République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Dr. YAHIA FARES de MEDEA

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département du Génie de la Matière

Mémoire de Projet de Fin d'Etude

Pour l'obtention du diplôme de Master en Génie Climatique

Option Energie et Froid Industriel

Thème :

# Simulation d'un système solaire photovoltaïque de pompage d'eau

Proposé et dirigé par :

Mr. ZEROUAL Boualem

Présenté par :

KHEDIM Mohammed

Promotion : 2011- 2012

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail*

*A mes chers parents*

*A mes frères et mes sœurs*

*A toute ma famille*

*A tous mes collègues et mes amis partout*

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

*Et à tous ceux qui utilisent la science pour le bien*

*Et la prospérité de l'humanité.*

*Mohammed*

## REMERCIEMENTS

*Nous tenons tout d'abord à exprimer nos profonds remerciements à notre promoteur Mr. Zeroual boualem, pour nous avoir soutenus durant toute la période du PFE, pour sa disponibilité, ses encouragements et ses conseils.*

*Nous tenons aussi à exprimer notre reconnaissance a tous nos enseignants.*

*Nous remercions également tous les membres du jury pour nous avoir fait l'honneur de juger notre travail, et pour les critiques et les remarques portées a notre étude.*

*Enfin, nous remercions tous ceux qui ont participe de prés ou de loin à la réalisation de ce travail.*

*Mohammed*

# *TABLE DES MATIERES*

Introduction Générale…….1

Chapitre I

1 Introduction :..... **Erreur ! Signet non défini.**

2 Rayonnement Solaire ..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.1 Spectre Du Rayonnement..... **Erreur ! Signet non défini.**

2-2 Duree D'insolation..... **Erreur ! Signet non défini.**

3 Description Des Elements Du Systeme De Pompage Photovoltaïque :**Erreur ! Signet non défini.**

3-1 La Cellule Photovoltaïque : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.2. L'effet Pv : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.2.1. Principe De Fonctionnement :..... **Erreur ! Signet non défini.**

3-3 Les Differents Types Des Cellules Solaires ..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.4 Le Module Photovoltaïque :..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.5 Caracteristiques D'un Module : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

**3.5.1.** Les Caractéristiques Electriques D'un Module Pv **:Erreur ! Signet non défini.**

3.5.2. Les Caractéristiques Energétiques D'un Module Pv:**Erreur ! Signet non défini.**

3.5.3. Le Rendement D'un Module Pv :..... **Erreur ! Signet non défini.**

3-7 Le Panneau Solaire : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.8 Systeme De Stockage :..... **Erreur ! Signet non défini.**

3-9. Types D'accumulateurs : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.9.1. Les Accumulateurs Au Plomb Acide :..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.11 Systeme De Conversion :..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.12 Moteur A Induction :..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.12 Classification Des Pompes :..... **Erreur ! Signet non défini.**

A. Les Pompes Centrifuges :..... **Erreur ! Signet non défini.**

B. Les Pompes Volumétriques :..... **Erreur ! Signet non défini.**

C. Les Pompes De Surface Et Les Pompes Immergées :**Erreur ! Signet non défini.**

D. Caractéristiques De La Pompe Centrifuge Immergée :**Erreur ! Signet non défini.**

E. Comparaisons Entre Les Pompes Centrifuges Et Les Pompes Volumétriques :**Erreur ! Signet non défini.**

3.13 Les Types De Moteurs :..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.14 Rendement Du Groupe Motopompe Generateur Pv :**Erreur ! Signet non défini.**

3.15 Point Du Maximum De Puissance (Mppt) :..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.16 Le Reservoir De Stockage : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.17 Avantages Et Inconvenients D'une Installation Pv : . **Erreur ! Signet non défini.**

A) Avantages [25]:..... …….**Erreur ! Signet non défini.**

B) Inconvénients [25]: ..... **Erreur ! Signet non défini.**

4 Conclusion : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

**Chapitre II**

2 Etude Parametrique Du Champ Pv: ..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.1 Angle Solaire : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.1.1 La Declinaison (Δ) : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.1.2 La Latitude (L) : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.1.3 La Longitude (Φ) : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.1.4 L'angle Horaire Du Soleil :..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.1.5 L'azimute (A) :..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.1.6 La Hauteur Angulaire : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.1.7 L'orientation : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.1.8 L'inclinaison : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.1.9 L'angle D'incidence :..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.2 Heures Et Temps :..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.2.1 Duree Du Jour :..... **Erreur ! Signet non défini.**

