

*République algérienne démocratique et populaire*  
*Ministère l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique*  
*Université Abdrahmane MIRA de Bejaïa*  
*Faculté de technologie*  
*Département de génie électrique*



## **Mémoire de fin d'étude**

*En vue de l'obtention du diplôme de master*

Thème

**Etude d'un système solaire photovoltaïque /thermique**

**Présenté par :**

**AZIZI Ali**

- Master en énergie renouvelable.  
Option : énergie renouvelable en électrotechnique.

**BOUKIR Noredine**

- Master en énergie renouvelable.  
Option : énergie renouvelable en électrotechnique.

**Encadré par :**

**Mme REKIOUA Djamila**

**Co-encadré par  
BALAID Saloua**

*Année universitaire : 2020/2021*

## ***REMERCIEMENT***

*On remercie avant tout ALLAH le tout puissant de nous avoir donné le courage et la patience qui nous ont permis d'accomplir ce petit et modeste travail.*

*On tient à remercier Madame D. REKIOUA notre directrice de mémoire et on lui exprime toute notre reconnaissance pour sa confiance en notre travail, sa patience, sa gentillesse et les nombreux conseils qu'elle nous a prodigués.*

*On remercie gracieusement madame S.BELAID pour sa contribution et son aide et à notre ingénieure de laboratoire de recherche pour sa disponibilité dans notre tâche pratique.*

*Nos reconnaissances les plus particulières à tous les doctorants de notre spécialité quand a pu consulter.*

*Nos sincères gratitudes s'adressent à nos familles ; leurs encouragements permanents et leur soutien moral nous ont été d'une très grande aide, on tient aussi à remercier tous nos amis et toutes les personnes qui nous ont soutenu durant la période de recherche, sans eux, le travail accompli n'aurait pas la même saveur.*

*On remercie infiniment les enseignants examinateurs de ce mémoire pour avoir accepté de la prendre en charge.*

# *Dédicaces*

*A tous ceux qui ont sacrifié leur temps pour la science.*

*A la mémoire de ma mère.*

*A mon binôme noredine.*

*A baby.*

*A toute ma famille et mes amis.*

*AZIZI Ali*

# *Dédicace*

A mon défunt père qu'il repose en paix...

A ma très chère mère que dieu la protège

A mon grand frère Kamel que j'admire et considère comme exemple, mon petit frère Fayçal et ma petite sœur Imane, très fière de vous avoir à mes côtés et toute ma famille, mon oncle et mes cousins  
Sofiane, Toufik et Samir...

A mon très chère ami et binôme Ali

A mes ami Massi, Ghilas, Ahmed, Tahar, Tayeb, Aness, Koceila, et tous les autres...

BOUKIR Norddine

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Sommaire</b> -----  |           |
| <b>Nomenclature</b> -----  |           |
| <b>Liste des figures</b> -----   |           |
| <b>Liste des tableaux</b> -----  | <b>1</b>  |
| <br>   |           |
| <b>Introduction générale</b> -----   | <b>1</b>  |
| <br>   |           |
| <b>Chapitre I : énergie solaire dans le système hybride</b> -----  | <b>2</b>  |
| <br>   |           |
| <b>Introduction</b> -----  | <b>2</b>  |
| <b>I Le gisement solaire :</b> -----   | <b>2</b>  |
| <b>I.1. Le soleil</b> -----  | <b>2</b>  |
| <b>I.2. Mouvements de la terre autour du soleil</b> -----  | <b>3</b>  |
| <b>I.3. Constante solaire</b> -----  | <b>4</b>  |
| I.3.1. Direction du rayonnement solaire -----  | 4         |
| 1 La longitude-----  | 5         |
| 2 La latitude -----  | 5         |
| 3 Sa hauteur h :-----  | 6         |
| 4 Son azimut $\alpha$ :-----   | 6         |
| 5 Sa déclinaison ( $\delta$ ) :-----   | 7         |
| <b>I.4. L'angle horaire (<math>\omega</math>)</b> -----  | <b>8</b>  |
| <b>I.5. Les notions du temps</b> -----   | <b>8</b>  |
| I.5.1. Temps solaire vrai -----  | 8         |
| I.5.3. Le Temps universel -----  | 10        |
| I.5.4. Le Temps légal-----   | 11        |
| I.5.5. Le Lever et le Coucher du soleil :-----   | 11        |
| <b>I.6. Angle d'incidence du rayonnement solaire direct tombant sur un plan quelconque (<math>\theta</math>)</b> ----- | <b>11</b> |
| I.6.1. Son inclinaison (i) -----   | 11        |
| I.6.2. Son orientation ( $\gamma$ )-----   | 11        |
| I.6.3. Angle d'inclinaison d'un capteur -----  | 12        |
| I.6.4. Ajuster la position des panneaux solaires-----  | 12        |
| <b>I.7. Composantes du rayonnement solaire</b> -----   | <b>13</b> |
| <b>I.8. Modèles pour le rayonnement Solaire</b> -----  | <b>14</b> |
| I.8.1. Rayonnement direct :-----   | 14        |
| I.8.2. Rayonnement diffus :-----   | 14        |
| I.8.3. Rayonnement global :-----   | 14        |
| <b>I.9. Le potentiel solaire en Algérie :</b> -----  | <b>14</b> |
| <b>I.10. Principe général de fonctionnement d'un système photovoltaïque</b> -----                                      | <b>16</b> |
| <b>I.11. Principe de la conversion photovoltaïque</b> -----  | <b>17</b> |

|                   |  |           |
|-------------------|--|-----------|
| <b>I.12.</b>      | <b>L'effet photovoltaïque :</b>  | <b>19</b> |
| <b>I.13.</b>      | <b>La Cellule photovoltaïque :</b>   | <b>19</b> |
| <b>I.14.</b>      | <b>Les différents types de cellules solaires (cellules photovoltaïque) :</b> | <b>20</b> |
| I.14.1.           | Les cellules monocristallines :  | 21        |
| I.14.2.           | Les cellules poly cristallines :   | 21        |
| I.14.3.           | Les cellules amorphes :  | 21        |
| I.14.4.           | Cellules organiques et plastiques  | 22        |
| <b>I.15.</b>      | <b>Caractéristique courant-tension d'un module :</b>                         | <b>22</b> |
| <b>I.16.</b>      | <b>Influence</b>   | <b>23</b> |
| I.16.1.           | Influence de l'Éclairement :   | 23        |
| I.16.2.           | Influence de la Température  | 24        |
| I.16.3.           | Influence de l'association série des cellules PV :                           | 25        |
| I.16.4.           | Influence de l'association parallèle des cellules PV :                       | 26        |
| I.16.5.           | Influence de l'association mixte (Série +Parallèle) des cellules PV :        | 27        |
| <b>I.17.</b>      | <b>Panneau photovoltaïque :</b>  | <b>27</b> |
| I.17.1.           | Rendement d'un panneau PV :  | 28        |
| <b>I.18.</b>      | <b>Avantages et inconvénients d'une installation PV :</b>                    | <b>29</b> |
| I.18.1.           | Avantages :  | 29        |
| I.18.2.           | Inconvénients :  | 29        |
| <b>I.19.</b>      | <b>Stockage</b>  | <b>30</b> |
| <b>II</b>         | <b>L'énergie solaire thermique</b>   | <b>30</b> |
| <b>II.1.</b>      | <b>Les principaux types de capteurs solaires thermiques</b>                  | <b>30</b> |
| II.1.1.           | Les capteurs plans   | 30        |
| II.1.2.           | Les capteurs à concentration   | 30        |
| <b>II.2.</b>      | <b>Type des capteurs solaires thermiques</b>                                 | <b>31</b> |
| II.2.1.           | Le capteur sous vide   | 31        |
| I.1.1.            | Le capteur plan sans vitrage   | 31        |
| II.2.2.           | Capteurs plan vitrés   | 32        |
| <b>II.3.</b>      | <b>Le chauffe-eau solaire</b>  | <b>34</b> |
| II.3.1.           | Principe de fonctionnement d'un chauffe-eau solaire                          | 34        |
| II.3.2.           | Les types de chauffe-eau solaire   | 35        |
| 1                 | Monobloc   | 35        |
| 2                 | Thermosiphon   | 35        |
| 3                 | Chauffe-eau solaire à circulation forcée                                     | 36        |
| 4                 | Les chauffe-eau à auto-vidange   | 37        |
| II.3.3.           | Les principaux composants d'un chauffe-eau solaire                           | 37        |
| 2                 | L'unité de stockage  | 38        |
| 3                 | L'échangeur  | 38        |
| 4                 | Le groupe de sécurité  | 39        |
| 5                 | Le groupe de transfert   | 40        |
| <b>Conclusion</b> |  | <b>40</b> |

**Chapitre II : système de pompage-photovoltaïque -----41****Introduction-----41****I Modélisation du panneau photovoltaïque -----41****I.1. Circuit équivalent d'une cellule solaire (cas réel)----- 41****II.4. Modélisation du modèle à une diode----- 41**

II.4.1. Schéma de la modélisation MATLAB/Simulink du panneau photovoltaïque 80 Wc----- 43

II.4.2. Caractéristiques I(V) et P(V) du panneau photovoltaïque aux conditions de test standard----- 43

**II.5. Mesure pratique par la méthode voltmètre-ampère-métrique du panneau photovoltaïque----- 44**

II.5.1. Présentation du générateur photovoltaïque----- 44

II.5.2. Le panneau photovoltaïque à étudier----- 44

II.5.3. Caractéristiques techniques----- 45

II.5.4. Méthode voltmètre-ampère-métrique----- 45

II.5.5. Montage réalisé----- 46

II.5.6. Résultats mesurés tracés en courbes I(V) et P(V) sur MATLAB/Simulink----- 46

**II.6. Effet de l'ombrage sur le panneau photovoltaïque----- 47**

II.6.1. Définition de l'ombrage----- 47

**II.7. Ombrage----- 48**

II.7.1. Ombrage avec des feuilles d'arbre----- 48

1 Le premier test----- 48

2 Deuxième test----- 49

II.7.2. Ombrage avec du carton----- 51

1 Premier test----- 51

2 Deuxième test----- 52

II.7.3. Ombrage avec du sable----- 54

1 Premier test----- 54

2 Deuxième test----- 55

**II.8. Batteries----- 57**

II.8.1. Modélisation de la batterie----- 57

II.8.2. Modèle de la capacité----- 57

II.8.3. Tension de la batterie en régime de la charge----- 58

II.8.4. Tension de la batterie en régime de décharge----- 58

II.8.5. Schéma bloc de la batterie sur MATLAB/Simulink----- 59

II.8.6. L'allure de la tension de la batterie----- 59

**II.9. Onduleur----- 60**

II.9.1. Circuit équivalent d'un onduleur monophasé----- 60

II.9.2. Modélisation d'un onduleur monophasé----- 61

II.9.3. Simulation d'un onduleur monophasé sur MATLAB/Simulink----- 63

**II.10. Moteur asynchrone monophasé----- 65**

II.10.1. Moteur à condensateur de démarrage----- 65

II.10.2. Modélisation du moteur asynchrone monophasé avec condensateur de démarrage----- 66

II.10.3. Schéma bloc du moteur asynchrone monophasé sur MATLAB/Simulink----- 69

II.10.4. Les résultats de la simulation sur MATLAB/Simulink----- 70

|  |           |
|--|-----------|
| <b>II.11. Les pompes centrifuges</b> .....   | <b>71</b> |
| II.11.1. Modélisation de la pompe centrifuge .....                                   | 72        |
| II.11.2. Pertes de charge singulières .....  | 73        |
| II.11.3. Schéma bloc de simulation de la pompe centrifuge sur MATLAB/Simulink .....  | 74        |
| II.11.4. Simulation du système de pompage photovoltaïque sur MATLAB/Simulink .....   | 75        |
| III.3.3. Résultats de simulation du système de gestion photovoltaïque-batterie ..... | 75        |
| 1 Résultats de simulation du système de gestion .....                                | 75        |
| 2 Résultats de simulation de la MAS en charge .....                                  | 76        |
| La simulation la MAS a donné les résultats suivants : .....                          | 76        |
| 3 Résultats de simulation de la pompe-centrifuge .....                               | 77        |
| <b>Conclusion</b> .....  | <b>79</b> |
| <br>   |           |
| <b>Chapitre III : système thermique</b> .....  | <b>80</b> |
| <br>   |           |
| <b>Introduction</b> .....  | <b>80</b> |
| <b>I Le transfert de chaleur</b> .....   | <b>80</b> |
| I.1. Rayonnement .....   | 80        |
| II.2. Convection .....   | 81        |
| II.3. Conduction .....   | 82        |
| <b>III Description du chauffe-eau solaire étudié :</b> .....                         | <b>83</b> |
| <b>IV Modélisation du chauffe-eau solaire</b> .....                                  | <b>85</b> |
| IV.1. Modélisation du capteur solaire plan .....                                     | 85        |
| IV.2. Modélisation du réservoir de stockage avec échangeur de chaleur .....          | 89        |
| IV.3. Simulation du chauffe-eau solaire sur MATLAB/Simulink .....                    | 90        |
| IV.4. Résultats mesurés sur MATLAB/Simulink .....                                    | 90        |
| <b>Conclusion</b> .....  | <b>92</b> |
| <br>   |           |
| <b>Chapitre IV : système hybride</b> .....   | <b>93</b> |
| <br>   |           |
| <b>Introduction</b> .....  | <b>93</b> |
| <b>I Description du site d'implantation</b> .....                                    | <b>93</b> |
| <b>II Description du système hybride (pompage-photovoltaïque)</b> .....              | <b>93</b> |
| <b>III Etude expérimentale du système hybride (pompage-photovoltaïque)</b> .....     | <b>94</b> |
| <b>III.1. Déroulement des essais pratiques du panneau photovoltaïque</b> .....       | <b>94</b> |
| III.1.1. Comparaison des caractéristiques du moteur .....                            | 95        |
| 1 La vitesse .....   | 95        |
| 2 Le couple moteur .....   | 95        |
| 3 Le courant de démarrage .....  | 96        |



---

|   |                |
|---|----------------|
| <b>III.2. Etude expérimentale du chauffe-eau solaire</b> .....      | <b>96</b>      |
| III.2.1. Déroulement des essais expérimentaux : .....               | 96             |
| 1 Température de sortie du fluide caloporteur du capteur (Tc) ..... | 97             |
| 2 Température d'entrée du fluide caloporteur du capteur (Ti) .....  | 97             |
| 3 Température de sortie du chauffe-eau solaire (Ts) .....           | 98             |
| <b>III.3. Etude expérimentale du système hybride</b> .....          | <b>98</b>      |
| III.3.1. Essai 1 .....  | 98             |
| III.3.2. Essai 2 .....  | 99             |
| <b>III.4. Etude technique de l'installation</b> .....               | <b>100</b>     |
| III.4.1. Calcul du nombre de PV .....                               | 100            |
| III.4.2. Calcul du nombre de PV : .....                             | 100            |
| III.4.3. Calcul du nombre de batterie .....                         | 101            |
| III.4.5. Calcul du rendement du PV .....                            | 101            |
| III.4.6. Calcul du rendement du CES .....                           | 101            |
| <b>III.5. Etude économique</b> .....                                | <b>102</b>     |
| <br><b>Conclusion générale</b> .....                                | <br><b>103</b> |
| <br><b>Références bibliographique</b> .....                         | <br>           |

## Nomenclature

$\alpha$  : Absorbance de la plaque du collecteur.

$\beta$  : Inclinaison du plan ( $^{\circ}$ ).

$\delta$  : Déclinaison du soleil ( $^{\circ}$ ).

$\omega$  : Angle horaire ( $^{\circ}$ ).

$\phi$  : Latitude ( $^{\circ}$ ).

$\Psi$  : Longitude ( $^{\circ}$ ).

$\theta$  : Angle d'incidence ( $^{\circ}$ ).

$\varphi$  : Flux de chaleur transmis par conduction, convection ou rayonnement (W).

$\lambda$  : Conductivité thermique du milieu (W/m $^{\circ}$ C).

$\sigma$  : Constante de Stefan Boltzmann (5,67 10 $^{-8}$  W/m $^2$ K $^4$ ).

$\varepsilon_p$  : Facteur d'émission de la surface.

$\dot{m}$  : Débit massique du fluide (kg/s).

$\eta_0$  : Efficacité optique.

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

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

$\lambda_p$  : Coefficient de pertes de charges linéaires.

$\varepsilon_s$  : Coefficient de pertes de charges locales.

$\Delta H_1$  et  $\Delta H_2$  : successivement pertes de charges linéaires et singulières (m).

$n_{PV}$  : Nombre de panneaux PV.

$\Omega_s$  : Vitesse angulaire statorique du moteur (rad/s).

$\Omega_r$  : Vitesse angulaire rotorique du moteur (rad/s).

$\varphi_s$  : Flux statorique (Wb).

$\varphi_r$  : Flux rotorique (Wb).

$\varepsilon$  : Efficacité de l'échangeur.

$\eta_j$  : Rendement journalier.

$\tau$  : Transmittance de la couverture du collecteur.

$\rho$  : Densité du fluide (kg/m $^3$ ).

AC : courant alternatif (alternatif courant).

a : Azimut ( $^{\circ}$ ).

$A_c$  : Surface du collecteur (m $^2$ ).

$A_e$  : Surface de l'échangeur (m $^2$ ).

A : Coefficient de l'idéalité de la cellule.

$A_{cu}$  : Surface de la cuve (m $^2$ ).

CESI : Chauffe-eau solaire individuelle.

CES : Chauffe-eau solaire.

C $_1$  : Décalage horaire par rapport au Greenwich (h).

C $_2$  : Correspond à l'heure d'été et d'hiver (h).

c : Capacité thermique spécifique du fluide (J/kgK).

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

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

$C_r$  : Couple résistant (Nm).

$C_s$  : Le couple statique (Nm).

$C_{e(\alpha\beta)}$  : Couple électromagnétique.

DC : courant continue (direct courant).

D: Diamètre de la tuyauterie (m).

ECS : Eau chaude sanitaire.

EA : Enroulement auxiliaire.

EP : Enroulement principale.

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

$E_s$  : Irradiation dans le plan du collecteur (W/m<sup>2</sup>).

$E$  : L'énergie totale (J).

$E_{Sref}$  : Eclairage sous conditions STC (W/m<sup>2</sup>).

$E_g$  : Energie de gap (1,76 .10<sup>-19</sup>).

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

E : Tension continue (V).

f.m.m : Force magnétomotrice.

f.e.m : Force électromotrice.

$F_c$  : Débit volumétrique du capteur (m<sup>3</sup>/s).

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

$F_1$  : Débit volumétrique qui rentre dans la cuve (m<sup>3</sup>/s).

$f_s$  : Fréquence statorique (HZ).

$F$  : Coefficient de frottement visqueux.

$g$  : Accélération de la pesanteur (m/s<sup>2</sup>).

$h$  : Hauteur du soleil (°).

$h$  : Coefficient de transfert de chaleur par convection (W/m<sup>2</sup>°C).

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

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

$I$  : Constante solaire (W/m<sup>2</sup>).

$I_0$  : Valeur moyenne de la constante solaire (W/m<sup>2</sup>).

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

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

$[I]$  : Vecteur de courant dans le référentiel ( $\alpha, \beta$ ).

$j$  : Numéro du jour de l'année (1<sup>er</sup> janvier=1).

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

$K$  : Énergie cinétique (J).

$k$  : Constante de Boltzmann.1,38 10<sup>-23</sup> (J/K).

$K_{fr}$  : Constante de la canalisation.

$K_r$  : Coefficients de proportionnalité.

$L$  : Longueur de la tuyauterie (m).

$L_\alpha$  : Inductance rotorique ramenée au nombre de spires de l'E.P.

$L_\beta$  : Inductance rotorique ramenée au nombre de spires de l'E.A.

MASMCP : Machine asynchrone monophasé à condensateur permanent.

$M_\alpha$  : Inductance de magnétisation de l'E.P.

$M_\beta$  : Inductance de magnétisation de l'E.A.

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

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

$N_s$  : Vitesse de synchronisme du stator (tr/min).

$N_r$  : vitesse de rotation du rotor (tr/min).

$N_p$  : 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.

PV : Photovoltaïque.

$P$  : Énergie potentielle (J).

$P_1, P_2, P_3$  et  $P_4$  : Paramètres constants.

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

$P_h$  : Puissance hydraulique de la pompe (W).

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

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

$P$  : Nombre de paire de pôles.

$Q_s$  : Énergie solaire absorbée par la plaque absorbante (W).

$Q_l$  : Perte de chaleur du collecteur (W).

$Q_f$  : Chaleur absorbée par le fluide (W).

$q$  : Charge élémentaire ( $1,16 \cdot 10^{-19} C$ ).

$Q$  : Débit volumétrique ( $m^3/s$ ).

$Q_u$  : Energie utile récupérée.

$Q_p$  : Pertes globales de la cuve.

$R_s$  : Résistance série ( $\Omega$ ).

$R_p$  : Résistance parallèle ( $\Omega$ ).

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

$r_s$  : Résistance statorique ( $\Omega$ ).

$r_r$  : Résistance rotorique ( $\Omega$ ).

STC : Conditions standards testes météorologiques.

$S$  : Aire de la surface ( $m^2$ ).

- $T_{sv}$  : Temps solaire vrai ( $^{\circ}$ ).  
 $T_{sm}$  : Temps solaire moyen (h).  
 $T_u$  : Temps universel (h).  
 $T_l$  : Temps légal (h).  
 $T_p$  : Température de surface du solide ( $^{\circ}\text{C}$ ).  
 $T_{\infty}$  : Température de fluide environnant ( $^{\circ}\text{C}$ ).  
 $T_{in}$  : Température du fluide pénétrant dans le collecteur ( $^{\circ}\text{C}$ ).  
 $T_c$  : Température du fluide sortant du collecteur ( $^{\circ}\text{C}$ ).  
 $T_{abs}$  : Température de la surface de la plaque absorbante ( $^{\circ}\text{C}$ ).  
 $T_a$  : Température ambiante ( $^{\circ}\text{C}$ ).  
 $T_{av}$  : Température moyenne du fluide dans le collecteur ( $^{\circ}\text{C}$ ).  
 $T_d$  : 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) ( $^{\circ}\text{C}$ ).  
 $T_{jref}$  : Température sous conditions STC ( $^{\circ}\text{C}$ ).  
 $T_j$  : Température de jonction ( $^{\circ}\text{C}$ ).  
 $U$  : Coefficient de perte de chaleur du collecteur ( $\text{W}/\text{m}^2\text{K}$ ).  
 $U^*$  : Énergie interne (J).  
 $U_L$  : Coefficient de perte de chaleur globale ( $\text{W}/\text{m}^2\text{K}$ ).  
 $U_c$  : Coefficient de transfert de chaleur de l'échangeur.  
 $[U]$  : Vecteur de tension dans le référentiel ( $\alpha, \beta$ ).  
 $U_{cu}$  : Coefficient des pertes globales de la cuve ( $\text{W}/\text{m}^2\text{K}$ ).  
 $V$  : Le volume du fluide dans le collecteur ( $\text{m}^3$ ).  
 $V_{st}$  : Volume de la cuve de stockage ( $\text{m}^3$ ).  
 $v$  : Vitesse moyenne du fluide (m/s).  
 $V_{bat}$  : Tension de la batterie (V).  
 $V_s$  : Tension de sortie onduleur alternatif monophasé (V).  
 $x$  : Variable d'espace dans la direction du flux (m).  
 $Z$  : Altitude (m).

## Liste des figures

*Figures chapitre I*

|  |    |
|--|----|
| <i>Figure I. 1 : L'étoile solaire</i> -----  | 2  |
| <i>Figure I. 2 : Mouvement de la terre autour du soleil.</i> -----   | 3  |
| <i>Figure I. 3 : Coordonnées géographiques.</i> -----  | 4  |
| <i>Figure I. 4 : Système local de coordonnées azimutales.</i> -----  | 6  |
| <i>Figure I. 5 : Système de coordonnées horaires.</i> -----  | 7  |
| <i>Figure I. 6: Déclinaison du soleil en degré en fonction du jour de l'année.</i> -----                                     | 8  |
| <i>Figure I. 7: Equation du temps en fonction du jour de l'année (minutes).</i> -----  | 10 |
| <i>Figure I. 8: Orientation et inclinaison d'un plan quelconque.</i> -----   | 12 |
| <i>Figure I. 9 : Composantes du rayonnement solaire.</i> -----   | 13 |
| <i>Figure I. 10: Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel</i> -----   | 14 |
| <i>Figure I. 11: Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu</i> ----- | 15 |
| <i>Figure I. 12: Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire</i> -----   | 16 |
| <i>Figure I. 13: Schéma d'un système photovoltaïque</i> -----  | 17 |
| <i>Figure I. 14: Schéma de principe de la conversion photoélectrique</i> -----   | 18 |
| <i>Figure I. 15: Structure basique d'une cellule solaire</i> -----   | 20 |
| <i>Figure I. 16: les différents types de cellules solaires.</i> -----  | 21 |
| <i>Figure I. 17: Cellule PV organique (CEA)</i> -----  | 22 |
| <i>Figure I. 18: Exemple de caractéristique courant-tension d'un module.</i> -----   | 23 |
| <i>Figure I. 19: La caractéristique <math>I=f(v)</math> en fonction de l'éclairement</i> -----                               | 23 |
| <i>Figure I. 20: La caractéristique <math>P=f(v)</math> en fonction de l'éclairement</i> -----                               | 24 |
| <i>Figure I. 21: La caractéristique de <math>I=f(V)</math> en fonction de température</i> -----                              | 24 |
| <i>Figure I. 22: La caractéristique de <math>P= f(V)</math> en fonction de température</i> -----                             | 25 |
| <i>Figure I. 23: Association de <math>N_S</math> modules solaires en série</i> -----   | 26 |
| <i>Figure I. 24: Association de <math>N_p</math> modules solaires en parallèle</i> -----                                     | 26 |
| <i>Figure I. 25: Association mixte <math>N_{sx} N_p</math> modules solaires</i> -----  | 27 |
| <i>Figure I. 26: Panneau photovoltaïque</i> -----  | 28 |
| <i>Figure I. 27: Capteur sous vide</i> -----   | 31 |
| <i>Figure I. 28: Capteur plan sans vitrage</i> -----   | 32 |
| <i>Figure I. 29: Rendement d'un capteur plan vitré</i> -----   | 33 |
| <i>Figure I. 30: Capteur solaire plan vitré</i> -----  | 33 |
| <i>Figure I. 31: chauffe-eau solaire</i> -----   | 34 |
| <i>Figure I. 32: chauffe-eau solaire monobloc</i> -----  | 35 |
| <i>Figure I. 33: Chauffe-eau solaire à thermosiphon</i> -----  | 36 |
| <i>Figure I. 34: Le chauffe-eau solaire à circulation forcée.</i> -----  | 36 |
| <i>Figure I. 35: Le chauffe-eau solaire auto vidange</i> -----   | 37 |
| <i>Figure I. 36: ballon de stockage d'un chauffe-eau solaire</i> -----   | 38 |
| <i>Figure I. 37: échangeur thermique serpentin</i> -----   | 39 |
| <i>Figure I. 38: Groupe de sécurité d'un chauffe-eau solaire</i> -----   | 39 |

*Figure chapitre II*

|  |    |
|--|----|
| <i>Figure II. 1: Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque à une diode.</i>   | 41 |
| <i>Figure II. 2: Schéma bloc du PV 80Wc sur MATLAB/Simulink.</i>   | 43 |
| <i>Figure II. 3: Caractéristique <math>I=f(V)</math> aux conditions de test standard.</i>  | 44 |
| <i>Figure II. 4: Caractéristique <math>P=f(V)</math> aux conditions de test standard.</i>  | 44 |
| <i>Figure II. 5: Panneau photovoltaïque de 80 Wc.</i>  | 45 |
| <i>Figure II. 6: Montage de par la méthode voltmètre-ampère-métrique du PV 80 Wc.</i>  | 46 |
| <i>Figure II. 7: Caractéristique <math>I=f(V)</math> mesuré.</i>   | 46 |
| <i>Figure II. 8: Caractéristique <math>P=f(V)</math> mesuré.</i>   | 47 |
| <i>Figure II. 9: Illustration de l'ombrage du PV avec les feuilles d'arbre.</i>  | 48 |
| <i>Figure II. 10: Caractéristique <math>I=f(V)</math> ombrage avec les conditions du premier test.</i>                                   | 48 |
| <i>Figure II. 11: Caractéristique <math>P=f(V)</math> ombrage avec les conditions du deuxième test.</i>                                  | 49 |
| <i>Figure II. 12: Illustration de l'ombrage du PV avec les feuilles d'arbre.</i>   | 49 |
| <i>Figure II. 13: Caractéristique <math>I=f(V)</math> ombrage avec les conditions du premier test.</i>                                   | 50 |
| <i>Figure II. 14: Caractéristique <math>P=f(V)</math> ombrage avec les conditions du deuxième test.</i>                                  | 50 |
| <i>Figure II. 15: Illustration de l'ombrage du PV avec du carton.</i>  | 51 |
| <i>Figure II. 16: Caractéristique <math>I=f(V)</math> ombrage avec les conditions du premier test.</i>                                   | 51 |
| <i>Figure II. 17: Caractéristique <math>P=f(V)</math> ombrage avec les conditions du deuxième test.</i>                                  | 52 |
| <i>Figure II. 18: Illustration de l'ombrage avec les feuilles d'arbre.</i>   | 52 |
| <i>Figure II. 19: Caractéristique <math>I=f(V)</math> ombrage avec les conditions du premier test.</i>                                   | 53 |
| <i>Figure II. 20: Caractéristique <math>P=f(V)</math> ombrage avec les conditions du deuxième test.</i>                                  | 53 |
| <i>Figure II. 21: Illustration de l'ombrage avec du sable.</i>   | 54 |
| <i>Figure II. 22: Caractéristique <math>I=f(V)</math> ombrage avec les conditions du premier test.</i>                                   | 54 |
| <i>Figure II. 23: Caractéristique <math>P=f(V)</math> ombrage avec les conditions du deuxième test.</i>                                  | 55 |
| <i>Figure II. 24: Illustration de l'ombrage avec du sable.</i>   | 55 |
| <i>Figure II. 25: Caractéristique <math>I=f(V)</math> ombrage avec les conditions du premier test.</i>                                   | 56 |
| <i>Figure II. 26: Caractéristique <math>P=f(V)</math> ombrage avec les conditions du deuxième test.</i>                                  | 56 |
| <i>Figure II. 27: Schéma électrique de la batterie.</i>  | 57 |
| <i>Figure II. 28: Schéma bloc de la batterie.</i>  | 59 |
| <i>Figure II. 29: Allure du courant de charge de la batterie <math>I_{pv-char}=f(t)</math>.</i>  | 59 |
| <i>Figure II. 30: Allure de la tension de décharge de la batterie <math>V_{bat}=f(t)</math>.</i>   | 60 |
| <i>Figure II. 31: Circuit équivalent d'un onduleur monophasé.</i>  | 61 |
| <i>Figure II. 32: Bloc de simulation d'un onduleur monophasé.</i>  | 63 |
| <i>Figure II. 33: La tension à l'entrée de l'onduleur monophasé <math>V/DC=f(t)</math>.</i>  | 64 |
| <i>Figure II. 34: La tension de sortie de l'onduleur monophasé <math>V/AC=f(t)</math>.</i>   | 64 |
| <i>Figure II. 35: Schéma électrique du moteur avec enroulement auxiliaire et condensateur de démarrage [52].</i>                         | 66 |
| <i>Figure II. 36: Schéma référentiel de la machine dans le système <math>(\alpha, \beta)</math> lié au stator.</i>                       | 67 |
| <i>Figure II. 37: Bloc de simulation du moteur asynchrone monophasé.</i>   | 69 |
| <i>Figure II. 38: Allure de la vitesse angulaire de la machine à vide <math>\omega=f(t)</math>.</i>                                      | 70 |
| <i>Figure II. 39: Allure du courant de la machine à vide <math>I_s=f(t)</math>.</i>  | 70 |
| <i>Figure II. 40: Allure du couple moteur à vide <math>C_{em}=f(t)</math>.</i>   | 71 |
| <i>Figure II. 41: Schéma d'une pompe centrifuge [12].</i>  | 72 |
| <i>Figure II. 42: schéma bloc de la pompe centrifuge.</i>  | 74 |
| <i>Figure II. 43 : Blocs de simulation du système de pompage-photovoltaïque.</i>   | 75 |
| <i>Figure II. 44: Tension d'alimentation de l'onduleur par la batterie ou le PV ou bien la batterie et le PV <math>V/DC=f(t)</math>.</i> | 75 |
| <i>Figure II. 45 : Allure de la vitesse angulaire de la machine en charge <math>\omega=f(t)</math>.</i>                                  | 76 |
| <i>Figure II. 46 : Allure du courant de la machine en charge <math>I_s=f(t)</math>.</i>  | 76 |

---

|   |    |
|---|----|
| <i>Figure II. 47 : Allure du couple moteur en charge <math>C_{em}=f(t)</math>.</i>    | 77 |
| <i>Figure II. 48 : Débit générer par la pompe-centrifuge <math>Q=f(t)</math>.</i>     | 77 |
| <i>Figure II. 49 : Couple résistant de la pompe-centrifuge <math>C_r=f(t)</math>.</i> | 78 |
| <i>Figure II. 50 : Puissance mécanique de la machine <math>P_{mec}=f(t)</math>.</i>   | 78 |



**Figures chapitre III**

|  |    |
|--|----|
| <b>Figure III. 1</b> : Le rayonnement, exemple d'une paroi-----  | 81 |
| <b>Figure III. 2</b> : La convection, exemple d'une paroi. -----   | 82 |
| <b>Figure III. 3</b> : La conduction, exemple d'un cylindre en métal -----   | 83 |
| <b>Figure III. 4</b> : Le chauffe-eau solaire étudié. -----  | 84 |
| <b>Figure III. 5</b> : Bilan thermique d'un capteur solaire plan. -----  | 85 |
| <b>Figure III. 6</b> : Bilan thermique autour d'un volume de contrôle -----  | 85 |
| <b>Figure III. 7</b> : Réservoir d'eau chaude avec un échangeur de chaleur (serpentin). -----                                  | 89 |
| <b>Figure III. 8</b> : Simulation du bloc chauffe-eau solaire sur MATLAB/Simulink. -----                                       | 90 |
| <b>Figure III. 9</b> : Simulation du chauffe-eau solaire et caractérisation des températures $T_c$ , $T_l$ , $T_s$ . ----      | 91 |
| <b>Figure III. 10</b> : Représentation des résultats mesurés des températures $T_c$ , $T_l$ , $T_s$ sur MATLAB/Simulink. ----- | 91 |

**Figure chapitre IV**

|   |     |
|---|-----|
| <b>Figure IV. 1</b> : Schéma de l'installation -----  | 93  |
| <b>Figure IV. 2</b> : Photo de l'installation du système pompage-photovoltaïque sur site d'implantation. -  | 94  |
| <b>Figure IV. 3</b> : Comparaison de la vitesse du moteur (rad/s) à vide et en charge $w=f(t)$ . -----  | 95  |
| <b>Figure IV. 4</b> : Comparaison du couple moteur à vide et en charge $C_{em}=f(t)$ . -----  | 95  |
| <b>Figure IV. 5</b> : Comparaison du courant du moteur à vide et en charge $i_s=f(t)$ . -----   | 96  |
| <b>Figure IV. 6</b> : Caractéristiques température du fluide caloporteur à la sortie du capteur $T_c=f(t)$ . ---  | 97  |
| <b>Figure IV. 7</b> : Caractéristiques température du fluide caloporteur à l'entrée du capteur $T_l=f(t)$ . ----  | 97  |
| <b>Figure IV. 8</b> : Caractéristiques températures de l'eau chaude à la sortie du chauffe-eau solaire $T_s=f(t)$ . -----   | 98  |
| <b>Figure IV. 9</b> : Caractéristique des températures après pompage-soutirage d'entrée et sortie du capteur ( $T_l$ , $T_c$ ) et de la sortie de la cuve. $T_c=f(t)$ , $T_l=f(t)$ , $T_s=f(t)$ . -----               | 99  |
| <b>Figure IV. 10</b> : caractéristique des températures après pompage puis pompage-soutirage d'entrée et sortie du capteur ( $T_l$ , $T_c$ ) et de la sortie de la cuve. $T_c=f(t)$ , $T_l=f(t)$ , $T_s=f(t)$ . ----- | 100 |

---

**Liste des tableaux****Tableau chapitre I**

**Tableau I. 1 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques** ----- 15

**Tableaux chapitre II**

**Tableau II. 1 : Paramètres du panneau 80 W** ..... 43  
**Tableau II. 2 : Les différentes caractéristiques techniques de notre panneau solaire.**..... 45

**Tableaux chapitre III**

**Tableau III. 1 : Caractéristiques du chauffe-eau solaire étudié.** ..... 84  
**Tableau III. 2 : Valeurs typiques du rendement optique et de la perte de chaleur globale pour différents types de capteurs** ..... 88

**Tableau chapitre IV**

**Tableau IV. 1 : Le cout des composants et totale de l'installation.**..... 102

## Introduction générale

Les énergies renouvelables sont des sources d'énergie qui utilisent des ressources naturelles considérées comme inépuisables : vent, soleil, marées, chutes d'eau.... Ces énergies ne produisent pas de gaz à effet de serre, de rejets polluants, et n'engendrent pas ou peu de déchets. Ils n'utilisent pas les ressources fossiles de la planète, comme le gaz naturel ou le pétrole. Leur utilisation est le moyen de conjuguer la production d'énergie et le respect de l'environnement. Ainsi à l'échelle mondiale l'électricité d'origine renouvelable provient de ces sources inépuisables notamment le soleil. [2,3].

Le soleil est plus qu'une source de lumière pour la terre. Il conditionne presque toutes les formes de vie sur notre planète. C'est pourquoi il influence notre vie sociale et le cours de nos journées depuis des millénaires. Le soleil envoie des quantités gigantesques d'énergie dans l'espace et en particulier dans la direction de la terre. Son rayonnement est de l'ordre d'environ 60.000 kW par m<sup>2</sup> de surface solaire. Bien que la puissance moyenne du rayonnement atteignant la surface terrestre ne soit plus qu'une fraction de cette valeur initiale, elle s'élève quand même à environ 1000 W/m<sup>2</sup>. Il s'agit ici de l'irradiante globale. [1].

L'exploitation de l'énergie solaire se fait à l'aide de deux procédés, le premier est la production de l'électricité par effet photovoltaïque, quant au deuxième c'est l'énergie solaire thermique à l'aide de capteurs solaire notamment le chauffe-eau solaire.

L'objectif visé par notre travail est l'étude d'un système hybride photovoltaïque- thermique, cette hybridation consiste en l'alimentation de notre chauffe-eau solaire par de l'eau injecté au moyen d'une pompe centrifuge alimentée par notre générateur photovoltaïque.

Afin de mieux comprendre ce système, on a constitué notre étude comme suit :

Dans le premier chapitre on va présenter des généralités sur l'énergie solaire et ces applications (le gisement, le chauffe-eau solaire, l'énergie photovoltaïque).

Le second chapitre on a fait la modélisation et la simulation du système de pompage photovoltaïque.

Le troisième chapitre a été consacré à la modélisation et la simulation de notre chauffe-eau solaire.

Quant au dernier chapitre c'est l'hybridation (pompage photovoltaïque, chauffe-eau solaire) On l'a exposé l'influence du pompage sur les différentes températures du chauffe-eau solaire ( $T_c$ ,  $T_l$ ,  $T_s$ )

## Introduction

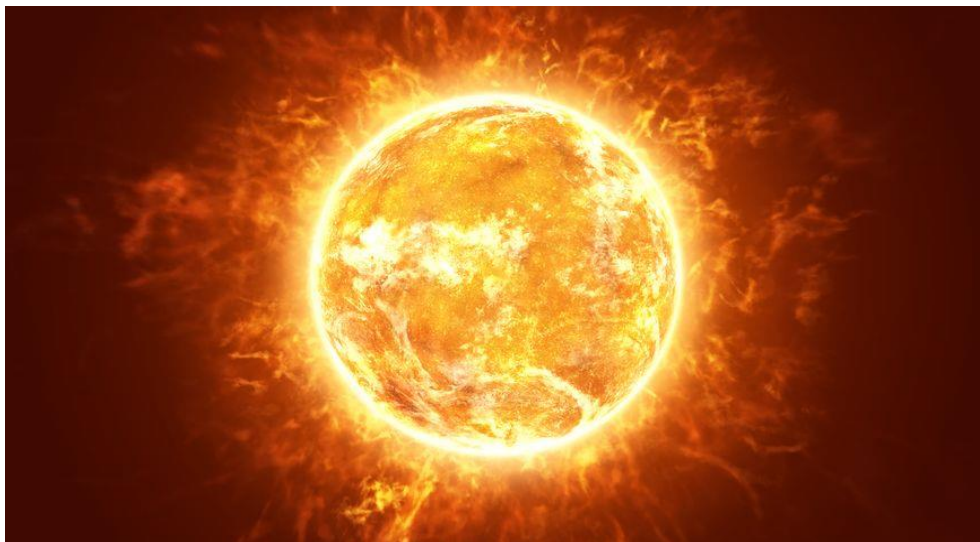
Dans ce chapitre, on va décrire la position du soleil source de l'énergie solaire par rapport à la terre et les différents paramètres qui peuvent influencer sur l'énergie incidente sur terre comme (le mouvement terre-soleil, le mouvement de la terre autour de l'axe des pôles...), ainsi que des présentations détaillées de l'énergie photovoltaïque et thermique.

### I Le gisement solaire :

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exactement possible compte tenu de la demande à satisfaire [4].

#### I.1. Le soleil [5]

Le soleil est une étoile ordinaire de type spectral G (de séquence principale) parmi les 200milliards que compte notre galaxie. Étant proche de nous (8 mn lumière, 150106 km), il présente un diamètre apparent sur le ciel d'un demi-degré ce qui permet de l'étudier en détails. Agé de 5 milliards d'années, le soleil tourne lentement autour du centre galactique en 240millions d'années. Il est constitué d'une sphère de gaz chauds de diamètre 1400000 km et de masse 21030 kg. Il est composé de 90% d'hydrogène et de 10% d'hélium. Tous les autres éléments (métaux) sont présents mais en trace. Le soleil tourne sur lui-même plus vite à l'équateur (26 jours) qu'aux pôles (31 jours).



*Figure I. 1 : L'étoile solaire [6]*

C'est au centre du soleil que des réactions thermonucléaires de fusion transmutent l'hydrogène en hélium en produisant l'énergie et le rayonnement de notre étoile (4 millions de tonnes disparaissent par seconde en énergie selon la loi  $E = m C^2$ ). Ces réactions sont confinées dans un milieu où la densité est élevée (150 fois celle de l'eau) et la température atteint 15106K. L'énergie produite traverse lentement le soleil pour atteindre les couches superficielles et est ensuite émise sous forme de lumière. La surface visible du soleil (la photosphère, couche épaisse de 300 km seulement) est à une température de 5750 K et émet la lumière blanche naturelle.

## I.2. Mouvements de la terre autour du soleil [7]

La terre, caractérisée par son diamètre équatorial environ 12756 km qui est supérieur à son diamètre polaire environ 12713 km, est entourée par l'atmosphère, enveloppe gazeuse de 1100 km d'épaisseur. Le relief de la terre est irrégulier, 70,8 % de la surface terrestre sont recouverts d'eau. Cette partie superficielle est appelée hydrosphère. L'unité astronomique UA est la distance moyenne de la terre au soleil, elle est de 149,6 millions de km ; elle est minimale vers le 03 janvier et maximale vers le 03 juillet.

La terre se déplace autour du soleil selon une trajectoire elliptique, appelée : écliptique avec une période de 365 Jours 6 heures 9 minutes et 10 secondes. Au cours de cette révolution, la terre se déplace avec une vitesse qui varie autour d'une valeur moyenne de 3.104 m/s.

Les deux plans de l'écliptique et de l'équateur se recoupent en deux points de l'orbite terrestre, qui correspondent aux équinoxes et marquent le début du printemps et de l'automne, respectivement le 21 mars et le 23 septembre dans l'hémisphère Nord. À mi-chemin entre les équinoxes se situent les solstices d'hiver et d'été, respectivement le 22 décembre et le 21 juin.

