colle époxy ou un adhésif à base de silicone [85] agissant comme un matériau de remplissage pour transférer la chaleur, et ayant de bonnes propriétés d'allongement pour compenser la dilatation différentielle des différentes couches du module PV.

2.8. ELEMENTS DE CONSTRUCTION DE CAPTEUR PVT ETUDIE:

Notre choix pour cette étude est le concept schématisé dans la figure 2.7, en raison qu'on est dans un pays chaud, donc a priori on peut maximiser le rendement électrique, on élimine la vitre supplémentaire (avoir des températures relativement basse, vue l'élimination de l'effet de serre), et avoir en même temps une meilleure température de sortie de l'eau qui sera utilisé comme eau chaude sanitaire ou au plus pire des cas utilisé pour le préchauffage de cette eau.

Donc notre capteur sera composé principalement de :

- Vitrage
- Cellules PV
- Plaque métallique absorbante
- Fluide caloporteur
- L'isolant

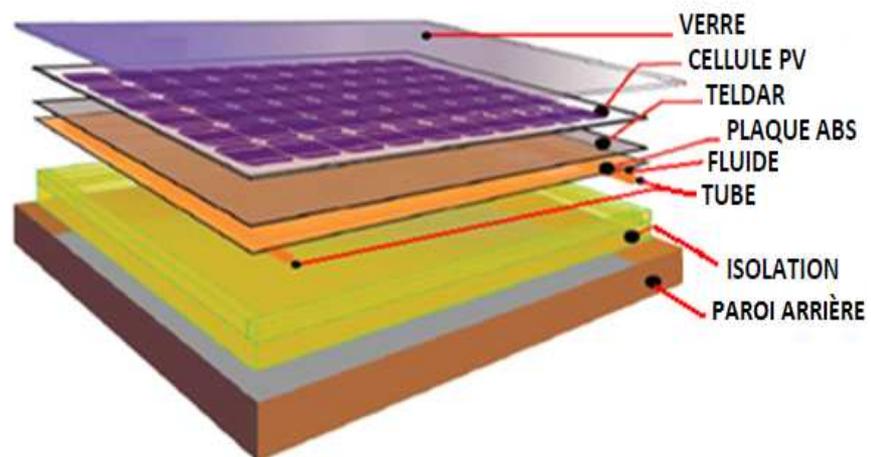


Fig.2.7. Eléments de construction de capteur PVT [103]

2.9. ETUDE THERMIQUE DU CAPTEUR HYBRIDE (PV/T) :

Le but de cette étude est de prévoir la température dans chaque couche du capteur, pour cela on utilise le principe de conservation de l'énergie pour chaque élément du système qui peut donc être présenté par une équation de bilan d'énergie suivante :

La variation de l'énergie interne = l'énergie reçue - l'énergie perdue

Ou encore sous la forme mathématique, en considérant une section quelconque du système à l'instant t. le bilan au noeud «i » s'écrit :

$$m_i C_i \frac{\partial T_i}{\partial t} = \sum_i Q_i - \sum_i Q_s \quad (2-1)$$

m_i : Masse du noeud i

C_i : La chaleur spécifique du noeud i

dt : pas de temps

Le capteur étudié est un modèle de neuf noeuds schématisé dans la figure suivante

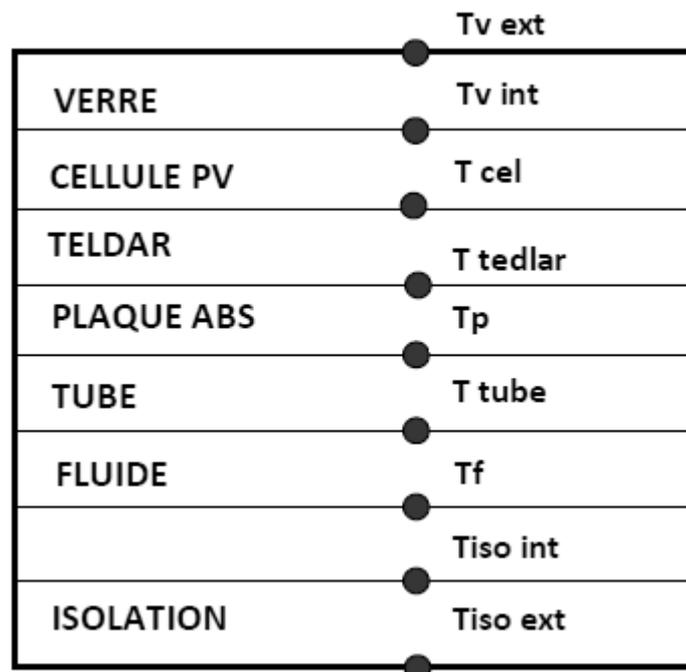


Fig. 2.8. Coupe représentant les températures des différents noeuds

L'énergie solaire thermique absorbée par le capteur est donné comme suit :

$$Q_{sun} = A_v G \tau_{verre} \alpha_{cel} \quad (2-2)$$

A_v : Surface du verre (m²).

G : rayonnement totale absorbée par la cellule solaire (W/m²)

τ_{verre} : Coefficient de transmission de la vitre

α_{cel} : Coefficient d'absorption de la cellule solaire.

Flux de chaleur échangé par rayonnement (perte) entre le vitrage et le ciel est donné par :

$$Q_{rv-c} = \sigma \cdot \varepsilon_v A_v (T_v^4 - T_{ciel}^4) \quad (2-3)$$

σ : Constante de Stefan-Boltzmann en (W/m² K⁴)

ε_v : Emissivité du verre

La température du ciel est donnée par la relation suivante [104] :

$$T_{ciel} = 0.0552(T_a)^{1.5} \quad (2-4)$$

Flux de chaleur échangé par convection (perte) entre le vitrage et l'air ambiant (milieu extérieur) est donné par :

$$Q_{cv-a} = h_{c-a} A_v (T_v - T_a) \quad (2-5)$$

T_v : Temperature de la vitre du capteur(K)

T_a : Temperature ambiante(K)

h_{c-a} : Coefficient de transfert convectif (W/m².K) donné par:

$$h_{c-a} = 5.7 + 3.8V_{vent} \quad (2-6)$$

2.10. BILAN THERMIQUE DES DIFFERENTES COUCHES DU CAPTEUR PVT:

1. Pour la face extérieure de la vitre :

$$m_v C_v \frac{\partial T_{v\text{ext}}}{\partial t} = Q_{\text{sun}} - Q_{\text{rv-ciel}} - Q_{\text{cv-a}} - Q_{\text{cd-v}} \quad (2-7)$$

$$m_v C_v \frac{\partial T_{v\text{ext}}}{\partial t} = AvG - \sigma \varepsilon_v A_v (T_{v\text{ext}}^4 - T_{\text{ciel}}^4) - h_{c-a} Av (T_{v\text{ext}} - Ta) - h_{cd\ v} Av (T_{v\text{ext}} - T_{v\text{int}}) \quad (2-8)$$

Avec :

$$h_{cd\ v} = \frac{\lambda_v}{\delta_v}$$

λ_v : la conductivité thermique de la vitre

δ_v : l'épaisseur de la vitre

2. Pour la face intérieure de la vitre :

$$m_v C_v \frac{\partial T_{v\text{int}}}{\partial t} = Q_{\text{sun}} - Q_{\text{cd-v}} - Q_{\text{cd\ v\ ciel}} \quad (2-9)$$

$$m_v C_v \frac{\partial T_{v\text{int}}}{\partial t} = AvG\tau_v - h_{cd\ v} Av (T_{v\text{ext}} - T_{v\text{int}}) - h_{cd\ v\ cel} Av (T_{v\text{int}} - T_{\text{cel}}) \quad (2-10)$$

$$h_{cd\ v\ cel} = \frac{\lambda_{\text{cel}}}{\delta_{\text{cel}}}$$

λ_{cel} : la conductivité thermique de la cellule

δ_{cel} : l'épaisseur de la cellule

3. Pour la cellule solaire :

$$m_{\text{cel}} C_{\text{cel}} \frac{\partial T_{\text{cel}}}{\partial t} = AvG\tau_v \alpha_{\text{cel}} + Q_{\text{cd-v-cel}} - Q_{\text{cd\ cel\ ted}} - Q_{\text{ele}} \quad (2-11)$$

$$m_{\text{cel}} C_{\text{cel}} \frac{\partial T_{\text{cel}}}{\partial t} = AvG\tau_v \alpha_{\text{cel}} + h_{cd\ v\ cel} Av (T_{v\text{int}} - T_{\text{cel}}) - h_{cd\ v\ cel\ cel} A_{\text{cel}} (T_{\text{cel}} - T_{\text{ted}}) - Q_{\text{ele}} \quad (2-12)$$

Avec :

$$h_{cd\ cel} = \frac{\lambda_{cel}}{\delta_{cel}}$$

$$h_{cd\ v-cel-ted} = \frac{\lambda_{ted}}{\delta_{ted}}$$

$$Q_{ele} = \frac{Q_{sun}}{\alpha_{cel}} \eta_{ref} \exp(\beta(T_{cel} - T_{ref}))$$

η_{ref} : est le rendement de référence mesuré au condition standard (STD)

$$T_{ref} = 25\text{ °C}$$

β : le coefficient de température qui représente la relation entre le rendement de la cellule solaire et la température (environ 0.004 pour une cellule solaire au silicium)

4. Pour la couche de Tedlar :

$$m_{ted} C_{ted} \frac{\partial T_{ted}}{\partial t} = Q_{cd-cel-ted} - Q_{cd\ ted-p} \quad (2-13)$$

$$m_{ted} C_{ted} \frac{\partial T_{ted}}{\partial t} = h_{cd\ v-ted} A_{ted} (T_{cel\ v\ int} - T_{ted-cel}) - h_{cd\ ted-p} A_{ted} (T_{ted} - T_p) \quad (2-14)$$

Avec :

$$h_{cd\ ted} = \frac{\lambda_{ted}}{\delta_{ted}}$$

$$h_{cd\ v-ted-p} = 2 \frac{\lambda_p}{\delta_p}$$

5. Au niveau de la plaque absorbante :

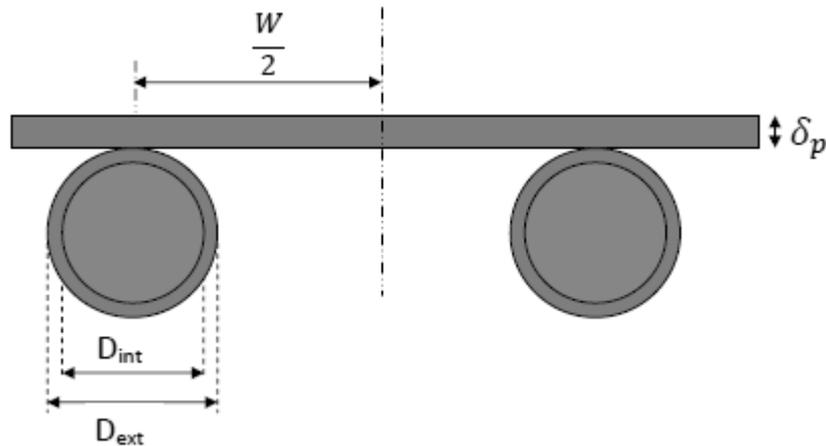


Fig. 2.9. Coupe du collecteur au niveau de la plaque absorbante

$$m_p C_p \frac{\partial T_p}{\partial t} = Q_{cd-ted-p} - Q_{cd-p-tube} - Q_{cd-p-iso} \quad (2-15)$$

$$m_p C_p \frac{\partial T_p}{\partial t} = h_{cd-ted-p} A_p (T_{ted} - T_p) - h_{cd-p-tube} A_p (T_p - T_t) - h_{cd-p-iso} A_p (T_p - T_{iso-int}) \quad (2-16)$$

Avec :

$$h_{p-tube} = A_p \frac{W - D_{ext}}{W}$$

$$h_{p-iso} = A_p \left[1 - \frac{W - D_{ext}}{W} \right]$$

A_{p-tube} : Surface de contact entre le tube et la plaque absorbante

A_{p-iso} : Surface de contact entre la plaque absorbante et l'isolant (face intérieur)

$$h_{cd-p-tube} = \frac{1}{2 \left[\frac{\delta_p}{\lambda_p} + \frac{D_{ext} - D_{int}}{2\lambda_p} \right]}$$

$$h_{cd-p-iso} = 2 \frac{\lambda_p}{\delta_p}$$

$h_{cd-p-tube}$: Coefficient de transfert par conduction entre la plaque et le tube

$h_{cd-p-iso}$: Coefficient de transfert par conduction entre la plaque et l'isolant (face intérieur)

6. Au niveau du tube :

$$m_t C_t \frac{\partial T_t}{\partial t} = Q_{cd-p-tube} - Q_{cv-tube-fluide} - Q_{cd-tube-iso} \quad (2-17)$$

$$m_t C_t \frac{\partial T_t}{\partial t} = h_{cd-p-t} A_{p-t} (T_p - T_t) - h_{cv-t-f} A_f (T_t - T_f) - h_{cd-t-iso} A_{iso-t} (T_t - T_{iso-ext}) \quad (2-18)$$

Avec :

$$h_{iso-t} = \frac{D_{ext}}{2} \pi L$$

$$A_f = \left(\frac{D_{int}}{2} \right)^2 \pi$$

A_{iso-t} : surface de contact entre l'isolant est le tube

A_f : surface de contact entre le tube et le fluide caloporteur

$$h_{cv-t-f} = \frac{\lambda_f \cdot N_u}{D_h}$$

λ_f : conductivité thermique du fluide

D_h : diamètre hydraulique

Le Nombre de Nusselt(Nu) est calculé selon la corrélation de **Gnielinski**, qui a exploité un grand nombre de données expérimentales sur le transfert de chaleur dans les tubes et il a proposé une corrélation utilisable pour le régime de transition et pour le régime turbulent en tenant compte de la longueur d'établissement de l'écoulement.

Les propriétés physiques sont calculées à la température moyenne de l'eau.

$$N_u = \frac{\Omega}{8} \frac{(Re \cdot 10^3) P_r}{1 + 12.7 \left(\frac{\Omega}{8}\right)^{0.5} (P_r^{2/3} - 1)} \left[1 + \left(\frac{D_{int}}{L}\right)^{2/3} \right] \quad (2-19)$$

Ω : coefficient de Darcy

Cette relation est utilisable pour $0.6 < Pr < 2000$ et $2300 < Re < 10^6$

Si $2300 \leq Re \leq 10^5$, on applique la relation de Blasius :

$$\Omega = 0.3164 Re^{-0.25}$$

Si $10^5 \leq Re \leq 10^6$, on applique la relation d'Herman :

$$\Omega = 0.0054 + 0.3964 Re^{-0.3}$$

7. Pour le fluide caloporteur :

La distribution de la température dans le sens d'écoulement du fluide, si on considère que le fluide a une température d'entrée T_e et une température de sortie T_s pour un segment de conduite est donné par :

$$m_f C_f \frac{\partial T_f}{\partial t} = Q_{cv-tube-fluit} + Q_{th} \quad (2-20)$$

$$m_f C_f \frac{\partial T_f}{\partial t} = h_{cv-t-f} A_f (T_t - T_f) + nWF' [S - U_{pa} (T_f - T_a)] \quad (2-21)$$

Avec :

$$S = \left[\tau_v \alpha_{cel} - \left(\frac{\eta_{ref} A_{cel}}{A_{cap}} \right) \right] G \quad (2-22)$$

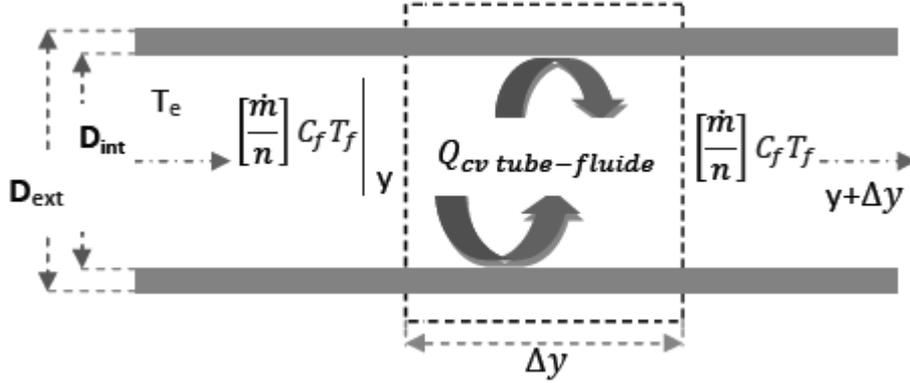


Fig. 2.10. Schéma servant à écrire le bilan thermique d'un volume élémentaire de fluide dans un tube

8. Pour la couche d'isolant :

• Face intérieur :

$$m_{iso} C_{iso} \frac{\partial T_{iso-int}}{\partial t} = Q_{cd-p-iso} + Q_{cd-iso} \quad (2-23)$$

$$m_{iso} C_{iso} \frac{\partial T_{iso-int}}{\partial t} = h_{cd-p-iso} A_{p-iso} (T_p - T_{iso-int}) - h_{cd-iso} A_{iso} (T_{iso-int} - T_{iso-ext}) \quad (2-24)$$

• Face extérieur :

$$m_{iso} C_{iso} \frac{\partial T_{iso-ext}}{\partial t} = Q_{cd-t-iso} + Q_{iso} + Q_{cd-iso-a} \quad (2-25)$$

$$m_{iso} C_{iso} \frac{\partial T_{iso-ext}}{\partial t} = h_{cd-t-iso} A_{iso-t} (T_t - T_{iso-ext}) + h_{cd-iso} A_{iso} (T_{iso-int} - T_{iso-ext}) - h_{iso} - a A_{iso} (T_{iso-ext} - T_a) \quad (2-26)$$

$$Q_{util} = A_{cap} F_R [(\tau \alpha)_{PV} G - U_{p-a} (T_e - T_a)] \quad (2-27)$$

U_{p-a} : coefficient de perte thermique globale du capteur

F_R : facteur d'extraction de la chaleur qui définit la proportion du gain réel de l'énergie utile du collecteur au maximum du gain utile possible si la surface du collecteur entière était à la température d'entrée du fluide, il peut être calculé comme suit :

$$F_R = \frac{\dot{m} C_f}{A_{cap} U_{p-a}} \left[1 - \exp \left(\frac{-A_{cap} \cdot U_{p-a} - aF'}{\dot{m} C_f} \right) \right] \quad (2-28)$$

L'efficacité corrigée de l'ailette F' peut être calculée comme suit :

$$\dot{F} = \frac{\frac{1}{U_{p-a}}}{W(U_p - a(D_{ext} + (W - D_{ext})F)) - \frac{1}{cb} + \frac{1}{\pi D_h \cdot h_{cv-p-f}}} \quad (2-29)$$

Avec :

$$F = \frac{\tanh \left(\left(\frac{W - D_{ext}}{2} \right) \sqrt{\frac{U_{p-a}}{\lambda_p \delta}} \right)}{\left(\frac{W - D_{ext}}{2} \right) \sqrt{\frac{U_{p-a}}{\lambda_p \delta}}} \quad (2-30)$$

2.11. PERFORMANCE ELECTRIQUE ET THERMIQUE DU CAPTEUR HYBRIDE PVT:

Le facteur de l'absorptivité – transmittivité, d'un panneau solaire hybride est défini par: $\tau \times \alpha = 1 - \rho$

Où, τ , est la transmittivité de la couche supérieure du panneau;

α , le facteur d'absorption de la couche supérieure du panneau

ρ est le facteur de réflexion sur toute la géométrie du panneau

Le rendement électrique, comme pour les panneaux photovoltaïques, est défini comme quotient entre le rendement de puissance du panneau et le rayonnement incident sur le panneau. Pendant que le rendement de puissance pour un état de travail est donné par le produit de la tension (V) et du courant correspondant (I), le rendement électrique s'exprime de la manière suivante:

$$\eta_e = \frac{I.V}{A_c.G} \quad (2-31)$$

$$\eta_e = \frac{Pe}{A_c.G} \quad (2-32)$$

Avec :

$$Pe = \frac{\alpha_{cel}\tau_v A_c}{\alpha_{cel}} \eta_{ref} \cdot \exp[\beta(T_{cel} - T_{ref})] \quad (2-33)$$

Pe : la puissance électrique produite par un capteur hybride PVT.

Le rendement thermique est le facteur déterminant de la performance thermique de ce dernier, qui est déterminé par la formule suivante :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m}C_f(T_s - T_e)}{A.G} \quad (2-34)$$

T_s : Température de sortie du fluide caloporteur

T_e : Température d'entrée du fluide caloporteur

Alors toute l'efficacité du panneau PVT sera la somme des précédentes.

2.12. RESOLUTION NUMERIQUE DU SYSTEME :

La modélisation de capteur étudié, repose sur un système d'équations régissant le transfert thermique. Ces équations aux dérivées partielles, traduisent les variations des températures dans les différentes couches prises comme variables d'état. Pour cela, un bilan global des flux thermiques a été réalisé pour chaque couche.

Le problème consiste à déterminer, en fonction des paramètres externes et internes:

- Les températures au niveau de chaque couche du composant du capteur.
- L'efficacité globale thermique et électrique du capteur.

La résolution du système est effectuée par la méthode Runge-Kutta d'ordre 4 (**RK4**) sous logiciel MATLAB, Pour cela il faut mettre le système d'équations précédent sous la forme suivante :

$$f(T_{vext}) = \frac{\partial T_{vext}}{\partial t} = \frac{1}{m_v C_v} \left[A_v G - \sigma \varepsilon_v A_v (T_{vext}^4 - T_{ciel}^4) - h_{c-a} A_v (T_{vext} - T_a) - h_{cd\ v} A_v (T_{vext} - T_{vint}) \right] \quad (2-35)$$

$$f(T_{vint}) = \frac{\partial T_{vint}}{\partial t} = \frac{1}{m_v C_v} \left[A_v G \tau_v - h_{cd\ v} A_v (T_{vext} - T_{vint}) - h_{cd\ v\ cel} A_v (T_{vint} - T_{cel}) \right] \quad (2-36)$$

$$f(T_{cel}) = \frac{\partial T_{cel}}{\partial t} = \frac{1}{m_{cel} C_{cel}} \left[A_v G \tau_v \alpha_{cel} + h_{cd\ v\ cel} A_v (T_{vint} - T_{cel}) - h_{cd\ v\ cel\ cel} A_{cel} (T_{cel} - T_{ted}) - Q_{ele} \right] \quad (2-37)$$

$$f(T_{ted}) = \frac{\partial T_{ted}}{\partial t} = \frac{1}{m_{ted} C_{ted}} \left[h_{cd\ v\ ted} A_{ted} (T_{cel\ vint} - T_{ted\ cel}) - h_{cd\ ted\ p} A_{ted} (T_{ted} - T_p) \right] \quad (2-38)$$

$$f(T_p) = \frac{\partial T_p}{\partial t} = \frac{1}{m_p C_p} \left[h_{cd\ ted\ p} A_p (T_{ted} - T_p) - h_{cd\ p\ tube} A_p (T_p - T_t) - h_{cd\ p\ iso} A_p (T_p - T_{iso\ int}) \right] \quad (2-39)$$

$$f(T_t) = \frac{\partial T_t}{\partial t} = \frac{1}{m_t C_t} \left[h_{cd\ p\ t} A_{p\ t} (T_p - T_t) - h_{cv\ t\ f} A_f (T_t - T_f) - h_{cd\ t\ iso} A_{iso\ t} (T_t - T_{iso\ ext}) \right] \quad (2-40)$$

$$f(T_f) = \frac{\partial T_f}{\partial t} = \frac{1}{m_f C_f} \left[h_{cv\ t\ f} A_f (T_t - T_f) + nWF' (S - U_{pa} (T_f - T_a)) \right] \quad (2-41)$$

$$f(T_{iso\ int}) = \frac{\partial T_{iso\ int}}{\partial t} = \frac{1}{m_{iso} C_{iso}} \left[h_{cd\ p\ iso} A_{p\ iso} (T_p - T_{iso\ int}) - h_{cd\ iso} A_{iso} (T_{iso\ int} - T_{iso\ ext}) \right] \quad (2-42)$$

$$f(T_{iso\ ext}) = \frac{\partial T_{iso\ ext}}{\partial t} = \frac{1}{m_{iso} C_{iso}} \left[h_{cd\ t\ iso} A_{iso\ t} (T_t - T_{iso\ ext}) + h_{cd\ iso} A_{iso} (T_{iso\ int} - T_{iso\ ext}) - h_{iso\ a} A_{iso} (T_{iso\ ext} - T_a) \right] \quad (2-43)$$

2.12. 1. Méthode de Range-Kutta :

La méthode de Runge-Kutta est une méthode d'analyse numérique d'approximation de solution d'équation différentielle cette méthode repose sur le principe de l'itération c'est-à dire qu'une première estimation de la solution est utilisée pour calculer une seconde estimation, plus précise, et ainsi de suite.

Considérons le problème suivant :

$$T' = f(t, T) \quad f(t_0) = T_0$$

La méthode RK4 est donnée par l'équation :

$$T_{n+1} = T_n + \frac{1}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$$

$$k_1 = f(t_n, T_n)$$

$$k_2 = f\left(t_n + \frac{h}{2}, T_n + \frac{h}{2}k_1\right)$$

$$k_3 = f\left(t_n + \frac{h}{2}, T_n + \frac{h}{2}k_2\right)$$

$$k_4 = f(t_n + h, T_n + hk_3)$$

Les critères de convergence sont donnés par :

$$|T^{k+1} - T^k| \leq \varepsilon$$

Le choix de la valeur ξ est important pour s'assurer que la convergence est bien.

2.12. 2. Traitement informatique :

Les diverses étapes de résolution sont les suivantes:

- Entrée des données et calcul des constantes.
- la température ambiante.
- Calcul le rayonnement solaire global.
- Calcul des différents échanges thermiques qui sont indépendants de la

température à savoir:

1) Les coefficients d'échange thermique par conduction à travers les composants du module PV, l'absorbeur, et l'isolant.

2) Les coefficients d'échange thermique dû au vent.

• Nous supposons au départ que chaque composant du capteur est à la température ambiante T_a

- Calcul de coefficient d'échange thermique par rayonnement entre:

La vitre (côté extérieur) et l'ambiance.

- Calcul des coefficients d'échange thermique par convection entre:

a. La vitre (côté extérieur) et l'ambiance.

b. Le tube et le fluide caloporteur.

• Calcul des coefficients d'échange thermique par conduction entre les différentes couches du PVT.

- L'exécution de l'algorithme de **RK4** d'itération.

Toutes ces étapes sont représentées dans l'organigramme qui suit. Le programme principal a été développé en **MATLAB**.

2.12. 3. Organigramme :

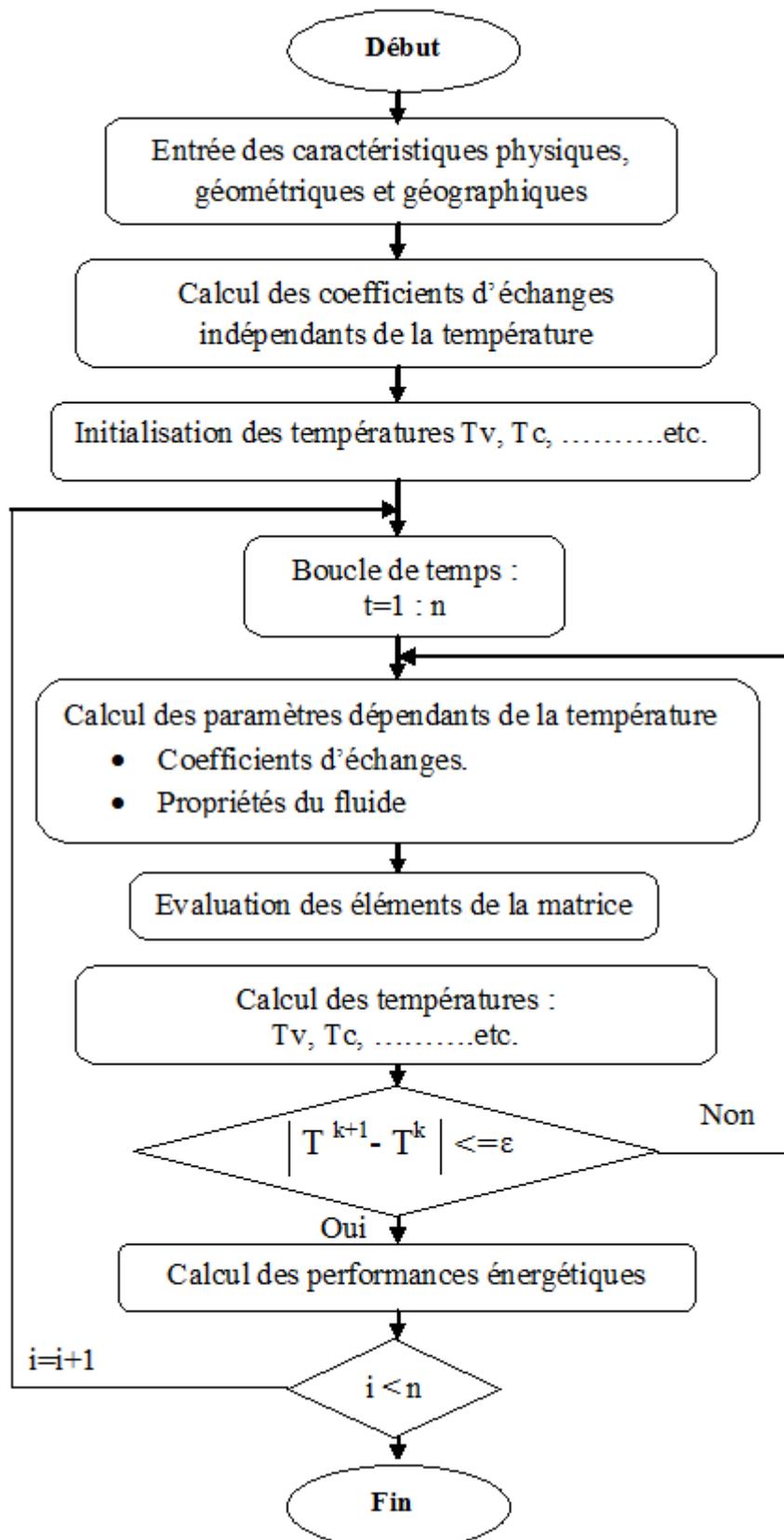


Fig. 2.11. Organigramme simplifié pour la simulation des capteurs

2.13. RESULTAT :

2.13.1. Variation de l'éclairement globale :

Le rayonnement global, étant le paramètre le plus influant sur le fonctionnement du système, il est donné pour la ville de Constantine.