2.2.2 Relation Entre Temps Legal Et Temps Solaire. **Erreur ! Signet non défini.**

3. Estimation Du Rayonnement Solaire :..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.1 Definition :..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.2 Angle D'incidence : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.4 Rayonnement Solaire Sur Un Plan Incline : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

3.5 Rayonnement Solaire Direct ……..…..39

4 Modelisation Du Champ Photovoltaïque :..... **Erreur ! Signet non défini.**

5 Modelisation Du Convertisseur (Onduleur) :..... **Erreur ! Signet non défini.**

6 Modelisation De La Motopompe:..... **Erreur ! Signet non défini.**

7 Etude De Cas:..... **Erreur ! Signet non défini.**

7.1 La Pompe Et La Selection Generatrice Pv :..... **Erreur ! Signet non défini.**

7.2 Les Paramètre Influence Sur I=F(V)…….45

A) Influence De L'eclairement ..... **Erreur ! Signet non défini.**

B) Influence De La Temperature : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

7.3 Taille Du Panneau :..... **Erreur ! Signet non défini.**

7.4 Arrangement Des Panneaux:..... **Erreur ! Signet non défini.**

8. Conclusion : ..... **Erreur ! Signet non défini.**

**Chapitre III**

I. Volume d'eau annuel ……63

II.DISCUSSION……...64

Conclusion Générale……..66

Références bibliographie……67

Annexe……...69

Programme…….71

## ملخص

تهدف الدراسة المقدمة إلى دراسة أداء منظومة كهر وضوئية لضخ الماء مصممة لتزويد بيت معزول في منطقة بوغزول. المنظومة تستخدم الألواح الشمسية الكهروضوئية لتحويل الإشعاع الشمسي إلى طاقة كهربائية لتشغيل مضخة غاطسة .

لقد أنجز نموذج رياضي لوصف سلوك أهم المكونات لهذه المنظومة مناوب محرك-مضخة و الألواح الشمسية.كما أنجز برنامج حاسوبي باستخدام(—~)لحساب تدفق وحساب كمية الماء الشهرية والسنوية للموقع المذكور.كما أوضحت النتائج المحصل عليها أن ضح الماء باستخدام الألواح الشمسية الكهروضوئية أحسن حل للتزويد بالماء المشروب أو لتربية الحيوانات و هذا من اجل تنمية اقتصادية مستدامة.



## Résumé

La présente étude à pour but d'Analyzer la performance d'un système photovoltaïque de pompage d'eau pour alimenter une maison isolée dans les région de boughzoul(– ~).le système utilisé les panneaux photovoltaïque pour l'opération d'un pompe immergé .dans ce but, un modèle mathématique a été réalisé pour d'écrire le comportement des principaux constituants de ce système : l'onduleur(CC/AC),moteur-pompe et les panneaux photovoltaïque. un programme informatique sans Matlab aussi a été réalisé pour calculer le débit d'eau pompée et le calcul de la mensuelle et annuelle en utilisant le rayonnement solaire pour le site considéré.

Les résultats obtenus permettent de conclure que le pompage d'eau utilise les PV, et une bonne solution pour le pompage d'eau potable ou pour l'encrage du bétail et ce pour assurer un développement économique durable.



## Abstract

The present study deals with the performance analysis of photovoltaic pumping water system designed to weed the needs of potable water for isolated home in the region of boughezoul

(–~).The system solar cells to convert solar radiation into electricity to operate submersible pump.

A mathematical model was made to describe the behavior of the system components: DC/AC inverter, motor-pomp and PV panel.

A computer program in Matlab is made to perform the pumping water discharge, using the meteorological data of considered site. The simulation results show that the solar energy is a good solution for both potable water or for beekeeping water supply to ensure sustainable economic development.

# Liste de tableau

**Tableau (I-1) :** Résume Des Principaux Avantages Et Inconvénients De Différents Types Des Moteurs Utilisés Le Plus Souvent Dans Les Systèmes De Pompage.

