

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abderrahmane Mira de Béjaïa

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



MÉMOIRE DE MASTER



En vue de l'obtention du Diplôme de Master

Thème

Etude d'un système à énergie solaire

Présenté par

AZZOUG Massinissa

(Master Electromécanique, option : électromécanique)

BENSALEM Azzedine

(Master Energies renouvelables, option : Energies renouvelables en électrotechnique)

Encadré par

Mme D. REKIOUA

Mme K. RAHRAH

Année universitaire : 2018/2019

Remerciements

Avant tout, on remercie le bon dieu, le tout puissant de nous avoir donné la force nécessaire pour mener à terme ce travail.

Ensuite, nous voulons exprimer notre reconnaissance aux directeurs de ce mémoire Mme REKIOUA et Mme RAHRAH pour leurs encadrement efficace, leurs soutiens et disponibilités. Qu'elles trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude.

On tient à remercier vivement les membres de nos familles qui nous ont toujours encouragé et soutenue.

On remercie, tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire, de même ceux qui ont participé à notre formation, qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude.

Enfin, sans oublier on remercie les jurys qui nous feront l'honneur de juger ce travail.



Dédicaces

Je dédie ce mémoire à mes chers parents qui m'ont encouragé à donner le meilleur de moi-même, et qui m'ont fourni Les moyens d'être ce que je suis aujourd'hui.

Je le dédie aussi à ma sœur son marie et son enfant, à mes frères et à toute la famille Azzoug, arab et khoufache, à tous mes camarades et amis, à mon collègue bensaïem azzedine et sa famille. Je leurs souhaite Une vie pleine de succès. Que dieu les garde tous.

A ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

A. massinissa



Sommaire

Remerciement	
Dédicaces	
Résumé	
Nomenclature	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale.....	1

Chapitre I : L'énergie solaire et ses applications

Introduction	3
I.1. Le gisement solaire	3
I.1.1. Le soleil	3
I.1.2. Mouvement de la terre autour du soleil.....	3
I.1.3. Constante solaire	4
I.1.4. Coordonnées géographiques d'un site.....	4
I.1.4.1. Latitude (φ).....	4
I.1.4.2. Longitude (Ψ)	4
I.1.4.3. L'altitude (Z)	4
I.1.5. Coordonnées du soleil par rapport à un observateur	5
I.1.5.1. Repère équatorial.....	5
I.1.5.2. Repère horizontal.....	6
I.1.6. Orientation d'un plan	6
I.1.6.1. L'inclinaison du plan (β).....	7
I.1.6.2. L'azimut du plan (déviation azimutale) (α)	7
I.1.7. L'angle d'incidence (θ)	7
I.1.8. Paramètres de temps.....	7
I.1.8.1. Temps solaire vrai (T_{sv})	7
I.1.8.2. Temps solaire moyen (T_{sm}).....	7
I.1.8.3. Temps universel (T_u).....	8
I.1.8.4. Temps légal (T_l)	8
I.1.9. Rayonnement solaire	8
I.1.9.1. Rayonnement direct.....	8

I.1.9.2. Rayonnement diffus.....	9
I.1.9.3. Rayonnement réfléchi.....	9
I.1.9.4. Rayonnement global.....	9
I.1.10. Potentiel solaire en Algérie	10
I.2. Les applications de l'énergie solaire.....	11
I.2.1. Chauffe eau solaire.....	11
I.2.1.1. Types de chauffe eau solaire	11
I.2.1.2. Composants d'un chauffe eau solaire.....	13
I.2.1.3. Fonctionnement d'un chauffe eau solaire « thermosiphon ».....	21
I.2.1.5. Avantages et inconvénients d'un chauffe-eau solaire	22
I.2.2. L'énergie photovoltaïque	23
I.2.2.1. L'effet photovoltaïque.....	23
I.2.2.2. Le principe de la conversion.....	23
I.2.2.3. La cellule photovoltaïque	24
I.2.2.4. Avantages et Inconvénients de l'Énergie Photovoltaïque	26
I.3. Systèmes à étudier.....	27
I.3.1. Chauffe eau solaire étudié	27
I.3.2. Système de pompage photovoltaïque étudié	28
I.3.3. Système hybride photovoltaïque -thermique.....	28
Conclusion.....	28

Chapitre II : Etude du chauffe eau solaire

Introduction	29
II.1. Rappels sur les transferts de chaleur.....	29
II.1.1. Conduction.....	29
II.1.2. Convection	30
II.1.3. Rayonnement	30
II.2. Description du chauffe eau solaire étudié.....	31
II.3. Modélisation du chauffe eau solaire	32
II.3.1. Modélisation du capteur solaire plan	32
II.3.2. Modélisation du réservoir de stockage avec échangeur de chaleur	36
II.4. Simulation du chauffe eau solaire	37
Conclusion.....	38

Chapitre III : Système de pompage Photovoltaïque

Introduction	40
III.1. Fonctionnement d'un système de pompage photovoltaïque	40
III.2. Générateur photovoltaïque	41
III.2.1. Caractéristiques d'un panneau photovoltaïque.....	41
III.2.2. Méthode Volt-Ampère-métrique	42
III.2.2.1. Résultats obtenus	43
III.3. Groupe motopompe.....	45
III.3.1. Pompe	45
III.3.2. Moteur	45
III.3.3. Batterie solaire.....	45
III.3.4. Onduleur	46
III.4. Modélisation du système de pompage photovoltaïque	46
III.4.1. Modélisation de panneau photovoltaïque (modèle à une diode).....	46
III.4.2. Modélisation de la pompe centrifuge	48
III.4.2.1. Pertes de charges linéaires	48
III.4.2.2. Pertes de charge singulières	49
III.4.3. Moteur asynchrone monophasé.....	50
III.4.3.1. Principe de fonctionnement	51
III.4.3.2. Principe de démarrage	51
III.4.3.3. Modélisation du moteur asynchrone monophasé.....	52
III.4.4. Modélisation de la batterie (modèle CIEMAT).....	55
III.4.4.1. Modèle de la capacité	56
III.4.4.2. Tension de la batterie en régime de la charge.....	56
III.4.4.3. Tension de la batterie en régime de décharge.....	56
III.4.5. Modélisation de l'onduleur.....	57
III.5. Dimensionnement du système de pompage photovoltaïque	57
III.6. Simulation du système de pompage sous matlab	58
III.6.1. Résultats de simulation du moteur monophasé	58
III.6.1.1. Essais à vide.....	59
III.6.1.2. Essais en charge	60
III.6.2. Résultats de simulation de la pompe centrifuge	62
III.6.3. Résultats de simulation de l'onduleur monophasé	63

Conclusion..... 63

Chapitre IV : Résultats expérimentaux et validation

Introduction 64

IV.1. Description du site d’implantation 64

IV.2. Etude expérimentale du chauffe eau solaire 64

 IV.2.1. Banc d’essai du système thermique..... 64

 IV.2.2. Déroulement des testes expérimentaux 65

 IV.2.2.1. Essai 1 65

 IV.2.2.2. Essai 2..... 66

 IV.2.2.3. Comparaison entre les deux essais 67

 IV.2.3. Comparaison entre les résultats pratiques et simulation du CES 67

IV.3. Etude expérimentale de l’installation de pompage photovoltaïque 67

 IV.3.1. Résultats expérimentaux du système de pompage photovoltaïque 67

 IV.3.2. Comparaison entre les résultats pratiques et simulation du pompage photovoltaïque
..... 68

Conclusion..... 68

Conclusion générale 69

Références bibliographiques

Annexes



Dédicaces

Je dédie ce mémoire à mes chers parents qui m'ont encouragé à donner le meilleur de moi-même, et qui m'ont fourni Les moyens d'être ce que je suis aujourd'hui.

Je le dédie aussi à ma sœur son marie et ses enfants, à mes frères leurs femmes et enfants, et à toute la famille bensalem, belaid et hammache, à tous mes camarades et amis, à mon collègue azzoug massinissa et sa famille. Je leurs souhaite Une vie pleine de succès. Que dieu les garde tous.

A ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

B. azzedine



Titre : Etude d'un système à énergie solaire.

Résumé :

Les performances journalières d'un chauffe eau solaire dépendent des paramètres thermophysiques du fluide caloporteur (température d'entrée et de sortie du fluide, température de stockage...), des constituants du système (coefficient de pertes globale), la tuyauterie et la cuve de stockage, et des paramètres météorologiques et radiométriques (rayonnement solaire, température ambiante...), l'objectif est de faire une simulation et une étude pratique à l'aide d'un banc d'essai installé au niveau de laboratoire de technologie industrielle et de l'information (LTII) au niveau de l'université de Bejaia, durant les essais on a remarqué que pour avoir de soutirage il faut que le niveau de l'eau à l'intérieur de la cuve soit obligatoirement supérieur au niveau de la sortie d'eau chaude, donc on a fait appel au système de pompage photovoltaïque, finalement le système étudié est un système à énergie solaire hybride photovoltaïque-thermique.

Mots clés : système solaire, pompage photovoltaïque, chauffe eau solaire.

Title : Study of a solar energy system.

Abstract :

The daily performance of a solar water heater depends of the thermophysical parameters of the coolant (fluid inlet and outlet temperature, storage temperature, etc.), the constituents of the system (overall loss coefficient), the piping and the tank storage, and meteorological and radiometric parameters (solar radiation, ambient temperature ...), the objective is to make a simulation and a practical study using a test bench installed at the industrial technology and information laboratory (LTII) at the University of Bejaia, during the tests it was noted that to have a racking it must be that the level of water inside the tank is necessarily higher than the level of the output of hot water, so we called upon the photovoltaic pumping system, finally the studied system is a hybrid photovoltaic-thermal solar energy system.

Key words : solar system, photovoltaic pumping, solar water heater.

Nomenclature

ECS : Eau chaude sanitaire.

CESI : Chauffe eau solaire individuelle.

CES : Chauffe eau solaire.

PV : Photovoltaïque.

STC : Conditions standards testes météorologiques.

DC : courant continue (direct courant).

AC : courant alternatif (alternatif courant).

EA : Enroulement auxiliaire.

EP : Enroulement principale.

f.m.m : Force magnétomotrice.

f.e.m : Force électromotrice.

MASMCP : Machine asynchrone monophasé à condensateur permanent.

I : Constante solaire (W/m^2).

I_0 : Valeur moyenne de la constante solaire (W/m^2).

j : Numéro du jour de l'année (1^{er} janvier=1).

δ : Déclinaison du soleil ($^\circ$).

ω : Angle horaire ($^\circ$).

ϕ : Latitude ($^\circ$).

Ψ : Longitude ($^\circ$).

Z : Altitude (m).

h : Hauteur du soleil ($^\circ$).

a : Azimut ($^\circ$).

β : Inclinaison du plan ($^\circ$).

θ : Angle d'incidence ($^\circ$).

T_{sv} : Temps solaire vrai ($^\circ$).

T_{sm} : Temps solaire moyen (h).

E_t : Terme correctif appelé équation de temps (min).

T_u : Temps universel (h).

T_l : Temps légal (h).

C_1 : Décalage horaire par rapport au Greenwich (h).

C_2 : Correspond à l'heure d'été et d'hiver (h).

φ : Flux de chaleur transmis par conduction, convection ou rayonnement (W).

- λ : Conductivité thermique du milieu (W/m°C).
- x : Variable d'espace dans la direction du flux (m).
- S : Aire de la surface (m²).
- h : Coefficient de transfert de chaleur par convection (W/m²°C).
- T_p : Température de surface du solide (°C).
- T_∞ : Température de fluide environnant (°C).
- σ : Constante de Stefan Boltzmann ($5,67 \cdot 10^{-8}$ W/m²K⁴).
- ε_p : Facteur d'émission de la surface.
- T_{in} : Température du fluide pénétrant dans le collecteur (°C).
- T_c : Température du fluide sortant du collecteur (°C).
- A_c : Surface du collecteur (m²).
- E_s : Irradiation dans le plan du collecteur (W/m²).
- \dot{m} : Débit massique du fluide (kg/s).
- U : Coefficient de perte de chaleur du collecteur (W/m²K).
- E : L'énergie totale (J).
- U^* : Énergie interne (J).
- K : Énergie cinétique (J).
- P : Énergie potentielle (J).
- Q_s : Énergie solaire absorbée par la plaque absorbante (W).
- τ : Transmittance de la couverture du collecteur.
- α : Absorbance de la plaque du collecteur.
- Q_l : Perte de chaleur du collecteur (W).
- T_{abs} : Température de la surface de la plaque absorbante (°C).
- T_a : Température ambiante (°C).
- Q_f : Chaleur absorbée par le fluide (W).
- c : Capacité thermique spécifique du fluide (J/kgK).
- ρ : Densité du fluide (kg/m³).
- V : Le volume du fluide dans le collecteur (m³).
- F_c : Débit volumétrique du capteur (m³/s).

ρ_{in} , ρ_{out} : Densité de fluide à l'entrée / sortie du capteur (kg/m^3).

c_{in} , c_{out} : Capacité thermique spécifique du fluide à l'entrée / sortie du capteur (J/kgK).

T_{av} : Température moyenne du fluide dans le collecteur ($^{\circ}\text{C}$).

F' : Facteur de transfert de chaleur ou d'évacuation de la chaleur.

η_0 : Efficacité optique.

U_L : Coefficient de perte de chaleur globale ($\text{W/m}^2\text{K}$).

C : Capacité thermique globale du fluide (J/K).

T_d : Température de l'eau fournie au ballon ($^{\circ}\text{C}$).

T_1 : Température du liquide qui retourne au capteur ($^{\circ}\text{C}$).

T_s : Température de l'eau extraite (stockage) ($^{\circ}\text{C}$).

F_1 : Débit volumétrique qui rentre dans la cuve (m^3/s).

V_{st} : Volume de la cuve de stockage (m^3).

A_e : Surface de l'échangeur (m^2).

U_c : Coefficient de transfert de chaleur de l'échangeur.

E_{Sref} : Eclairement sous conditions STC (W/m^2).

T_{jref} : Température sous conditions STC ($^{\circ}\text{C}$).

T_j : Température de jonction ($^{\circ}\text{C}$).

$Noct$: Température nominale de fonctionnement de la cellule ou du module solaire ($^{\circ}\text{C}$).

I_{0d} : Courant de saturation de la diode (A).

q : Charge élémentaire ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$).

k : Constante de Boltzmann. $1,38 \cdot 10^{-23} \text{ (J/K)}$.

A : Coefficient de l'idéalité de la cellule.

N_s : Nombre totale de cellule connectées et série et/ou en parallèles.

E_g : Energie de gap ($1,76 \cdot 10^{-19}$).

R_s : Résistance série (Ω).

R_p : Résistance parallèle (Ω).

P_1, P_2, P_3 et P_4 : Paramètres constants.

HMT : Hauteur totale du pompage (Hauteur manométrique) (m).

H_g : Hauteur statique (Hauteur géométrique) (m).

$\sum pertes$: La somme de pertes linéaires et singulières (m).

λ_p : Coefficient de pertes de charges linéaires.

L : Longueur de la tuyauterie (m).

D : Diamètre de la tuyauterie (m).

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

v : Vitesse moyenne du fluide (m/s).

Q : Débit volumétrique (m^3/s).

ε_s : Coefficient de pertes de charges locales.

K_{fr} : Constante de la canalisation.

Cr : Couple résistant (Nm).

K_r : Coefficients de proportionnalité.

C_s : Le couple statique (Nm).

ΔH_1 et ΔH_2 : successivement pertes de charges linéaires et singulières (m).

P_{mec} : Puissance mécanique de la pompe (W).

P_h : Puissance hydraulique de la pompe (W).

V_{bat} : Tension de la batterie (V).

I_{bat} : Courant de la batterie (A).

E_b : La force électromotrice fonction de l'état de charge de la batterie (V).

R_b : La résistance interne, variable en fonction de l'état de charge (Ω).

V_s : Tension de sortie onduleur alternatif monophasé (V).

E : Tension continue (V).

n_{pv} : Nombre de panneaux PV.

P_{ch} : Puissance de la charge (W).

P_{pv} : Puissance du panneau PV (W).

f_s : Fréquence statorique (HZ).

P : Nombre de paire de pôles.

Ω_s : Vitesse angulaire statorique du moteur (rad/s).

Ω_r : Vitesse angulaire rotorique du moteur (rad/s).

- N_s : Vitesse de synchronisme du stator (tr/min).
- N_r : vitesse de rotation du rotor (tr/min).
- $[U]$: Vecteur de tension dans le référentiel (α, β) .
- $[I]$: Vecteur de courant dans le référentiel (α, β) .
- N_p : Nombre de spires réel de l'E.P.
- N_a : Nombre de spires réel de l'E.A.
- N_{bp} : Coefficient de bobinage de l'E.P.
- N_{ba} : Coefficient de bobinage de l'E.A.
- M_α : Inductance de magnétisation de l'E.P.
- M_β : Inductance de magnétisation de l'E.A.
- L_α : Inductance rotorique ramenée au nombre de spires de l'E.P.
- L_β : Inductance rotorique ramenée au nombre de spires de l'E.A.
- $C_{e(\alpha\beta)}$: Couple électromagnétique.
- J : Moment d'inertie du rotor et des parties tournantes de la machine.
- F : Coefficient de frottement visqueux.
- r_s : Résistance statorique (Ω).
- r_r : Résistance rotorique (Ω).
- φ_s : Flux statorique (Wb).
- φ_r : Flux rotorique (Wb).
- ε : Efficacité de l'échangeur.
- Q_u : Energie utile récupérée.
- Q_p : Pertes globales de la cuve.
- U_{cu} : Coefficient des pertes globales de la cuve (W/m^2K).
- A_{cu} : Surface de la cuve (m^2).
- η_j : Rendement journalier.

Liste des figures

Chapitre I : L'énergie solaire et ses applications

Figure I.1 : Mouvement de la terre autour du soleil.....	3
Figure I.2 : Coordonnées géographiques.....	5
Figure I.3 : Définition de la position de soleil (hauteur & azimut).....	6
Figure I.4 : Les composantes du rayonnement solaire.....	9
Figure I.5 : Gisement solaire en Algérie.....	10
Figure I.6 : CESI monobloc.....	12
Figure I.7 : CESI à éléments séparés.....	12
Figure I.8 : CES à circulation forcée.....	13
Figure I.9 : CES à auto vidange.....	13
Figure I.10 : Composants d'un capteur plan vitré.....	15
Figure I.11 : Fonctionnement d'un capteur plan vitré.....	15
Figure I.12 : Capteur plan non vitré.....	16
Figure I.13 : Capteur sous vide.....	16
Figure I.14 : Raccordement des capteurs.....	18
Figure I.15 : Ballon de stockage.....	19
Figure I.16 : Echangeur sous forme d'un serpentin.....	20
Figure I.17 : Groupe de sécurité.....	20
Figure I.18 : Fonctionnement d'un CES à thermosiphon.....	21
Figure I.19 : Principe de la conversion photovoltaïque.....	24
Figure I.20 : Caractéristique courant tension d'une cellule photovoltaïque.....	25
Figure I.21 : Association de cellules en série.....	26
Figure I.22 : Association de cellules en parallèle.....	26

Chapitre II : Etude du chauffe eau solaire

Figure II.1 : Schéma du transfert de chaleur conductif.....	30
Figure II.2 : Schéma du transfert de chaleur convectif.....	30
Figure II.3 : Schéma du transfert de chaleur radiatif.....	31
Figure II.4 : Chauffe eau solaire étudié.....	32
Figure II.5 : Bilan thermique d'un capteur solaire plan.....	32
Figure II.6 : Bilan thermique autour d'un volume de contrôle.....	33

Figure II.7 : Reflexions et transmissions entre le vitrage et l'absorbeur	33
Figure II.8 : Réservoir d'eau chaude avec un échangeur de chaleur (serpentin).....	36
Figure II.9 : Simulation de la variation des températures en fonction du temps le 14/05/2019	37
Figure II.10 : Simulation de la variation des températures en fonction du temps le 22/05/2019	38

Chapitre III : Système de pompage Photovoltaïque

Figure III.1 : Schéma de l'installation du pompage photovoltaïque	40
Figure III.2 : Générateur photovoltaïque.....	41
Figure III.3 : Caractéristiques d'un panneau photovoltaïque	42
Figure III.4 : Montage Volt-Ampère-metrique	42
Figure III.5 : Caractéristique $I=f(V)$ obtenue pratiquement	43
Figure III.6 : Caractéristique $P=f(V)$ obtenue pratiquement	43
Figure III.7 : Caractéristique $I=f(V)$ obtenue par simulation	44
Figure III.8 : Caractéristique $P=f(V)$ obtenue par simulation	44
Figure III.9 : Schéma d'une pompe centrifuge	45
Figure III.10 : Schéma électrique d'un panneau photovoltaïque à une diode	46
Figure III.11: Schéma électrique du moteur avec enroulement auxiliaire et condensateur de démarrage.	51
Figure III.12 : Représentation du MASMCP selon les axes (α, β)	52
Figure III.13. Schéma électrique de la batterie (modèle CIEMAT).....	55
Figure III.14. Onduleur monophasé	57
Figure III.15 : L'enseillement de la journée 02/06/2019	58
Figure III.16 : allure du couple moteur à vide.....	59
Figure III.17 : Allure du courant à vide.....	59
Figure III.18: Allure de la vitesse du moteur à vide.....	60
Figure III.19 : Allure du couple résistant de la pompe.....	60
Figure III.20 : Allure du couple moteur en charge.....	61
Figure III.21 : Allure du courant en charge.....	61
Figure III.22 : Allure de la vitesse du moteur en charge	62
Figure III.23 : Allure du débit de la pompe.....	62
Figure III.24 : Allure de la tension de l'onduleur.....	63

Liste des tableaux

Chapitre I : L'énergie solaire et ses applications

Tableau I.1 : Différents types de cellules avec leurs rendements 25

Chapitre III : Système de pompage Photovoltaïque

Tableau III.1 : Paramètres du panneau 80 W 48

Introduction générale

Les énergies renouvelables en générale, l'énergie solaire en particulier, représentent une des sources les plus prometteuses pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux. L'énergie solaire a l'avantage d'être propre et renouvelable. Son développement et son utilisation pourraient alléger l'utilisation des sources d'énergies fossiles classiques (pétrole, gaz naturel, charbon) [31].

L'Algérie est classée comme l'un des pays les plus pourvus en énergie solaire mais également, un pays dont la base énergétique est essentiellement constituée par les hydrocarbures. Toutefois, les énergies renouvelables ne représentent malheureusement qu'un faible pourcentage dans le bilan énergétique national [33].

L'exploitation de l'énergie solaire au moyen de capteurs relève de deux technologies bien distinctes : l'une produit des calories, c'est l'énergie solaire thermique, et l'autre produit de l'électricité par effet photovoltaïque [35].

La production d'eau chaude sanitaire se trouve parmi les applications les plus répondues et les plus performantes du solaire thermique, son histoire remonte assez loin, le chauffage étant un problème quotidien pour les populations des régions froides. La première idée était de placer un réservoir d'eau à l'extérieur pour le laisser chauffer au soleil, plus tard, le système s'est développé avec l'intégration de l'effet de serre, le réservoir était inséré dans un caisson en bois recouvert d'un vitrage, ainsi la température augmente rapidement. Aujourd'hui, le chauffe eau solaire a vu une nette amélioration, que ce soit sur les plans techniques, thermique ou esthétique, grâce aux recherches et développements [33].

Chez nous, le premier chauffe eau solaire algérien a vu le jour à la fin des années soixante-dix, ce dernier était constitué de deux capteurs de forme carré et d'une cuve cylindrique verticale [33].

Parmi les applications considérables du solaire photovoltaïque on cite le pompage d'eau, Qui est l'une des plus anciennes inventions de l'humanité. Les principes physiques et hydrauliques à la base de son fonctionnement étaient en effet connus dès l'Antiquité, « l'eau solaire » consiste à capter l'énergie solaire via des panneaux photovoltaïques pour produire de l'électricité qui alimente une pompe électrique permettant d'assurer l'exhaure de l'eau [18].