Les coordonnées géographiques de Constantine, Algérie

Latitude : 36°21'54" Nord

Longitude : 6°36'52" Est

L'altitude par rapport au niveau de la mer : 574 m

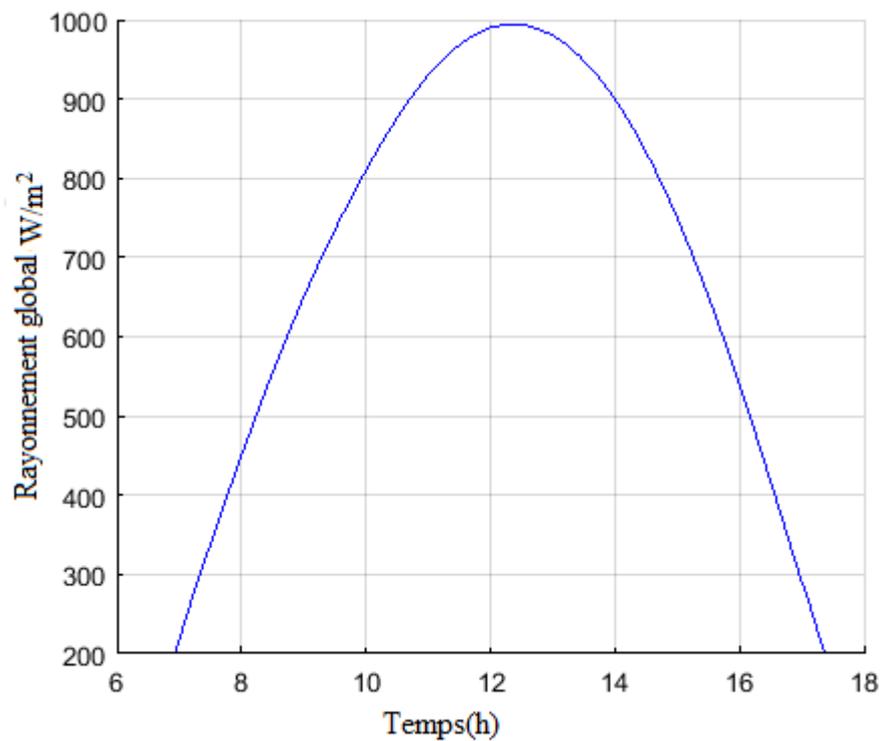


Fig. 2.12. Variations temporelles du rayonnement global

Dans la figure, on constate que la puissance d'insolation est au maximum entre 12h et 13h puisque le flux de chaleur est important.

Le flux solaire reçu sur une surface dépend de :

- l'orientation et de l'inclinaison de la surface.
- la latitude du lieu.
- La période de l'année.
- L'instant considéré dans la journée.
- La nature des couches nuageuses.

2.13.2. Variation de la température ambiante et du ciel :

La figure suivante présente la variation de la température ambiante et de la température du ciel en fonction du temps. La température du ciel varie en fonction de la température ambiante, et qui ont la même allure. Ceci peut être expliqué par le comportement de T_{ciel} par rapport à T_a .

On remarque que les températures « T_a » et « T_{ciel} » ont la même allure et atteignent le maximum entre 13^h et 14^h, ce comportement peut s'expliquer par la relation entre la température du ciel (T_{ciel}) et la température ambiante (T_a) selon l'équation (2-4).

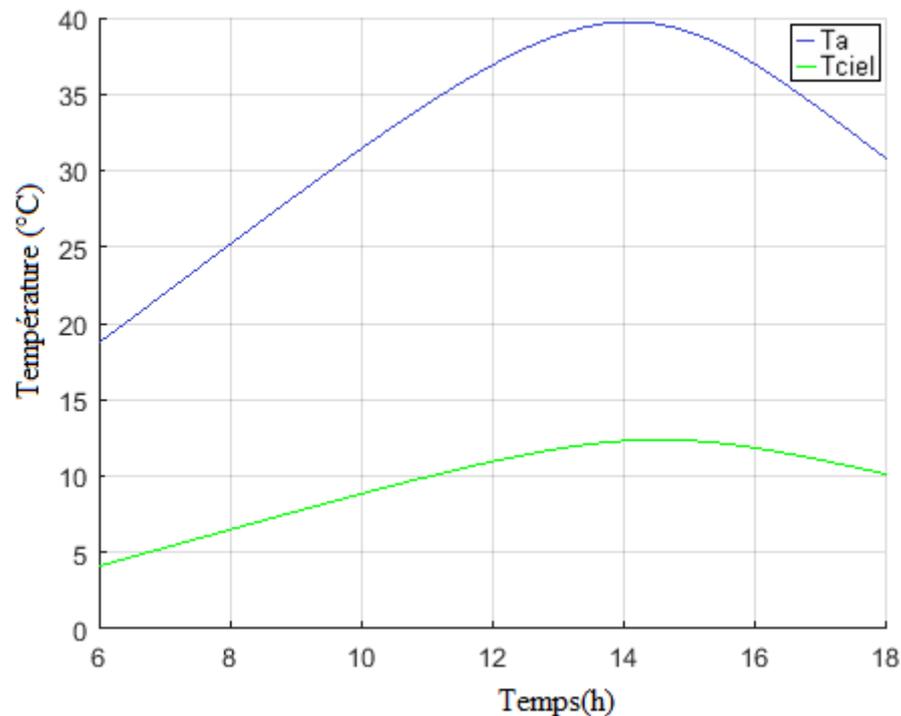


Fig. 2.13. Variations temporelles de température ambiante et température du ciel

2.13.3. Variation des températures des différents éléments du capteur PVT:

Nous avons déterminé la variation de la température au niveau de chaque couche qui constitue notre capteur solaire hybride photovoltaïque thermique pour une température d'entrée de fluide.

À partir de l'analyse des courbes obtenues figure (2.14) et figure (2.15), on constate que l'augmentation de la température des cellules et de plaque absorbante est proportionnelle à l'augmentation de rayonnement et de température ambiante.

Les températures les plus élevées sont celles de la vitre, la cellule PV, la plaque absorbante et de l'isolant interne alors que la plus basse est celle de l'isolant externe.

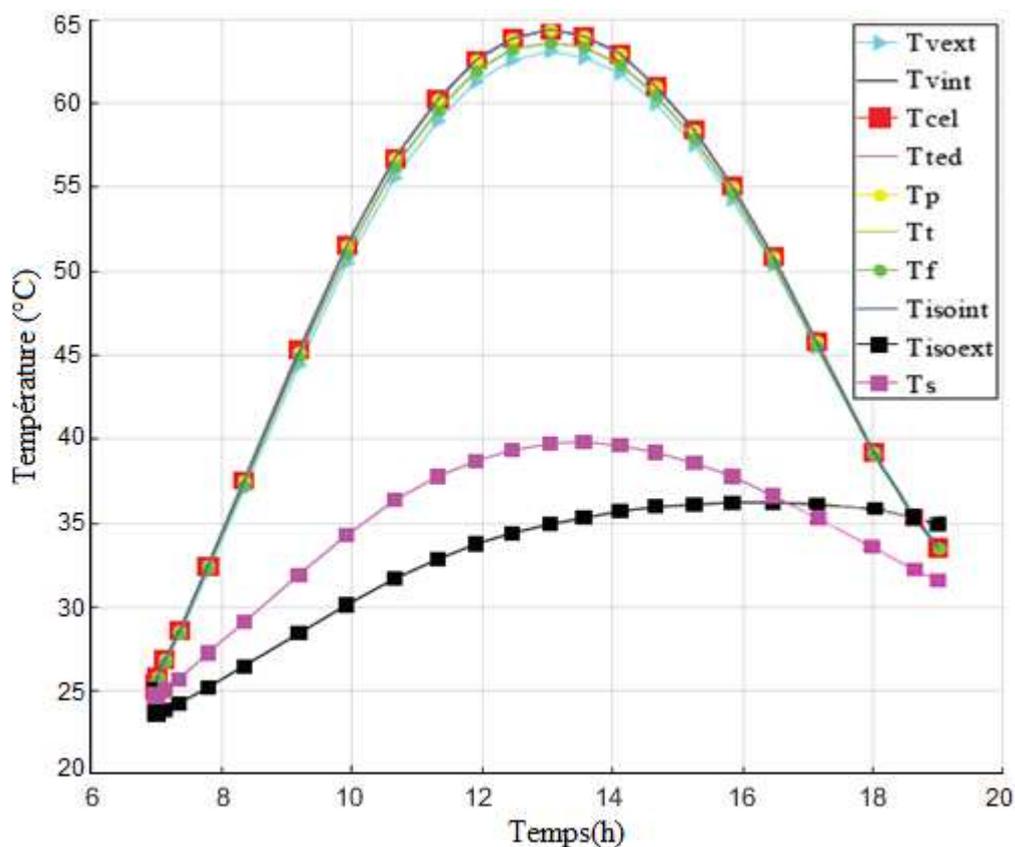


Fig. 2.14. Variations temporelles des températures de différentes couches du capteur PVT

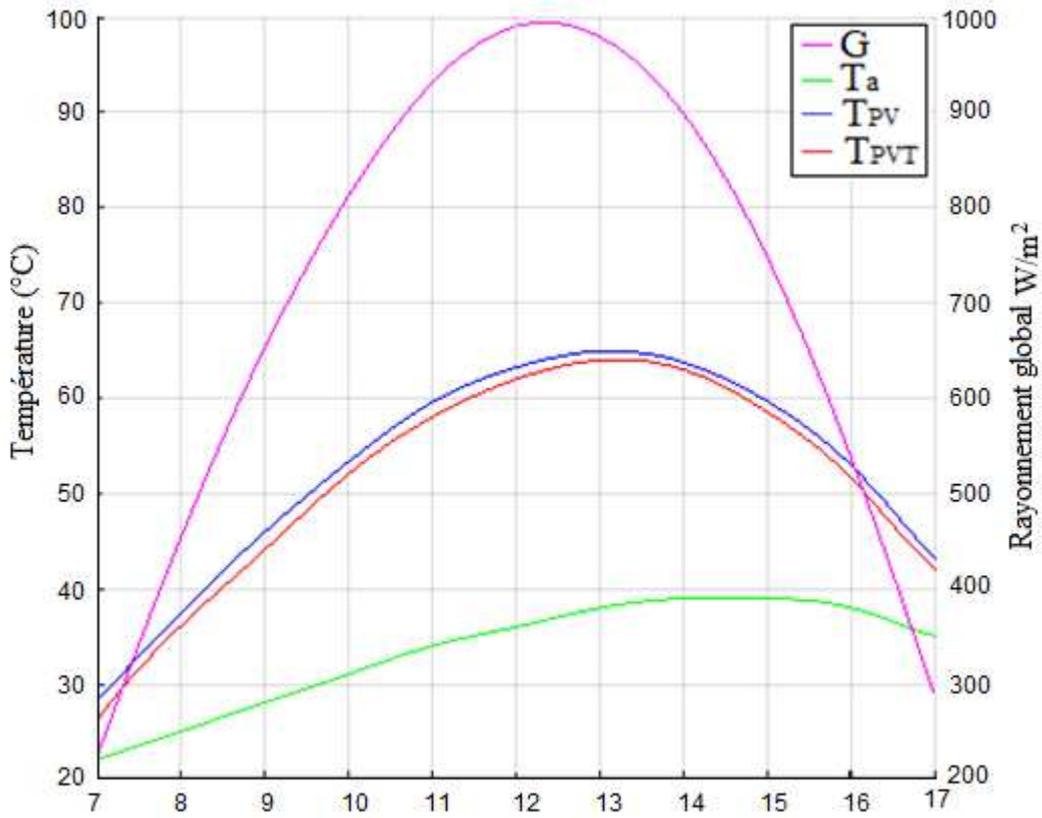


Fig. 2.15. Variations temporelles du rayonnement G et des températures T_a , T_{PV} et T_{PVT} .

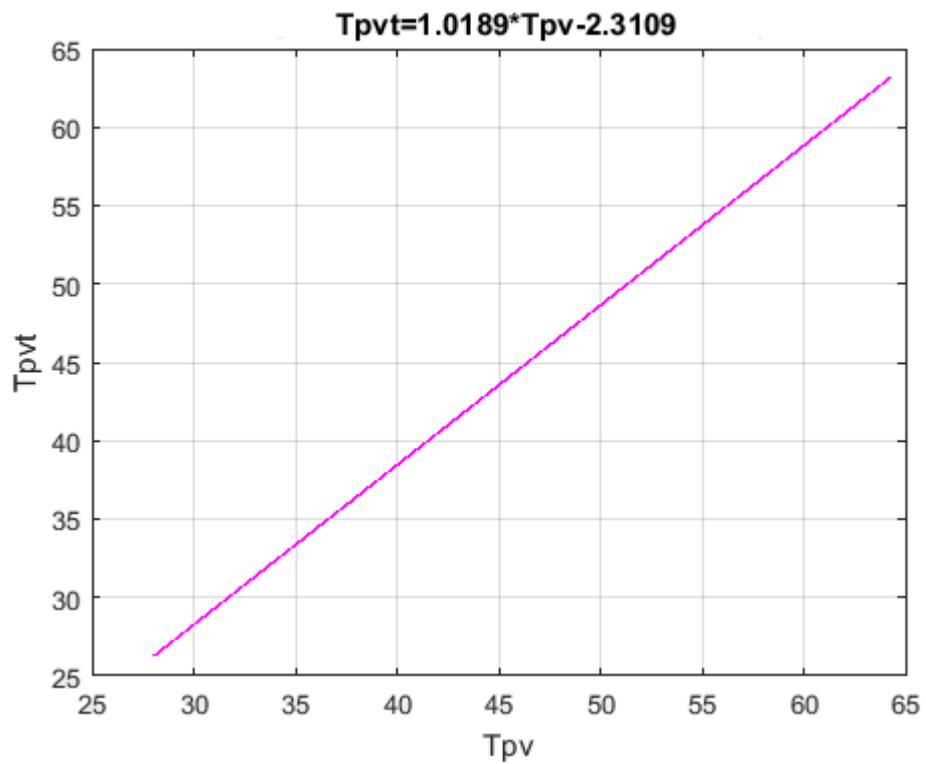


Fig. 2.16. Variations de température T_{PVT} en fonction de T_{PV} .

2.13.4. Rendement électrique et thermique :

La variation temporelle du rendement électrique et thermique (figure 2.17 et figure 2.18) est similaire à celle de l'irradiation globale. Dans le premier temps une augmentation du rendement jusqu'à une valeur maximale à 13^h puis une décroissance jusqu'à la fin de la journée. Le rendement électrique du capteur hybride PVT est de l'ordre de 10%, alors que le rendement thermique atteint une valeur de 50%.

Ces résultats sont en bon accord avec les résultats expérimentaux de K. Touafek et al. [95].

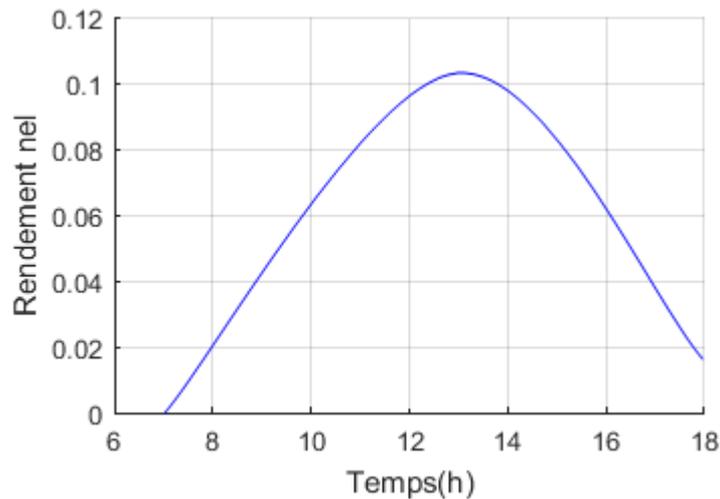


Fig. 2.17. Variations temporelles du rendement électrique

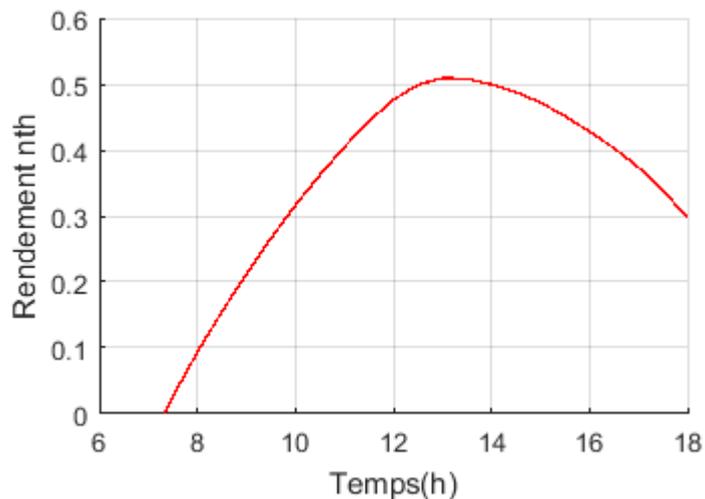


Fig. 2.18. Variations temporelles du rendement thermique

2.14. Caractéristiques I(V) de PV et PVT(théoriques et expérimentale):

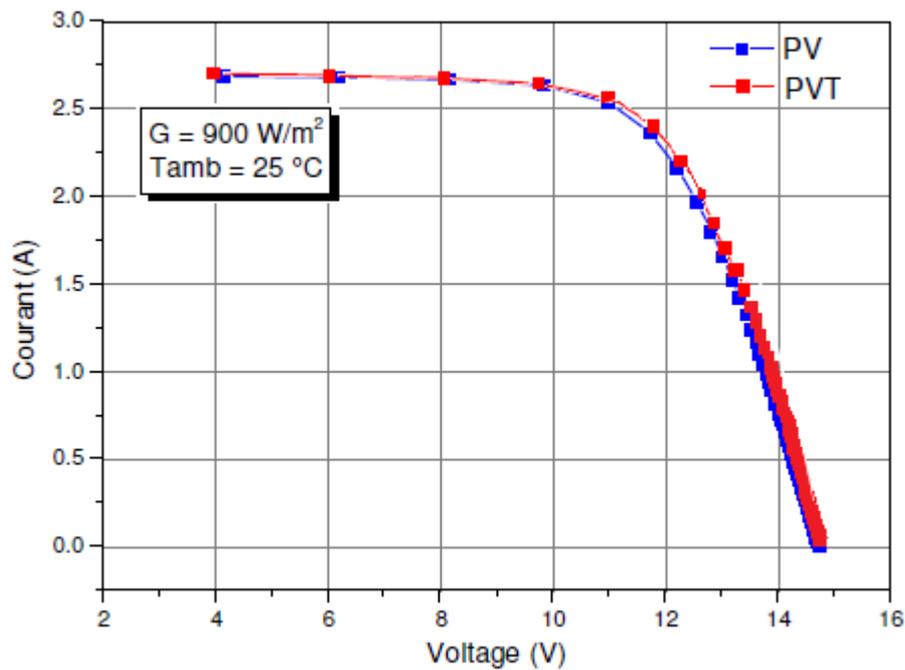


Fig. 2.19. Courbe I(V) pour PV et PVT (**théoriques**) Selon la référence [105]

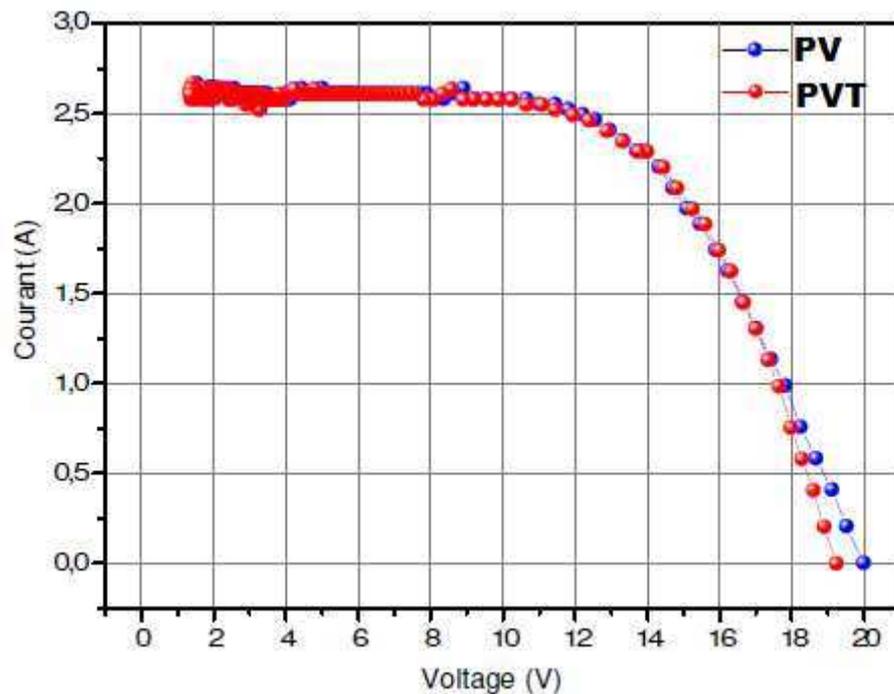


Fig. 2.20. Courbe I(V) pour PV et PVT (**expérimentale**) Selon la référence [105]

A partir des figures précédentes on remarque que les caractéristiques I(V) du générateur PV sont légèrement supérieures à celles du collecteur PVT, ce qui correspond à une petite amélioration du rendement du collecteur PVT grâce au générateur PV.

2.14. AVANTAGES ET INCONVENIENT DE CAPTEUR PVT :

2.14.1. Les avantage :

Les systèmes PVT solaires ont l'avantage de fournir une technologie solaire efficace citant :

- La réduction de l'espace.
- La réduction des coûts.
- La réduction de la gestion et la planification des projets dans ce contexte, par rapport à l'installation d'un PV solaire et un solaire thermique séparément [58].
- La production en même temps, l'électricité et la chaleur, avec un peu d'amélioration de coté électrique, par raison de diminution de la température.
- Nous avons bénéficié le côté thermique, avec son exploitation en d'autres domaines comme (chauffage d'eau, l'installation de système de chauffage dans les bâtiments d'habitation....etc).
- Le collecteur hybride étudié avec un peu d'améliorations des performances électriques. Mais pour un système à grande échelle, l'amélioration sera très claire.

2.14.2. Les inconvénient :

Parfois on trouve que le rendement électrique ou thermique individuel du système PVT est plus faible par rapport au rendement de deux systèmes séparément installés, les facteurs responsables à cet abaissement sont les suivants : [59, 85]

- La température des cellules est plus élevée par exemple imposées par la collecte de chaleur fluide.
- Une faible conductivité thermique entre la couche de module PV et le fluide. Implique que la surface des modules PV devient chaude et par conséquent, les pertes thermiques sont améliorées.
- La résistance thermique supplémentaire créée par l'adhésif.
- Augmentation de la résistance au transfert de chaleur accrue introduite entre la cellule et l'absorbeur.

2.13. CONCLUSION :

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur le système d'énergie solaire hybride PVT, La première partie et après un rappel des notions de système solaire hybride PVT. Ensuite nous avons présenté les différents types de ce système avec un rappel sur l'histoire de capteur hybride photovoltaïque thermique PVT avec les avantages, ainsi explications des éléments de construction de capteur PVT étudié.

La seconde partie du chapitre a été consacrée l'étude thermique du capteur hybride PVT, bilan thermique des différentes couches du capteur, nous avons donné des équations différentiels de chaque couche. Ensuite la résolution numérique de ce système avec des performances électriques et thermiques du capteur hybride PVT, et enfin cité les avantages et les inconvénients de système de capteur PVT par rapport deux systèmes séparément installés.

Chapitre III

Modélisation de Système de Pompage PVT

3.1. INTRODUCTION :

L'utilisation du photovoltaïque comme source d'énergie pour le pompage d'eau est considérée comme l'un des domaines les plus prometteurs pour l'application de l'énergie solaire. L'amélioration de système de pompage photovoltaïque par l'insertion d'un capteur photovoltaïque thermique (PVT) qui diminue la température et ensuite augmenter le rendement de ce système

Le pompage photovoltaïque qui permet d'obtenir des débits nettement plus importants, apparaît comme une solution raisonnable du point de vue technique et économique.

3.2. POMPAGE PAR ENERGIE SOLAIRE PVT :

La conversion de l'énergie solaire par voie photovoltaïque est l'une des meilleures façons de récolter l'énergie solaire. Un système de pompage est composé de panneaux photovoltaïques, pompe et moteur (figure 3.1). En fonction du système adopté, des batteries de stockages, un contrôleur de charge peut être envisagé. Si le moteur de la pompe choisie marche avec un courant alternatif, il est recommandé d'installer un convertisseur (DC-AC) du courant continu vers le courant alternatif.

Les systèmes de pompage photovoltaïques sans batterie de stockage ont l'avantage d'être moins coûteux ce qui nécessite moins d'entretien par rapport aux systèmes avec batterie. Cependant, les batteries de stockage ont l'avantage de fournir une performance constante pendant les heures hors ensoleillement. L'ajout d'un réservoir de stockage d'eau dans les systèmes de pompage photovoltaïques est plus économique que les systèmes avec batterie.

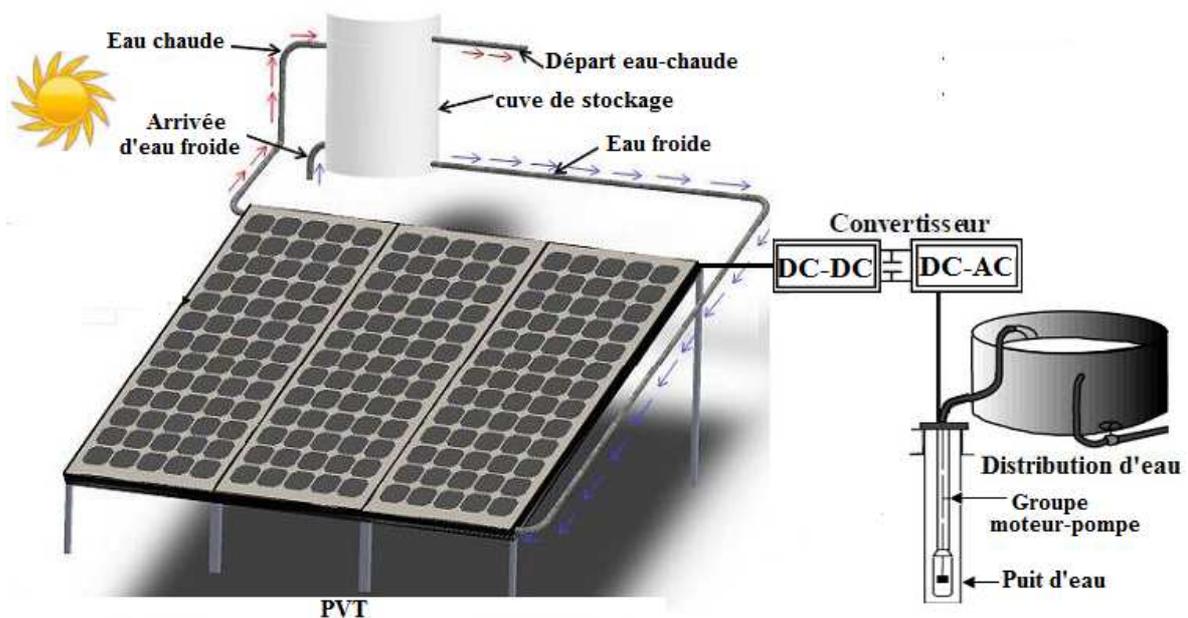


Fig.3.1. Système de pompage PVT

3.3. ETAGE D'ADAPTATION ENTRE UN GENERATEUR PV ET UNE CHARGE :

Afin d'extraire, à chaque instant, le maximum de puissance disponible aux bornes du PVT et de la transférer à la charge, un étage d'adaptation est utilisé. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments. Il assure, à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur.

L'adaptateur communément utilisé en PVT est un convertisseur statique (convertisseur de puissance DC/DC). La structure de conversion est choisie en fonction de la charge à alimenter. Elle peut être survoltrice ou dévoltrice.