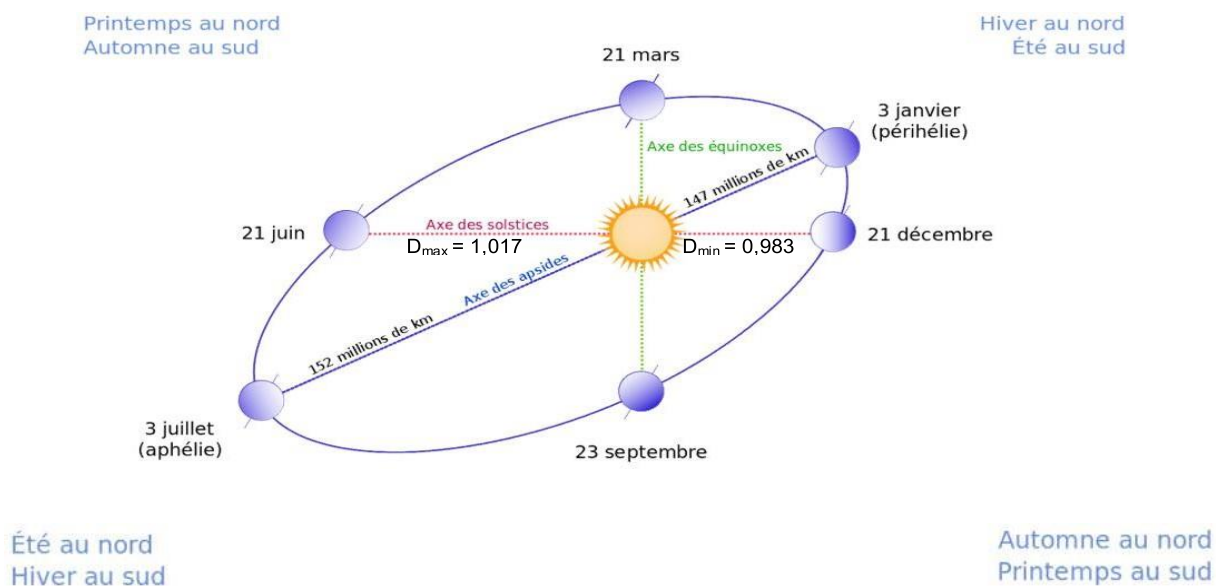


Figure I. 2 : Mouvement de la terre autour du soleil.

C'est aux environs du solstice d'hiver que la terre est la plus proche du soleil : 147 millions de kilomètres et au solstice d'été qu'elle est la plus éloignée : 152 millions de kilomètres.

La terre tourne sur elle-même avec une période de 23 Heures 56 Minutes et 4 Secondes, la vitesse angulaire de rotation est  $7,3.10^{-5}$  rd/s. Son axe de rotation (axe des pôles) a une orientation fixe dans l'espace, il fait un angle  $\delta=23^{\circ}27'$  avec la normale au plan de l'écliptique.

Le mouvement de rotation de la terre sur elle-même produit l'alternance du jour et de la nuit. La révolution autour du soleil associé à l'inclinaison de l'axe des pôles sur le plan de l'écliptique fait varier les durées relatives du jour et de la nuit au rythme des saisons, limitées par les deux équinoxes et les deux solstices.

### I.3. Constante solaire

C'est le flux solaire moyen reçu par une surface plane orientée perpendiculairement aux rayons solaires en dehors de l'atmosphère terrestre, en ( $W / m^2$ ). Constante (qui varie peu dans le temps et l'espace). Les mesures effectuées par la NASA à bord des satellites avancent une valeur moyenne de  $1353 W / m^2$ , certains ouvrages avancent la valeur de  $1390 W / m^2$  et d'autres  $1367 W / m^2$ .

Si on adopte la valeur moyenne de  $I=1353 W / m^2$  l'énergie d'irradiation qui lui correspond en une journée (de 8 h) est égale à  $(1353 \times 8) = 10,824 KWh / m^2$ .

Les mesures récentes faites à l'aide de radiomètres embarqués sur satellite (Nimbus 7, NOAA 10) ont permis de bien mettre en évidence les faibles variations de la constante solaire.

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

$$I = 1353. (1 + 0.033. \cos(0.984. D_j)) \quad (I.1)$$

#### I.3.1. Direction du rayonnement solaire

Tout point de la surface terrestre est repéré par ses coordonnées géographiques : longitude et latitude, ainsi que par son altitude.

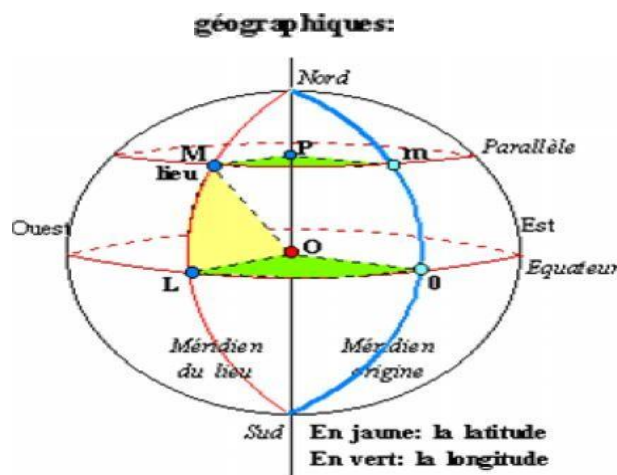


Figure I. 3 : Coordonnées géographiques.

## **1 La longitude**

D'un lieu correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par ce lieu avec un plan méridien retenu comme origine. On a choisi pour méridien origine  $0^\circ$  le plan passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention, on affecte le signe + les méridiens situés à l'Est de ce méridien, et de signe - les méridiens situés à l'Ouest. La longitude sera désignée ici par la lettre (l), elle peut ainsi être comprise entre  $-180^\circ$  et  $+180^\circ$ .

## **2 La latitude**

D'un lieu correspond à l'angle que fait le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu, avec le plan équatorial.

L'équateur terrestre est donc caractérisé par une latitude égale à  $0^\circ$ , le pôle nord par la latitude  $+90^\circ$  et le pôle sud par la latitude  $-90^\circ$ . Cette convention de signe affecte le signe + à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe - à tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude sera désignée ici par la lettre ( $\varphi$ ). Elle peut ainsi être comprise entre  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$ .

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique, le niveau moyen de la mer. On l'exprime généralement en mètre.

Pour repérer la position du soleil dans le ciel, il est utile d'utiliser un système de coordonnées locales (coordonnées azimutales) défini en un point de la surface terrestre (nous supposons qu'il est situé dans l'hémisphère nord). Ce trièdre est représenté sur la fig.1.4. Ses axes sont définis de la façon suivante :

- OX vers le sud ;
- OY vers l'ouest ;
- OZ vertical du lieu, vers le haut.

La direction (OS) du soleil est repérée grâce à deux angles :

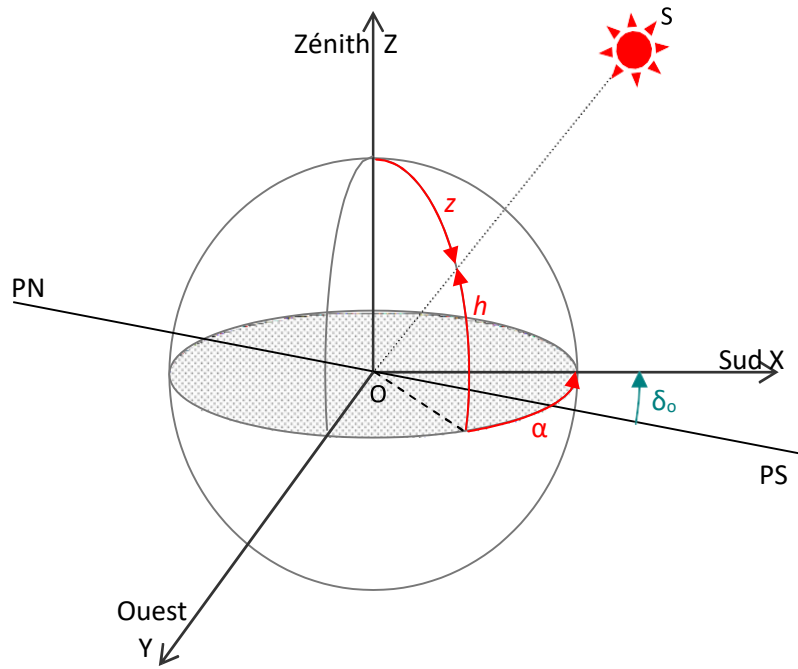


Figure I. 4 : Système local de coordonnées azimutales.

### 3 Sa hauteur $h$ :

Angle compris entre l'horizon astronomique et l'axe issu du point considéré au soleil. Il est compté de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  si le soleil se trouve dans l'hémisphère Nord (Zénith) et de  $0$  à  $-90^\circ$  si le soleil se trouve dans l'hémisphère Sud (Nadir).

En pratique on exprime l'angle ( $h$ ) en fonction de la latitude du lieu, la déclinaison et l'angle horaire du soleil :

$$\sin(h) = \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\varphi) \sin(\delta) \quad (\text{I.2})$$

### 4 Son azimut $\alpha$ :

Angle entre la projection de la direction du soleil (OS), sur le plan horizontal et le Sud, il est compté positivement vers l'Ouest et négativement vers l'Est.

En pratique on exprime l'angle ( $\alpha$ ) en fonction de la hauteur du soleil, la déclinaison et l'angle horaire du soleil :

$$\sin(\alpha) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (\text{I.3})$$

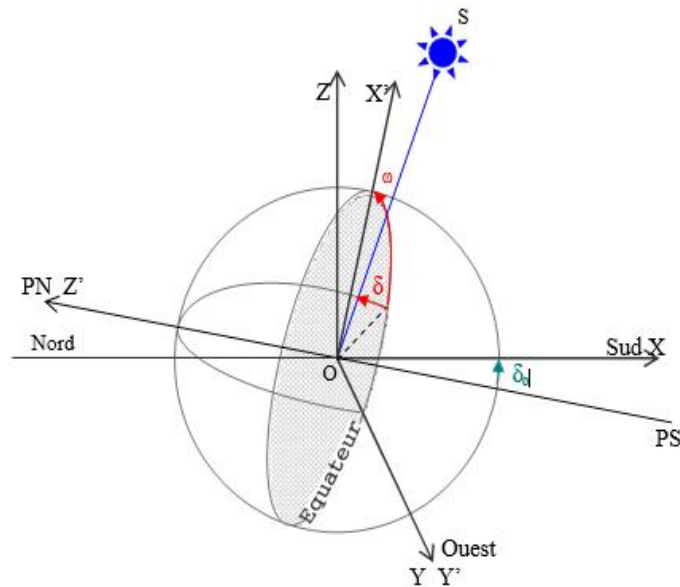
Et si l'on souhaite exprimer l'azimut indépendamment de la hauteur  $h$ , on peut utiliser la formule :

$$\tan(\alpha) = \frac{\sin(\omega)}{\sin(\varphi) \cos(\omega) - \cos(\varphi) \tan(\delta)} \quad (\text{I.4})$$



Les angles ( $h$ ) et ( $\alpha$ ) varient au cours de la journée à cause de la rotation de la terre sur elle-même, c'est pour cette raison qu'un second système de coordonnées a été défini et axé sur la direction des pôles, c'est le système des coordonnées horaires. Le trièdre de référence de ce système est celui représenté sur la figure suivante :

- $OX'$  dans le plan  $(OX, OZ)$  est perpendiculaire à  $OZ'$  ;
- $OY'$  vers l'ouest ;
- $OZ'$  vers le pôle nord.



*Figure I. 5 : Système de coordonnées horaires.*

**5 Sa déclinaison ( $\delta$ ) :**

Angle entre la direction terre soleil et le plan équatorial de la terre ou bien la latitude du lieu où le soleil est à la verticale à midi solaire. Cet angle varie de  $-23^{\circ}27'$  au solstice d'hiver à  $23^{\circ}27'$  au solstice d'été et il est nul aux équinoxes. La déclinaison, qui est fonction du jour de l'année est définie par son quantième ( $D_j$ ), pour le premier janvier  $D_j = 1$  et ainsi de suite.

Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\delta = 23.45. \sin(0.986(284 + D_j)) \tag{I.5}$$

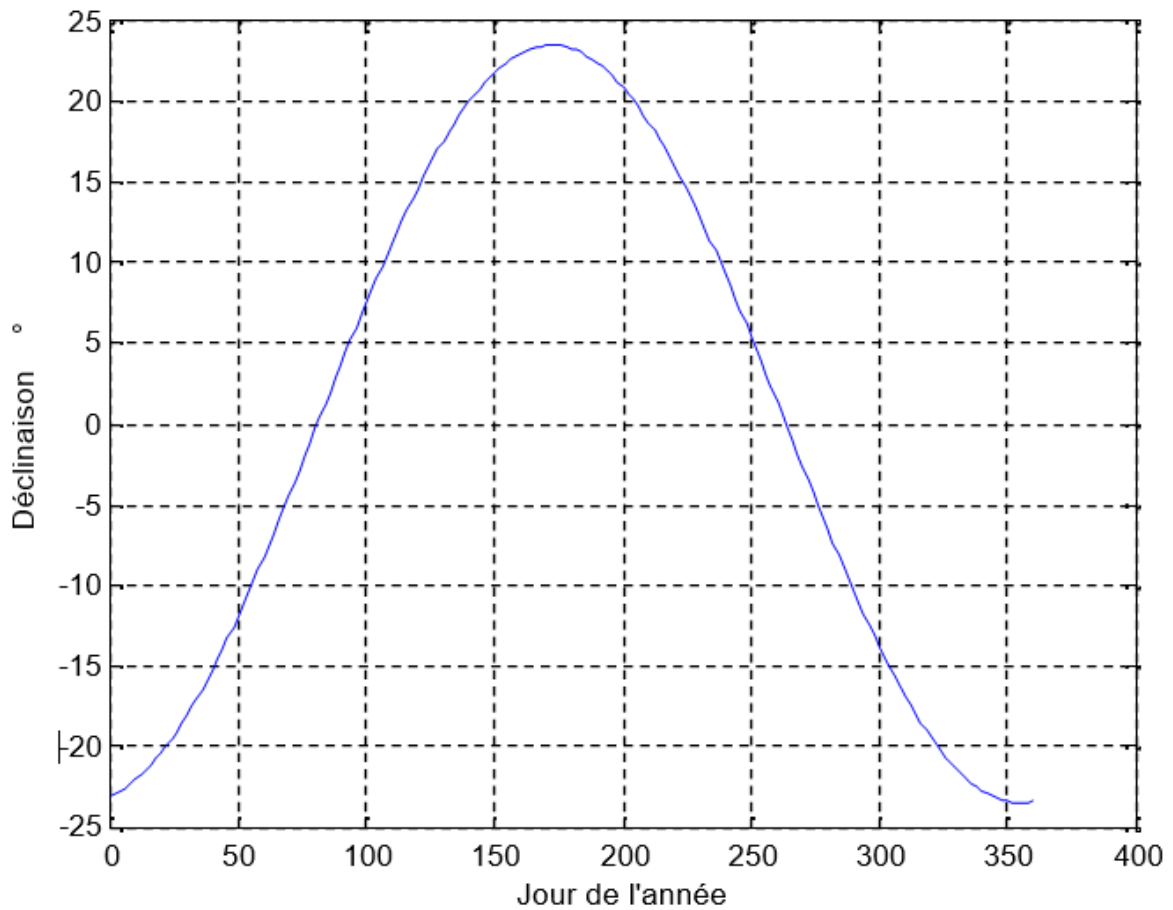


Figure I. 6: Déclinaison du soleil en degré en fonction du jour de l'année.

#### I.4. L'angle horaire ( $\omega$ )

L'angle horaire est formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu. Au midi solaire l'angle horaire ( $\omega$ ) est égal à  $0^\circ$  ensuite chaque heure correspond à  $15^\circ$  car la terre effectue un tour complet ( $360^\circ$ ) sur elle-même en 24 heures. L'angle ( $\omega$ ) est compté négativement le matin lorsque le soleil est vers l'est et positivement le soir (négative du lever du soleil au midi solaire et positive du midi solaire au coucher du soleil).

$$\omega = 15. (TSV - 12) \quad (I.6)$$

TSV : Temps Solaire Vrai

#### I.5. Les notions du temps

##### I.5.1. Temps solaire vrai

On appelle temps solaire vrai (TSV) en un lieu et à un instant donné, l'angle horaire du soleil en ce lieu et à cet instant. Il est défini à partir de la rotation de la terre sur elle-même. Il est donc lié à l'angle horaire. L'intervalle de temps entre deux passages du soleil au méridien est de 24 h, il est midi (12h)

lorsque le soleil est à son zénith, le moment de la culmination du soleil est le midi solaire vrai du lieu.

Le temps solaire vrai est égal à l'angle horaire du soleil, il est compté à partir du midi :

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{\left(\frac{24}{360}\right)} \quad (\text{I.7})$$

Un jour solaire vrai n'est pas constant car l'orbite de la terre est elliptique et inclinée sur l'équateur. La vitesse de la terre sur son orbite n'est pas constante au cours de l'année, c'est pour cela qu'on a défini le temps solaire moyen.

### **I.5.2. Le temps solaire moyen**

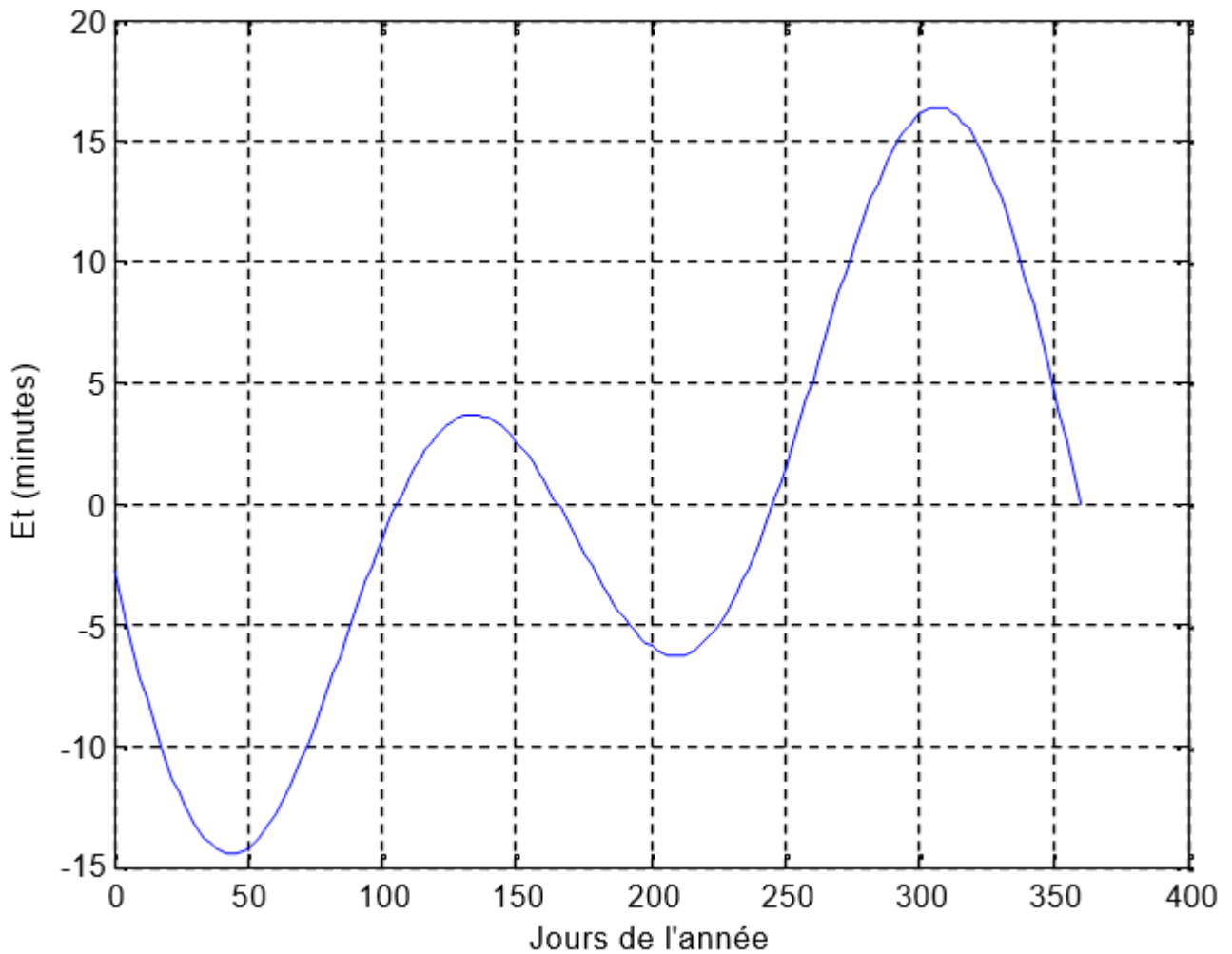
La rotation régulière de la terre sur elle-même autour de l'axe des pôles introduit la notion des temps solaires moyens (TSM). La journée solaire moyenne est le temps qui sépare, en moyenne, deux passages successifs du soleil au méridien d'un lieu. Par définition, la journée solaire moyenne a une durée de 1 jour = 24h 00'00''. Cependant il n'y a pas exactement 24h entre deux passages successifs du soleil au méridien du lieu puisque la vitesse de rotation de la terre par rapport au soleil varie sensiblement au cours de l'année, c'est pour cela qu'on définit le TSV par une correction dite équation du temps (ET) tel que :

$$TSV = TSM + ET \quad (\text{I.8})$$

Cette équation du temps est donnée par la relation suivante :

$$ET = -0.0002 + 0.4797 \cdot \cos(\beta) - 7.3509 \cdot \sin(\beta) - 3.2265 \cdot \cos(2\beta) - 9.3912 \cdot \sin(2\beta) - 0.0903 \cdot \cos(3\beta) - 0.3361 \cdot \sin(3\beta) \quad (\text{I.9})$$

$$\beta = \frac{360}{366} \cdot D_j \quad (\text{I.10})$$



*Figure I. 7: Equation du temps en fonction du jour de l'année (minutes).*

Il faut noter que ce temps solaire moyen présente des inconvénients car il est local (au même instant, il n'est midi que sur le méridien du lieu considéré).

### I.5.3. Le Temps universel

A l'échelle mondiale on a défini le temps universel (TU) qui est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich. Donc en un lieu de longitude  $l$ , on a :

$$TSM = TU - \frac{l_{ref} - l}{15} \quad (I.11)$$

$l_{ref}$  représente la longitude servant de référence au temps légal, généralement le centre du fuseau ( $l_{ref} = 0$ ).

#### **I.5.4. Le Temps légal**

Le temps légal est l'heure officielle d'un état (ou pour les très grands pays d'une partie du territoire), c'est l'heure du fuseau horaire, aux décalages conventionnels près. La terre est divisée en 24 fuseaux de 15° de large, centrés sur les méridiens dont la longitude est un multiple de 15.

$$TL = TU + DE \quad (I.12)$$

#### **I.5.5. Le Lever et le Coucher du soleil :**

Les heures du lever et du coucher du soleil sont obtenues en faisant  $h=0$  dans l'équation de la hauteur du soleil :

$$\cos(\omega_{c-l}) = -\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta) \quad (I.13)$$

$$\omega_{l-c} = \cos^{-1}(-\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta)) \quad (I.14)$$

Les heures du lever et du coucher du soleil nous permettent de calculer la durée du jour dont la valeur vaut deux fois celle de l'angle horaire au coucher du soleil.

Au coucher du soleil, la durée du jour ( $\Delta t$ ) est exprimée ainsi :

$$\Delta T = \frac{2 \cdot \omega_s}{15} = \frac{2}{15} \cdot \cos^{-1}(-\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta)) \quad (I.15)$$

### **I.6. Angle d'incidence du rayonnement solaire direct tombant sur un plan quelconque ( $\theta$ )**

La question est donc de calculer l'angle ( $\theta$ ) entre un rayon arrivant directement du soleil et la normale à un plan quelconque (souvent ce plan représente la face avant réceptrice du rayonnement solaire (insolateur par exemple).

L'orientation du capteur solaire est définie par :

#### **I.6.1. Son inclinaison ( $i$ )**

Angle que fait le capteur avec le plan horizontal.

#### **I.6.2. Son orientation ( $\gamma$ )**

Angle que fait la normale à la surface du capteur et le plan méridien.

$$\cos(\theta) = \cos(h) \cdot \sin(i) \cdot \cos(\gamma - \alpha) + \cos(i) \cdot \sin(h) \quad (I.16)$$

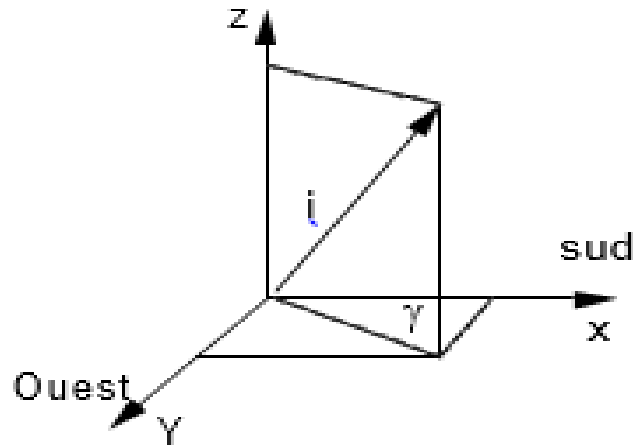


Figure I. 8: Orientation et inclinaison d'un plan quelconque.

- $\gamma > 0$  vers l'ouest
- $\gamma < 0$  vers l'est
- $\gamma = 0$  direction sud

Au cours d'une journée ( $\theta$ ) est minimale au midi solaire vrai où l'angle ( $\omega$ ) est égal à  $0^\circ$ .

Pour une exploitation optimale du rayonnement solaire, la surface de captage devrait toujours être orientée autant que possible perpendiculairement au rayonnement. Toutefois comme la position du soleil par rapport à la terre varie continuellement au cours d'une journée et d'une année, l'angle d'incidence du rayonnement sur le capteur (fixé sur un socle ou sur une toiture) varie également.

### I.6.3. Angle d'inclinaison d'un capteur

Surface horizontale :  $i = 0^\circ$  Surface verticale :  $i = 90^\circ$

Sous nos latitudes, le montage de capteurs avec un angle d'inclinaison égale à cette latitude  $\pm 25^\circ$  garantit le meilleur gain solaire pour une utilisation durant toute l'année. Des inclinaisons moins fortes favorisent le gain solaire en été. Des inclinaisons plus fortes favorisent le gain solaire en hiver.

### I.6.4. Ajuster la position des panneaux solaires

L'ajustement sur le plan horizontal (azimut) s'obtient en pointant les panneaux : vers le Sud lorsqu'on est dans l'hémisphère Nord, vers le Nord lorsqu'on est dans l'hémisphère Sud.

Les panneaux solaires doivent être placés perpendiculairement au soleil pour obtenir un résultat optimal. L'ajustement sur le plan vertical nécessite de connaître la trajectoire du soleil, en fonction de la saison et du lieu géographique :

Aux équinoxes du 21 mars et du 21 septembre, le soleil est perpendiculaire à l'Equateur.

## I.7. Composantes du rayonnement solaire

Les processus affectant les rayons solaires sont trop complexes pour être abordés d'une manière détaillée. D'une façon générale nous disons que les radiations solaires arrivant au sommet de l'atmosphère sous formes d'ondes électromagnétiques se répartissent en premier lieu en deux parties : La première partie est directement réfléchie vers l'espace avant de s'enfoncer dans l'atmosphère. La deuxième en pénétrant dans l'atmosphère subit des réflexions et des diffractions pour être à son tour, soit renvoyée vers l'espace, soit dirigée vers la terre.

En outre dans l'atmosphère, la vapeur d'eau et de multiple gaz absorbent de façon très irrégulière certaines radiations caractérisées par leurs longueurs d'onde. Citons par exemple la vapeur d'eau, qui a une épaisseur variable selon le climat et la saison (elle varie entre quelques millimètres et quelques centimètres), est responsable de l'absorption des rayons infrarouges.

Les radiations absorbées par les composantes de l'atmosphère sont ensuite émises dans toutes les directions, il en résulte que parmi les radiations solaires arrivant finalement à la terre, quelques-unes sont fournies par les nuages et les autres composantes de l'atmosphère. Une fois ces radiations arrivées au sol, une fraction est réfléchie directement vers le ciel, l'autre sera gagnée par la terre. En conclusion la terre reçoit l'énergie et du soleil et de l'atmosphère, pour simplifier ces multiples réflexions et émissions, on subdivise le rayonnement solaire provenant au sol en rayonnement direct et rayonnement diffus, l'ensemble forme le rayonnement global.

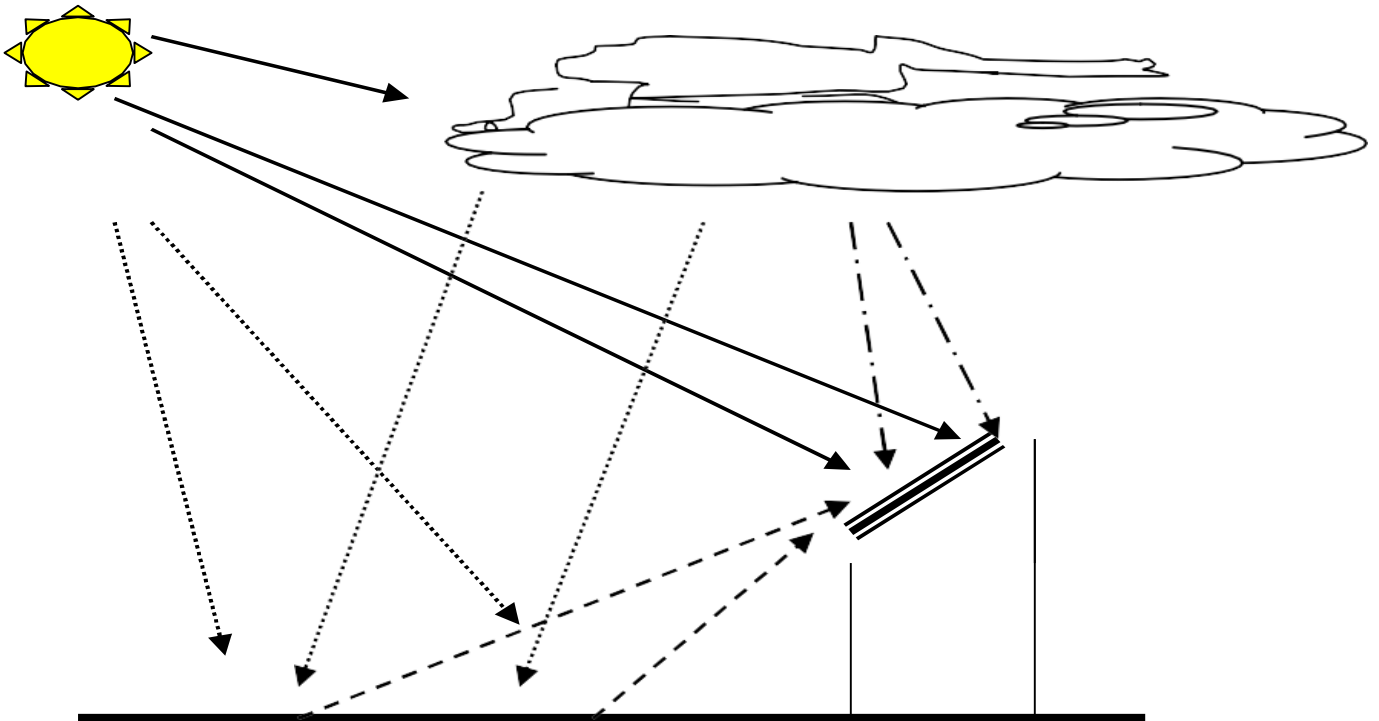


Figure I. 9 : Composantes du rayonnement solaire.

## I.8. Modèles pour le rayonnement Solaire

### I.8.1. Rayonnement direct :

Le rayonnement direct est défini comme étant le rayonnement provenant au sol sous un angle solide limité au seul disque solaire sans aucun intermédiaire et reçu sur une surface normale à l'axe de cet angle solide.

### I.8.2. Rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus, issu du ciel, à l'exception du disque solaire et du sol, est beaucoup plus difficile à analyser. Tout d'abord, le sol réfléchi en moyenne le tiers du rayonnement qu'il reçoit et il faut tenir compte également de la diffusion de ce rayonnement réfléchi.

Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions. La part du rayonnement diffus n'est pas négligeable et peut atteindre 50% du rayonnement global (selon la situation géographique du lieu).

Le rayonnement global sur la terre et sa part de rayonnement diffus varie au cours de l'année.

### I.8.3. Rayonnement global :

Le rayonnement global sur une surface d'inclinaison quelconque est la somme des contributions décrites précédemment.

## I.9. Le potentiel solaire en Algérie :

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure suivante :

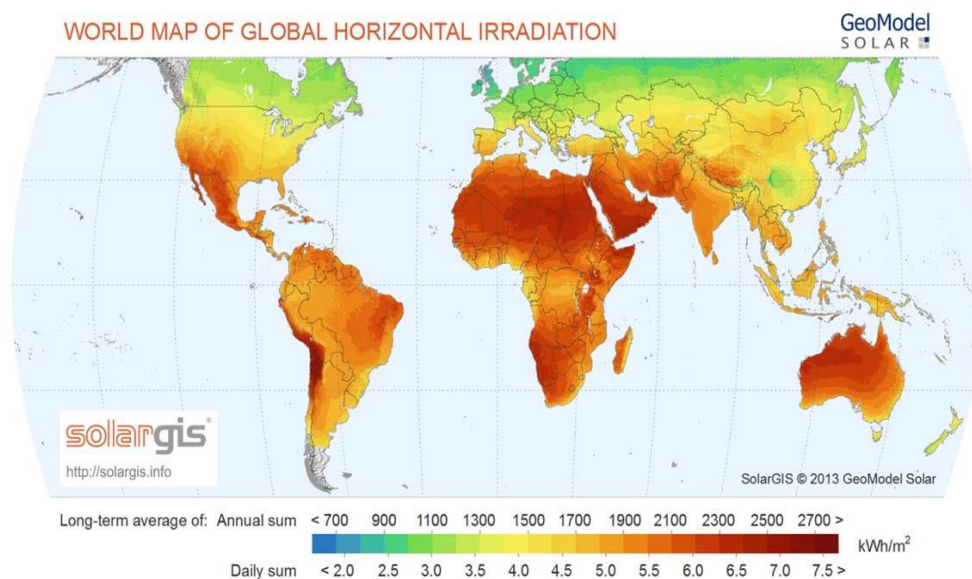


Figure I. 10: Carte du monde de l'enseillent moyen annuel [8]



**CHAPITRE I : énergie solaire dans le système hybride (photovoltaïque/thermique)**

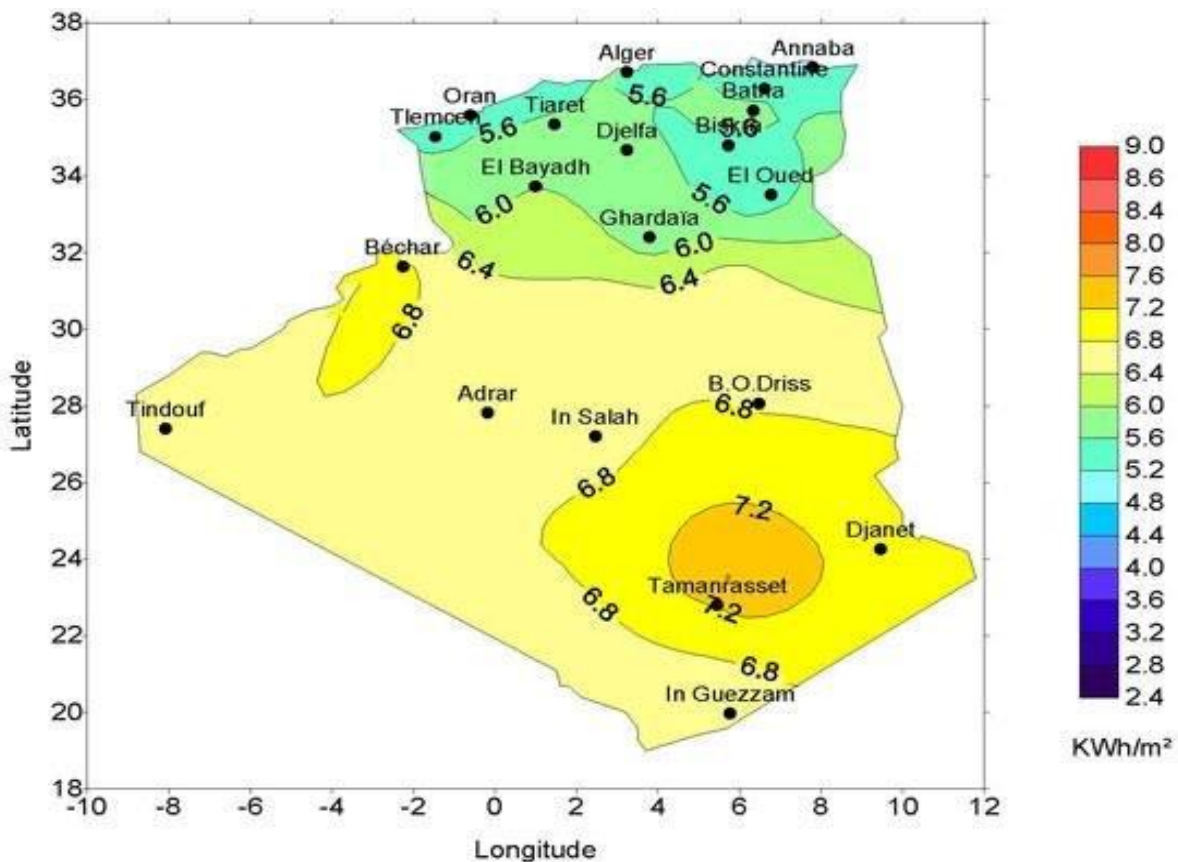
Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'Mel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée

Le tableau I.1 selon l'ensoleillement reçu annuellement [9] :

| Régions  | Régions côtières | Hauts plateaux | Sahara |
|--|------------------|----------------|--------|
| Superficie (%)                                 | 4                | 10             | 86     |
| Durée moy. d'ensoleillement (h/an)             | 2650             | 3000           | 3500   |
| Energie moyenne reçue (kWh/m <sup>2</sup> /an) | 1700             | 1900           | 26500  |

*Tableau I. 1 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [10].*

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 [11].



*Figure I. 11: Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu [12]*

### I.10. Principe général de fonctionnement d'un système photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques permettent de convertir le rayonnement solaire en électricité sous forme de courant continu. Le rayonnement est absorbé au niveau de cellules semi-conductrices : les photons dont l'énergie est suffisante libèrent des électrons qui sont collectés dans un circuit électrique.

Les cellules sont connectées entre elles au sein d'un module photovoltaïque. Le montage (en série ou en parallèle) des cellules détermine la tension et le courant aux bornes du module, dont la puissance dans des conditions de laboratoire varie de 40 à 200 Wc (Watt crête) pour la plupart des modules commerciaux

Les modules ont également une fonction de protection mécanique des cellules ; ils peuvent aussi, dans certaines applications, être de véritables systèmes optiques, concentrant le flux solaire incident sur de petites cellules. Ce type de module ne peut convertir que la composante directe de l'éclairement au niveau du sol ; ils sont donc en général montés sur des systèmes permettant de suivre le soleil, les traqueurs.

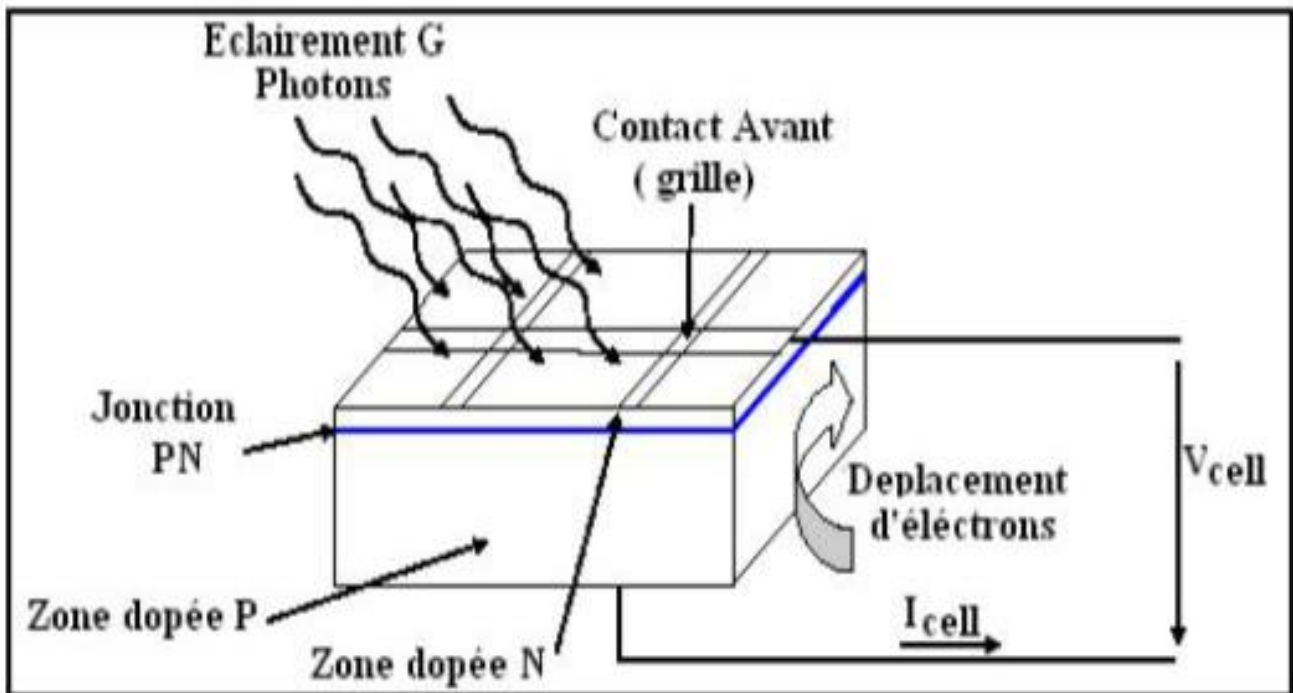


Figure I. 12: Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire [15].

Le rayonnement solaire (éclairage) converti en courant continu (courant DC, pour direct current) permet, dans le cas de certaines applications, dites sites isolés, d'alimenter directement les différentes applications ou bien de charger une batterie. L'énergie solaire est intermittente : après avoir été convertie en électricité, elle doit être stockée sous forme électrochimique, puis reconvertie en électricité pour être finalement utilisée. Les applications finales de ce type de système peuvent être domestiques ou plus spécifiques : pompage, éclairage public, télécommunication, etc.

Dans le cas où le raccordement au réseau est possible, le courant continu est converti par un onduleur en courant alternatif (courant AC, pour alternative current) et injecté au réseau. Ce mode de production d'électricité peut s'inscrire dans la structure centralisée du réseau au même titre que d'autres centrales (thermiques, nucléaires, hydrauliques de forte puissance, etc.) : on parle de centrale photovoltaïque. Les centrales installées actuellement ont des puissances allant d'une centaine de kWc à 10 MWc pour la plus grande. Pour des générateurs photovoltaïques de plus faible puissance, qui peuvent, par exemple, être montés sur des toitures ou intégrés à des bâtiments résidentiels ou tertiaires, on parle de production décentralisée [14].

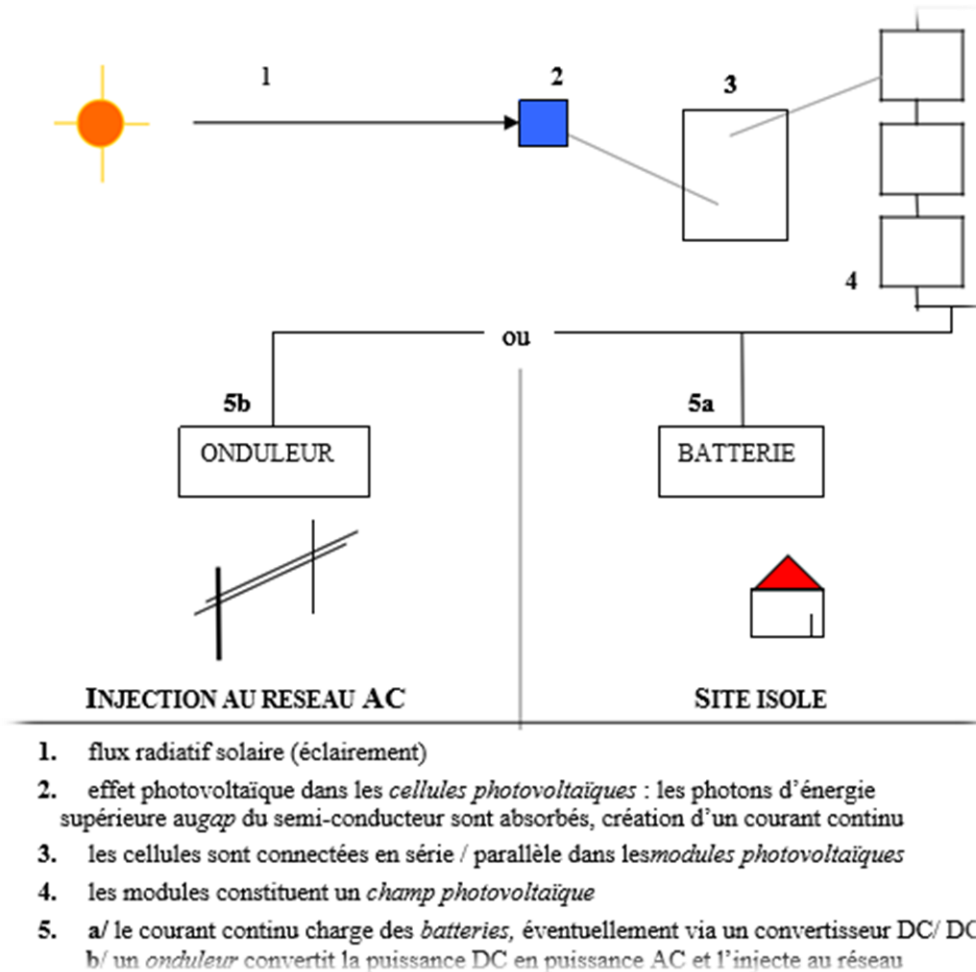


Figure I. 13: Schéma d'un système photovoltaïque [14].