L'objectif du présent travail est d'étudier un système à énergie solaire (hybride photovoltaïque-thermique), l'hybridation a pour but d'alimenté la cuve de stockage du chauffe eau solaire par l'eau qui vient d'une installation de pompage photovoltaïque.

Pour ce faire, notre étude est structurée en quatre chapitres :

L'exploitation de l'énergie solaire nécessite une certaine connaissance, pour cette raison dans le premier chapitre, on va présenter des généralités sur l'énergie solaire et ses applications.

Le second chapitre porte sur la modélisation et la simulation du chauffe eau solaire étudié (monobloc à effet thermosiphon) composé de deux capteurs thermiques plans vitrés et d'une cuve de stockage horizontale avec échangeur de chaleur.

Le troisième chapitre sera consacré à la modélisation et la simulation des différents éléments de la chaîne de pompage (panneau photovoltaïque, moteur asynchrone monophasé, onduleur monophasé, batterie, pompe centrifuge).

Les différents résultats de l'étude expérimentale menée à l'aide d'un banc d'essais monté au labo de recherche (LTII), vont être présentés dans le dernier chapitre.

On termine par une conclusion générale, dans laquelle nous ferons une synthèse récapitulative du travail présenté.

Chapitre I

L'énergie solaire et ses applications

Introduction

Abondante, inépuisable et non polluante, ce sont ces caractéristiques qui ont suscité l'intérêt à l'énergie solaire, malgré le coût d'exploitation lourd au départ (coûts de l'installation que ce soit photovoltaïque, thermique ou hybride), qui fait qu'elle n'est pas totalement gratuite [1]. L'utilisation de cette énergie nécessite une certaine connaissance, pour cette raison, dans ce premier chapitre, quelques notions sur l'énergie solaire et ses applications seront définies.

I.1. Le gisement solaire

I.1.1. Le soleil

Le soleil est une sphère de plasma d'un diamètre de $1,39 \cdot 10^6$ Km, il est situé à une distance de la terre de $149,59 \cdot 10^6$ Km, composé de matières gazeuses, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium. Il est le siège de réactions de fusion nucléaires, permanentes, à chaque heure, le soleil consomme 10 milliards de tonnes d'hydrogène, et sa température de cœur atteint 10^7 K. L'émission des radiations solaires du soleil vers chaque coin dans l'espace apparaît sous forme d'ondes électromagnétiques transportant de l'énergie à la vitesse de la lumière [2].

I.1.2. Mouvement de la terre autour du soleil

La terre décrit autour du soleil une trajectoire légèrement elliptique. Sa distance moyenne est de 149.6 millions de km, avec une variation de $\pm 1.7\%$. La terre traverse le grand axe de l'ellipse de 3 janvier (position la plus proche du soleil) et le 3 juillet (la plus éloignée du soleil). L'axe de rotation de la terre sur elle-même est incliné de $23^\circ 27'$ par rapport au plan de l'écliptique (plan de l'orbite terrestre) [3].

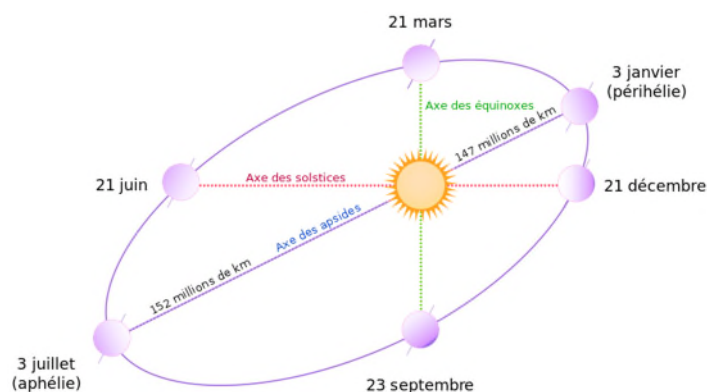


Figure I.1 : Mouvement de la terre autour du soleil

I.1.3. Constante solaire

La constante solaire est le flux énergétique reçu par une surface unité, située à la limite de l'atmosphère, en (W/m^2). Constante (qui varie peu dans le temps et l'espace). Les mesures effectuées par la NASA a bord des satellites avancent une valeur moyenne de $1353 \text{ W}/\text{m}^2$, certains ouvrages avancent la valeur de $1390 \text{ W}/\text{m}^2$ et d'autres $1367 \text{ W}/\text{m}^2$ [4].

Les mesures par satellite ont permis d'établir une formule empirique, d'une précision acceptable donnant la constante solaire I en fonction du jour j de l'année :

$$I = I_0 \cdot (1 + 0,033 \cdot \cos(0,984 \cdot j)) \quad (\text{I.1})$$

I_0 : La valeur moyenne de la constante solaire.

I.1.4. Coordonnées géographiques d'un site [4]

Tout point de la surface de la terre est repéré par ses coordonnées géographiques :

I.1.4.1. Latitude (φ)

C'est l'angle formé par la verticale d'un lieu donné avec le plan équatorial terrestre. Elle est comptée à partir de l'équateur de 0 à $\pm 90^\circ$, positivement vers le nord et négativement vers le sud.

I.1.4.2. Longitude (Ψ)

C'est l'angle formé par le méridien local du site avec le Méridien de référence (méridien de Greenwich).

I.1.4.3. L'altitude (Z)

Correspond à la distance verticale entre un point et une surface de référence, le géoïde, figurant le niveau moyen de la mer.

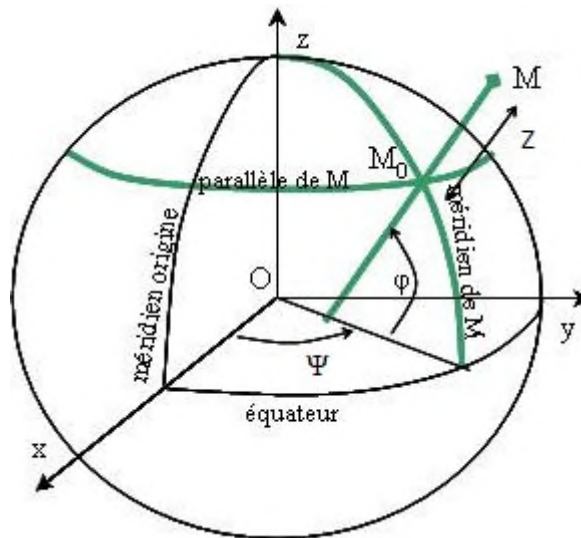


Figure I.2 : Coordonnées géographiques

I.1.5. Coordonnées du soleil par rapport à un observateur [4]

Pour déterminer les coordonnées du soleil par rapport à un observateur situé sur la surface de la terre on définit deux repères, le repère équatorial et le repère horizontal.

I.1.5.1. Repère équatorial

Le repère équatorial est un repère qui prend comme origine le centre de la terre et comme plan de référence le plan de l'équateur. Dans ce repère, la position du soleil dans le ciel est déterminée par deux coordonnées, la déclinaison δ et l'angle horaire ω .

- **Déclinaison du soleil (δ)**

Correspond à l'angle formé par le plan équatorial et la direction terre soleil. Elle varie suivant l'équation de Cooper :

$$\delta = 23.45 \cdot \sin[0.980(j + 284)] \quad (\text{I.2})$$

j : Le numéro du jour de l'année (1^{er} janvier=1).

Elle varie de $-23,45^\circ$ au solstice d'hiver à $+23,45^\circ$ au solstice d'été, et elle est nulle aux équinoxes.

- **L'angle horaire (ω)**

Correspond à l'angle compris entre la projection du soleil sur le plan équatorial et le méridien origine du lieu considéré passant par le sud. Il est donné par la relation suivante:

$$\omega = 15 \cdot (T_{sv} - 12) \quad (\text{I.3})$$

T_{sv} : est le temps solaire vrai.

I.1.5.2. Repère horizontal

Le repère horizontal est un repère qui prend comme origine le lieu de situation de l'observateur et comme plan de référence le plan de l'horizon astronomique. Dans ce repère. La position d'un astre dans l'espace peut être repérée par ses coordonnées horizontales à savoir la hauteur du soleil h et son azimut a .

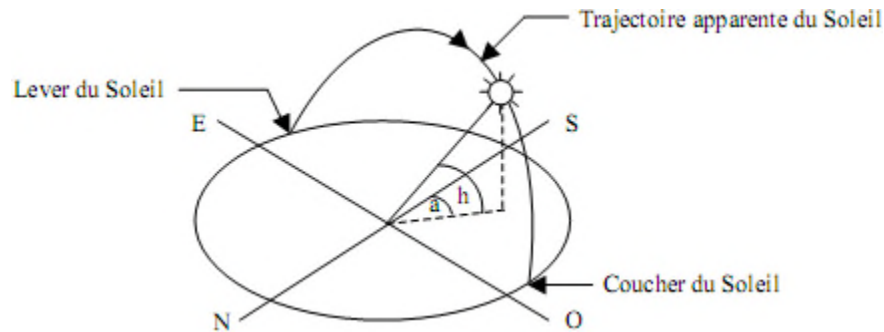


Figure I.3 : Définition de la position de soleil (hauteur & azimut)

- **Hauteur du soleil (h)**

C'est l'angle que fait la direction de l'astre avec le plan horizontal. Il est particulièrement égal à 0° au lever et coucher astronomiques du soleil, 90° à midi temps solaire vrai.

Elle est évaluée par la relation suivante :

$$\sin(h) = \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\omega) + \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) \quad (\text{I.4})$$

- **L'azimut (a)**

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud.

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (\text{I.5})$$

I.1.6. Orientation d'un plan [3]

Dans les applications solaires, le positionnement de la surface des dispositifs solaire (capteur plan par exemple) est essentiel. Deux angles sont importants à la définition d'un plan quelconque

I.1.6.1. L'inclinaison du plan (β)

Correspond à l'angle que fait le plan du capteur avec l'horizontale. Le calcul de l'angle d'inclinaison se fait en déduisant la déclinaison du soleil de la latitude géographique du lieu de l'emplacement du capteur. En général, il correspond à la latitude de l'emplacement plus ou moins 10 à 15°. Il est recommandé d'employer un angle d'inclinaison plus élevé à la latitude de 10 à 15 degrés durant les mois d'hiver lorsque la trajectoire du soleil est basse dans le ciel (position hivernale). Par contre, en été (position estivale), lorsque la trajectoire du soleil est plus haute dans le ciel, il faut employer un angle d'inclinaison moins élevé à la latitude de moins 10 à 15 degrés.

Pour un captage annuel, l'angle d'inclinaison du capteur est fixé à la latitude de lieu.

I.1.6.2. L'azimut du plan (déviations azimutale) (α)

Il est défini par l'angle que fait la projection de la normale du plan sur le plan horizontal et la direction du sud.

Idéalement, les dispositifs solaires sont orientés plein sud ($\alpha = 0$) pour être exposés au maximum à la lumière solaire.

I.1.7. L'angle d'incidence (θ)

C'est l'angle formé par la direction des rayons solaires avec la normale du récepteur [4].

I.1.8. Paramètres de temps [5]

On distingue :

I.1.8.1. Temps solaire vrai (T_{sv})

La terre tourne sur elle-même de 360° en 24 heures, soit 15° par heure, il existe ainsi une relation simple reliant le temps solaire vrai T_{sv} et l'angle horaire ω (équation I.3).

I.1.8.2. Temps solaire moyen (T_{sm})

La trajectoire de la terre autour du soleil est elliptique (première loi de Kepler). Durant ce mouvement, le rayon vecteur Soleil-Terre balaie des aires égales dans des temps égaux (deuxième loi de Kepler). Tout ceci, ajouté au fait que l'axe de rotation de la terre est incliné par rapport au plan de l'écliptique, fait que la durée du jour solaire vrai varie selon les époques de l'année. On introduit alors la notion de temps solaire moyen (T_{sm}) qui varie de \pm

16mn par rapport au temps solaire vrai (T_{sv}) ce qui correspond à l'équation de temps.

T_{sm} est donnée par la relation suivante :

$$T_{sm} = T_{sv} - E_t \quad (\text{I.6})$$

E_t : est le terme correctif appelé équation de temps, Cette quantité peut être calculée par la formule suivante :

$$E_t = -0,0002 + 0,4197 \times \cos(0,984j) - 7,3509 \times \sin(0,984j) - 3,2265 \times \cos(2 \times 0,984j) - 9,3912 \times \sin(2 \times 0,984j) - 0,0903 \times \cos(3 \times 0,984j) - 0,3361 \times \sin(3 \times 0,984j) \quad (\text{I.7})$$

j : Numéro du jour de l'année.

I.1.8.3. Temps universel (T_u)

Le temps universel est égal au temps solaire moyen du méridien origine (méridien de Greenwich). Il est exprimé ainsi :

$$T_u = T_{sm} + \frac{\psi}{15} \quad (\text{I.8})$$

I.1.8.4. Temps légal (T_l)

L'heure légale correspond à l'heure que nous lisons aux horloges, elle est donnée par la relation suivante :

$$T_l = T_u + C_1 + C_2 \quad (\text{I.9})$$

C_1 : est le décalage horaire par rapport au Greenwich.

C_2 : correspond à l'heure d'été et d'hiver, s'il ya lieu.

I.1.9. Rayonnement solaire [6]

L'énergie solaire représentée par la constante solaire moyenne à l'entrée de l'atmosphère subit une altération à sa traversée de l'atmosphère, seulement une partie de cette énergie arrive au sol sous différentes formes. Ainsi, on définit :

I.1.9.1. Rayonnement direct

Le rayonnement direct ou la composante directe du rayonnement solaire est celui incident sur un plan quelconque en provenant d'un angle solide autour du disque solaire. Il parvient en ligne droit et par temps clair.

I.1.9.2. Rayonnement diffus

C'est la composante du rayonnement solaire incidente sur un plan récepteur après avoir été diffusée par les nuages, les poussières, les aérosols et le sol. Elle parvient ainsi de toute la voute céleste.

I.1.9.3. Rayonnement réfléchi

Le rayonnement réfléchi ou l'albédo est le rapport de l'énergie solaire réfléchie par une surface sur l'énergie solaire incidente. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

Ainsi pour un corps noir parfait, l'albédo est nul.

I.1.9.4. Rayonnement global

Le rayonnement global correspond à la somme des composantes du rayonnement solaire défini précédemment.

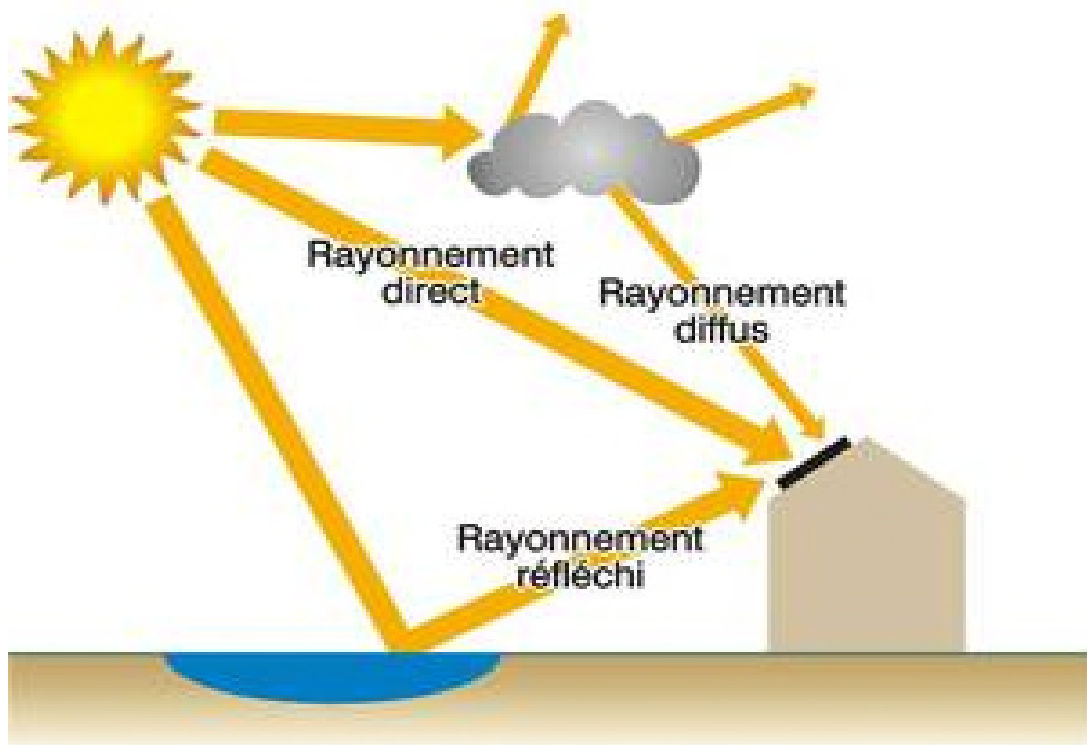


Figure I.4 : Les composantes du rayonnement solaire

I.1.10. Potentiel solaire en Algérie

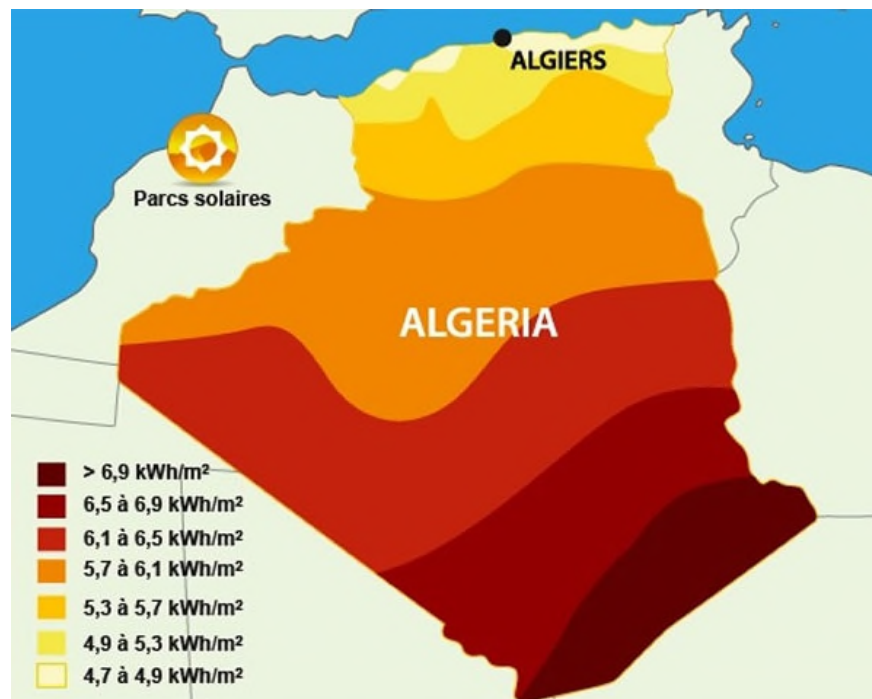


Figure I.5 : Gisement solaire en Algérie

De part sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur le quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (Hauts-Plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m²/an au nord, et 2263 kWh/m²/an au sud du pays.

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale.

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie [7].

I.2. Les applications de l'énergie solaire

Le rayonnement solaire peut être utilisé de deux manières: soit en utilisant la chaleur produite par le rayonnement (énergie thermique), soit en convertissant l'énergie solaire en électricité (énergie photovoltaïque).

L'utilisation de l'énergie solaire la plus simple et la plus directe, est la production d'eau chaude sanitaire. C'est aussi l'une des plus anciennes, comme plusieurs dispositifs de chauffe eau solaires ont été inventés depuis les débuts du XX^{ème} siècle jusqu'à nos jours, plus performants les uns que les autres [8].

Des généralités sur les chauffe eau solaires et le photovoltaïque feront le sujet de cette partie.

I.2.1. Chauffe eau solaire

Un chauffe-eau solaire est un dispositif de captation de l'énergie solaire destiné pour fournir partiellement ou totalement de l'eau chaude sanitaire (ECS).

Ce type de chauffage permet en général de compléter les autres types de chauffage de l'eau utilisant d'autres sources d'énergies (électricité, énergies fossiles, biomasse...). Dans de conditions favorables il permet de les remplacer totalement.

Un chauffe-eau solaire individuel (CESI) permet de capter l'énergie solaire pour fournir de l'eau chaude et cela pour divers usages, il se compose principalement de capteurs solaires thermiques et d'un ballon de stockage d'eau chaude [9].

I.2.1.1.Types de chauffe eau solaire [9]

L'énergie interceptée par le capteur solaire et convertie en chaleur est transmise au fluide caloporteur et elle est transférée vers un réservoir de stockage. Ainsi, selon la nature de circulation du fluide, on distingue deux systèmes de chauffe eau solaires.

a. Chauffe eau solaire à thermosiphon

Sous l'effet d'un rayonnement solaire, l'eau contenue dans le capteur s'échauffe et sa densité diminue, selon le principe de gravitation elle s'élève dans le circuit et elle est remplacée par de l'eau plus froide (et donc plus lourde) en provenance du ballon. C'est l'effet thermosiphon. Pour que la circulation du fluide dans le circuit soit assurée, le ballon de stockage doit être obligatoirement placé plus haut que les capteurs selon une hauteur prédéfinie.

Il ne comporte pas de pompes ni de régulation, et ne nécessite pas de raccordement à un réseau électrique, les risques de panne et de dysfonctionnement sont, par conséquent, très réduits. Selon la disposition du ballon de stockage par rapport aux capteurs on distingue deux types de CESI :

- ✓ **CESI thermosiphon monobloc.**
- ✓ **CESI thermosiphon à éléments séparés.**

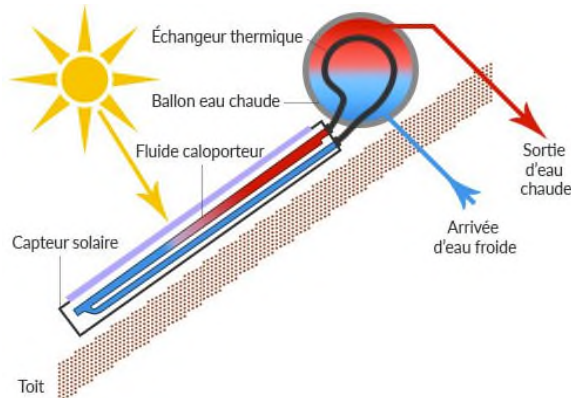


Figure I.6 : CESI monobloc

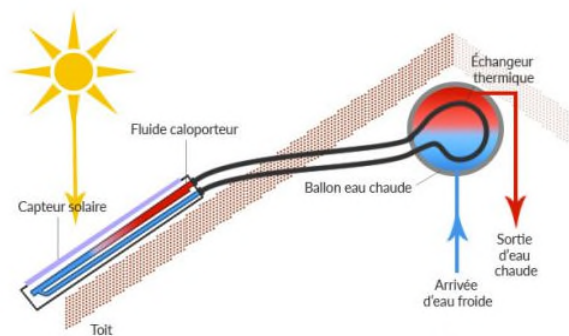


Figure I.7 : CESI à éléments séparés

b. Chauffe-eau solaire à circulation forcée

Cette catégorie regroupe les chauffe-eau solaires qui font appel à un circulateur pour transférer l'eau chauffée dans le collecteur depuis le capteur solaire vers le ballon de stockage. Contrairement aux chauffe-eau fonctionnant par thermosiphon, la disposition relative du ballon et du capteur est totalement libre. Ce qui représente un des avantages d'un système de chauffe-eau-solaire à circulation forcée.