3.3.1. Convertisseur DC/DC

La figure (3.2) montre la représentation d'un convertisseur DC/DC, qui peut être utilisé comme interface entre la source et la charge [106].

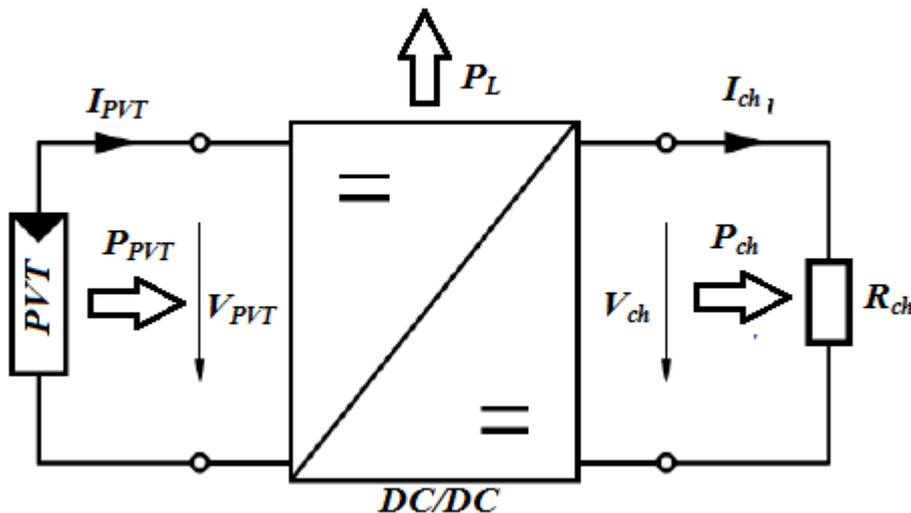


Fig.3.2. Convertisseur DC/DC

Le rôle du convertisseur DC/DC (dans le cadre du PVT) est de faire l'adaptation entre la source (PVT) et la charge pour un transfert de puissance maximal. Ceci est fait en maintenant le PF sur ou assez proche du MPP pour n'importe quelles conditions de fonctionnement (rayonnement, température, caractéristique de charge, etc.).

Contrairement au cas général où le convertisseur DC/DC est utilisé pour réguler la tension de sortie, ici c'est plutôt la tension d'entrée qui est régulée. La tension de référence (consigne) est alors constante ou imposée par un algorithme de commande.

Si les pertes internes P_L du convertisseur sont négligeables, alors les puissances d'entrée et de sortie sont égales. Dans ce qui suit, le principe de fonctionnement de quelques types de convertisseurs DC/DC est décrit.

a) Convertisseur dévolteur (Buck converter)

Un convertisseur Buck, ou hacheur série, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible valeur. Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge, lorsque le point de fonctionnement en couplage direct est à gauche du MPP.

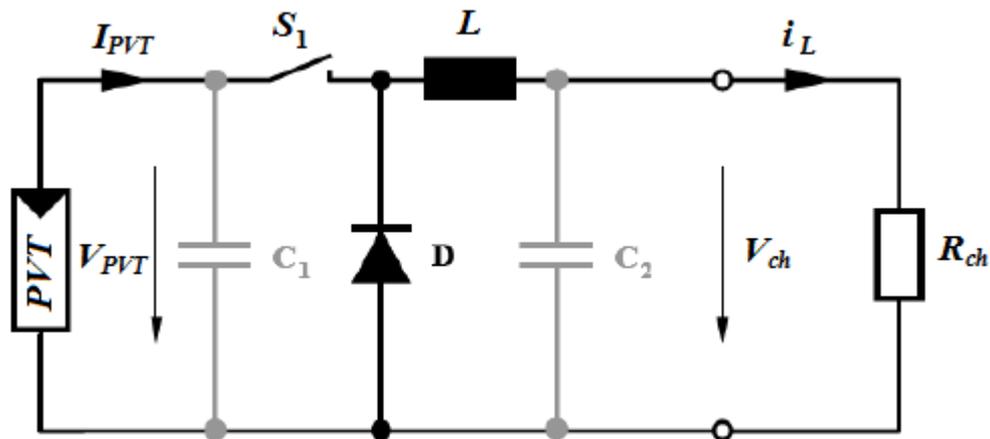


Fig.3.3. Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck

Si le commutateur S_1 est activé à t_0 , un courant circule dans le circuit, mais ne passe pas par la diode D puisqu'elle est inversement polarisée. Le courant i_L n'augmente pas immédiatement, mais plutôt linéairement avec un taux d'accroissement imposé par l'inductance L

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_{PVT} - V_{ch}}{L} \quad (3-1)$$

Pendant ce temps, l'inductance emmagasine de l'énergie sous forme magnétique. Si S_1 est désactivé après $t = t_1$, la charge est déconnectée de son alimentation. Le courant est toutefois maintenu par l'énergie stockée dans l'inductance L et circule à travers la diode D appelée (diode de roue libre). Cette dernière permet d'évacuer l'énergie emmagasinée dans l'inductance à l'ouverture du commutateur sans créer de surtension. Selon l'équation(3.1), le courant décroît, puisque :

$$\frac{di_L}{dt} = -\frac{V_{ch}}{L} \quad (3-2)$$

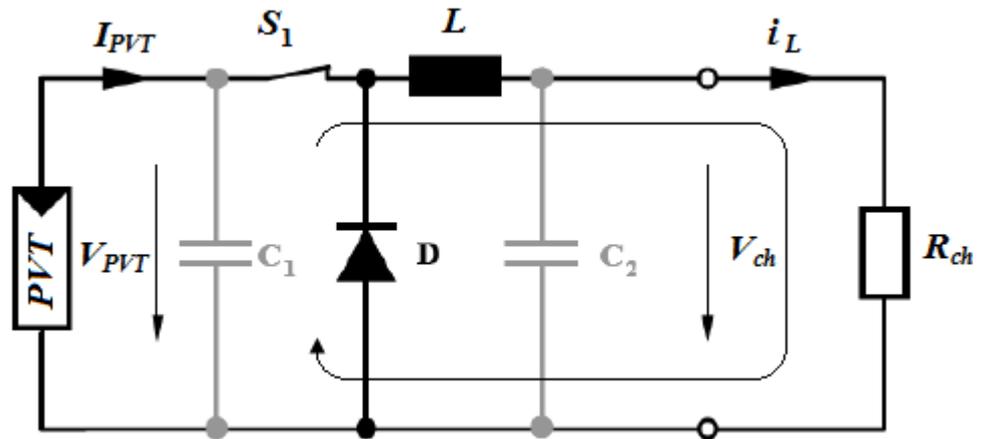


Fig.3.4. Convertisseur Buck durant l'état on

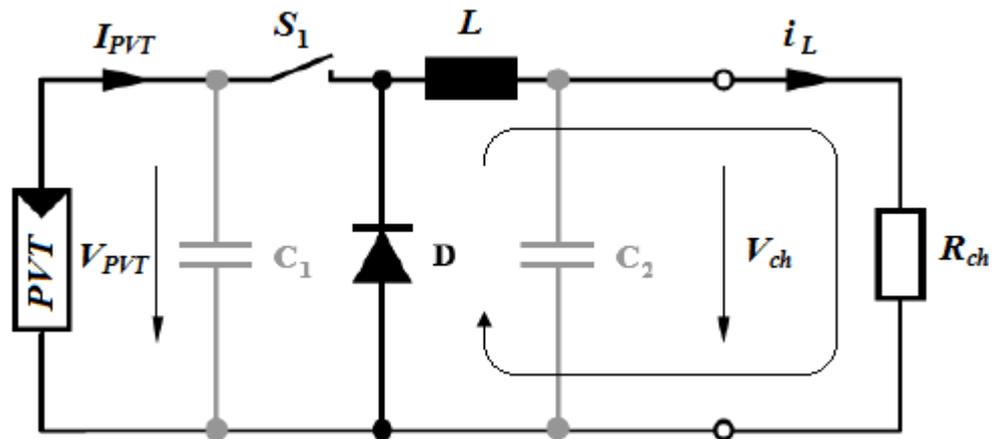
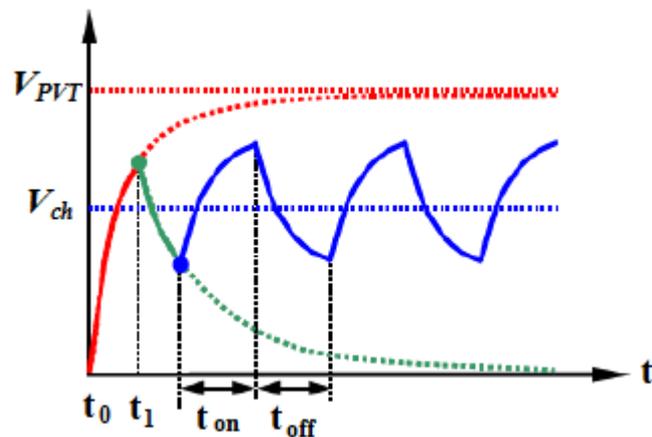


Fig.3.5. Convertisseur Buck durant l'état off

Fig.3.6. Formes d'ondes des tensions V_{PVT} et V_{ch} dans le cas du convertisseur Buck

Le condensateur C_1 permet de réduire les pics du courant tiré du PVT, de soutenir la tension d'alimentation V_{PVT} et d'atténuer les bruits. Le commutateur S_1 est

activé et désactivé avec une fréquence de commutation $f = \frac{1}{T}$. Comme l'illustre la figure(3.6), la tension aux bornes de la charge présente une ondulation qui peut être lissée par l'ajout d'un condensateur C_2 . Quoiqu'il en soit, la valeur moyenne $\overline{V_{ch}}$ est inférieure à V_{PVT} . Dans le cas où la fréquence est augmentée, par exemple jusqu'au kHz, l'inductance nécessaire peut être réduite considérablement.

La tension aux bornes de la charge est donnée par :

$$V_{ch} = \frac{t_{on}}{T} V_{PVT} = \alpha V_{PVT} \quad (3-3)$$

avec $T = t_{on} + t_{off}$: est la période de commutation

$\alpha = \frac{t_{on}}{T}$: est le rapport cyclique ($0 < \alpha < 1$)

Grâce à cette équation, on peut voir que la tension de sortie varie linéairement avec le rapport cyclique α .

Il est à noter que l'interrupteur utilisé est un dispositif à semi-conducteur en commutation. Généralement, un transistor MOSFET est utilisé pour son faible temps de commutation afin de minimiser les pertes de puissance.

b) Convertisseur survolteur (Boost converter)

Un convertisseur Boost, ou hacheur parallèle, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur. Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge, lorsque le point de fonctionnement en couplage direct est à droite du MPP.[106]

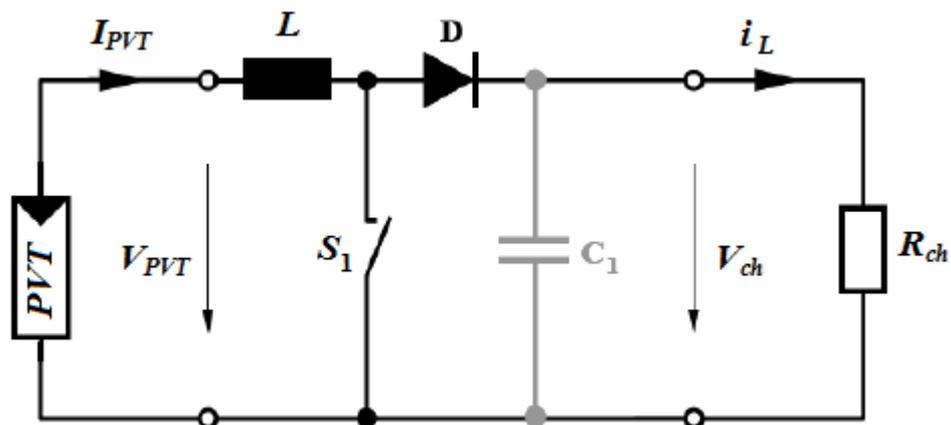


Fig.3.7. Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Boost

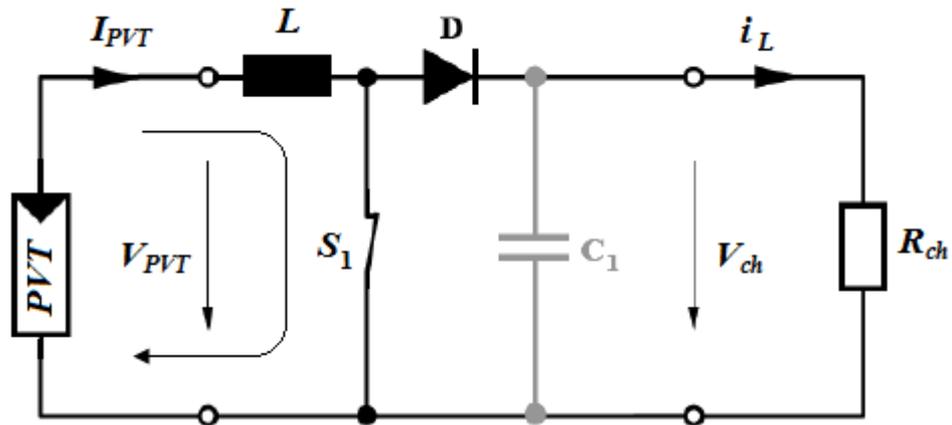


Fig.3.8. Convertisseur Boost durant l'état on

Si le commutateur S_1 est désactivé à t_0 et si la chute de tension aux bornes de la diode est négligée, alors V_{ch} est égale à V_{PVT} .

Lorsque le commutateur est activé (figure 3.8), la tension de la charge chute immédiatement à zéro si le condensateur C_1 est omis. Le courant du circuit i_L circule à travers l'inductance L et augmente suivant l'équation:

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_{PVT}}{L} \quad (3-4)$$

Lorsque S_1 est désactivé (figure 3.9), l'inductance se trouve en série avec le collecteur et sa f.e.m s'additionne à celle du collecteur (effet survolteur). Le courant i_L traversant l'inductance traverse ensuite la diode D , le condensateur C_1 et la charge. Il en résulte un transfert de l'énergie accumulée dans l'inductance vers le condensateur. Le courant décroît ensuite progressivement, car $V_{ch} > V_{PVT}$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_{PVT} - V_{ch}}{L} \quad (3-5)$$

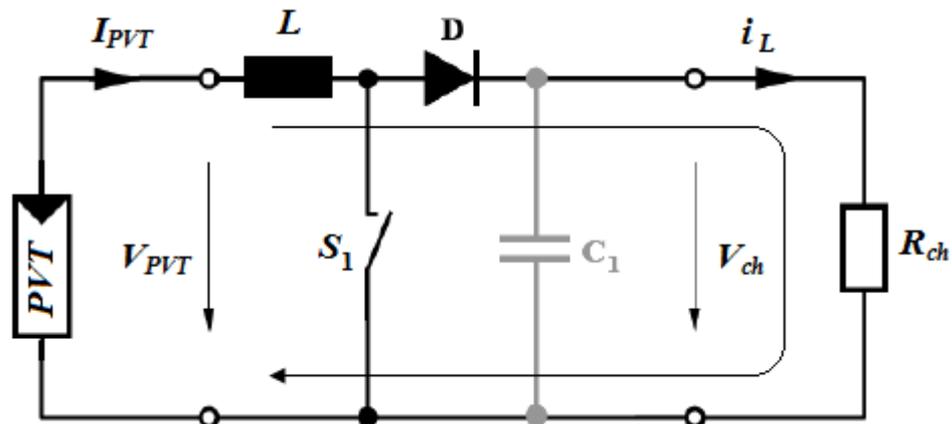


Fig.3.9. Convertisseur Boost durant l'état off

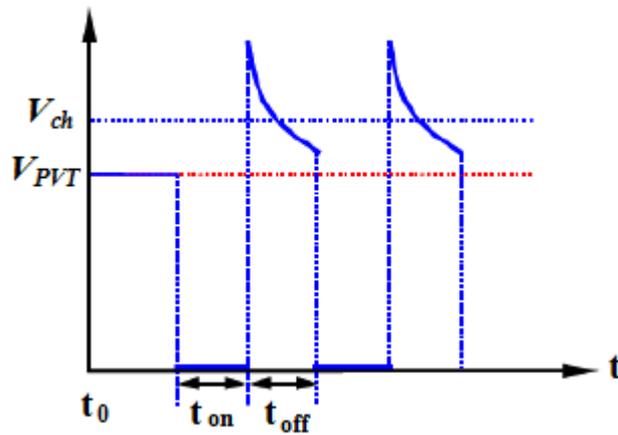


Fig. 3.10. Formes d'ondes des tensions V_{PVT} et V_{ch} dans le cas du convertisseur Boost

La forme d'onde de la tension de la charge est représentée sur la figure (3.10). La diode α permet d'éviter la décharge du condensateur C_1 , lorsque le commutateur est activé. Le condensateur est supposé assez grand pour pouvoir lisser la tension de la charge.

La tension de la charge est donnée par :

$$V_{ch} = \frac{T}{t_{off}} V_{PVT} = \frac{1}{1-\alpha} V_{PVT} \quad (3-6)$$

avec $\alpha = \frac{t_{on}}{T}$: est le rapport cyclique ($0 < \alpha < 1$)

c) Convertisseur Buck-Boost :

Un convertisseur Buck-Boost est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible ou plus grande valeur mais de polarité inverse.

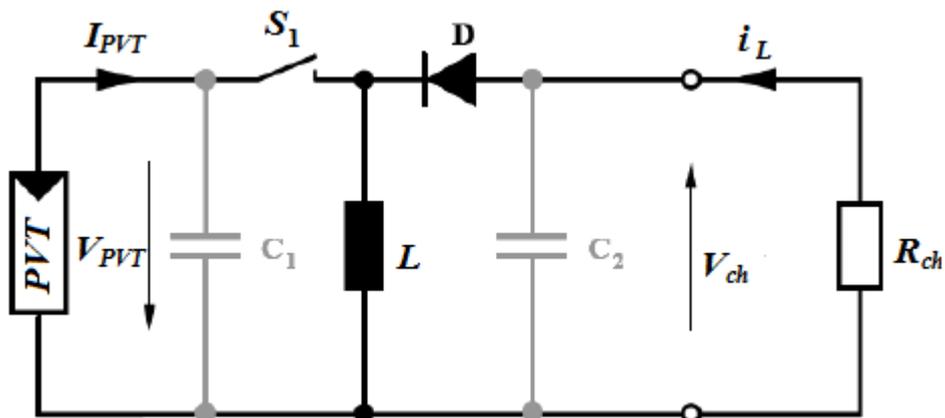


Fig.3.11. Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck-Boost

Durant l'état «on», l'énergie apportée par la source (collecteur PVT) est stockée dans l'inductance L (figure 3.12). L'énergie stockée dans l'inductance L est livrée ensuite à la charge pendant l'état «off» (Figure 3.13). En raison de la présence de la diode D , le courant circule à travers l'inductance L seulement dans une direction durant les deux états. Par conséquent, V_{ch} a une polarité opposée à V_{PVT} . Pour cette raison, ce circuit est aussi appelé convertisseur inverseur. Les équations décrivant ce circuit peuvent être obtenues de la même manière qu'au paravant. Comme indiqué précédemment, le condensateur C_1 soutient la tension d'alimentation V_{PVT} , C_2 lisse la tension de la charge. En conclusion, l'amplitude de V_{ch} peut être inférieure ou supérieure à V_{PVT} suivant la valeur de t_{on} et t_{off}

$$V_{ch} = \frac{t_{on}}{t_{off}} V_{PVT} = \frac{\alpha}{1-\alpha} V_{PVT} \quad (3-7)$$

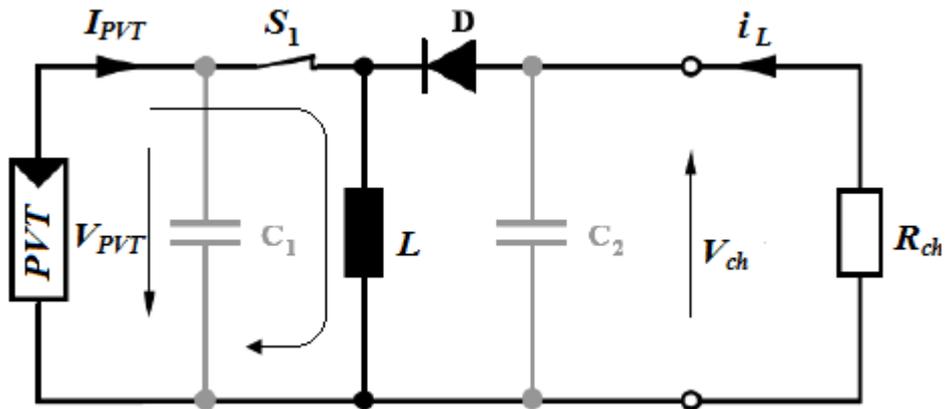


Fig.3.12. Convertisseur Buck-Boost durant l'état on

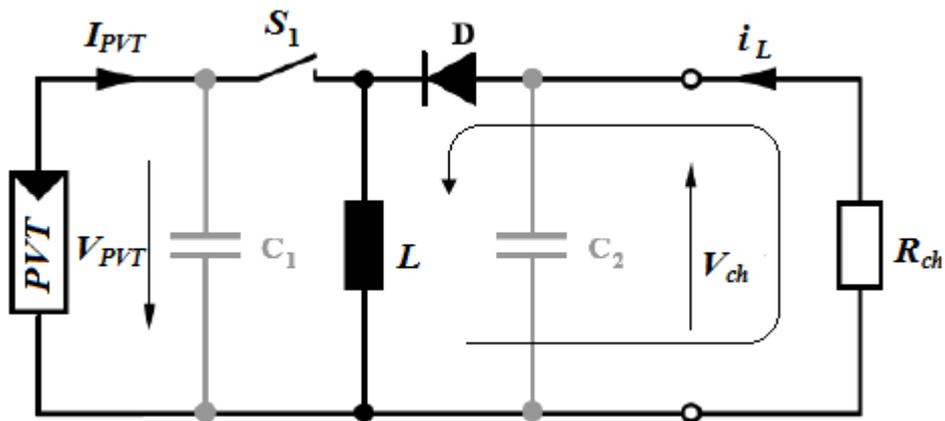


Fig.3.13. Convertisseur Buck-Boost durant l'état off

Dans les trois cas cités en haut, l'adaptation entre la source et la charge est réalisée en choisissant des valeurs adéquates du rapport cyclique.

Généralement, pour les convertisseurs DC/DC, l'interrupteur est commandé par un signal PWM (Pulse Width Modulation) ou MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion). Un signal PWM est un signal rectangulaire de fréquence fixe, mais dont le rapport cyclique α est variable. La valeur du rapport cyclique permet de contrôler la quantité d'énergie transmise.

3.3.2. Convertisseur DC/AC (onduleur de tension) :

Pour alimenter une charge à courant alternatif à partir d'un PVT, un onduleur doit être utilisé comme étage d'adaptation. En effet, un onduleur est un dispositif d'électronique de puissance qui permet de délivrer une tension alternative à partir d'une source à courant continu.

La structure d'un onduleur est généralement constituée d'interrupteurs électroniques tels que les IGBT, transistors de puissance ou thyristors. Pour avoir un signal alternatif de fréquence bien déterminée, on module la source à l'aide des commutations commandées généralement par modulation de largeur d'impulsion (MLI).

L'association d'un transistor T_i et d'une diode d_i donne une composante bidirectionnelle k_i , et comme les commandes des deux transistors du même bras sont :

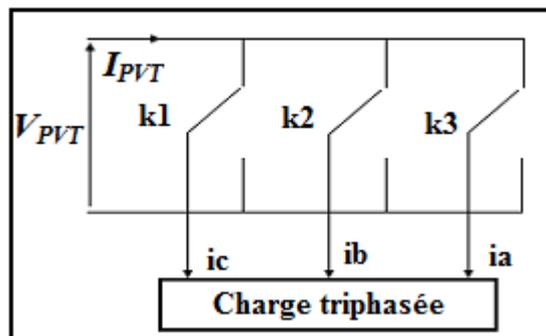


Fig.3.14. Représentation des composantes bidirectionnelles

Soit F_i l'état de l'interrupteur k_i , il est donné par :

$$F_i = \begin{cases} 0 & T_i \text{ est fermé} \quad T_i' \text{ est ouvert} \\ 1 & T_i \text{ est ouvert} \quad T_i' \text{ est fermé} \end{cases}$$

Les tensions composées à la sortie de l'onduleur sont données par :

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{PVT} \cdot (F_1 - F_2) \\ V_{bc} = V_{PVT} \cdot (F_2 - F_3) \\ V_{ca} = V_{PVT} \cdot (F_3 - F_1) \end{cases} \quad (3-8)$$

Par conséquent, les tensions simples s'expriment en fonction des fonctions logiques comme suit :

$$\begin{cases} V_a = V_{PVT} \cdot (2F_1 - F_2 - F_3) \\ V_b = V_{PVT} \cdot (2F_2 - F_3 - F_1) \\ V_c = V_{PVT} \cdot (2F_3 - F_1 - F_2) \end{cases} \quad (3-9)$$

Et le courant I_{PVT} à l'entrée de l'onduleur est donné par :

$$I_{PVT} = F_1 \cdot i_a + F_2 \cdot i_b + F_3 \cdot i_c \quad (3-10)$$

I_{PVT} : Courant du collecteur hybride photovoltaïque thermique.

3.4. LES MOTEURS ELECTRIQUES DESTINES AUX POMPES :

Les pompes sont alimentées par un moteur électrique qui convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Ils fonctionnent soit en alternatif, soit en continu. Parmi les moteurs à courant continu nous distinguons, trois types de moteurs qui sont utilisés dans les systèmes de pompage PV :

- Les moteurs à courant continu.
- Les moteurs à courant alternatif.
- Les moteurs à courant continu, sans balais, à commutation électronique (Brushless permanent magnetic DC Motors).

Les critères qui permettent d'établir le choix le plus judicieux du moteur sont les suivants:

- Bon rendement.
- Souplesse de fonctionnement.
- Robustesse du matériel afin de limiter au maximum l'entretien et les risques de pannes.
- Fiabilité et autonomie de l'installation.
- Faible puissance au démarrage.

3.5. MODELE EL ECTRIQUE DE DIFFERENTS TYPES DES MOTEURS :

3.5.1. Moteur DC/DC à aimant permanent sans balais :

Le moteur à courant continu sans balais diffère du moteur à courant continu conventionnel en ce sens qu'il est composé d'un aimant permanent au rotor. Cette configuration ne permet plus d'effectuer la commutation avec l'ensemble collecteur/balais puisque le champ magnétique est fixe même sans alimentation. De plus, l'alimentation des bobines situées au stator est faite, comme son nom l'indique en tension continue.

Les performances de plus en plus élevées et les avantages que présentent les aimants permanents font que ces derniers sont des éléments de base dans l'industrie moderne. Leurs utilisations dans les machines électriques sont de plus en plus fréquentes. Cependant, les performances des machines utilisant des aimants permanents dépendent des propriétés magnétiques de ceux-ci. Les critères de l'aimant sont à la fois technique et économique [103].

Le défaut principal des moteurs à courant continu est la présence des balais qui engendrent des frottements, des parasites, et limitent la durée de vie du moteur par leur usure. Pour éviter tous ces problèmes, on utilise des moteurs sans balais. Le schéma technologique d'une MCC est représenté sur la figure suivante :

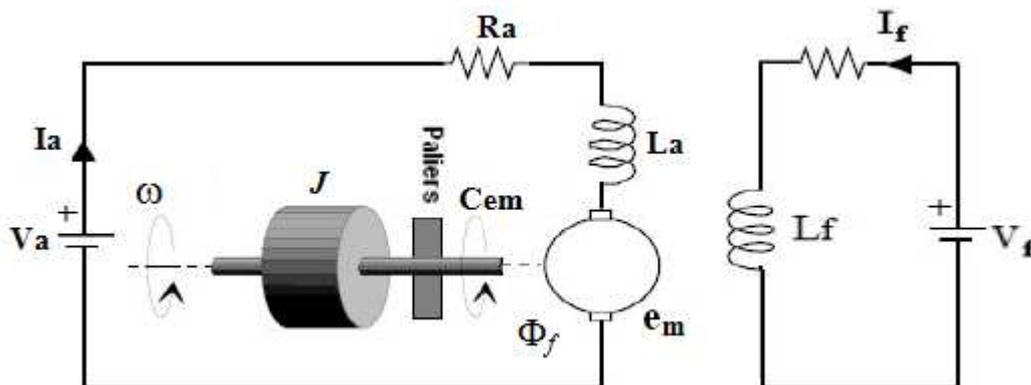


Fig.3.15. Machine à courant continu a aimant permanent

Les signaux y intervenant sont les suivants:

La tension aux bornes de l'induit $u_a(t)$ l'indice à correspond à Anker, c'est à dire induit en langue allemande.