### I.11. Principe de la conversion photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles et forment un panneau solaire (ou module photovoltaïque). Plusieurs modules qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque. Le terme photovoltaïque peut désigner soit le phénomène physique - l'effet photovoltaïque - ou la technologie associée.

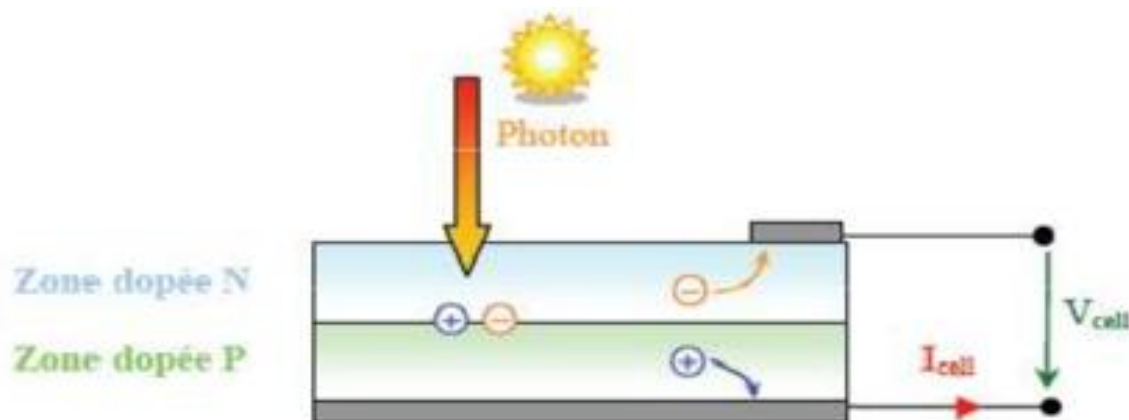
## CHAPITRE I : énergie solaire dans le système hybride (photovoltaïque/thermique)

La conversion photovoltaïque peut être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers.

Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique, récupérer le tout ou une partie de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs. Cela est possible grâce par à des cellules solaires réalisées sur un matériau semi-conducteur ayant un dopage type N sur une face, et un dopage type P sur l'autre face (Le dopage de type N consiste à avoir un excès d'électrons dans le matériau, Le dopage de type P consiste à avoir un excès de trous dans le matériau)

L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou (Figure). Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque. Le fait d'avoir associé deux types de dopage pour créer une jonction permettant de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient recombinées dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes.

Le nombre de photons par unité de longueur d'onde est une donnée à connaître pour les applications photovoltaïques pour estimer l'énergie totale disponible. La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650-670nm.



**Figure I. 14:** Schéma de principe de la conversion photoélectrique. [16]

La plupart des cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour récolter les paires électron-trou créées par la collision des photons dans le matériau. Cependant, selon le matériau utilisé, le nombre de photons utiles (qui peuvent être absorbés) diffère. En effet, chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau ne pourra pas arracher un électron au matériau même s'il entre en collision avec un. Le courant produit par un capteur PV est donc beaucoup plus faible que la quantité de photons arrivant sur le matériau car plusieurs conditions doivent être réunies pour que réellement l'énergie d'un photon se traduise en courant (compatibilité du matériau avec les longueurs d'ondes du spectre solaire, énergie des photons à leur arrivée sur le matériau, probabilité de rencontre d'un photon avec un électron, incidence du rayonnement, épaisseur du matériau, ...) [16].

### **I.12. L'effet photovoltaïque :**

Le terme photovoltaïque est formé à partir de deux mots : « Photo », qui signifie lumière et « Volta », du nom du physicien Alessandro Volta (1745-1827, inventeur de la pile électrique).

Appelé aussi « module photovoltaïque » ou PV, c'est un panneau solaire qui est destiné à récupérer les rayonnements du soleil pour les transformer en électricité (Courant continu DC). L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium. Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles et constituent le module solaire [17].

L'ensemble de panneaux photovoltaïques interconnectés forme le générateur. Celui-ci est caractérisé par sa puissance crête exprimée en kilowatt crête (kWc) [18].

### **I.13. La Cellule photovoltaïque :**

La cellule PV ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Les cellules photovoltaïques sont constituées :

D'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne.

D'une couche anti-reflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.

D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.

Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissantes justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

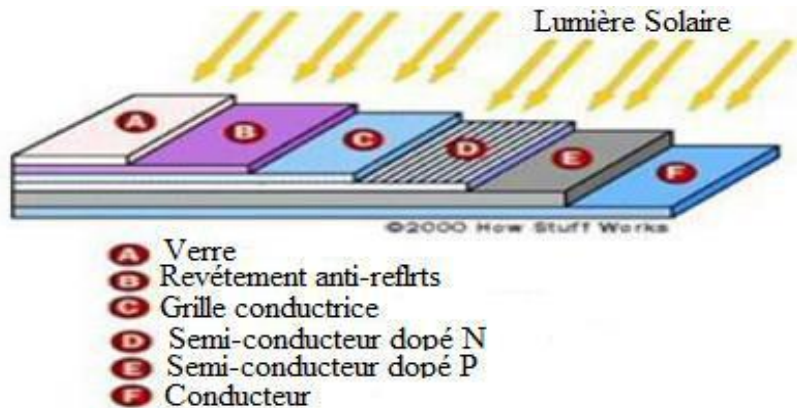


Figure I. 15: Structure basique d'une cellule solaire. [15]

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule [19].

#### I.14. Les différents types de cellules solaires (cellules photovoltaïque) :

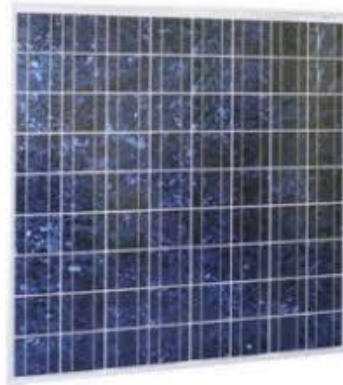
Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 23 % de l'énergie que les cellules reçoivent.

Actuellement, il existe trois principaux types de cellules [18] :





Les modules monocristallins



Les modules polycristallins



Les modules à couches minces au silicium amorphe

*Figure I. 16: les différents types de cellules solaires.*

#### **I.14.1. Les cellules monocristallines :**

Elles ont le meilleur rendement (de 12 à 18% voir jusqu'24% en laboratoire) Cependant, elles coûtent trop chers dues à leur fabrication complexe.

#### **I.14.2. Les cellules poly cristallines :**

Leur conception est plus facile et leur coût de fabrication est moins important. Cependant leur rendement est plus faible (de 11% à 15% voir jusqu'à 19.8 en laboratoire).

#### **I.14.3. Les cellules amorphes :**

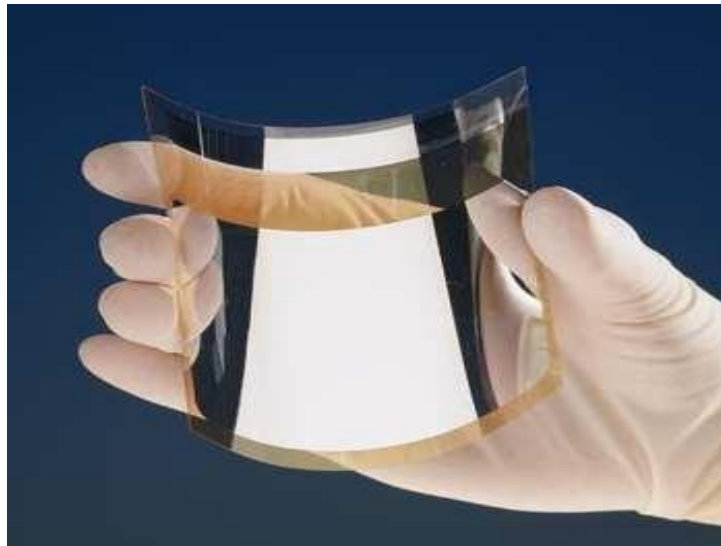
Elles ont un faible rendement (de 5% à 8% voir jusqu'13% en laboratoire), mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées

Couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres.

L'avantage de ce dernier type est le fonctionnement avec un éclairage faible (même par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment).

#### I.14.4. Cellules organiques et plastiques

Les cellules organiques (Figure I.17) sont aujourd'hui un sujet d'étude très actif et restent actuellement un sujet de laboratoire. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment battus (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures).



*Figure I. 17: Cellule PV organique (CEA)*

Les nanosciences ouvrent cependant de nouvelles voies à leurs améliorations. Leur avenir industriel n'est pas encore établi mais ces technologies ouvriraient la voie à des modules à très bas coût, biodégradable et pouvant être intégrés à toutes formes de surface. Par exemple des encres photovoltaïques sont actuellement étudiées. Ces encres pourraient être intégrées à un très large éventail de matériaux.

#### I.15. Caractéristique courant-tension d'un module :

Le courant produit par un module varie conformément aux diagrammes courant/tension. Il dépend de l'éclairement solaire et de la température des cellules [20].



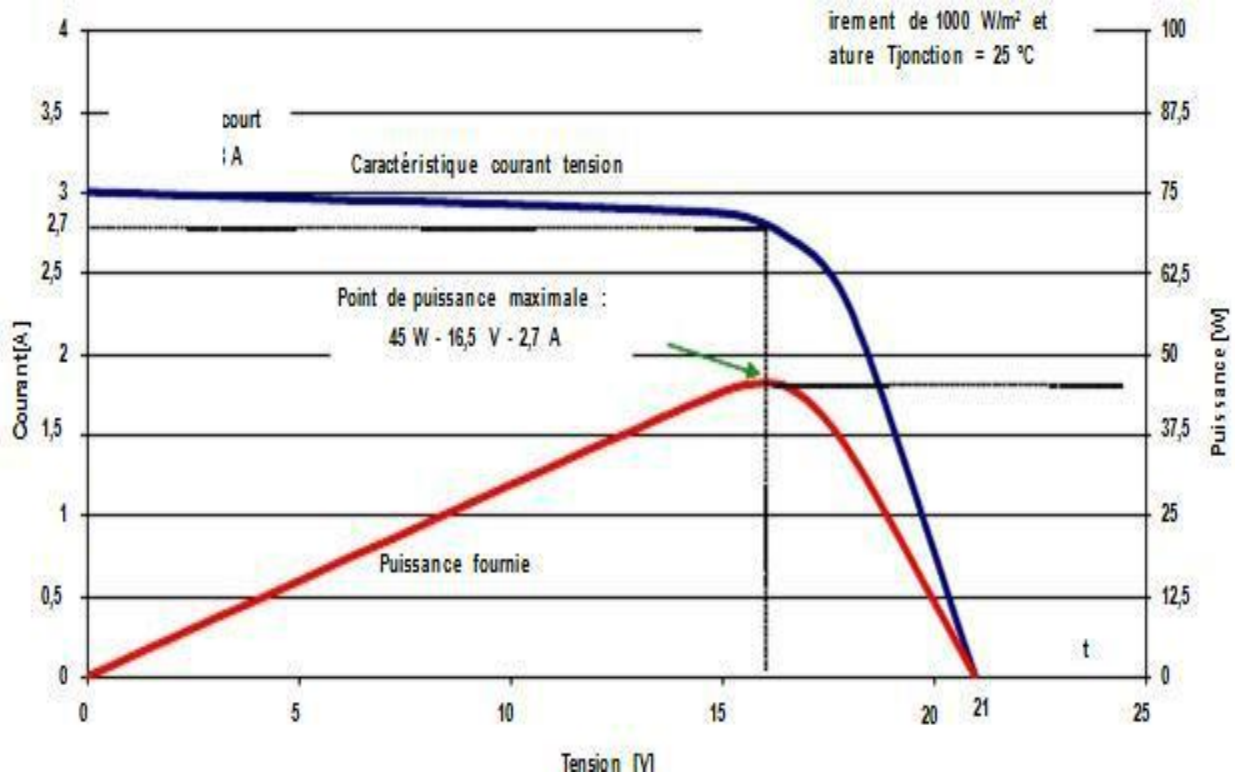


Figure I. 18: Exemple de caractéristique courant-tension d'un module.

## I.16. Influence

### I.16.1. Influence de l'Éclairement :

Les figures (I.19) et (I.20) présentent un exemple des courbes pour différents niveaux de rayonnement :

Nous avons fixé la température pour différents éclaircements.

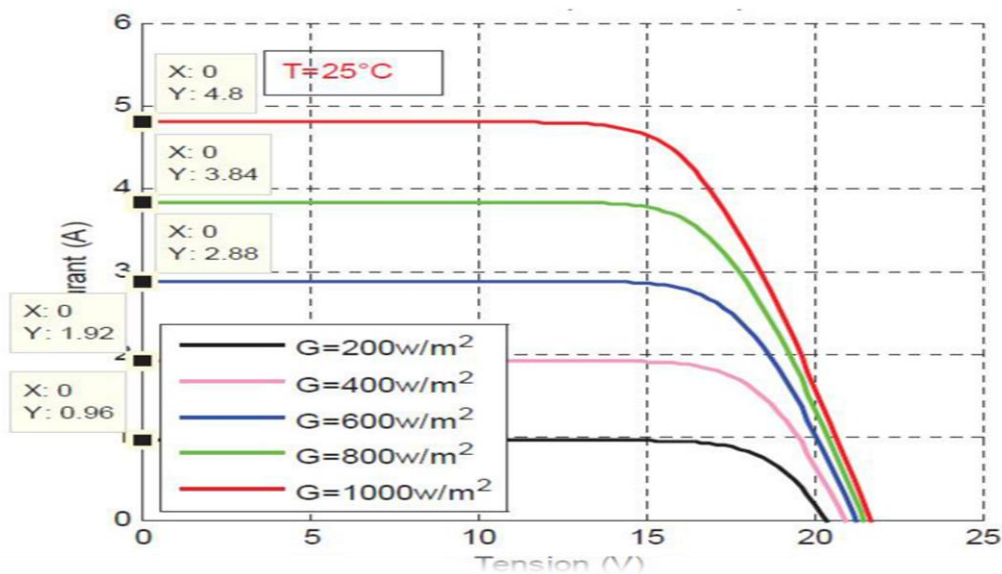


Figure I. 19: La caractéristique  $I=f(v)$  en fonction de l'éclairement [21].

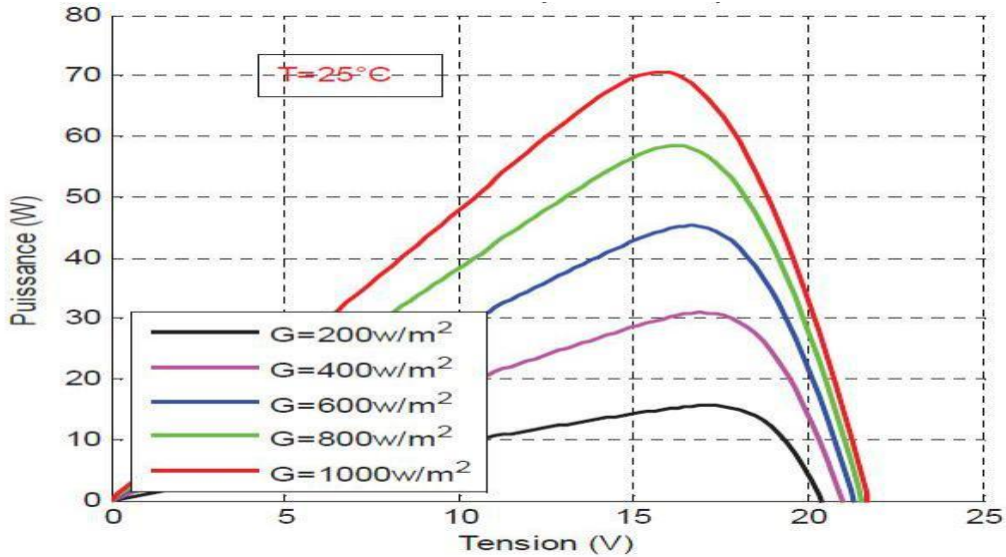


Figure I. 20: La caractéristique  $P=f(v)$  en fonction de l'éclairement [21].

Pour la figure (I.20) on remarque que pour l'éclairement  $G=1000 \text{ w/m}^2$  le courant  $I_{sc}=4.8\text{A}$  et pour  $G=800\text{w/m}^2$  le courant  $I_{sc}=3.84\text{A}$  on peut voir que le courant subit une variation importante, quand l'éclairement augmente le courant de court-circuit augmente, mais par contre la tension varie légèrement.

### I.16.2. Influence de la Température

Nous présentons ci-dessous les caractéristiques I-V et P-V figure (I.21) et (I.22) d'un module photovoltaïque pour un niveau d'ensoleillement G donné et pour différentes températures :

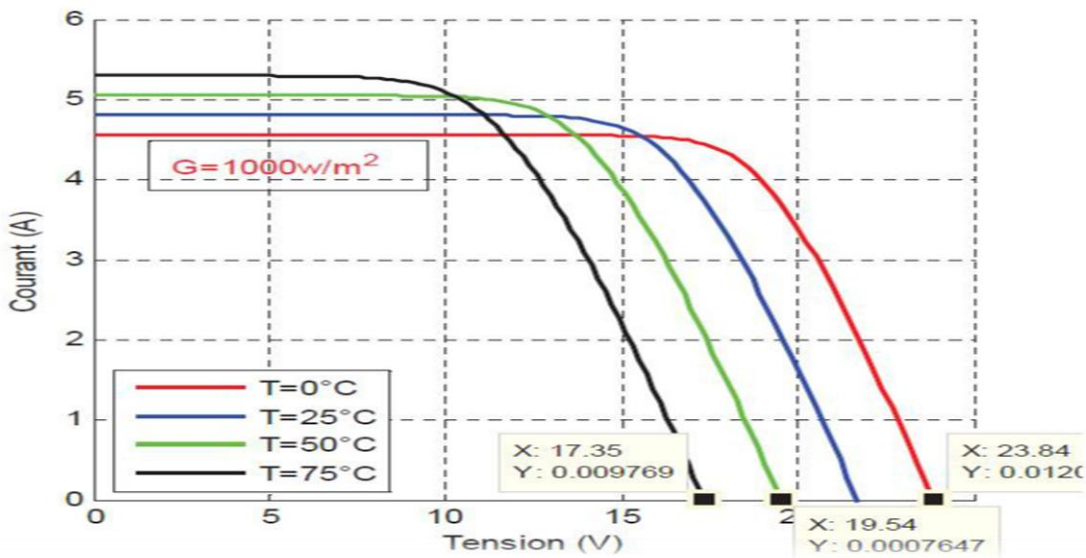


Figure I. 21: La caractéristique de  $I=f(V)$  en fonction de température [21]

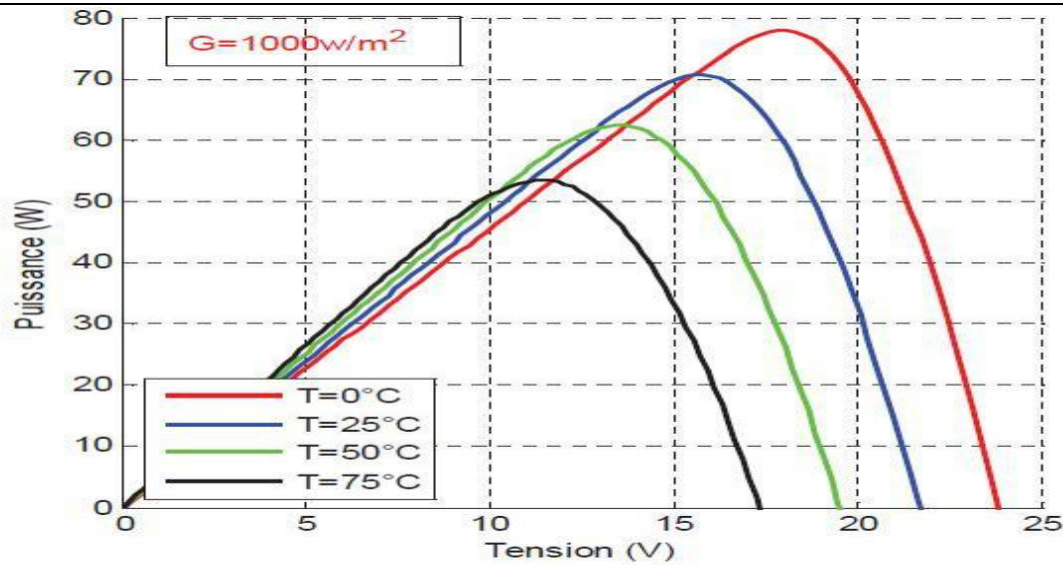


Figure I. 22: La caractéristique de  $P = f(V)$  en fonction de température [21].

Pour la figure (I.21) Nous remarquons que le courant dépend de la température puisque le courant augmente légèrement à mesure que la température augmente, on constate que la température influe négativement sur la tension de circuit ouvert. Quand la température augmente la tension de circuit ouvert diminue. Et par contre la puissance maximale du générateur subit une diminution lorsque la température augmente figure (I.22).

### I.16.3. Influence de l'association série des cellules PV :

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 0.5 W avec une tension de moins d'un volt.

Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau).

Un module de 36 cellules en série (Type GTO136 - 80/2) est suffisant pour obtenir une tension compatible avec la charge. Pour avoir plus de tension, il faut assembler  $N_s$  modules en série, par contre pour le courant généré, un nombre  $N_p$  de modules en parallèle permet d'en ajouter, les diodes de protection série et parallèles protègent le circuit contre le retour de courant. L'association en série des cellules délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule [22].

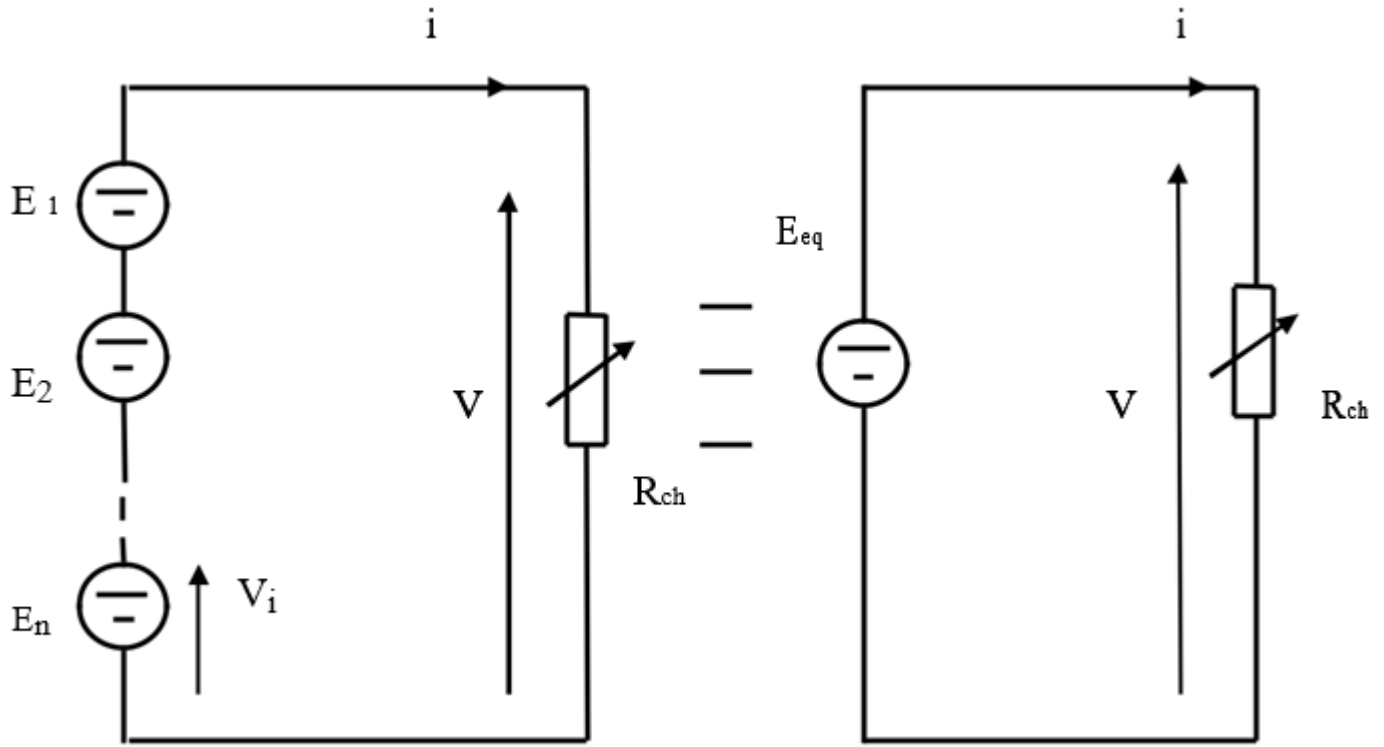


Figure I. 23: Association de NS modules solaires en série [23].

**I.16.4. Influence de l'association parallèle des cellules PV :**

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

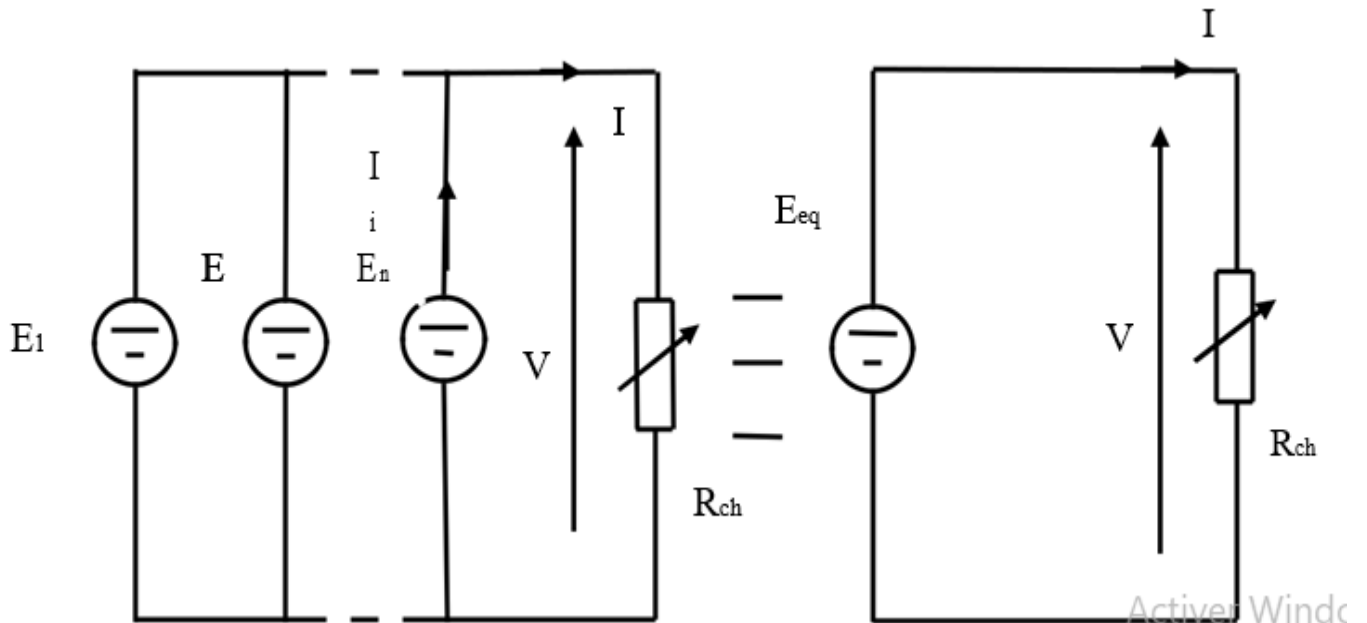
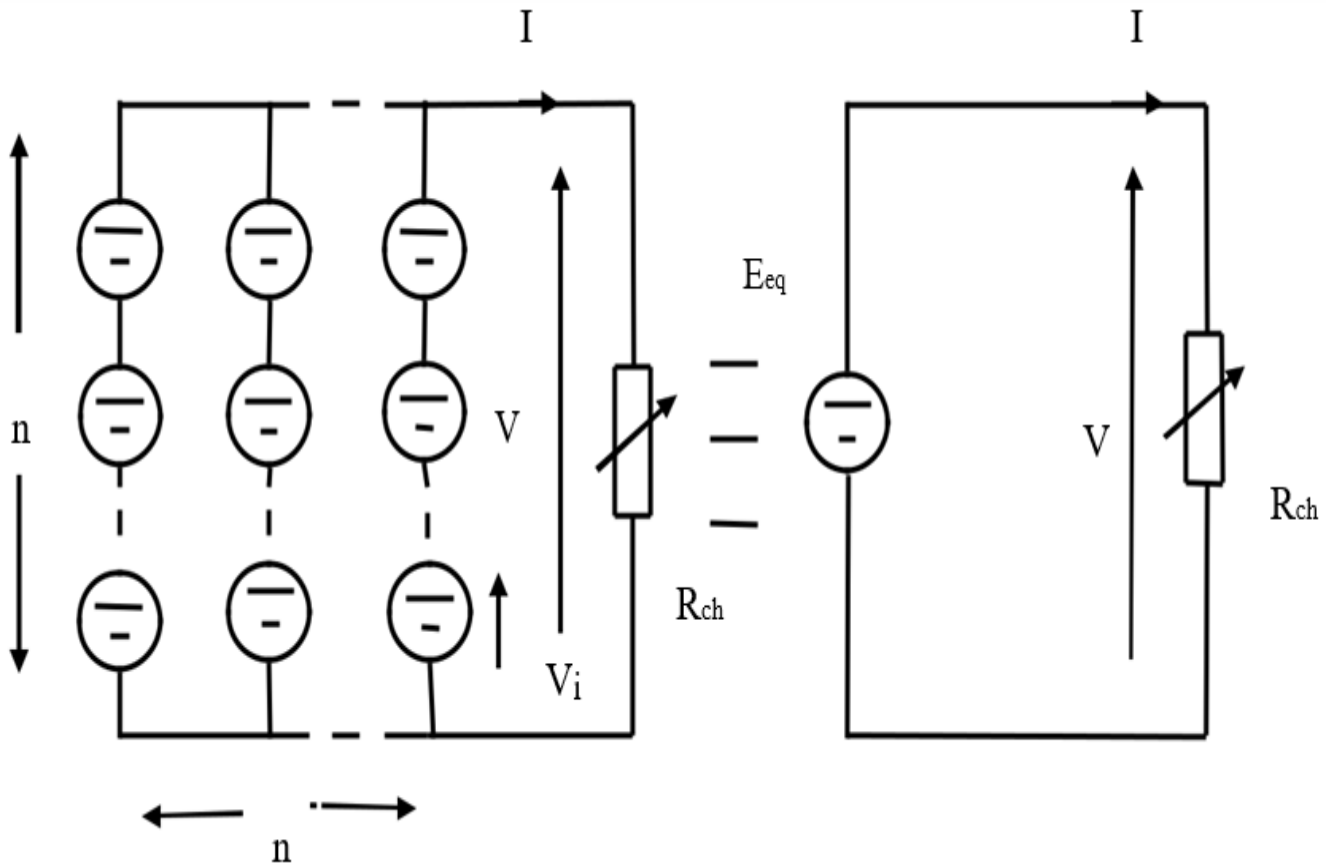


Figure I. 24: Association de Np modules solaires en parallèle [23].

**I.16.5. Influence de l'association mixte (Série +Parallèle) des cellules PV :**

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est-à-dire Série-Parallèle [22].



*Figure I. 25: Association mixte  $N_s \times N_p$  modules solaires [23].*

**I.17. Panneau photovoltaïque :**

Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique [24]



*Figure I. 26: Panneau photovoltaïque.*

Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce qui fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui les regroupe, Alors cette boîte de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connexions entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie [24].

#### **I.17.1. Rendement d'un panneau PV :**

Les paramètres caractérisant le module sont les mêmes que ceux de la cellule individuelle. L'intensité du rayonnement (l'éclairement) solaire reçu à la surface de la terre est une valeur dépendante de plusieurs facteurs en particulier de l'altitude, de la saison et des conditions météorologiques. La puissance fournie par la cellule PV dépend aussi des mêmes paramètres. Les performances d'un PV utilisé ne produit en réalité qu'une puissance inférieure à celle indiquée dans les conditions standards de test (1000 W/m<sup>2</sup>, AM1.5, 25°C).

En général, le rendement d'un module PV, fourni par le fondeur, est donné par la relation suivante :

$$\eta = (P_{\max} / S_m) / P_{\text{sol}}$$

$$= (v_{\text{opt}} * I_{\text{opt}} / S_m) / P_{\text{sol}}$$

$P_{\max}$  : Puissance crête électrique fournie par le module dans les CST.  $S_m$  : surface du module.

$P_{\text{sol}}$  : puissance de l'éclairement qui est en moyenne égale à 1000W/m<sup>2</sup>.

En réalité, le rendement  $\eta$  du module est le rendement d'une cellule ( $\eta_{\text{cellule}}$ ) diminué des pertes dues aux connexions ( $\eta_{\text{connexion}}$ ) des cellules entre elles, à la transparence des matériaux de capsulage ( $\eta_{\text{encapsulation}}$ ) et éventuellement à la chute de tension dans la diodes {anti- retour} ( $\eta_{\text{diodes}}$ ) lorsqu'il faut protéger le panneau contre une éventuelle décharge nocturne de la batterie lorsque celle-ci existe [20].

Il est donné par :

$$\eta = \eta_{\text{cellule}} * \eta_{\text{conexion}} * \eta_{\text{encapsulation}} * \eta_{\text{diodes}}$$

Notons bien que d'autres paramètres peuvent influencer sur le rendement des panneaux PV, parmi ceux-ci, on peut citer :

Inclinaison du panneau : en fonction de divers angles d'inclinaison compris entre l'horizontale (0°) et le verticale (90°), le rendement de puissance est maximum lorsque le panneau est tourné vers le ciel (soleil au zénith); les rayons du soleil frappent perpendiculairement le panneau.

Influence d'un vitrage : le vitrage (souvent le double vitrage) arrête une partie du rayonnement UV du soleil qui transporte une fraction non négligeable de l'énergie. La perte de puissance est notable quand le capteur est placé derrière un vitrage.

Influence de l'ombre : toutes les cellules d'un module sont en série, il suffit qu'une seule cellule soit placée dans l'ombre pour que la baisse de puissance soit considérable.

Le rendement et le transfert de puissance sont aussi fortement altérés par les conditions météorologiques (température, intensité d'éclairement, vitesse du vent) et la nature de la charge à la sortie de générateur PV [20].

## **I.18. Avantages et inconvénients d'une installation PV :**

### **I.18.1. Avantages :**

D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.

Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage Simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Méga Watt.

Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.

La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions [25].

### **I.18.2. Inconvénients :**

La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km<sup>2</sup> pour le BENELUX) avec une limite théorique Pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.



## **I.19. Stockage**

Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux Problèmes. Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le Fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur [25].

## **II L'énergie solaire thermique**

Le solaire thermique actif permet de transmettre la chaleur du rayonnement solaire au sein d'un fluide, parfois de l'air, le plus souvent de l'eau, par la mise en œuvre de capteurs solaires. Ces techniques peuvent assurer la production d'eau chaude sanitaire ou d'eau distillée, le chauffage des piscines et des habitations ainsi que le séchage.

### **II.1. Les principaux types de capteurs solaires thermiques**

#### **II.1.1. Les capteurs plans**

Trois fonctions incombent à ces capteurs, absorber le rayonnement solaire, le transformer en chaleur et transmettre cette chaleur au fluide caloporteur. Pour absorber au maximum l'énergie rayonnée du soleil, il suffit d'une surface plane placée de façon judicieuse ; cette surface doit être douée du coefficient d'absorption de la couche superficielle le plus élevé possible. Pour limiter les pertes par rémission de rayonnement infrarouge, il importe que l'absorbeur possède aussi la propriété d'émission superficielle la plus faible possible. Dans ce cas, l'absorbeur sera qualifié de « sélectif ».

#### **II.1.2. Les capteurs à concentration**

Ces capteurs utilisent des surfaces réfléchissantes (miroirs) paraboliques ou cylindre-paraboliques pour concentrer les rayons solaires respectivement dans le foyer ponctuel ou dans le foyer linéaire de ces surfaces. Dans le foyer ponctuel ou le long du foyer linéaire se trouvent les récepteurs (absorbeurs) qui captent la chaleur solaire ainsi concentrée. Naturellement ces concentrateurs doivent suivre le mouvement du soleil.

Avec les capteurs plans on obtient de l'eau chaude à basse température, raison pour laquelle sont très utilisés pour des petits ou moyens systèmes de production d'eau chaude sanitaire, qui sont ainsi appelés chauffe-eau solaires. Les capteurs à concentration, par contre, chauffent le fluide caloporteur (eau, huile thermique ou gaz) à hautes températures (environ 400°C pour les cylindre-paraboliques et 1500°C pour les paraboliques), et sont ainsi plus adaptés pour la production de chaleur industrielle et d'électricité. [26]



## II.2. Type des capteurs solaires thermiques

Il existe différents types de capteurs solaires thermiques selon le type d'application considéré, l'autre de l'élément caloporteur utilisé et le niveau de température qu'ils permettent d'atteindre, le type d'application peut aller du chauffage d'une piscine avec un capteur léger, à une centrale solaire thermodynamique produisant de l'électricité. Le fluide caloporteur peut être de l'air, de l'eau, un mélange antigel, un fluide à changement de phase, ou encore une huile possédant une température de vaporisation élevée pour les applications nécessitant de hautes températures à travers le monde, la grande majorité des installations sont utilisées pour produire de l'eau chaude sanitaire pour des maisons individuelles. Fin 2012, 78% des installations en services étaient dédiées à cet usage. Les capteurs solaires sont aussi utilisés pour des systèmes combinés (eau chaude sanitaire et chauffage de bâtiment), pour le chauffage de piscines, pour des centrales de chauffage solaire, pour des procédés industriels ou encore pour de la climatisation solaire [27].

### II.2.1. Le capteur sous vide

Le capteur sous vide, est constitué d'une série de tubes de verre sous vide à l'intérieur desquels se trouve un absorbeur avec un circuit hydraulique, qui capte l'énergie solaire et la transfère au fluide caloporteur. Grâce aux propriétés isolantes du vide, les déperditions de chaleur sont faibles. Ainsi, on peut obtenir des gains de température de 100°C et plus. Ce type de capteur est particulièrement bien adapté aux applications nécessitant des hautes températures. [28]

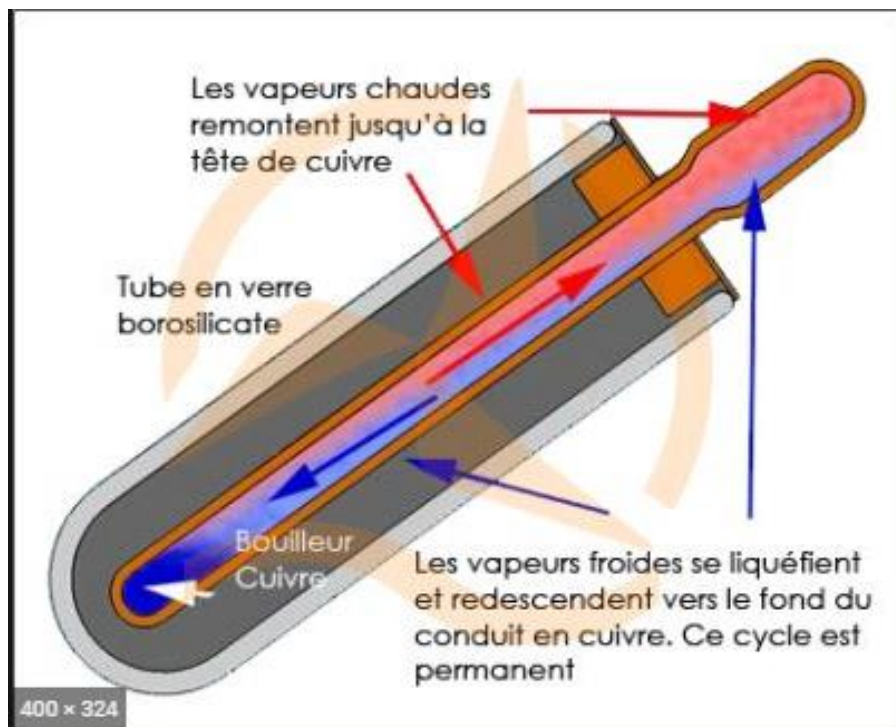


Figure I. 27: Capteur sous vide [29].

### I.1.1. Le capteur plan sans vitrage

Ces capteurs simplifiés, sont généralement constitués d'un absorbeur noir en matière synthétique sans coffre ni couverture transparente. Ils sont particulièrement adaptés aux besoins de chauffage des piscines où l'augmentation de température par rapport à la température ambiante est faible. [28]



*Figure I. 28: Capteur plan sans vitrage [30].*

### **II.2.2. Capteurs plan 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, cet 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. Pour des niveaux de températures de 35° a 90°c, il est nécessaire d'utiliser des capteurs avec vitrage. 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. Ce type de capteur est utilisé généralement pour la production d'ECS (eau chaude sanitaire) [31]. Le schéma suivant présente la structure d'un capteur plan vitré :

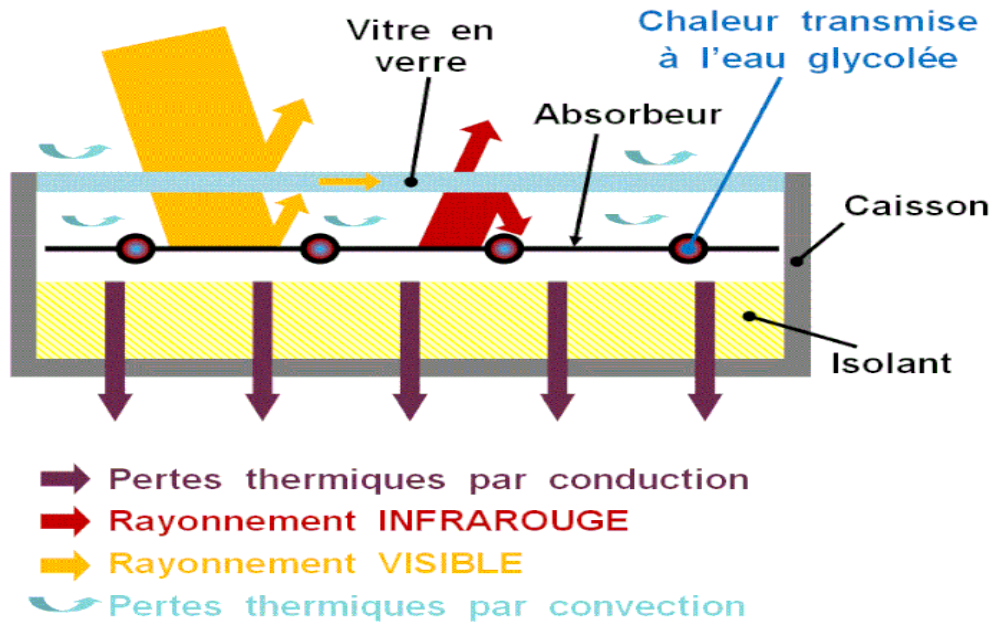


Figure I. 29: Rendement d'un capteur plan vitré [30].

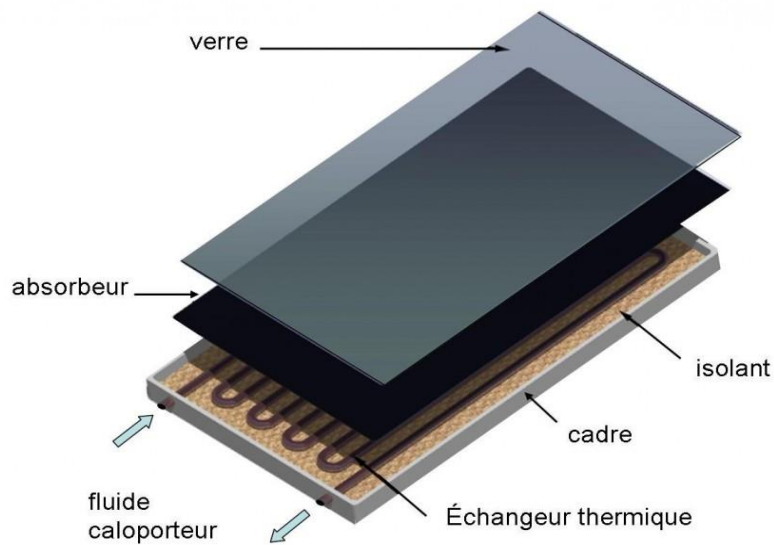


Figure I. 30: Capteur solaire plan vitré [32].