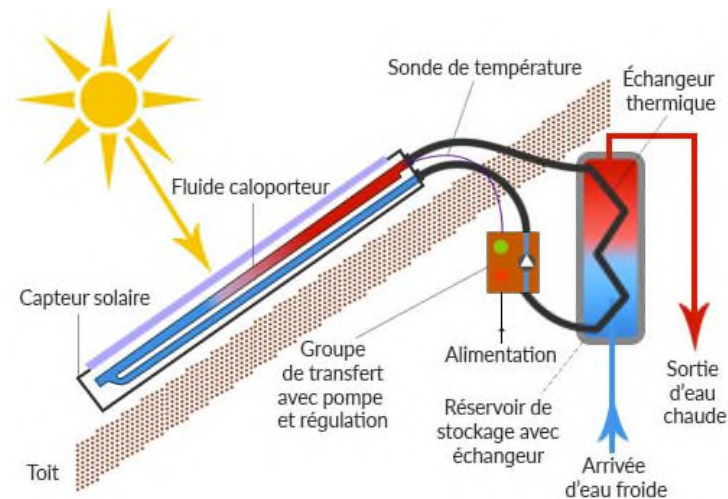


Figure I.8 : CES à circulation forcée

c. Chauffe eau à auto vidange

C'est une autre alternative pour éviter le risque de gel. Elle consiste à vider les panneaux solaires en période de non utilisation. Dans ce cas, le ballon est toujours situé plus bas que les panneaux solaires. Dès que le soleil ne chauffe plus, la circulation entre les panneaux et le ballon s'arrête et le circuit se vidange automatiquement. Dès que l'ensoleillement reprend, la circulation se remet en route.

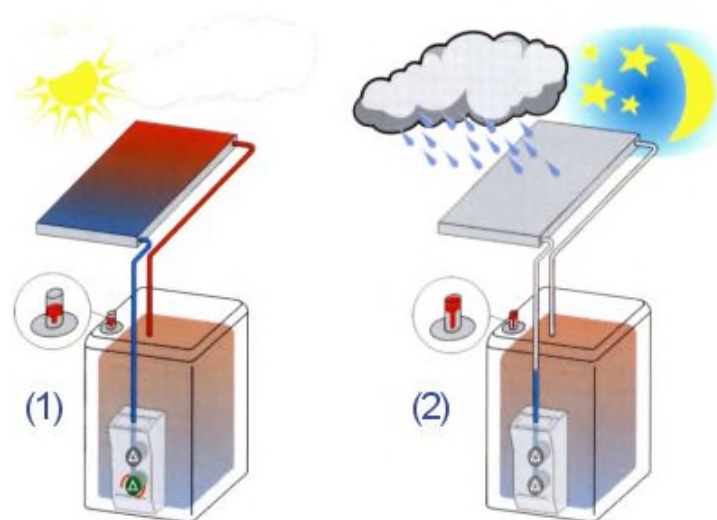


Figure I.9 : CES à auto vidange

I.2.1.2. Composants d'un chauffe eau solaire [10]

Un chauffe-eau solaire, ce n'est pas un bloc unique qui produit de l'eau chaude, mais un ensemble d'éléments qui, raccordés, vont permettre au soleil de libérer l'énergie contenue dans sa lumière, et de chauffer l'eau sanitaire.

Il est composé principalement de deux éléments, Le ballon de stockage et le capteur solaire. Auquel sont rajoutés d'autres composants à savoir, une tuyauterie, un groupe de sécurité...etc.

a. Capteur solaire

Les capteurs solaires thermiques constituent l'élément essentiel dans les installations de conversion thermique de l'énergie solaire.

Le rayonnement solaire est absorbé par une surface noire, parcourue par un fluide caloporteur qui extrait l'énergie thermique et la transfère vers son lieu d'installation ou de stockage.

- **Types de capteurs solaires thermiques** [10]

Il existe trois types de capteurs solaires thermiques :

- **Capteurs plans vitrés**

C'est un élément très simple, comportant un absorbeur métallique qui transforme le rayonnement solaire en chaleur, transmet cette chaleur à un liquide caloporteur.

Principaux éléments constituant un capteur plan vitré

L'absorbeur est monté dans un boîtier isolé recouvert d'un verre ou feuille en matière synthétique hautement transparente. L'absorbeur comporte une couche noire souvent sélective qui absorbe efficacement le rayonnement solaire et réduit les pertes par rayonnement.

L'absorbeur est dans ce cas, métallique (en cuivre ou en aluminium), dans un caisson isolé en face arrière, et vitré en face avant. La fonction du vitrage est de piéger le rayonnement en créant un effet de serre.

Ces capteurs conviennent mieux à des applications à température modérée où les températures souhaitées se situent entre 30°C et 90°C [10].

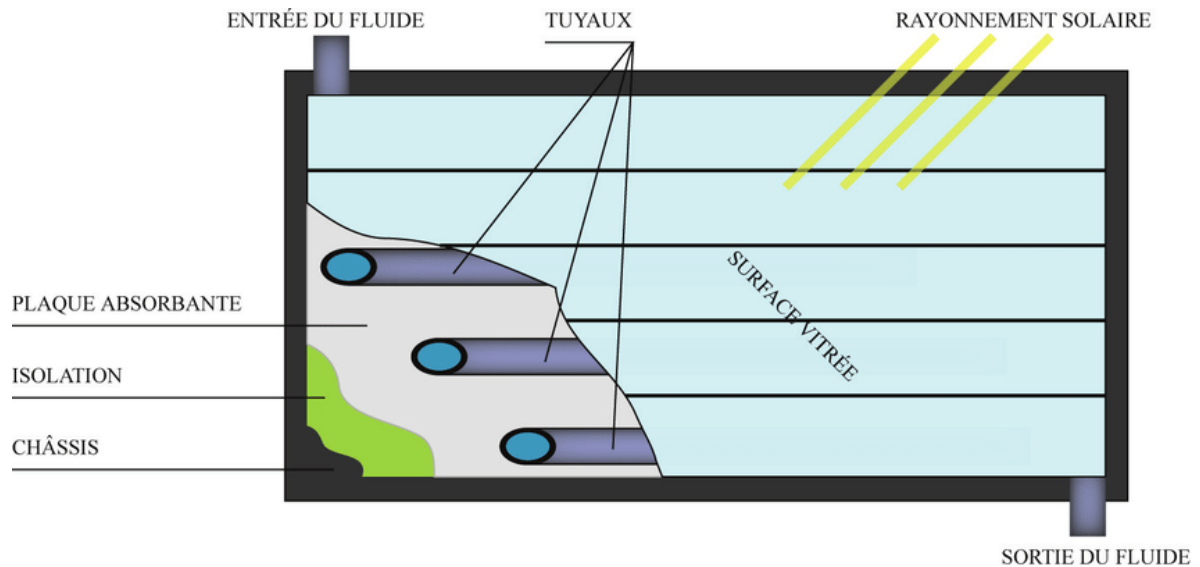


Figure I.10 : Composants d'un capteur plan vitré

Principe de fonctionnement d'un capteur plan vitré

Une partie du rayonnement solaire qui arrive sur la vitre la traverse pour atteindre la plaque absorbante. Cette dernière s'échauffe et transfère la chaleur au fluide caloporteur qui circule dans les tubes. Comme tout corps qui s'échauffe, l'absorbeur émet un rayonnement (essentiellement dans l'infrarouge) qui est réfléchi par la vitre, c'est le principe de « l'effet de serre ». L'isolant a pour fonction de minimiser les déperditions thermiques avec l'extérieur. En effet, la grande partie de l'énergie absorbée doit être transmise au fluide, il faut donc minimiser les pertes avec l'environnement proche [13].

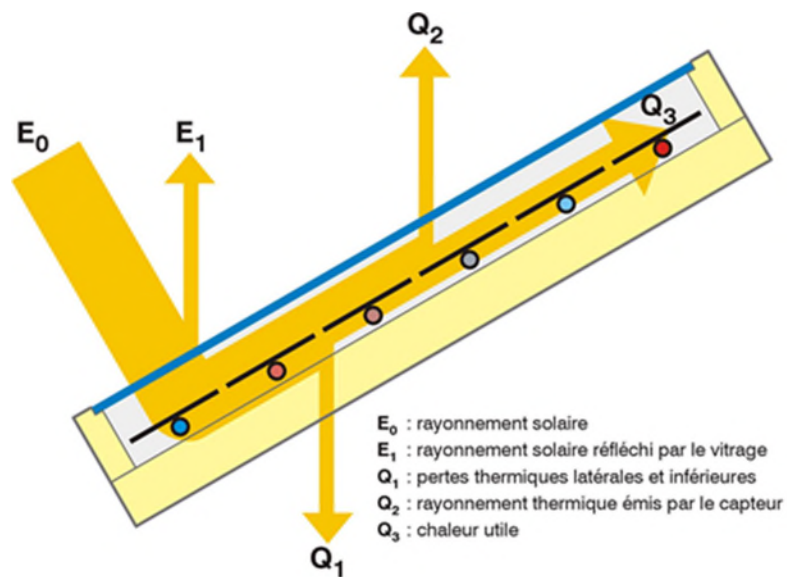


Figure I.11 : Fonctionnement d'un capteur plan vitré

➤ **Capteur plan non vitré**

Ce capteur est le plus simple que l'on puisse imaginer, son application usuelle est le chauffage de piscine en plein air, il ne permet pas la production d'ECS sauf dans les pays chauds. Il s'agit d'un seul absorbeur en matière synthétique pour les applications à basse températures en métal revêtu d'une couche sélective, se compose d'un réseau de tubes noirs accolés les uns aux autres.

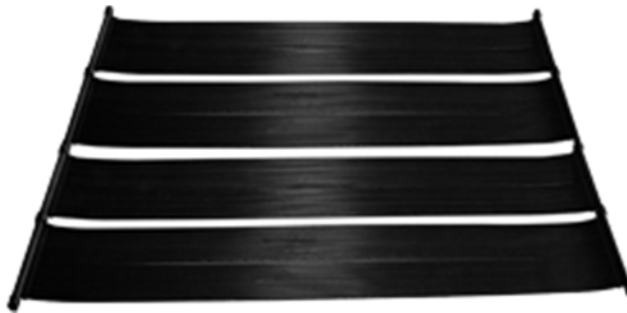


Figure I.12 : Capteur plan non vitré

➤ **Capteurs sous vide**

Les capteurs sous vide permettent d'atteindre des températures plus élevée (jusqu'à 120°C). Ils sont constitués de tubes en verre dans lesquels se trouve un absorbeur sélectif. Le vide réalisé dans les tubes permet de diminuer fortement les pertes thermiques du capteur, l'autre avantage de ce capteur est de pouvoir être disposé suivant n'importe quelle inclinaison ce qui facilite son intégration. Ces capteurs conviennent bien à la production d'EC (eau chaude) en montagne ou dans les pays du nord compte tenu de leur bon rendement pour des températures extérieures basses.



Figure I.13 : Capteur sous vide

- **Paramètres caractérisant le fonctionnement d'un capteur plan [11]**

Les paramètres caractérisant le fonctionnement d'un capteur plan peuvent être classés en deux catégories : les paramètres externes et les paramètres internes.

- **Paramètres externes**

Les principaux paramètres externes qui peuvent intervenir directement sur les performances d'un capteur plan sont:

- Paramètre d'ensoleillement : le rayonnement solaire, position du soleil, durée d'insolation, ...etc
- Température ambiante
- Vitesse du vent

- **Paramètres internes**

- Paramètres géométriques**

- Les paramètres de position : angle d'inclinaison, orientation du capteur.
- La surface du capteur
- Les dimensions de différents éléments : épaisseur, longueur et largeur

- Paramètres de fonctionnement**

- La température d'entrée du fluide caloporteur
- Le débit massique du fluide caloporteur
- Les températures des différents éléments du capteur

Ces paramètres sont très importants. Ils permettent, en tenant compte du coût, d'avoir une température de sortie du fluide élevée (puissance utile élevée). En d'autres termes ; un meilleur rendement du capteur.

- **Orientation et inclinaison d'un capteur plan [11]**

- **Orientation**

A cause de répartition intégrale de l'ensoleillement pendant toute la journée, il est nécessaire d'orienter le capteur de telle façon que l'énergie recueilli soit maximale, généralement on oriente les capteurs en plein sud (Pour l'hémisphère nord)

➤ **L'inclinaison**

Le problème de l'inclinaison est le plus délicat et nécessite une étude chiffrée, mais nous constatons néanmoins que la position verticale du capteur favorise la période hivernal, alors que la position horizontale conduit à des meilleurs rendements pendant l'été, la solution idéale serait d'incliner différemment les capteurs suivant la période de l'année.

Comme les capteurs seront nécessairement fixes on les inclinera sur l'horizontale d'un angle égale à latitude du lieu.

- **Raccordement des capteurs [12]**

➤ **Raccordement en série**

Dans ce type de montage, la sortie du premier capteur est reliée à l'entrée du deuxième capteur dont la sortie est reliée à l'entrée du troisième capteur et ainsi de suite.

Plus le parcours du fluide caloporteur est long, plus les températures obtenues à la sortie du dernier capteur sont élevées.

➤ **Raccordement en parallèle**

Dans ce cas, l'eau arrive à chaque capteur par une conduite de distribution qui parcourt les bords inférieurs, alors que l'eau chaude est prélevée par l'intermédiaire d'une autre conduite placée le long du bord supérieur du capteur. Il est donc important dans ce type de raccordement que le circuit soit bien équilibré de façon à ce que le débit du fluide caloporteur soit distribué également dans les divers capteurs.

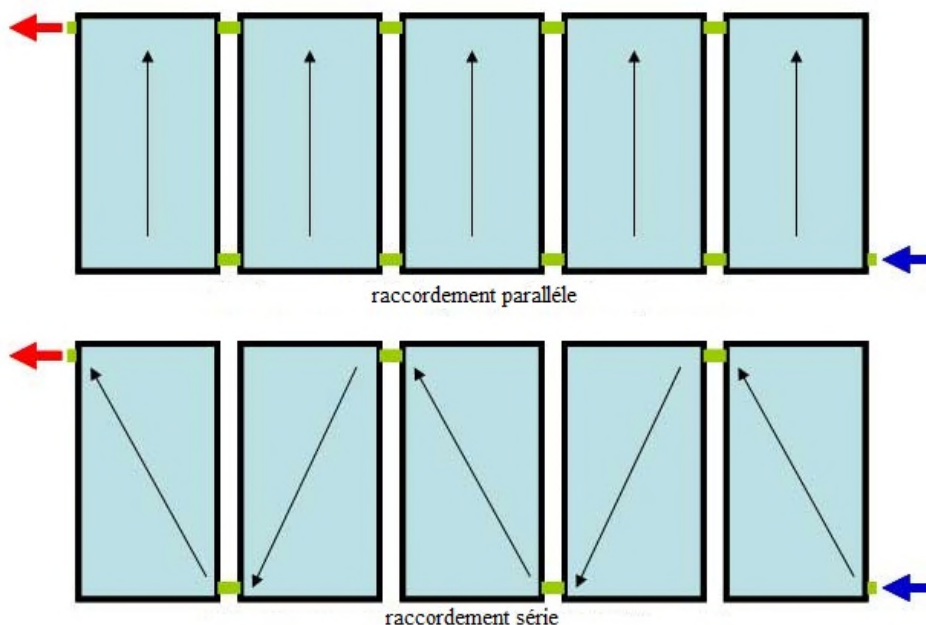


Figure I.14 : Raccordement des capteurs

b. Ballon de stockage

Le ballon de stockage est un élément essentiel dans l'installation de chauffage d'eau solaire. Comme son nom l'indique, Il permet de stocker l'eau chaude pour la restituer au moment des besoins d'utilisation, Il peut contenir ou non un échangeur de chaleur.

Aussi pour éviter les pertes thermiques vers le milieu extérieur, le ballon de stockage doit être bien isolé en choisissant une épaisseur de l'isolant thermique et économique adéquate.

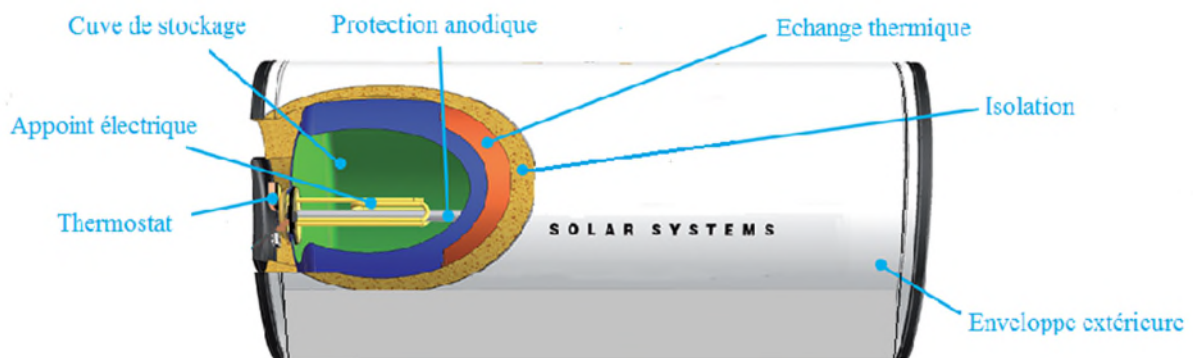


Figure I.15 : Ballon de stockage

- L'anode de sécurité protège la cuve de la corrosion.
- La résistance électrique immergée dans la cuve permet de chauffer l'eau en cas de faible ensoleillement pendant plusieurs jours (Appoint électrique).

c. L'échangeur

Un échangeur de chaleur est un appareil dans lequel circulent deux fluides séparés par une paroi et qui échangent de la chaleur, l'un se refroidit pendant que l'autre s'échauffe.

Le plus souvent, il est intégré dans la cuve de stockage.

De part sa fonction de transfert thermique, l'échangeur doit offrir une surface de contact la plus grande possible entre fluides, c'est pourquoi la plupart des échangeurs ont l'aspect d'un serpentin



Figure I.16 : Echangeur sous forme d'un serpentín

d. Tuyauterie

La tuyauterie sert au transfert du fluide caloporteur, son étude et son installation doivent être suivies avec soin pour éviter de graves ennuis. Le circuit de tuyauterie doit être le plus simple possible c'est-à-dire court et éviter les changements de diamètre. Les tuyaux doivent être soigneusement calorifugés.

e. Groupe de sécurité [14]

Cet appareil regroupe 4 fonctions :

- Protéger le ballon contre les excès de pression.
- Isoler le ballon du circuit d'alimentation eau froide.
- Interdire le retour de l'eau chaude dans le circuit d'alimentation eau froide.
- Vidanger le ballon.

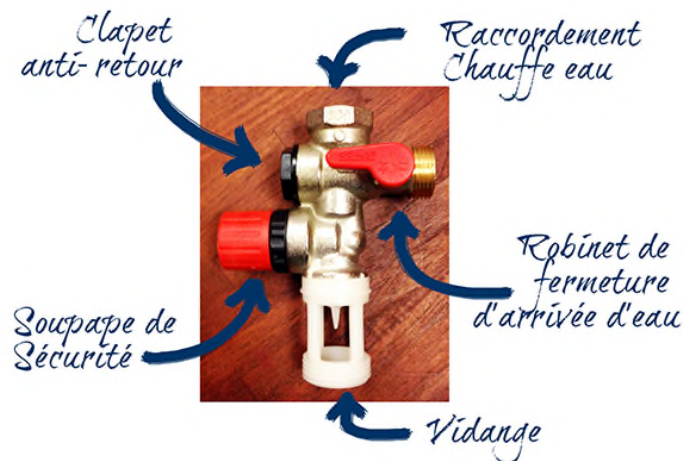


Figure I.17 : Groupe de sécurité

f. Fluide caloporteur [10]

Un fluide caloporteur (aussi appelé calorporteur), est un fluide ayant la capacité particulière de capturer efficacement et durablement la chaleur ambiante. Il est donc utilisé dans différents systèmes (moteurs, chauffe-eau solaires, réfrigérateurs, etc.) pour transporter la chaleur d'un point à un autre, en vue de produire un certain effet. Pour nous, il aura pour rôle de transporter la chaleur accumulée à l'intérieur des capteurs solaires jusqu'au ballon d'eau chaude, afin de transmettre la chaleur à l'eau.

I.2.1.3. Fonctionnement d'un chauffe eau solaire « thermosiphon »

L'effet thermosiphon est un phénomène naturel : dans un circuit fermé, l'eau chaude a tendance à monter et l'eau froide à descendre.

L'eau froide arrive dans la cuve (1). L'eau située en bas de la cuve (2), plus froide descend (3) dans le réseau de tuyaux du capteur, se réchauffe grâce aux rayons de soleil en remontant (4) et une fois arrivée en haut du capteur (5) remonte naturellement dans le ballon (6). La circulation de l'eau s'effectue ainsi sans l'aide d'une pompe. L'eau chaude est puisée en partie haute du ballon (7), la où l'eau est la plus chaude pour être envoyée dans le circuit d'eau chaude (8). Pour que le phénomène fonctionne, il faut que le ballon de stockage soit situé au dessus du capteur [15].

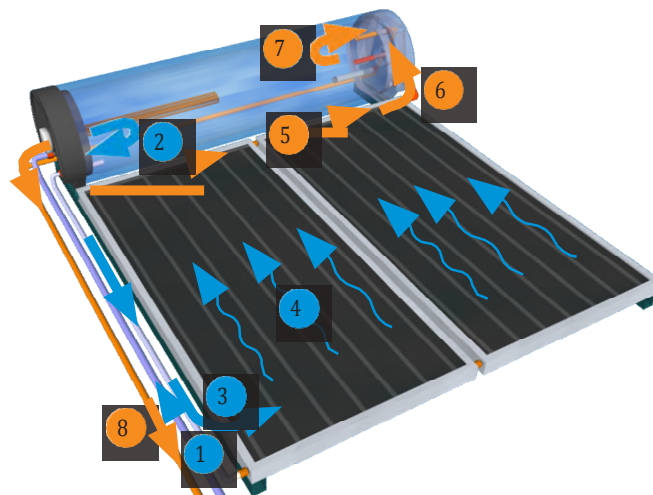


Figure I.18 : Fonctionnement d'un CES à thermosiphon

I.2.1.5. Avantages et inconvénients d'un chauffe-eau solaire [10]

a. Avantages

- Un chauffe-eau solaire ne dégage aucun gaz à effet de serre, vous contribuez donc activement à la protection du climat.
- Un chauffe-eau solaire utilise une source d'énergie disponible et renouvelable.
- Avec un chauffe-eau solaire vous préservez les sources d'énergie conventionnelles (pétrole, gaz, charbon). Vous contribuez à l'indépendance énergétique du pays.
- Un chauffe-eau solaire a une durée de vie moyenne de vingt ans, soit beaucoup plus qu'un cumulus électrique, et cela en fait donc une technologie fiable.
- En installant un chauffe-eau solaire, vous gagnez en indépendance énergétique et économique : vous n'êtes plus assujetti aux dépenses additionnelles dues aux augmentations des prix de l'énergie.
- Un chauffe-eau solaire ne demande qu'un entretien léger sur vingt ans.
- Si un chauffe eau solaire ne couvre pas tous les besoins du logement, il ne faudra que très peu de puissance électrique complémentaire pour faire l'appoint.
- Un chauffe-eau solaire bien dimensionné peut non seulement apporter la fourniture d'eau chaude domestique, mais aussi, la fourniture partielle ou totale d'eau chaude pour le chauffage.

b. Inconvénients

- Un chauffe-eau solaire est un dispositif plus coûteux au départ, qui demande donc un effort d'investissement.
- Le coût d'un ballon pour un chauffe-eau solaire est plus élevé qu'un système conventionnel, car il doit résister à la pression, répondre aux directives concernant l'hygiène de l'eau potable et satisfaire les exigences sévères concernant la protection anticorrosion.
- Un chauffe-eau solaire ne fonctionne pas la nuit, il faut donc investir sur un ballon de stockage très bien isolé pour avoir de l'eau chaude disponible le matin.
- Un chauffe-eau fonctionne moins bien l'hiver, lors de journées couvertes, neigeuses ou pluvieuses alors que la demande énergétique est la plus élevée (surtout si le système est combiné, eau chaude/chauffage).

I.2.2. L'énergie photovoltaïque**I.2.2.1. L'effet photovoltaïque**

Il s'agit de transformer l'énergie contenu dans la lumière du soleil en énergie électrique à travers un capteur constitué de matériaux sensible à l'énergie contenue dans les photons .Ce capteur présente à l'échelle élémentaire sous forme d'une cellule photovoltaïque (PV) .L'effet PV 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, aux Etats-Unis parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire ou de base de la conversion PV [16].

I.2.2.2. Le principe de la conversion

L'effet PV utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présente un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p.