**Tableau(II.1) :** Valeurs De L'albédo Pour Le Rayonnement Solaire Global

**Tableau(III.1) :** La Quantité D'eau Annuelle

# Liste Des Figures

**Figure (I-1)** : Spectre Solaire Hors Atmosphère……...…..…...5

**Figure. (I-2)** : Configuration Générale D'un Système De Pompage Photovoltaïque Au Fil Du Soleil…….…...…….6

**Figure (I-3) :** Schéma Electrique Equivalent D'une Cellule PV……..….6

**Figure (I-4) :** Principe De Fonctionnement D'une Cellule PV……...….……....….7

**Figure (I-5) :** Module Photovoltaïque…….……9

**Figure (I-6) :** Boite De Jonction……10

**Figure (1-7) :** Caractéristiques, Courant Electrique-Tension, Pour T = 22 °C……..11

**Figure (I-8) :** Générateur Photovoltaïque……...11

**Figure (I-9) :** Panneau De Solaire…….……12

**Figure (I-10) :** Boite De Dérivation……12

**Figure (I-11) :** Construction D'une Batterie Monobloc……...15

**Figure (I-12) :** Schéma De Principe D'un Régulateur De Charge Série…….....18

**Figure (I-13) :** Schéma De L'onduleur…….…..20

**Figure (I-14) :** Pompes Centrifuges En Fonte…….……22

**Figure (I-15) :** Pompe Centrifuge Flottante……...…….…24

**Figure (I-16) :** Choix D'une Pompe Selon La HMT Et Le Débit Demandés……..….25

**Figure (I-17) :** Exemples De Courbes Débit-HMT Pour Quelque Pompe…….....26

**Figure(I.18) :** Rendement Instantané D'une Pompe Centrifuge Immergée En Fonction De La HMT……...……27

**Figure (I-19) :** Une Grande Hauteur De Réservoir…….....29

**Figure (II-1) :** Schématisation Des Mouvements De La Terre Autour Du Soleil..….33

**Figure (II-2) :** Mouvement Apparent Du Soleil Observé D'un Point De Latitude L……...34

**Figure (II-3) :** Repérage De La Position Du Soleil……..…….....35

**Figure (II-4) :** L'angle D'incidence ……...……36

**Figure (II-5) :** Décalage Horaire Par Rapport Au Méridien De Greenwich….……..37

**Figure (II-6) :** Equation Du Temps ET Et Déclinaison En Fonction Du Jour…….38

**Figure (II-7) :** Variation Du Rendement De L'onduleur En Fonction Du Taux De Charge…….43

**Figure (II-8) :** Caractéristique De La Pompe, Hauteur Avec Débit…….…....46

**Figure (II-9) :** Caractéristique De La Pompe, Rendement Avec Débit…...…….46

**Figure.(II-10) :** Caractéristique De La Pompe, Puissance D'entré Avec Débit……...47

Figure. **(II-11) :** Influence De L'éclairement Sur La Caractéristique I(V) Et P(V) A T=25° C……...…….. 48