## II.3. Le chauffe-eau solaire

### II.3.1. Principe de fonctionnement d'un chauffe-eau solaire

Le chauffe-eau solaire est un équipement robuste et fiable, conçu et fabriqué pour tirer le meilleur parti du moindre rayon de soleil. Un CES permet de couvrir 50 à 70% de la demande annuelle d'eau chaude sanitaire d'une famille (et jusqu'à 99% en période estivale) [33]. Il assure un ensemble de fonctions :

- Captage de l'énergie solaire et conversion du rayonnement en chaleur par les capteurs solaire thermique ;
- Transfert de la chaleur des capteurs vers l'eau chaude sanitaire par une boucle fermée à circulation naturelle ou forcée ;
- Stockage de l'énergie dans le ballon solaire ;
- Distribution de l'eau chaude vers le système d'appoint et les points de puisage.

Le CES doit être préservé des risques de gel et de détérioration par surchauffe, ses différents composants doivent être optimisés pour limiter les pertes d'énergie captée et les consommations d'énergie d'appoint [34].



*Figure I. 31: chauffe-eau solaire [35].*



### II.3.2. Les types de chauffe-eau solaire

#### 1 Monobloc

Relie les capteurs et le ballon dans un seul composant, son fonctionnement est autonome et son installation très simple. En effet, il suffit de brancher l'alimentation de l'eau froide et connecter le départ de l'eau chaude à un robinet. C'est le chauffe-eau solaire le moins cher et un grand nombre sont utilisés à travers le monde. Les inconvénients sont dus au ballon qui reste dehors avec les capteurs : Les pertes thermiques peuvent être importantes et son intégration architecturale est plus difficile, il est particulièrement adapté à un usage en été. [36]

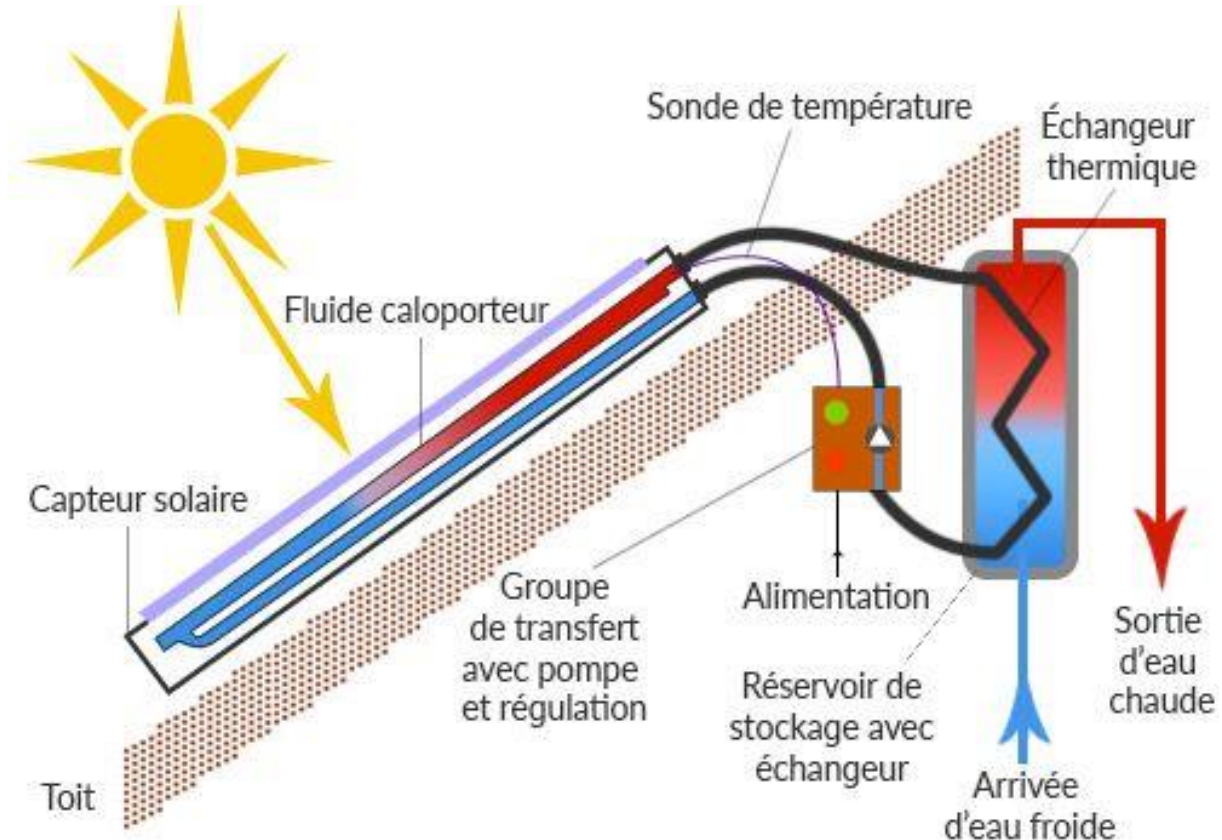


Figure I. 32: chauffe-eau solaire monobloc [37].

#### 2 Thermosiphon

Thermosiphon veut dire que la circulation de la chaleur passe des capteurs au ballon naturellement sans pompe ou autre dispositif, grâce à la différence de température. Pour ce faire, le ballon doit impérativement être placé plus haut que les capteurs. Les capteurs et le ballon sont assemblés en un seul composant, l'installation est simple, le fonctionnement est autonome, les inconvénients sont les pertes thermiques importantes et son intégration architecturale difficile. Ce type de système est utilisé pour la production d'eau chaude pour des maisons individuelles situées souvent en milieu rural. Les risques de pannes sont faibles, les coûts sont restreints et les performances sont excellentes surtout dans les régions ensoleillées [35].

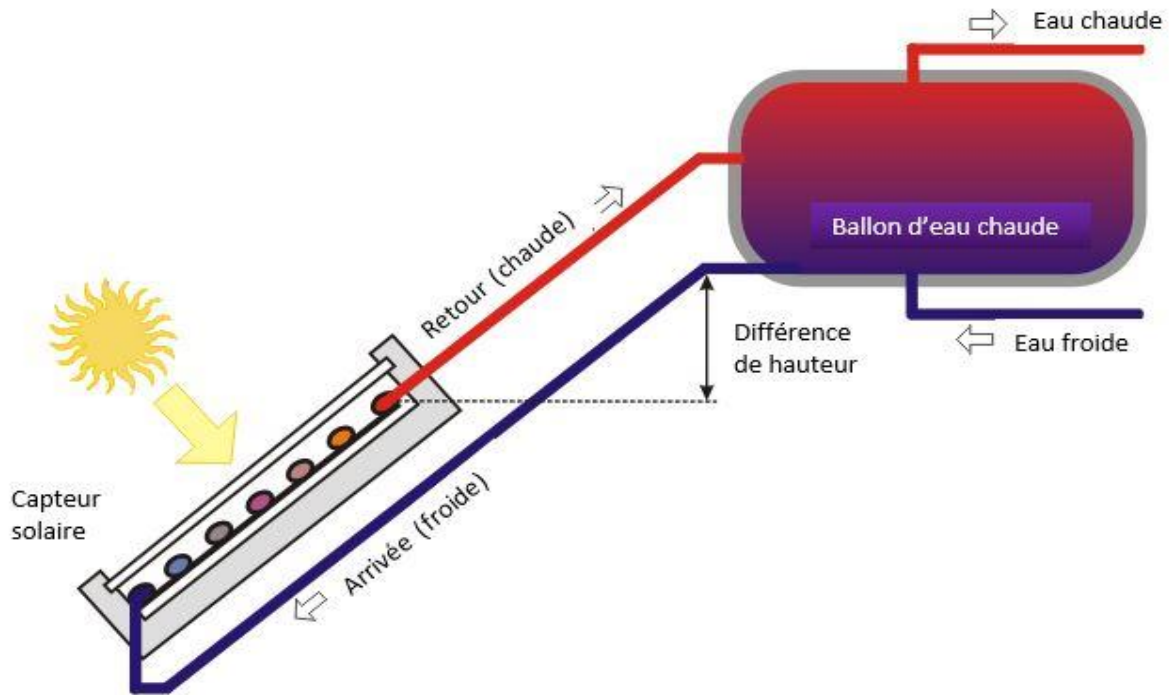


Figure I. 33: Chauffe-eau solaire à thermosiphon [38].

### 3 Chauffe-eau solaire à circulation forcée

Ce type de chauffe-eau solaire "avec pompe et régulation", est adapté à toutes les différentes configurations. Ainsi, le ballon peut être installé dans une cave ou éloigné des capteurs. Le coût de ce système est généralement plus cher que celui des systèmes monobloc à cause des équipements supplémentaires, pompe de circulation et système de régulation. [35].

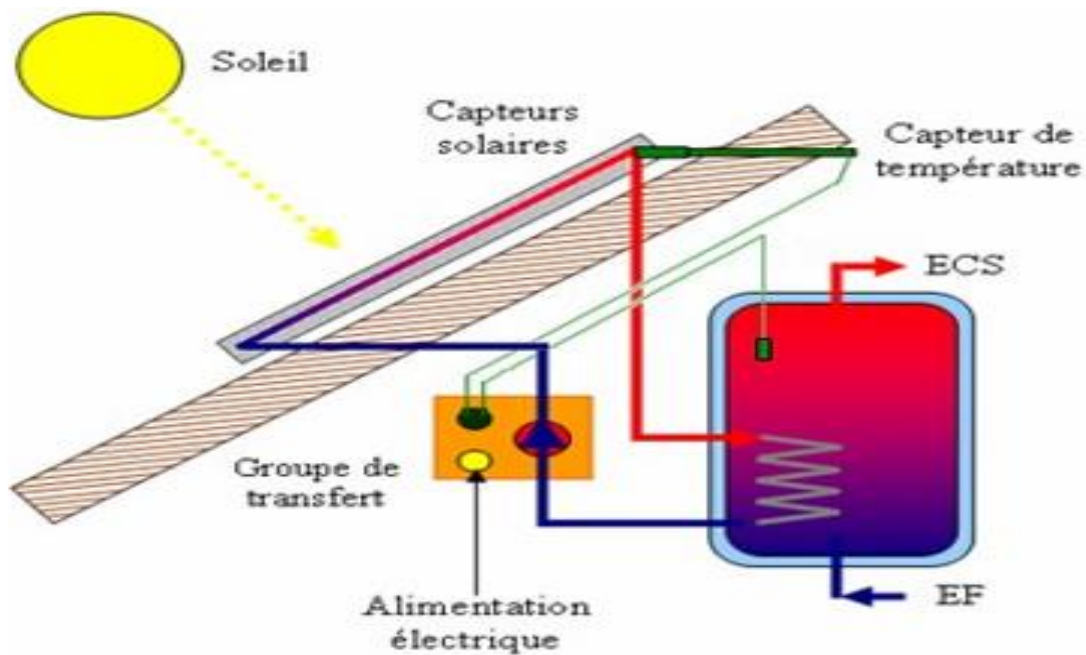


Figure I. 34: Le chauffe-eau solaire à circulation forcée.

#### 4 Les chauffe-eau à auto-vidange

Les chauffe-eau à auto-vidange sont tout aussi intéressants puisque ces panneaux solaires peuvent être vidés en cas de non-utilisation, ce qui empêche le gel de se former. Dans ce genre de système, le ballon se situe à un niveau plus bas que les panneaux solaires. Ce qui fait que lorsque les rayons du soleil ne chauffent plus alors le ballon s'arrête de fonctionner et le circuit se vidange lui-même de manière automatique. Et la circulation reprend une fois que les lumières du soleil reviennent. Il convient de noter que dans ce genre de système, l'eau du sanitaire passe directement dans le circuit [39].

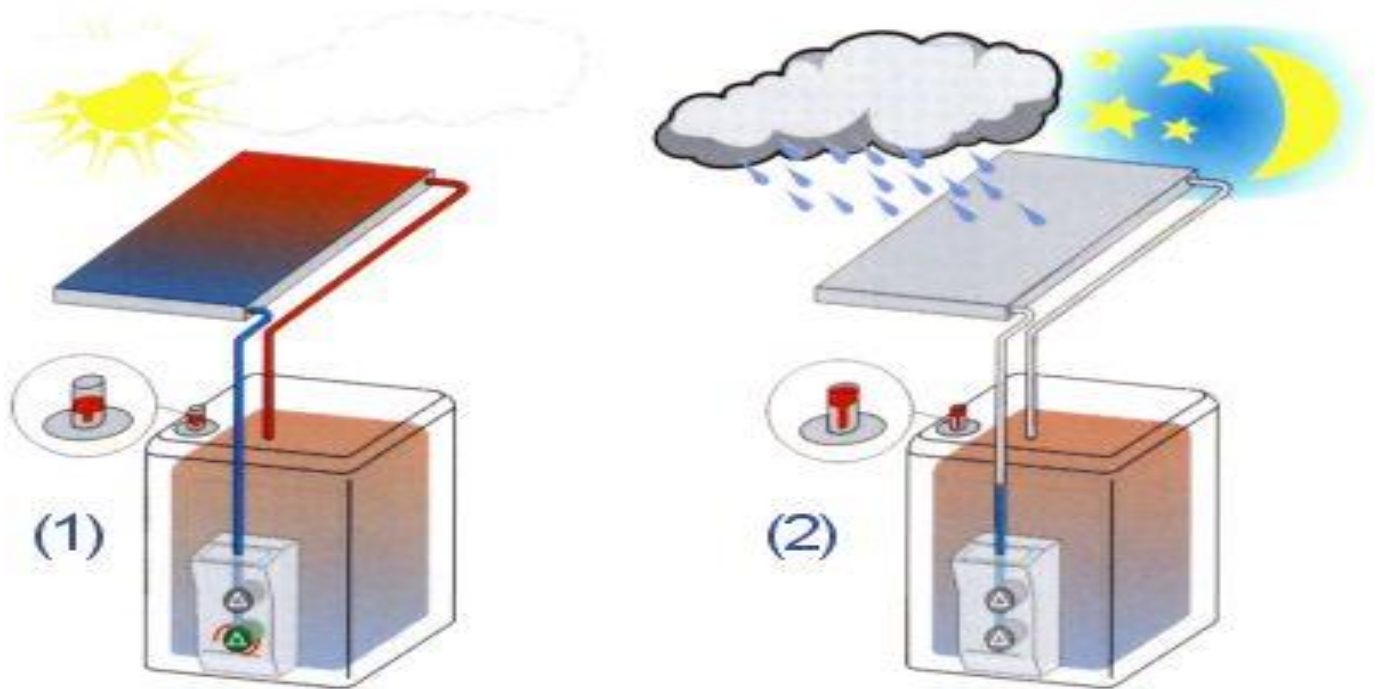


Figure I. 35: Le chauffe-eau solaire auto vidange [35].

### II.3.3. Les principaux composants d'un chauffe-eau solaire

#### 1 Le capteur plan solaire

Le rôle du capteur solaire est d'absorber un maximum d'énergie solaire avec le moins de pertes par refroidissement possible, puis de faire passer cette chaleur dans l'eau de circulation qui chauffera l'eau sanitaire. La surface des capteurs plans varie selon les besoins en eau des utilisateurs. Elle est de l'ordre de 4m<sup>2</sup> pour une maison individuelle pour couvrir les besoins en eau sanitaire et de l'ordre de 20m<sup>2</sup> dans le cas d'une utilisation pour le chauffage de la maison, bien entendu cette surface est aussi fonction du rayonnement solaire. Les capteurs plans peuvent être fixés sur un toit, incliné à afin de recevoir le maximum de rayonnement solaire au mieux [17].

## 2 L'unité de stockage

Appelé réservoir ou ballon de stockage solaire, ce dernier bien isolé, maintient l'eau en température jusqu'à ce qu'elle soit utilisée. Le transfert de chaleur est réalisé par un échangeur monté à l'intérieur du ballon. Ce dernier est aussi équipé d'un chauffage d'appoint, alimenté par réseau électrique, dans le cas d'une utilisation en zone à faible rayonnement solaire [40].



*Figure I. 36: ballon de stockage d'un chauffe-eau solaire [41].*

## 3 L'échangeur

Un échangeur de chaleur est un élément, de nature et de forme variable, permettant le transfert de chaleur d'un fluide à un autre sans qu'ils se mélangent, du fait d'une différence de température entre ces deux fluides. Ces fluides peuvent être de l'air, de l'eau, ou un liquide caloporteur. La surface qui sépare les deux fluides doit laisser la chaleur se transférer le plus rapidement possible, et sans trop de pertes : on l'appelle la "surface d'échange" [42].





*Figure I. 37: échangeur thermique serpentin [43]*

#### 4 Le groupe de sécurité

Le chauffe-eau à accumulation (stockage de l'eau chaude) durant son cycle de chauffe, fait augmenter la température de l'eau stockée. Cette hausse de température provoque une dilatation de l'eau qui entraîne une augmentation de la pression, la même quantité d'eau ayant un volume plus important alors que le volume du ballon de stockage, lui, reste le même, le groupe de sécurité permet de libérer la surpression liée à la chauffe de l'eau dans le ballon [44].



*Figure I. 38: Groupe de sécurité d'un chauffe-eau solaire [45].*

## **5 Le groupe de transfert**

Le groupe de transfert est composé de tous les éléments nécessaires pour transférer la chaleur des capteurs à l'unité de stockage dans les meilleures conditions. Il est composé d'une pompe pour faire circuler le fluide caloporteur, d'un ensemble de capteurs de température et d'un système de régulation pour mettre en marche la pompe quand cela est nécessaire [40].

## **Conclusion**

Dans ce chapitre on a apporté toute les informations nécessaires sur l'état d'art sur les chapitres suivant le premier, pour pouvoir facilement se repérer sur les concepts généraux sur les énergies photovoltaïque et thermique.

## Introduction

Dans nos jours, la demande d'eau est de plus en plus importante, en particulier dans les zones rurales et les sites isolés où l'accès à l'énergie classique est difficile voir pratiquement impossible. Ce phénomène a fait qu'un intérêt grandissant est porté sur l'utilisation des générateurs photovoltaïques comme nouvelle source d'énergie. La réalisation d'un système de pompage photovoltaïque autonome, fiable et à bon rendement, constitue une solution pratique et économique au problème du manque d'eau, en particulier, dans les régions désertiques. En effet, un système photovoltaïque devient intéressant lorsqu'il est facile à installer, avec une autonomie acceptable et une excellente fiabilité de service. Ce chapitre traite plus particulièrement les éléments théoriques permettant de dimensionner les stations de pompage.

## I Modélisation du panneau photovoltaïque

### I.1. Circuit équivalent d'une cellule solaire (cas réel) [13]

Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque réelle est représenté sur la figure. Il est constitué d'une diode caractérisant la jonction PN, une source de courant  $I_{ph}$  caractérisant le photocourant, une résistance série ( $R_s$ ) représentant les pertes par effet Joule, et une résistance parallèle ( $R_p$ ) caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière qui est généralement très supérieure à ( $R_s$ ).

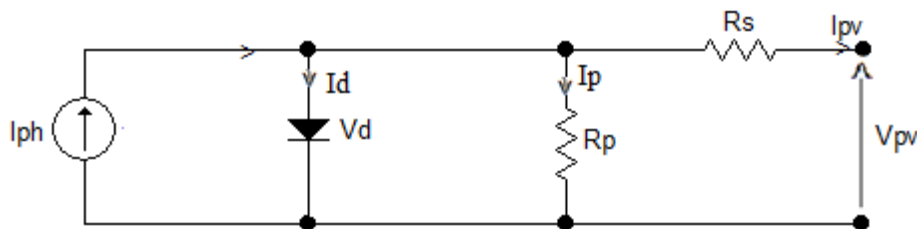


Figure II. 1: Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque à une diode.

### II.4. Modélisation du modèle à une diode [46]

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{RP} \quad (II.1)$$

$$I_{ph} = P_1 E_s \left( 1 + P_2 (E_s - E_{sref}) + P_3 (T_j - T_{jref}) \right) \quad (\text{II.2})$$

$E_{sref}$ ,  $T_{jref}$  : 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 :

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

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

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

$I_{0d}$  : 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.

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

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

$P_4$  : Paramètre constant.

$$I_{RP} = \left[ \frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{R_p} \right] \quad (\text{II.6})$$

$R_s$  : Résistance série.

$R_p$  : Résistance parallèle.

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

$$I_{pv} = P_1 E_s \left( 1 + P_2 (E_s - E_{sref}) + P_3 (T_j - T_{jref}) \right) - \quad (\text{II.7})$$

$$P_4 T_j^3 \cdot \exp \left[ \frac{Eg}{k T_j} \right] \left[ \exp \left[ \frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{k A N_s T_j} \right] - 1 \right] - \left[ \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \right]$$

L'identification des paramètres P1, P2, P3, P4 se fait à partir des mesures expérimentales et des paramètres standards (STC)  $E_s=1000W/m^2$ ,  $T_a=25^\circ C$ .

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

Tableau II. 1 : Paramètres du panneau 80 W [47].

**II.4.1. Schéma de la modélisation MATLAB/Simulink du panneau photovoltaïque 80 Wc**

La figure suivante montre le schéma bloc du panneau photovoltaïque 80 Wc :

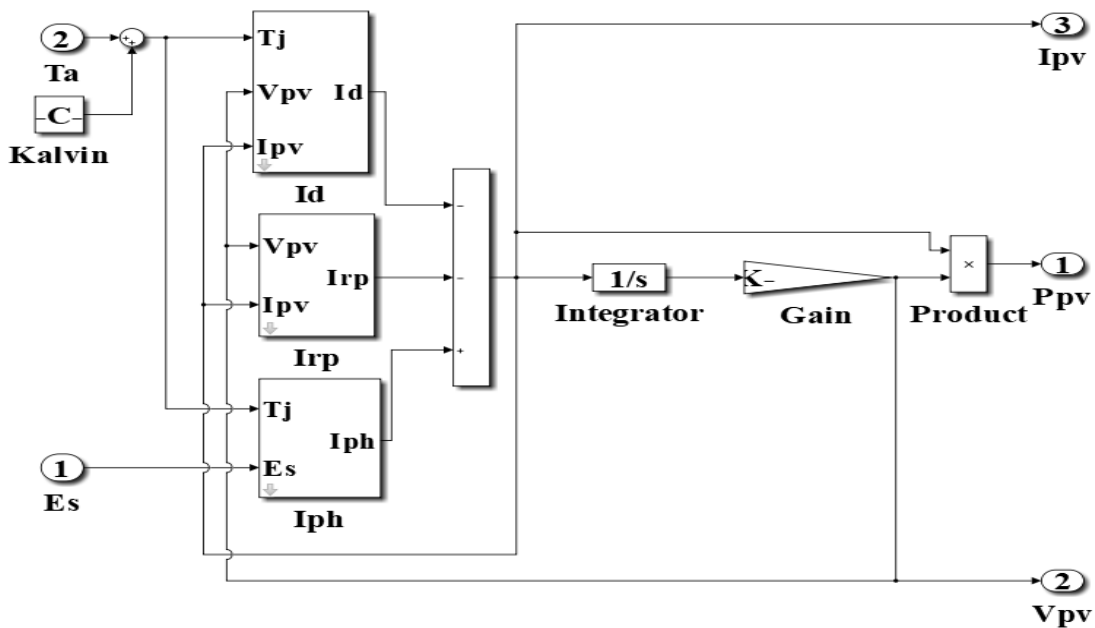


Figure II. 2: Schéma bloc du PV 80Wc sur MATLAB/Simulink.

**II.4.2. Caractéristiques I(V) et P(V) du panneau photovoltaïque aux conditions de test standard**

La simulation de notre panneau photovoltaïque dans les conditions STC a donné les graphes représentés dans les figures suivantes :

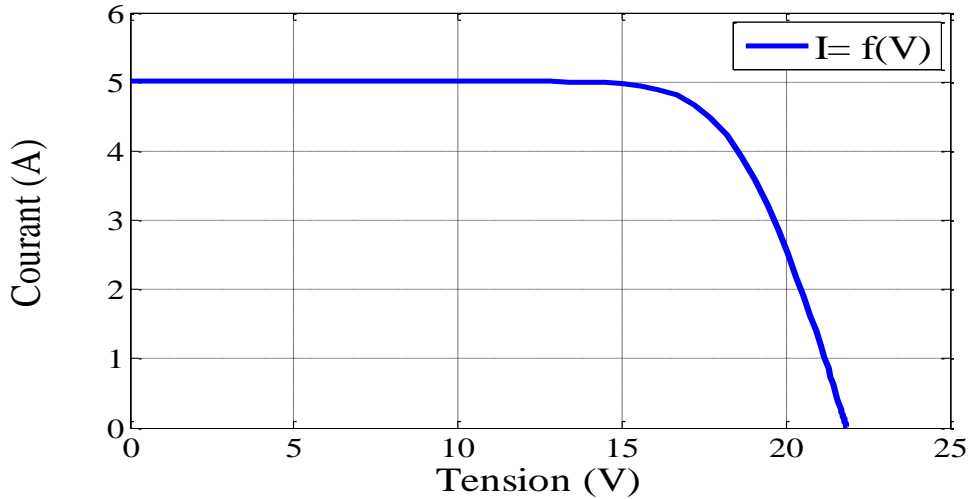


Figure II. 3: Caractéristique  $I=f(V)$  aux conditions de test standard.

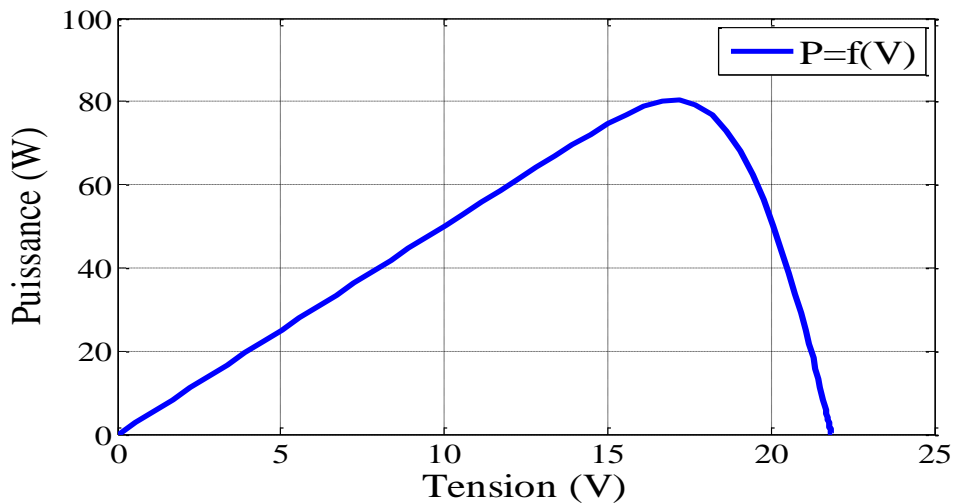


Figure II. 4: Caractéristique  $P=f(V)$  aux conditions de test standard.

## II.5. Mesure pratique par la méthode voltmètre-ampère-métrique du panneau photovoltaïque

### II.5.1. Présentation du générateur photovoltaïque

Le module photovoltaïque transforme l'énergie solaire en énergie électrique. Il joue donc le rôle de générateur dans le système photovoltaïque. L'énergie produite par un module photovoltaïque dépend du niveau du rayonnement solaire. Ainsi, durant la journée, l'énergie produite va varier en fonction de la variation du rayonnement solaire.

### II.5.2. Le panneau photovoltaïque à étudier

Le générateur est constitué de 36 cellules (série/parallèle) de technologie mono-silicium d'une puissance de 80 Wc.



*Figure II. 5: Panneau photovoltaïque de 80 Wc.*

### II.5.3. Caractéristiques techniques

|                                  |  |
|----------------------------------|--|
| Poids (kg)                       | 8  |
| Dimensions (mm)                  | 1195×541×30                                    |
| Technologie                      | Mono-silicium                                  |
| Condition de test standard (STC) | E= 1000W/m <sup>2</sup><br>Ta= 25°C<br>AM= 1.5 |
| Nombre de cellules               | 36   |
| Puissance maximale Pmax (W)      | 80   |
| Courant maximale Impp (A)        | 4.65   |
| Tension maximale Vmpp (V)        | 17.2   |
| Courant de court-circuit Icc (A) | 5  |
| Tension de court-circuit Vco (V) | 21.6   |
| Noct (°C)                        | 50   |

*Tableau II. 2 : Les différentes caractéristiques techniques de notre panneau solaire.*

### II.5.4. Méthode voltmètre-ampère-métrique

Cette méthode utilise la loi d'Ohm ( $U = R \times I$ ) ; En annule la tension  $U=0$  avec les rhéostats variables tel que  $R=0$  et en mesure le courant maximale ; Puis en varie la valeur des résistances, à chaque fois en mesure la tension et le courant, jusqu'à la dernière mesure le courant doit être nul ( $I=0$ ) et la tension à son max.

II.5.5. Montage réalisé

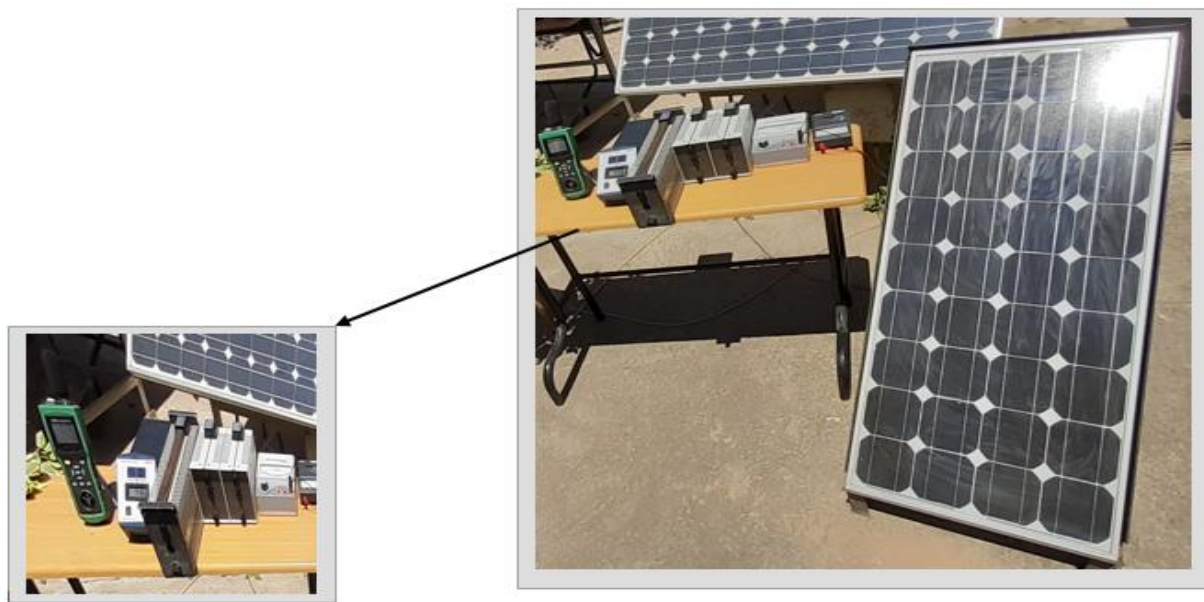


Figure II. 6: Montage de par la méthode voltmètre-ampère-métrique du PV 80 Wc.

II.5.6. Résultats mesuré tracé en courbes I(V) et P(V) sur MATLAB/Simulink

En date du 02.06.2021 une journée fortement ensoleillé, nous avons effectués les mesures voltmètre-ampère-métrique à différents instants. En à eut les résultats ci-dessous :

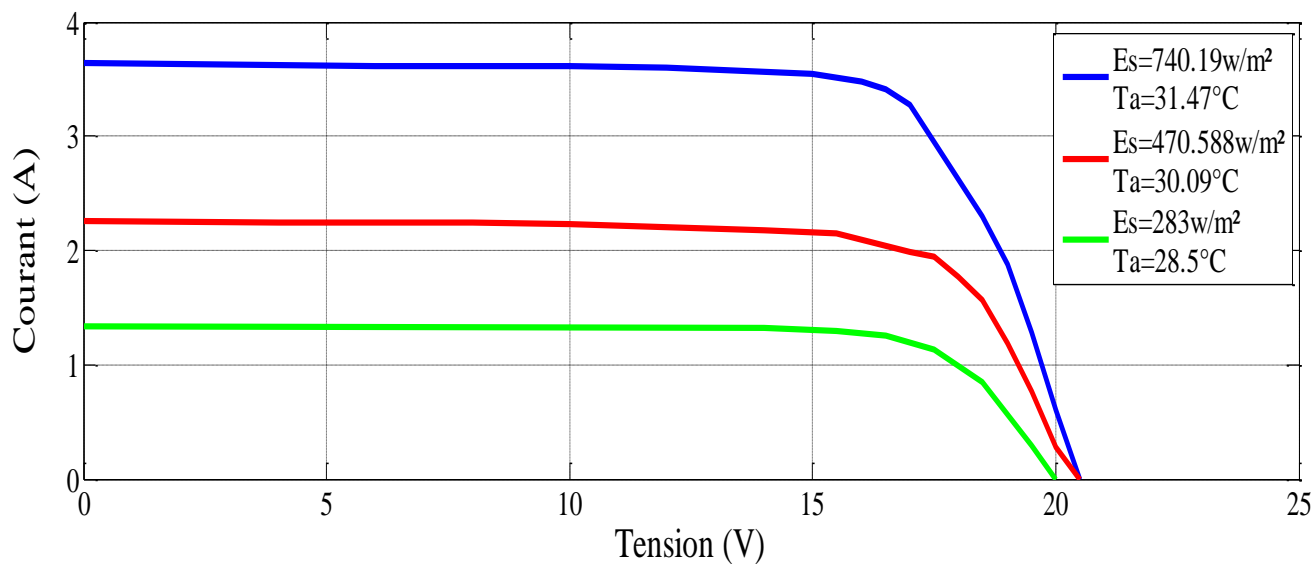


Figure II. 7: Caractéristique  $I=f(V)$  mesuré.



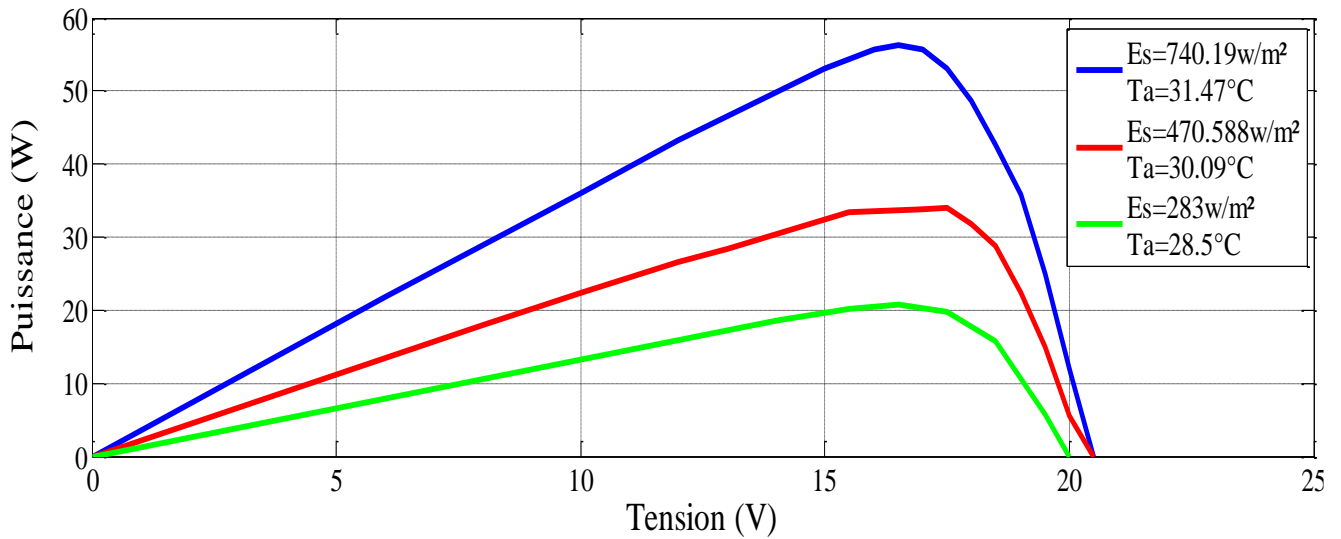


Figure II. 8: Caractéristique  $P=f(V)$  mesuré.

## II.6. Effet de l'ombrage sur le panneau photovoltaïque

### II.6.1. Définition de l'ombrage

L'ombrage consiste à faire varier le taux d'ensoleillement qui parvient à une ou plusieurs cellules, le rayonnement solaire qui atteint le module avec un effet d'ombrage d'une matière est du moins rapporté à la capacité de cette dernière à laisser passer le rayonnement complètement, partiellement ou nullement. En tenant compte du nombre de cellules ombragées et le matériau qui prolifère l'ombrage en a pu relever les caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  ci-dessous avec différents types de matériaux et de taux d'ombrage.

## II.7. Ombrage

### II.7.1. Ombrage avec des feuilles d'arbre

#### 1 Le premier test



Figure II. 9: Illustration de l'ombrage du PV avec les feuilles d'arbre.

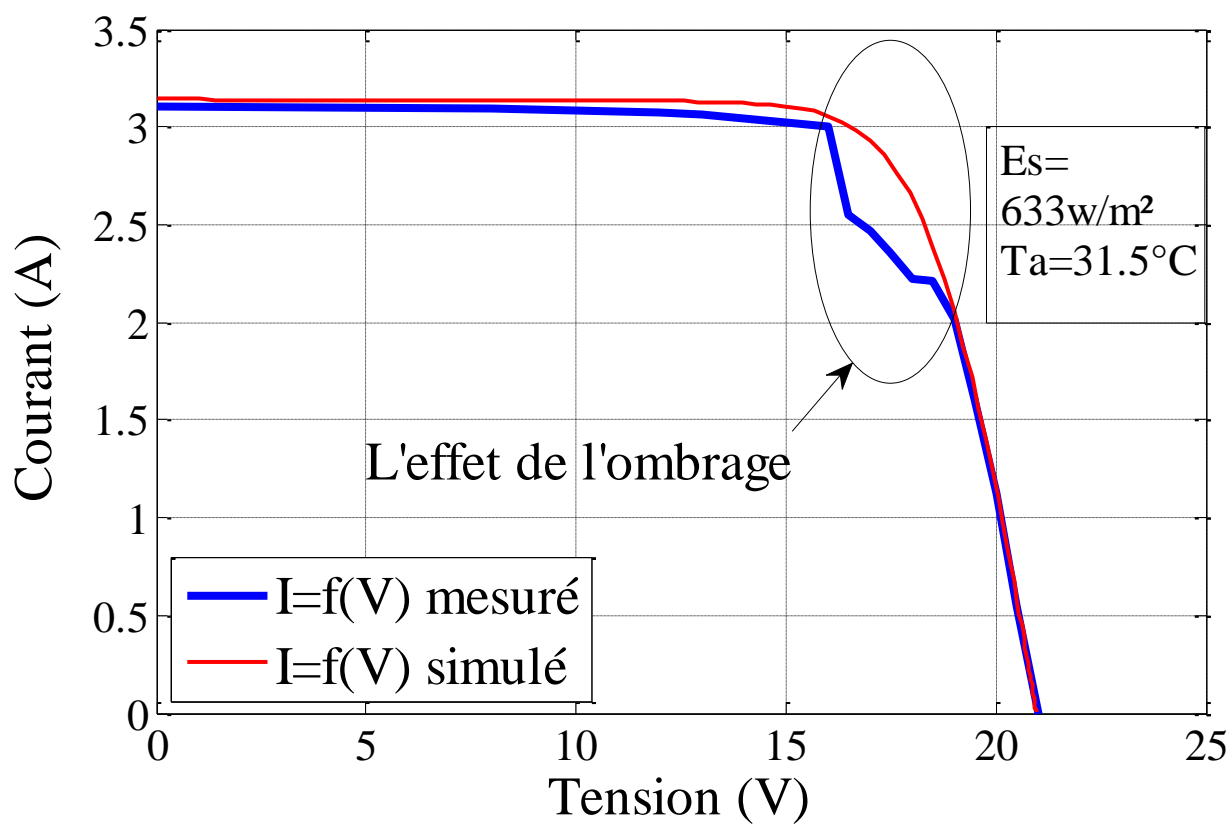


Figure II. 10: Caractéristique  $I=f(V)$  ombrage avec les conditions du premier test.

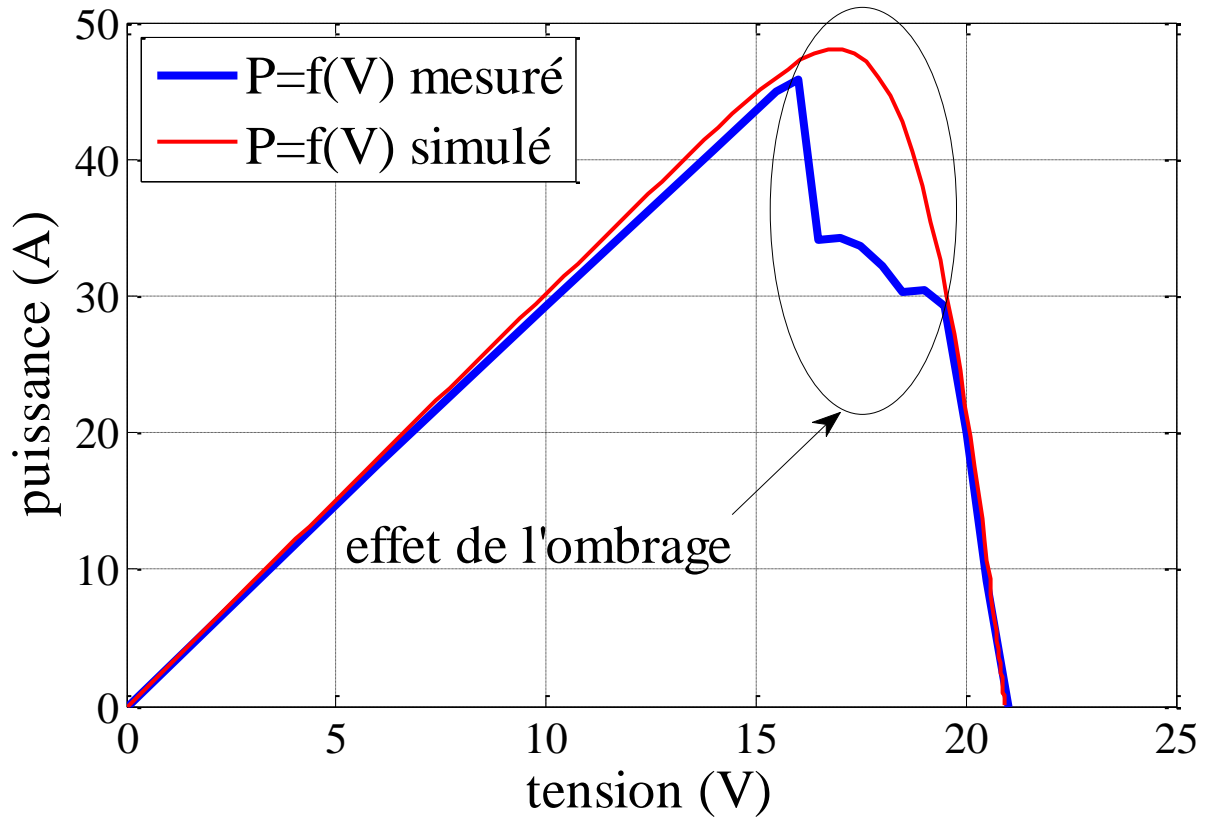


Figure II. 11: Caractéristique  $P=f(V)$  ombrage avec les conditions du deuxième test.

2 Deuxième test



Figure II. 12: Illustration de l'ombrage du PV avec les feuilles d'arbre.