La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi une paire électron - trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel [17].

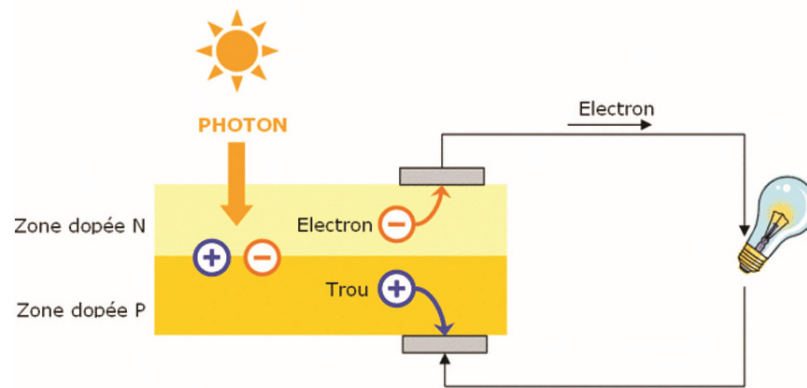


Figure I.19 : Principe de la conversion photovoltaïque

I.2.2.3. La cellule photovoltaïque [18]

Les cellules PV sont des dispositifs électronique réalisées à l'aide des composants semi-conducteurs qui possèdent la particularité de produire l'électricité quant elles sont éclairées. Elles sont généralement faites à base du silicium.

a. Type de cellules

La plupart des cellules solaires disponibles sur le marché mondial, sont à base de silicium, soit du type mono, poly cristallin ou amorphe.

- **Les cellules mono cristallines**

Ce sont celles qui ont le meilleur rendement mais aussi celle qui ont le cout le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée.

- **Les cellules poly cristallines**

Leur conception étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement est plus faible.

- **Les cellules amorphes**

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

Le tableau I.1 présente les différents types de cellules avec leurs rendements [19].

Tableau I.1 : Différents types de cellules avec leurs rendements

Technologies de cellules	Rendement en laboratoire	Rendement production
Silicium amorphe	13%	5-9 %
Silicium poly cristallin	19,8%	11-15 %
Silicium monocristallin	24,7%	13-17 %

b. Caractéristique d'une cellule photovoltaïque

La cellule étant chargée par une résistance, lorsque l'on éclaire la jonction p-n, on observe l'apparition d'un courant inverse I sous une tension en sens direct V . la jonction fonctionne en photopile, c'est l'effet PV [20].

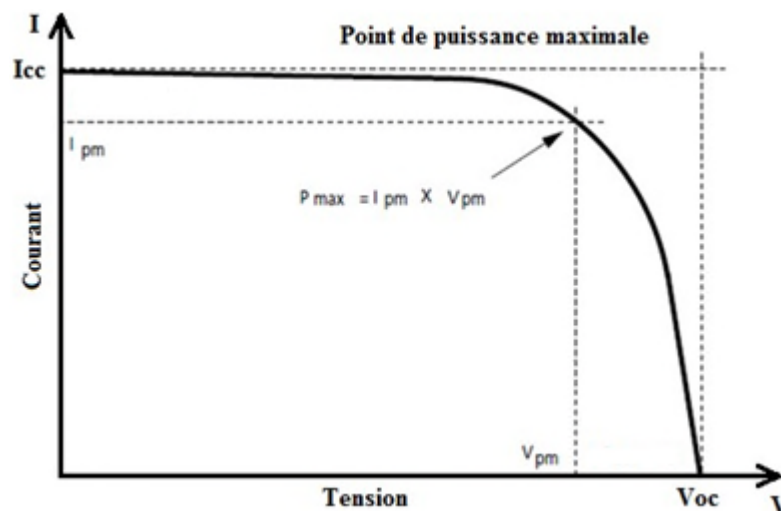


Figure I.20 : Caractéristique courant tension d'une cellule photovoltaïque

c. Association des cellules [20]

- Association en série

En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série. La figure I.21 montre l'intérêt de l'association des cellules ou modules photovoltaïques identiques en série.

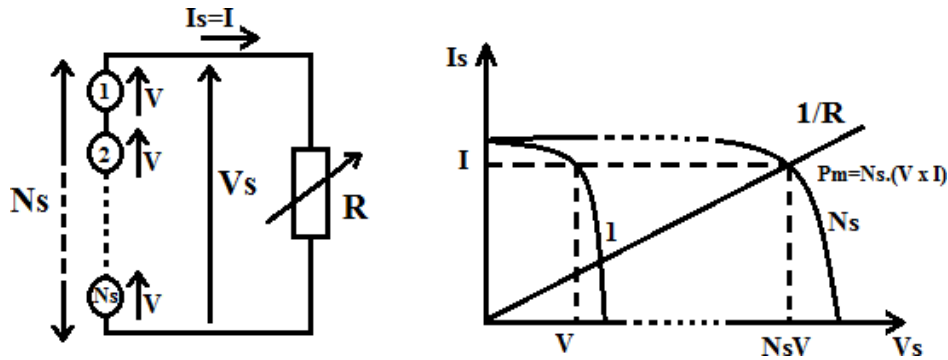


Figure I.21 : Association de cellules en série

• Association en parallèle

En additionnant les modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche. Comme illustré sur la figure I.22.

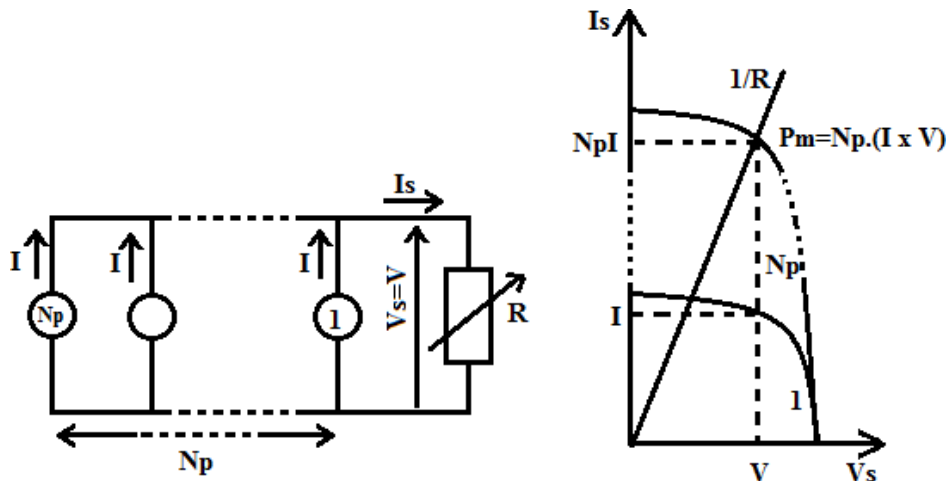


Figure I.22 : Association de cellules en parallèle

I.2.2.4. Avantages et Inconvénients de l'Énergie Photovoltaïque [21]

En tant que source d'énergie électrique, un système photovoltaïque offre des avantages mais aussi des inconvénients.

a. Avantages

- Les installations PV sont en général de haute fiabilité, peu sujettes à l'usure, elles demandent peu d'entretien.
- Le montage des installations PV est simple et les installations sont adaptables aux besoins de chaque projet.
- Il s'agit d'une source d'énergie électrique totalement silencieuse ce qui n'est pas le cas, par

exemple des installations éoliennes.

- Il s'agit d'une source d'énergie inépuisable.
- L'énergie PV est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets.

b. Inconvénients

- Les rendements des panneaux PV sont encore faibles.
- Dans le cas d'une installation PV autonome qui ne revend pas son surplus d'électricité au réseau, il faut inclure des batteries dont le coût reste très élevé.
- Le niveau de production d'électricité n'est pas stable et pas prévisible mais dépend du niveau d'ensoleillement. De plus, il n'y a aucune production d'électricité le soir et la nuit.
- La durée de vie d'une installation PV n'est pas éternelle mais de l'ordre de 20 à 30 ans. De plus, le rendement des cellules PV diminue avec le temps qui passe. On parle en général pour les panneaux PV, d'une perte de rendement de 1 % par an.

I.3. Systèmes à étudier

I.3.1. Chauffe eau solaire étudié

Dans notre cas le chauffe eau solaire étudié est de type thermosiphon monobloc, il est constitué principalement de :

- 2 capteurs solaires thermiques, reliés en parallèle, la surface d'un capteur est de 2 m^2 (surface totale de captage est de 4 m^2).
- Une cuve de stockage d'une capacité de 400 l.
- Un échangeur de chaleur sous forme d'un serpentín plongé dans la cuve.
- Conduites thermiquement isolées.
- Groupe de sécurité.
- Un appoint électrique est intégré dans la cuve pour assurer la continuité de production d'eau chaude.

I.3.2. Système de pompage photovoltaïque étudié

Un des systèmes photovoltaïques les plus intéressants du point de vue facilité d'installation et utilité et d'autre part autonomie et fiabilité est le système de pompage photovoltaïque. Ce système là est très utilisé dans les zones rurales et les sites isolés pour le pompage de l'eau.

Un système de pompage au fil du soleil nécessite les composants suivants:

- Un champ de modules photovoltaïques fournissant la puissance électrique nécessaire.
- Un régulateur qui fournit une alimentation compatible avec la pompe.
- Une pompe centrifuge.
- Batterie de stockage.
- Un réservoir d'eau.

I.3.3. Système hybride photovoltaïque-thermique

On va hybrider entre les deux systèmes PV (pompage solaire) et thermique (chauffe eau solaire), a fin de garantir que le niveau de l'eau dans la cuve soit toujours maximum.

Conclusion

Dans ce présent chapitre, on a présenté une brève description du soleil et de son énergie, et aussi quelques données nécessaires pour notre étude notamment les paramètres de position et de temps solaire, et une description du rayonnement solaire. Ce dernier nous a permis aussi d'approfondir et d'enrichir nos connaissances sur l'énergie PV et les chauffe eau solaires qui fonctionnent selon un principe simple et efficace. Puis on a présenté le système solaire à étudier sous le logiciel de construction SOLIDWORKS.

Le chapitre suivant sera consacré à l'étude et la modélisation du chauffe eau solaire.

chapitre II

Etude du chauffe eau solaire



Introduction

La façon la plus classique d'utiliser l'énergie solaire consiste à produire de l'eau chaude. Un tel système devrait comporter deux éléments principaux : un capteur solaire et un réservoir de stockage. Pour étudier un tel système solaire thermique, une technique de modélisation appropriée est nécessaire pour introduire les deux éléments [22].

II.1. Rappels sur les transferts de chaleur [23]

La thermodynamique permet de prévoir la quantité totale d'énergie qu'un système doit échanger avec l'extérieur pour passer d'un état d'équilibre à un autre. Le thermique se propose de décrire quantitativement (dans l'espace et dans le temps) l'évolution des grandeurs caractéristique du système, en particulier la température, entre l'état d'équilibre initial et l'état final. La chaleur s'écoule sous l'influence d'un gradient de température par conduction des hautes vers les basses températures. La quantité de chaleur transmise par unité de temps et par unité d'aire de la surface isotherme est appelée densité de flux de chaleur.

II.1.1. Conduction

C'est le transfert de chaleur au sein d'un milieu opaque, sans déplacement de matière, sous l'influence d'une différence de température. La propagation de la chaleur par conduction à l'intérieur d'un corps s'effectue selon deux mécanismes distincts : une transmission par les vibrations des atomes ou molécules et une transmission par les électrons libres.

La théorie de la conduction repose sur l'hypothèse de Fourier : la densité de flux est proportionnelle au gradient de température.

$$\vec{\varphi} = -\lambda s \vec{grad}(T) \quad (\text{II.1})$$

$$\varphi = -\lambda s \frac{\partial T}{\partial x} \quad (\text{II.2})$$

(II.2) est la forme algébrique.

φ : Flux de chaleur transmis par conduction.

λ : Conductivité thermique du milieu.

x : Variable d'espace dans la direction du flux.

S : Aire de la section de passage du flux de chaleur.

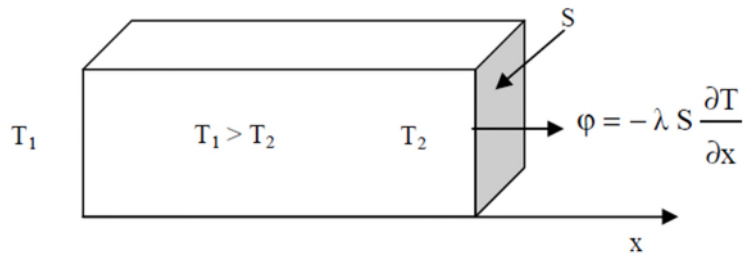


Figure II.1 : Schéma du transfert de chaleur conductif

II.1.2. Convection

C'est le transfert de chaleur entre un solide et un fluide, l'énergie étant transmise par déplacement du fluide. Ce mécanisme de transfert est régi par la loi de Newton :

$$\varphi = hS(T_p - T_\infty) \tag{II.3}$$

φ : Flux de chaleur transmis par convection.

h : Coefficient de transfert de chaleur par convection.

T_p : Température de surface du solide.

T_∞ : Température de fluide loin de la surface de solide.

S : Aire de la surface de contact solide/fluide.

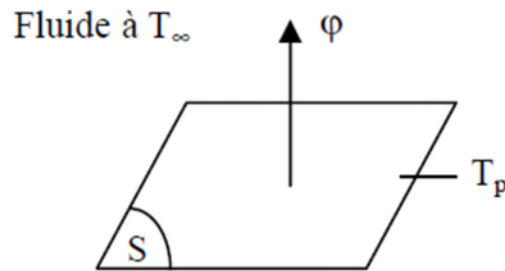


Figure II.2 : Schéma du transfert de chaleur convectif

II.1.3. Rayonnement

C'est un transfert d'énergie électromagnétique entre deux surfaces (même dans le vide). Dans les problèmes de conduction, on prend en compte le rayonnement entre un solide et le milieu environnant et dans ce cas nous avons la relation :

$$\varphi = \sigma \varepsilon_p S (T_p^4 - T_\infty^4) \tag{II.4}$$

φ : Flux de chaleur transmis par rayonnement.

σ : Constante de Stefan Boltzmann.

ε_p : Facteur d'émission de la surface.

T_p : Température de la surface.

T_∞ : Température du milieu environnant la surface.

S : Aire de la surface.

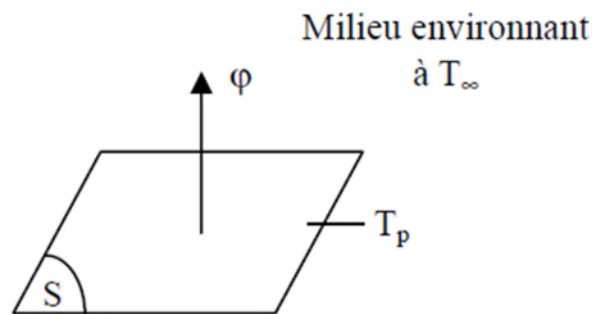


Figure II.3 : Schéma du transfert de chaleur radiatif

II.2. Description du chauffe eau solaire étudié

Le chauffe eau solaire étudié est de type thermosiphon, qui est un système thermique qui se compose de deux parties distinctes. Une première partie pour le captage de l'énergie solaire et sa conversion en énergie thermique via un capteur plan conçue à cet effet, une deuxième partie qui sert au stockage de cette énergie via une cuve de stockage située au dessus du capteur afin d'assurer la circulation du fluide. Ces deux parties sont reliées entre elles par un circuit thermiquement isolé.



Figure II.4 : Chauffe eau solaire étudié

II.3. Modélisation du chauffe eau solaire

II.3.1. Modélisation du capteur solaire plan

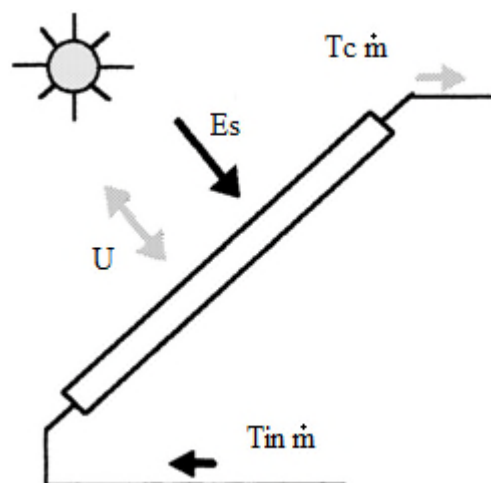


Figure II.5 : Bilan thermique d'un capteur solaire plan

Considérons le capteur solaire plan illustré à la Figure (II.5), où la température du fluide pénétrant dans le collecteur est T_{in} , la température du fluide sortant du collecteur T_c , la surface du collecteur A_c , l'irradiation dans le plan du collecteur E_s , le débit massique du fluide \dot{m} et le coefficient de perte de chaleur du collecteur est U .

Il est destiné à construire un modèle mathématique décrivant T_c en fonction de T_{in} , \dot{m} , E_s et U . Le bilan énergétique général du capteur est donné par [22]:

$$\frac{[\text{Energie totale accumulée}]}{\text{temps}} = \frac{[\text{Energie totale reçue}]}{\text{temps}} - \frac{[\text{Energie totale perdue}]}{\text{temps}} \quad (\text{II.5})$$

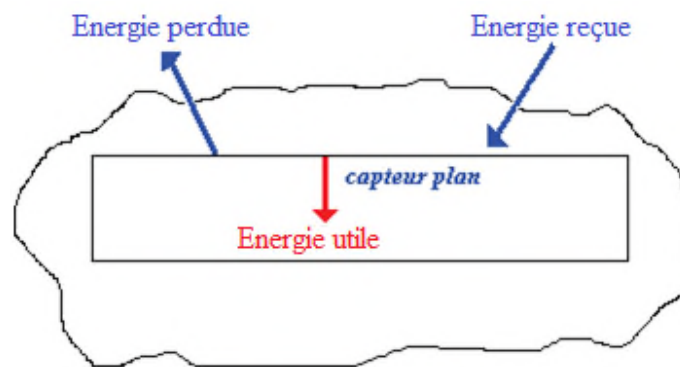


Figure II.6 : Bilan thermique autour d'un volume de contrôle

Lorsqu'un rayon de soleil traverse le vitrage, une fraction de l'énergie transmise et réfléchiée par l'absorbeur vers la couverture transparente, les rayons incidents subissent alors une série de réflexions et transmissions illustrées dans la figure (II.7) [24] :

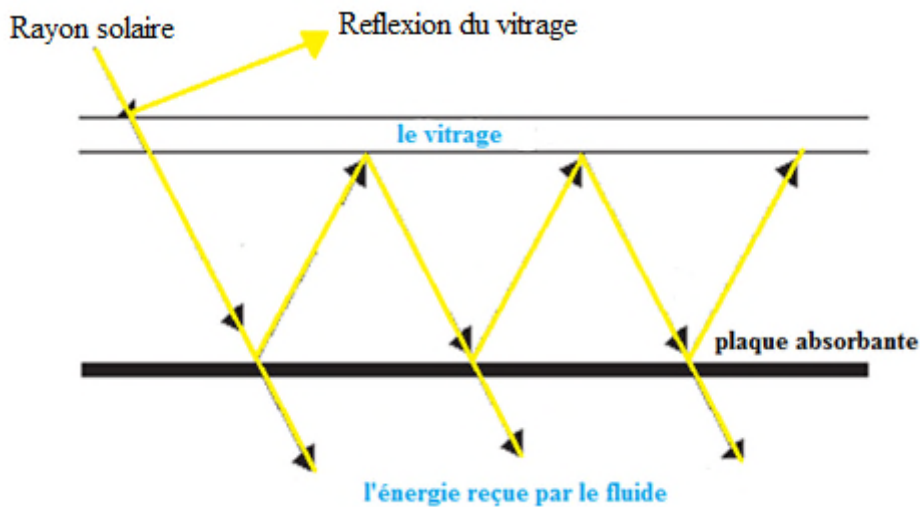


Figure II.7 : Réflexions et transmissions entre le vitrage et l'absorbeur

La performance d'un capteur solaire peut alors être décrite par le bilan énergétique. L'énergie totale est décomposée comme

$$E = U^* + K + P \quad (\text{II.6})$$

E : L'énergie totale.

U^* : Énergie interne.

K : Énergie cinétique.

P : Énergie potentielle.

Comme le collecteur ne bouge pas, $\frac{dK}{dt} = 0$ et $\frac{dP}{dt} = 0$ et $\frac{dE}{dt} = \frac{dU^*}{dt}$. Pour un système solide et liquide $\frac{dU^*}{dt} = \frac{dH}{dt}$

H : Enthalpie totale du système.

Dans les conditions d'état d'équilibre, la chaleur absorbée par le fluide caloporteur lors de son passage dans le collecteur est égal aux gains de chaleur du collecteur moins la perte de chaleur.

L'énergie solaire absorbée par la plaque absorbante du capteur peut être calculée comme suit:

$$Q_s = E_s A_c \tau \alpha \quad (\text{II.7})$$

Q_s : Énergie solaire absorbée par la plaque absorbante.

τ : Transmittance de la couverture du collecteur.

α : Absorbance de la plaque du collecteur.

Tous les deux τ et α sont sans dimension et dépendent de l'angle d'incidence du collecteur, les deux diminuent lorsque l'angle d'incidence augmente.

La perte de chaleur du collecteur est donnée par :

$$Q_l = UA_c (T_{abs} - T_a) \quad (\text{II.8})$$

Q_l : Perte de chaleur du collecteur.

T_{abs} : Température de la surface de la plaque absorbante.

T_a : Température ambiante.

L'échange de chaleur entre le capteur et son environnement peut se produire dans la surface haute basse et les côtés. Sur la base de mesures pratiques et d'expériences concrètes, la perte du collecteur à travers la surface de la partie supérieure dominera.

La chaleur absorbée par le fluide lorsqu'il traverse le collecteur peut être calculée comme suit:

$$Q_f = \dot{m}c(T_c - T_{in}) \quad (\text{II.9})$$

Q_f : La chaleur absorbée par le fluide.

c : Capacité thermique spécifique du fluide.

Pour simplifier, on suppose que le liquide dans le capteur solaire est complètement mélangé. Puis le bilan énergétique du capteur basé sur les équations (II.7) - (II.9) peut être donné par :

$$\frac{d[\rho c V T_c]}{dt} = E_s A_c \tau \alpha + U A_c (T_{abs} - T_a) + F_c \rho_{in} c_{in} T_{in} - F_c \rho_{out} c_{out} T_c \quad (\text{II.10})$$

ρ : Densité du fluide.

V : Le volume du fluide dans le collecteur.

F_c : Débit volumétrique.

ρ_{in} , ρ_{out} : Densité de fluide à l'entrée / sortie du capteur.

c_{in} , c_{out} : capacité thermique spécifique du fluide à l'entrée / sortie du capteur.

$$\dot{m} = F_c \rho \quad (\text{II.11})$$

Les hypothèses suivantes sont conservées:

- $\rho_{in} = \rho_{out} = \rho$
- $c_{in} = c_{out} = c$
- V est constant.

En prenant en compte les hypothèses ci dessus l'Eq (II.10) peut être réécrite comme suit :

$$\rho c V \frac{dT_c}{dt} = E_s A_c \tau \alpha - U A_c (T_{abs} - T_a) + \dot{m}c(T_{in} - T_c) \quad (\text{II.12})$$

En raison de la difficulté de mesurer T_{abs} , il est habituel de l'exprimée en termes de température T_{av} , qui représente la moyenne des températures T_{in} et T_c comme suit :

$$T_{av} = \frac{T_{in} + T_c}{2} \quad (\text{II.13})$$

T_{av} : Température moyenne du fluide dans le collecteur.

Entre la surface de la plaque absorbante et le fluide, il y'a une résistance thermique, lorsque le système est en fonctionnement, la surface de la plaque absorbante sera plus chaude que le liquide contenu dans les tubes. Il y'aura plus de perte de chaleur radiative et convective si l'absorbeur se trouve en même température que celle du fluide dans les tubes. Prenant en compte cette influence par un facteur de correction F' qui est appelé facteur de transfert de chaleur ou d'évacuation de la chaleur. Il indique l'efficacité du transfert de chaleur entre la surface de la plaque absorbante et le fluide caloporteur.