Le circuit électrique de l'induit, faisant apparaître :

- La résistance de l'induit R_a .
- L'inductance de l'induit L_a .
- Une tension e_m appelée f.é.m. (force électromotrice), proportionnelle à la vitesse angulaire ω .
- Le courant traversant le circuit d'induit I_a .
- Le couple électromagnétique instantané C_{em} produit.
- L'inducteur, fixé au stator, créant un flux magnétique d'excitation Φ_f
- La charge mécanique, dépendante de l'application (inertie J , frottement visqueux, élasticité de la transmission, etc.).

a) Equations électriques :

L'équation de tension induite s'écrit :

$$V_a = R_a \cdot I_a + L_a \cdot \frac{d(I_a)}{dt} + e_m \quad (3-11)$$

b) Equations électromagnétiques :

La tension induite e_m est donnée par :

$$e_m = k_e \cdot \omega \quad (3-12)$$

k_e : Constantes de tension

Le couple électromagnétique C_e développé a pour expression :

$$C_e = k_t \cdot I_a \quad (3-13)$$

k_t : constantes de couple de moteur.

c) Equations mécanique:

Le moteur en rotation est décrit par l'équation (de la dynamique) d'équilibre suivante :

$$J_m \frac{d\omega}{dt} = C_e - C_r \quad (3-14)$$

Où:

k_e, k_t : constantes de tension et de couple de moteur.

I_a : le courant d'armature de moteur.

R_a : la résistance de circuit d'armature de moteur.

C_e : le couple électromagnétique de moteur.

C_r : le couple résistant de moteur.

ω : vitesse d'axe de moteur.

Représentation sous variables d'état :

$$\frac{d(I_a)}{dt} = \frac{1}{L_a} \cdot (-R_a \cdot I_a - \omega \cdot k_e + V_a) \quad (3-15)$$

$$\frac{d(\omega)}{dt} = (C_e - C_r) \cdot \frac{P}{J_m} \quad (3-16)$$

La résolution du modèle mathématique de moteur est écrite en variable d'état sous la forme matricielle suivante :

$$[\dot{X}] = [A] \cdot [X] + [B] \cdot [U] \quad (3-17)$$

Les résultats de simulation de moteur à aimant permanent sont représentés dans les figures suivantes :

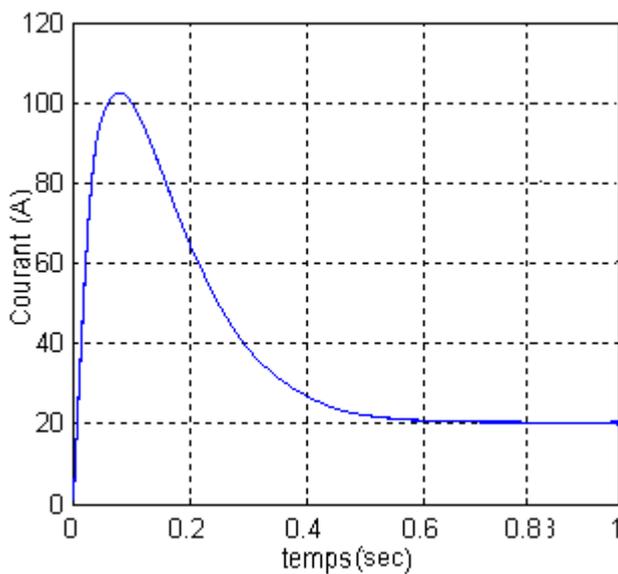


Fig.3.16.1. Variation de courant du moteur

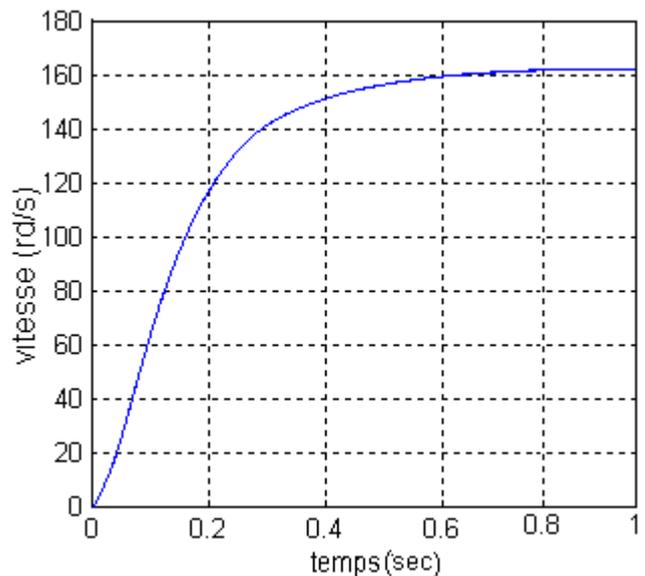


Fig.3.16.2. Variation de vitesse du moteur

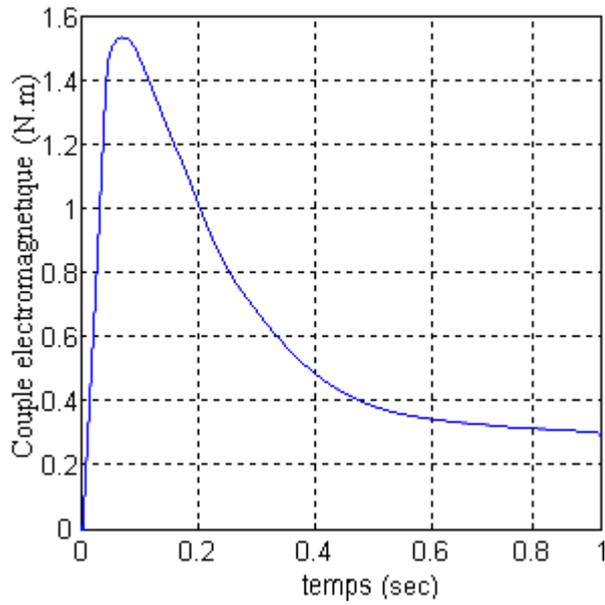


Fig.3.16.3. Variation de couple électromagnétique

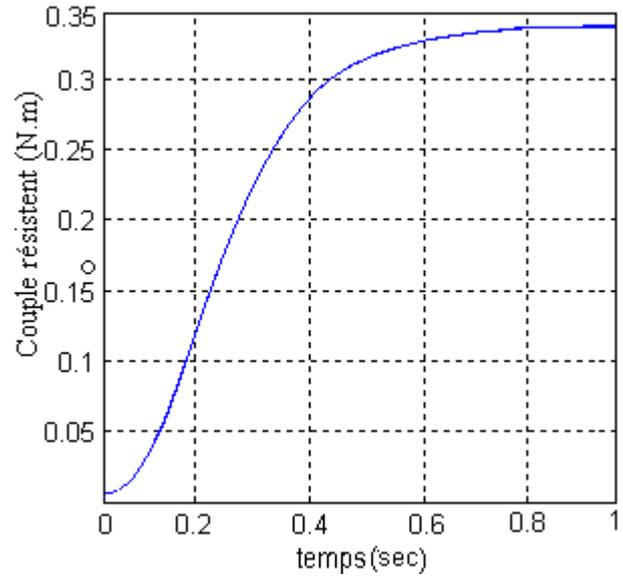


Fig.3.16.4. Variation de couple résistant

3.5.2. Moteur synchrone à aimant permanent (MSAP) :

Le modèle du moteur synchrone à aimant permanent à pôles saillants (MSAP) représenté par les trois enroulements statoriques fixes, et le rotor à aimant permanent est :

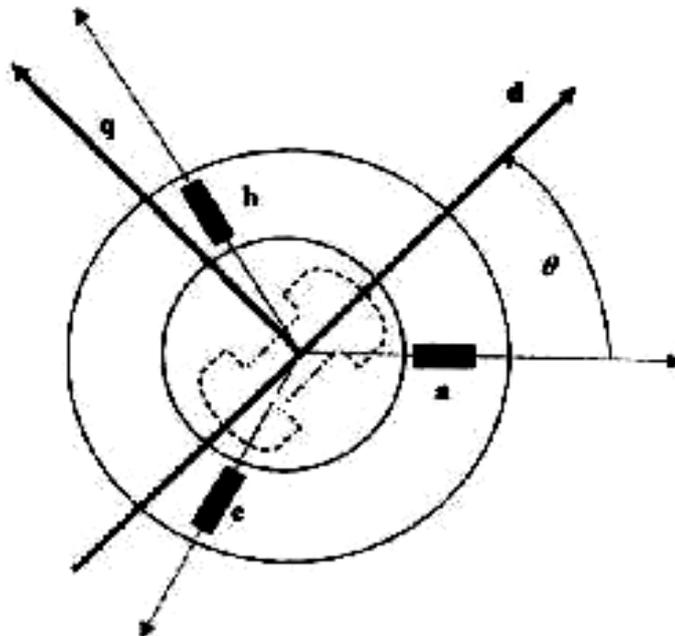


Fig.3.17. Modèle triphasé de la MSAP

Le modèle dynamique d'un moteur synchrone à aimant permanent peut être décrit par les équations suivantes : [107, 108]

où V_d , V_q , i_d , i_q , L_d et L_q sont les tensions, les courants et les inductances statoriques respectivement, selon le repère d et q de Park.

R_a : la résistance statorique par phase.

Φ_f : le flux rotorique dû à l'armature de l'aimant permanent du rotor.

p : est le nombre de paires de pôles.

A l'aide de la transformation de Park, on passe des grandeurs réelles (V_a , V_b , V_c) et (i_a , i_b , i_c) à leurs composantes (V_d , V_q) et (i_d , i_q).

La forme matricielle:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a & -L_q \cdot \omega \\ L_d \cdot \omega & R_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \phi_f \cdot \omega \end{bmatrix} \quad (3-18)$$

Le couple électromagnétique développé par le moteur synchrone MSAP est donné par l'équation suivante:

$$C_m = P[(L_d - L_q) \cdot i_d + \phi_f] i_q \quad (3-19)$$

L'équation mécanique s'écrit :

$$J \frac{d\omega}{dt} = f \cdot \omega = C_e - C_r \quad (3-20)$$

3.6. POMPES ET SYSTEMES DE POMPAGE :

Une pompe est une machine pour convertir la puissance d'entrée mécanique en puissance liquide de rendement. Elle est couplée directement au moteur et elle est caractérisée par un, couple, vitesse, débit. Une bonne adaptation entre la pompe et le moteur mène à de bons résultats.

On appelle pompe tout appareil qui aspire un fluide d'une région à basse pression pour le refouler vers une région à plus grande pression. Ainsi, d'après cette définition on peut dire que le rôle de la pompe consiste à augmenter la pression du fluide. L'augmentation de la pression du liquide véhiculé par la pompe a eu lieu suite à la transformation de l'énergie mécanique fournie par un moteur entraînant cette pompe en une augmentation de l'énergie hydraulique qui est acquise par le liquide entre l'entrée et la sortie de la pompe.

Le volume de l'eau pompée dépend de l'énergie électrique absorbée par la pompe, cette dernière dépend de cinq facteurs essentiels :

- Le niveau de rayonnement qui est une mesure de l'énergie disponible du soleil.
- Le générateur photovoltaïque.
- L'efficacité de conversion de la rangée photovoltaïque.
- La température ambiante.

Une pompe se présente fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie. Alors que cette première utilise une batterie pour stocker l'électricité produite par les modules, la pompe sans batterie, plus communément appelée «pompe au fil du soleil», utilise un réservoir pour stocker l'eau jusqu'au moment de son utilisation.

Les critères qui guident le choix d'une pompe sont les suivants:

- La nature du liquide pompé, viscosité, température, présence de corps solides.
- Le débit et la pression souhaités.
- L'énergie consommée.

3.6.1. Différentes types des pompes :

Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe de fonctionnement, soit de type volumétrique ou centrifuge. A part ces deux classifications on distingue également deux autres types de pompes en fonction de l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée: la pompe à aspiration et la pompe à refoulement.

La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9,8mètres (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7 mètres.

3.6.1.1. Pompe volumétrique :

La pompe volumétrique transforme l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement.

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau. On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, par exemple pour les pompes à main et les pompes éoliennes.

3.6.1.2. Pompe centrifuge :

La pompe centrifuge est conçue pour une hauteur manométrique totale (HMT) relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur.

La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à $Q \cdot HMT$, variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres).

3.6.2. Constitution d'une pompe centrifuge

Une pompe centrifuge se compose de :

- un distributeur, sorte de tubulure profilée, qui sert à conduire l'eau avec une vitesse et une direction convenable dans l'axe de la pompe ;
- une roue constituée par noyau porté par un arbre et muni d'aubes tournant à de deux coquilles formant le corps de la pompe.

La vitesse normale de fonctionnement des pompes est de 1500 tr/min, 1800, 3000 et 3600 tr/min. Toutefois, il existe certains modèles de pompes qui peuvent fonctionner à des vitesses de l'ordre de 5000-25000 tr/min [109].

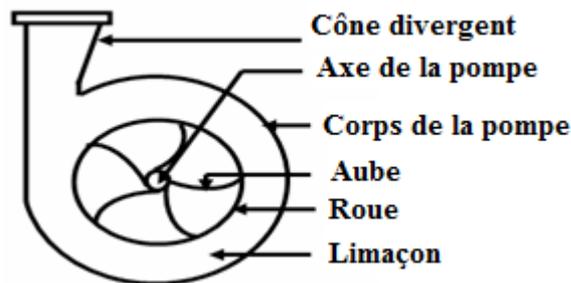


Fig.3.18. Pompe centrifuge - construction de base

3.6.3. Principe de fonctionnement :

La théorie des fonctionnement des pompes centrifuges montre qu'entre l'entrée et la sortie de la roue, l'énergie mécanique totale de la veine fluide est augmentée, cette augmentation provient d'une part d'un accroissement de l'énergie de pression et aussi d'un accroissement de l'énergie cinétique, cette dernière est transformée en énergie de pression par ralentissement progressif qui est obtenue dans une pièce placée à l'intérieur de la roue appelée limaçon, celle-ci se termine par un cône divergent [110].

3.7. MODELISATION DE LA POMPE CENTRIFUGE :

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge met en jeu 3 paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse ayant pour équation:

$$f(H, Q, v) = 0:$$

Pour résoudre ce système d'équation, on considère l'un des 3 paramètres constant, en générale C'est la vitesse qui est constante.

La hauteur totale du pompage est la somme de la hauteur statique et la hauteur dynamique.

$$H = H_s + H_d \quad (3-21)$$

H : Hauteur totale du pompage.

H_s : Hauteur statique qui est la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puit jusqu'au le point le plus élevées auquel on doit pomper l'eau.

H_d : est la somme des pertes linéaires et singuliers, ces pertes sont :

3.7.1. Pertes de charges linéaires :

Se sont des pertes d'eau dans la tuyauterie est donnée par la formule suivante :

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} \quad (3-22)$$

λ : Coefficient de pertes de charges linéaires.

D : Diamètre de la tuyauterie (m).

L : Longueur de la tuyauterie (m).

g : Accélération de la pesanteur (m/s²).

v : Vitesse moyenne du fluide (m/s) qui est donnée par :

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2}$$

Q : débit (m³/s)

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{L}{D} \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) \quad (3-23)$$

On remarque que les pertes de charges linéaires sont proportionnelles à la longueur de canalisation, ces pertes diminuent quand on augmente le diamètre de la canalisation.

3.7.2. Pertes de charges singulières (locales) :

Sont dues essentiellement aux divers changements de section est donnée par l'expression suivante : [111]

$$\Delta H_2 = \varepsilon \frac{v^2}{2g} = \varepsilon \left(\frac{8 \cdot Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) \quad (3-24)$$

ε : Coefficient de pertes de charges locales

La hauteur dynamique est la somme des deux pertes

$$H_d = \Delta H_1 + \Delta H_2 \quad (3-25)$$

$$H_d = \left(\lambda \frac{L}{D} + \varepsilon \right) \cdot \left(\frac{8 \cdot Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) = K_{fr} Q^2 \quad (3-26)$$

K_{fr} : Constante de la canalisation.

$$K_{fr} = \frac{8}{\pi^2 D^4 g} \left(\lambda \frac{L}{D} + \varepsilon \right)$$

La hauteur totale de pompage est :

$$H = H_s + K_{fr} \cdot Q^2 \quad (3-27)$$

3.7.3. La caractéristique Q (H) de la pompe :

La relation liant la hauteur d'eau H avec le débit de la pompe Q est donnée par le modèle de « PELEIDER-PETERMANN » [112]

$$H = a_0 \omega^2 + a_1 \omega Q + a_2 \cdot Q^2 \quad (3-28)$$

Avec : a_0, a_1, a_2 sont des constantes de la pompe donnée par le constructeur.

La courbe H (Q) est donnée par la figure suivante :

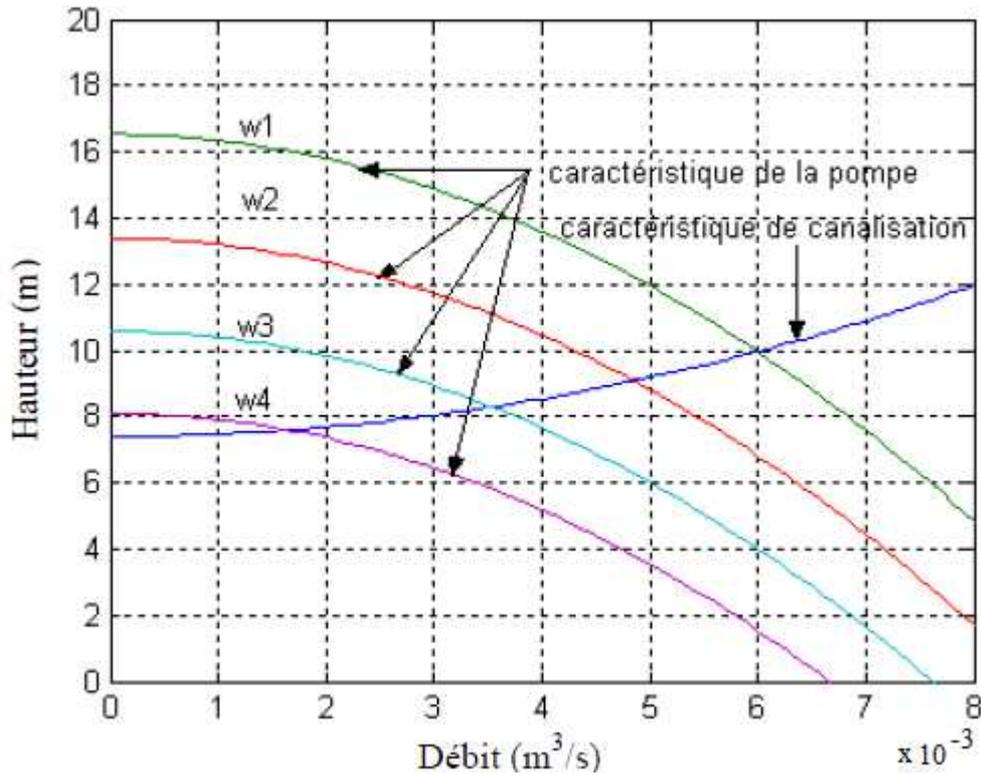


Fig.3.19. Courbe H(Q) de la pompe centrifuge et la caractéristique de canalisation

Le point de fonctionnement est l'intersection de ces deux caractéristiques. Alors pour une vitesse donnée, il y a seulement un point de fonctionnement qui dépend fortement des caractéristiques de tuyauterie d'une pompe indiquée. Par conséquent une bonne conception et une tuyauterie de bon choix donnent de bons résultats dans le système de pompage.

3.7.4. Caractéristiques de la pompe centrifuge:

a) Caractéristiques débit- vitesse:

Le débit de cette pompe est proportionnel à la vitesse de rotation du moteur. Toutefois il faut une vitesse minimale à une Hm donnée pour obtenir un débit.

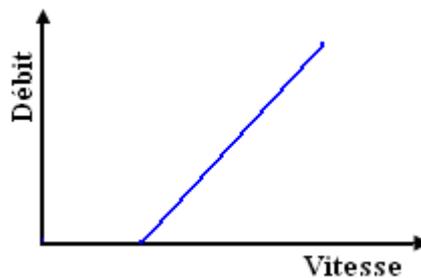


Fig.3.20. Caractéristiques débit- vitesse d'une pompe centrifuge

b) Caractéristiques couple - vitesse:

La pompe centrifuge est caractérisée principalement par un couple résistant qui est de la forme suivante :[113]

$$C_r = k_r \omega^2 + C_s \quad (3-29)$$

Avec : k_r : coefficients de proportionnalité $[(Nm/rad.s^{-1})^2]$

C_s : le couple statique, très petite.

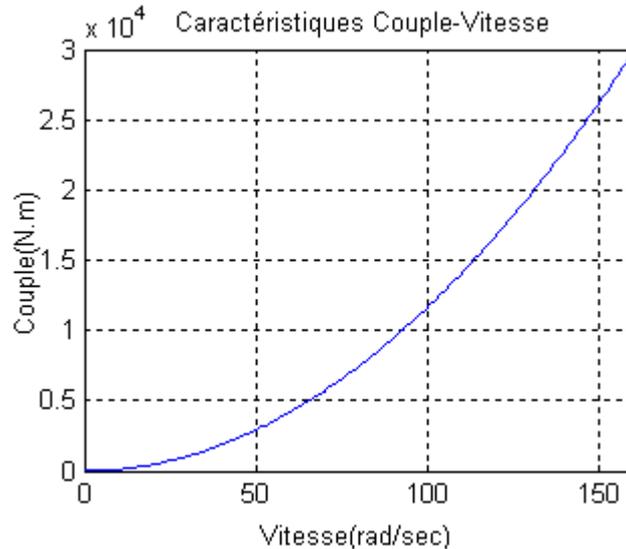


Fig.3.21. Caractéristiques couple - vitesse d'une pompe centrifuge

3.7.5. Calcul de puissance :

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide en vue de son déplacement d'un point à un autre. L'expression générale de la puissance hydraulique est donnée comme suit:

$$P_h = \rho g Q H \quad (3-30)$$

La puissance mécanique du moteur

$$P_m = \frac{\rho g Q H}{\eta_p} \quad (3-31)$$

Ou :

η_p : Le rendement de la pompe.

P_m : Puissance mécanique du moteur.

ρ : La masse volumique de l'eau ($1000Kg/m^3$).

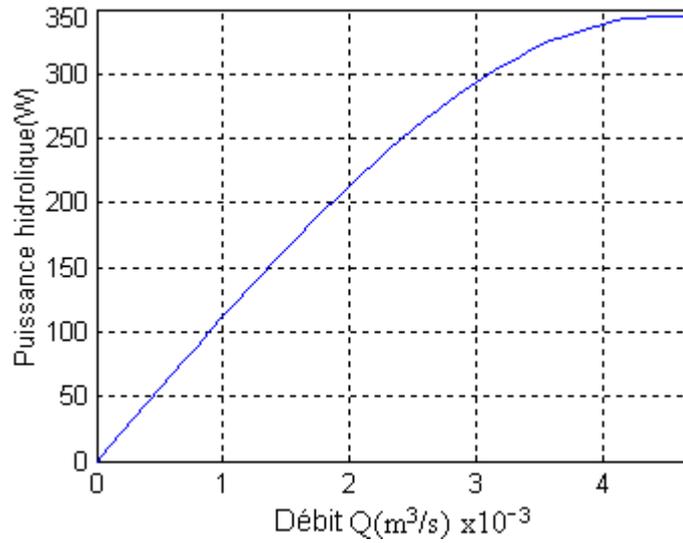


Fig.3.22. Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge

3.7.6. Calcul du rendement :

Pour les groupes électropompes (pompe + moteur), les fabricants donnent généralement la courbe du rendement globale.

$$\eta_h = \frac{P_h}{P_{ab}} \quad (3-32)$$

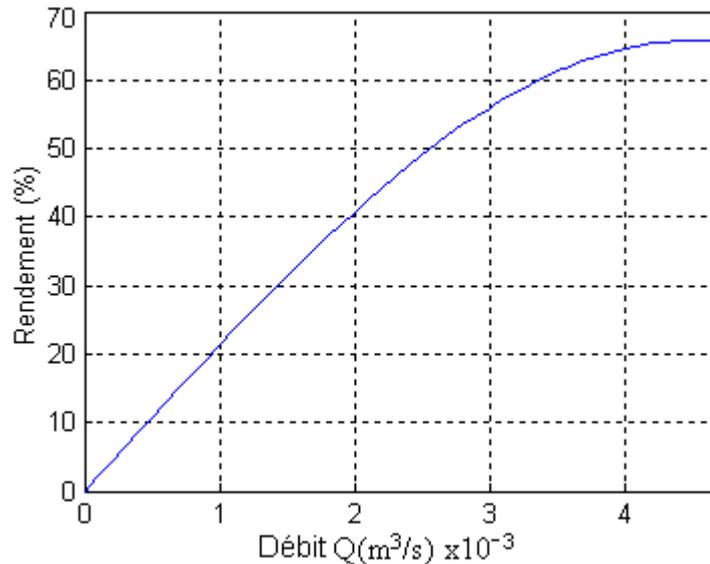


Fig.3.23. Caractéristique de rendement de la pompe centrifuge

3.8. CONCLUSION :

Ce chapitre nous avons étudié l'adaptation d'un générateur PV à une charge à l'aide de convertisseurs, les différents types des convertisseurs, le fonctionnement et modélisation de chaque type, Ensuite nous avons abordée le système Moto-Pompe, à commencer par la modélisation de moteur à aimant permanent sans balais puis modèle du moteur synchrone à aimant permanent (MSAP) en se basant sur les équations électriques et mécaniques qui régissent le comportement de la machine,

Enfin nous avons reportée le principe et les différents types des pompes, ainsi qu'une modélisation et simulation de la pompe centrifuge en tenant comptes des pertes de charges linéaires et singulières.

Chapitre IV

*Simulation et Optimisation de
système de pompage PVT*

4.1. INTRODUCTION :

Le coût élevé du générateur PV nous impose une utilisation optimale et rationnelle de ce dernier afin d'aboutir à un fonctionnement économique et rentable. Pour cela, nous devons utiliser le générateur PV dans la zone où il délivre sa puissance maximale, donc il est indispensable de connaître ses points de puissance optimale pour différents éclaircissements et températures.

Le but de ce chapitre est l'optimisation de fonctionnement du système de pompage solaire. A cet effet, l'alimentation du groupe motopompe par un générateur photovoltaïque via un onduleur est complétée par l'intégration d'un dispositif de suivie de la puissance maximale.

Pour les systèmes de pompage photovoltaïque, on a deux choix de couplage, soit le couplage direct (sans optimisation), soit le couplage avec optimisation.

Pour le couplage directe la MSAP est couplée directement au générateur photovoltaïque via un onduleur, ce système est simple et moins coûteux parce qu'il n'inclue pas les systèmes de stockages (batteries)

La technique d'optimisation utilisée, soit la méthode de perturbation et observation, est améliorée par la méthode d'incrémentation d'inductance pour éviter la divergence. Soit par les techniques de l'intelligence artificielle, comme le Réseau de Neurone Artificielle RNA pour optimiser un système photovoltaïque. Ces technique consiste en la maximisation de puissance électrique et ce, pour le générateur photovoltaïque thermique et pour la quantité d'eau pompée pour des paramètres climatiques données (éclairage, température).

4.2. COUPLAGE DIRECT :

Ce couplage est illustré dans la figure (4.1) où la pompe est alimentée directement par l'intermédiaire de l'onduleur et de la MSAP.

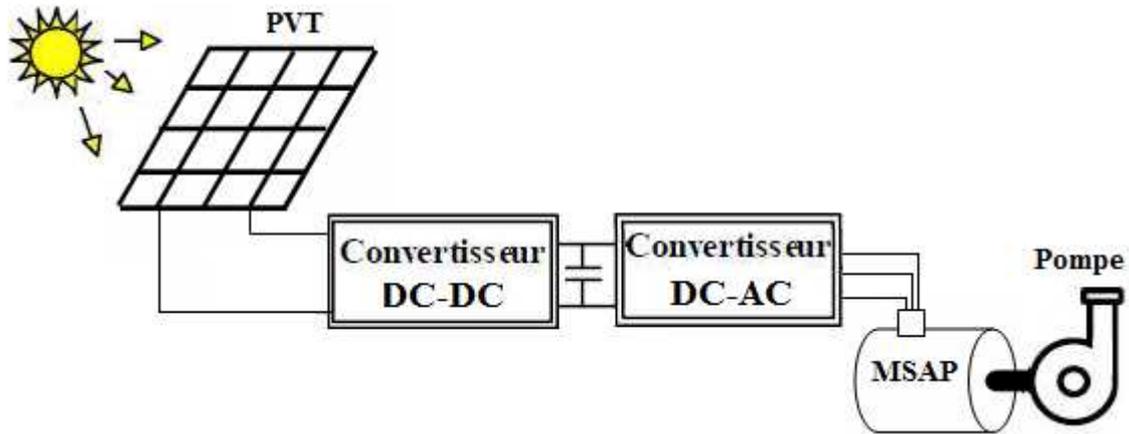


Fig.4.1. Couplage direct d'un système de pompage PVT

La MSAP est alimentée par un collecteur photovoltaïque thermique PVT, la puissance de sortie du collecteur n'est pas constante, elle varie en fonction de l'éclairement, alors le moteur tourne à une vitesse pour chaque valeur de l'éclairement et de température T_{PVT} . Le point de fonctionnement du système sera obtenu par l'intersection de la caractéristique $I_{PVT}(V_{PVT})$ du capteur PVT et la caractéristique groupe moteur-pompe $I_{ch}(V_{ch})$.