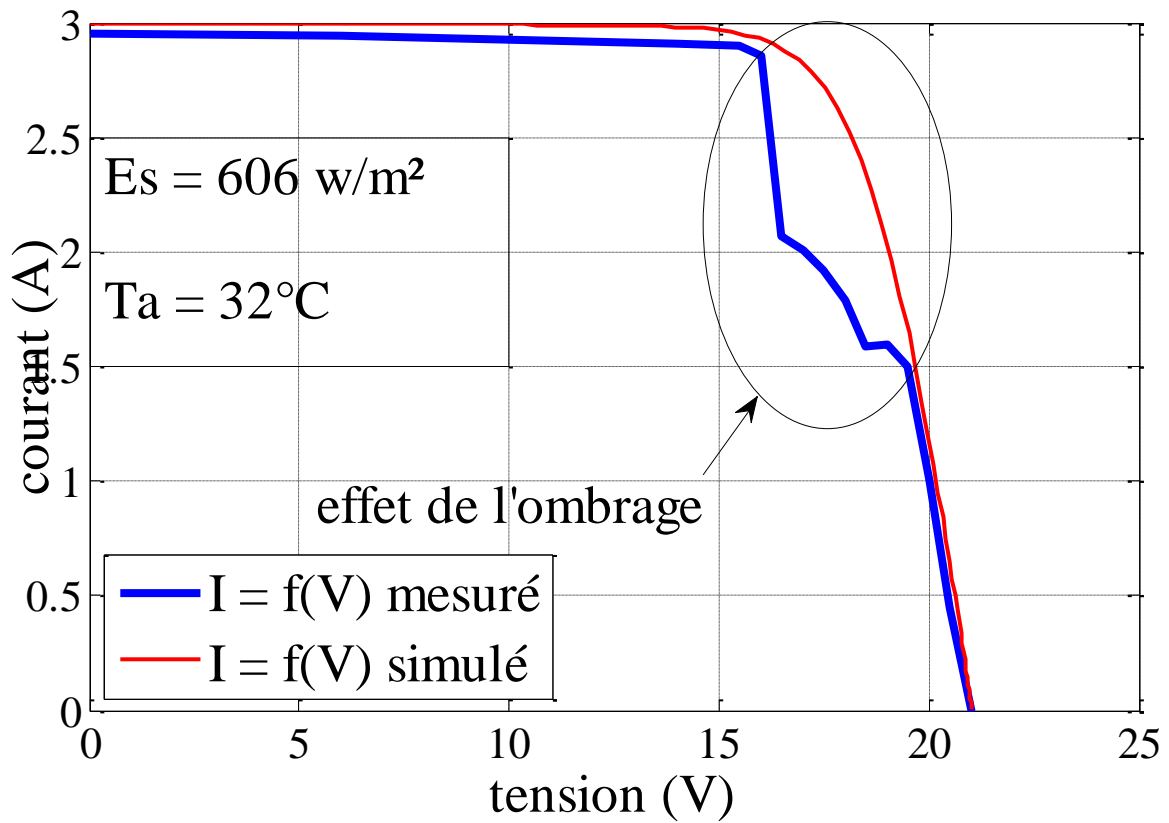


Figure II. 13: Caractéristique  $I=f(V)$  ombrage avec les conditions du premier test.

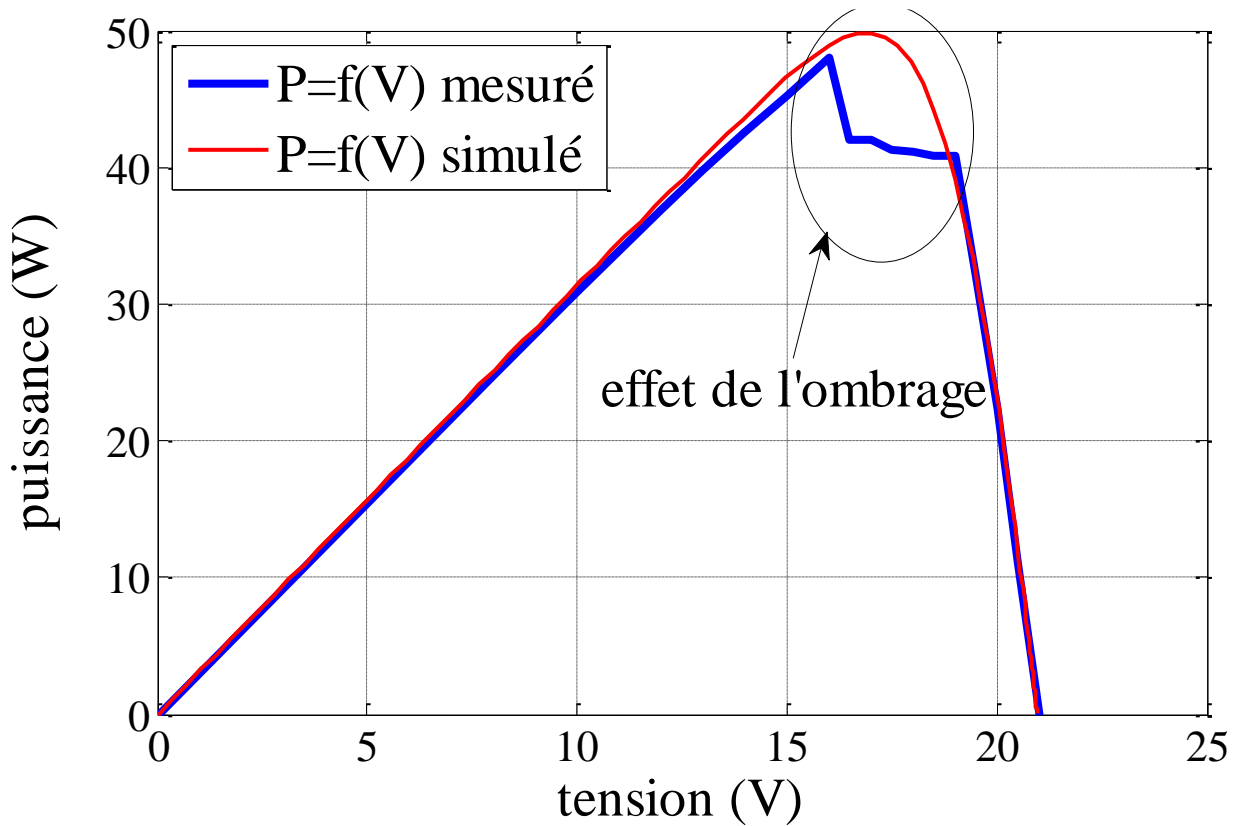


Figure II. 14: Caractéristique  $P=f(V)$  ombrage avec les conditions du deuxième test.

II.7.2. Ombrage avec du carton

1 Premier test



Figure II. 15: Illustration de l'ombrage du PV avec du carton.

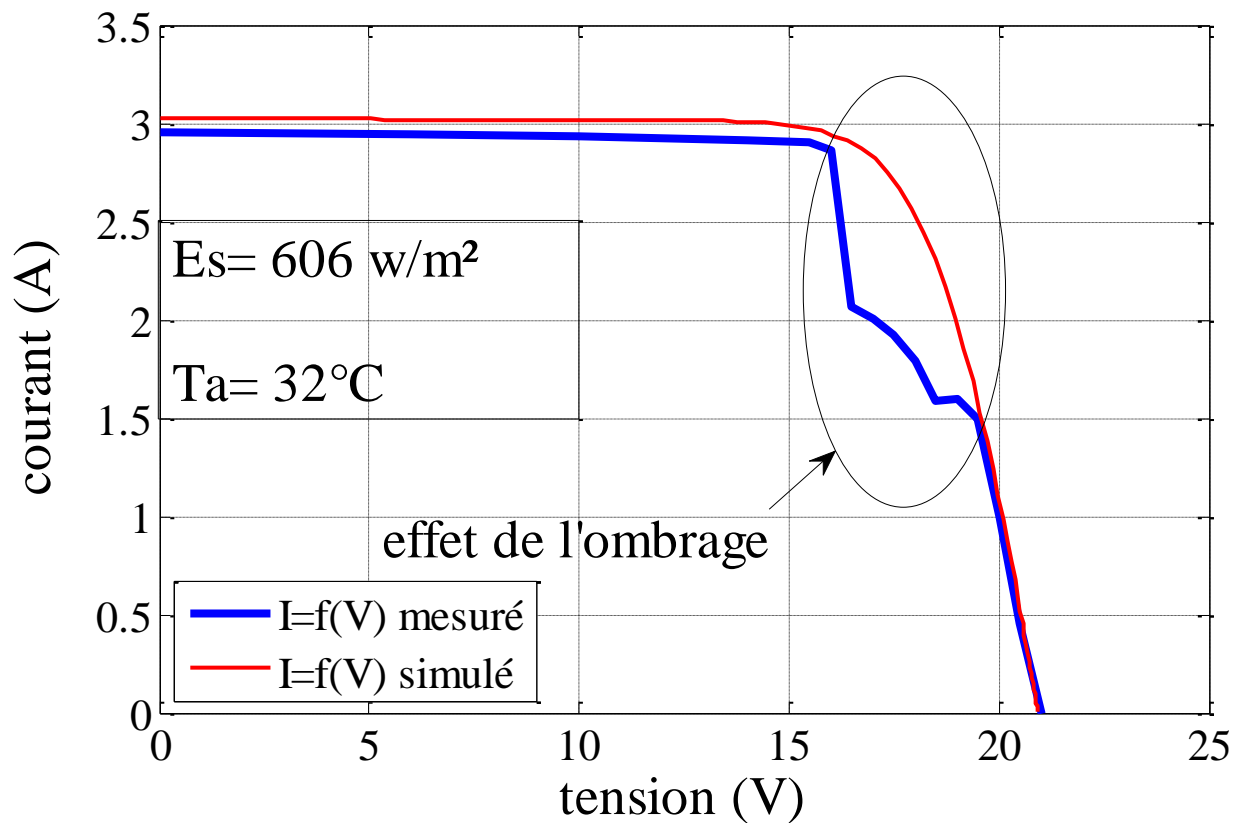


Figure II. 16: Caractéristique I=f(V) ombrage avec les conditions du premier test.



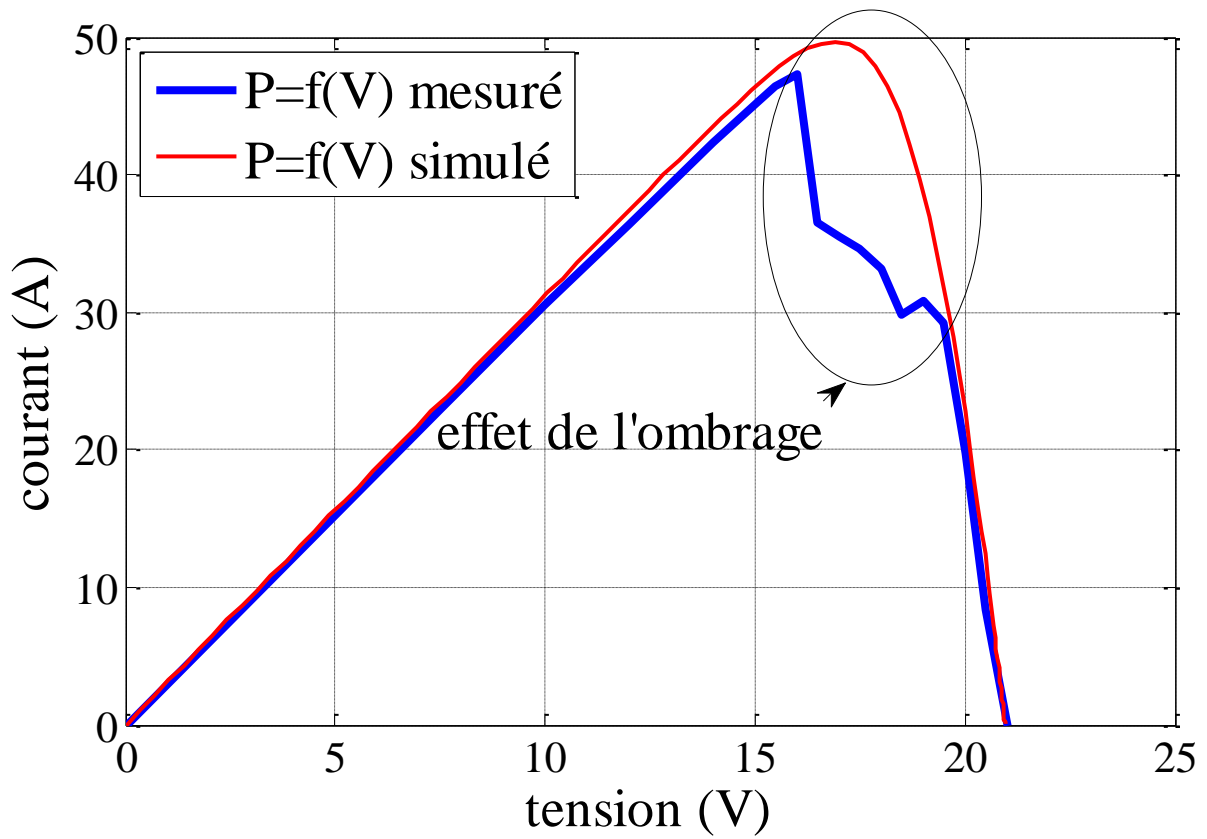


Figure II. 17: Caractéristique  $P=f(V)$  ombrage avec les conditions du deuxième test.

2 Deuxième test



Figure II. 18: Illustration de l'ombrage avec les feuilles d'arbre.

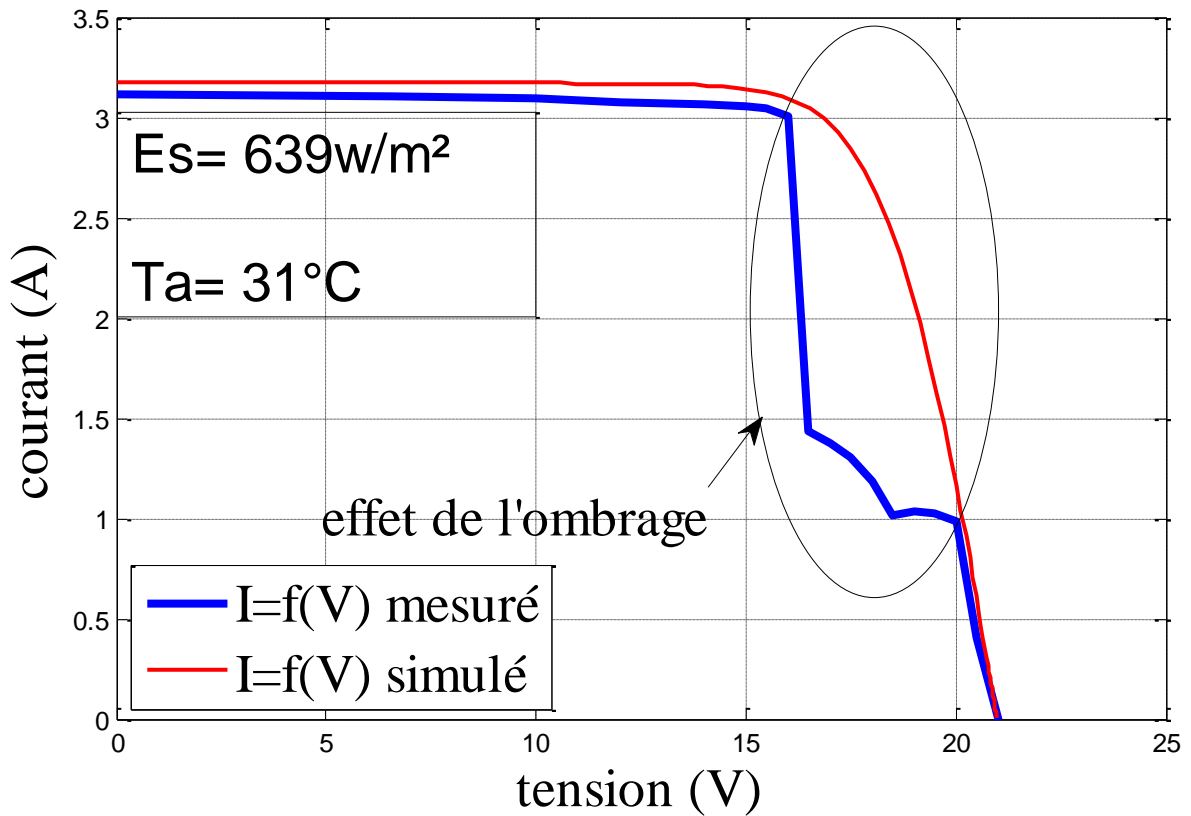


Figure II. 19: Caractéristique  $I=f(V)$  ombrage avec les conditions du premier test.

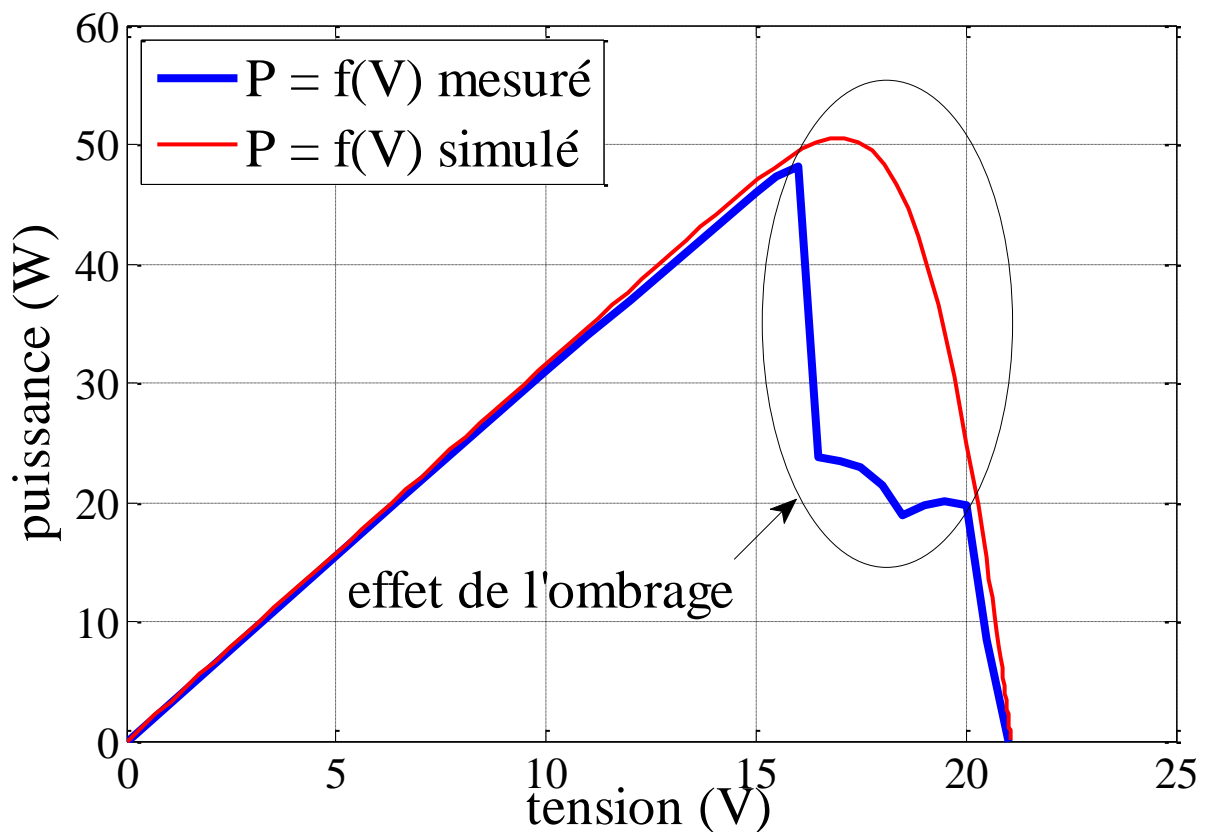


Figure II. 20: Caractéristique  $P=f(V)$  ombrage avec les conditions du deuxième test.

II.7.3. Ombrage avec du sable

1 Premier test



Figure II. 21: Illustration de l'ombrage avec du sable.

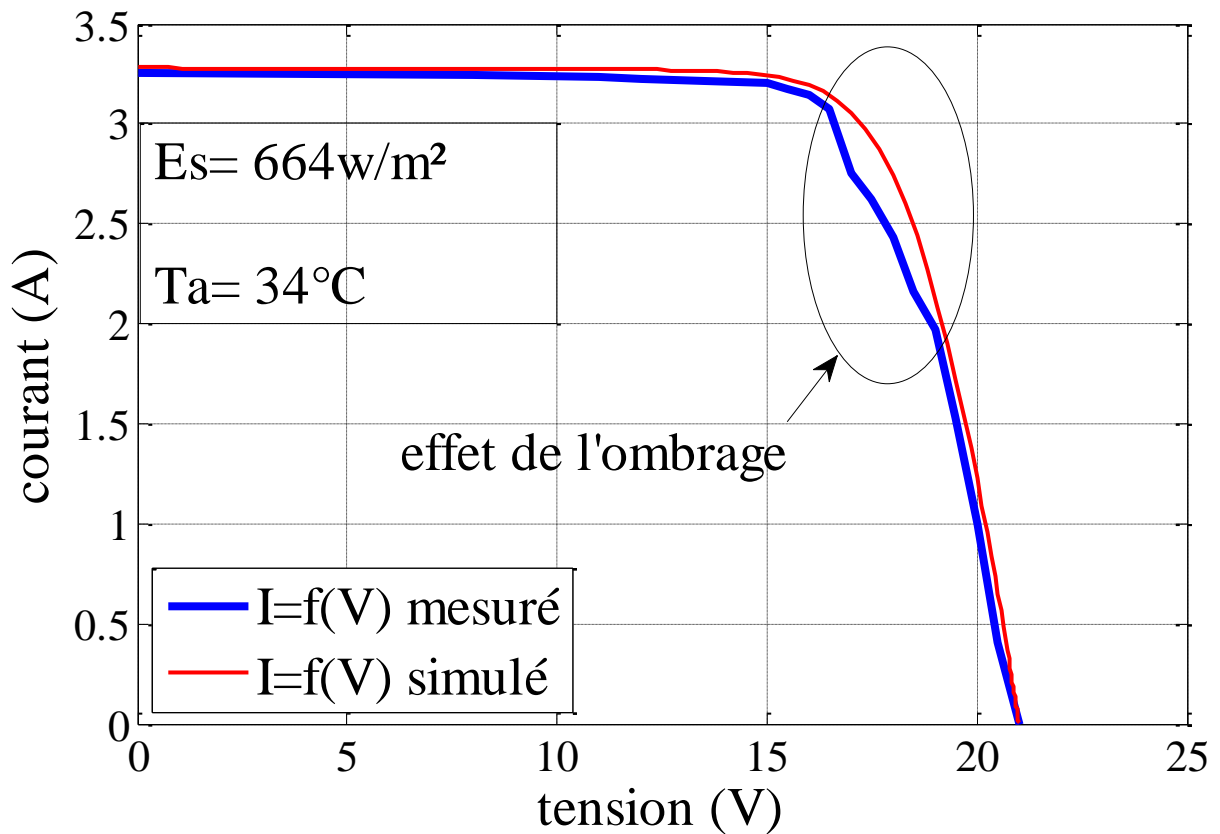


Figure II. 22: Caractéristique  $I=f(V)$  ombrage avec les conditions du premier test.



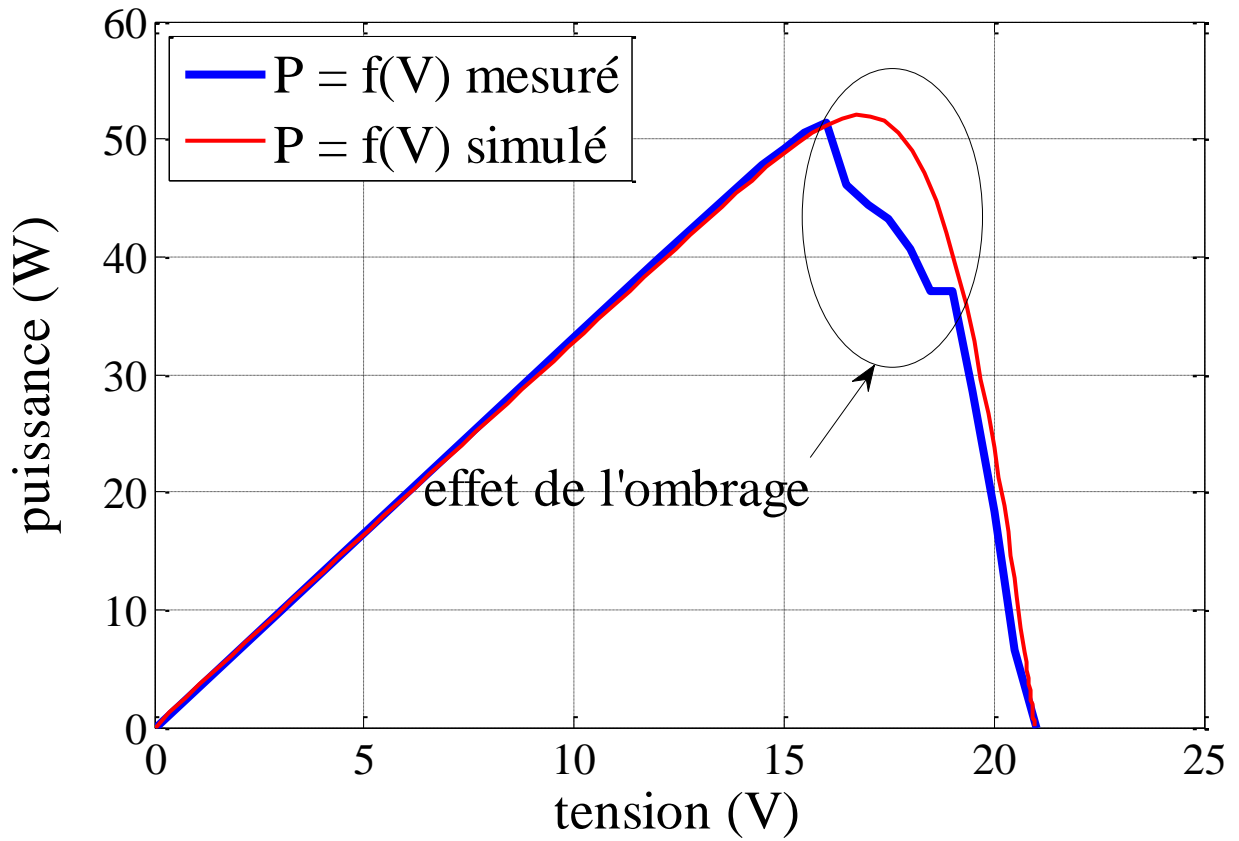


Figure II. 23: Caractéristique  $P=f(V)$  ombrage avec les conditions du deuxième test.

2 Deuxième test



Figure II. 24: Illustration de l'ombrage avec du sable.

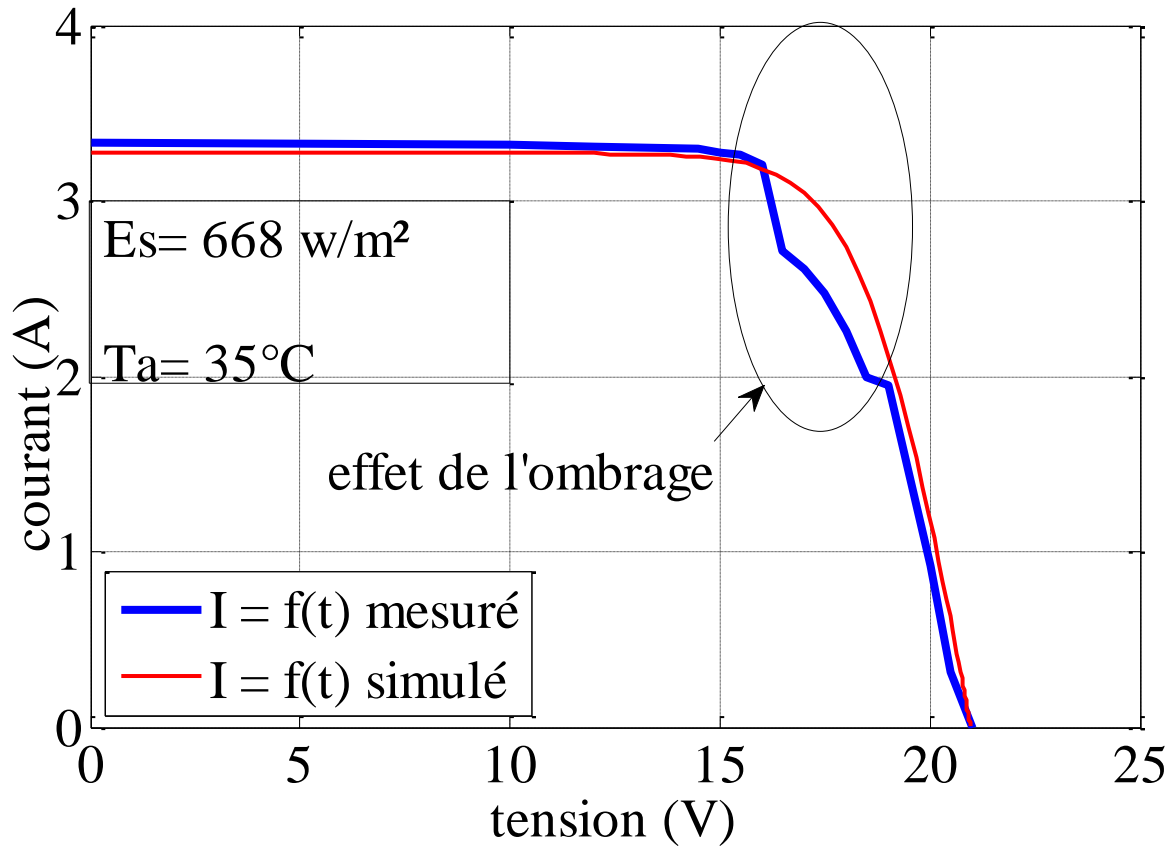


Figure II. 25: Caractéristique  $I=f(V)$  ombrage avec les conditions du premier test.

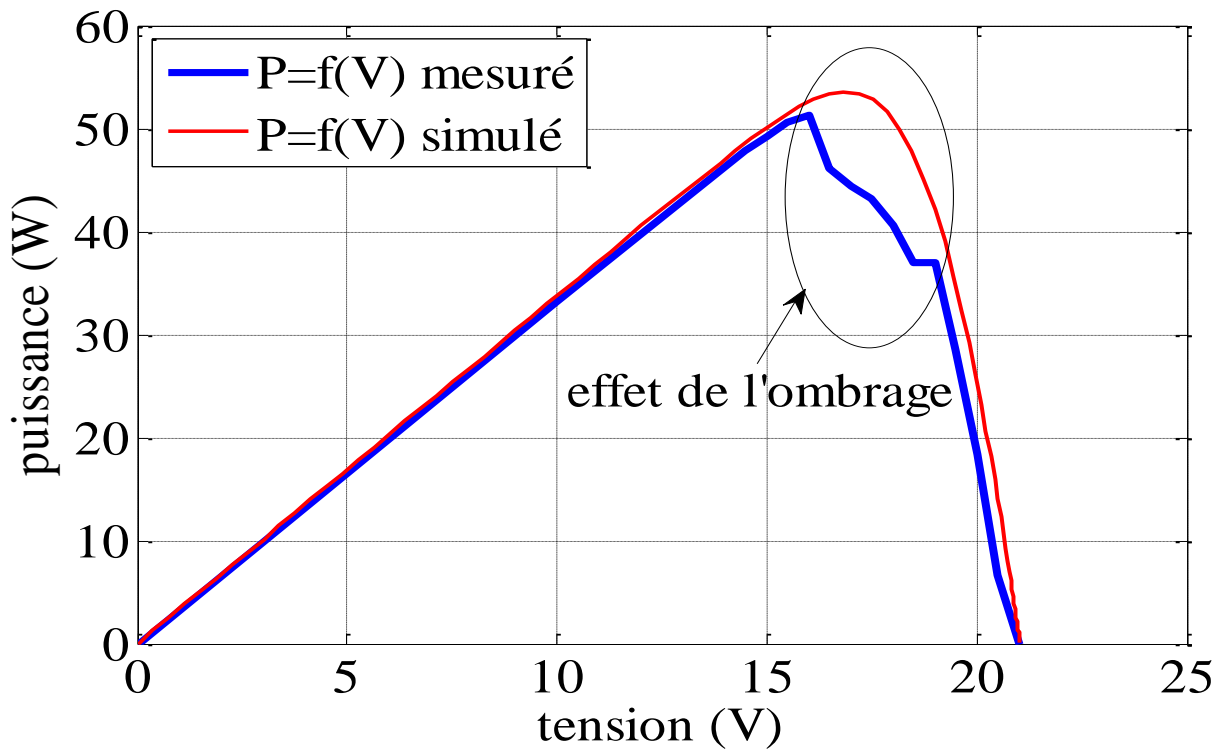


Figure II. 26: Caractéristique  $P=f(V)$  ombrage avec les conditions du deuxième test.

## II.8. Batteries

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 [48].

### II.8.1. Modélisation de la batterie [16]

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.

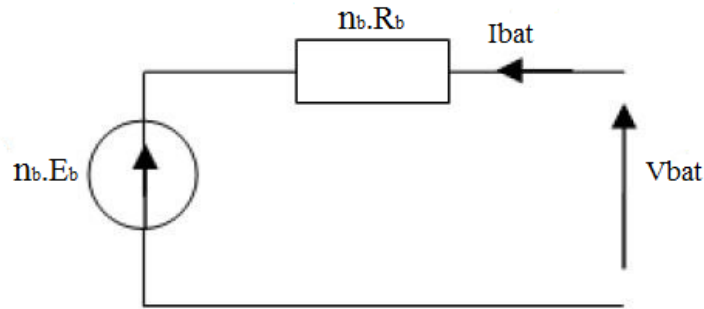


Figure II. 27: Schéma électrique de la batterie.

$$V_{bat} = n_b.E_b \pm n_b.R_b.I_{bat} \quad (II.7)$$

Avec :  $V_{bat}$  : 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.

### II.8.2. 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  $C_{10}$

$$C_{bat} = C_{10} \left[ \frac{1,67}{1 + 0,67 \left( \frac{\overline{I_{bat}}}{I_{10}} \right)^{0,9}} \cdot (1 + 0,005 \cdot \Delta T) \right] \quad (II.8)$$

$\Delta T$  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, Qd.

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \quad (II.9)$$

Qd est calculé par la fonction suivante :

$$Q_d = I_{bat} \cdot t \quad (II.10)$$

t : La durée de fonctionnement de la batterie avec un courant Ibat.

### II.8.3. 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.

$$Vbat_{ch} = n_b [ 2 + 0,16 \cdot EDC ] \quad (II.11)$$

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

### II.8.4. 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.

$$Vbat_{déch} = n_b \cdot [1,965 + 012 \cdot EDC] \quad (II.12)$$

$$+ n_b \cdot \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \cdot \left[ \frac{4}{1 + |I_{bat}|^{0,8}} + \frac{0,27}{(1 - EDC)^{1,5}} + 0,02 \right] \cdot (1 - 0,007 \Delta T)$$

II.8.5. Schéma bloc de la batterie sur MATLAB/Simulink

Voici le schéma bloc finale de notre batterie :

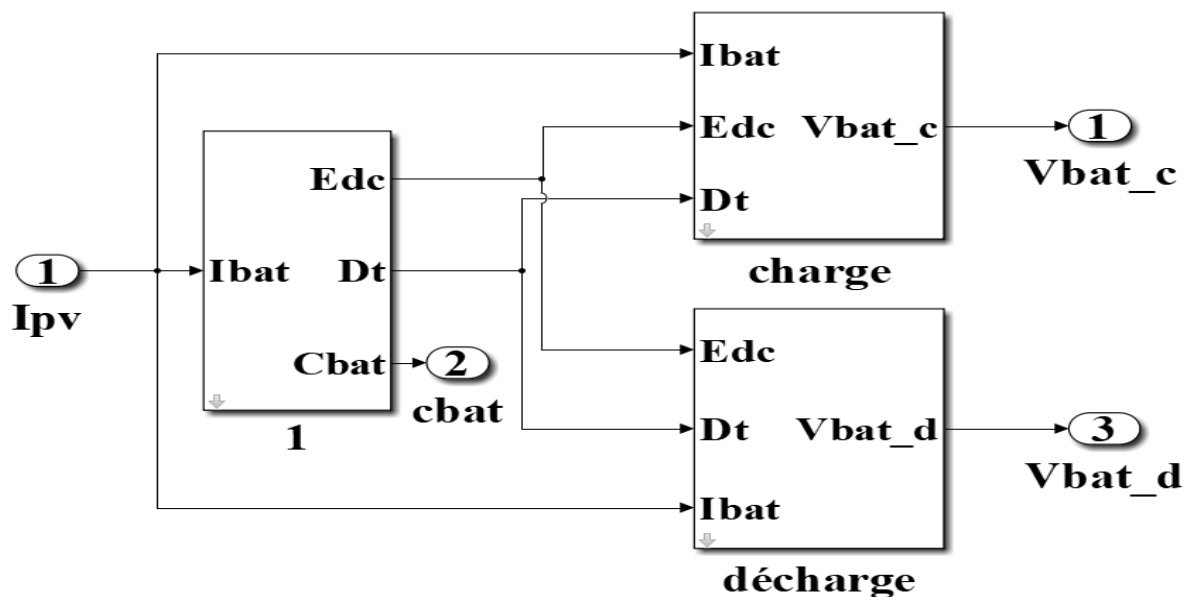


Figure II. 28: Schéma bloc de la batterie.

II.8.6. L'allure de la tension de la batterie

La simulation a donné la visualisation de l'allure de décharge de la tension de la batterie :

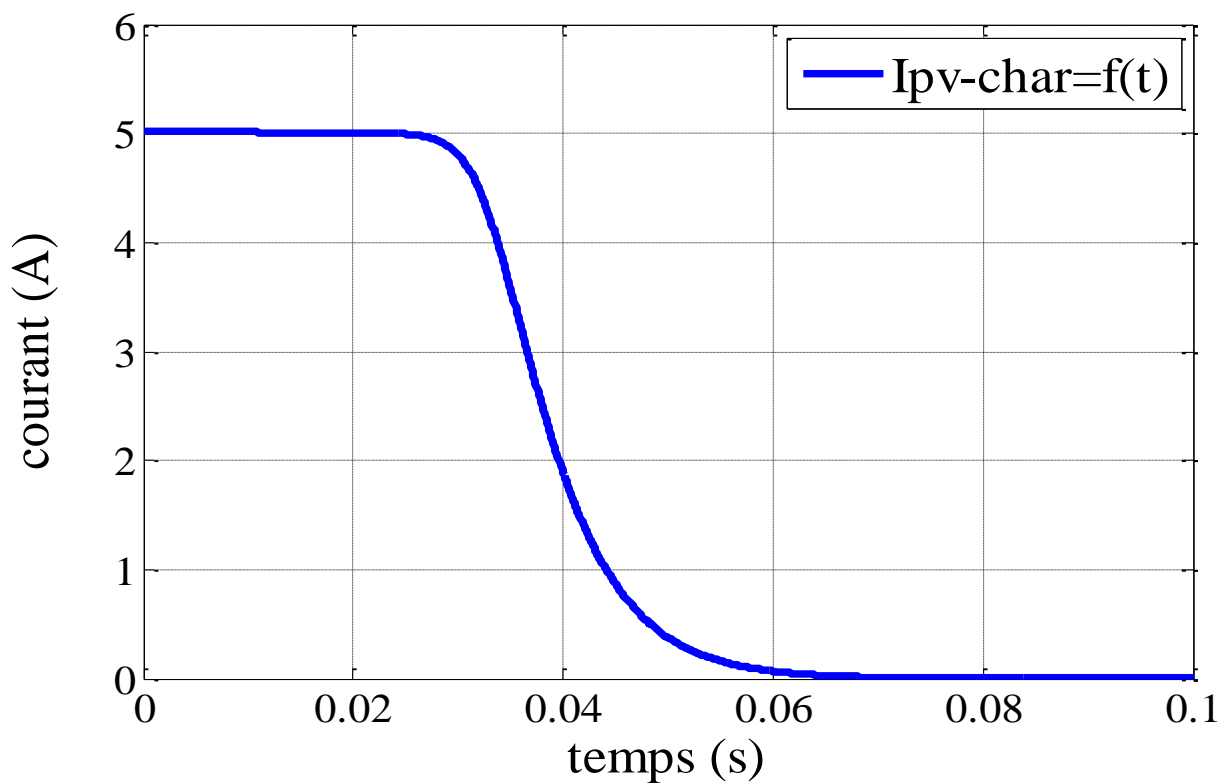
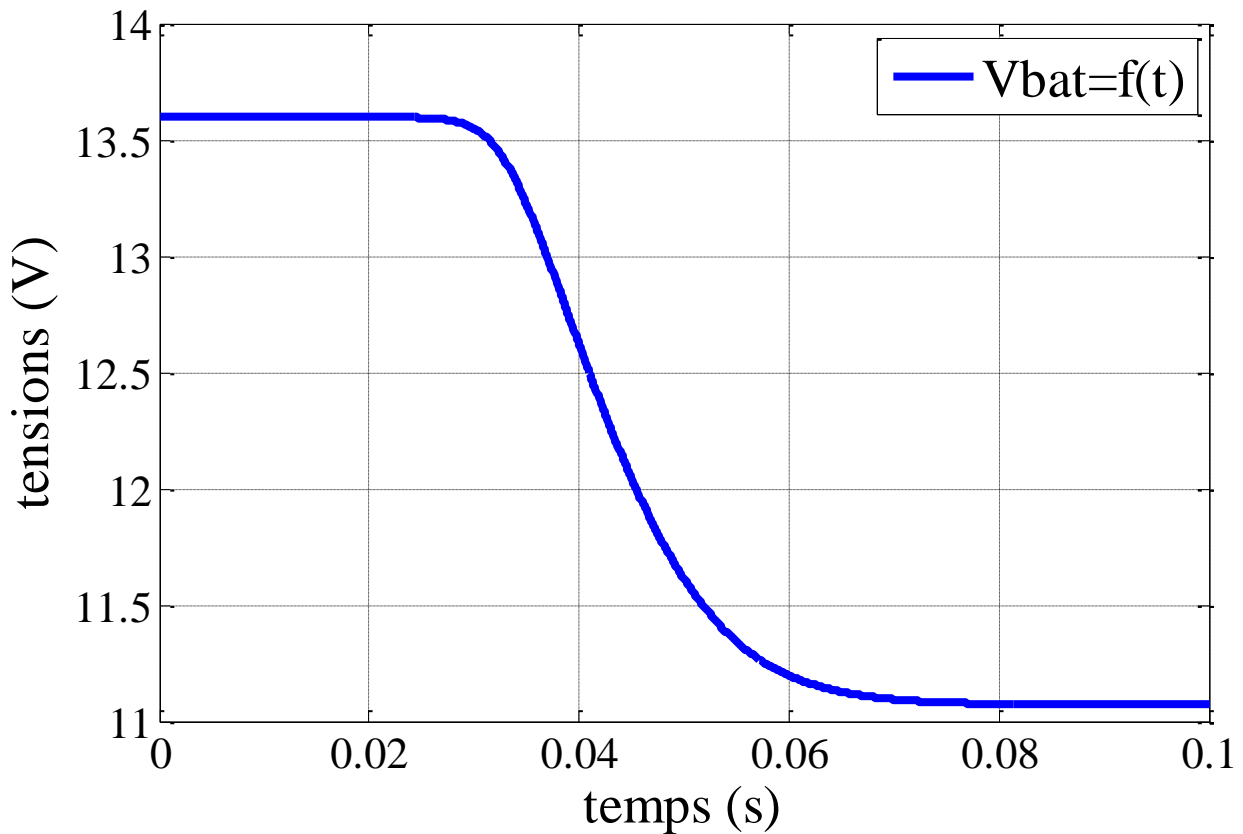


Figure II. 29: Allure du courant de charge de la batterie  $I_{pv-char}=f(t)$ .



*Figure II. 30: Allure de la tension de décharge de la batterie  $V_{bat}=f(t)$ .*

## II.9. Onduleur [49]

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

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.

### II.9.1. Circuit équivalent d'un onduleur monophasé [49]

Un onduleur monophasé se compose d'une source de tension continue et des interrupteurs commandés avec des diodes. La figure (III-15) montre le circuit équivalent d'un onduleur monophasé en demi- pont.

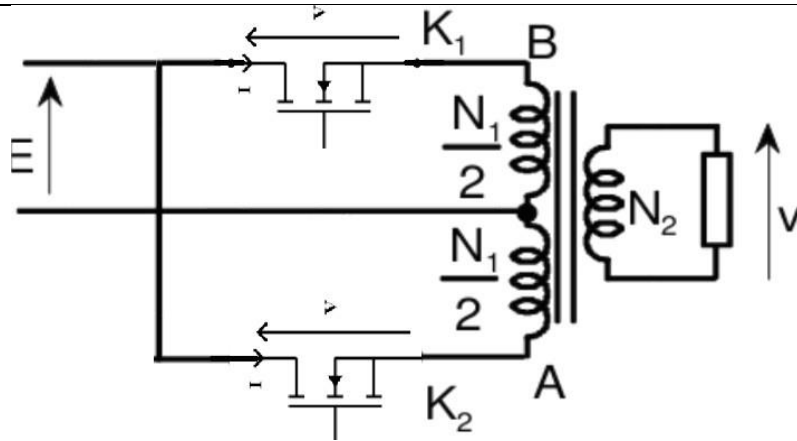


Figure II. 31: Circuit équivalent d'un onduleur monophasé.