Dans le cas de tests de performances et de mesures du capteur, parfois $F'\tau\alpha$ est appelé «efficacité optique» η_0 et $F'U$ est appelé «coefficient de perte de chaleur globale» U_L . Ces paramètres peuvent être déterminés par analyse théorique ou par une procédure de mesure.

$$\rho cV \frac{dT_c}{dt} = E_s A_c \eta_0 - U_L A_c (T_{av} - T_a) + \dot{m}c(T_{in} - T_c) \tag{II.14}$$

II.3.2. Modélisation du réservoir de stockage avec échangeur de chaleur [22]

Dans ce cas, le modèle est conçu comme un ballon de stockage d'eau chaude contenant un échangeur de chaleur comme montré sur la figure (II.8).

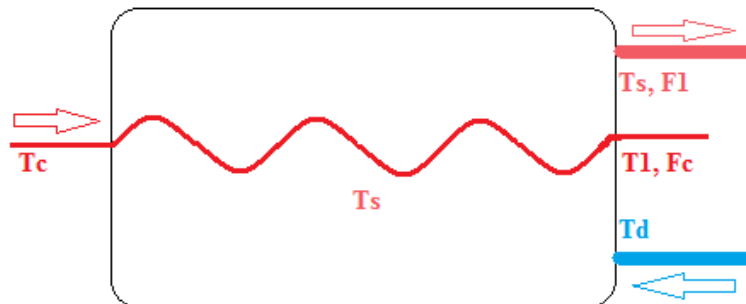


Figure II.8 : Réservoir d'eau chaude avec un échangeur de chaleur (serpentin)

On suppose que le réservoir de stockage est complètement mélangé et T_d est constante. T_c est la température du liquide qui provient du capteur, T_1 est la température du liquide qui retourne au capteur, T_d est la température de l'eau fournie au ballon, T_s est la température de l'eau extraite, F_1 est le débit volumétrique qui rentre dans la cuve et F_c est le débit volumétrique du capteur.

Les équations du bilan énergétique du réservoir de stockage sont les suivantes:

$$\Delta T_c = T_c - T_s \tag{II.15}$$

$$\Delta T_1 = T_1 - T_s \tag{II.16}$$

Les hypothèses suivantes sont prises en compte:

- $\rho_1 = \rho_2 = \rho$
- $c_{p1} = c_{p2} = c$
- V_s est constant.

II.4. Simulation du chauffe eau solaire

Les valeurs obtenues pratiquement de l'éclairement solaire et de la température ambiante sont introduits dans le programme de simulation du chauffe eau solaire pour la détermination de l'évolution des différentes températures.

En figure II.9 sont représentées les évolutions des différentes températures le 14/05/2019:

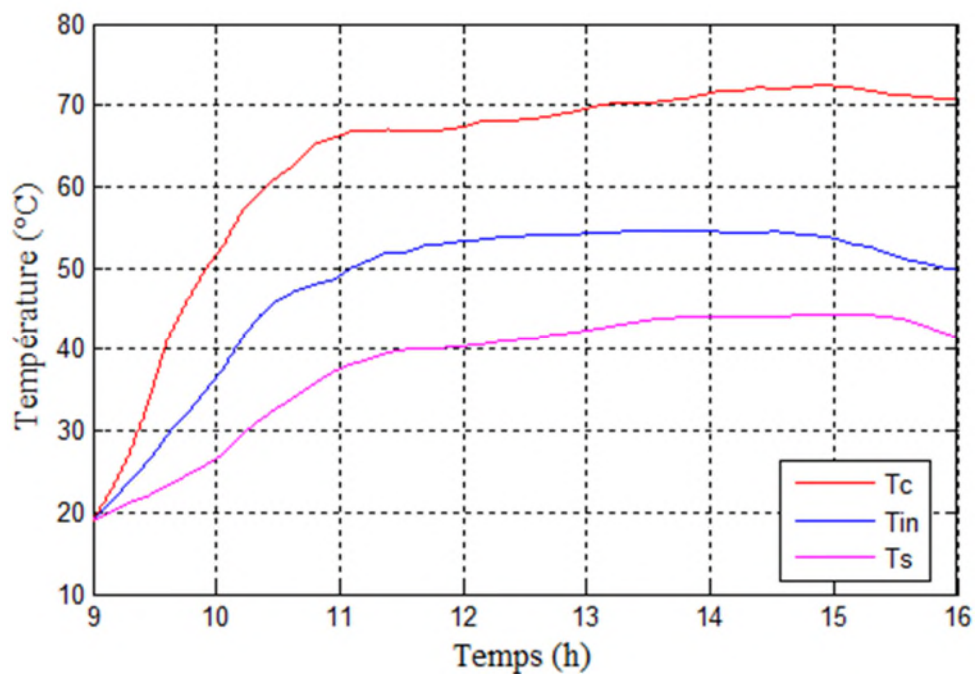


Figure II.9 : Simulation de la variation des températures en fonction du temps le 14/05/2019

En figure II.10 sont représentées les évolutions des différentes températures le 22/05/2019:

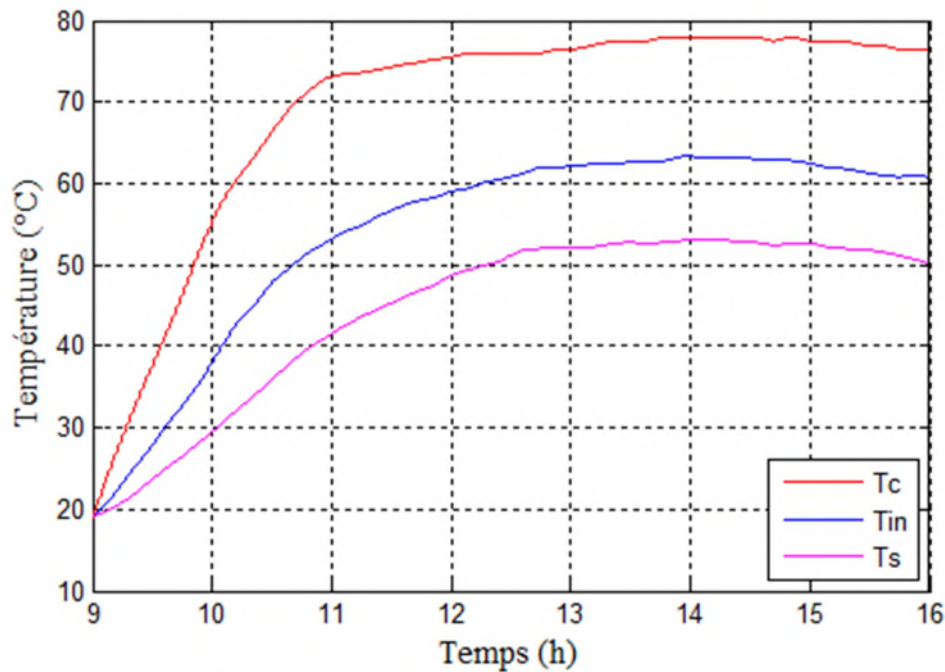


Figure II.10 : Simulation de la variation des températures en fonction du temps le 22/05/2019

Les résultats obtenus sont présentés pour deux jours, on remarque que les températures suivent une même allure.

Elles croissent le matin autour de 9h, ou elles atteignent un maximum autour de 14h.

La température de sortie capteur est la plus élevée elle varie selon le jour pour atteindre les 70°C le 14/05/2019 et les 80°C le 22/05/2019. Ce qui explique l'influence de l'éclairement solaire sur le fonctionnement du système. Une même remarque pour la température d'entrée capteur qui atteint les 55°C le 14/05/2019 et 65°C le 22/05/2019.

La température de stockage commence à croître une fois l'amorçage du thermosiphon, elle arrive jusqu'à 45°C le 14/05/2019 et 55 °C le 22/05/2019.

Les différentes températures commencent à chuter en raison de l'arrêt du thermosiphon à partir de 15h. Car il n'y a plus d'apport de chaleur et la température de stockage baisse à cause des pertes thermiques vers l'air ambiant, mais faiblement grâce à son isolation.

Conclusion

Dans ce chapitre, la modélisation du chauffe eau solaire a été présentée en procédant successivement à l'étude de ces différents composants, à savoir : la modélisation du capteur plan ainsi que le stockage avec échangeur de chaleur. Cela a permis d'aboutir à un système exprimant la variation de l'énergie interne du stockage et du capteur.

Cette modélisation nous à permis de produire plusieurs courbes de l'évolution des différentes températures journalières.

Pour avoir un soutirage, il faut que le niveau de l'eau à l'intérieur de la cuve soit toujours supérieur au niveau de la sortie de l'eau chaude, pour cette raison on fait appel au système de pompage photovoltaïque, qui sera l'objet du prochain chapitre.

Chapitre III

Systeme de pompage Photovoltaïque



Introduction

Le système hybride de production de l'énergie dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables [25]. Le système qui nous intéresse regroupe deux parties (pompage PV et thermique) pour la production de l'énergie passant par un stockage électrochimique.

L'objectif est d'alimenter la cuve de stockage du chauffe eau solaire avec de l'eau pompé grâce à une pompe centrifugé alimentée par des panneaux PV.

Le système de pompage comporte les éléments suivants

- Générateur photovoltaïque
- Groupe motopompe
- Batteries
- Convertisseur DC/AC

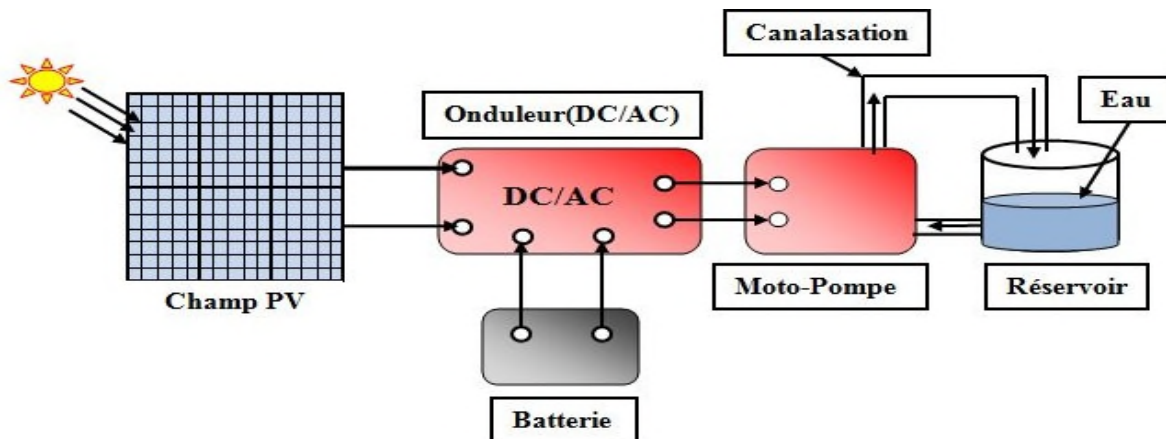


Figure III.1 : Schéma de l'installation du pompage photovoltaïque

III.1. Fonctionnement d'un système de pompage photovoltaïque

Les panneaux solaires convertissent l'énergie solaire en énergie électrique. L'électricité produite est un courant continu d'intensité de quelques ampères.

Cette énergie peut être accumulée dans des batteries (accumulateurs) pour permettre un fonctionnement continu, ou transmise directement à l'appareil électrique.

Le convertisseur permet l'alimentation en courant alternatif de la pompe à partir du courant continu fourni par les panneaux solaires [26].

III.2. Générateur photovoltaïque

Les panneaux PV sont capables de créer un courant électrique grâce à l'énergie qu'ils reçoivent du soleil sous forme d'ondes électromagnétiques appelées photons, c'est l'effet photovoltaïque.

Un panneau PV est composé de plusieurs cellules associées en série ou en parallèle, qui sont des composants électroniques permettant cette transformation. Ces cellules étant fragiles, elles sont enveloppées par une couche de verre, résistant aux chocs et aux intempéries et parfois recouvertes d'une couche antireflet.

Les cellules PV sont constituées d'un matériau dit « semi-conducteur », la plupart du temps du silicium. Ce type de matériau se trouve à mi-chemin entre les isolants et les conducteurs. Sa conductivité électrique est donc moyenne mais suffisante pour permettre le passage d'un courant électrique, notamment lorsqu'il est dopé (on lui a ajouté des charges+ ou -) [27].

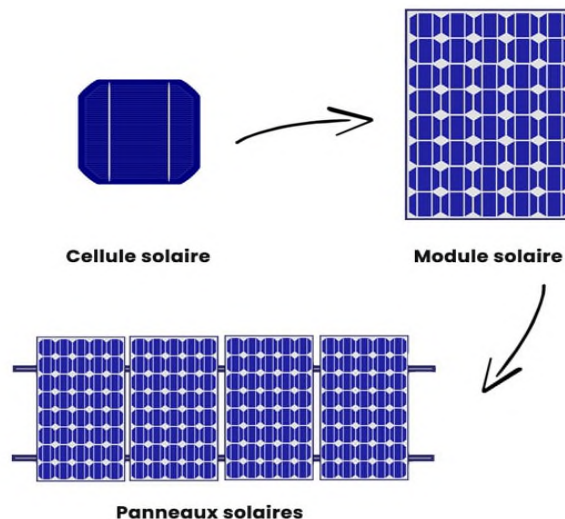


Figure III.2 : Générateur photovoltaïque

III.2.1. Caractéristiques d'un panneau photovoltaïque

La figure ci-dessous représente la courbe $I=f(V)$ et $P=f(V)$ d'un panneau photovoltaïque Typique dans des conditions constantes d'irradiation et de température [20].

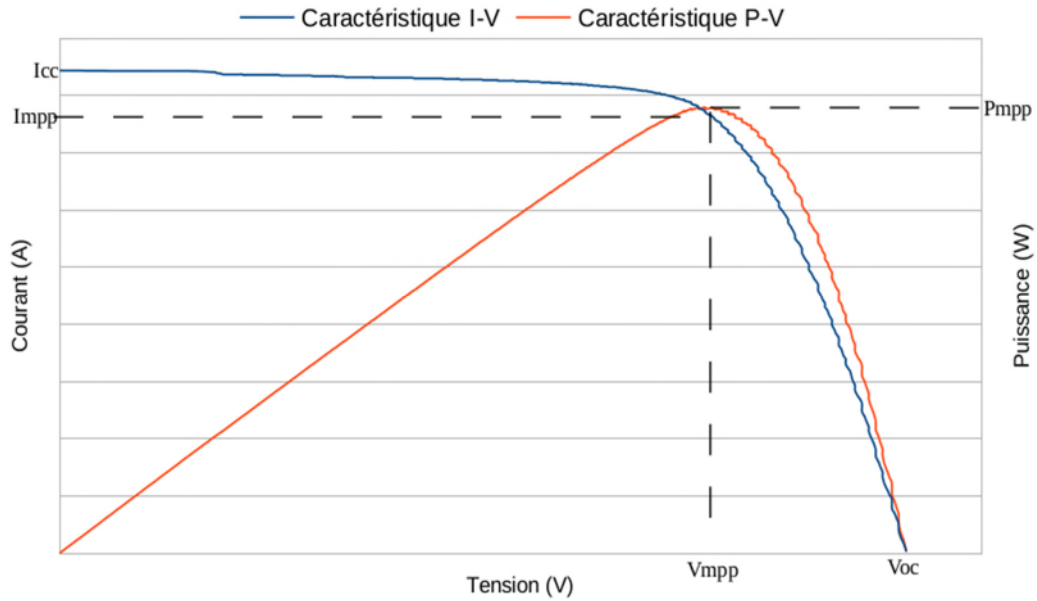


Figure III.3 : Caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$ d'un panneau photovoltaïque

III.2.2. Méthode Volt-Ampère-métrique

La méthode classique utilisée pour caractériser le panneau photovoltaïque est la méthode volt-ampérométrique. Le principe de cette méthode est de mesurer la tension et le courant tout en variant la charge (rhéostat).

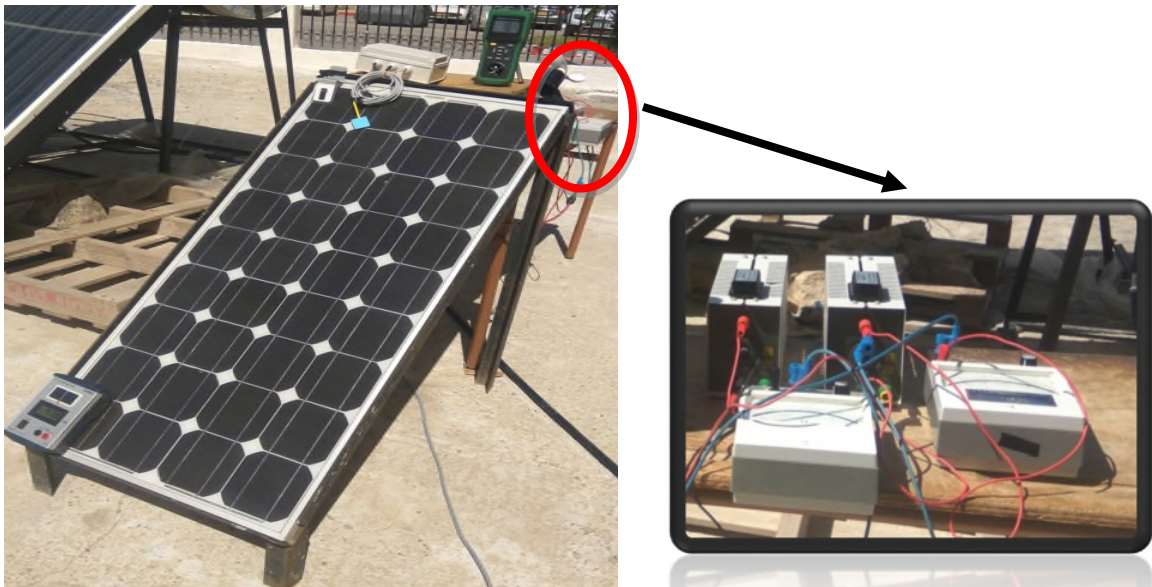


Figure III.4 : Montage Volt-Ampère-métrique

III.2.2.1. Résultats obtenus

a. Résultats pratiques

Pour obtenir des couples éclairement-température, nous avons effectué des mesures d'une journée bien ensoleillée (17/04/2019) et à différents instants.

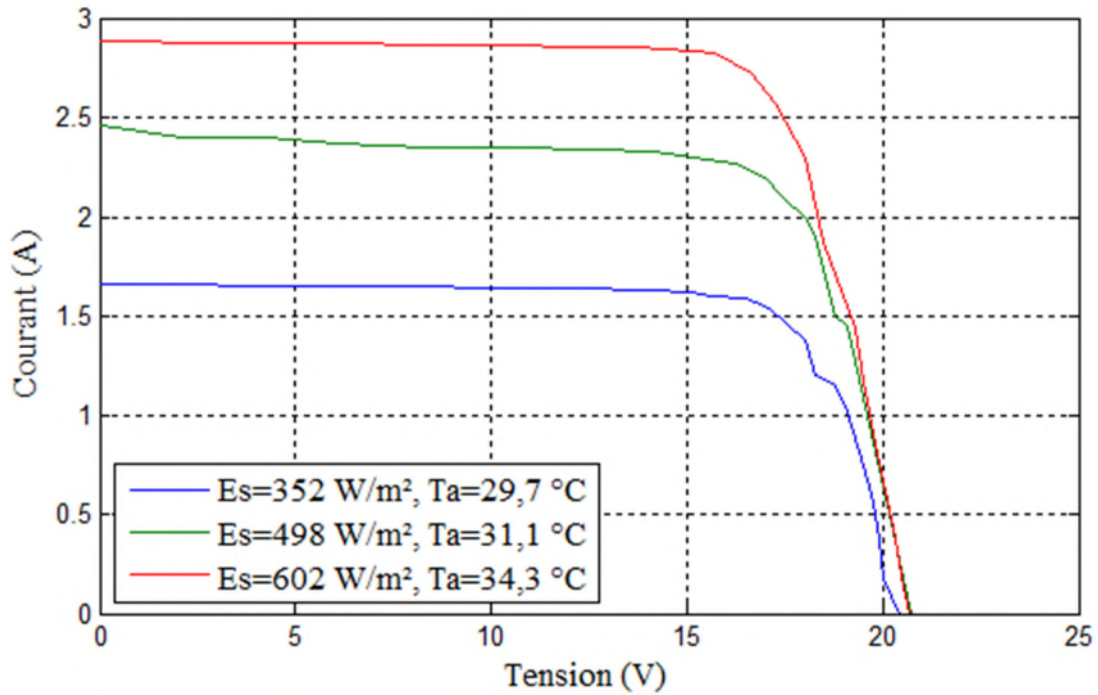


Figure III.5 : Caractéristique $I=f(V)$ obtenue pratiquement

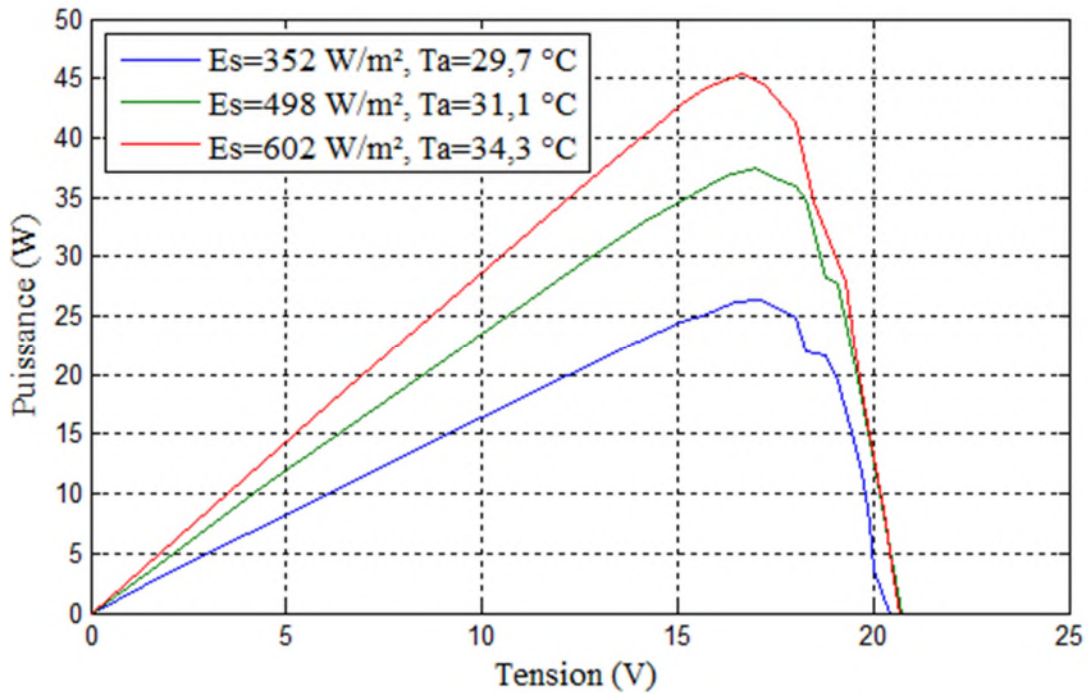


Figure III.6 : Caractéristique $P=f(V)$ obtenue pratiquement

b. Résultats de simulation

Afin de valider les résultats expérimentaux, nous avons effectué des simulations sous Matlab/Simulink dans les mêmes conditions. Nous obtenons les résultats suivants :