Quand le groupe moteur-pompe est alimenté par le collecteur PVT on a les égalités suivantes :

$$V_m = V_{PVT}$$

$$I_m = I_{PVT}$$

$$C_e = C_r$$

$$C_r = k_r \cdot \omega^2$$

Le système d'équation précédent permet de tracer les caractéristique $I(V)$, $I_{ch}(V)$ du collecteur PVT pour différent éclairement, la résolution de ces équations non linéaires PVT, le moteur et la pompe sont réalisées par la méthode de Newton Raphson sous logiciel MATLAB R2017a.

Les résultats suivants ont été obtenus. Le programme est exécuté pour différentes valeurs de l'éclairement reflétant ainsi les variations naturelles, l'éclairement maximal étant $1000\text{W}/\text{m}^2$.

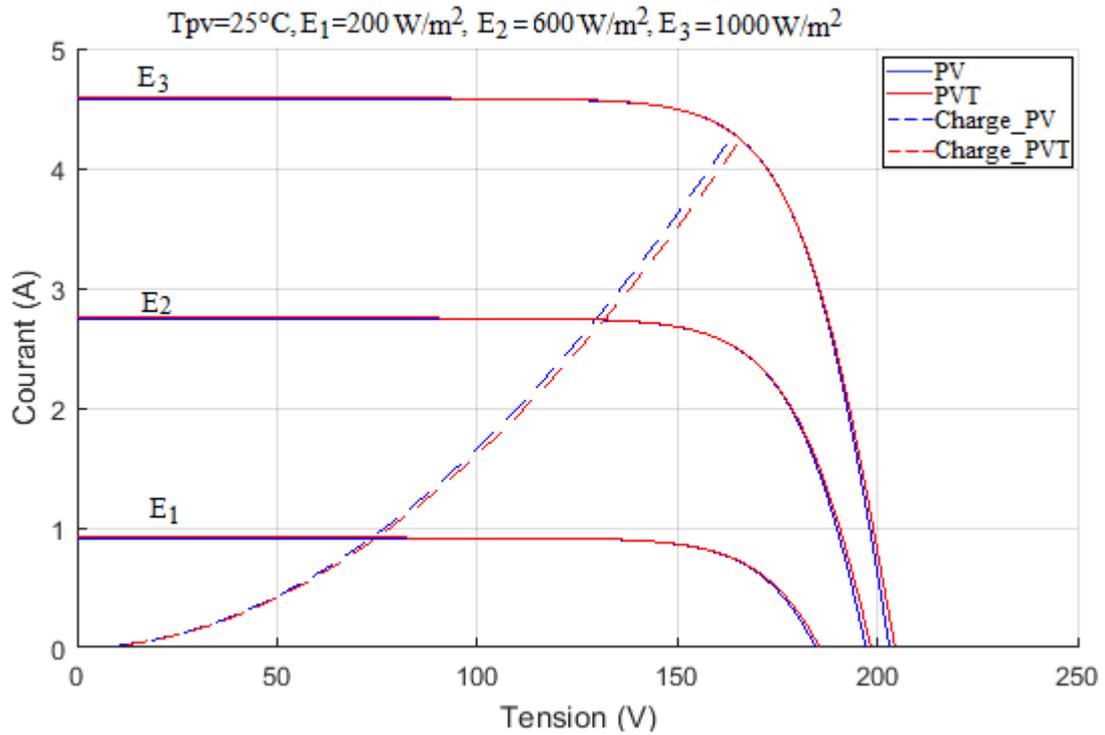


Fig.4.2.Caractéristiques I (V) et Ich(V) en couplage direct.

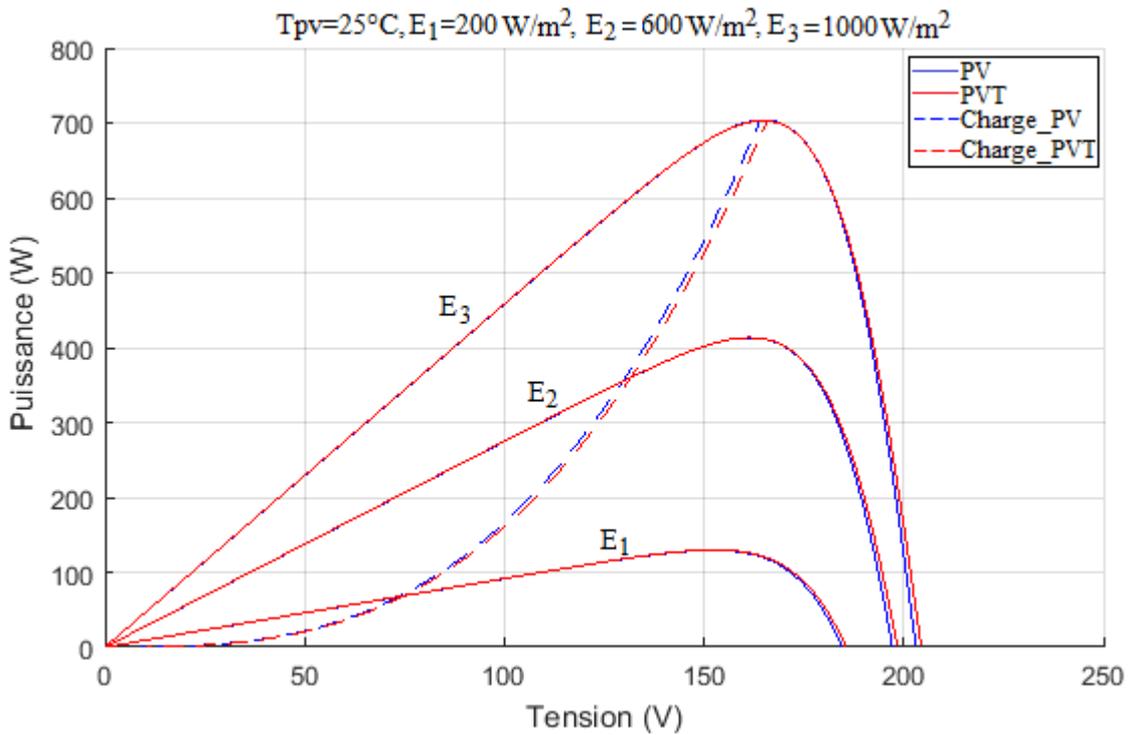


Fig.4.3.Caractéristiques P (V) et Pch(V) en couplage direct.

4. 2.1. Rendement et la quantité d'eau du système en couplage direct :

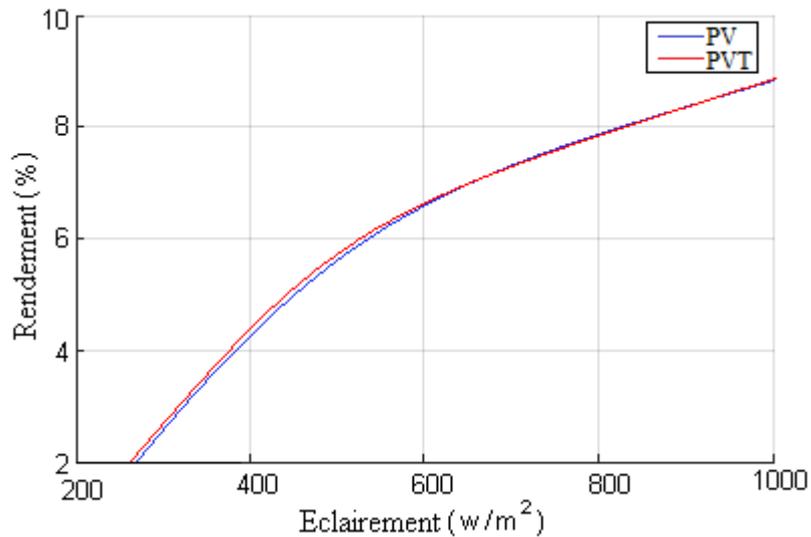


Fig.4.4. Rendement du système en couplage direct

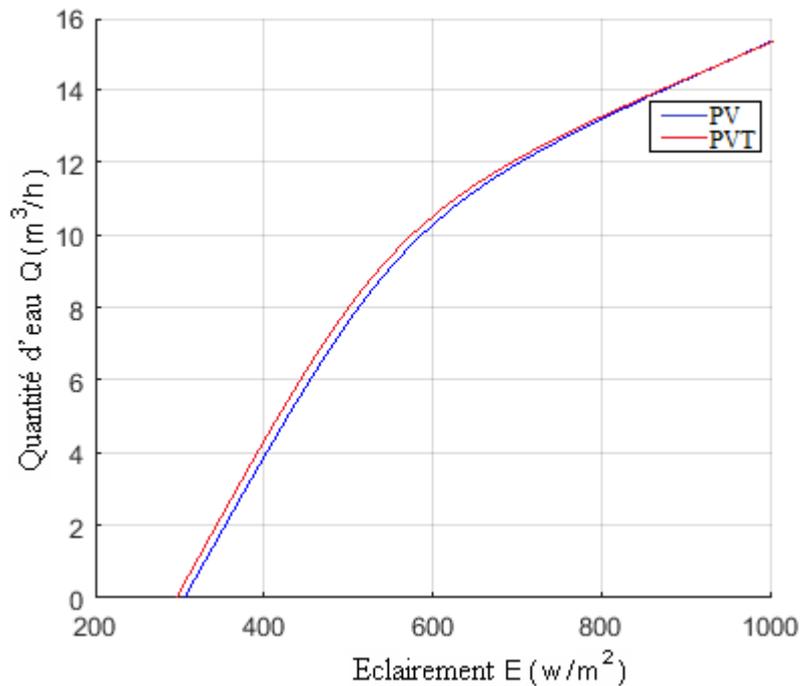


Fig.4.5. Quantité d'eau du système en couplage direct

Les figures (4.2) et (4.3) montrent les allures des tensions et des puissances lors de fonctionnement du système en couplage direct. Il est évident que l'ensemble Moteur-pompe centrifuge est bien adapté au système PV et PVT car il permet un démarrage pour des très faibles valeurs d'ensoleillement.

D'après les deux caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ précédentes pour PV et PVT on trouve le point de fonctionnement optimal pour PVT est légèrement supérieure au point de fonctionnement optimale pour PV qui correspond à un peu d'amélioration de rendement.

La figure (4.4) présente les variations du rendement en fonction de l'éclairement. D'après ces résultats, le système fonctionne dans la zone 3 seulement pour les valeurs d'éclairement élevé où la quantité d'eau est maximale et peut atteindre environ $15.5(\text{m}^3/\text{h})$, figure (4.5).

Pour les faibles valeurs d'éclairement les points de fonctionnement s'éloignent de la puissance optimale, et le système fonctionne sur la zone1, où le rendement très faible, de l'ordre de 2%, le rendement atteint de 8.9% pour les valeurs d'éclairement élevé.

4.3. PHILOSOPHIE DU MPPT :

Les cellules photovoltaïques sont utilisées pour fournir de l'énergie dans de nombreuses applications électriques. Pour obtenir la puissance maximale du panneau solaire, un suiveur de point de puissance maximum (MPPT : Maximum Power Point Tracker) est utilisé pour contrôler les variations de la caractéristique courant tension des cellules. Nous avons vu dans la présentation des cellules la caractéristique d'une cellule, et l'évolution de cette caractéristique en fonction de l'éclairement ou de la température

Le terme MPPT ou Maximum Power Point Tracking ou Poursuite du Point de Puissance Maximale. Il s'agit, par un moyen (à trouver), de venir se placer sur le point maximum de la caractéristique en puissance et de pouvoir y rester quelles que soient les variations de température, ensoleillement ou autre.

Pour avoir la meilleure connexion entre le générateur photovoltaïque et la charge et produire la meilleure puissance, le Maximum Power Point Tracking (MPPT) a été développé depuis 1968, ces genres de contrôleurs forcent le générateur à travailler à son Maximum Power Point (MPP) induisant une amélioration du rendement du système.

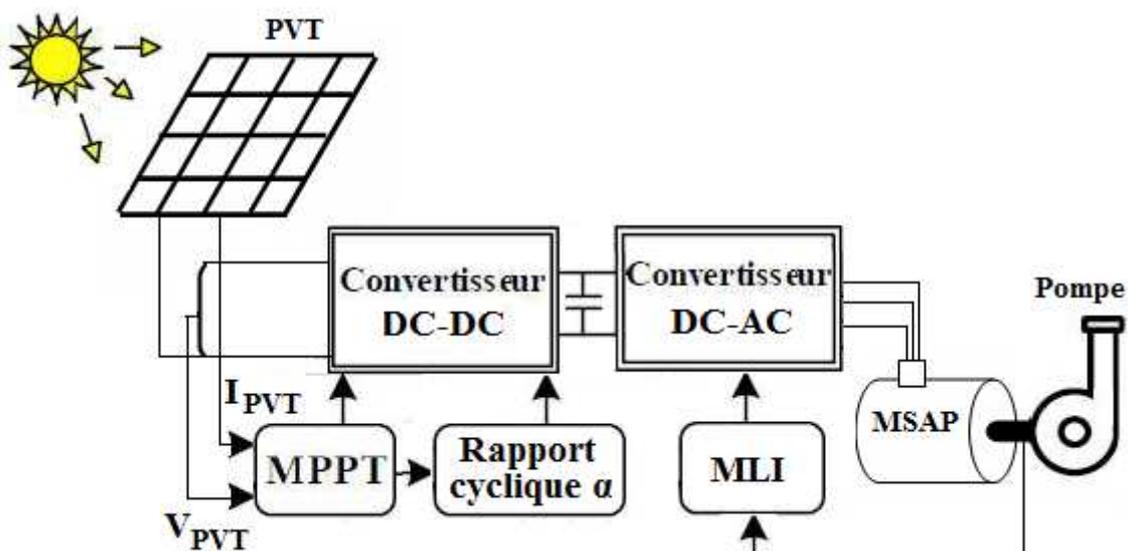


Fig.4.6. Schéma synoptique du couplage photovoltaïque avec MPPT.

4.4. RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE

Le point de puissance maximale est habituellement contrôlé par deux variables de commande, la tension ou la puissance, qui sont à chaque fois mesurées et employées à nouveau dans une boucle pour déterminer si le module solaire est au point de puissance maximale [114], [115], [116].

Dans la littérature plusieurs méthodes de Tracking ont été proposées, mais on cite les plus utilisées et qui coûtent moins chères:

- algorithmes Perturber et Observer (P & O).
- algorithmes Accroissement de la Conductibilité (INC: Incremental Conductance)
- algorithmes Capacité Parasite (PC : Parasit Capacitance).
- algorithmes Tension constante (CV : constant Voltage).
- algorithmes courant constante (CC : constant current).

4.4.1. Méthode de perturbation et observation :

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension V_{pvt} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pvt} qui en résulte.

Cette méthode, est largement utilisées par leur facilité d'implémentation, en plus parce qu'elle est une méthode itérative simple et exige seulement des mesures de V_{pvt} et I_{pvt} . Présentent cependant quelques problèmes liés aux oscillations autour du MPP qu'elles engendrent en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement.

L'algorithme de la méthode P&O est représenté par la figure (4.7). Au début on fait définit les valeurs initiales : $I_{réf}$, $\Delta I_{réf}$, P_{old} , à chaque cycle, V_{pvt} et I_{pvt} sont mesurés afin de calculer P_{pvt} .

Cette valeur de P_{pvt} est comparée à la valeur P_{old} calculée au cycle précédent. Si la puissance de sortie a augmenté, $I_{réf}$ est ajustée dans la même direction que dans le cycle précédent et $I_{réf} = I_{réf} + \Delta I_{réf}$, $P_{old} = P_{pvt}$.

Si la puissance de sortie a diminué, $I_{réf}$ est ajustée dans la direction opposée que dans le cycle précédent $I_{réf}$ est ainsi perturbée à chaque cycle de MPPT quand le point de puissance maximale est atteint, $I_{réf}$ oscille autour de la valeur optimale $I_{réf} - \Delta I_{réf}$ Ceci cause une perte de puissance qui augmente avec le pas d'incrément de la perturbation.

Si l'incrément est large, l'algorithme du MPPT répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement. Le rendement de cette technique est d'environ 85%.

L'inconvénient de la technique de P&O est celui en cas de changement rapide des conditions atmosphériques, telles qu'un nuage mobile, cette méthode peut déplacer le point de fonctionnement dans la direction fautive [117]. Sur la figure(4.7).on considère que le point de fonctionnement est sur la courbe (1), le MPPT oscille autour du MPP du point A_2 vers le point A puis vers le point A_1 et vice versa, si la valeur de l'éclairement augmente la courbe $P(V)$ du panneau se déplace vers la courbe (2) alors le MPPT perturbe le point de fonctionnement du point A vers le point B_1 ce qui nous emmène à $\Delta P > 0$ avec $[\Delta P = P(K) - P(K-1)]$ et le MPPT continue à perturber les tensions dans la même direction c-à-d vers le point B_2 .

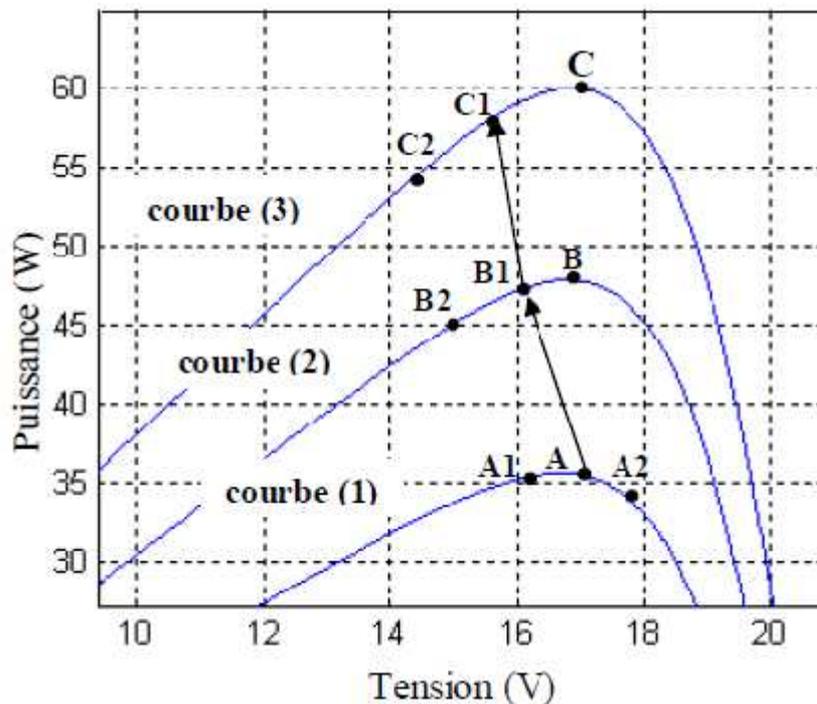


Fig. 4.7. Divergence de la méthode P&O.

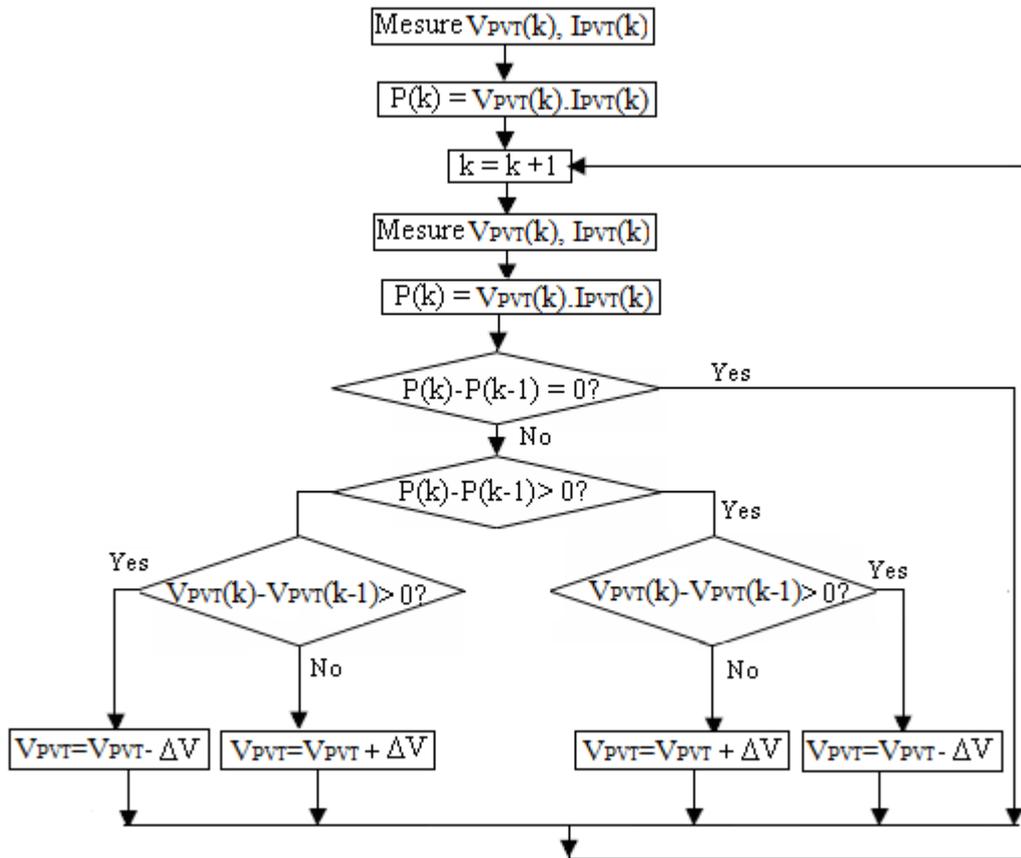


Fig.4.8. Organigramme de la méthode P&O [118]

4.4.2. Méthode de l'incrémentation de Conductance :

Cette méthode utilise la conductance incrémentale de la source comme MPPT. Cette méthode est plus efficace que la méthode de perturbation, et indépendante des caractéristiques des différents composants utilisés.

Elle est basée sur le fait que la pente de la courbe caractéristique de puissance du figure (4.9) panneau est nulle au MPP, positive à gauche et négative à droite.

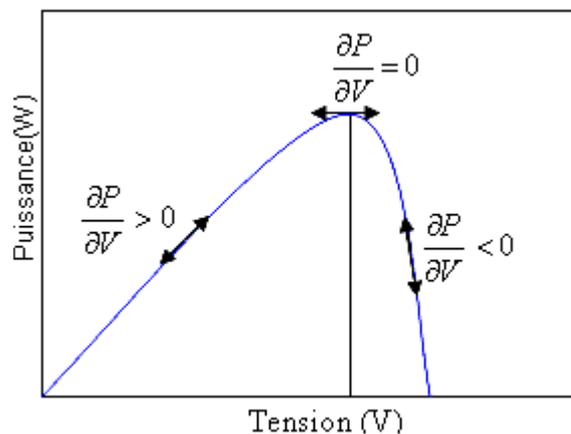


Fig.4.9. Caractéristique de la puissance [119]

Ceci mène à l'ensemble d'équations suivantes:

$$\frac{dP_{PVT}}{dV_{PVT}} = \frac{d(I_{PVT} V_{PVT})}{dV_{PVT}} = I_{PVT} + V_{PVT} \frac{dI_{PVT}}{dV_{PVT}} = 0 \quad \text{au MPP} \quad (4-1)$$

$$\frac{dP_{PVT}}{dV_{PVT}} = \frac{d(I_{PVT} V_{PVT})}{dV_{PVT}} = I_{PVT} + V_{PVT} \frac{dI_{PVT}}{dV_{PVT}} > 0 \quad \text{à gauche du MPP} \quad (4-2)$$

$$\frac{dP_{PVT}}{dV_{PVT}} = \frac{d(I_{PVT} V_{PVT})}{dV_{PVT}} = I_{PVT} + V_{PVT} \frac{dI_{PVT}}{dV_{PVT}} < 0 \quad \text{à droite du MPP} \quad (4-3)$$

Ces équations peuvent être écrites comme :

$$\frac{dI_{PVT}}{dV_{PVT}} = -\frac{I_{PVT}}{V_{PVT}} \quad \text{au MPP}$$

$$\frac{dI_{PVT}}{dV_{PVT}} > -\frac{I_{PVT}}{V_{PVT}} \quad \text{à gauche du MPP}$$

$$\frac{dI_{PVT}}{dV_{PVT}} < -\frac{I_{PVT}}{V_{PVT}} \quad \text{à droite du MPP}$$

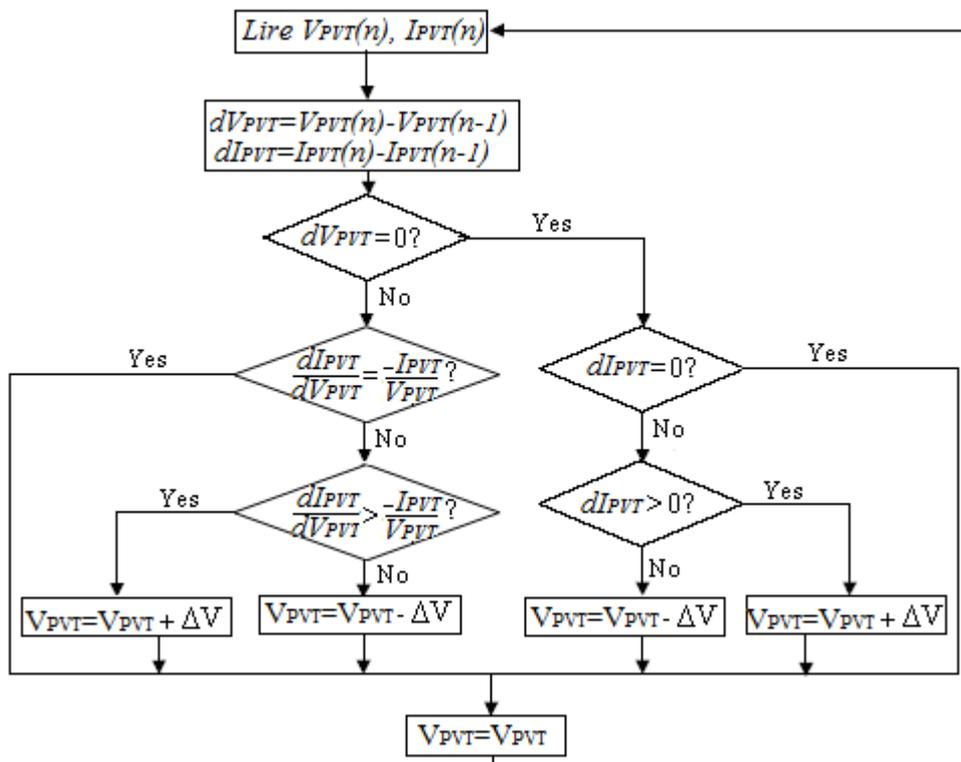


Fig.4.10. Organigramme de la méthode de l'incrément de Conductance

4.4.3. Méthode d'un modèle de Capacité parasite (PC) :

L'algorithme de la capacité parasite (Parasitic Capacitance MPPT) est semblable à celui de l'incrémentation de la conductibilité (INC-MPPT) sauf que l'effet de la capacité parasite (C_p) qui modélise le stockage des charges dans les jonctions p-n des cellules photovoltaïques soit inclus.

En ajoutant cette capacité à notre modèle en la représentant sous la forme

$I(t) = C_p \frac{dV}{dt}$, le nouveau modèle est exprimé selon [120, 121] :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AU_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}}\right) + C_p \frac{dV}{dt} = F(V) + C_p \frac{dV}{dt} \quad (4-4)$$

L'équation (4-4) montre les deux composantes de (I) : une est fonction de la tension $F(V)$ et la seconde est relative au courant dans la capacité parasite. En utilisant cette notation, l'incrémentation de la conductibilité du panneau photovoltaïque peut être définie comme étant le rapport $dF(V)/dV$ et la conductibilité instantanée peut être définie comme la rapport $-F(V)/V$. Le MPP est obtenu quand $dP/dV=0$.

En multipliant l'équation (4-4) par la tension (V) du panneau pour obtenir la puissance électrique, puis en différenciant le résultat, l'équation de la puissance électrique au MPP sera obtenue et peut être exprimé selon [120]:

$$\frac{dF(V)}{dV} + C_p \left(\frac{\dot{V}}{V} + \frac{\ddot{V}}{\dot{V}} \right) + \frac{F(V)}{V} = 0 \quad (4-5)$$

Les trois termes de l'équation (4-5) représentent l'accroissement de la conductibilité, l'ondulation induite par la capacité parasite et la conductibilité instantanée. Les dérivées première et seconde de la tension du panneau tiennent en compte de l'effet d'ondulation alternative produite par le convertisseur.

On notera que si (C_p) est égale à zéro, l'équation (4-5) se simplifie et devient celle utilisée pour l'algorithme d'accroissement de la conductibilité.

Puisque la capacité parasite est modélisée comme un condensateur connecté parallèlement aux bornes de chaque cellule photovoltaïque, la connexion des panneaux en parallèle augmentera la capacité globale vue par le MPPT. À partir de là, la différence entre l'efficacité de CP-MPPT et celle de INC-MPPT devrait être au maximum dans un générateur solaire de haute puissance avec plusieurs panneaux en parallèle.

4.4.4. Algorithme tension constante (CV-MPPT) :

Plusieurs études ont montré que le rapport entre la tension optimale et celle en circuit ouvert est approximativement constante, cela est la base de l'algorithme à tension constante qui peut se traduire par :

$$\frac{V_{mp}}{V_{co}} = K_{cv} < 1 \quad (4-6)$$

L'algorithme CV-MPPT est simple pour la mettre en œuvre, on isole le panneau solaire temporairement pour mesurer V_{oc} et le MPPT corrige le point de fonctionnement en utilisant l'équation (4-6).