### II.9.2. Modélisation d'un onduleur monophasé [49]

L'équation mathématique de la tension s'écrit :

$$u(t) = R \times i(t) + L \times \frac{di(t)}{dt} \quad (\text{II.13})$$

En appliquant la loi des mailles dans l'intervalle  $0 < t < T/2$ , on aura :

$$u(t) = i(t) + L \times \frac{di(t)}{dt} = 0 \quad (\text{II.14})$$

La solution générale de cette équation est la somme de la solution générale de l'équation sans second membre (SSM) et la solution particulière. On commence par la solution homogène, on a l'équation générale :

$$R \times i(t) + L \times \frac{di(t)}{dt} \quad (\text{II.15})$$

On intégrant l'équation (II.15) on trouve :

$$i(t) = \exp\left(-\left(\frac{R}{L}\right)t + cste\right) \quad (\text{II.16})$$

On peut simplifier l'équation (II.16) comme suit :

$$i(t) = K \times e^{\left(-\frac{t}{\tau}\right)} \quad (\text{II.17})$$

Pour la solution particulière, elle s'exprime sous la forme :

$$i_p = At + B \quad (\text{II.18})$$

En remplaçant (II.18) dans l'équation (II.15) on obtient :

$$R \times i_p(t) + L \times \frac{di_p(t)}{dt} = +E \quad (\text{II.19})$$

En remplaçant  $i_p t$  par son expression (II.18) on obtient :

$$At + B + \frac{L}{R}A = +\frac{E}{R} \quad (\text{II.20})$$

En appliquant l'identification, on aura la solution particulière :

$$i_p(t) = \frac{E}{R} \quad (\text{II.21})$$

Ainsi, la solution totale de l'équation différentielle est exprimée comme suit :

$$i_t(t) = i_p(t) + i(t) \quad (\text{II.22})$$

D'où

$$i_t(t) = K \times e^{(-\frac{t}{\tau})} + \frac{E}{R} \quad (\text{II.23})$$

Aux conditions initiales

$$i_t(0) = 0$$

$$K = -I_M - E/R$$

La solution totale s'écrit donc sous la forme suivante :

$$i_t(t) = \frac{E}{R} \left( 1 - e^{(-\frac{t}{\tau})} \right) - I_M \times e^{(-\frac{t}{\tau})} \quad (\text{II.24})$$

Pour le cas  $T/2 < t < T$ , l'équation caractéristique s'exprime comme suit :

$$u(t) = R \times i(t) + L \times \frac{di(t)}{dt} \quad (\text{II.25})$$

De la même manière, la solution totale de cette équation est la somme de la solution générale sans second membre (SSM) et d'une solution particulière.

La solution SSM : est la même que le premier cas, on obtient ainsi

$$i(t) = K \times e^{(-\frac{t}{\tau})} \quad (\text{II.26})$$



La solution particulière, on obtient le terme :

$$i_t(t) = i_p(t) + i(t) \quad (\text{II.27})$$

D'où :

$$i_t(t) = K \times e^{(-\frac{t}{\tau})} - \frac{E}{R} \quad (\text{II.28})$$

Dans les conditions suivantes :

$$A t = T/2$$

$$i_t(T/2) = +IM$$

$$K = +IM + (E/R)$$

Finalement la solution totale s'exprime dans ce cas comme suit :

$$i_t(t) = \frac{E}{R} \left( -1 + e^{(-\frac{t}{\tau})} \right) + I_M e^{(-\frac{t}{\tau})} \quad (\text{II.29})$$

### II.9.3. Simulation d'un onduleur monophasé sur MATLAB/Simulink

On simule un onduleur monophasé avec commande MLI en utilisant une charge résistive.

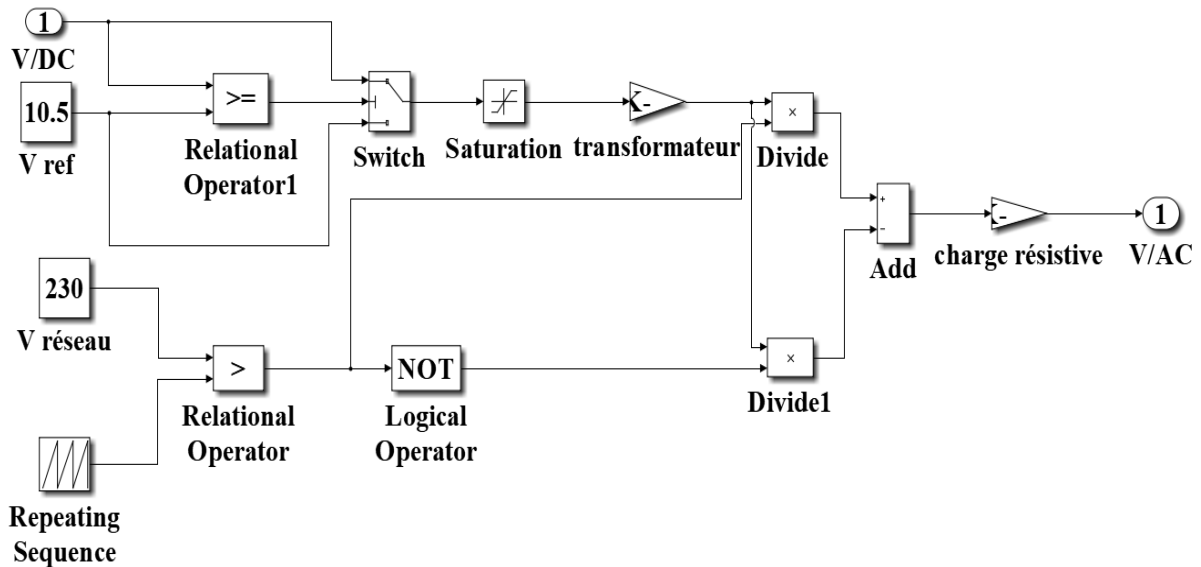


Figure II. 32: Bloc de simulation d'un onduleur monophasé.

La simulation a donné la visualisation de l'allure de la tension aux bornes de la charge résistive comme suit :

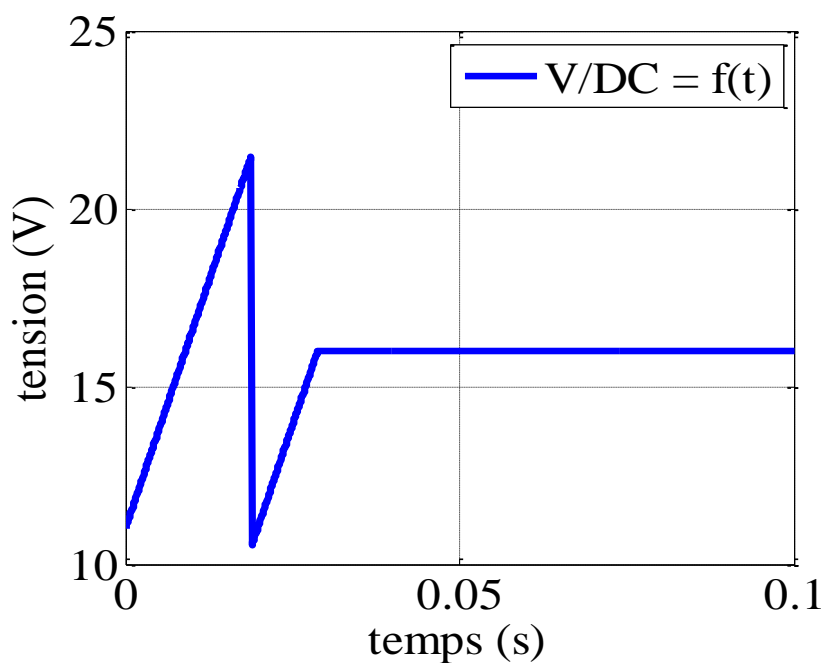


Figure II. 33: La tension à l'entrée de l'onduleur monophasé  $V/DC=f(t)$ .

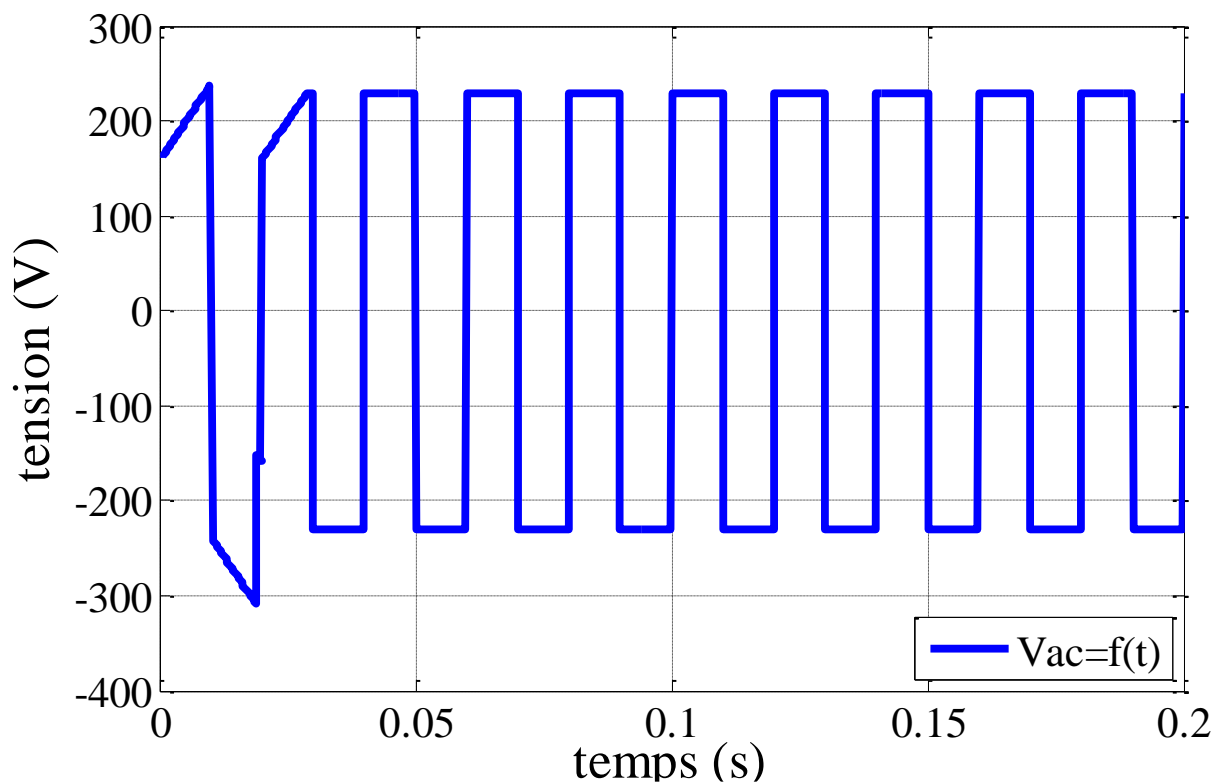


Figure II. 34: La tension de sortie de l'onduleur monophasé  $V/AC=f(t)$ .

## II.10. Moteur asynchrone monophasé [50]

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.

$$N_s = \frac{f_s}{p} \quad (\text{II.30})$$

$p$ : Nombre de pair de pôles.

La vitesse angulaire :

$$\Omega_s = 2\pi N_s \quad (\text{II.31})$$

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 créé par le stator, sur un axe fixe avec une vitesse de rotation  $N_r < N_s$ , qui corresponde à une vitesse angulaire  $\Omega_r < \Omega_s$ .

Le rapport :

$$g = \frac{\Omega_s - \Omega_r}{\Omega_s} \quad (\text{II.32})$$

$g$  est appelé glissement du rotor par rapport au champ tournant du stator.

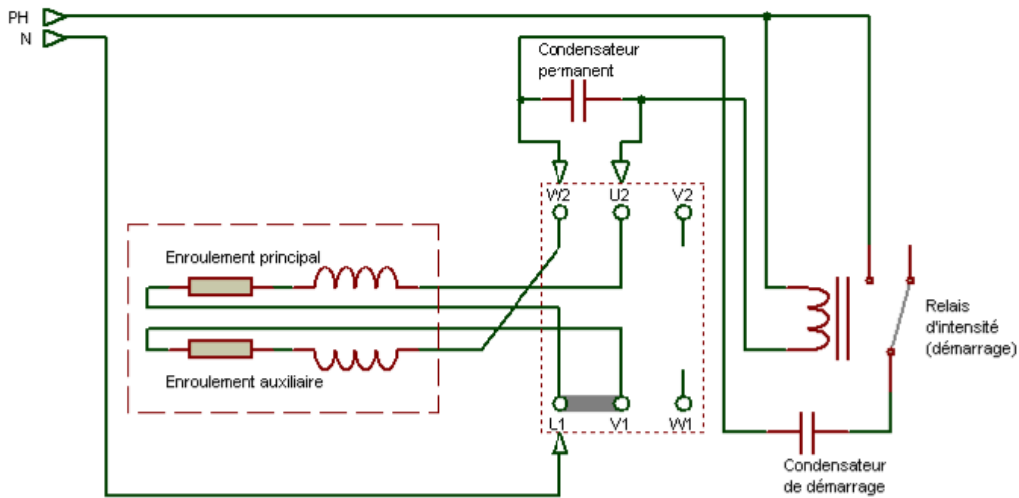
### II.10.1. Moteur à condensateur de démarrage [51]

Les machines à induction à condensateur de démarrage comportent deux phases. Le schéma synoptique à savoir, une phase de marche dit principal et une phase de démarrage dit auxiliaire.

L'enroulement principal occupe les deux tiers des encoches du stator. La section des fils de l'enroulement de marche est plus importante que celui de l'enroulement auxiliaire qui est conçu juste pour la phase de démarrage. Puisque la résistance est inversement proportionnelle à la section, la résistance ohmique de l'enroulement principal demeure très faible.

L'enroulement auxiliaire occupe le reste des encoches. Il est caractérisé par une faible section de fil et de valeur ohmique plus importante que celui de la phase de marche.

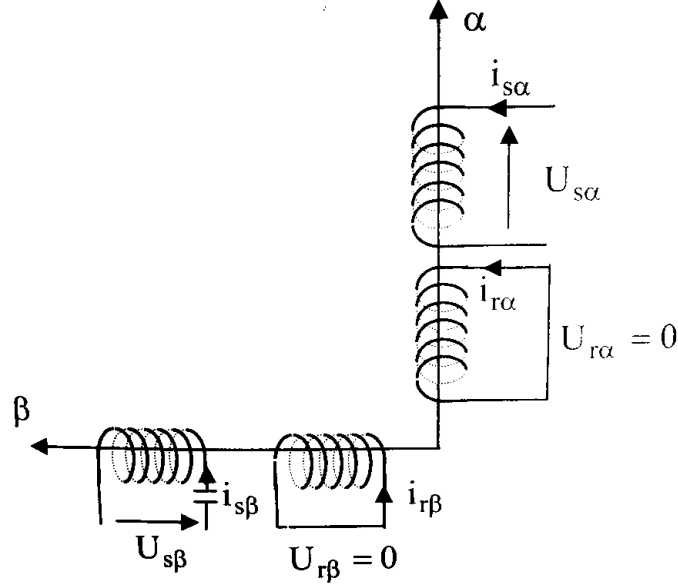
Le repérage des enroulements, principal et auxiliaire, sont similaires à celui du moteur asynchrone monophasé à condensateur permanente. Le démarrage de ce type de moteurs est assuré par une alimentation simultanée des enroulements principal et auxiliaire, une fois la machine asynchrone monophasée fonctionne et commencera à tourner au voisinage de sa vitesse nominale, un contact centrifuge placé électriquement en série avec le condensateur et mécaniquement entre la partie tournante appelé arbre du moteur et la partie fixe dite stator. Dès que la vitesse atteint sa valeur nominale le contacte s'ouvre en assurant une interruption du courant auxiliaire, par conséquent le moteur rentre dans sa phase de fonctionnement normal sans condensateur.



*Figure II. 35: Schéma électrique du moteur avec enroulement auxiliaire et condensateur de démarrage [52].*

### II.10.2. Modélisation du moteur asynchrone monophasé avec condensateur de démarrage [47]

Le référentiel choisi pour l'étude des processus électromagnétiques de la machine est le système  $(\alpha, \beta)$  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 II. 36:** Schéma référentiel de la machine dans le système  $(\alpha, \beta)$  lié au stator.

Le système d'équations des tensions est :

$$\left\{ \begin{array}{l} U_{s\alpha} = r_{s\alpha} i_{s\alpha} + \frac{d\varphi_{s\alpha}}{dt} \\ U_{s\beta} = r_{s\beta} + \frac{d\varphi_{s\beta}}{dt} \\ U_{r\alpha} = 0 = r_{r\alpha} + \frac{d\varphi_{r\alpha}}{dt} + \omega_r \varphi_{r\beta} \\ U_{r\beta} = 0 = r_{r\beta} i_{r\beta} + \frac{d\varphi_{r\beta}}{dt} - \omega_r \varphi_{r\alpha} \\ 0 = -i_{r\beta} + C \frac{dU_c}{dt} \end{array} \right. \quad (\text{II.33})$$

Celui des flux :

$$\left\{ \begin{array}{l} \varphi_{s\alpha} = L_{s\alpha} i_{s\alpha} + M_{\alpha} i_{r\alpha} \\ \varphi_{s\beta} = L_{s\beta} + M_{\beta} i_{r\beta} \\ \varphi_{r\alpha} = L_{r\alpha} + M_{\alpha} i_{s\alpha} \\ \varphi_{r\beta} = L_{r\beta} i_{r\beta} + M_{\alpha} i_{s\beta} \end{array} \right. \quad (\text{II.34})$$

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

$$\left\{ \begin{array}{l} U_{s\alpha} = r_{s\alpha} i_{s\alpha} + L_{s\alpha} \frac{di_{s\alpha}}{dt} + M_{\alpha} \frac{di_{r\alpha}}{dt} \\ U_{s\beta} = r_{s\beta} i_{s\beta} + L_{s\beta} \frac{di_{s\beta}}{dt} + M_{\beta} \frac{di_{r\beta}}{dt} + U_c \\ U_{r\alpha} = r_{r\alpha} i_{r\alpha} + L_{r\alpha} \frac{di_{r\alpha}}{dt} + M_{\alpha} \frac{di_{s\alpha}}{dt} + \omega_r L_{r\beta} i_{r\beta} + \omega_r M_{\beta} i_{s\beta} \\ U_{r\beta} = r_{r\beta} i_{r\beta} + L_{r\beta} \frac{di_{r\beta}}{dt} + M_{\beta} \frac{di_{s\beta}}{dt} - \omega_r L_{r\alpha} i_{r\alpha} - \omega_r M_{\alpha} i_{s\alpha} \\ 0 = -i_{s\beta} + C \frac{dU_c}{dt} \end{array} \right. \quad (\text{II.35})$$

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 :

$$[U] = [R][I] + [L_{s\beta}] \frac{d[I]^t}{dt} \quad (\text{II.36})$$

[U] : Vecteur de tension dans le référentiel ( $\alpha, \beta$ )

[I] : Vecteur de courant dans le référentiel ( $\alpha, \beta$ )

$$[U] = [U_{s\alpha} \ U_{s\beta} \ U_{r\alpha} \ U_{r\beta} \ 0]^t \quad (\text{II.37})$$

$$[R_{\alpha\beta}] = \begin{bmatrix} r_{s\alpha} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_{s\beta} & 0 & 0 & 1 \\ 0 & \frac{1}{a} M_{\beta} \omega_r & r_{r\alpha} & \frac{1}{a} L_{r\beta} \omega_r & 0 \\ -a M_{\alpha} \omega_r & 0 & -a L_{r\alpha} & r_{r\beta} & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.38})$$

Avec :

$$a = \frac{N_a N_{ba}}{N_p N_{bp}} \quad (\text{II.39})$$

$N_p$  : Nombre de spires réel de l'enroulement primaire.

$N_a$  : Nombre de spires réel de l'enroulement secondaire.

$N_{bp}$  : Coefficient de bobinage de l'enroulement primaire

$N_{ba}$  : Coefficient de bobinage de l'enroulement secondaire

$$[L_{s\beta}] \begin{bmatrix} L_{s\alpha} & 0 & M_{\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & L_{s\beta} & 0 & M_{\beta} & 0 \\ M_{\alpha} & 0 & L_{r\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & M_{\beta} & 0 & L_{r\beta} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C \end{bmatrix} \quad (II.40)$$

$M_{\alpha}$  : Inductance de magnétisation de l'enroulement primaire

$M_{\beta}$  : Inductance de magnétisation de l'enroulement secondaire

$L_{\alpha}$  : Inductance rotorique ramenée au nombre de spires de l'enroulement primaire.

$L_{\beta}$  : Inductance rotorique ramenée au nombre de spires de l'enroulement secondaire

Le couple électromagnétique est :

$$C_{e(\alpha\beta)} = P \left[ M_{\alpha} a (i_{s\alpha} + i_{r\alpha}) i_{r\beta} - \frac{M_{\beta}}{a} (i_{s\beta} + i_{r\beta}) i_{r\alpha} \right] \quad (II.41)$$

$$C_{e(\alpha\beta)} = P \left[ M_{\alpha} a (i_{s\alpha} + i_{r\alpha}) i_{r\beta} - \frac{M_{\beta}}{a} (i_{s\beta} + i_{r\beta}) i_{r\alpha} \right] \quad (II.42)$$

Equation mécanique :

$$C_e - C_r = J \frac{d\Omega}{dt} + F\Omega \quad (II.43)$$

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

F : Coefficient de frottement visqueux.

$C_r$  : Couple de charge.

### II.10.3. Schéma bloc du moteur asynchrone monophasé sur MATLAB/Simulink

La figure si dessous représente le schéma bloc du moteur asynchrone monophasé :

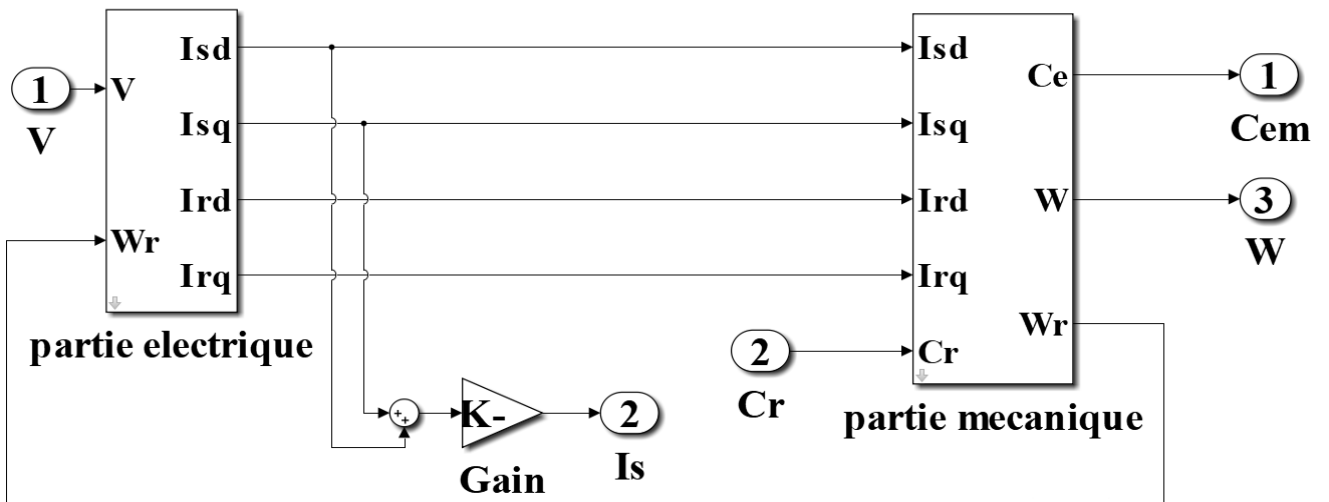
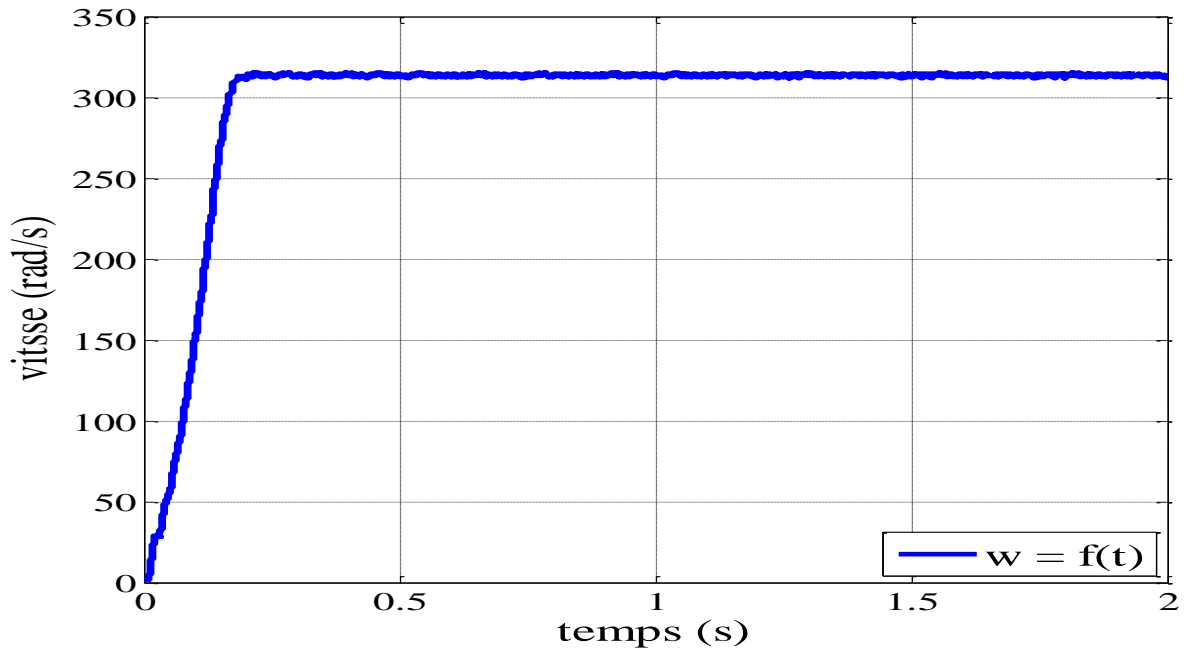


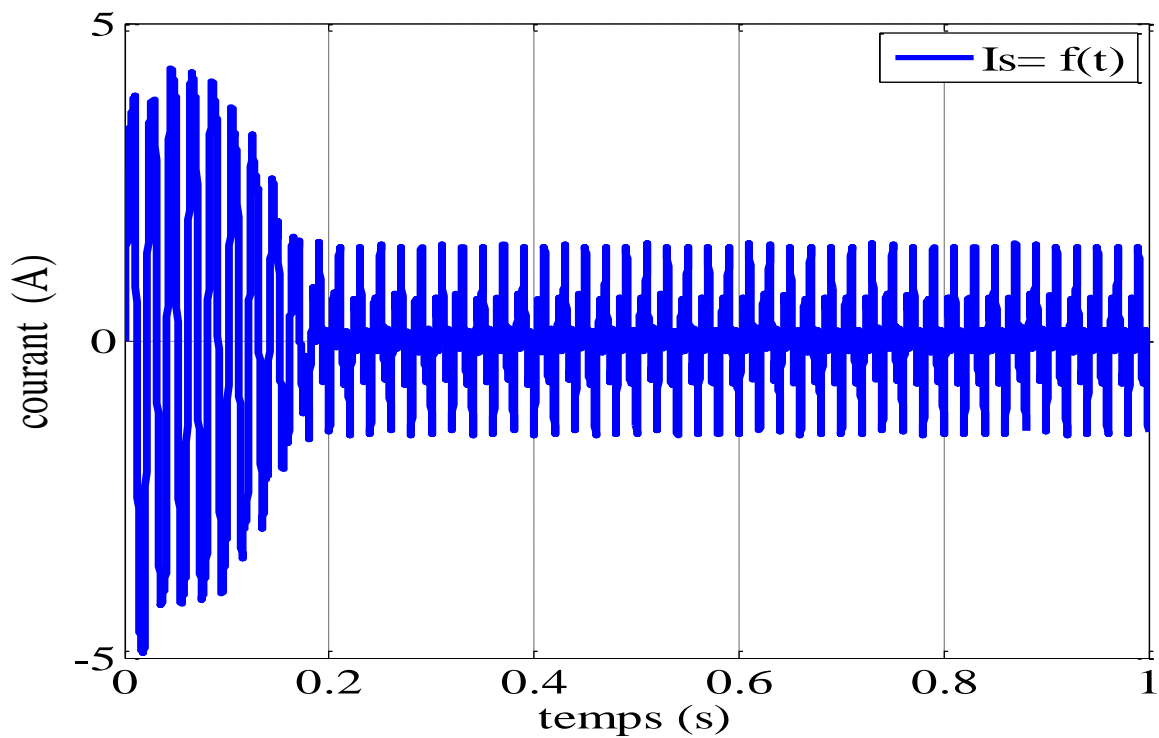
Figure II. 37: Bloc de simulation du moteur asynchrone monophasé.

**II.10.4. Les résultats de la simulation sur MATLAB/Simulink**

La simulation a donné comme ci-après la visualisation des allures de la vitesse angulaire de la machine, du courant, du couple électromécanique à vide :



*Figure II. 38: Allure de la vitesse angulaire de la machine à vide  $\omega=f(t)$ .*



*Figure II. 39: Allure du courant de la machine à vide  $I_s=f(t)$ .*



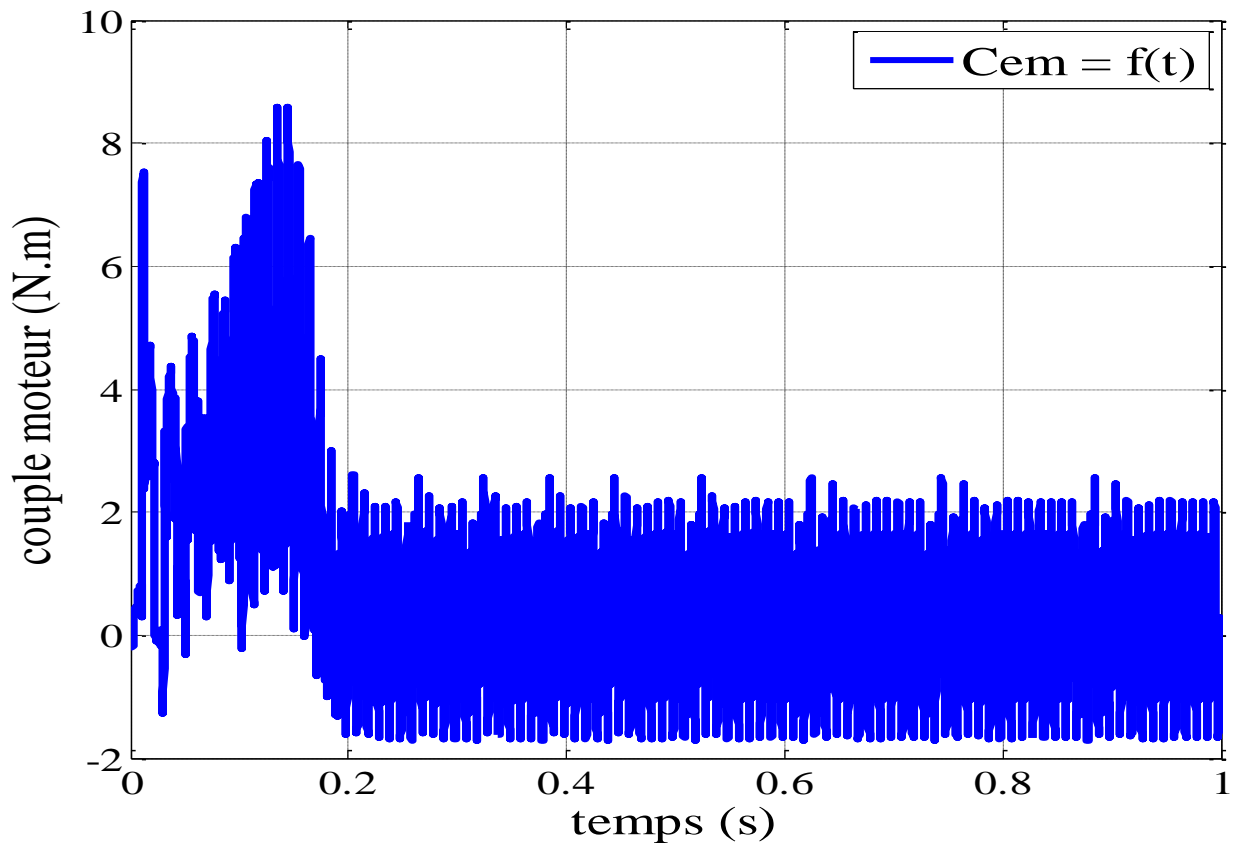


Figure II. 40: Allure du couple moteur à vide  $C_{em}=f(t)$ .

### II.11. Les pompes centrifuges [53]

Les pompes centrifuges utilisent les variations de vitesse du fluide pompé pour obtenir un accroissement de pression. L'énergie- mécanique d'un moteur est transmise au fluide. La vitesse donnée au fluide va donner de l'énergie cinétique à celui-ci. L'énergie cinétique est ensuite transformée en énergie de pression. Les caractéristiques des pompes centrifuges sont les suivantes :

Le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage ; cela est particulièrement intéressant dans le cadre de l'utilisation de modules photovoltaïques car la pompe tourne même par très faible ensoleillement ;

Grâce à son extrême simplicité, le système peut être couplé directement sur une machine tournante : moteur électrique, essence, diesel...etc.

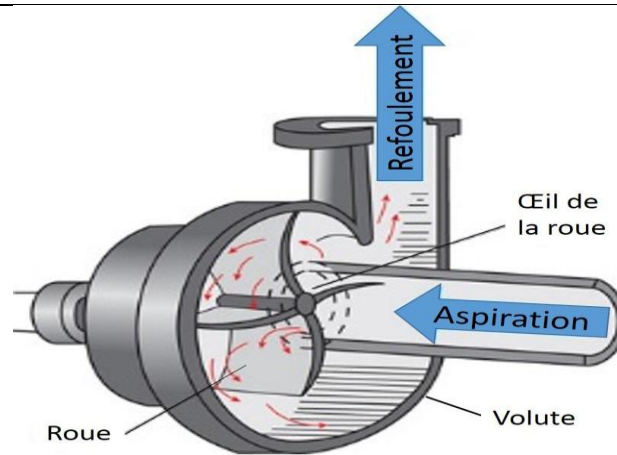


Figure II. 41: Schéma d'une pompe centrifuge [12].

### II.11.1. Modélisation de la pompe centrifuge [54]

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

$$f = (H, Q, \omega) = 0 \quad (\text{II.44})$$

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.

$$\text{HMT} = H_g + \sum \text{pertes} \quad (\text{II.45})$$

HMT : Hauteur totale du pompage.

Hg : 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.

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

Pertes de charges linéaires

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

$$\Delta H_1 = \lambda_p \frac{L v^2}{D 2 g} \quad (\text{II.46})$$

$\lambda_p$  : 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 :

$$v = \frac{4 Q}{\pi D^2} \quad (\text{II.47})$$

$Q$  : Débit.

$$\Delta H_1 = \lambda_p \frac{L}{D} \left( \frac{8}{\pi^2} \frac{Q^2}{D^4 g} \right) \quad (\text{II.48})$$

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.

### II.11.2. 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 :

$$\Delta H_2 = \varepsilon_s \frac{v^2}{2 g} = \varepsilon_s \frac{8}{\pi^2} \frac{Q^2}{D^4 g} \quad (\text{II.49})$$

$\varepsilon_s$  : Coefficient de pertes de charges locales.

La hauteur dynamique est la somme des deux pertes :

$$\sum \text{pertes} = H_d = \Delta H_1 + \Delta H_2 \quad (\text{II.50})$$

$$H_d = \left( \lambda_p \frac{L}{D} + \varepsilon_s \right) \frac{8}{\pi^2} \frac{Q^2}{D^4 g} = K_{fr} Q^2 \quad (\text{II.51})$$

$K_{fr}$  : Constante de la canalisation.

La hauteur totale de pompage est :

$$HMT = H_g + K_{fr} Q^2 \quad (\text{II.52})$$

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  $C_r$  :

$$Cr = K_r \omega^2 + Cs \tag{II.53}$$

$K_r$  : Coefficients de proportionnalité.

$Cs$  : 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 :

$$P_{mec} = K_r \omega \tag{II.54}$$

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

$$P_h = \rho g HMT Q \tag{II.55}$$

$\rho$  : La masse volumique de l'eau étant de 1000 kg/m<sup>3</sup>.

$g$  : Accélération de la pesanteur (9,81 m/s<sup>2</sup>).

### II.11.3. Schéma bloc de simulation de la pompe centrifuge sur MATLAB/Simulink

Voici le bloc de simulation de notre pompe centrifuge :

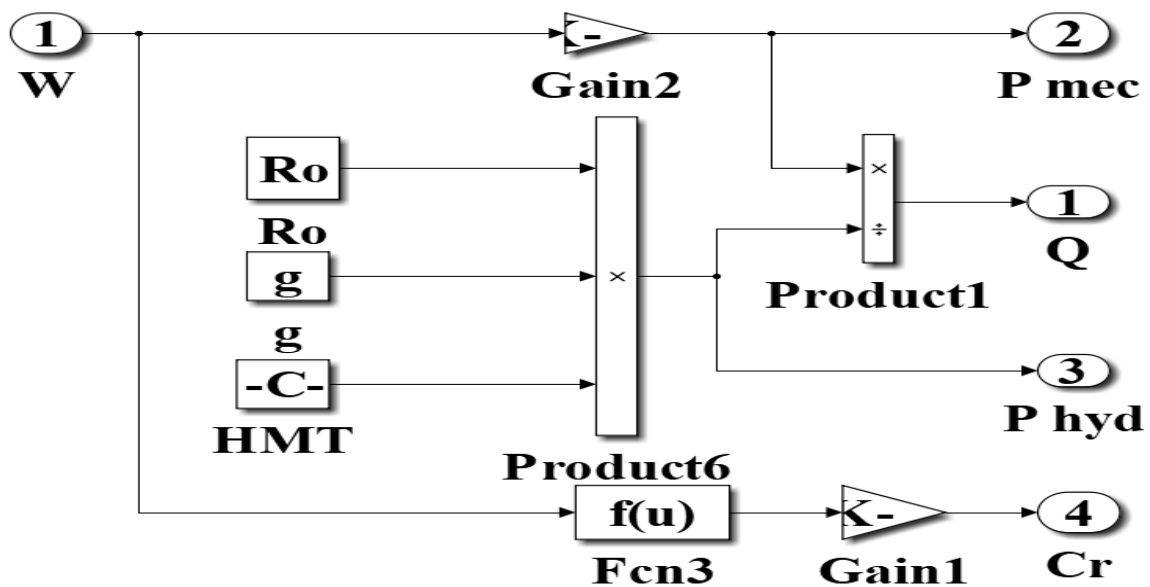


Figure II. 42: schéma bloc de la pompe centrifuge.

**II.11.4. Simulation du système de pompage photovoltaïque sur MATLAB/Simulink**

Pour les paramètres d'entrées de simulation  $E_s$ ,  $T_a$  on a pris les mesures de la journée du 02/06/2021.

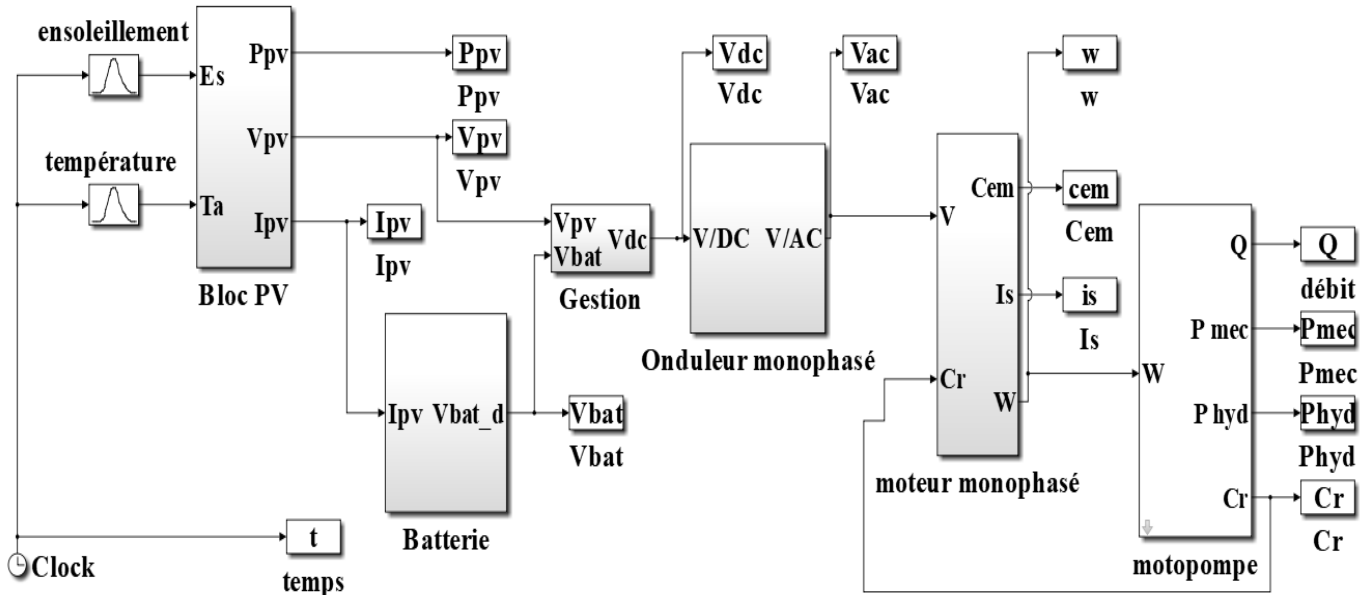


Figure II. 43 : Blocs de simulation du système de pompage-photovoltaïque.

**III.3.3. Résultats de simulation du système de gestion photovoltaïque-batterie**

**1 Résultats de simulation du système de gestion**

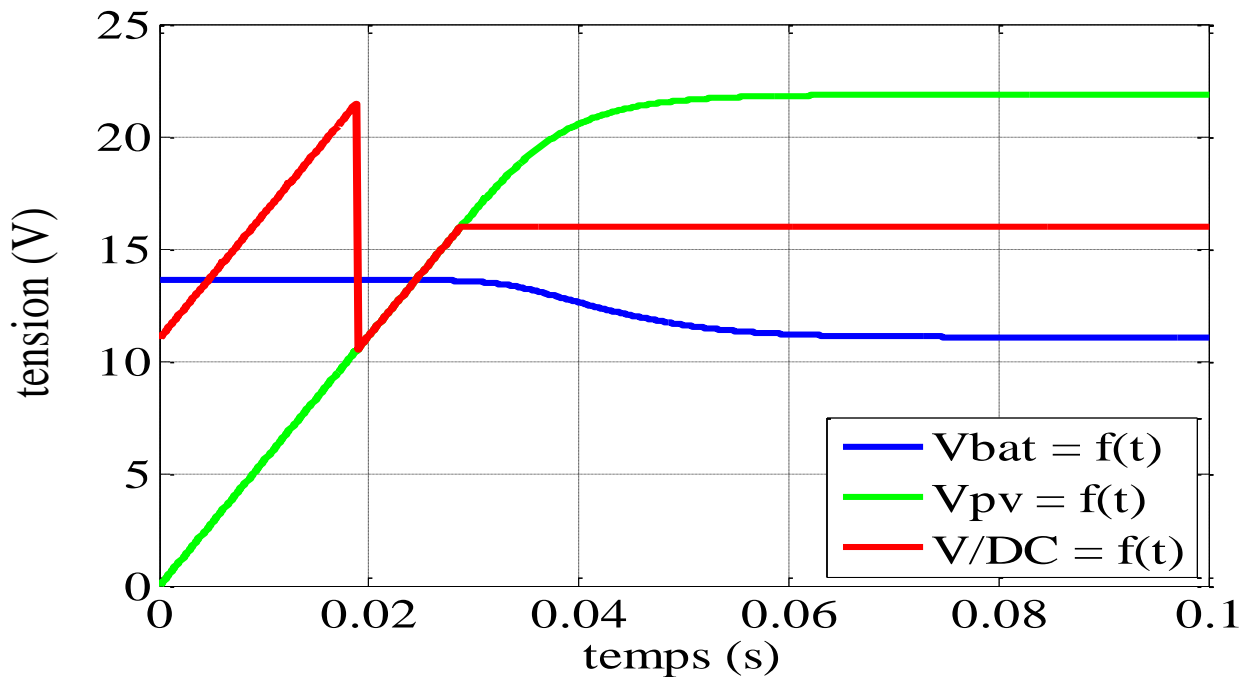


Figure II. 44: Tension d'alimentation de l'onduleur par la batterie ou le PV ou bien la batterie et le PV  $V/DC=f(t)$ .