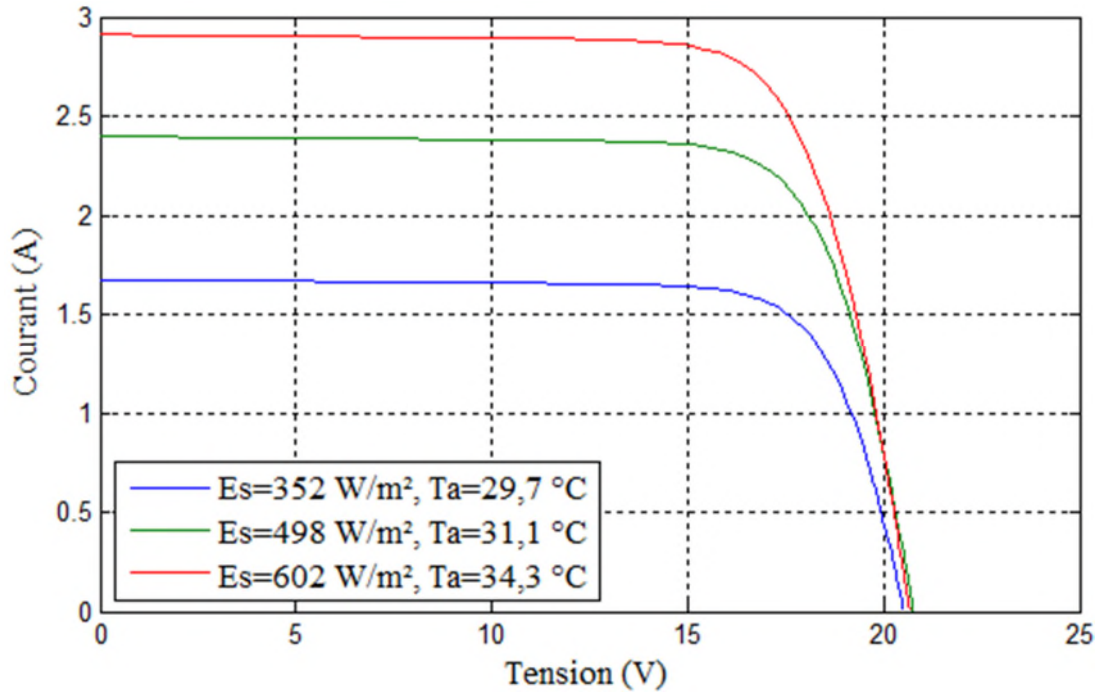


Figure III.7 : Caractéristique I=f(V) obtenue par simulation

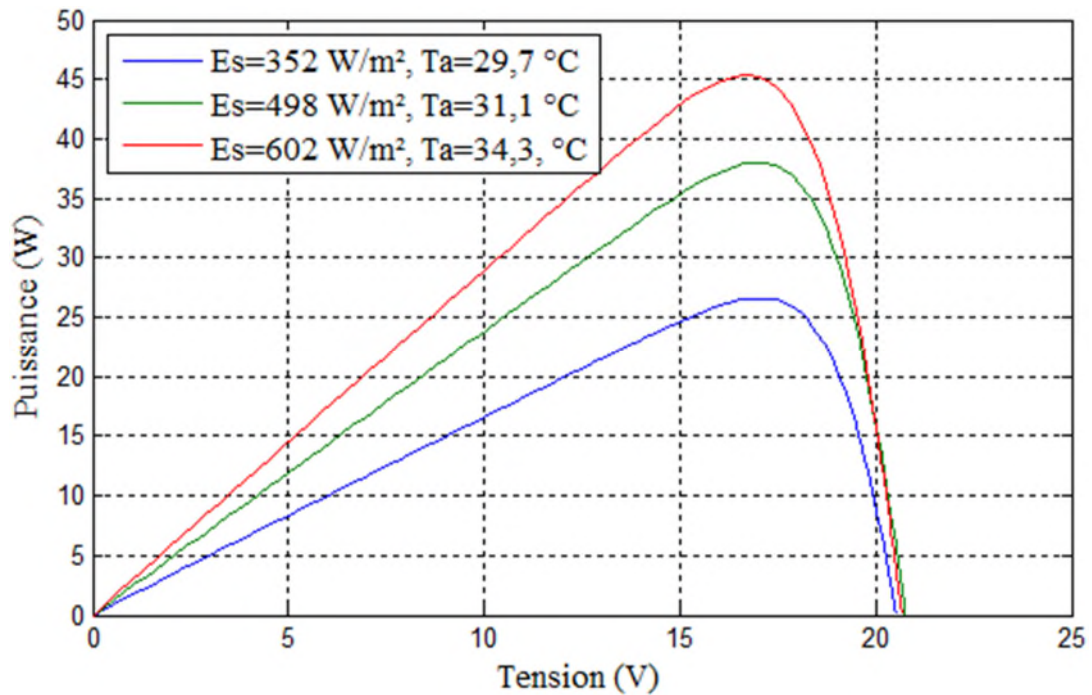


Figure III.8 : Caractéristique P=f(V) obtenue par simulation

III.3. Groupe motopompe [28]

Un groupe motopompe est un ensemble composé d'un moteur électrique entraînant une pompe hydraulique

III.3.1. Pompe

Une pompe est une machine servant à véhiculer un fluide qui peut être de l'eau ou quelconque (pétrole, huile...) en l'aspirant pour le refouler à une certaine pression.

Les pompes centrifuges sont la technologie la plus utilisée dans les systèmes de pompage photovoltaïques. Les pompes centrifuges sont conçues pour une tête fixe et leur rendement en eau augmente avec la vitesse de rotation. Les pompes centrifuges sont simples, à prix réduit et sont disponibles pour une large gamme de débit.

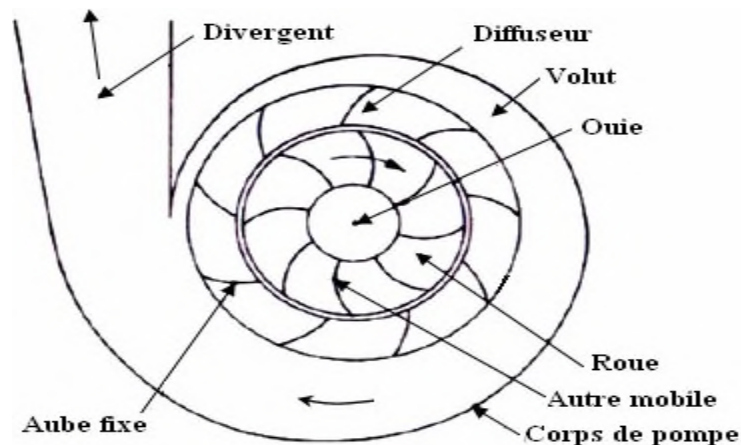


Figure III.9 : Schéma d'une pompe centrifuge

III.3.2. Moteur

Les pompes sont alimentées par un moteur électrique qui convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Ils fonctionnent soit en alternatif, soit en continu.

Le moteur alternatif asynchrone est le plus couramment employé. L'utilisation des moteurs asynchrones, plus robuste moins cher et sans entretien, devient une solution plus économique et plus pratique.

III.3.3. Batterie solaire

Le photovoltaïque convertit le rayonnement solaire en électricité. Comme ce n'est pas l'utilisateur qui décide du moment de production de l'énergie, il faut pouvoir stocker l'électricité pour l'utiliser au moment voulu. Pour cela on utilise des batteries solaires.

Le stockage électrochimique par batterie d'accumulateurs offre une bonne réversibilité entre la décharge et la recharge, L'intérêt des accumulateurs électrochimiques est la disponibilité d'une tension quasi-constante qui fixe le point de fonctionnement sur une droite verticale qui peut être aussi proche que possible de la droite qui définit la charge optimale d'un générateur photovoltaïque [20].

III.3.4. Onduleur

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé.

Il est très efficace pour des caractéristiques d'entrée et de sortie fixe. Son coût assez élevé et la nature variable de l'ensoleillement et du couple résistant des pompes en général ont longtemps exclu l'emploi des moteurs à courant alternatif pour le pompage solaire [28].

III.4. Modélisation du système de pompage photovoltaïque

III.4.1. Modélisation de panneau photovoltaïque (modèle à une diode) [29]

C'est le modèle le plus utilisé dans la littérature, il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes physiques de polarisation et deux résistances une en série et une autre en parallèle.

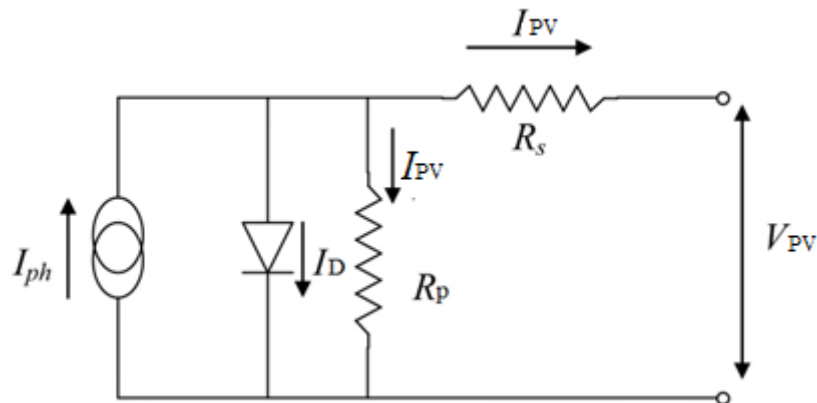


Figure III.10 : Schéma électrique d'un panneau photovoltaïque à une diode

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{RP} \tag{III.1}$$

$$I_{ph} = P_1 \cdot E_S \left(1 + P_2 \left(E_S - E_{Sref} \right) + P_3 \left(T_j - T_{jref} \right) \right) \tag{III.2}$$

E_{Sref}, T_{jref} : Représentent l'éclairement et la température sous conditions *STC*

T_j : Température de jonction.

P_1, P_2, P_3 : Paramètres constants.

La température de jonction T_j est donnée par la relation suivante :

$$T_j = T_a + E_s \left[\frac{Noct - 20}{800} \right] \quad (III.3)$$

Noct : La température nominale de fonctionnement de la cellule ou du module solaire et T_a est la température ambiante.

$$I_D = I_{0d} \left[\exp \left(\frac{q(V_{pv} + R_s \cdot I_{pv})}{k \cdot A \cdot N_s \cdot T_j} \right) - 1 \right] \quad (III.4)$$

I_{0d} : Courant de saturation de la diode.

q : Charge élémentaire ($1,6 \cdot 10^{-19} C$).

k : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} (SI)$).

A : Coefficient de l'idéalité de la cellule.

N_s : Nombre totale de cellule connectées et série et/ou en parallèles.

$$I_{0d} = P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp \left[\frac{Eg}{k \cdot T_j} \right] \quad (III.5)$$

Eg : Energie de gap ($1,76 \cdot 10^{-19}$).

P_4 : Paramètre constant.

$$I_{Rp} = \left(\frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{R_p} \right) \quad (III.6)$$

R_s : Résistance série.

R_p : Résistance parallèle.

Ainsi l'équation globale modélisant le générateur photovoltaïque est la suivante :

$$I_{pv} = P_1.E_s \left(1 + P_2(E_s - E_{Sref}) + P_3(T_j - T_{jref}) \right) - P_4.T_j^3 \cdot \exp \left[\frac{E_g}{K.T_j} \right] \cdot \left[\exp \left(\frac{q(V_{pv} + R_s.I_{pv})}{k.A.N_s.T_j} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{pv} + R_s.I_{pv}}{R_p} \right) \quad (III.7)$$

L'identification des paramètres P_1, P_2, P_3, P_4 se fait à partir des mesures expérimentales et des paramètres standards (STC) $E_s = 1000W/m^2, T_a = 25^\circ C$.

Tableau III.1 : Paramètres du panneau 80 W

P1	P2	P3	P4	A	Rs	Rp
0.005	7.27e-5	-1.1369e5	38.8	1	0.46	601

III.4.2. Modélisation de la pompe centrifuge [30]

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge met en jeu 3 paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse ayant pour équation : $f(H, Q, \omega) = 0$ (III.8)

Pour résoudre ce système adéquation, 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.

$$HMT = H_g + \sum pertes \quad (III.9)$$

HMT : Hauteur totale du pompage.

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

$\sum pertes$: La somme de pertes linéaires et singulières, ces pertes sont :

III.4.2.1. Pertes de charges linéaires

Produites par le frottement du fluide sur les parois des conduites. Elles sont données par la

formule suivante :

$$\Delta H_1 = \lambda_p \frac{L}{D} \frac{v^2}{2.g} \quad (III.10)$$

λ_p : Coefficient de pertes de charges linéaires.

L : Longueur de la tuyauterie.

D : Diamètre de la tuyauterie.

g : Accélération de la pesanteur.

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

$$v = \frac{4Q}{\pi \cdot D^2} \quad (\text{III.11})$$

Q : Débit.

$$\Delta H_1 = \lambda_p \frac{L}{D} \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) \quad (\text{III.12})$$

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.

III.4.2.2. Pertes de charge singulières

Produites par tout phénomène local tel que changement de section ou de direction dans la conduite, vanne,...etc. Elles sont données par la formule suivante :

$$\Delta H_2 = \varepsilon_s \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = \varepsilon_s \frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \quad (\text{III.13})$$

ε_s : Coefficient de pertes de charges locales.

La hauteur dynamique est la somme des deux pertes :

$$\sum \text{pertes} = H_d = \Delta H_1 + \Delta H_2 \quad (\text{III.14})$$

$$H_d = \left(\lambda_p \frac{L}{D} + \varepsilon_s \right) \cdot \frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} = K_{fr} \cdot Q^2 \quad (\text{III.15})$$

K_{fr} : Constante de la canalisation.

La hauteur totale de pompage est :

$$HMT = H_g + K_{fr} \cdot Q^2 \quad (\text{III.16})$$

Le couple du moteur augmente très rapidement en fonction de la vitesse et la hauteur de refoulement est en fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit.

Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une HM donnée pour obtenir un débit de départ non nul.

Donc la pompe centrifuge oppose un couple résistant C_r :

$$C_r = K_r \omega^2 + C_s \quad (\text{III.17})$$

K_r : Coefficients de proportionnalité.

C_s : Le couple statique, très petite.

L'équation de puissance mécanique de la pompe est aussi déterminée en fonction de la vitesse est donnée par la relation suivante :

$$P_{mec} = K_r \omega \quad (\text{III.18})$$

L'expression générale de la puissance hydraulique est donnée comme suit :

$$P_h = \rho g H M T Q \quad (\text{III.19})$$

ρ : La masse volumique de l'eau étant de 1000 kg/m³.

g : Accélération de la pesanteur (9,81 m²/s).

III.4.3. Moteur asynchrone monophasé [31]

La machine asynchrone monophasée est constituée de deux parties essentielles, la première fixe appelée stator et la deuxième tournante appelée rotor. Le stator C'est un cylindre creux, dont sa surface interne est formée par des pôles, sur lesquels se trouve un bobinage principal et un autre auxiliaire, le stator est alimenté directement du réseau avec une tension de fréquence f_s (de pulsation s), produisant un champ tournant à la vitesse de rotation.

$$N_s = \frac{f_s}{p} \quad (\text{III.20})$$

p : Nombre de paire de pôles.

La vitesse angulaire :

$$\Omega_s = 2\pi N_s \quad (\text{III.21})$$

Le rotor c'est la partie mobile de la machine formée d'un cylindre feuilleté se trouvant à l'intérieur du stator et tourne sous l'effet du champ tournant crée par le stator, sur un axe fixe avec une vitesse de rotation $N_r < N_s$, qui correspond à une vitesse angulaire $\Omega_r < \Omega_s$.

Le rapport :

$$\frac{\Omega_s - \Omega_r}{\Omega_s} \quad (\text{III.22})$$

Est appelé glissement du rotor par rapport au champ tournant du stator.

III.4.3.1. Principe de fonctionnement

La force magnétomotrice (f.m.m) statorique crée un flux alternatif pulsant pouvant être décomposé en deux flux de même amplitude et tourne avec la même vitesse mais dans des sens différents, ce qui développe sur le rotor deux couples de mêmes amplitudes agissant respectivement dans le sens direct et inverse. Chaque flux induit dans le stator des courants et rend à l'entraîner dans le même sens que lui, un moteur asynchrone est donc équivalent à deux moteurs triphasés identiques dont les rotors sont situés sur le même arbre, les enroulements statoriques sont connectés en série de façon à ce que le champ magnétique engendrés tournent dans l'espace en inverse.

Le moment du couple électromagnétique du moteur monophasé est la somme algébrique des moments des couples des moteurs triphasés équivalents.

III.4.3.2. Principe de démarrage

Pour démarrer un moteur asynchrone monophasé on le transforme en moteur biphasé en munissant le stator d'un enroulement auxiliaire décalé de 90° électriques par rapport à l'enroulement principal. Et traversé par un courant déphasé de $\pi/2$ sur le courant dans l'enroulement principal. Dans un sens bien déterminé on peut avoir un meilleur fonctionnement en charge, on munit le stator d'un enroulement auxiliaire d'une façon que le champ alternatif qu'il soit produit soit perpendiculaire au champ produit par l'enroulement principal cet enroulement auxiliaire est alimenté à travers un condensateur qui déphase le courant dans les deux enroulements d'un angle environs $\pi/2$ mais suffisant pour créer un champ tournant, dans ce cas le couple de démarrage est non nul et relativement important.

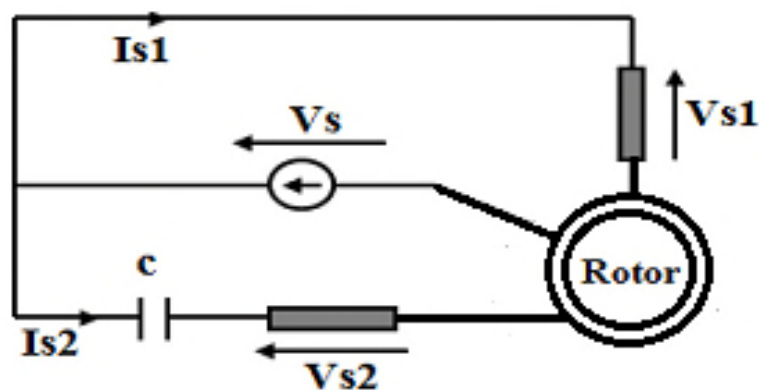


Figure III.11 : Schéma électrique du moteur avec enroulement auxiliaire et condensateur de démarrage.

II.4.3.3. Modélisation du moteur asynchrone monophasé

Le référentiel choisi pour l'étude des processus électromagnétiques de la machine est le système (α, β) lié au stator. On considère que la f.m.m développée par chaque phase statorique a une distribution sinusoïdale suivant la circonférence du rotor.

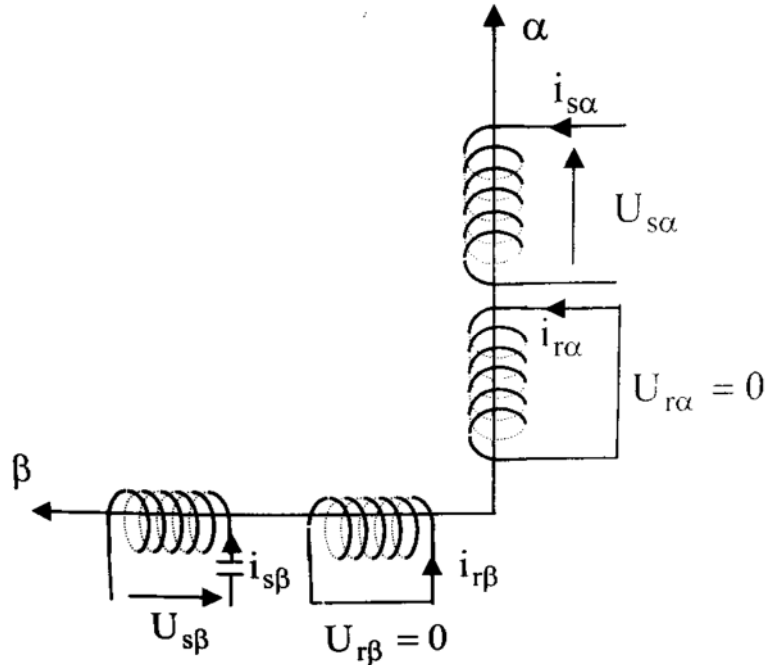


Figure III.12 : Représentation du MASMCP selon les axes (α, β)

Le système d'équations des tensions est :

$$\left\{ \begin{array}{l} U_{s\alpha} = r_{s\alpha} i_{s\alpha} + \frac{d\varphi_{s\alpha}}{dt} \\ U_{s\beta} = r_{s\beta} i_{s\beta} + \frac{d\varphi_{s\beta}}{dt} \\ U_{r\alpha} = 0 = r_{r\alpha} i_{r\alpha} + \frac{d\varphi_{r\alpha}}{dt} + \omega_r \varphi_{r\beta} \\ U_{r\beta} = 0 = r_{r\beta} i_{r\beta} + \frac{d\varphi_{r\beta}}{dt} - \omega_r \varphi_{r\alpha} \\ 0 = -i_{s\beta} + C \frac{dU_c}{dt} \end{array} \right. \quad \text{(III.23)}$$

Celui des flux :

$$\begin{cases} \varphi_{s\alpha} = L_{s\alpha} i_{s\alpha} + M_{\alpha} i_{r\alpha} \\ \varphi_{s\beta} = L_{s\beta} i_{s\beta} + M_{\beta} i_{r\beta} \\ \varphi_{r\alpha} = L_{r\alpha} i_{r\alpha} + M_{\alpha} i_{s\alpha} \\ \varphi_{r\beta} = L_{r\beta} i_{r\beta} + M_{\beta} i_{s\beta} \end{cases} \quad \text{(III.24)}$$

En remplaçant le système d'équations des flux dans celui des tensions, on obtient :

$$\begin{cases} U_{s\alpha} = r_{s\alpha} i_{s\alpha} + L_{s\alpha} \frac{di_{s\alpha}}{dt} + M_{\alpha} \frac{di_{r\alpha}}{dt} \\ U_{s\beta} = r_{s\beta} i_{s\beta} + L_{s\beta} \frac{di_{s\beta}}{dt} + M_{\beta} \frac{di_{r\beta}}{dt} + U_c \\ U_{r\alpha} = r_{r\alpha} i_{r\alpha} + L_{r\alpha} \frac{di_{r\alpha}}{dt} + M_{\alpha} \frac{di_{s\alpha}}{dt} + \omega_r L_{r\beta} i_{r\beta} + \omega_r M_{\beta} i_{s\beta} \\ U_{r\beta} = r_{r\beta} i_{r\beta} + L_{r\beta} \frac{di_{r\beta}}{dt} + M_{\beta} \frac{di_{s\beta}}{dt} - \omega_r L_{r\alpha} i_{r\alpha} - \omega_r M_{\alpha} i_{s\alpha} \\ 0 = -i_{s\beta} + C \frac{dU_c}{dt} \end{cases} \quad \text{(III.25)}$$

La dernière équation représente la tension aux bornes de la capacité connectée en série avec l'enroulement auxiliaire. Celle-ci sert comme artifice de démarrage.

On peut mettre ce système d'équations sous forme :

$$[U] = [R][I] + [L_{\alpha\beta}] \frac{d}{dt} [I] \quad \text{(III.26)}$$

$[U]$: Vecteur de tension dans le référentiel (α, β)

$$[U] = [U_{s\alpha} \quad U_{s\beta} \quad U_{r\alpha} \quad U_{r\beta} \quad 0]^t \quad \text{(III.27)}$$

$[I]$: Vecteur de courant dans le référentiel (α, β)

$$[I] = [i_{s\alpha} \quad i_{s\beta} \quad i_{r\alpha} \quad i_{r\beta} \quad U_c]^t \quad \text{(III.28)}$$

$$[R_{\alpha\beta}] = \begin{bmatrix} r_{s\alpha} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_{s\beta} & 0 & 0 & 1 \\ 0 & \frac{1}{a}M_{\beta}\omega_r & r_{r\alpha} & \frac{1}{a}L_{r\beta}\omega_r & 0 \\ -aM_{\alpha}\omega_r & 0 & -aL_{r\alpha}\omega_r & r_{r\beta} & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (III.29)$$

Avec :

$$a = \frac{N_a N_{ba}}{N_p N_{bp}} \quad (III.30)$$

N_p : Nombre de spires réel de l'E.P.

N_a : Nombre de spires réel de l'E.A.

N_{bp} : Coefficient de bobinage de l'E.P.