**Figure (II-12) :** Influence De La Température Sur La Caractéristique I(V) Et P(V) A E=1000W/M2……..48

**Figure (III-1-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour (18 Janvier)...51

**Figure (III-1-B) :** Débit D'eau Pour (18Janvier)……. 51

**Figure (III- 2-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour (16 Février)...52

**Figure (III-2-B) :** Débit D'eau Pour (16 Février)…… 52

**Figure (III-3-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour (15 Marc)…..53

**Figure (III-3-B) :** Débit D'eau Et Le Rendement De Système De Pompage Pour (15 Marc)……. 53

**Figure (III-4-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour (16 Avril)…...54

**Figure (III-4-B) :** Débit D'eau Pour (186 Avril)……. 54

**Figure (III-5-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour (15 Mai)…...55

**Figure (III-5-B) :** Débit D'eau Pour (15 Mai)……..55

**Figure (III-6-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour (15 Juan)…...56

**Figure (III-6-B) :** Débit D'eau Pour (15 Juan)…….56

**Figure (III-7-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour (16 Juliet)…..57

**Figure (III-7-B) :** Débit D'eau Pour (16 Juliet) ……...57

**Figure (III-8-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour (15 Out)……58

**Figure (III-8-B) :** Débit D'eau Pour (15 Out) ……...……..58
**Figure (III-9-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour
(15 Septembre)…….…….59
**Figure (III-9-B) :** Débit D'eau Pour (15 Septembre……59
**Figure (III-10-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour
(15 Octobre)……...60
**Figure (III-10-B) :** Débit D'eau Pour (15 Octobre)……..60
**Figure (III-11-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour
(15 Novembre)……...61
**Figure (III-11-B) :** Débit D'eau Pour (15 Novembre)…… 61
**Figure (III-12-A) :** Rayonnement Solaire (Direct Et Diffuse) Pour
(15 Décembre)……62
**Figure (III-12-B) :** Débit D'eau Pour (15 Décembre)……..…....62
**Figure (III-13) :** Débit D'eau Annuelle ($M^3$)……....63

**Nomenclature :**

| | |
|---|---|
| PV | photovoltaïque |
| $E_0$ | constante solaire |
| E | flux de rayonnement solaire |
| a | azimut (°) |
| h | hauteur de soleil (°) |
| L | latitude (°) |
| TS | temps solaire (h) |
| TL | temps légal (h) |
| TCF | temps civil du fuseau (h) |
| C | différence de temps (h) |
| ET | équation de temps (h) |
| t | temps (h) |
| Q | débit volumique,( $m^3/s$) |
| $S^*$ | L'éclairement solaire direct sur une surface horizontale ($W/m^2$) |
| S | L'éclairement solaire direct sur une surface horizontale ($w/m^2$) |
| G* | éclairement solaire global au sol ( $W/ m^2$) |
| G*(β) | éclairement solaire global incident sur un plan incliné par angle β ( $W/ m^2$) |
| D | irradiation solaire diffuse ($Wh/m^2$) |

$D^*$ éclairement solaire diffuse ($Wh/m^2$)

HMT la hauteur manométrique total (m)

**Symbole grecs :**

$\lambda$ longueur d'onde (µm) ;

$\delta$ déclinaison (°)

$\phi$ longitude (°)

$\omega$ angle d'horaire du soleil (°)

$\omega_c$, $\omega_l$ angle d'horaire du soleil à son coucher ou lever (°)

$\alpha$ orientation (°)

$\beta$ inclinaison (°)

$\theta_i$ angle d'incidence (°)

$\eta$ rendement

**Acronymes**

CC courent continue (A)

AC courent alternatif (A)

**INTRODUCTION GENERALE :**

Plusieurs populations dans le monde affrontent de grands problèmes pour couvrir l'approvisionnement en eau potable et l'irrigation dans les zones rurales et désertiques, spécialement dans les pays en voies de développement. Afin de contribuer à un équilibre régional de développement, notre pays a fourni des grands efforts pour développer ces régions désertiques et isolées. La préservation des écosystèmes dans ces régions ne peu être obtenue qu'avec la fixation des populations dans leurs régions par les moyens de l'amélioration et le développement de leur niveau de vie. Le développement socio- économique de ces régions est très lié à deux facteurs principaux qui sont la présence de l'eau et la disponibilité de l'énergie.

En effet, la consommation d'énergie, ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, etc) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace s'est manifestée principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par l'effet de serre. La grande préoccupation du monde actuel est d'atténuer cette pollution en essayant d'adapter les sources d'énergie classiques avec des critères très sévères.

L'utilisation de l'énergie solaire, en particulier l'énergie photovoltaïque, pour le pompage de l'eau est bien adaptée pour la plupart de ces régions arides et semi-arides en raison de l'existence dans ces régions d'un potentiel hydraulique souterrain peu profond, inférieur à 30 mètres dans la majorité des zones désertiques sahariennes, et un grand potentiel énergétique solaire, supérieur à 6KWh /m2 sur une surface inclinée à la latitude du lieu.

Cette énergie solaire a l'avantage d'être présente et propre contrairement à l'énergie conventionnelle qui présente les contraintes de l'éloignement du réseau électrique et les contraintes du transport du combustible et les entretiens périodiques pour les moteurs diesels.

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet, vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ses besoins en énergie

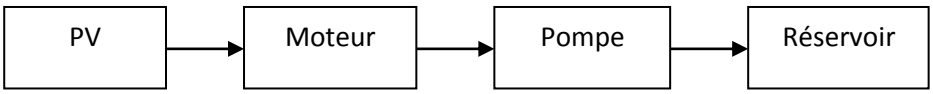
solaire. Ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées surtout dans les applications du pompage.