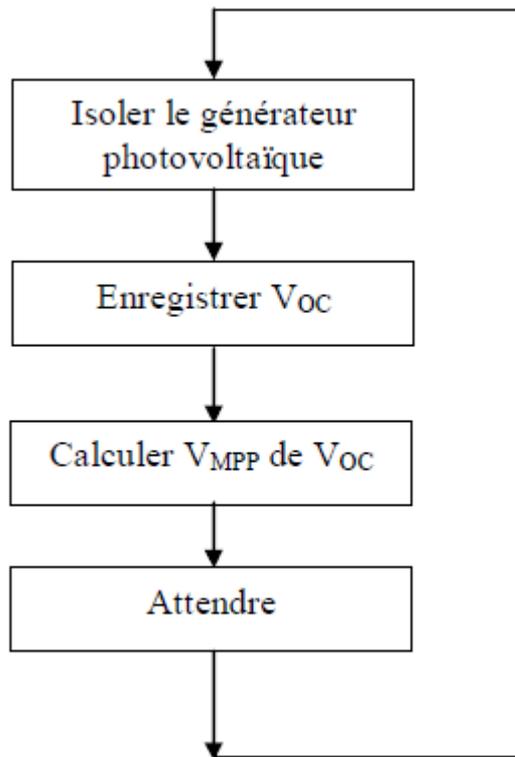


Fig.4.11. Algorithme de la méthode CV-MPPT

[122, 123] ont donné un intervalle de 0.7 à 0.85 comme plage de valeurs de la constante K_{cv} . dans les algorithmes CV-MPPT on utilise des petites cellules pilotes qui ont les mêmes caractéristiques que les cellules du panneau photovoltaïque, les mesures de tensions V_{oc} sont faites sur ces cellules, cette méthode a un inconvénient sur le coût du système.

4.4.5. Algorithme courant constant (CC-MPPT) :

Il est également possible d'utiliser l'algorithme CC-MPPT qui permet d'obtenir un rapport constant du courant de MPP sur le courant de court-circuit.

$$\frac{I_{mp}}{I_{cc}} = K_{ci} < 1 \quad (4-7)$$

Pour mettre en application cet algorithme on utilise un commutateur qui est relié aux bornes de l'entrée du convertisseur, quand ce commutateur est activé on mesure le courant de court-circuit et on calcule le courant optimale et la MPPT corrige le point de fonctionnement on utilisant l'équation (4-7).

L'algorithme CV-MPPT est très utilisé par rapport à l'algorithme CC-MPPT [124] parce qu'il est plus simple de mesurer des tensions et mettre des modules photovoltaïques en circuit ouvert, que de mettre un module photovoltaïque en court-circuit.

4.6. PUISSANCE ET RENDEMENT TOTAL DE SYSTEME DE POMPAGE:

Pour trouver le point de puissance maximale il faut que la dérivée de la puissance par rapport à la tension $\frac{dP_{PVT}}{dV_{PVT}} = 0$

$$\frac{dP_{PVT}}{dV_{PVT}} = \frac{d(I_{PVT} V_{PVT})}{dV_{PVT}} = I_{PVT} + V_{PVT} \frac{dI_{PVT}}{dV_{PVT}} = 0 \quad (4-8)$$

L'optimisation du système de pompage photovoltaïque consiste à maximiser la quantité d'eau pompée, ce qui revient à maximiser la vitesse d'entraînement pour chaque éclaircissement.

Le rendement total de système de pompage est le rapport entre la puissance de la pompe et la puissance de la radiation incidente captée par le GPVT, il est définie par l'expression suivante : [125].

$$\eta_T = \frac{P_p}{N_s \cdot N_p \cdot E \cdot S} \quad (4-9)$$

Avec :

S , N_s et N_p représentent la surface du PVT et le nombre des modules en série et en parallèle qui constituent le générateur PVT.

La puissance de la pompe est définie par :

$$P_p = k_p \omega^3 \quad (4-10)$$

k_p : Coefficient de la pompe centrifuge.

La pompe centrifuge est caractérisée principalement par un couple qui est nécessaire pour son entraînement et qui est proportionnelle au carré de sa vitesse ω .

$$Cr = k_p \omega^2 \quad (4-11)$$

La puissance mécanique du moteur est définie par :

$$P_m = \frac{P_p}{\eta_p} \quad (4-12)$$

η_p : rendement de la pompe

La puissance de moteur lui aussi peut être déterminée en fonction du rendement comme suit:

$$P_m = \eta_m P_c \quad (4-13)$$

η_m : rendement du moteur

P_c : puissance à la sortie du convertisseur.

La vitesse optimale en fonction des valeurs maximales du courant et de la tension du générateur photovoltaïque est: [126].

$$\omega_{op} = \left(\frac{\eta_h \cdot \eta_c \cdot \eta_m \cdot \eta_p \cdot I_{mp} \cdot V_{mp}}{k_p} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (4-14)$$

4.7. OPTIMISATION DE PUISSANCE DE SYSTEME DE POMPGE PAR RESEAU DE NEURONES (RNA) :

L'opération d'optimisation par réseau de neurones de système de pompage photovoltaïque n'est établie qu'après des procédures de conception et de calcul pénible et répétitives, pour trouver la configuration d'un réseau de neurones qui définit précédent. Cela est du aux nombres important des paramètres variables à déterminer tels que les poids synaptique du réseau, le nombre de couches, le nombre de neurones dans chaque couches, et au choix des fonctions de transfert ou d'activation des neurones, ainsi que la longueur de l'ensemble des échantillons utilisé pour l'apprentissageetc. [127].

On rappelle que l'optimisation du système de pompage photovoltaïque consiste en la maximisation de la puissance de collecteur photovoltaïque thermique PVT ce qui revient de maximiser la vitesse d'entraînement pour chaque éclaircissement, et cela par un ajustement judicieux du gain du hacheur.

La nouvelle technique qui choisie la poursuite du point de puissance maximale est la méthode neuronale qui consiste en trois étapes, Nous allons l'appliquer pour approximer les sorties qui sont la puissance maximale (P_{max}), le courant et la tension qui correspondent à cette puissance, en fonction des changements d'illuminations et de la température, c'est le suivi de la variation du point de puissance maximale. Où notre système doit pouvoir évoluer, rapidement et efficacement.

Alors, pour estimer le MPPT, nous allons utiliser deux réseaux de neurones à la fois; le premier réseau dont le rôle est d'estimer le courant de sortie qui correspond à la puissance maximale, et le deuxième est pour estimer la tension qui correspond à la puissance maximale aussi.

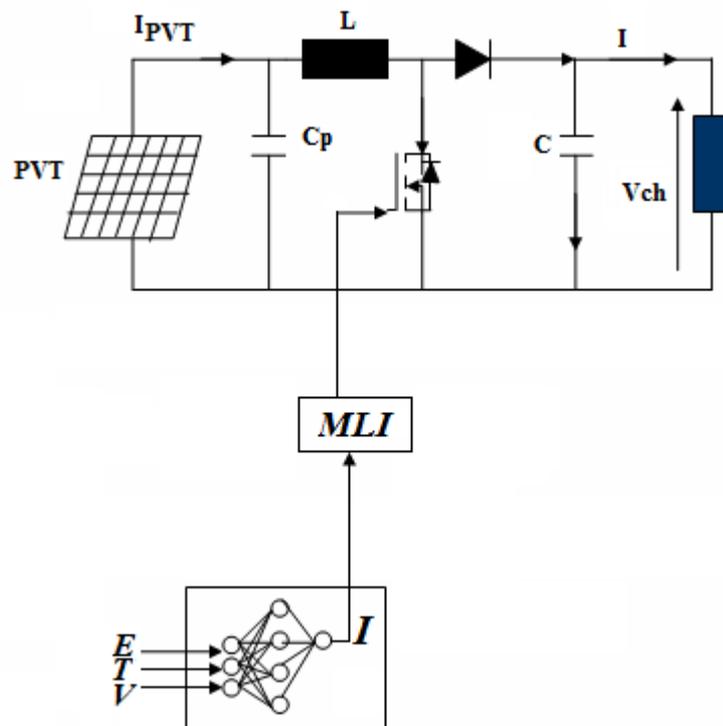


Fig.4.12. Structure globale de l'optimisation par réseau de neurone

4.8. CONSTRUCTION D'UN RESEAU DE NEURONES :

4.8.1. Procédures de construction :

La procédure de conception d'un réseau de neurone peut être résumée en six étapes :

1. La collecte d'une base de données.
2. La séparation de la base de données en trois sous ensembles (base d'apprentissage, base de validation et base de test).
3. Le choix de l'architecture du réseau de neurones (nombre de couches cachées, nombre des neurones dans ces couches,...).
4. Prétraitement des données.
5. Entraînement du réseau de neurones sur les bases d'apprentissage et de validation.
6. Mesure des performances du réseau de neurone sur la base de test.

4.8.2. Création d'un réseau de neurones par MATLAB R2017a:

4.8.2.1. Collecte d'une base de données:

L'objectif de cette étape est de rassembler un nombre de données suffisant pour construire une base représentative de données, qui servira à l'apprentissage et au test du réseau de neurones. Cette base de données constitue l'entrée du réseau de neurones, et par conséquent c'est elle qui détermine les performances du système.

4.8.2.2. Choix de la structure neuronale :

La première chose dans l'implémentation de réseau de neurones est le comptage des variables d'entrée et de sortie du problème. On a trois variables comme entrées (**E**, **T**, **V**) et une variable en sortie qui est le courant **I(A)**.

Dans notre travail, on a construit un réseau de neurones multicouches avec:

- une couche d'entrée à trois neurones.
- une couche cachée à vingt neurones.
- une couche de sortie à un neurone.

L'architecture utilisée est: MLP ;

La règle d'apprentissage est : Rétro propagation des erreurs;

La fonction de transfert de la couche d'entrée et de celle de sortie ainsi que la couche cachée, on va utiliser la fonction **logsig** et **purelin**.

```
hiddenLayerSize = 20;
```

```
net = fitnet(hiddenLayerSize);
```

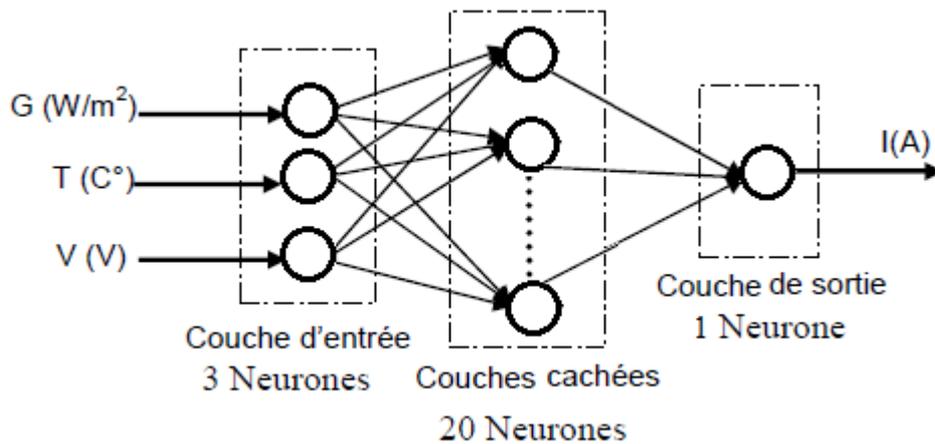


Fig.4.13. Modèle du neurone choisi

4.8.2.3. Entraînement, Validation et Test le réseau de neurones:

Les vecteurs d'entrées et les vecteurs cibles seront aléatoirement divisés, avec 70% utilisés pour l'entraînement, 15% pour la validation et 15% pour le test.

```
net.divideParam.trainRatio = 70/100;
```

```
net.divideParam.valRatio = 15/100;
```

```
net.divideParam.testRatio = 15/100;
```

Le réseau utilise par défaut est l'algorithme rétropropagation de Levenberg-Marquard pour l'entraînement.

```
[net,tr] = train(net,inputs,targets);
```

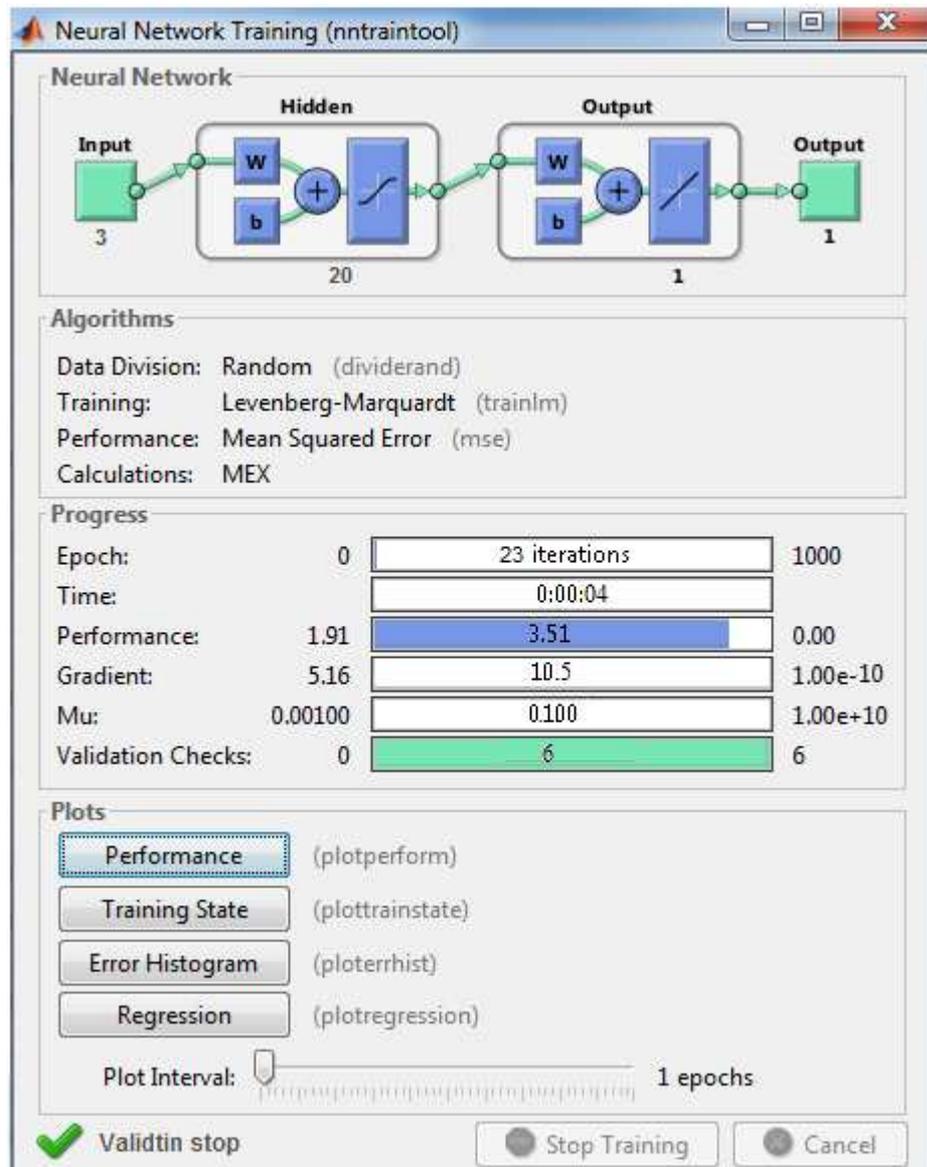


Fig.4.14. Entraînement du réseau de neurone.

L'arrêt de l'entraînement quand l'erreur de validation a augmenté durant six itérations, ce qui se fera à l'itération 23.

Lorsque nous cliquons sur la **performance** dans la fenêtre de l'entraînement, Un affichage des erreurs d'entraînement, des erreurs de validation et des erreurs de test apparaissent comme indiqué dans la figure (4.15).

Dans ce cas, les résultats sont raisonnables à cause de:

- L'erreur carrée moyenne finale est petite.
- Les deux courbes d'erreur de l'ensemble (test -validation) sont presque identique.
- Le pas obtenu par l'itération 17 est la meilleure performance de validation.

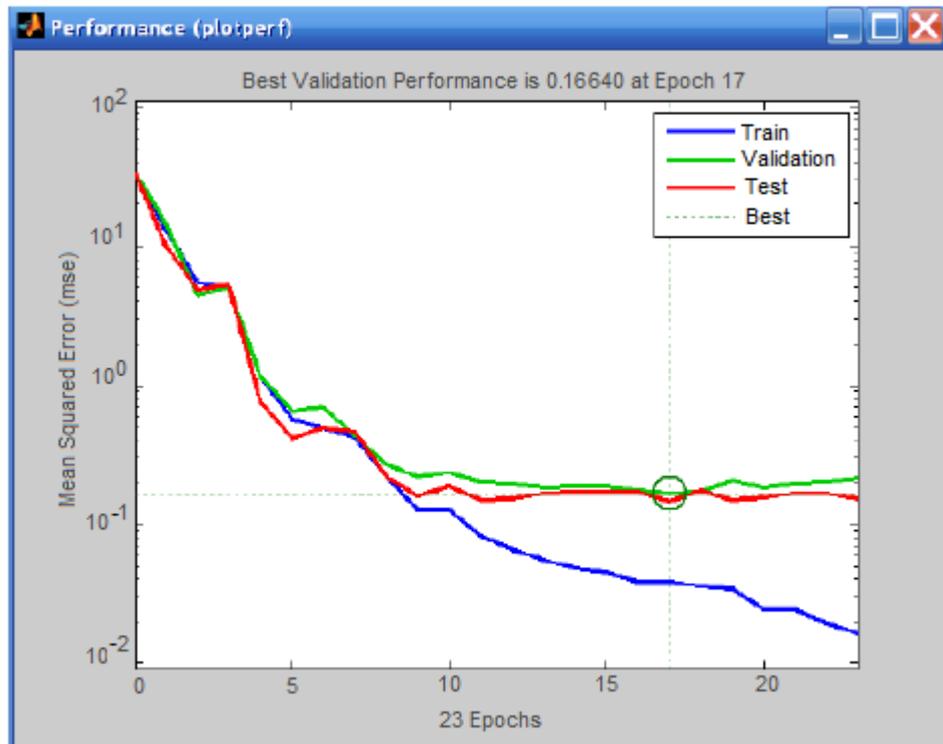


Fig.4.15. Performance de l'entraînement

Après que le réseau a été formé, nous pouvons l'utiliser pour calculer les productions de réseau. Le code suivant calcule les productions de réseau, des erreurs et la performance complète.

```
outputs = net(inputs);
```

```
errors = gsubtract(targets,outputs);
```

```
performance = perform(net,targets,outputs)
```

Il est aussi possible de calculer la performance de réseau seulement sur l'ensemble de test, en utilisant les indices de test, qui sont placés dans le rapport d'entraînement.

```
tInd = tr.testInd;
```

```
tstOutputs = net(inputs(tInd));
```

```
tstPerform = perform(net,targets(tInd),tstOutputs)
```

Lorsque nous cliquons sur la **Régression** dans la fenêtre de l'entraînement, nous pouvons exécuter une régression linéaire entre les productions de réseau et les cibles correspondantes.

La figure suivante montre les résultats.

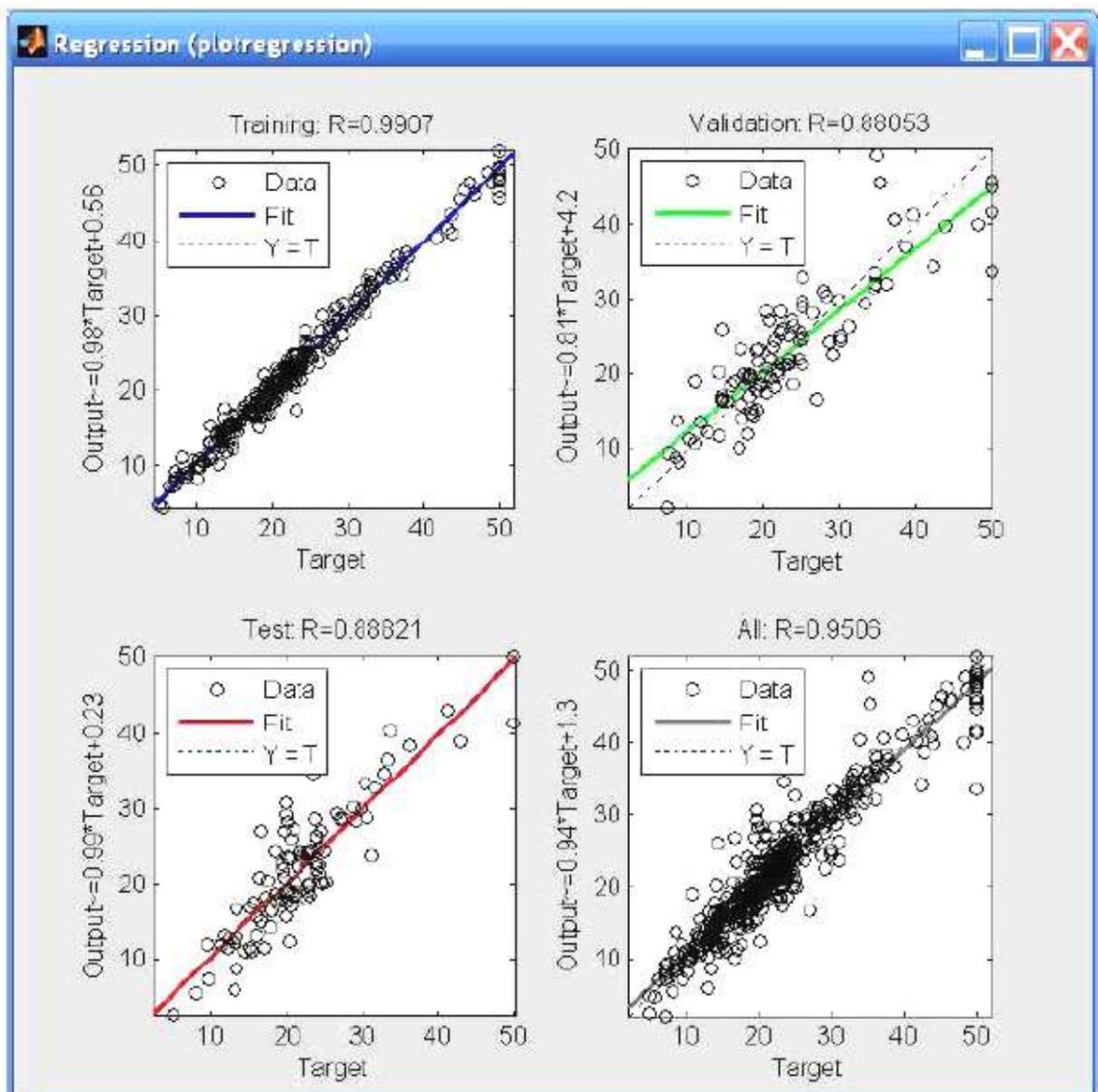


Fig.4.16. Approximation de fonctions

La production suit à la trace des bonnes cibles pour l'entraînement, le test et la validation et la valeur R est plus de 0.95 pour la réponse totale.

Si des résultats encore plus précis ont été exigés, nous pourrions essayer n'importe laquelle de ces approches :

- Reset les poids de réseau initiaux et les préventions à nouvelles valeurs avec `init` et `train` de nouveau.
- Augmenter le nombre de neurones cachés.
- Augmenter le nombre de vecteurs de formation.
- Augmenter le nombre de valeurs d'entrées, si des informations plus appropriées sont disponibles.
- Essayez un algorithme de formation différent.

Dans notre cas, la réponse de réseau est satisfaisante et nous pouvons maintenant utiliser le réseau avec des nouveaux entrés.

Pour créer le diagramme de réseau :

```
view(net)
```

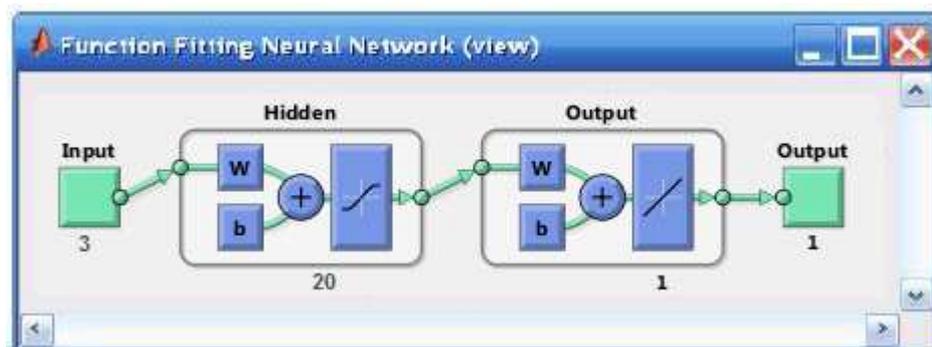


Fig.4.17. diagramme de réseau

4.9. RESULTATS DE SIMULATION

4.9.1. Caractéristique I(V) et P(V) de système PV et PVT avec et sans MPPT par INC et RNA :

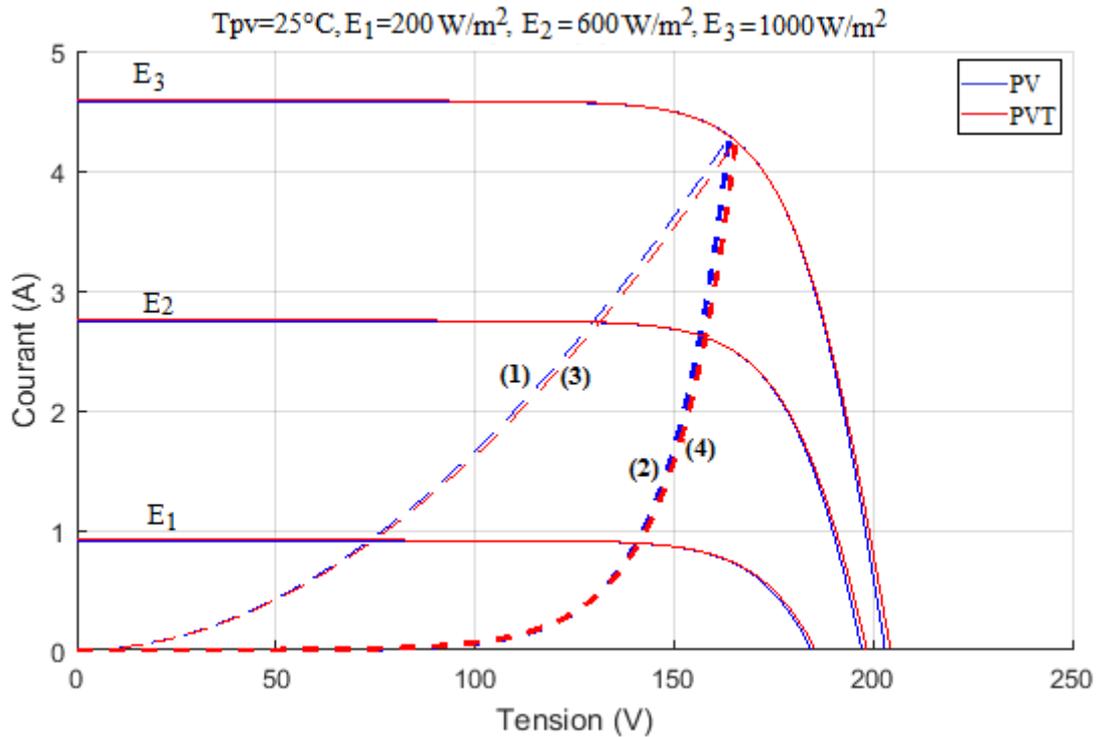


Fig.4.18. Caractéristique I(V) et de charge avec et sans MPPT par INC (PV) (1) avant optimisation (2) après optimisation ; (PVT) (3) avant optimisation, (4) après optimisation

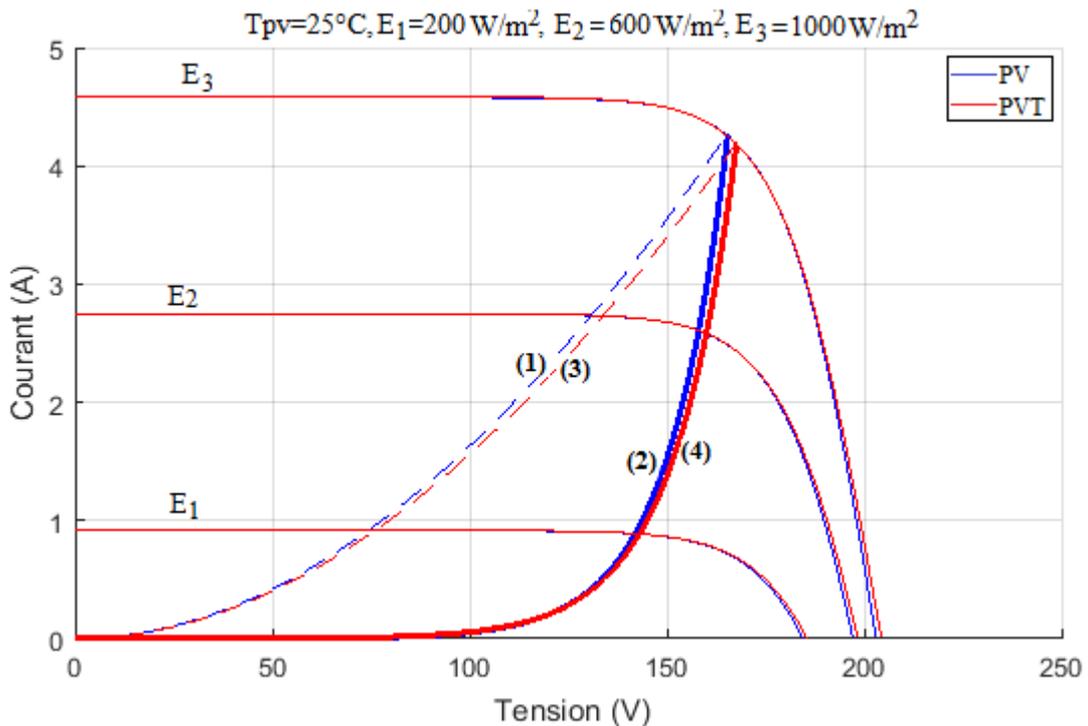


Fig.4.19. Caractéristique I(V) et de charge avec et sans MPPT par RNA (PV) (1) avant optimisation (2) après optimisation ; (PVT) (3) avant optimisation, (4) après optimisation