N_{ba} : Coefficient de bobinage de l'E.A.

$$[L_{\alpha\beta}] = \begin{bmatrix} L_{s\alpha} & 0 & M_{\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & L_{s\beta} & 0 & M_{\beta} & 0 \\ M_{\alpha} & 0 & L_{r\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & M_{\beta} & 0 & L_{r\beta} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C \end{bmatrix} \quad (III.31)$$

M_{α} : Inductance de magnétisation de l'E.P.

M_{β} : Inductance de magnétisation de l'E.A.

L_{α} : Inductance rotorique ramenée au nombre de spires de l'E.P.

L_{β} : Inductance rotorique ramenée au nombre de spires de l'E.A.

Le couple électromagnétique est :

$$C_{e(\alpha\beta)} = P \left[M_{\alpha} a (i_{s\alpha} + i_{r\alpha}) i_{r\beta} - \frac{M_{\beta}}{a} (i_{s\beta} + i_{r\beta}) i_{r\alpha} \right] \quad (III.32)$$

Equation mécanique :

$$C_e - C_r = J \frac{d\Omega}{dt} + F\Omega \quad (\text{III.33})$$

J : Moment d'inertie du rotor et des parties tournantes de la machine.

F : Coefficient de frottement visqueux.

C_r : Couple de charge.

III.4.4. Modélisation de la batterie (modèle CIEMAT) [29]

Pour un accumulateur électrochimique (plomb-acide) le modèle de CIEMAT est caractérisé par la mise en série d'une f.e.m avec une résistance variable. Les caractéristiques de la source de tension E_b et la résistance interne R_b dépendent de la température et l'état de charge de la batterie.

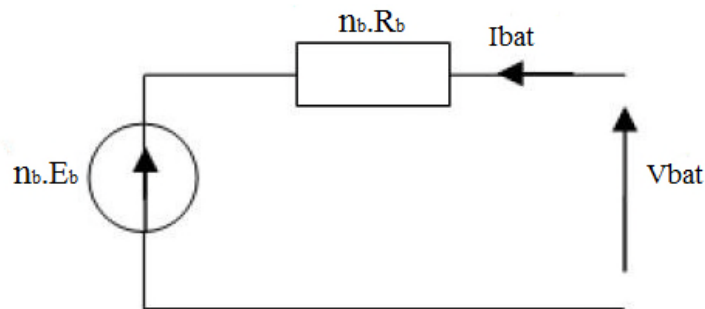


Figure III.13. Schéma électrique de la batterie (modèle CIEMAT)

Pour un nombre de cellule n_b l'équation de la tension est :

$$V_{bat} = n_b \cdot E_b \pm n_b \cdot R_b \cdot I_{bat} \quad (\text{III.34})$$

V_{bat} : Tension de la batterie.

I_{bat} : Courant de la batterie.

E_b : La force électromotrice fonction de l'état de charge de la batterie.

R_b : La résistance interne, variable en fonction de l'état de charge.

III.4.4.1. Modèle de la capacité

Le modèle de la capacité donne la quantité d'énergie C_{bat} que peut restituer la batterie, en fonction du courant moyen de décharge $\overline{I_{bat}}$. Son expression est établie à partir du courant I_{10} correspondant au régime de fonctionnement C_{10} .

$$C_{bat} = C_{10} \left[\frac{1,67}{1 + 0,67 \left(\frac{\overline{I_{bat}}}{I_{10}} \right)^{0,9}} \cdot (1 + 0,005 \cdot \Delta T) \right] \tag{III.35}$$

ΔT représente le réchauffement de l'accumulateur par rapport à une température ambiante de 25°C. La capacité C_{bat} sert de référence pour déterminer l'état de charge (EDC) de la batterie. Ce dernier sera formulé en fonction de la quantité de charge manquante à la batterie, Q_d .

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \tag{III.36}$$

Q_d est calculé par la fonction suivante :

$$Q_d = I_{bat} \cdot t \tag{III.37}$$

t : La durée de fonctionnement de la batterie avec un courant I_{bat} .

III.4.4.2. Tension de la batterie en régime de la charge

L'équation de la tension en régime de charge est comme suit, elle est en fonction de l'état de charge et du courant de la batterie.

$$V_{bat_char} = n_b \cdot [2 + 0,16 \cdot EDC] + n_b \cdot \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \cdot \left(\frac{6}{1 + |I_{bat}|^{0,86}} + \frac{0,48}{(1 - EDC)^{1,2}} + 0,036 \right) \cdot (1 - 0,025 \cdot \Delta T) \tag{III.38}$$

III.4.4.3. Tension de la batterie en régime de décharge

L'équation de la tension en régime de décharge est comme suit, elle est en fonction de l'état de charge et du courant la batterie.

$$V_{bat_déch} = n_b \cdot [1,965 + 0,12 \cdot EDC] + n_b \cdot \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \cdot \left(\frac{4}{1 + |I_{bat}|^{0,8}} + \frac{0,27}{(1 - EDC)^{1,5}} + 0,02 \right) \cdot (1 - 0,007 \cdot \Delta T) \tag{III.39}$$

III.4.5. Modélisation de l'onduleur

L'alimentation du moteur asynchrone doit être alternatif, c'est pour cette raison qu'on a fait appelle a un convertisseur continu alternatif (DC/AC) onduleur, en effet dans notre application en utilisera une source principale (panneau photovoltaïque) qui délivre une tension continue qui sera convertie grâce a l'onduleur monophasé.

Le convertisseur utilisé est en pont H équipé de quatre interrupteurs de puissance [34].

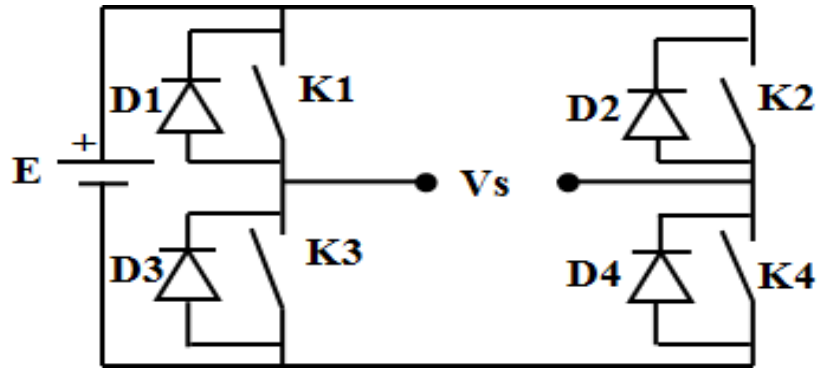


Figure III.14 : Onduleur monophasé

E : Tension continue.

K1, K2, K3, K4 : Transistors.

Vs : Tension de sortie onduleur alternatif monophasé.

D1, D2, D3, D4 : Diode de roue libre.

Les signaux de commande des interrupteurs K1 et K4, K2 et K3 sont complémentaires.

$$V_s = E(K_1 - K_2) \tag{III.40}$$

K1=K4 et K2=K3

III.5. Dimensionnement du système de pompage photovoltaïque

Nous avons :

- ✓ Un moteur asynchrone monophasé d'une puissance 370 W
- ✓ Des panneaux PV d'une puissance 80 W

On calcule le nombre de panneau n_{PV} nécessaire :

$$n_{PV} = \frac{P_{ch}}{P_{PV}} = \frac{370}{80} = 4.624 \tag{III.41}$$

Donc on prend 5 panneaux PV.

III.6. Simulation du système de pompage sous MATLAB

Pour la simulation du système on a mesuré l'ensoleillement de la journée 02/06/2019, la figure III.15 montre le profil de la journée.

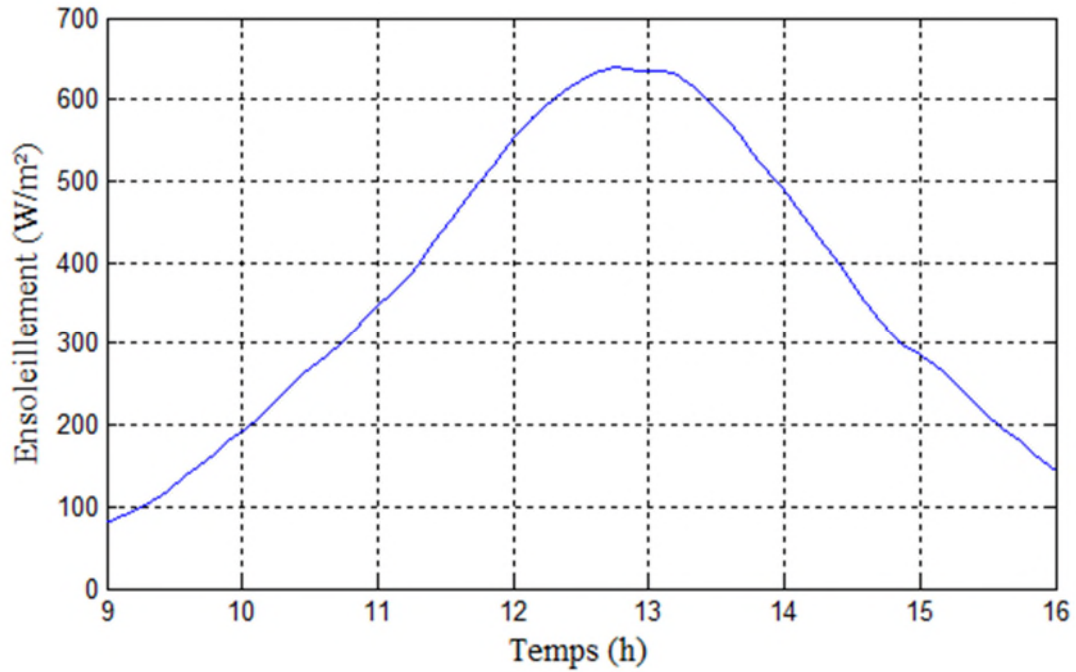


Figure III.15 : L'ensoleillement de la journée 02/06/2019

III.6.1. Résultats de simulation du moteur monophasé

On a commencé par un essai a vide ensuite on enchaîne avec un essai en charge

III.6.1.1. Essais à vide

D'après la figure III.16 on remarque que le couple moteur oscille autour de zéro car le couple résistant est nul ou le moteur tourne

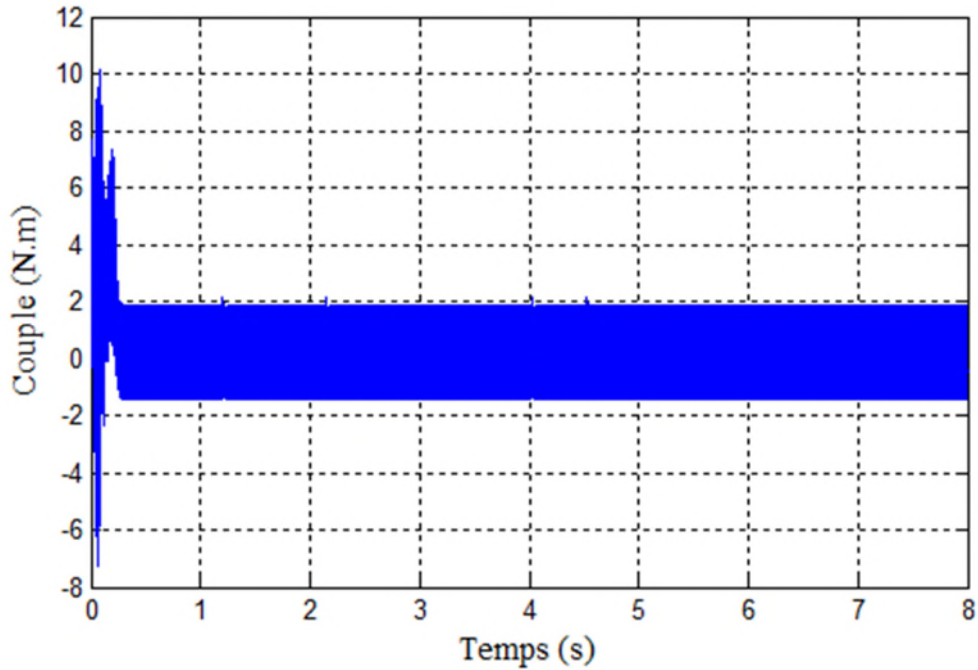


Figure III.16 : Allure du couple moteur à vide

En figure III.17 Le courant absorbé par le moteur présente une amplitude importante au démarrage et se stabilise à une valeur alternative.

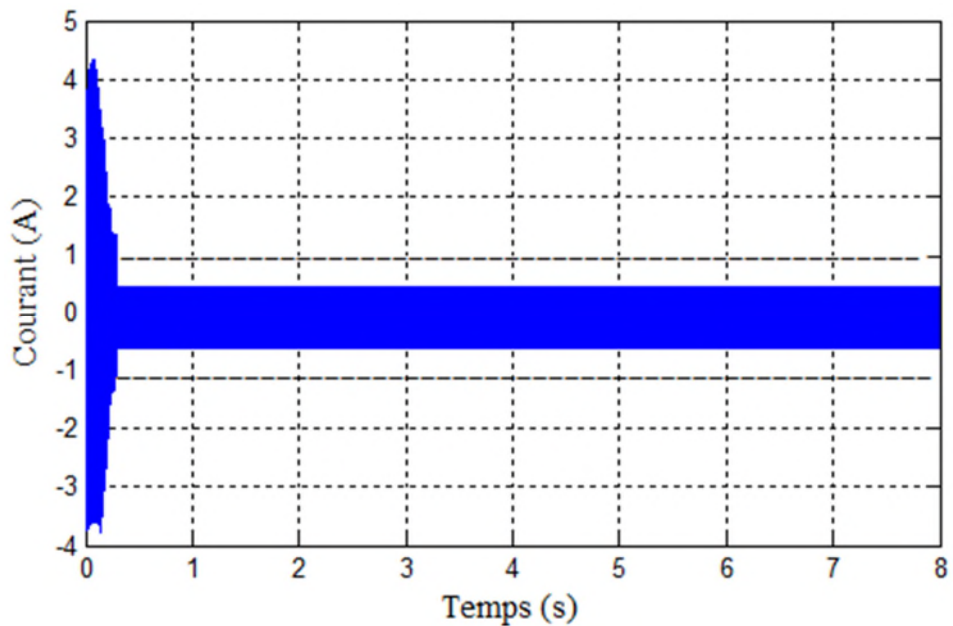


Figure III.17 : Allure du courant à vide

La figure III.18 montre l'évaluation de la vitesse de rotation du rotor de la machine. On remarque la croissance de la vitesse est presque linéaire lors de la phase de démarrage puis elle se stabilise a une valeur fixe.

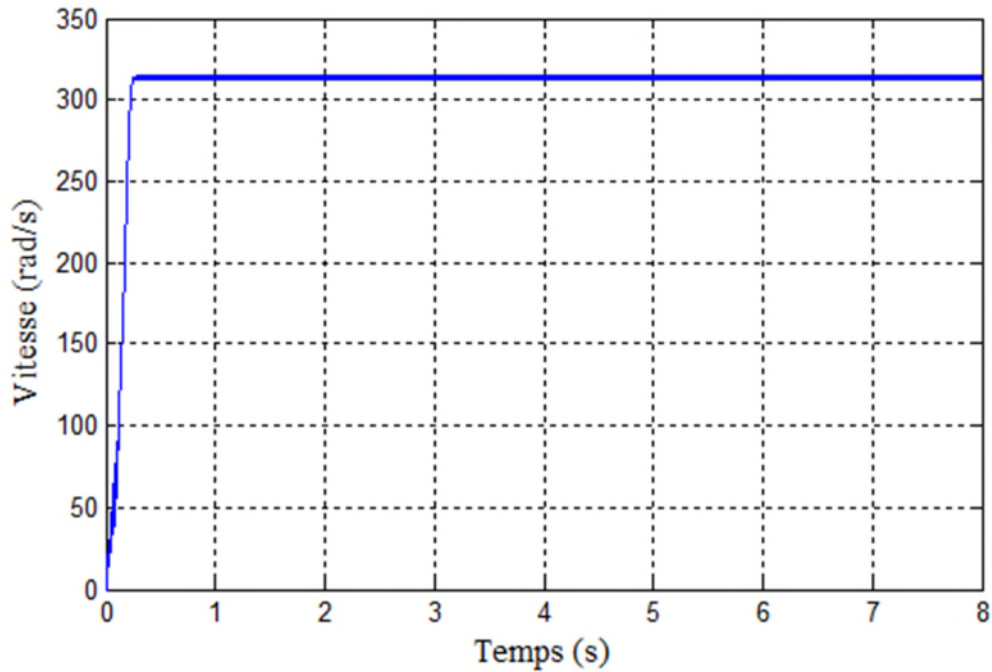


Figure III.18 : Allure de la vitesse du moteur à vide

III.6.1.2. Essais en charge

Après avoir testé le moteur à vide on effectue dans ce qui suit des testes en charge, en effet on va appliquer le couple résistant de la pompe comme charge.

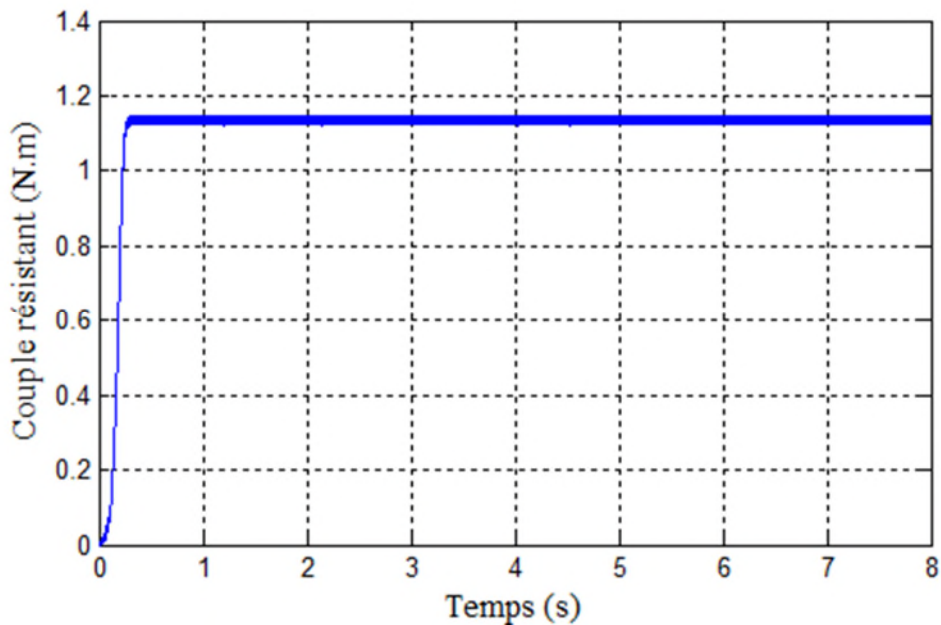


Figure III.19 : Allure du couple résistant de la pompe

Les résultats obtenus sont les suivants :

La figure III.20 présente l'allure du couple électromagnétique. On remarque que le couple électromagnétique reprend au couple résistant et présente des pics au démarrage qui sont dû au régime transitoire.

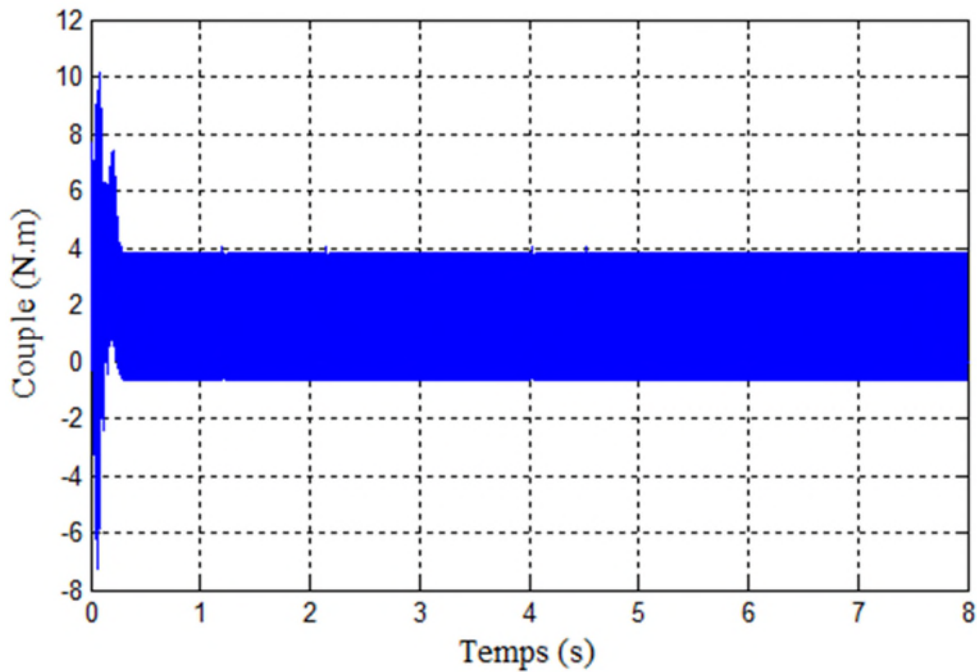


Figure III.20 : Allure du couple moteur en charge

La figure III.21 montre le courant statorique du moteur monophasé. On constate que ce dernier répond au couple électromagnétique et présente des pics au démarrage

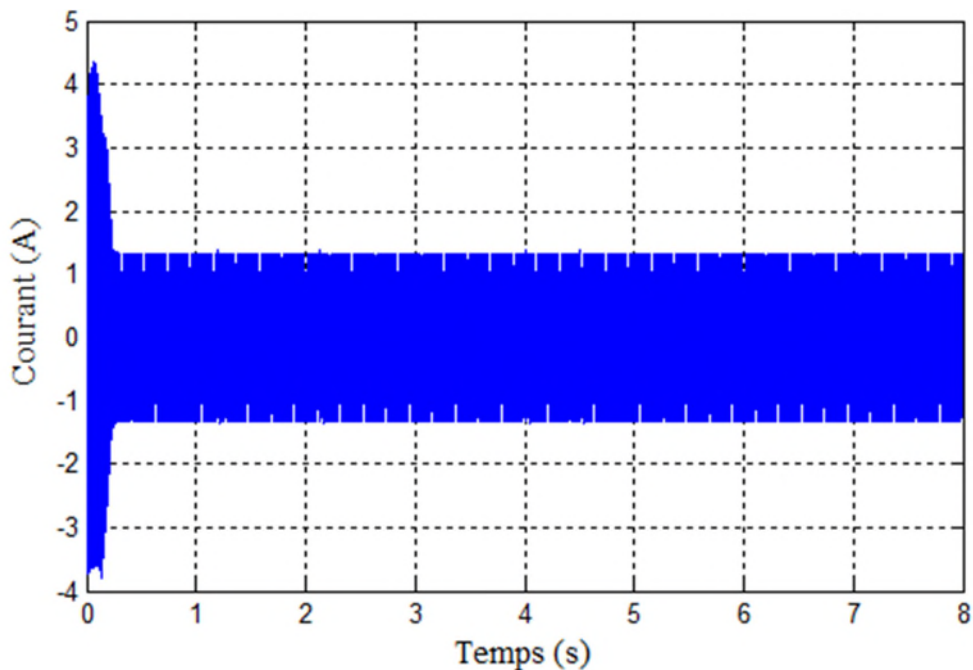


Figure III.21 : Allure du courant en charge

La figure III.22 présente la vitesse du moteur monophasé, on remarque que la vitesse diminue légèrement sur l'effet du couple résistant.