## 2 Résultats de simulation de la MAS en charge

La simulation la MAS a donné les résultats suivants :

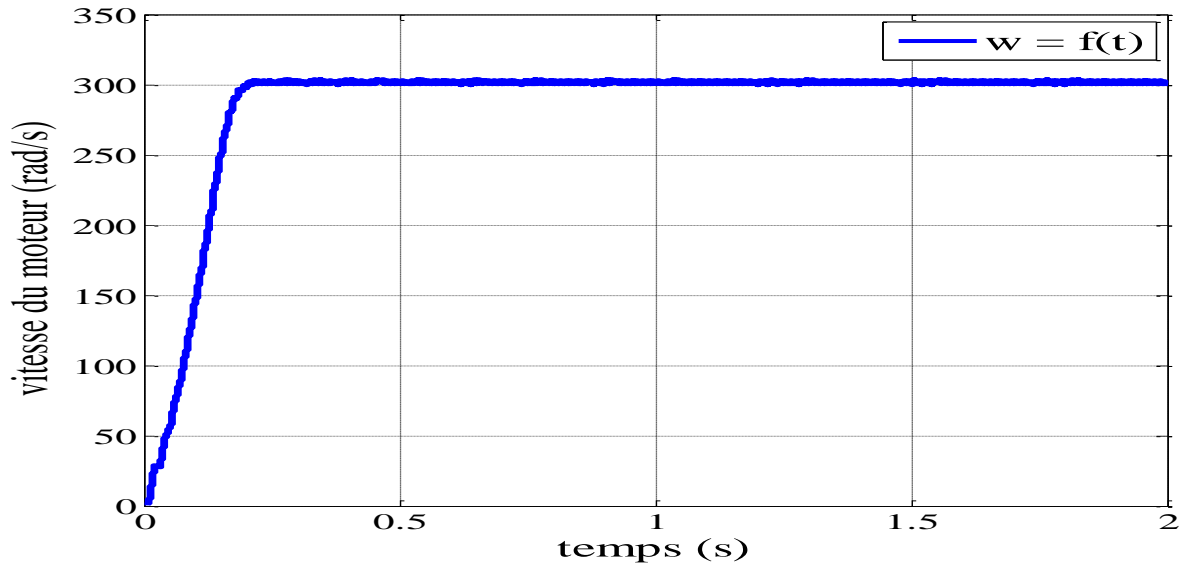


Figure II. 45 : Allure de la vitesse angulaire de la machine en charge  $\omega=f(t)$ .

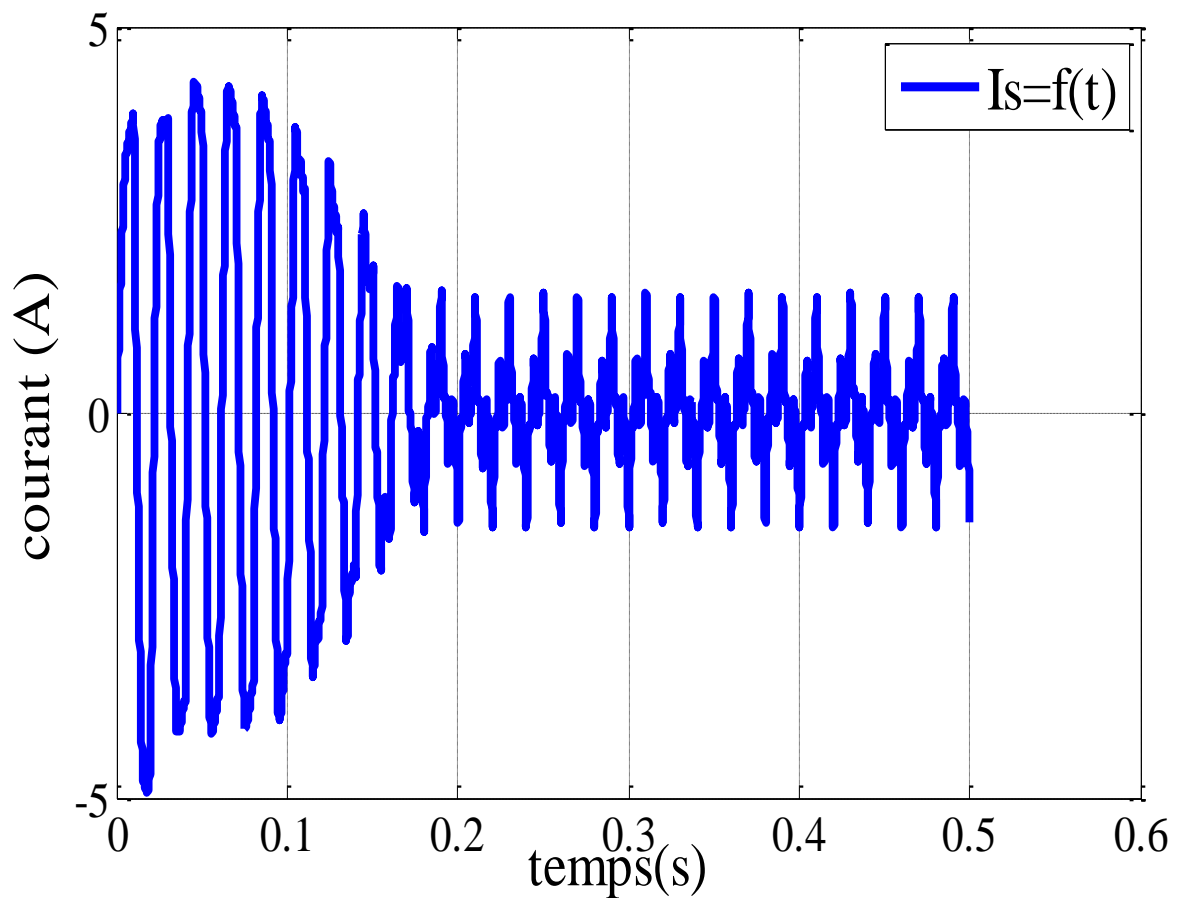


Figure II. 46 : Allure du courant de la machine en charge  $I_s=f(t)$ .

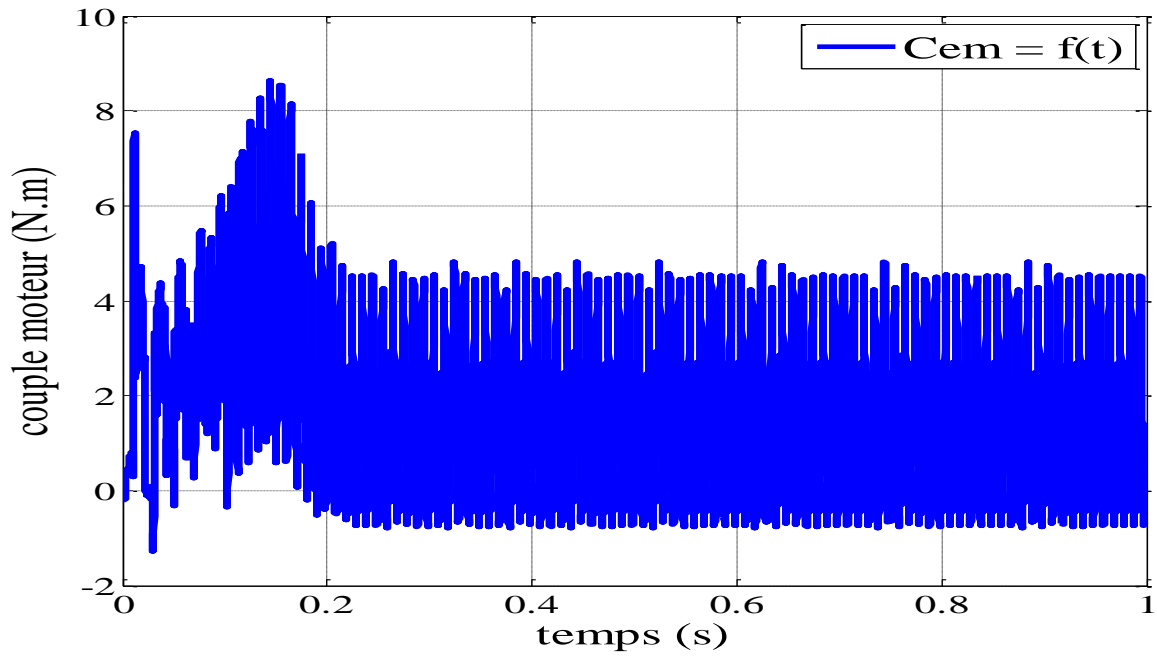


Figure II. 47 : Allure du couple moteur en charge  $C_{em}=f(t)$ .

### 3 Résultats de simulation de la pompe-centrifuge

Les résultats de la simulation de la pompe centrifuge son représenté dans les figures suivantes :

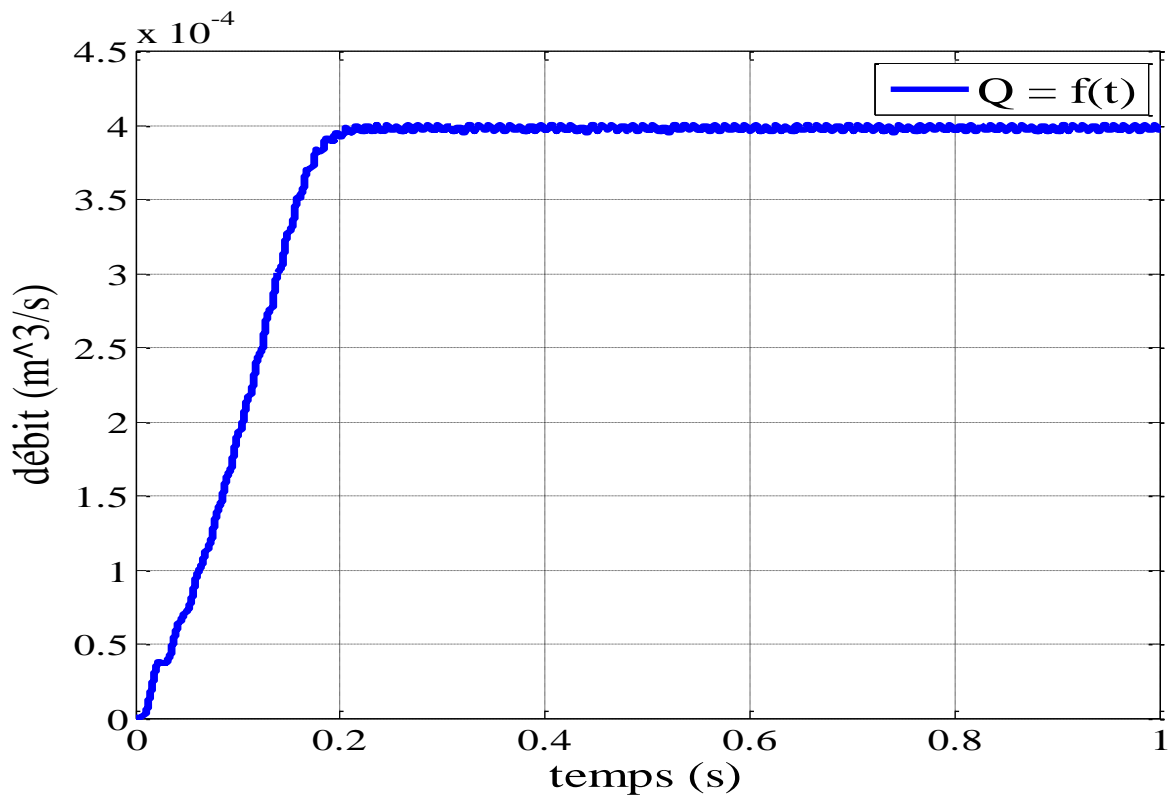


Figure II. 48 : Débit générer par la pompe-centrifuge  $Q=f(t)$ .

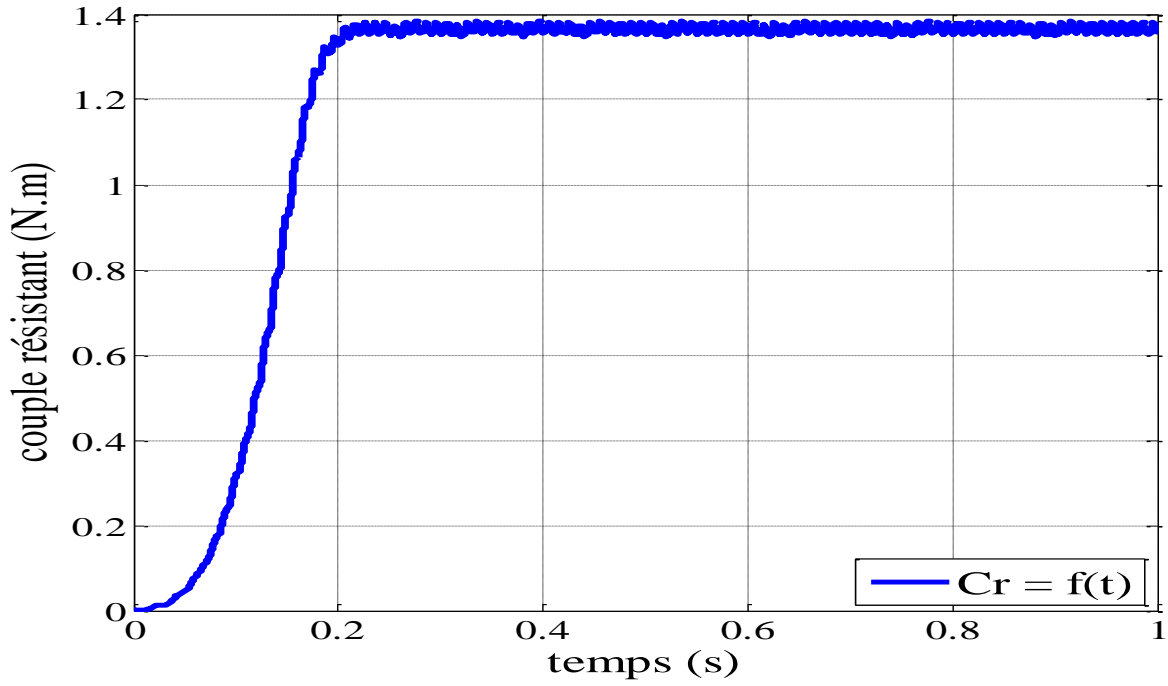


Figure II. 49 : Couple résistant de la pompe-centrifuge  $C_r=f(t)$ .

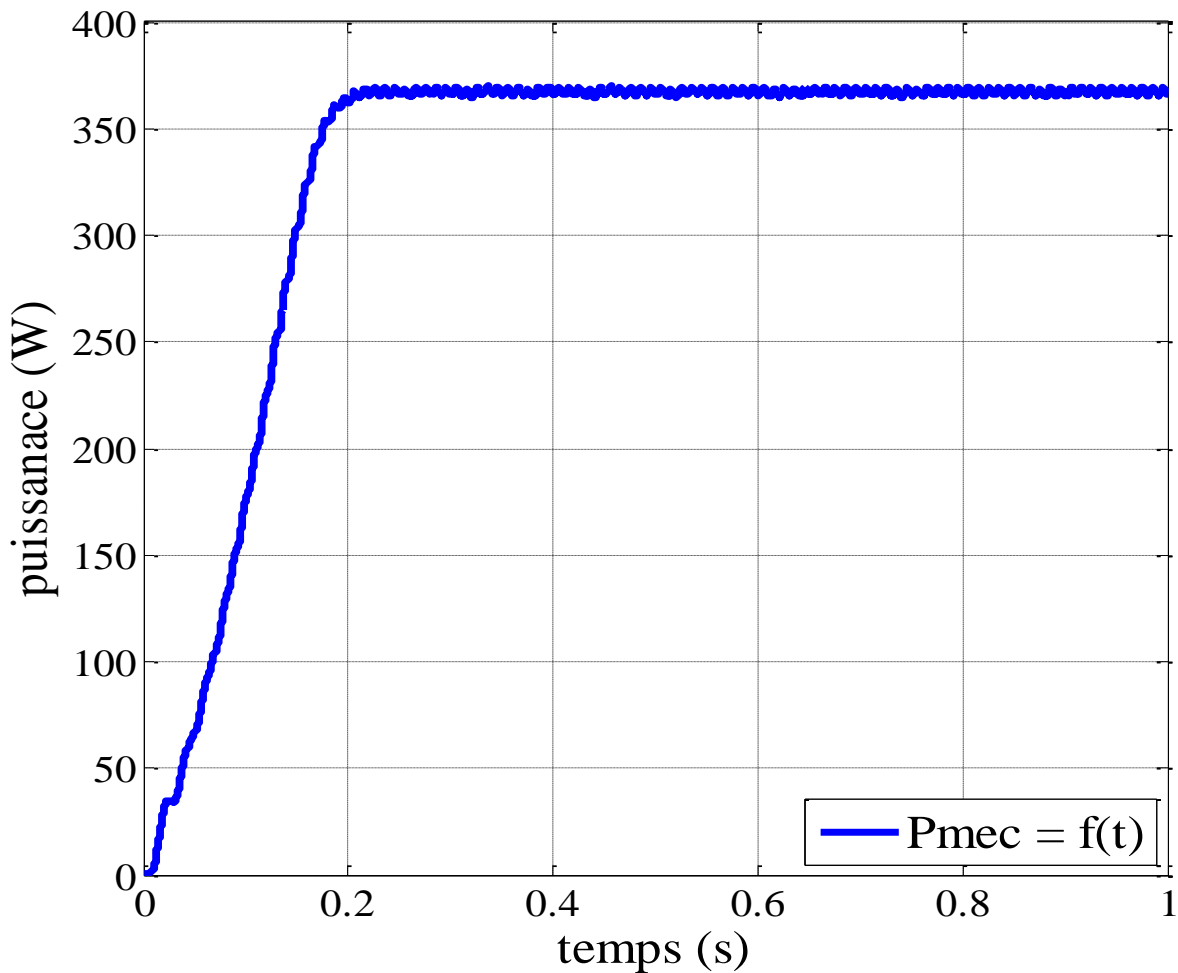


Figure II. 50 : Puissance mécanique de la machine  $P_{mec}=f(t)$ .



## Conclusion

Nous avons pu schématiser le système de pompage-photovoltaïque qui est constitué d'une pompe centrifuge avec un moteur monophasé avec un condensateur de démarrage. Le moteur est alimenté par un générateur photovoltaïque avec batteries, via un onduleur monophasé à fréquence variable conçu spécifiquement pour cette application. Nous avons aussi donné les définitions importantes et nécessaires pour la compréhension de l'étude pratique présentée au chapitre suivant.

On a commencé par la modélisation du panneau, batterie, onduleur et la machine asynchrone en se basant sur les équations régissent cette dernière. Les résultats pratiques et de simulation sous MATLAB/Simulink ont été donnés.

## Introduction

Dans la crise écologique actuelle induite par la consommation irrationnelle des énergies fossiles produisant des gaz à effet de serre, les chauffe-eau solaires semblent la solution idéale pour répondre aux besoins d'eau chaude des ménages dans les milieux ruraux. Les chauffe-eau solaires les plus couramment utilisés sont constitués d'éléments séparés : le capteur plan et la cuve de stockage [56].

### I Le transfert de chaleur [57]

Le transfert de chaleur peut être défini comme étant la transmission de l'énergie d'une région à une autre une fois la différence de température entre elles établie. Il est régi par une combinaison de lois physiques et de relations empiriques déduites de l'expérimentation. Dans la littérature relative à cette discipline, on reconnaît généralement trois modes distincts de transmission de la chaleur : la conduction, la convection et le rayonnement.

#### I.1. 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 [58]:

$$\varphi = \sigma \varepsilon_p S (T_p^4 - T_\infty^4) \quad (\text{III.1})$$

$\varphi$  : Flux de chaleur transmis par rayonnement (W).

$\sigma$  : Constante de Stefan Boltzmann ( $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-4}$ ).

$\varepsilon_p$  : Facteur d'émission de la surface.

$T_p$  : Température de la surface (°K).

$T_\infty$  : Température du milieu environnant la surface (°K).

$S$  : Aire de la surface de contact solide/fluide ( $\text{m}^2$ )

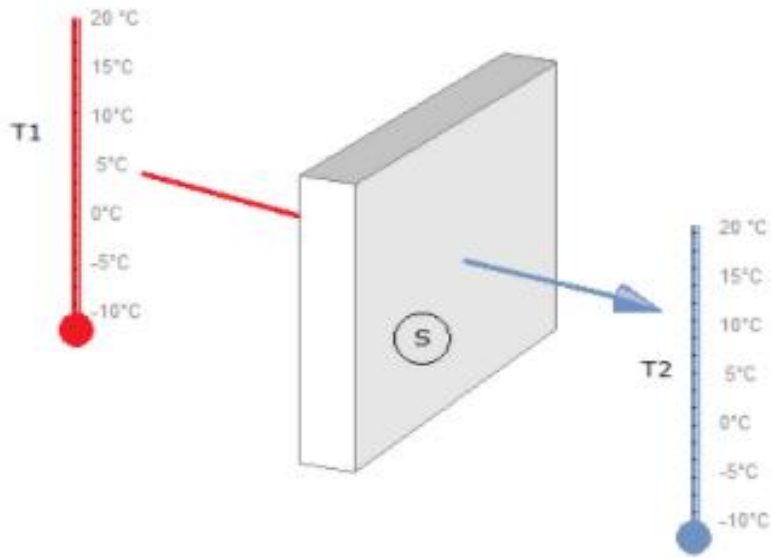


Figure III. 1 : Le rayonnement, exemple d'une paroi [59]

## I.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 [60] :

$$\phi = h S(T_p - T_\infty) \quad (\text{III.2})$$

$\phi$  : Flux de chaleur transmis par convection (W).

$h$  : Coefficient de transfert de chaleur par convection ( $\text{W m}^{-2} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ ).

$T_p$  : Température de surface du solide ( $^\circ\text{C}$ ).

$T_\infty$  : Température de fluide loin de la surface de solide ( $^\circ\text{C}$ ).

$S$  : Aire de la surface de contact solide/fluide ( $\text{m}^2$ ).

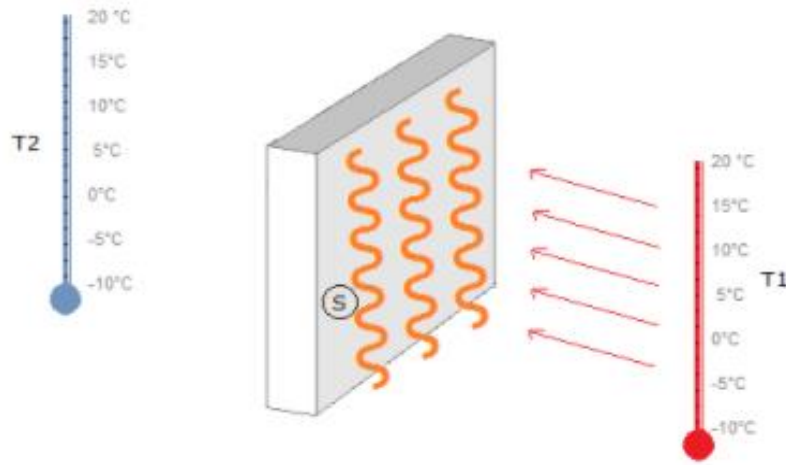


Figure III. 2 : La convection, exemple d'une paroi [59].

### I.3. 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 [61] :

$$\bar{\varphi} = -\lambda \overline{\text{grad}}(T) \quad (\text{III.3})$$

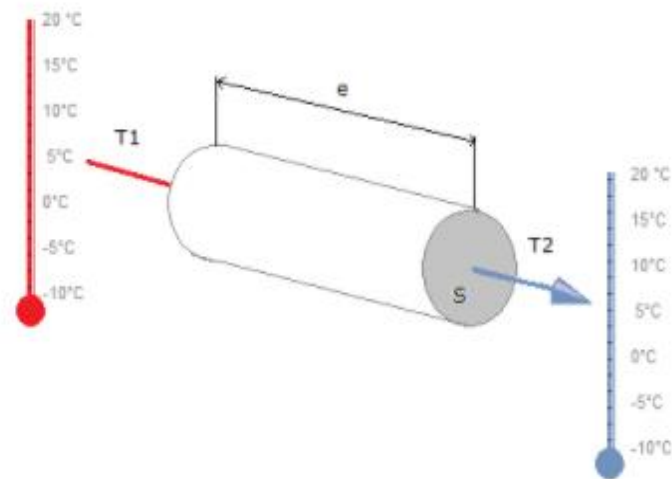
$$\varphi = -\lambda S \frac{\partial T}{\partial x} \quad (\text{III.4})$$

$\varphi$  : Flux de chaleur transmis par conduction (W).

$\lambda$  : Conductivité thermique du milieu (W m<sup>-1</sup> °C<sup>-1</sup>).

$x$  : Variable d'espace dans la direction du flux (m).

$S$  : Aire de la section de passage du flux de chaleur (m<sup>2</sup>).



*Figure III. 3 : La conduction, exemple d'un cylindre en métal [59].*

## II Description du chauffe-eau solaire étudié :

Le chauffe-eau solaire étudié est un thermosiphon qui est constitué de deux parties (le capteur plan et la cuve de stockage). La première a pour rôle de capter l'énergie solaire et la convertir en une énergie thermique via un capteur plan conçue à cet effet. La deuxième partie quant à elle s'est d'assurer le stockage de cette énergie dans une cuve de stockage située au-dessus du capteur plan afin de permettre la circulation de l'eau. Un circuit thermiquement isolé relie ces deux parties.

Les caractéristiques du chauffe-eau solaire étudié sont regroupées dans le tableau suivant :

|  |   |
|--|---|
| Dimensions capteur plan (mm)   | 1000 x 2000 x 100 mm  |
| Nature envelope  | En profilé d'aluminium  |
| Nombre de tubes  | 11  |
| Tubes (Nature et dimension)  | Tube en cuivre :<br>Diamètre D = 10 mm,<br>Longueur : L = 1800 mm                     |
| Nature des surfaces absorbantes et caractéristiques                      | Peinture mate<br>Absorption $\alpha = 95 \%$<br>Emission E = 7 %                      |
| Isolation  | Polyurethane  |
| Vitrage  | Transmissivité 83%,<br>Epaisseur = 4 mm   |
| Fond du capteur plan   | Feuille galvanisée en aluminium   |
| Conduite de connexion entre la sortie de la cuve et l'entrée du capteur  | Longueur: L1 = 3000 mm  |
| Conduite de connexion entre la sortie du capteur et l'entrée de la cuve. | Longueur: L2 = 1000 mm  |
| Dimension de la cuve de stockage   | Longueur : Lcu = 1,20 m<br>Capacité : 400 l<br>Diamètre extérieur de la cuve = 0,33 m |

*Tableau III. 1 : Caractéristiques du chauffe-eau solaire étudié.*



*Figure III. 4 : Le chauffe-eau solaire étudié.*

### III Modélisation du chauffe-eau solaire

#### III.1. Modélisation du capteur solaire plan

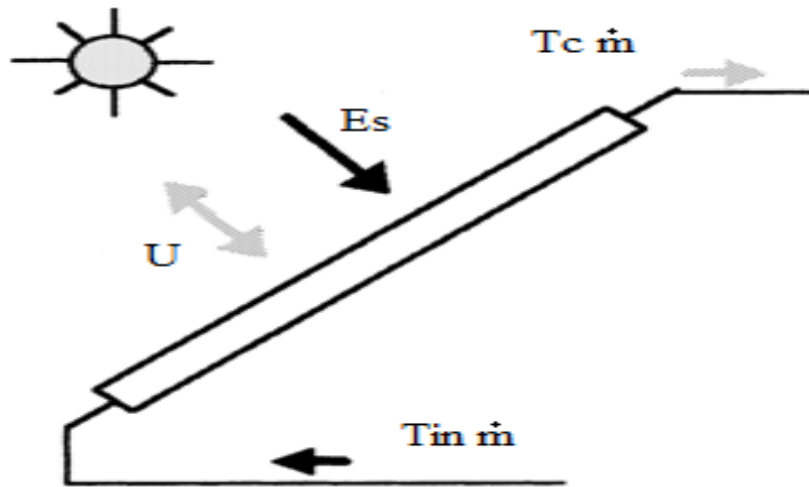


Figure III. 5 : Bilan thermique d'un capteur solaire plan [62].

Considérons le capteur solaire plan illustré à la Figure (III.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 [62] :

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

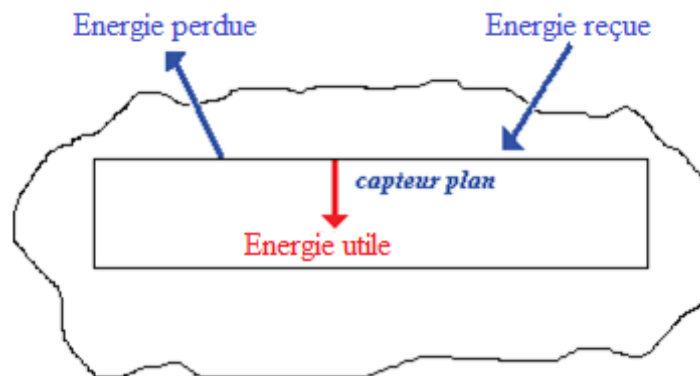


Figure III. 6 : Bilan thermique autour d'un volume de contrôle

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

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

E : L'énergie totale.

U\* : Énergie interne.

K : Énergie.

P : Énergie potentielle.

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

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 :

$$Q_s = E_s A_s \tau \alpha \quad \text{(III.7)}$$

Q<sub>s</sub> : 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 :

$$Q_l = U A_c (T_{abs} - T_a) \quad \text{(III.8)}$$

Q<sub>l</sub> : Perte de chaleur du collecteur.

T<sub>abs</sub> : Température de la surface de la plaque absorbante.

T<sub>a</sub> : 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 :

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

Q<sub>f</sub> : 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 (III.7), (III.8) et-(III.9) peut être donné par :

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

$\rho$  : Densité du fluide.

$V$  : Le volume du fluide dans le collecteur.

$F_c$  : Débit volumétrique.

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

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

$$\dot{m} = F_c / \rho \quad (III.11)$$

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'Equation (III.10) peut être réécrite comme suit :

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

En raison de la difficulté de mesure  $T_{abs}$  , 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 :

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

$T_a$  : 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. Rajoutant ce nouveau terme dans l'équation (III.12) elle devienne :

$$\rho cV \frac{dT_c}{dt} = E_s A_c F' \tau \alpha - U A_c F' (T_{av} - T_a) + \dot{m} c (T_{in} - T_c) \quad (\text{III.14})$$

Dans le cas de tests de performances et de mesures du capteur, parfois  $F' \tau \alpha$  est appelée «efficacité optique»  $\eta^0$  et  $F' U$  est appelé «coefficient de perte de chaleur globale»  $U_L$  [63]. Ces paramètres peuvent être déterminés par analyse théorique ou par une procédure de mesure. Alors l'Eq. (II.14) peut être réécrite comme suit :

$$\rho cV \frac{dT_c}{dt} = E_s A_c \eta^0 - U_L A_c (T_{av} - T_a) + \dot{m} c (T_{in} - T_c) \quad (\text{III.15})$$

Le tableau ci-après indique les valeurs typiques de  $\eta^0$  et  $U_L$  pour les différents types de collecteurs :

| Type de capteur          | Plage de température (°C) | $\eta^0$ | $U_L$ (W/m <sup>2</sup> .K) |
|--------------------------|---------------------------|----------|-----------------------------|
| Non émaillé              | 10-40                     | 0.90     | 13-23                       |
| Simple vitrage           | 10-60                     | 0.80     | 7                           |
| Double vitrage           | 10-80                     | 0.63     | 3                           |
| Simple vitrage, Sélectif | 10-80                     | 0.80     | 3                           |
| Tube sous vide           | 10-130                    | 0.70     | 2                           |

**Tableau III. 2 :** Valeurs typiques du rendement optique et de la perte de chaleur globale pour différents types de capteurs [47].

Enfin, l'équation d'état du collecteur peut être écrite comme suit :

$$\frac{dT_c}{dt} = \frac{A_c \eta^0}{C} E_s - \frac{U_L A_c}{C} (T_{av} - T_a) + \dot{m} c (T_{in} - T_c) \quad (\text{III.16})$$

$C$  : Capacité thermique globale du fluide.

$$C = \rho cV \quad (\text{III.17})$$

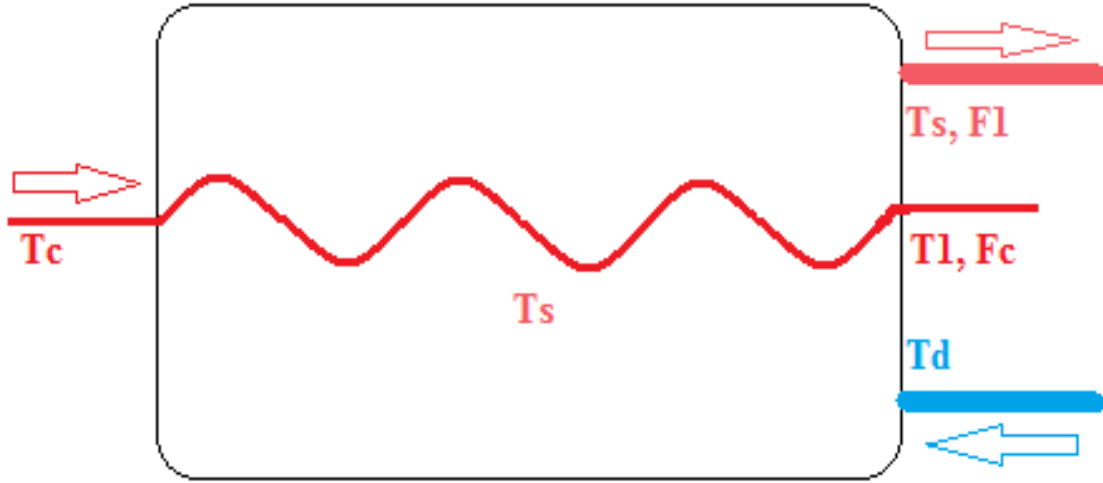


Figure III. 7 : Réservoir d'eau chaude avec un échangeur de chaleur (serpentin) [47].

### III.2. Modélisation du réservoir de stockage avec échangeur de chaleur

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 [33],  $T_1$  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 [62] :

$$\frac{d[\rho c_{p1} V_{st} T_s]}{dt} = F_1 \rho_1 c_{p1} (T_d - T_s) + F_c \rho_2 c_{p2} (T_c - T_1) \quad (\text{III.18})$$

$V_{st}$  : Volume de la cuve de stockage.

Une équation supplémentaire est nécessaire pour trouver  $T_1$ .

$$F_c \rho_2 c_{p2} (T_c - T_1) = U_c A_e \frac{\Delta T_c - \Delta T_1}{\ln \left( \frac{\Delta T_c}{\Delta T_1} \right)} \quad (\text{III.19})$$

$$\Delta T_c = T_c - T_s \quad (\text{III.20})$$

$$\Delta T_1 = T_1 - T_s \quad (\text{III.21})$$

$A_e$  : La surface de l'échangeur.

$U_e$  : Coefficient de transfert de chaleur de l'échangeur.

Les hypothèses suivantes sont prises en compte :

$$\rho_1 = \rho_2 = \rho$$

$$c_{p1} = c_{p2} = c$$

Vst est constant.

Les équations (III.18) et (III.19) deviennent :

$$\rho c V_{st} \frac{dT_s}{dt} = F_1 \rho c (T_d - T_s) + F_c \rho c (T_c - T_1) \quad (III.22)$$

$$F_c \rho c (T_c - T_1) = U_c A \frac{\Delta T_c - \Delta T_1}{\ln\left(\frac{\Delta T_c}{\Delta T_1}\right)} \quad (III.23)$$

À partir de l'équation (III.23),  $T_1$  peut être exprimé en fonction de l'état  $T_s$  et de l'entrée  $T_c, F_c$

$$T_1 = (T_c - T_s) e^{-\left(\frac{U_c A}{c F_c \rho}\right)} + T_s \quad (III.24)$$

### III.3. Simulation du chauffe-eau solaire sur MATLAB/Simulink

La figure suivante décrit la structure du bloc de simulation du chauffe-eau solaire :

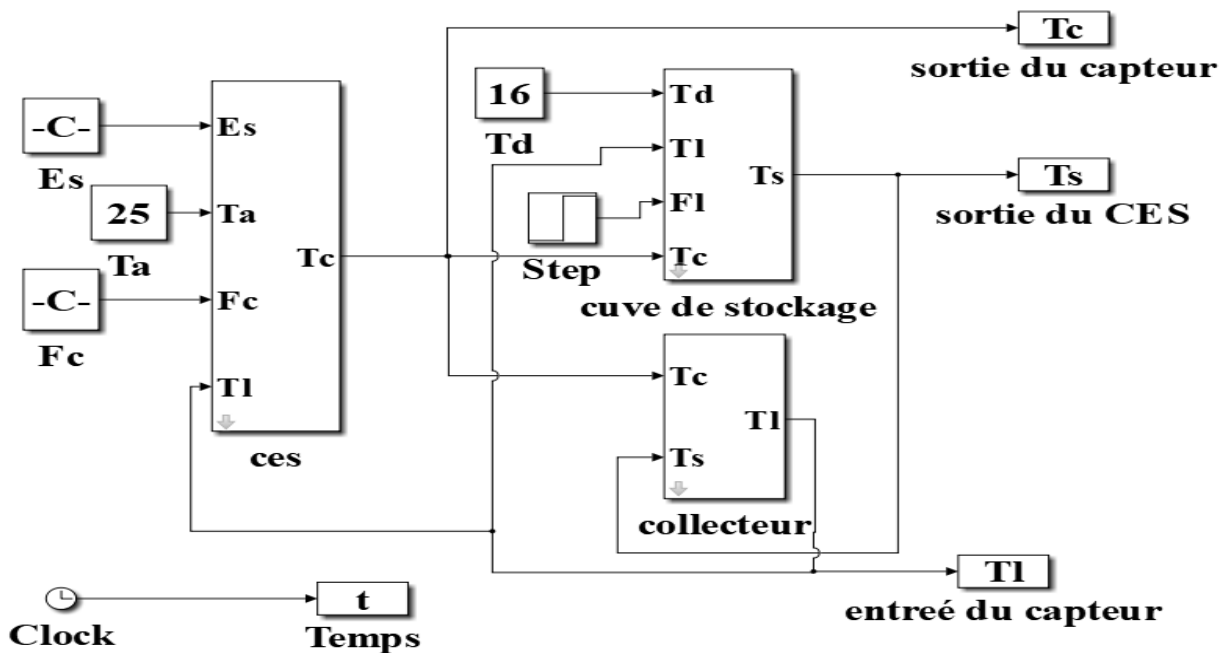


Figure III. 8 : Simulation du bloc chauffe-eau solaire sur MATLAB/Simulink.

### III.4. Résultats mesurés sur MATLAB/Simulink

En simule dans les conditions de test standard (STC :  $E_s = 1000 \text{ W/m}^2$ ,  $T_a = 25^\circ\text{C}$ ,  $T_d = 16^\circ\text{C}$ ).

Dans l'axe des abscisses  $t=09\text{h}$  représente réellement l'heure qui coïncide aux résultats pratiques représentés ci-après

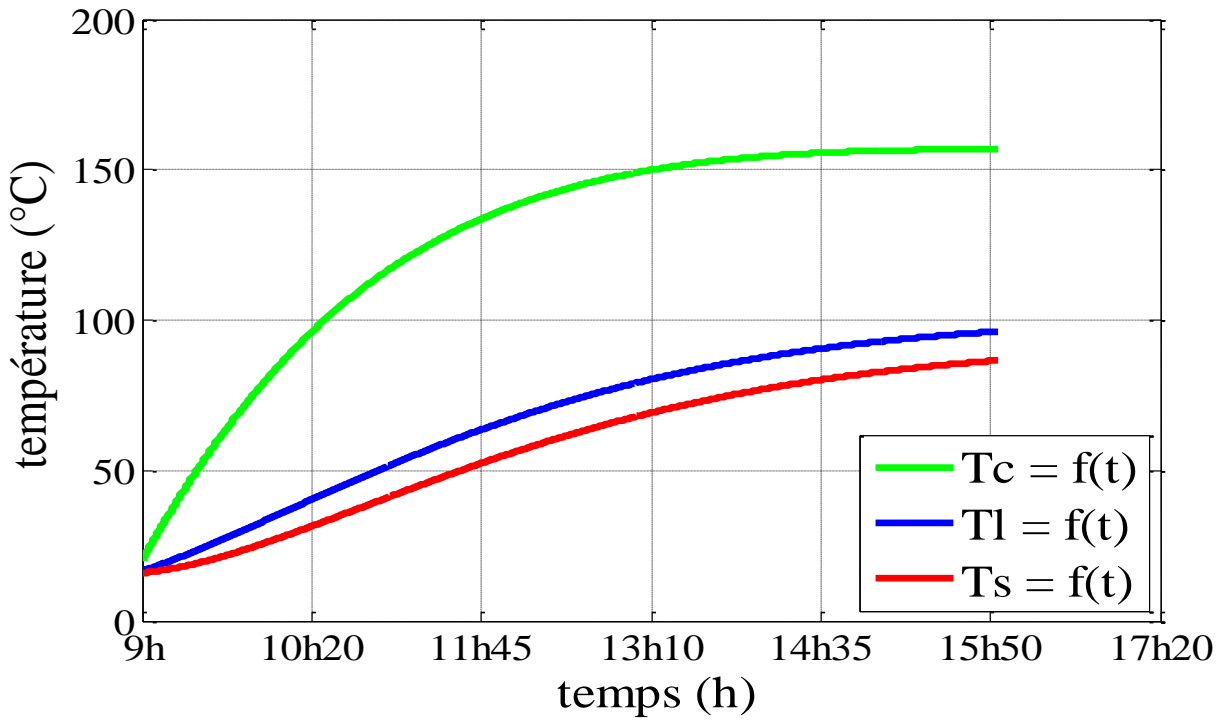


Figure III. 9 : Simulation du chauffe-eau solaire et caractérisation des températures  $T_c$ ,  $T_l$ ,  $T_s$ .

Dans la journée du 21/06/2021 une journée moyennement ensoleillé en a pu mesurer les résultats suivants :

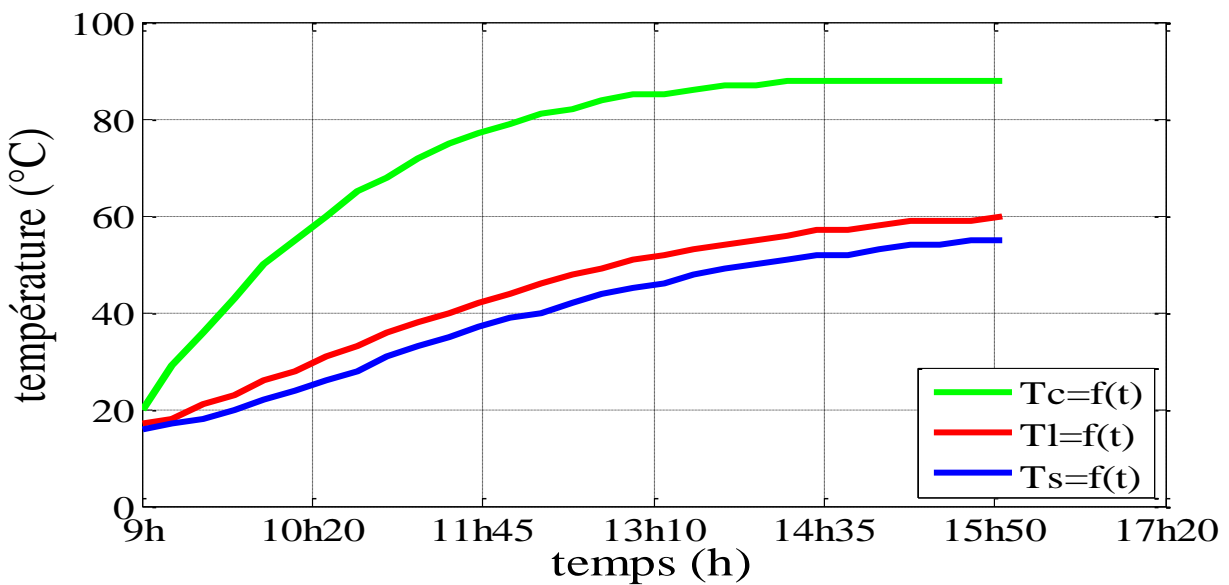


Figure III. 10 : Représentation des résultats mesurés des températures  $T_c$ ,  $T_l$ ,  $T_s$  sur MATLAB/Simulink.

## Conclusion

Dans ce chapitre on a vu des notions générales sur le transfert de chaleur, on a ensuite fait une brève description du chauffe-eau solaire étudié ainsi que la modélisation de ses différents composants pour effectuer une simulation sur Matlab. Les résultats de la simulation et ceux mesurés ont été exposés.

## Introduction

Afin de mieux comprendre le fonctionnement du système étudié, on a relevé plusieurs mesures durant différents jours avec différentes valeurs d'ensoleillement pour obtenir les courbes d'évolution des températures du chauffe-eau solaire et les comparer à celles obtenue grâce à la simulation sur Matlab, on a aussi fait une petite étude technico économique pour évaluer le coup du système.

### I Description du site d'implantation

Le site d'implantation des installations pompage PV et thermique est la région de Bejaia, au niveau du laboratoire de recherches (Laboratoire de Technologie Industrielle et de l'Information LTII). Les paramètres caractérisant le site sont [66] :

- La latitude :  $36.767^\circ$  ;
- La longitude :  $5^\circ$ .