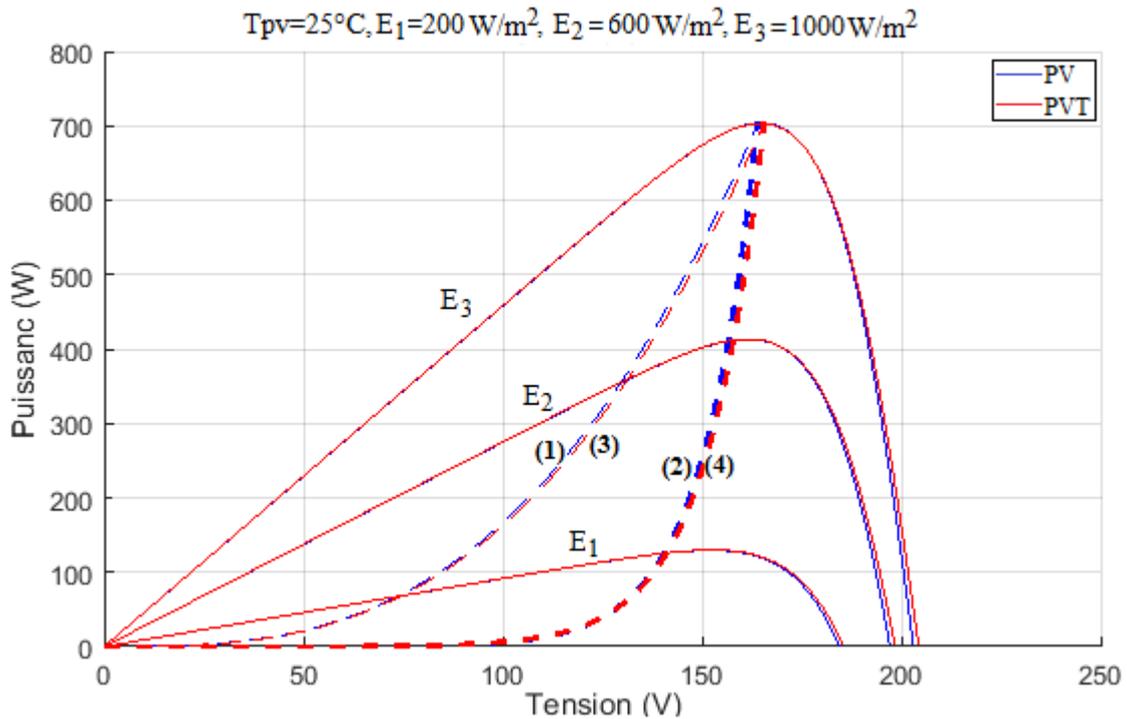


Fig.4.20. Courbe de charge et de puissance avec et sans MPPT par INC (PV) (1) avant optimisation (2) après optimisation ; (PVT) (3) avant optimisation, (4) après optimisation

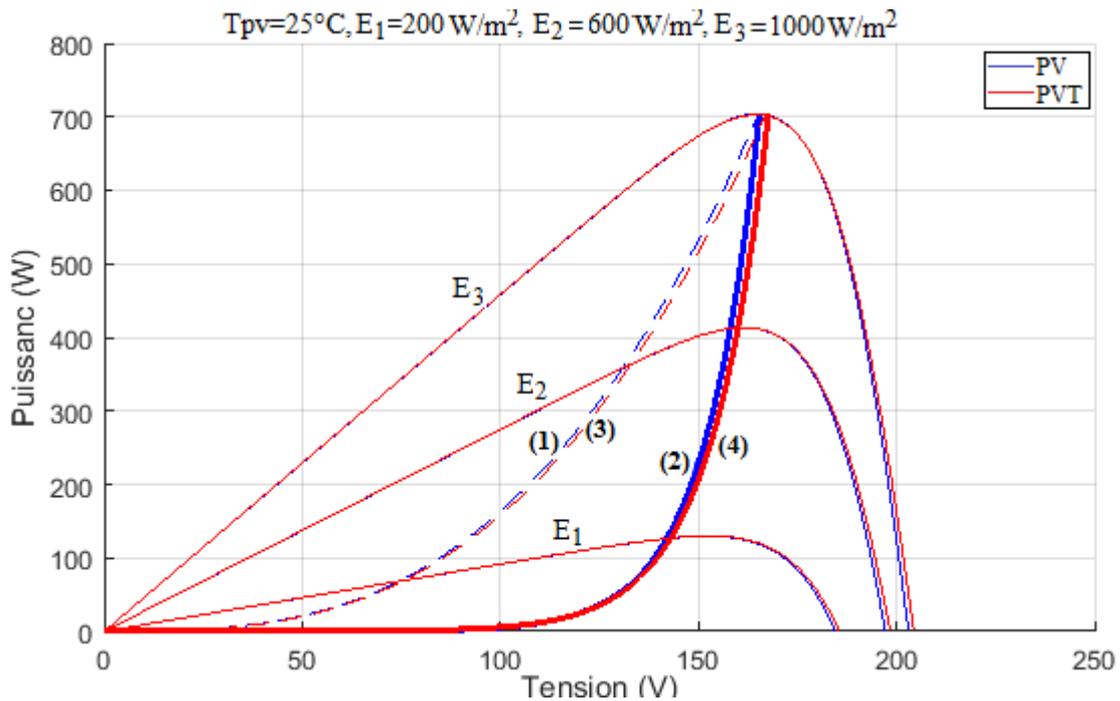


Fig.4.21. Courbe de charge et de puissance avec et sans MPPT par RNA (PV) (1) avant optimisation (2) après optimisation ; (PVT) (3) avant optimisation, (4) après optimisation

Le fonctionnement du système est amélioré par l'utilisation de la technique MPPT. L'effet de cette technique par rapport au couplage direct est très clair.

pour les faibles valeurs de l'éclairement, à 200W/m^2 , la tension d'alimentation est augmentée d'une valeur faible que (75-76)V (PV-PVT) pendant le couplage direct, à une valeur de (140-142)V, (143-145)V de (PV-PVT) pendant le couplage avec MPPT par les deux méthodes INC et RNA respectivement.

4.9.2. Rapport cyclique de système PV et PVT après l'optimisation:

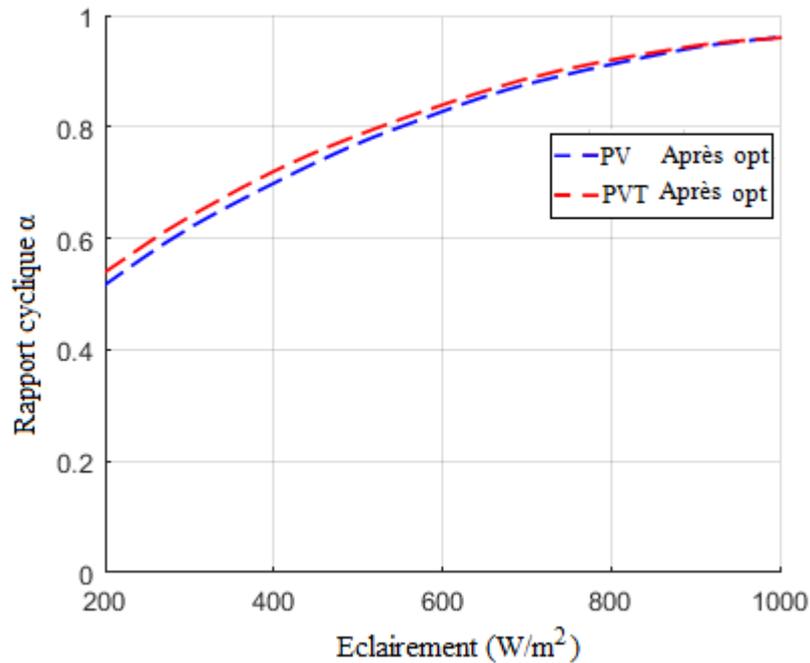


Fig.4.22. Rapport cyclique en fonction de l'éclairement par INC

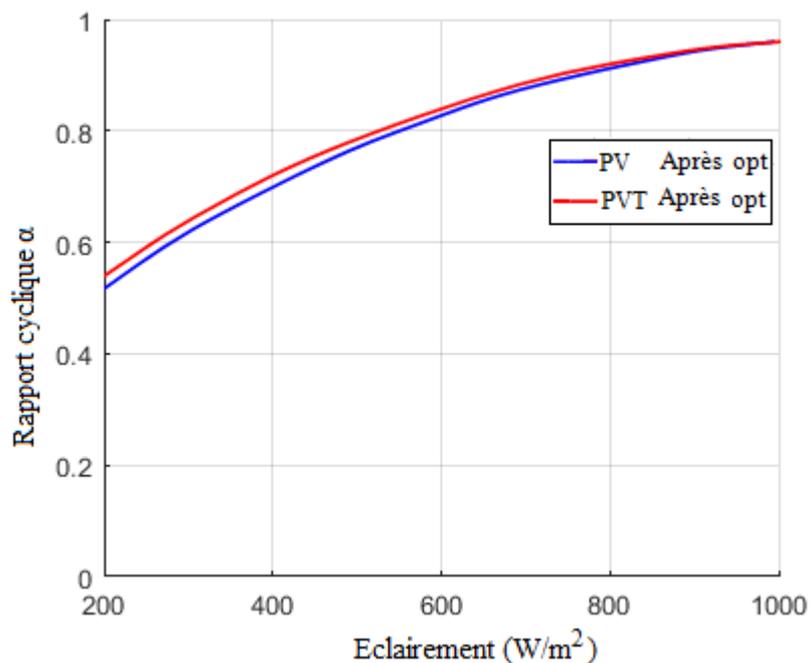


Fig.4.23. Rapport cyclique en fonction de l'éclairement par RNA

A partir de la caractéristiques pour une plage d'éclairement entre (200-1000) W/m^2 , le convertisseur DC-DC est de type survolteur étant donné que la gamme de variation du rapport est de (0.52 - 0.95) et de (0.53 - 0.95) pour PV et PVT par la méthode de (INC), et de (0.54 - 0.95) et de (0.55 - 0.95) pour PV et PVT par la méthode de (RNA) avec un erreur de 2% par rapport à l'optimisation par (INC) qui peut être à cause du l'algorithme d'apprentissage.

4.9.3. Vitesse du moteur de système PV et PVT optimisé et non optimisé:

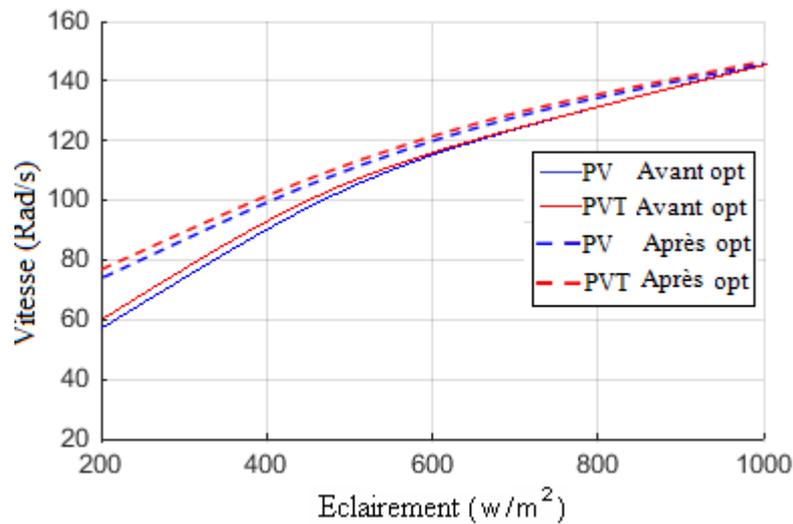


Fig.4.24. Vitesse de moteur avant et après l'optimisation par INC

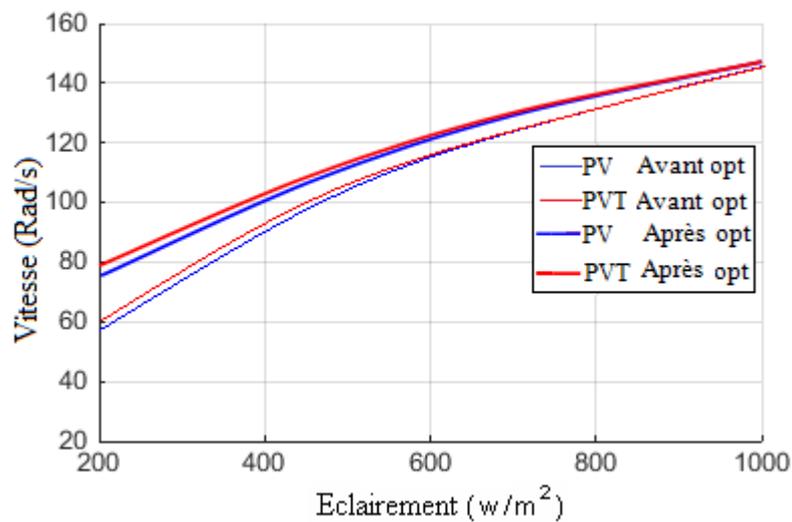


Fig.4.25. Vitesse de moteur avant et après l'optimisation par RNA

Le fonctionnement du système, est amélioré par la technique de MPPT, où le moteur est alimenté par des tensions ayant des valeurs proches de leurs valeurs nominales.

pour une plage d'éclairement entre (200-1000)W/m², on remarque que l'augmentation de la vitesse d'entraînement de (58- 60)Rad/s (PV - PVT) pour le couplage direct, à une vitesse de (76 - 78)rad/s et (77 - 79)rad/s (PV - PVT) avec MPPT pour les deux méthodes d'optimisation.

Pour les fortes valeurs de l'éclairement, la vitesse atteint à 145rad/s.

4.9.4. Rendement de système PV et PVT optimisé et non optimisé

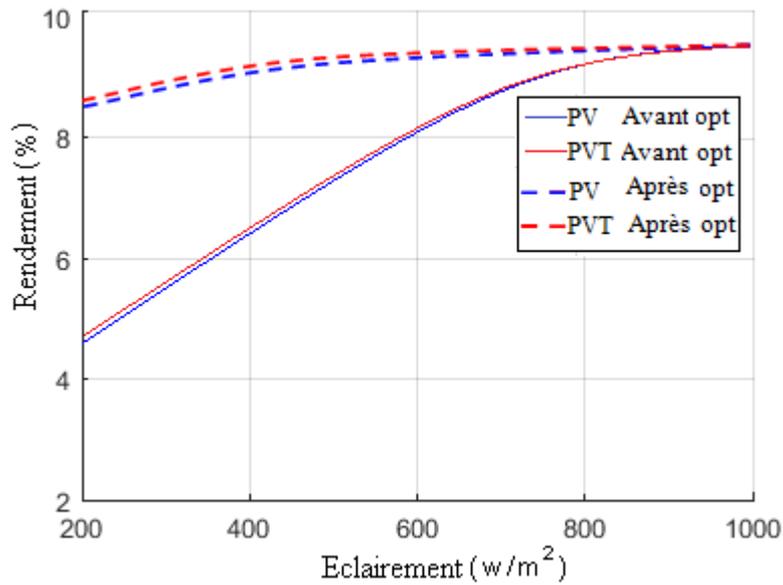


Fig.4.26. Rendement de système optimisé et non optimisé par INC

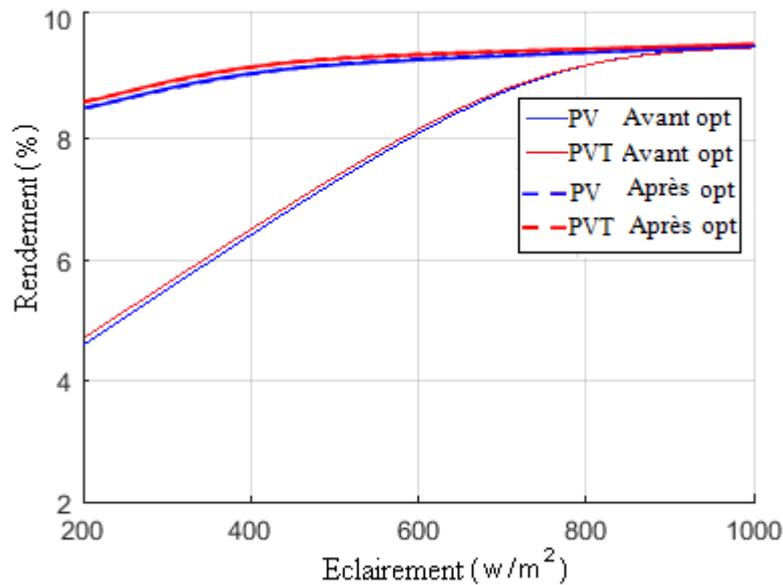


Fig.4.27. Rendement de système optimisé et non optimisé par RNA

L'amélioration de rendement du système optimisé devient presque constante pour une plage d'éclairement entre (200-1000) W/m². Le rendement atteint d'une valeur maximum 8.9%.

Par contre le couplage direct est caractérisé par un faible rendement de (4.7 - 4.9)% (PV - PVT). Ce faible rendement, à cause du faible taux de conversion de puissance de générateur.

4.9.5. Quantité d'eau de système PV et PVT avant et après l'optimisation:

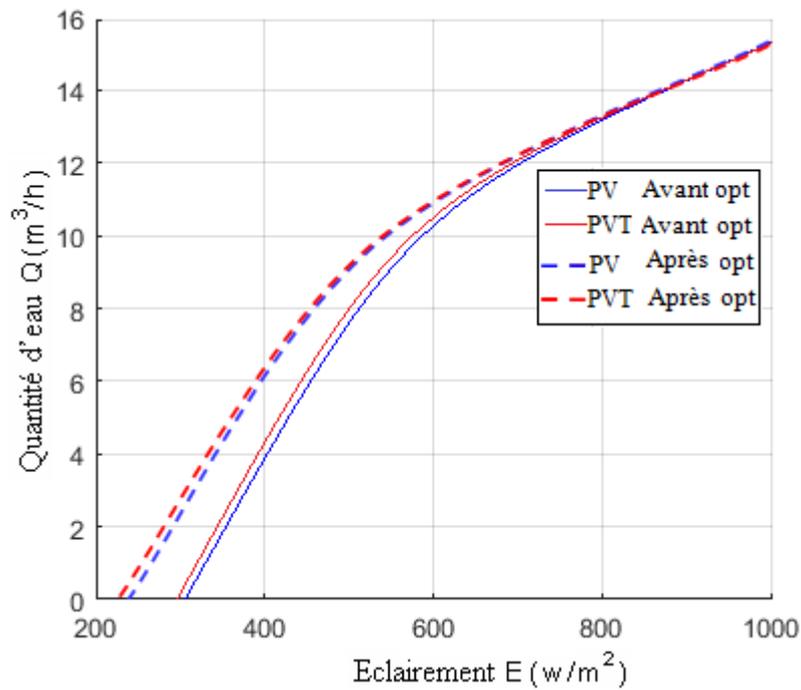


Fig.4.28. Quantité d'eau avant et après l'optimisation par INC

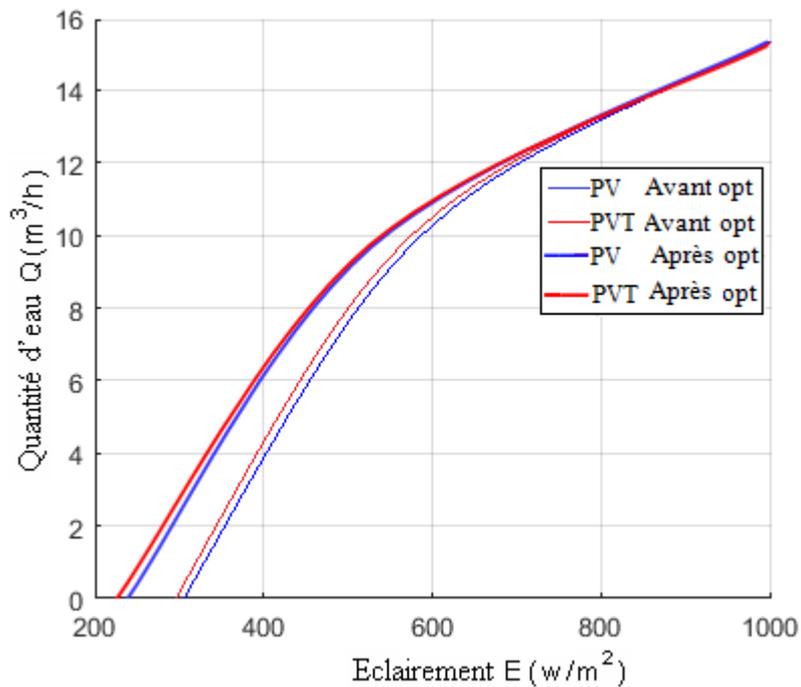


Fig.4.29. Quantité d'eau de système avant et après l'optimisation par RNA

Dans le cas du couplage direct, le débit d'eau est commencée à partir de $(230 - 240)W/m^2$ (PV - PVT) et à partir de $(300 - 310)W/m^2$ (PV - PVT) par la technique de MPPT pour deux méthodes d'optimisation.

Pour les fortes valeurs de l'éclairement, le débit d'eau atteint à $15.5m^3/h$.

4.10. CONCLUSION :

Dans ce chapitre, nous avons présenté quelques méthodes de tracking de la puissance maximale et nous avons retenu l'algorithme d'incrément de conductance INC-MPPT qui se caractérise par un rendement supérieur relativement à ceux des algorithmes "P&O". Les résultats obtenus par l'algorithme d'optimisation proposé peuvent être implantés pour l'adaptation en temps réel. Cet algorithme ne tient pas compte de la variation des paramètres influençant le modèle du système de pompage, tels que l'éclairement la température, et les paramètres du moteur. Ce qui limite sa robustesse.

Il existe d'autres techniques modernes, insensibles et robustes, basées sur l'intelligence artificielle qui permettent une optimisation en temps réel du système de pompage. Parmi ces techniques, la technique d'optimisation par réseau de neurone, on se basant sur un algorithme de rétropropagation de Levenberg – Marquard qui a prouvé son efficacité quand à l'accélération de la convergence de l'opération d'apprentissage du réseau de neurones.

L'optimisation par réseau neuronal a abouti approximativement aux mêmes résultats obtenus par la méthode conventionnelle. L'un des problèmes des réseaux de neurones est la difficulté de la convergence vers le minimum global de l'erreur quadratique. Cela peut mener à une performance marginale pendant l'opération d'apprentissage.

CONCLUSION

GENERALE

CONCLUSION GENERALE :

La production décentralisée d'énergie n'est pas une chose nouvelle. Elle bénéficie cependant actuellement d'un essor important et trouve un écho important dans l'opinion. En plus de fournir de l'énergie dans les zones difficiles d'accès, elle permet de répondre à des besoins très divers, et couvre à ce titre une large plage de puissance.

Pour obtenir un rendement maximum dans une installation hybride, il est nécessaire de mettre en place une gestion des transferts d'énergie qui optimise le fonctionnement de chacun des composants du système tout en garantissant le respect de leur plage de fonctionnement.

Dans le présent travail, nous nous sommes intéressés à la modélisation énergétique et à l'optimisation d'un système hybride dédié au pompage. Ce travail est une contribution à l'étude des sources d'énergie solaire avec l'insertion de capteur thermique. A cet effet, une méthodologie d'analyse basée sur la prise en compte des perturbations saisonnières a été entreprise et ce concernant un système hybride. La modélisation et la simulation numériquement de système pompage PVT ont été effectués en utilisant le logiciel MATLAB (R2017a) et les résultats sont présentés et commentés.

Dans ce contexte, on a modélisé chaque bloc de la chaîne de conversion d'énergie du système ainsi que la commande de chaque convertisseur. Le problème qui se pose est généralement une exploitation non optimale du système. Alors une adaptation est nécessaire pour maximiser le rendement du système (la quantité d'eau pompée par jour) d'une part et pour réduire le coût du système d'autre part. Pour parvenir à cet objectif, on a opté pour différentes techniques d'optimisation.

Pour assurer le fonctionnement d'un générateur PVT à son point de puissance maximale, des contrôleurs MPPT sont souvent utilisés. Ces contrôleurs sont destinés à la poursuite de Point de Puissance Maximal PPM et à minimiser ainsi l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence qui est variable en fonction de la charge et des conditions climatiques.

Dans ce travail d'optimisation de la puissance du GPVT, nous avons choisi comme variables d'entrées les paramètres du GPVT (I_{pvt} , V_{pvt}) afin d'éviter l'influence due aux variations des différentes grandeurs du système (grandeurs électriques et mécaniques du groupe motopompe, des deux convertisseurs statiques, ...). Nous avons estimé ensuite la vitesse optimale de référence en fonction de la puissance optimale du GPVT. Cette vitesse sera injectée à l'entrée de la commande de l'onduleur. Notre travail se distingue de celui de [128] qui est basé sur une méthode analytique approchée et de celui de [129], basé sur l'estimation du rendement global du système par intelligence artificielle.

Dans le même but, plusieurs techniques de contrôle MPPT ont été introduites, dans ce travail, nous avons présenté deux techniques, les techniques classiques (méthode INC), et les méthodes Modernes d'intelligences artificielles (méthode RNA), en vue d'élaborer un système de commande et de poursuite du point de puissance maximale afin d'extraire le maximum de puissance.

Selon les résultats obtenus, on peut conclure que le système de RNA fait apparaître un bon compromis entre la caractérisation et l'efficacité des calculs. Sa rapidité et la précision de ses sorties. Les réseaux de neurones permet des décisions correctes et d'éviter les cas d'indécisions, avec leurs capacités à s'adapter à des situations inconnues par l'apprentissage.