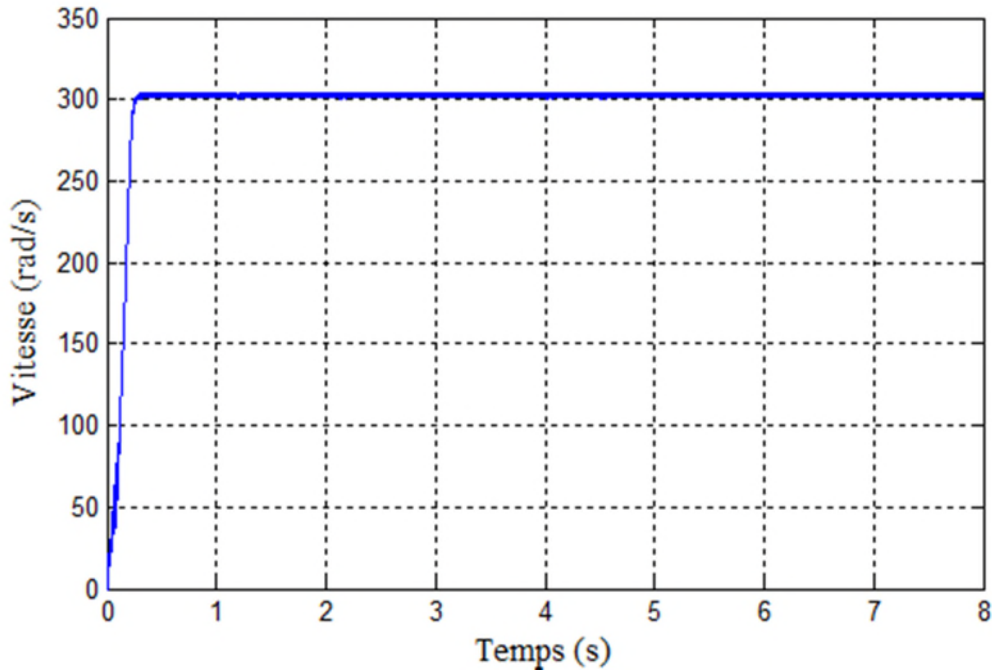


Figure III.22 : Allure de la vitesse du moteur en charge

III.6.2. Résultats de simulation de la pompe centrifuge

La figure III.23 présente l'allure du débit de la pompe, on constate son évaluation au démarrage jusqu'à atteindre une valeur fixe égale à $5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$.

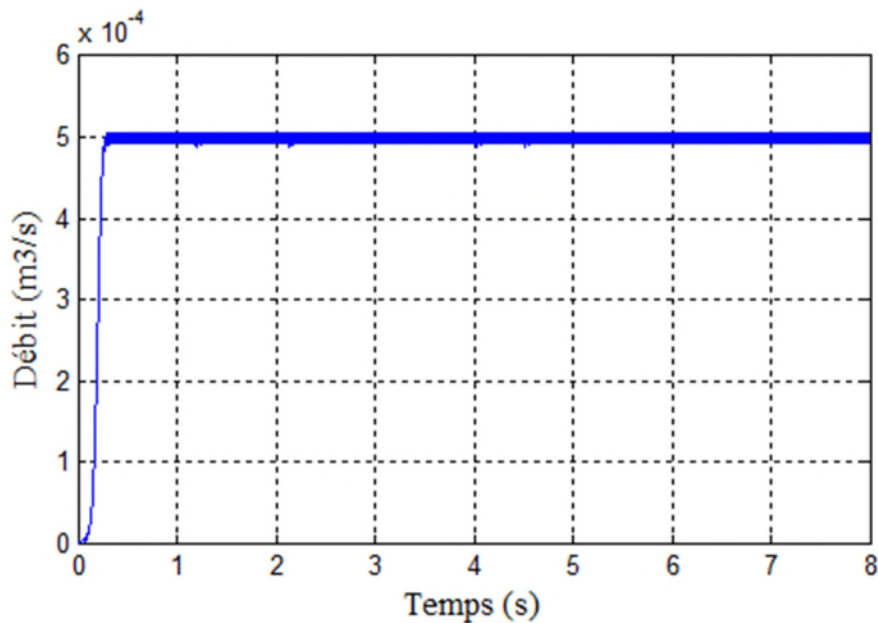


Figure III.23 : Allure du débit de la pompe

III.6.3. Résultats de simulation de l'onduleur monophasé

La figure III.24 montre la tension de sortie de l'onduleur qui alimente la machine, qui est une tension d'amplitude 220 V.

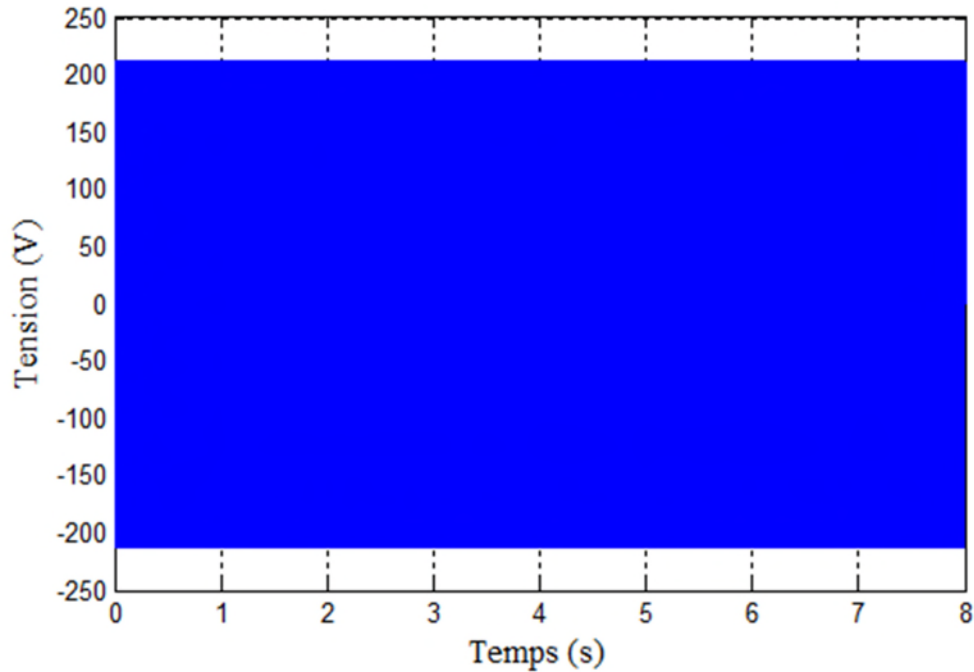


Figure III.24 : Allure de la tension de l'onduleur

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les modèles électriques de chaque composant du système de pompage PV (panneau, onduleur, groupe motopompe, batterie), En second temps on a simulé le système sous MATLAB/SIMULINK.

Le chapitre qui suit va porter sur l'étude expérimentale du système solaire.

A magnifying glass is positioned over a line graph. The graph shows a fluctuating blue line on a grid. The magnifying glass's lens is centered over the graph, and its handle extends towards the bottom right. The entire scene is rendered in a light blue, semi-transparent style.

Chapitre IV

Résultats expérimentaux et validation

Introduction

Dans ce chapitre les différents résultats obtenus pratiquement des deux systèmes thermique et pompage PV seront présentés.

On terminera par une discussion de ses résultats.

IV.1. Description du site d'implantation

Le site d'implantation des installations pompage PV et thermique est la région de Bejaia, au niveau de laboratoires de recherches (Laboratoire de Technologie Industrielle et de l'information LTII).

Les paramètres caractérisant le site sont [32]:

- ✓ La latitude : 36.767°
- ✓ La longitude : 5°

IV.2. Etude expérimentale du chauffe eau solaire**IV.2.1. Banc d'essai du système thermique**

Le banc d'essai utilisé pour l'étude expérimentale est muni d'instruments de mesures permettant le relèvement des données nécessaires à la caractérisation des performances journalières.

Les différents capteurs de mesures placés sur le chauffe eau sont :

Des multimètres munis de sondes de température, plongées dans les conduites, placées aux endroits de mesure. Ils permettent la mesure de trois températures à savoir : la température d'entrée de l'eau au capteur, la température de sortie de l'eau du capteur et la température de stockage. La température ambiante est mesurée près du banc d'essai dans un caisson assurant la protection contre les radiations directes et réfléchies et les effets du vent.

Un pyranomètre posé à la même inclinaison que le capteur, pour la mesure de l'éclairement solaire.

IV.2.2. Déroulement des tests expérimentaux

Les tests de performances ont duré sept heures les jours de (14/05/2019 et 22/05/2019), en continu de 9 h à 16 h. Durant cette période les différentes mesures de température de stockage, entrée, sortie capteur et la température ambiante ont été prélevées toutes les 5 minutes.

IV.2.2.1. Essai 1

a. Analyse des résultats obtenus

En effet la température de stockage atteint un niveau important durant la période allant de 11 h 30 à 14 h. Heures durant lesquelles, le rayonnement solaire est important.

On remarque une chute après 15h qui s'explique par une dégradation climatique (l'effet thermosiphon diminue au fur et à mesure que l'éclairement et la température ambiante diminuent).

Une remontée de la température de stockage est constatée au début jusqu'à atteindre les températures maximales.

Le niveau de température de stockage maximale atteint est de l'ordre de 46 °C.

Les évolutions des températures à l'entrée et à la sortie du capteur indiquent le gain d'énergie à travers le capteur solaire plan, ces dernières sont maximums durant les heures 12, 13 et 14 h.

Leurs évolutions sont proportionnelles à l'éclairement solaire car la température ambiante varie peu.

Les températures à l'entrée et la sortie du capteur commencent à augmenter au début (généralement entre 9 h et 10 h) jusqu'à atteindre les températures maximales ($T_{in\ max} = 54\ ^\circ\text{C}$ et $T_{c\ max} = 73\ ^\circ\text{C}$).

b. Détermination expérimentale de l'efficacité de l'échangeur dans la cuve

Le chauffe eau solaire étudié est muni d'un échangeur de type serpentin immergé dans la cuve de stockage. On suppose que l'échangeur de chaleur est plongé dans un milieu uniforme à température constante.

L'efficacité de l'échangeur, est déterminée expérimentalement en utilisant les valeurs moyennées des températures, entrée et sortie capteur ainsi que la température de stockage, une fois atteint le régime stationnaire [33].

Le calcul de l'efficacité s'est effectué durant la journée du (14/05/2019) entre 12 h 30 et 13 h 30.

L'efficacité d'un échangeur se calcule de la manière suivante :

$$\varepsilon = \frac{T_c - T_{in}}{T_c - T_s} \quad (\text{IV.1})$$

Cette valeur de l'efficacité est relativement bonne, on peut l'augmenter soit par l'augmentation de la surface d'échange de l'échangeur soit en ajoutant un agitateur à l'intérieur de la cuve.

c. Calcul du rendement journalier

Le rendement journalier est défini comme le rapport entre le gain d'énergie du stockage et l'énergie reçue par le système

Les paramètres variant avec le temps dans les équations sont les températures ambiantes, les températures de l'absorbeur, les températures de stockage et l'éclairement solaire global.

Le coefficient des pertes globales de la cuve sont estimées à 2,10 W /m²°C [33].

IV.2.2.2. Essai 2

a. Analyse des résultats obtenus

La température de stockage atteint un niveau important durant la période allant de 11 h 30 à 14 h. Heurs durant lesquelles, le rayonnement solaire est important.

On remarque une chute après 15h qui s'explique par une dégradation climatique (l'effet thermosiphon diminue au fur et à mesure que l'éclairement et la température ambiante diminuent).

Une remontée de la température de stockage est constatée au début jusqu'à atteindre les températures maximales.

Le niveau de température de stockage maximale atteint est de l'ordre de 53 °C.

Les évolutions des températures à l'entrée et à la sortie du capteur indiquent le gain d'énergie à travers le capteur solaire plan, ces dernières sont maximums durant les heures 12, 13 et 14 h.

Leurs évolutions sont proportionnelles à l'éclairement solaire car la température ambiante varie peu.

Les températures a l'entrée et la sortie du capteur commencent à augmentées au début (généralement entre 9 h et 10 h) jusqu'à atteindre les températures maximales ($T_{in\ max} = 63\text{ °C}$ et $T_{c\ max} = 79\text{ °C}$).

b. Détermination expérimentale de l'efficacité de l'échangeur dans la cuve

Le calcule de l'efficacité s'est effectué durant la journée du (22/05/2019) entre 12 h 30 et 13 h 30.

IV.2.2.3. Comparaison entre les deux essais

D'après les résultats obtenus à partir des essais effectués on remarque:

- L'influence direct de l'ensoleillement sur la température de sortie d'eau (soutirage), et une augmentation considérable de cette dernière (de $T_{smax}=46\text{ °C}$ pour essai 1 à $T_{smax}=53\text{ °C}$ pour essai 2).
- L'efficacité de l'échangeur est la même donc la variation de l'ensoleillement n'a aucune influence sur le fonctionnement de l'échangeur par contre la valeur de l'efficacité dépende que de la nature du matériau, la surface d'échange et le type de l'écoulement.

IV.2.3. Comparaison entre les résultats pratiques et simulation du CES

Nous remarquons une bonne concordance entre les résultats par simulation et ceux obtenus expérimentalement. L'amorçage du thermosiphon provoque un décalage au régime instationnaire.

IV.3. Etude expérimentale de l'installation de pompage photovoltaïque

Nous présenterons dans cette partie les résultats obtenus à partir de l'installation réalisée pour deux hauteurs manométriques totales (1m et 3m) durant une journée bien ensoleillée (02/06/2019 de 9h a 16h).

IV.3.1. Résultats expérimentaux du système de pompage photovoltaïque

On constate d'une part que le courant PV est influencé par l'ensoleillement journalier, en on voit clairement que le courant suit le profile d'ensoleillement.

D'autre part, le courant de la batterie suit l'inverse du profile du courant PV car le système doit être alimenté en continu et quant le générateur PV ne produit pas assez la batterie assure la continuité de fonctionnent.

On remarque aussi que le courant de bus continu augmente avec la hauteur manométrique car quand la hauteur augmente le moteur fournit plus d'effort.

Le débit diminue avec l'augmentation de la hauteur manométrique, mais il reste constant durant toute la journée grâce à la complémentarité des deux sources, en effet quand les panneaux PV ne produisent pas assez pour assurer ce débit la batterie se charge de restituer le courant stocké

IV.3.2. Comparaison entre les résultats pratiques et simulation du pompage photovoltaïque

Nous remarquons une bonne concordance entre les résultats par simulation et ceux obtenus expérimentalement, Ce qui nous permet de valider la modélisation du système de pompage photovoltaïque.

Conclusion

Le banc d'expérimentation mis en place au niveau du labo de recherches (LTII) à permis d'effectuer différents tests expérimentaux portant sur la détermination des performances du système étudié.

Les résultats obtenus sont ensuite représentés sous forme graphiques pour pouvoir discuter les caractéristiques obtenus.

Afin de valider les modèles mathématiques des deux systèmes thermique et photovoltaïque, on a fait une comparaison entre les résultats de simulation et ceux de la pratique.

Conclusion générale

Notre travail porte sur l'étude d'un système à énergie solaire, hybride (solaire thermique-photovoltaïque), ce dernier est composé d'un chauffe eau solaire a effet thermosiphon monobloc et d'un système de pompage PV.

L'hybridation a pour but d'alimenté la cuve de stockage du chauffe eau solaire par l'eau qui vient d'une installation de pompage PV.

L'exploitation de l'énergie solaire nécessite une certaine connaissance, pour cette raison dans un premier temps, on a présenté des généralités sur l'énergie solaire et ses applications,

Par la suite les caractéristiques thermiques des différents éléments du chauffe eau solaire ont été estimées en analysant séparément chaque composant à savoir le capteur solaire plan vitré et la cuve de stockage avec échangeur incorporé.

Après, la modélisation des différents composants du système de pompage PV a été présentée, et on a relevé les caractéristiques du panneau PV (par simulation et pratiquement) dans différentes conditions de température et d'ensoleillement.

On se basant sur les modèles mathématiques On à simulé les deux systèmes thermique et pompage PV sous le logiciel MATLAB/SIMULINK.

Enfin, les résultats de l'étude expérimentale menée à l'aide d'un banc d'essais monté au laboratoire de recherche (LTII), sont présentés dans la dernière partie, accompagnés de discussions et commentaires.

Nous suggérons dans l'avenir d'améliorer le système étudié en insérant un système de régulation de température et de le dédié à un habitat.

Références bibliographiques

- [1] A. T. Singo, «système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome», Thèse Doctorat de l'université Henri Poincaré, Nancy-1, 2010.
- [2] A. Labouret, M. Viloz, «Energie solaire photovoltaïque », Edition le Moniteur, 3^{ème} édition. 2006.
- [3] J. M Chassériau, « Conversion thermique du rayonnement solaire », Edition Dunod, 1984.
- [4] J. Bernard, « Energie solaire Calculs et optimisation » Edition Ellipses 2004.
- [5] Y. Jannot, « Thermique solaire », Mars 2011.
- [6] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, « Le rayonnement solaire conversion thermique et applications », Technique et documentation, Paris, 1983.
- [7] « Guide des Energies Renouvelables », Ministère de l'Energie et des Mines, Edition 2007.
- [8] J. Bonal, P. Rossetti, « Les énergies alternatives », Omniscience(2007).
- [9] www.solairethermique.fr (consulté le 25/03/2019).
- [10] www.lepanneausolaire.net (consulté le 13/04/2019).
- [11] B. Nadjim, « Modélisation du Comportement Thermique de Quelques Dispositifs Solaires » Thèse de doctorat, Présentée à l'université abou-bakr belkaïd – tlemcen, Année Universitaire 2008 ~ 2009.
- [12] www.tecsol.fr (consulté le 24/04/2019).
- [13] J. F. Sacadura, « Initiation aux transferts thermiques », CAST, INSA de Lyon, Editions technique et documentation, 2015.
- [14] www.wattswater.fr (consulté le 02/05/2019).
- [15] www.arer.org (consulté le 02/05/2019).
- [16] M. Orgeret, « Les piles solaires, le composant et ces applications », Edition Masson paris 1985.

- [17] A. Borni « modélisation et commande des machines électrique » thèse de magister université de Constantine 2009.
- [18] N. Touil et S. Ghenbasi « Modélisation et simulation d'un système de pompage photovoltaïque », Mémoire de Master, Université d'El Oued 2015.
- [19] F. Slama, « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique », Mémoire de magister, université Ferhat Abbas, Sétif, 2011.
- [20] M. Mokhtar, M. Sofiane, Mémoire de fin d'étude « Contribution à l'étude d'un système de pompage photovoltaïque », promotion juin 2014.
- [21] A. Sofiane, S. Massinissa, Mémoire de fin d'étude « commande non linéaire d'un moteur asynchrone utilisé dans un système de pompage photovoltaïque », université de Bejaïa, Promotion 2018
- [22] J. Buzas, I. Farkas, A. Biro, and R. Nemeth, "Modeling and simulation aspects of a solar hot water system", Mathematics and Computers in Simulation, Vol. 48, pp. 33-46, 1998
- [23] Y. Jannot, cours « transferts thermiques » 2^{ème} année, école des mines Nancy, 2012.
- [24] J. A. Duffie et W. A. Beckman, "Solar engineering of thermal processes". Editions Wiley & Sons, USA, 2006.
- [25] M. Belhamel, S. Moussa et A. Kaabache, « production d'électricité au moyen d'un système hybride (éolien-photovoltaïque-diesel) », Rev. Energ. Ren.: Zones Arides 49-54, 2002.
- [26] M. Majdoub, « Pompage de l'eau par le solaire photovoltaïque », fichier n°5, 2017.
- [27] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller et B. SadaSy « Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens », Université d'Ottawa, 1998.
- [28] A. Louadah « Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque », Mémoire de Master, Université de Bejaia 2009.
- [29] D. Rekioua, TP Systèmes de conversion de l'énergie photovoltaïque, Université de Bejaia, février 2018.

- [30] D. Boukhers « optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage », Mémoire de magister, université de Constantine 2007.
- [31] R. Abdssemed, « Modélisation et simulation des machines électriques », électrotechnique, technosup, les filières technologiques des enseignements supérieurs, édition ellipses, 2011.
- [32] www.méteobejaia.dz (14/05/2019).
- [33] S. A. Hakem, N. Kasbadji. Merzouk, M. Merzouk, « Performance journalières d'un chauffe-eau solaire », Revue des Energies Renouvelables, CICME'08Sousse, pp153-162, 2008.
- [34] N. Bouali « Etude d'un système photovoltaïque connecté au réseau par un onduleur multi niveaux multicellulaires » Mémoire de magister, Département d'électrotechnique, Université A. Mira de Bejaïa, 2008.
- [35] H. Lekbour, S. Yargui « application de l'énergie solaire pour l'habitat » mémoire de fin de cycle, département de génie électrique, Université A. Mira de Bejaïa, 2015.

Annexe A

Logiciels

❖ SolidWorks

Pour réaliser le schéma de l'installation à énergie solaire on a fait appel à un logiciel appelé « SolidWorks ». C'est un modéleur 3D utilisant la conception paramétrique. Il génère 3 types de fichiers relatifs à trois concepts de base : la pièce, l'assemblage et la mise en plan. Ces fichiers sont en relation. Toute modification à quelque niveau que ce soit est répercutée vers tous les fichiers concernés. Ce logiciel permet de créer des surfaces et des formes organiques complexes plus rapidement et plus facilement, avec un contrôle beaucoup plus précis.

❖ MATLAB

« *matrix laboratory* » est un langage de programmation de quatrième génération émulé par un environnement de développement du même nom, il est utilisé à des fins de calcul numérique. Développé par la société The MathWorks, MATLAB permet de manipuler des matrices, d'afficher des courbes et des données, de mettre en œuvre des algorithmes, de créer des interfaces utilisateurs, et peut s'interfacer avec d'autres langages comme le C, C++, Java, et Fortran. Les utilisateurs de MATLAB (environ un million en 2004) sont de milieux très différents comme l'ingénierie, les sciences et l'économie dans un contexte aussi bien industriel que pour la recherche. Matlab peut s'utiliser seul ou bien avec des *toolbox* « boîte à outils ».

Annexe B

Tableau B.1: Caractéristiques du module PV


Suntech	
	
Model number	STP080S-12/Bb
Rated maximum power (Pmax)	80 W
Current at Pmax (Imp)	4.65 A
Voltage at Pmax (Vmp)	17.2 V
Short-circuit current (Isc)	5 A
Open-circuit voltage (Voc)	21.6 V
Nominal operating cell temp (Tnoct)	50 °C
Weight	8 Kg
Dimension	1195*541*30 mm
Maximum system voltage	715 V
Maximum series fuse rating	8 A
Cell technologie	Mono-Si
All technical data at standard test condition AM=1.5 E=1000 W/m² T=25 °C	

Tableau B.2: Caractéristiques du groupe motopompe


SIX team	
	
Electropompe	1 phase
N°	37/01
Type	STP 50
Indice de Protection (IP)	54
Débit	5-35 l/min
Hauteur manométrique	37.5-5 m
Puissance	0.37 KW
Tension	230 V
Courant	2.4 A
Fréquence	50 Hz
Valeur de la capacité	8 μ F
MADE IN ITALY	

Tableau B.3: Caractéristiques de l'onduleur de tension

Steca	
	
Entrée DC	
Tension nominale	12 V
Plage de tension d'entrée	10.5-16 V
Courant nominal	46 A
Puissance nominale (à 30 °C)	550 W
Sortie AC	
Tension nominale	220 V +/- 10 %
Courant nominal	2.2 A
Fréquence de sortie	50 Hz +/- 0.5 %
Cos phi admissible des consommateurs	0.3-1
Données générales	
Max. efficacité	91.5 %
Plage de température	-15 à 45 °C
Dimensions	312*245*114 mm
Poids	5.5 Kg
Indice de Protection (IP)	20

Tableau B.4: Caractéristiques de la batterie

AGM-GEL-VRLA	
	
Tension	12 V
Capacité	100 Ah
Courant initial moins de	30 A

Annexe C

Tableau C.1: Paramètres de simulation de la machine

Paramètres	Valeurs
Résistance rotorique	4.12 Ω
Résistance statorique	2.02 Ω
Inductance rotorique	0.00313 H
Inductance statorique	0.00854 H
Inductance mutuelle	0.180 H
Inductance auxiliaire	0.00114 H
Résistance auxiliaire	50 Ω
Coefficient de frottement	1e-6 N.m.s/rad
Moment d'inertie	0.0018 Kg/m ²
Inductance mutuelle	0.180 H
Nombre de pôles	1