### II Description du système hybride (pompage-photovoltaïque)

Le système hybride signifie l'alimentation de notre groupe moteur pompe centrifuge via un générateur photovoltaïque qui alimente des batteries pour stocker le surplus électrique produit et alimenter au même temps notre groupe en passant par un onduleur.

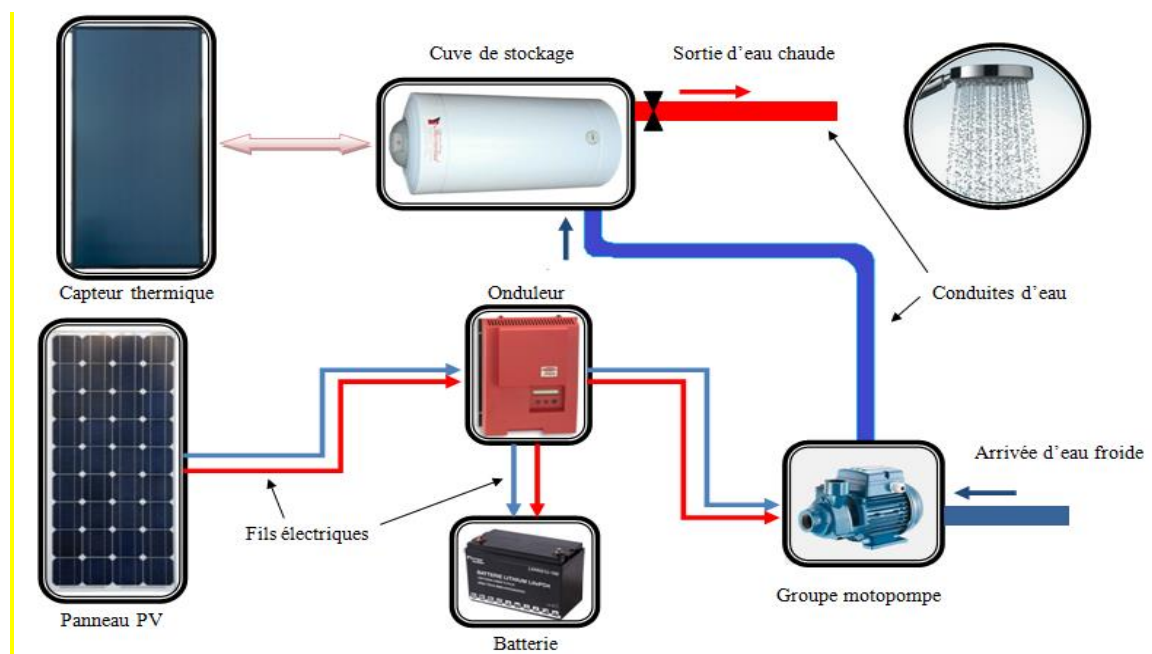


Figure IV. 1 : Schéma de l'installation [47].



*Figure IV. 2 : Photo de l'installation du système pompage-photovoltaïque sur site d'implantation.*

### **III Etude expérimentale du système hybride (pompage-photovoltaïque)**

#### **III.5. Déroulement des essais pratiques du panneau photovoltaïque**

L'étude des caractéristiques du panneau photovoltaïque sont faite le 02/06/2021, une journée fortement ensoleillée, on a réalisé le schéma- volts- ampères métrique puis on a relevé les caractéristiques I(V) et P(V).

Le 09/06/2021 on a procédé à l'étude des effets de l'ombrage ou on avait recouvert une partie de notre panneau à (25% et 50%) par différents objets (feuilles d'arbre, carton, et du sable) et repris les mêmes mesures pour relever une seconde fois les mêmes caractéristiques et constater l'influence de l'ombrage sur les caractéristiques du panneau. Avec les mesures relevées et à l'aide de MATLAB on a pu dessiner les courbes représentés ci-dessous.



### III.5.1. Comparaison des caractéristiques du moteur

#### 1 La vitesse

Lors de l'essai à vide de notre moteur on voit que sa vitesse de rotation est de  $\omega=314\text{rad/s}$ , lors de l'essai en charge on constate que la vitesse de rotation du moteur a légèrement diminué du fait de la charge entraînée.

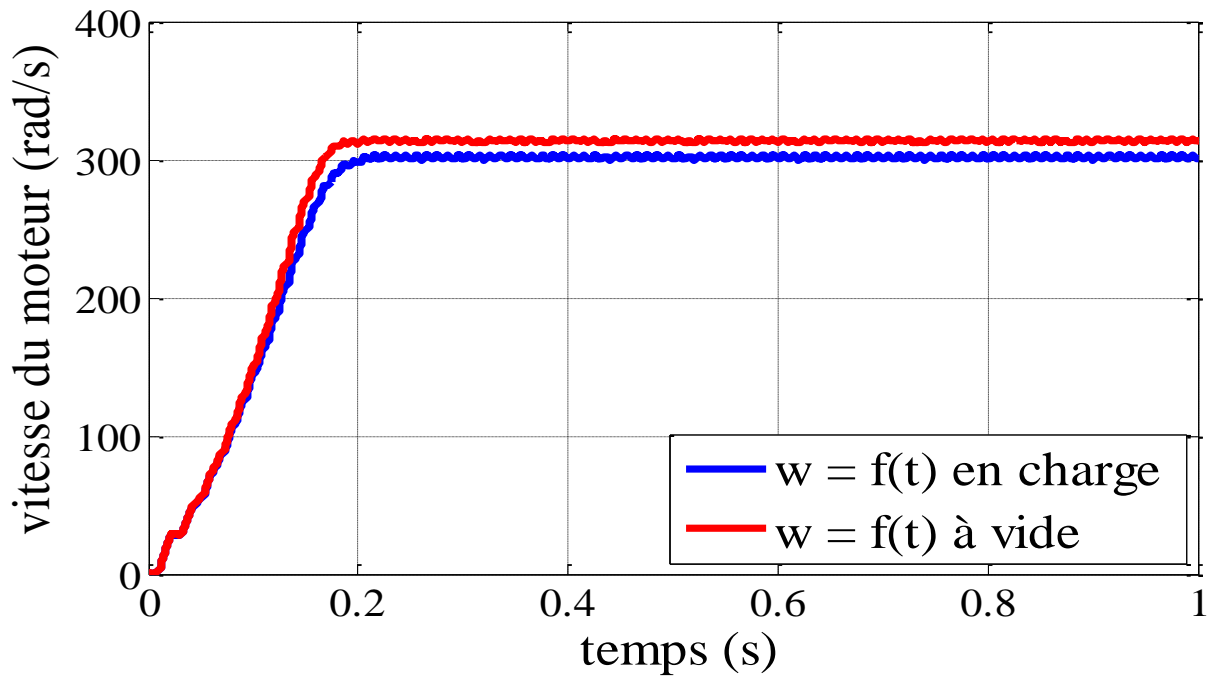


Figure IV. 3 : Comparaison de la vitesse du moteur (rad/s) à vide et en charge  $w=f(t)$ .

#### 2 Le couple moteur

Lors de l'essai en charge le couple électromagnétique représenté en bleu est supérieur à celui représenté que sur l'essai à vide.

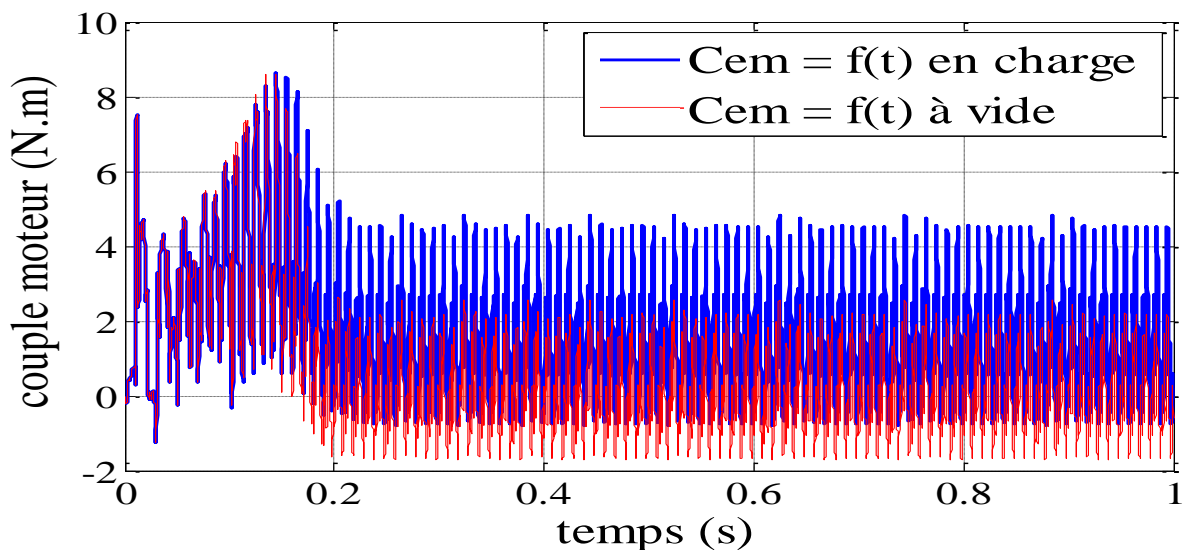


Figure IV. 4 : Comparaison du couple moteur à vide et en charge  $Cem=f(t)$ .

### 3 Le courant de démarrage

En raison de la charge le courant de démarrage atteint les 6A, un courant jugé très fort ainsi par suite le courant ce stabilise dans la limite des 1.5A.

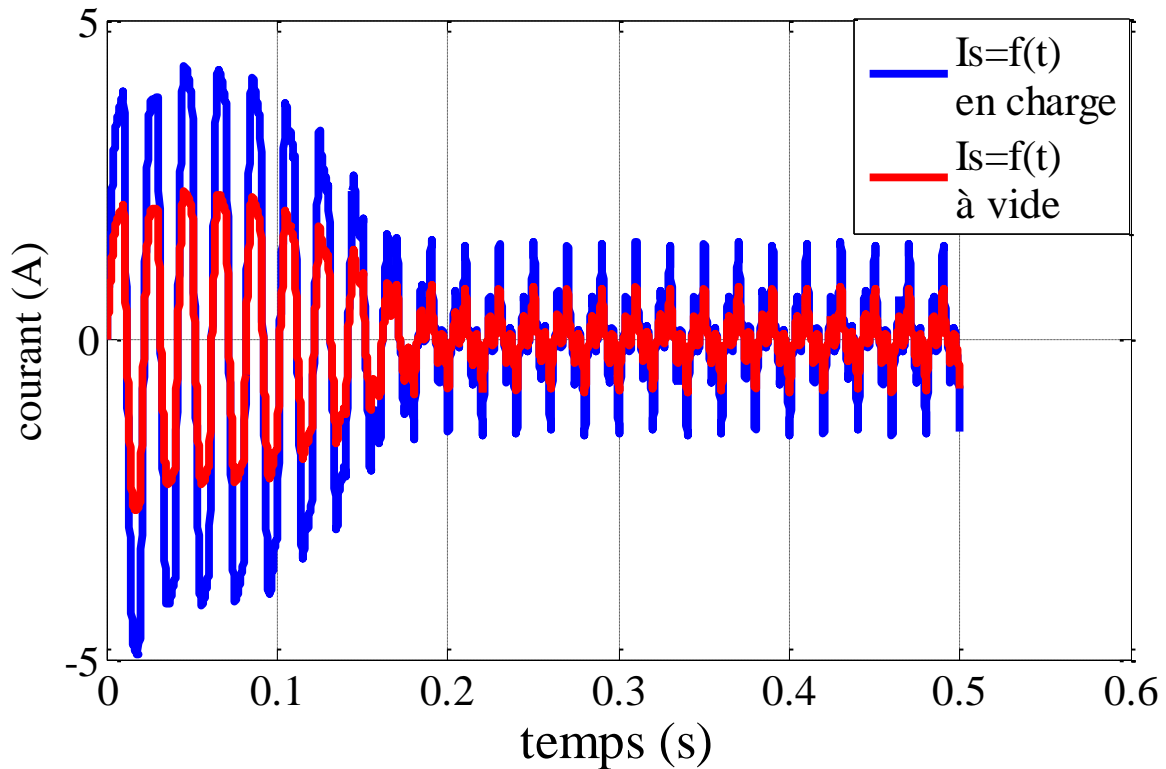


Figure IV. 5 : Comparaison du courant du moteur à vide et en charge  $i_s=f(t)$ .

## III.6. Etude expérimentale du chauffe-eau solaire

### III.6.1. Déroulement des essais expérimentaux :

Lors de la journée du 21/06/2021, on a pu faire les mesures des températures, une journée moyennement ensoleillée. Après avoir pompé l'eau jusqu'au remplissage totale du chauffe-eau solaire puis en pris part aux mesures.

En relève les températures  $T_c$ ,  $T_l$ ,  $T_s$  pour des intervalles de temps équivalent à 15 minutes.

### 1 Température de sortie du fluide caloporteur du capteur ( $T_c$ )

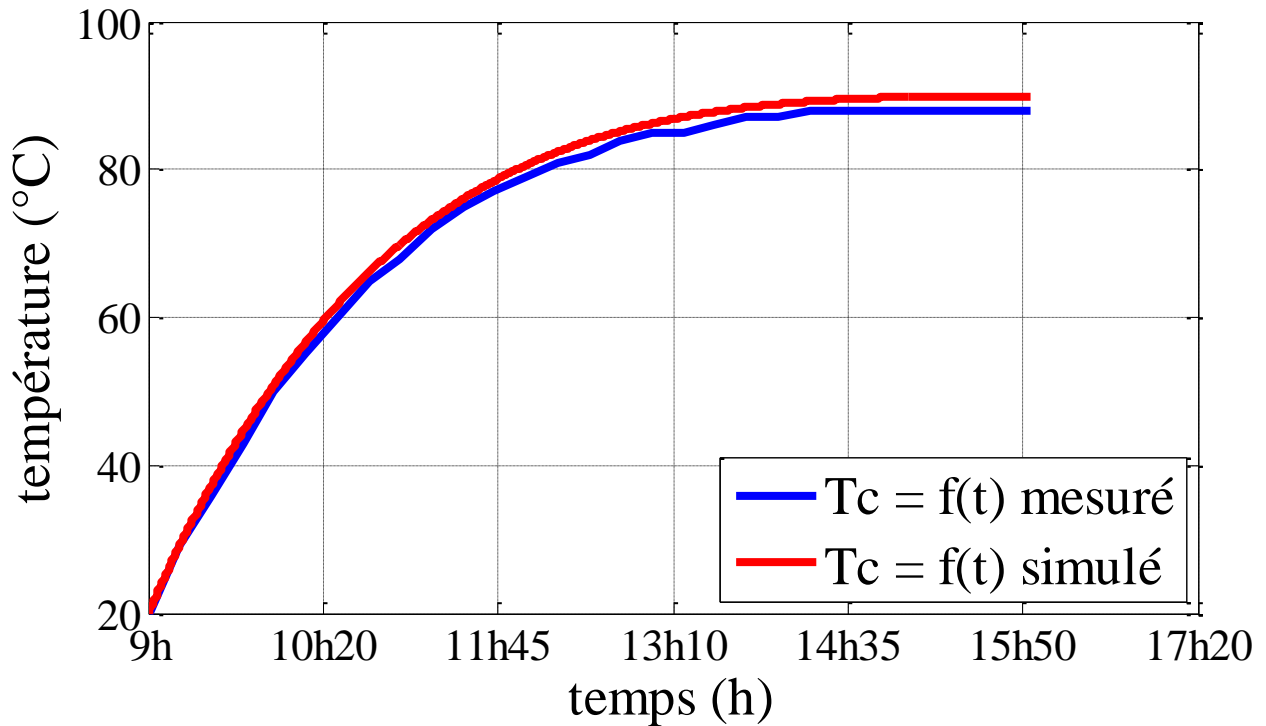


Figure IV. 6 : Caractéristiques température du fluide caloporteur à la sortie du capteur  $T_c=f(t)$ .

On observe dans la figure ci-dessus que la température  $T_c$  (simulé et mesuré) évolue en parallèle,  $T_c$  simulé est légèrement inférieure à  $T_c$  mesuré, la température  $T_c$  (mesuré et simulé) augmente très rapidement avant de se stabiliser a une valeur presque égale à  $90^{\circ}\text{C}$ .

### 2 Température d'entrée du fluide caloporteur du capteur ( $T_l$ )

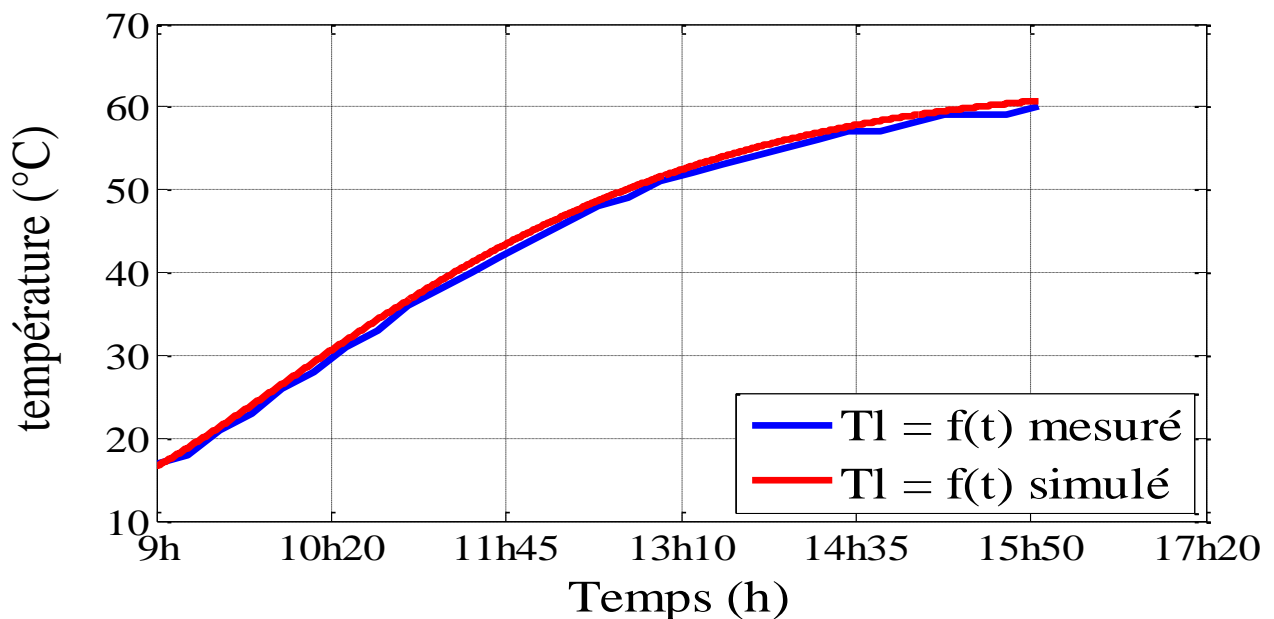
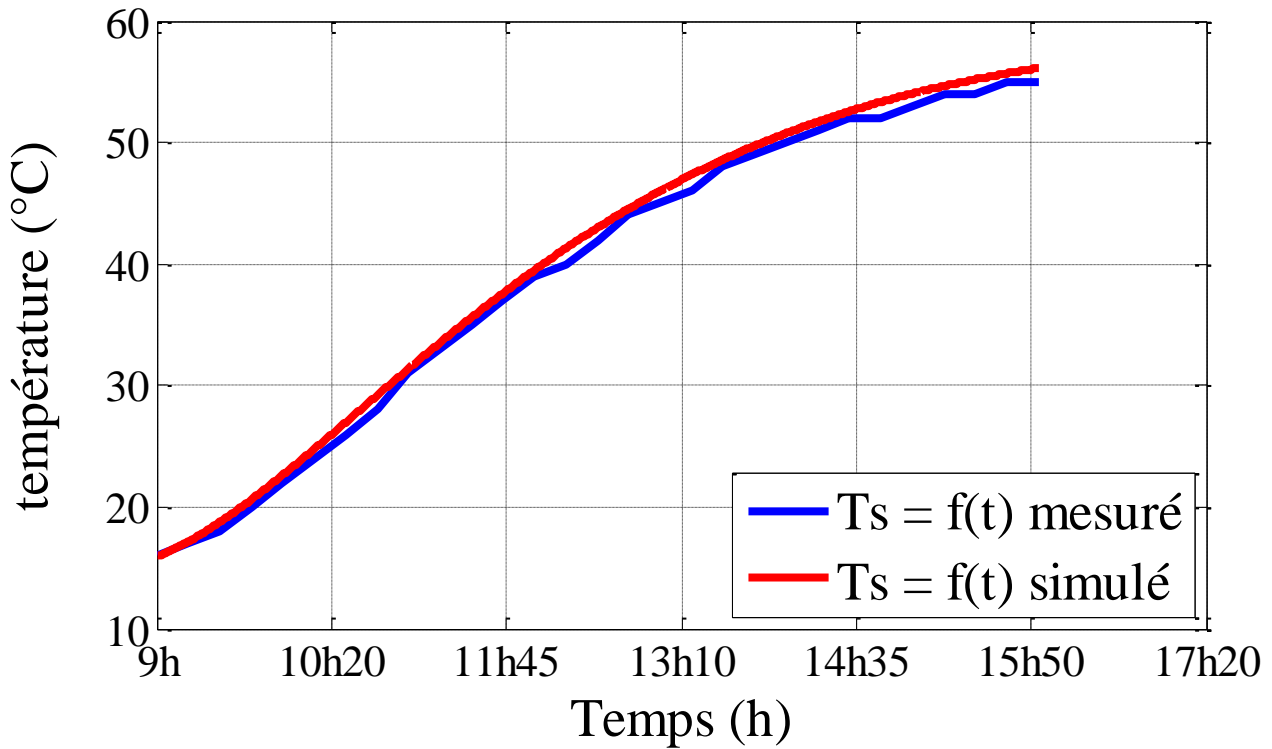


Figure IV. 7 : Caractéristiques température du fluide caloporteur à l'entrée du capteur  $T_l=f(t)$ .

La figure ci-dessus montre que la progression des températures Tl mesuré et Tl simulé se fait en parallèle avec une légère supériorité pour Tl mesuré, au finale les deux caractéristiques se stabilisent à la valeur (60°C).

### 3 Température de sortie du chauffe-eau solaire (Ts)



*Figure IV. 8 : Caractéristiques températures de l'eau chaude à la sortie du chauffe-eau solaire  $T_s=f(t)$ .*

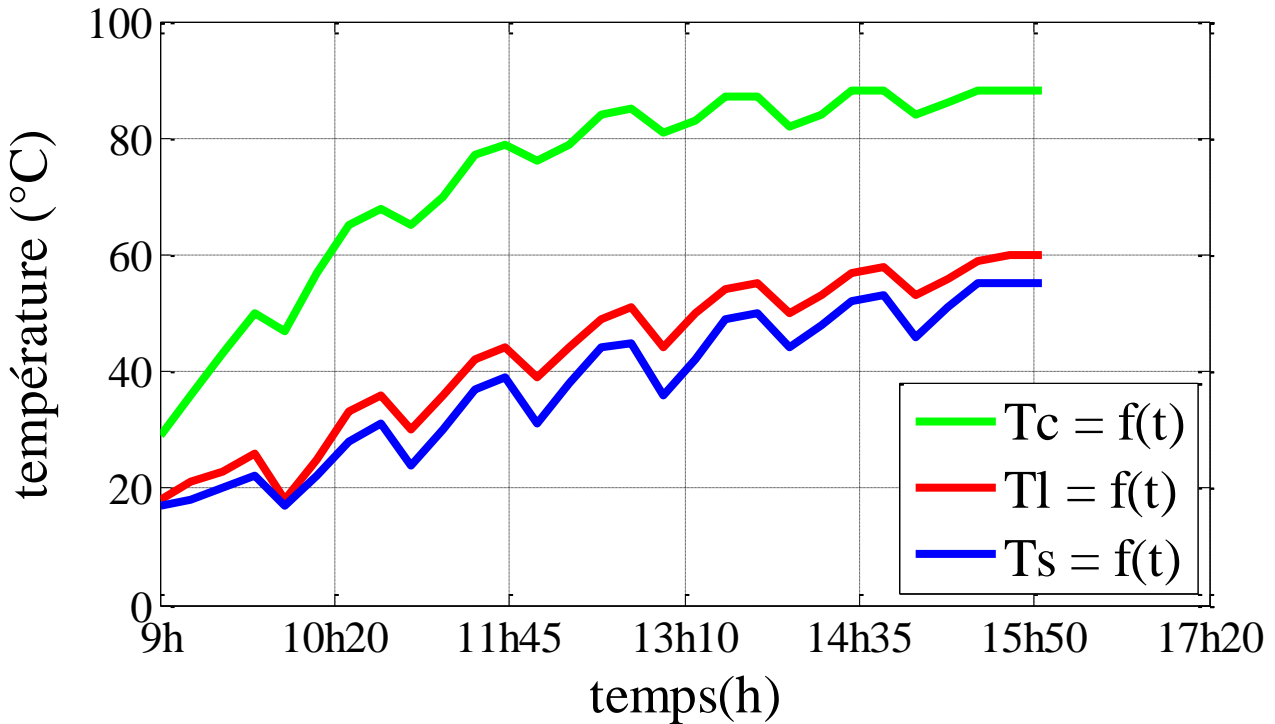
Les températures Ts mesuré et Ts simulé qui sont tracé dans la figure précédente varient l'une comme l'autre lentement par rapport à Tc, avant de se stabiliser à une valeur presque égale à (55°C).

## III.7. Etude expérimentale du système hybride

### III.7.1.Essai 1

Lors de la journée du 22/06/2021 moyennement ensoleillé, on a pu relever les mesures des températures d'entrée/sortie du capteur (Tl, Tc) et la cuve de stockage (Ts). Après avoir pompé l'eau jusqu'au remplissage totale du chauffe-eau solaire au moment du début des mesures (9h00) puis on a pris part aux mesures et procédé à des cycles de soutirage d'eau chaude avec un pompage simultané avec un intervalle de 1h.

L'effet du pompage-soutirage sur les températures (Ts, Tl, Tc)



*Figure IV. 9 : Caractéristique des températures après pompage-soutirage d'entrée et sortie du capteur ( $T_l$ ,  $T_c$ ) et de la sortie de la cuve.  $T_c=f(t)$ ,  $T_l=f(t)$ ,  $T_s=f(t)$ .*

La figure dernière démontre l'effet du pompage avec un soutirage simultané d'eau chaude sur l'évolution des températures ( $T_c$ ,  $T_l$  et  $T_s$ ) et on constate que ces trois températures baissent considérablement juste après chaque pompage-soutirage avant de reprendre leurs valeurs normales après un certain temps d'exposition au soleil.

### III.7.2.Essai 2

Lors de la journée du 11/07/2021 fortement ensoleillé, on a pu faire les mesures des températures d'entrée/sortie du capteur ( $T_l$ ,  $T_c$ ) et la cuve de stockage ( $T_s$ ). Après avoir pompé l'eau jusqu'au remplissage totale du chauffe-eau solaire on a pris part au mesures et procédé à des cycles de pompages suivi d'un pompage-soutirage en intervalle de 1h.

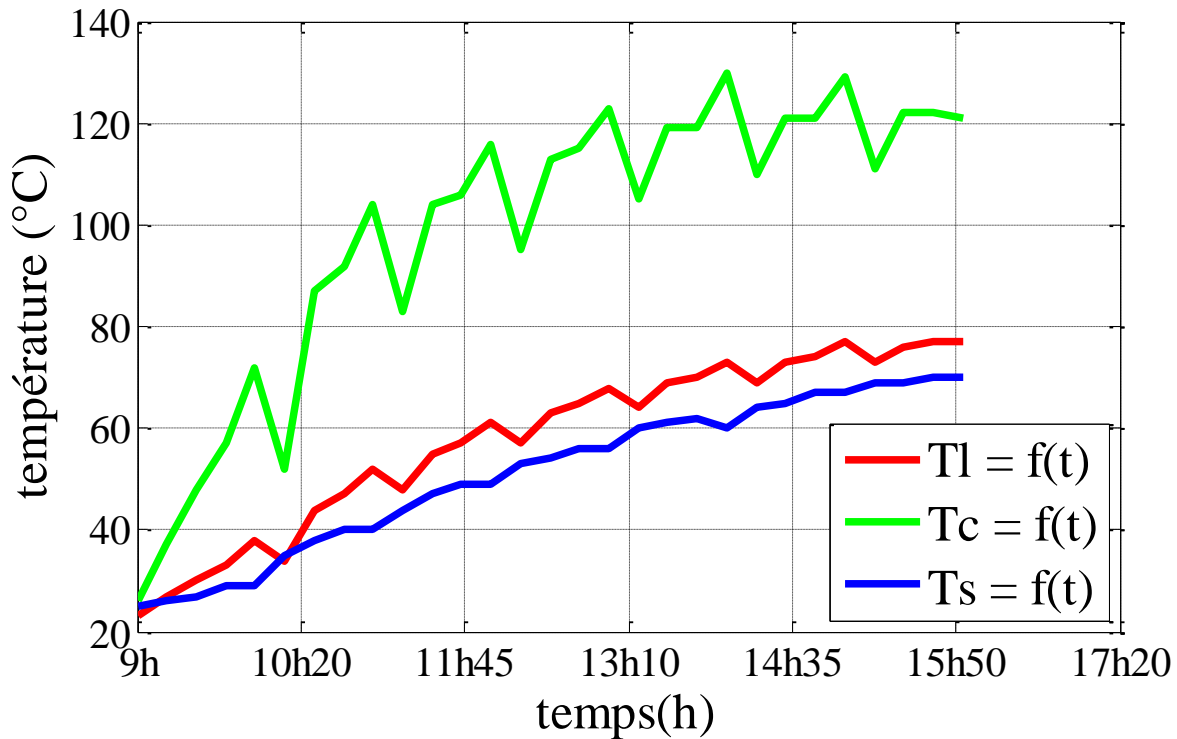


Figure IV. 10 : caractéristique des températures après pompage puis pompage-soutirage d'entrée et sortie du capteur ( $T_l$ ,  $T_c$ ) et de la sortie de la cuve.  $T_c=f(t)$ ,  $T_l=f(t)$ ,  $T_s=f(t)$ .

La figure dernière démontre l'effet du pompage sans soutirage dans un premier temps, nous remarquons dans ce cas une subite hausse des températures due à la pression exercée par l'eau pompé (effet ther... : l'eau chaude ce situe toujours en haut et l'eau froide en bas). Dans le deuxième temps on remarque l'effet du pompage-soutirage par une chute subite des températures cela engendré par les échanges thermiques entre l'eau pompé (froide) et l'eau dans le capteur (chaude).

### III.8. Etude technique de l'installation

#### III.8.1. Calcul du nombre de PV

Etant donné la puissance du moteur est de  $P= 270$  w et le temps de fonctionnement  $t= 2$ h/jour.

Calcul du besoin journalier de l'installation :

$$B_j = P \times t \quad (IV.1)$$

$$B_j = 370 \times 2 = 740 \text{ wh/j et } E_{stc} = 1000 \text{ W/m}^2$$

#### III.8.2. Calcul du nombre de PV :

$$N_{pv} = \text{ent}(+) \left[ \frac{B_j}{E_{stc}} \right] \quad (IV.2)$$

$$N_{pv} = \text{ent}(+) [740/1000 = 0.74] = 1 \text{ panneau}$$

### III.8.3. Calcul du nombre de batterie

Calcul de la capacité de la batterie :

$$C_{batt} = \frac{B_j \times J_{aut}}{U_{batt} \times PDP \times K_T} \quad (IV.3)$$

$$C_{batt} = [(740 \times 1) / (12 \times 0.6 \times 0.85)] = 120.915 \text{ Ah}$$

$$C_{batt-unit} = 100 \text{ Ah}$$

### III.8.4. Calcul du nombre de batterie nécessaire à l'installation :

$$N_{batt} = \text{ent}(+) \left[ \frac{C_{batt}}{C_{batt-unit}} \right] \quad (IV.4)$$

$$N_{batt} = \text{ent}(+)(120.915/100) = 2 \text{ batteries}$$

### III.8.5. Calcul du rendement du PV

$$n_{pan} = \frac{P_{c-pan}}{E_{stc} \times S} \quad (IV.5)$$

$P_{c-pan}$  : puissance crête du panneau solaire

$$n_{pan} = [80 / (1000 \times 0.646)] = 0.1238$$

Le rendement du panneau photovoltaïque est de 12.38%

### III.8.6. Calcul du rendement du CES

$$n = \frac{\beta - [k_t(T_m - T_{ext})]}{E_j \times S} \quad (IV.6)$$

$\beta$  : facteur optique ( $\beta = \tau \times \alpha$ )

$\tau$  : Taux de transmission.

$\alpha$  : taux d'absorption de l'absorbeur.

Tel que pour le CES thermosiphon on prend  $\beta = 0.85$

$k_t$  : coefficient de transmission thermique (5.10 w/m<sup>2</sup>)

$T_m$  : température moyenne du capteur

$T_{ext}$  : température extérieure

$E_j$  : irradiation solaire journalière

$S$  : surface du capteur

$$n = (23980/4000) = 0.59$$

Le rendement du capteur est de 59%.

### III.9. Etude économique

Pour estimer le coup de notre installation on a présenté dans le tableau suivant les prix de chaque composant :

| Composants                 | Prix unitaire (DA)            | Nombre | Prix globale (DA) |
|----------------------------|-------------------------------|--------|-------------------|
| Panneaux photovoltaïques   | 20000                         | 1      | 20 000            |
| Batterie                   | 12000                         | 2      | 24 000            |
| Onduleur                   | 80000                         | 1      | 80 000            |
| Motopompe                  | 24000                         | 1      | 24 000            |
| Chauffe-eau solaire 200L   | 180000                        | 1      | 180 000           |
| Citerne 1000L              | 17000                         | 1      | 17 000            |
| Les supports (citerne+CES) | 180000                        | 1      | 18 000            |
| Autre fourniture           | 50000                         | 1      | 50 000            |
| Le cout de la main d'œuvre | 10% du cout de l'installation | /      | 41 300            |
| <b>Total</b>               |                               |        | <b>454 300</b>    |

*Tableau IV. 1 : Le cout des composants et totale de l'installation.*

## Conclusion

Dans ce quatrième chapitre est présenté une hybridation de deux systèmes pompage/CES pour former un seul système parfaitement autonome.

On a fait une étude sur le CES alimenté par un système de pompage-photovoltaïque puis on a mesuré les températures d'entrée/sortie du capteur et aussi la température de sortie de l'eau chauffé par le CES. L'observation constaté est le temps de réponse du CES qui est très brusque ce qui est favorable à avoir une sortie d'eau très rapidement chaude.

On a aussi calculé les rendements du PV/CES. On a trouvé des résultats très satisfaisants pour une installation autonome puis on a fait une étude approximative du cout total des composants et déduit l'éventuelle cout d'installation d'un système de chauffage avec pompage-photovoltaïque.



## Conclusion générale

. Ce présent travail a pour objectif l'étude et la simulation d'un système hybride photovoltaïque thermique et pour parvenir à notre objectif on a subdivisé notre travail en quatre parties :

- La première partie a été consacrée au gisement solaire où l'on a vu les différents paramètres à prendre en considération lors de l'étude du site d'implantation de nos panneaux solaires, on a aussi abordé dans cette partie le panneau photovoltaïque ainsi que l'énergie solaire thermique.
- Dans la deuxième partie on a fait la modélisation des différents composants de notre système (panneau photovoltaïque, batterie, onduleur, MAS) avec des définitions pour une meilleure compréhension du fonctionnement de notre système.
- La troisième partie c'est la modélisation de notre chauffe-eau solaire et ses différentes parties et on a aussi fait la simulation de ce dernier.
- Quant au dernier chapitre c'est l'hybridation pompage photovoltaïque où l'on a exposé l'évolution des différentes températures du chauffe-eau solaire au fil d'une journée ainsi que l'influence du soutirage sur ces mêmes températures et on a clôturé avec une étude technico économique.

Après plusieurs journées de mesures sous différentes conditions climatiques on a constaté que l'irradiation solaire disponible dans la région de Bejaia est favorable, une installation photovoltaïque est donc intéressante pour subvenir aux besoins énergétiques quotidiens notamment l'alimentation du pompage pour un chauffe-eau solaire qui est une alternative adéquate pour la satisfaction de nos besoins journaliers en eau chaude sanitaires.

Ces résultats montrent que la région de Bejaia dispose d'un climat très favorable à l'utilisation de l'énergie solaire avec ses différents aspects et cela peut encourager l'exploitation de cette énergie surtout dans les régions isolées de la ville qui ne sont pas atteints par le réseau électrique ou celle où la charge est très grande ce qui provoque les coupures d'électricité.

## Références bibliographique

- [1] <http://www.inexplique-endeбат.com/article-l-empire-du-systeme-solairelapuissance-du-soleil-89440220.html> (site internet consulté le 25/04/2021).
- [2] C. voyant, prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d'énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels, thèse doctorat, université de Corse-Pascal Paoli, France, (2011).
- [3] F.A. Peuser, K.H.Remmers, M.Schanauss, installations solaires thermiques conception et mise en œuvre, (2005).
- [4] M. Capderou, Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1, Vol. 1 et 2 ; OPU, 1987.
- [5] DU ECU - introduction à la physique du Soleil J.-M. Malherbe.
- [6] <https://trustmyscience.com/>. (site internet consulté le 02/06/2021)
- [7] Pr K. IDJDARENE, gisement solaire, cours 1<sup>ère</sup> Année Master Energies Renouvelables.
- [8] <https://www.ecosolaire.com/>. (site internet consulté le 14/04/2021)
- [9] R .Bernard, G.Merguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire: conversion thermique et application. Technique et documentation, deuxième Edition-1980.
- [10] A. Mefti; M.Y Bouroubi; H. Mimouni, Evaluation du potentiel énergétique solaire, Bulletin des Energies Renouvelables, N° 2, P12, décembre 2002.
- [11] FRITZ DUFOUR.Livre des coûts et implications de notre demande d'énergie : une analyse comparée et complète des ressources énergétiques disponibles. Juin 2018.
- [12] <https://www.researchgate.net/>. (site internet consulté le 14/04/2021)
- [13] SLAMA Fateh., Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique. Mémoire de magister. Université de Sétif.
- [14] REYNAUD Jean-François 'Recherches d'optimums d'énergies pour charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques' doctorat Université Toulouse III – Paul Sabatier 04/01/2011
- [15] <https://www.researchgate.net/>. (site internet consulté le 03/05/2021)
- [16] A.AZIZ, K.KASSMI, F.OLIVIE, G.SARRABAYROUSE « Synthèses bibliographiques sur les chaines photovoltaïques » Rapport LAAS N°04348,27p, Juin2004
- [17] K. Helali "Modélisation d'une cellule photovoltaïque Etude comparative " Mémoire de Magister Université Mouloud Mammeri de Tizi –Ouzou 25/06/2012.
- [18] M.L.Louazane "Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla "Mémoire de Magister Université El Hadj Lakhdar-Batna 16/06/2008.
- [19] M.Blhadj "Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome " Mémoire de Magister Centre Universitaire de Bechar 2007-2008.
- [20] T ARIK. OUAHIDI conception et simulation d'une sourced'alimentation constituée d'un pré-régulateur et d'un onduleur monophasé de puissance ikva.école de technologie supérieure unnersité du QUÉBEC 2010
- [21] DANG Bang Viet Conception d'une interface d'électronique de puisance Vietpour Pile à Combustible Université Joseph Fourier 2006

- [22] M.Blhadj 'Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome ' Mémoire de Magister Centre Universitaire de Bechar 2007-2008.
- [23] Emery, K.; Burdick, J.; Caiyem, Y.; Dunlavy, D.; Field, H.; Kroposki, B.; Moriarty, T.; Ottoson, L.; Rummel, S.; Strand, T.; Wanlass, M.W.; 'Temperatur e dependence of photovoltaic cells, modules and systems » Photovoltaic Specialists Conference, 199 6, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 13-17 May 1996.
- [24] M.N.Mchalikh et CH.Hmada''Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau ' Mémoire de Master Université Kasdi Merbah–Ouargla 2013.
- [25] I.Bendjamaa 'Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque ' Mémoire de Magister Université Abou-Baker Blkaid-Tlemcen 2011/2012.
- [26] M. Antonio, "Les énergies renouvelables au Maroc" CDER (Centre de Développement des Energies Renouvelables au Maroc),2004.
- [27] [https://fr.wikipedia.org/wiki/capteur\\_solaire\\_thermique](https://fr.wikipedia.org/wiki/capteur_solaire_thermique).(site internet consulté le 22/04/2016).
- [28] <http://www.eere.energy.gov>. (site internet consulté le 04/05/2021)
- [29] <https://www.energie douce.com>
- [30] <https://www.nouvennergie.fr/>. (site internet consulté le 04/05/2021)
- [31] M.Bouhediba , « Simulation thermique d'une maison solaire pour la Production d'eau chaude sanitaire (ECS) ». Mémoire de master- Université de Chlef 2011-2012.
- [32] <https://www.2es.fr/>. (site internet consulté le 04/05/2021).
- [33] <http://www.Ademe.fr>. (site internet consulté le 04/05/2021).
- [34] «Guide pour l'intégration architecturale des capteurs solaire thermique», pays d'AIX, 2005.
- [35] <http://www.chauffage-solaire.biz/>. (site internet consulté le 08/05/2021).
- [36] <http://www.outilssolaires.com>. (site internet consulté le 08/05/2021).
- [37] <https://www.forumconstruire.com/>. (site internet consulté le 08/05/2021).
- [38] <https://wiki.lowtechlab.org/>. (site internet consulté le 08/05/2021).
- [39] <http://www.chauffe-eau-solaires.net/>. site internet consulté le (08/05/2021).
- [40] Etude, conception et réalisation d'un chauffe-eau solaire. (site internet consulté le 10/05/2021).
- [41] <https://nobel.bg/>. (site internet consulté le 11/05/2021).
- [42] <http://chauffe-eau-solaire.durable.com/>. (site internet consulté le 10/05/2021)
- [43] <https://www.directindustry.fr/>. (site internet consulté le 04/05/2021).
- [44] <https://www.plomberie-online.fr/>. (site internet consulté le 08/05/2021)
- [45] <https://formation.xpair.com/>. (site internet consulté le 18/05/2021)
- [46] Abdul Jaleel J, Nazar A, Omega AR. Simulation on Maximum Power Point Tracking of the Photovoltaic using LabVIEW. International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering Vol. 1, Issue 3, September 2012.
- [47] Azzoug Massinissa, Bensalem Azzedine, Etude d'un système à énergie solaire, 2019.

- [48] M. Mokhtar, M. Sofiane, Mémoire de fin d'étude « Contribution à l'étude d'un système de pompage photovoltaïque », promotion juin 2014.
- [49] MEKARET Fayssal et ZIDOURI Abdelkhalik. Etude, simulation et réalisation d'un mini onduleur pour systèmes photovoltaïques. Mémoire de master. Université de Tlemcen. 2018.
- [50] R. Abdssemed, « Modélisation et simulation des machines électriques », électrotechnique, technosup, les filières technologiques des enseignements supérieurs, édition ellipses, 2011.
- [51] W. MICHAEL, "Etude théorique du moteur d'induction monophasé sans et avec phase auxiliaire", RGE, Février 1950.
- [52] [Electronique71.com](http://Electronique71.com). (site internet consulté le 09/05/2021)
- [53] F. Kininger, "Photovoltaic Systems Technology", University of Kassel, 2003
- [54] D. Boukhers « optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage », Mémoire de magister, université de Constantine 2007.
- [55] A. Louadah « Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque », Mémoire de Master, Université de Bejaia 2009.
- [56] M. Smyth, P.C. Eames and B. Norton, '*Integrated Collector Storage Water Heaters*', Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 1010, pp. 503 - 538, 2006.
- [57] M. Mustapha Bordjane, Modes de transfert thermique, 2017.
- [58] Cours de rayonnement olivier PERROT 2010-2011
- [59] <https://www.climandsoft.com/>. (site internet consulté le 09/05/2021)
- [60] Kim, Y.Y., K.S., Jeong, G.H., Jeong, S., An experimental study on the quantitative interpretation of local convective heat transfer for a plate fin and tube heat exchanger using the lumped capacitance method.. International Journal of heat and Mass Transfer, 49:230-239, 2006.
- [61] J.V. Beck, B. Blackwell and C.R. St Clair. Inverse Heat conduction. – III posed Problems. Wiley Inter science Publication 1985.
- [62] Istvan farkas : Mathematics and computers in simulation, 48(1) 1-132 november (1998).
- [63] C. King. Solar Water Heating European Commission Directorate-General XII for Science, Research and Development, 1995.
- [64] European Simplified Methods for Active Solar System Designe. Bernard Bourges, Kluwer Academic Publishers for CES. 1991.
- [65] J. Buzàs, Van Straten, Solar hot Water system study examples with MATLAB/SIMULINK, Tempus 9709-95 Report, 1996.
- [66] [www.meteobejaia.dz](http://www.meteobejaia.dz). (site internet consulté le 21/06/2021).