LES ANNEXES

Annexe 1:**Paramètres du GPV poly cristallin 12V en puissance optimum (CS4 55WAT)**

$I_{CC} = 3,74A$; $V_{CO} = 21,6V$; $V_{max} = 17.2 V$; $I_{max} = 3.5A$; $P_{max} = 60.2W$;

$N_c=36$; $N_s=1$; $N_p=1$;

L	W	δ	S	R_S	R_{Sh}	Er	Tr	Vg	A
1.08m	0.29m	0.54m	0.3132m ²	0.132 Ω	25 Ω	1000W/m ²	25°C	1.12eV	1.2

Annexe 2:**Paramètres du capteur PVT :**

UDTS50 (Unité de Développement et du Technologie au Silicium)

$I_{CC} = 3,27A$; $V_{CO} = 21,6V$; $V_{max} = 17.4 V$; $I_{max} = 2.87A$; $P_{max} = 50 \pm 10\% W$

Paramètres de capteur solaire PV/T	Valeur
Longueur de collecteur, L	1.29 m
Largeur de collecteur, H	0.33 m
Température des cellules aux conditions de références, $T_{cell,ref}$	298 K
Le rendement électrique aux conditions de références, $\eta_{el,ref}$	0.15
L'épaisseur du verre, δ_g	0.003 m
La conductivité thermique du verre, λ_g	1 W/m K
Le coefficient de transmission du verre, τ_g	0.92
L'émissivité du verre, ϵ_g	0.88
L'émissivité des cellules, ϵ_{cell}	0.8
Le coefficient d'absorption des cellules, α_c	0.75
L'épaisseur de la couche des cell, δ_{si}	35x10 ⁻⁵ m
La conductivité thermique des cell, λ_{si}	131 W/m K
Le coefficient d'absorption de tedlar, α_T	0.26
L'épaisseur de tedlar, δ_T	0.0002 m
La conductivité thermique de tedlar, λ_T	163 W/m K
L'émissivité de l'absorbeur, ϵ_p	0.4
L'épaisseur de l'absorbeur, δ_p	0.003 m
La conductivité thermique de l'absorbeur, λ_p	65 W/m K
L'épaisseur de l'isolation, δ_i	0.05 m
La conductivité thermique de l'isolation, λ_i	0.0035 W/mK
La vitesse du vent, V_w	1m/s
L'angle d'inclinaison du capteur, ϕ	36°

Annexe 3:**• Paramètres de moteur DC
à aimant permanent:**

Va	220V
P	700W
Ra	0,24Ω
La	0,01h
Ce	0,32N.m
ω	3000trn /min
J _m	0,002 N.m
p	3 pôles
kt	0,0154N.m/A
ke	0,167V/rad.Sec
kr	1,16.10 ⁵

**• Paramètres de moteur synchrone
à aimant permanent (MSAP):**

V	220V
P	1500W
Ra	1.4Ω
L _d	0.006h
L _q	0.0058h
Ce	0,32N.m
ω	3000trn /min
f	0.000389N.(m/rad).s ⁻¹
J _m	0.00176 N.m
p	3 pôles

• Paramètres de Pompe centrifuge

ω _n	3000trn/min
P	520W
Q _n	2.7l/s
H	15m
a ₀	7,1365*10 ⁻⁴ m/(rad/sec) ²
a ₁	-1,84127m/(rad/sec)(m ³ /h)
a ₂	209,5238*10 ³ m/(m ³ /sec) ²

• Caractéristique de canalisation:

Hg	8m
k _h	71780
Q _n	2.7l/s
g	9,81m ² /sec
ρ	1000kg/m ³

Références

Bibliographiques

Référence bibliographique :

- [1] **S. Bilgen**, 2014, " Structure and environmental impact of global energy consumption" Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 38, p. 890–902.
- [2] **N. Apergis et J. E. Payne**, 2010 "Renewable energy consumption and economic growth Evidence from a panel of OECD countries" Energy Policy, vol. 38 , n° %11, p. 656–660.
- [3] **N. Bowden et J. Payne**, 2010," Sectoral analysis of the causal relationship between renewable and non-renewable energy consumption and real output in the US" Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, vol. 5, n° %14, pp. 400-408.
- [4] **R. E. Sims, H.-H. Rogner et K. Gregory**, 2003, " Carbon emission and mitigation cost comparisons between fossil fuel, nuclear and renewable energy resources for electricity generation" Energy Policy, vol. 31, n° %113, p. 1315–1326.
- [5] **R. Bernard ; G. Menguy, M. Schwartz**, 1980, "Le rayonnement solaire conversion thermique et applications", Technique et documentation Lavoisier, 2ème édition.
- [6] **A. Moumni, N. Hamani, N. Moumni & Z. Mokhtari**, 2006 "estimation du rayonnement solaire par deux approches semi empiriques dans le site de biskra", 8^{ème} seminaire international sur la physique energetique, centre universitaire de bechar.
- [7] **A. Labouret, M. Viloz**, 2005, "Energie solaire photovoltaïque", Edition le Moniteur, Dunod, 2ème Edition.
- [8] **R. Pernick, C. Wilder**, 2009 "The Clean Tech Revolution: Winning and Profiting from Clean Energy" Edition Harper Collins e-books.
- [9] **A. Labouret**, 2010, "Cellules solaires, Les bases de l'énergie photovoltaïque", Collection: ETSF, ETSF, 5ème Edition.
- [10] **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.
- [11] **R.Chenni, M.Makhlouf, T.Kerbache, A.Bouزيد**, 2007, "A Detailed Modeling Method for photovoltaic Cells", Science Direct Solar Energy 32 pp 1724-1730
- [12] **Ammar Hachemi**, 2017," Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système hybride dédié au pompage" Thèse de Doctorat en sciences Spécialité : Hydraulique, Université Mohamed Khider – Biskra.

- [13] **M. adouane**, 2014, "étude de la fiabilité des systèmes solaires hybrides dans le sahara", thèse de doctorat, école nationale polytechnique.
- [14] **C.cabal**, 2008, "optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédiée à la conversion photovoltaïque", thèse doctorat, université Toulouse.
- [15] **M. Angel Cid Pastor**, 2006, "conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques", these présentée en vue de doctorat, l'institut national des sciences appliquées de toulouse.
- [16] **I.Tabet**, 2016 "Etude, Réalisation et simulation d'un capteur Solaire" Thèse de Doctorat de sciences en physique, Université de Constantine.
- [17] **K.Touafek**, 2013, "Contribution à l'étude et à la conception d'un système énergétique utilisant des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques". Diss. Ecole nationale supérieure polytechnique, 2010.
- [18] **A. Daoud**, 2013, "Contrôle de la Puissance d'un Générateur Photovoltaïque pour le Pompage Solaire", thèse de Doctorat de Sciences en Électronique, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf.
- [19] **L. Zareur**, 2010, "Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien" Thèse de Doctorat en sciences Spécialité électrotechnique, Université de Constantine.
- [20] **M. Angel Cid Pastor**, 2006, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques", Docteur de l'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse.
- [21] **D. Y. Goswami**, 2000 "Principles of Solar Engineering", Taylor and Francis, second
- [22] **A. Labouret, M. Viloz**, 2003, "Energie solaire Photovoltaïque" Le manuel du professionnel, paris
- [23] **A.Lauger J-A.Roger**,1981, "les photopiles solaires" technique et documentation.
- [24] **M. Oukachmih**, 2003, "les cellules photovoltaïques à base de matériaux organiques discotiques" Thèse de doctorat en électronique option matériaux, technologies et composants, université paul sabatier.
- [25] **C. Boccaletti, G. Di Grazia, G. Fabbri, E. Nisticò**, 2004, "Energy models for stand alone power systems", EETI - 5th Int. Conf. on Energy, Environment and Technological Innovation, Rio de Janeiro, Brazil.
- [26] **A.Bouden and M.Marir Benabbas**, 2013, "Modelling of thermal photovoltaic pumping system optimized" International Journal of Electrical Engineering & Technology (IJEET).

- [27] **W.A.Beckman, J.Thorton**, 1991, "Control Problem in Solar Domestic Hot Water Systems", *Solar Energy*, Vol 27, No5, pp, 23- 28.
- [28] **Y.Pankow**, 2004, "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque ", Thèse de doctorat. Ecole doctorale de L'ENSAM ED 432.
- [29] **K. Touafek, M. Haddadi**,2002, A. Malek and W. Bendaikha "A dynamic model of hybrid photovoltaic/thermal panel" *International Renewable Energy Congress*, November 5-7, 2009 - Sousse Tunisia LARHYSS Journal.
- [30] **YB. Assoa, C. Menezo, G. Fraisse, R. Yezou, J. Brau**, 2007,"Study of a new concept of photovoltaic-thermal hybrid collector", *Solar Energy* 81(9):1132–43.
- [31] **H.A. Zondag**, 2008, "Flat-plate PV–Thermal collectors and systems A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (4) 891–959.
- [32] **A.K. Bhargava, H.P.Garg and R.K. Agarwal**, 1991, "Study of a hybrid solar system – solar air heater combined with solar cells" *Energy Convers. Mgmt.* 31, 471-479,
- [33] **H. A. Zondag, D.W Vries., W.G.J Van Helden, R.J.C Van Zolingen. and A.A Van Steenhoven**, 2003, "The yield of different combined PV-thermal collector design", *Solar Energy* 74,253-269.
- [34] **Y.Tripanagnostopoulos, Th.Nousia, M.Souliotis, and P.Yianoulis**, 2002a, "Hybrid Photovoltaic/Thermal solar systems", *Solar Energy* 72, 217-234.
- [35] **M. Wolf**, 1976, "Performance analyses of combined heating and photovoltaic power systems for residences", *Energy Conversion*, 16, 79-90.
- [36] **R.F Russell**, 1982, "Uniform temperature heat pipe and method of using the same", Patent US4320246; USA.
- [37] **S.D. Hendrie**, 1979, "Evaluation of combined Photovoltaic/Thermal collectors", *Proc. Of Int. Conf. ISES, Atlanta, Georgia, USA, May 28 – June 1, Vol.3*, 1865-1869.
- [38] **L.W. Florschuetz**, 1979, "Extention of the Hottel -Whillier model to the analysis of combined photovoltaic / thermal flat plate collectors", *Solar Energy* 22, 361-366.
- [39] **C.H. Cox and P. Raghuraman**, 1985, "Design considerations for flat platephotovoltaic/ thermal collectors", *Solar Energy* 35, 227-241.
- [40] **K Sopian, H.T. Liu, K.S. Yigit, S. Kakac and T.N. Veziroglu**, 1996, "Performance analysis of photovoltaic thermal air heaters", *Energy Convers. Mgmt* 37(11), 1657-1670.

- [41] **H.P Garg, and R.S. Adhikari**, 1997, "Conventional hybrid photovoltaic / thermal (PV/T) air heating collectors: steady – state simulation", *Renewable Energy* 11, 363-385
- [42] **B.J Brinkworth., B.M Cross., R.H Marshall. and Yang Hongxing**, 1997, "Thermal regulation of photovoltaic cladding". *Solar Energy* 61, 169-179.
- [43] **B Moshfegh, M Sandberg**, 1998, "Flow and heat transfer in the air gap behind photovoltaic panels". *Renewable Sustainable Energy* 2:287–301.
- [44] **B.J Brinkworth, R.H Marshall, Z, Ibarahim**, 2000, "A valid model of naturally ventilated PV cladding". *Solar Energy* 69, 67-81.
- [45] **U Eicker, V Fux, D Infield and Li Mei**, 2000, "Heating and cooling of combined PVsolar air collectors facades", In Proc. Int. Conf. 16th Europ. PV solar energy. 1-5 May Glasgow, UK, 1836-1839.
- [46] **M. Bazilian, F. Leeders, B.G.C van der Ree, and D Prasad**, 2001, "Photovoltaic cogeneration in the built environment". *Solar Energy* 71, 57-69.
- [47] **T.T. Chow**, 2003, "Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model". *Solar Energy* 75, 143-152
- [48] **A.A. Hegazy**, 2000, "Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors". *Energy Convers. Mgmt* 41, 861-881.
- [49] **S. Miura**, 2003. "Usage of a DC fan together with photovoltaic modules in a solar air heating system". In Proc (CD-ROM) ISES World Congress Goteborg, Sweden, 14-19.
- [50] **D, Infield, Li Mei, U Eicker**, 2004. "Thermal performance estimation for ventilated PVfacades". *Solar Energy* 76, 93-98.
- [51] **R. Charron, A.K. Athienitis**, 2006. "Optimization of the performance of double-facades with integrated photovoltaic panels and motorized blinds". *Solar Energy* 80, 482-491.
- [52] **B.J Brinkworth, M.Sandberg**, 2006. "Design procedure for cooling ducts to minimise efficiency loss due to temperature rise in PV arrays". *Solar Energy* 80, 89-103
- [53] **T. Bergene and O.M. Lovvik**, 1995, "Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells". *Solar Energy* 55, 453-462.
- [54] **A. Elazari**, 1998, "Multi Solar System – Solar multimodule for electrical and hot water supply for residentially building". In Proc. 2nd World Conf. On Photovoltaic Solar Energy Conversion, 6-10 July, Vienna, Austria, 2430-2433.

- [55] **T. Hausler and H. Rogash**, 2000. "Latent heat storage of photovoltaics". In Proc. 16th Europ. PV Solar Energy Conf., 1-5 May, Glasgow, U.K. Vol III, 265-2267.
- [56] **S.A. Kalogirou**, 2001. "Use of TRNSYS for modelling and simulation of a hybrid PVThermal solar system for Cyprus". *Renewable Energy* 23, 247-260.
- [57] **B.J. Huang, T.H. Lin, W.C. Hung and F.S. Sun**, 2001. "Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems". *Solar Energy* 70, 443-448.
- [58] **B.Sandness, J. Rekstad**, 2002. "A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate-experimental study and analytical model". *Solar Energy* 72, 63-73.
- [59] **H. A Zondag, D.W Vries., W.G.J Van Helden, R.J.C Van Zolingen, and A.A. Van Steenhoven** ,2002, "The thermal and electrical yield of a PV-Thermal collector". *Solar Energy* 72, 113-128.
- [60] **Y, Tripanagnostopoulos**, 2007, "Aspects and improvements of hybrid photovoltaic/thermal solar energy systems". *Solar Energy* 81 (9), pp. 1117-1131.
- [61] **H. P. Garg & R. S Adhikari**, 2000, "System performance studies on a photovoltaic/thermal (PV/T) air heating collector". *Renewable Energy Conversion and management*, vol. 41, n° 8, pp. 861-881.
- [62] **H. Ben chikh elhocin**, 2017, "Modélisation nanothermique des systèmes Thermo/ Photovoltaïques Applications aux collecteurs hybrides PVT ", thèse de doctorat de science en électronique, université de Constantine.
- [63] **PG. Charalambous, GG. Maidment, SA. Kalogirou, K. Yiakoumetti**, 2007, "Photovoltaic thermal (PV/T) collectors": a review. *Appl Therm Eng* 2007; 27:275–86.
- [64] **J. Jie, L. Keliang, T.T. Chow, P. Gang, H. Wei, H. Hanfeng**, 2008, "Performance analysis of a photovoltaic heat pump". *Applied Energy* 85, 680-693
- [65] **G.Notton, C. Cristofari, M. Mattei, P. Poggi**, 2005, "Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences". *Applied Thermal Engineering* 25, 2854- 2877.
- [66] **F.Busato, R.Lazzarin, M.Noro**, 2008. "Experimental analysis of photovoltaic cogeneration modules". *International Journal of Low Carbon Technologies*, 221-244.
- [67] **J.S. Coventry, K. Lovegrove**, 2003, "Development of an approach to compare the value of electric and thermal output from a domestic PV/thermal system". *Solar Energy* 75, 63-72.

- [68] **M. Bakker, H.A Zondag, M.J Elswijk, K.J Strootman, M.J.M. Jong**, 2005, "Performance and costs of a roof-sized PV/thermal array combined with a ground coupled heat pump". *Solar Energy* 78, 331-339.
- [69] **G.Vokas, N Christandonis, F. Skittides**, 2006, "Hybrid photovoltaic-thermal systems for domestic heating and cooling-A theoretical approach". *Solar Energy* 80, 607-615.
- [70] **A. Tiwari and M.S. Sodha**, 2006, "Performance evaluation of solar PV/T system: An experimental validation", *Solar Energy* 89, 751-759.
- [71] **G. Fraisse, C. Menezo, K. Johannes**, 2007, "Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type". *Solar Energy* 81, 1426- 1438.
- [72] **G. Fang, H. Hu, X Liu**, 2010. "Experimental investigation on the photovoltaic-thermal solar heat pump air-conditioning system on water-heating mode". *Experimental Thermal and Fluid Science* 34, 736-743.
- [73] **T.T.Chow, W. He, J.Ji**, 2006, "Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application". *Solar Energy* 80, 298-306.
- [74] **S.A. Kalogirou and Y. Tripanagnostopoulos**, 2006. "Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production". 2006. *Energy Conversion and Management* 47, 3368-3382.
- [75] **A.Guiavarch, B. Peuportier**, 2006. "Photovoltaic collectors efficiency according to their integration in buildings". *Solar Energy* 80, 65-77.
- [76] **R.Charron, A.K. Athienitis**, 2006. "Optimization of the performance of double-facades with integrated photovoltaic panels and motorized blinds". *Solar Energy* 80, 482-491.
- [77] **J.K Tonui and Y.Tripanagnostopoulos**, 2007a. "Improved PV/T solar collectors with heat extraction by natural or forced air circulation". *Renewable Energy* 32, 623-637.
- [78] **J.K Tonui and Y.Tripanagnostopoulos**, 2007b. "Air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvement". *Solar Energy* 81 (4), pp. 498-511.
- [79] **J.K Tonui and Y.Tripanagnostopoulos**, 2008, "Performance Improvement of PV/T solar collectors with natural air flow operation". *Solar Energy* 82, pp.1-12.
- [80] **G. Gan**, 2009, "Effect of air gap on the performance of building-integrated photovoltaics" *Energy*, vol. 34, no. 7, pp. 913-921.

- [81] **T.N. Anderson, M. Duke, G.L Morrison, J.K. Carson**, 2009, "Performance of a building integrated photovoltaic/thermal (BIPVT) solar collector" *Solar Energy* 83, 445-455.
- [82] **S. Pantic L. Candanedo A.K. Athienitis**, 2010, "Modeling of energy performance of a house with three configurations of building-integrated photovoltaic/thermal systems". *Energy and Buildings* 42, 1779-1789.
- [83] **B.Agrawal, G.N. Tiwari**, 2010. "Life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems". *Energy and Buildings* 42, 1472-1481.
- [84] **R Mazon, A.S Kaiser, B Zamora, J.R. Garcia, F.Vera**, 2011, "Analytical model and experimental validation of the heat transfer and the induced flow in a PV cooling duct in environmental conditions". *WREC 2011, Linkoping, Sweden* 8-13 , 2907- 2915.
- [85] **P.Dupeyrat atrick, Ch.Menezo, M.Rommel, H.Henning**, 2011, "Efficient single glazed flat plate photovoltaic–thermal hybrid collector for domestic hot water system". *Sol Energy* 2011; 85(7):1457–68.
- [86] **P.Dupeyrat, Ch.Menezo, S. Fortuin**, 2014. "Study of the thermal and electrical performances of PVT solar hot water system". *Energy and Buildings* 68, 751-755.
- [87] **I.Adnan, Y. Othman Mohd, R. Mohd Hafidz, M. Sohif, S. Kamaruzzaman**, 2011, "Recent advances in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors". *Renewable Sustainable Energy*; 15(1):352–65.
- [88] **G. Ciulla V. Lo Brano, M. Cellura V. Franzitta, D. Milone**, 2012. "A finite difference model of a PV-PCM system". *Energy Procedia* 30, 198-206.
- [89] **J.H. Kim, J.T. Kim**, 2012, "The experimental performance of an unglazed PV-thermal collector with a fully wetted absorber". *Energy Procedia* 30, 144-151.
- [90] **N. Aste, C. Del Pero, F. Leonforte**, 2012, "Thermal-electrical optimization of the configuration a liquid PVT collector". *Energy Procedia* 30, 1-7.
- [91] **Aste N., Del Pero C., Leonforte F**, 2014, "Water flat plate PV-thermal collectors: A review". *Solar Energy* 102, 98-115.
- [92] **H. Helmers, K. Kramer**, 2013, "Multi-linear performance model for hybrid (C) PVT solar collectors" *Solar Energy* 92, 313-322.
- [93] **K. Kramer H. Helmers**, 2013, "The interaction of standards and innovation: Hybrid photovoltaic-thermal collectors". *Solar Energy* 98, 434-439.
- [94] **S. Fortuin, M. Hermann, G. Stryi-Hipp, P. Nitz and W. Platzer**, 2014, "Hybrid PV-Thermal collector development: concepts, experiences, results and research needs". *Energy Procedia* 48, 37-47.

- [95] **K Touafek., A Khelifa and M Adouane**, 2014, Theoretical and experimental study of sheet and tubes hybrid PVT collector, *Energy Conversion and Management* 80, 71-77.
- [96] **T. Matuska**, 2014. "Performance and economic analysis of hybrid PVT collectors in solar DHW system". *Energy Procedia* 48, 150-156.
- [97] **D. B. Jani, M. Mishra, & P. K. Sahoo**, 2015, "Performance studies of hybrid solid desiccant–vapor compression air-conditioning system for hot and humid climates". *Energy and Buildings*, 102, 284-292.
- [98] **D.B. Jani, M. Mishra, & P.K. Sahoo**, 2016 (a), "Solid desiccant air conditioning–A state of the art review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 1451-1469.
- [99] **D.B. Jani, M. Mishra, & P.K. Sahoo**, 2016 (b), "Performance analysis of hybrid solid desiccant–vapor compression air conditioning system in hot and humid weather of India". *Building Services Engineering Research and Technology*, 37(5), 523-538.
- [100] **D.B. Jani, M. Mishra, & P.K. Sahoo**, 2016 (c), "Experimental investigation on solid desiccant–vapor compression hybrid air-conditioning system in hot and humid weather". *Applied Thermal Engineering*, 104, 556-564.
- [101] **M. Fiorentini, J.Wall, Ma. Zhenjun, J. Braslavski & P. Cooper**, 2017, "Hybrid model predictive control of a residential HVAC system with on-site thermal energy generation and storage". *Applied Energy*, 187, 465-479.
- [102] **H. Ren, Ma. Zhenjun, Lin. Wenye, Fan. Wenke & Li. Weihua**, 2018, "Integrating photovoltaic thermal collectors and thermal energy storage systems using phase change materials with rotary desiccant cooling systems". *Sustainable Cities and Society*, 36 131-143.
- [103] **A.Bouden and M.Marir Benabbas**, 2014,"Improvement of Efficiency of Thermal Photovoltaic Pumping System" *International Journal of Engineering Research and Technology (IJERT)*.
- [104] **A. Amori, E. Karima, T. Al-Najjar, & M. Hussein**, 2012, "Analysis of thermal and electrical performance of a hybrid (PV/T) air based solar collector for Iraq" *Applied Energy*, Elsevier, vol. 98(C), pages 384-395.
- [105] **A. Khlefa**, 2017 "Contribution à la conception et modélisation d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique PVT" thèse de doctorat de science en physique, université de Batna.
- [106] **S. Abouda**, 2015 "contribution a la commande des systèmes photovoltaïques, application aus systèmes de pompage" thèse en vue de l'obtention du grade de docteur en co-tutelle de l'Université de Reims Champagne-Ardenne et de l'université de sfax.

- [107] **G. Grellet et G. Clerc**, 1997, "Actionneurs Electriques - Principes, Modèles, Commande", Eyrolles.
- [108] **H. Suehrche, J. Apelbaum**,1997, "Modelling a permanent magnet DC motor/centrifugal pump assembly in photovoltaic assembly in photovoltaic energy system" Solar Energy Vol.pp37-42.
- [109] **G. Paresh, and O. Moniz**, 2011, "Practical centrifugal pumps". 1st Edition, Elsevier.
- [110] **B.Equer**, 1993" Le Pompage Photovoltaïque Manuel de cours" énergie solaire photovoltaïque ellipses
- [111] **J. M. Hirtz**, 1998," Les stations de Pompage D'eau ", Lavoisier TEC & DOC 1991
- [112] **A.Hamidat, A, Hadj Arab, F.chenlo and M.A.Abella**, 1998, " performances costs of the centrifugal and displacement pumps ". pp1951-1954, WREC.
- [113] **C. Hamouda, B. Azoui, R, Hanitch and H.Siekman**, 1989, " Experimental and théorical investigation for solar pump and others solar systems in Algeria" photovoltaic solar energy conference Freiburg, pp.1069-1072.
- [114] **W.R.Anis, H.Metwally**, 1994," Dynamic Performance of a Directly Coupled PV Pumping System", Solar Energy, Vol.53, N°4, pp369-377.
- [115] **G Grandi, D. Casadei**, 2002, "Dynamic Performance of a Power Condition Applied to Photovoltaic Sources ", EPE-PEMC, Dubrovnik & Cavtat. pp. 01-10
- [116] **G.Ganou**, 1991, "Conception et simulation d'un Système de Photovoltaïque". Mémoire de Maîtrise, Ecole Polytechnique de Montréal
- [117] **A.Bouden et M.Marir Benabbas**, 2014, "Modélisation de système de pompage photovoltaïque optimisé" International Journal of Control, Energy and Electrical Engineering (CEEE).
- [118] **A.Daoud**, 2013, "Contrôle de la puissance d'un générateur photovoltaïque pour le pompage solaire". Diss. Université Mohamed Boudiaf des sciences et de la technologie d'Oran.
- [119] **A.Bouden and M.Marir Benabbas**, 2014, "Modeling and Simulation of Photovoltaic Pumping System Optimized" International Journal of Engineering and Innovative Technology (IJEIT).
- [120] **A. Vikrant, Chaudhari**, 2005, "Automatic peak power tracker for solar pv modules using dspacer software" thesis of the master of technology inenergy, maulana azad national institute of technology (deemed university).
- [121] **D. P. Hohm, M. E. Ropp**, 2003, "Comparative study of maximum power point tracking algorithms", Progress in photovoltaic, research and applications, 11: 47-62.

- [122] **M. Anderson, B. Alvesten**, 1995, " 200 W low cost module integrated utility interface for modular photovoltaic energy systems ", IECON Proceedings of the 1995 IEEE 21st International Conference on Industrial Electronics, Control and Instrumentation, 1(1): 572- 577.
- [123] **L.Van der Merwe, G.J.Van der Merwe**, 1998, " Maximum power point tracking – Implementation Strategies ", Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 1(1): 214-217.
- [124] **V.Salas, E.Olias, A.Barrado, A.Lazaro**, 2006, " Review Of the Maximum Power Point Tracking Algorithms for Stand-Alone Photovoltaic Systems ", Solar Energy Materials & Solar Cells 90, pp 1555-1578.
- [125] **B.Azoui**, 2002, "Concept and realisation of a three phase Brushless DC Motor (BLDCM) for solar application ", Thesis of doctorat of science, University of Batna.
- [126] **R. Chenni**, 2007 , "étude technico-economique d'un système de pompage photovoltaïque dans un vilage solaire", Thèse de Doctorat en Sciences en Physique Energétique Université de Constantine.
- [127] **L. Baghli**, 1999, "Contribution à la commande de l machine asynchrone, utilisation de la logique floue, des réseaux neurones et des algorithmes génétiques ", Thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré, France
- [128] **J.Appelbaum**, 1989, "Starting and Study State Characteristics of DC Motors by Solar Cell". Solar Energy, Vol. EC-1, N°1, pp17-25.
- [129] **B. S. Borrowsy and Z. M. Salameh**, 1997, "Methodology for Optimally Sizing the Combination of Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System" IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 12, no. 1.

Résumé:

Durant la conversion photovoltaïque du capteur solaire, une chaleur est générée, ce qui augmentera la température de la cellule photovoltaïque et causera une chute de son rendement. Ce phénomène est dû à la partie du rayonnement solaire non absorbée par les cellules et qui sera à l'origine de son échauffement. Cet échauffement a été considéré comme néfaste pour le rendement des capteurs solaires photovoltaïques, et plusieurs efforts ont été consentis pour évacuer cette chaleur. Il y a eu aussi l'aide d'exploiter ce phénomène par la combinaison des systèmes photovoltaïques avec un système thermique pour former le capteur hybride PVT, qui va générer en même temps de l'électricité et de la chaleur.

L'objectif de ce travail concerne l'amélioration de système de pompage photovoltaïque par l'insertion d'un capteur photovoltaïque thermique (PVT) pour augmenter le rendement de ce système. Suit une présentation générale sur les systèmes photovoltaïques. La comparaison entre le couplage direct et la technique de poursuite du point de puissance maximale (PPM) avec et sans capteur PVT s'avère nécessaire.

En fin, l'utilisation de cette technique pour alimenter un convertisseur, tout en mettant en évidence l'influence des paramètres climatiques autour de ce point, nous a permis d'obtenir des résultats étendus prometteurs qui restent à valider pratiquement.

Mots clés :

Systèmes photovoltaïques, pompage, optimisation, point de puissance maximale PPM, PVT

Abstract:

During the photovoltaic conversion of the solar collector, a heat is generated, what will increase the temperature of the photovoltaic cell and will cause a fall of its efficiency. This phenomenon is due to the part of the solar radiance non absorbed by the cells and that will be to the origin of its warming-up. This warming-up has been considered like ominous for the photovoltaic solar thermal collector, and several efforts have been agreed to evacuate this heat. There was also help to exploit this phenomenon by the photovoltaic system combination with a thermal system to form the collector hybridize PVT, that is going to generate electricity and the heat at the same time.

The objective of this work concerns the photovoltaic pumping system improvement by the insertion of a thermal photovoltaic (PVT) to increase the efficiency of this system.

Follows a général presentation on the photovoltaic systems. The comparison between the direct coupling and the technique of MPPT (Maximum Power Point Tracker) with and without PVT collector proves to be necessary.

Finally, the use of this technique to supply a converter, while showing the influence of the climatic parameters around this point. The results gotten extended were promising and remain to validate practically.

Keywords:

Photovoltaic systems, pumping, optimization, point of maximum power MPPT, PVT.

خلاصة:

أثناء التحويل الكهروضوئي لمجمع الطاقة الشمسية ، يتم توليد الحرارة ، مما سيزيد من درجة حرارة الخلية الكهروضوئية ويتسبب في انخفاض كفاءتها. ترجع هذه الظاهرة إلى جزء من الإشعاع الشمسي الذي لا تمتصه الخلايا والذي سيكون في الأصل سبب التسخين. هذا التسخين يعتبر ضار لأداء الخلايا الشمسية الكهروضوئية ، وقد بذلت العديد من الجهود لإزالة هذه الحرارة. كما كان هناك فكرة لاستغلال هذه الظاهرة من خلال الجمع بين نظام ضوئي مع نظام حراري لتشكيل نظام هجين كهروضوئي حراري (PVT)، والذي سوف يولد في وقت واحد الكهرباء والحرارة.

الهدف من هذا العمل هو تحسين نظام الضخ الكهروضوئي عن طريق إدخال جهاز المجمع الحراري الضوئي (PVT) لزيادة كفاءة هذا النظام. وفيما يلي عرض عام عن الأنظمة الكهروضوئية. من الضروري إجراء مقارنة بين التوصيل المباشر وتقنية تتبع نقطة الاستطاعة القصوى (PPM) مع مجمع كهروضوئي حراري PVT وبدونه.

وأخيرًا ، فإن استخدام هذه التقنية لتشغيل محول ، مع إبراز تأثير المعلمات المناخية حول هذه النقطة ، سمح لنا بالحصول على نتائج واعدة وموسعة لا يزال التحقق منها عمليًا.

كلمات افتتاحية:

أنظمة كهروضوئية ، ضخ ، تحسين ، نقطة الاستطاعة القصوى (PPM) ، PVT.