Généralement un système de pompage photovoltaïque est constitué :
- D'un générateur, constitué de modules photovoltaïques, eux-mêmes constitués de cellules au Silicium mono ou polycristalin.
- D'un groupe électro- pompe, qui se décompose en deux parties : le moteur immergé ou émergé et une pompe généralement centrifuge.
- D'une tuyauterie amont et aval.

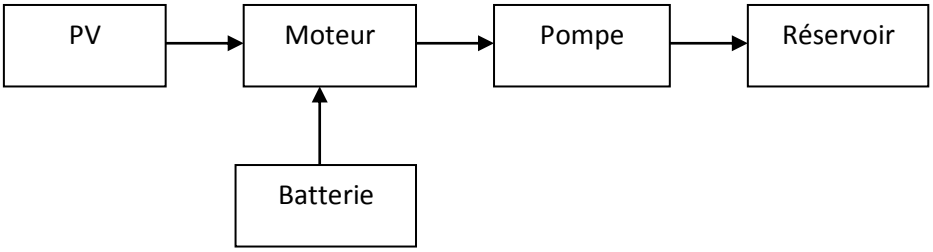
D'autres éléments peuvent être associés à ce système, et qui dépendent de sa technique de conception ; tels que :
- Un équipement électronique (système de commutation, onduleur, MPPT , etc).
- Un équipement de stockage (accumulateurs, réservoirs, etc).

Du point de vue conception, le système de pompage peut être distingué suivant le type du moteur d'entraînement (moteur à courant continu à balais, moteur à courant continu sans balais et moteur à courant alternatif) et la manière de stockage (électrique ou hydraulique). Pour les systèmes CC, trois types peuvent être utilisés.

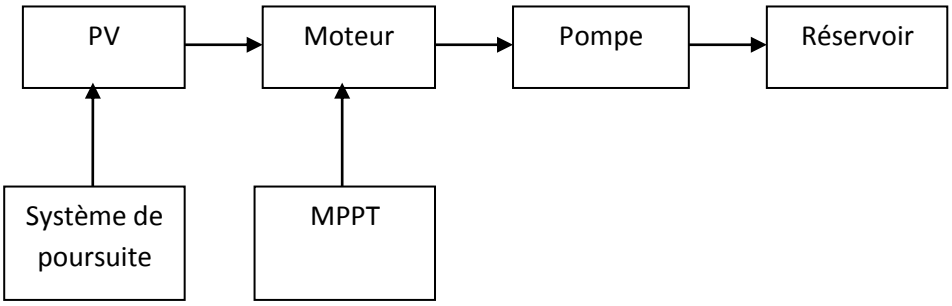
Le premier est constitué d'un générateur PV couplé directement à un groupe moto-pompe.




Le deuxième est celui qui utilise le stockage de l'énergie à l'aide des batteries. Il est rarement utilisé.




Le troisième système est composé d'un générateur PV couplé à une moto- pompe CC à travers un convertisseur CC/CC fonctionnant en MPPT (Maximum Power Point Tracking).




Pour les systèmes CA, deux types peuvent être utilisé. Le premier système est composé d'un générateur PV couplé à une moto- pompe CA à travers un convertisseur CC/CA et le deuxième est celui qui utilise le stockage de l'énergie à l'aide des batteries. Il est rarement utilisé.

Pour éviter un coût supplémentaire de l'installation, la plupart des systèmes de pompage photovoltaïque fonctionnent au ' fil du soleil 'où le moteur d'entraînement est directement couplé au générateur sans stockage d'énergie. Cet arrangement est bien adapté aux charges non critiques telles que les pompes, qui ne nécessitent pas une opération continue durant toute la journée. Elles commencent généralement à débiter vers 8h et fonctionnent à leur maximum de 11h à 13h et s'arrêtent vers 17h, soit environ 8 heures de fonctionnement par jour. Notre présente étude vise l'assimilation d'un système photovoltaïque dans le but d'évaluer le volume d'eau pompé quotidiennement et annuellement pour le site de la nouvelle ville de boughazoul. Notre démarche est la suivante :

Au premier chapitre, on fait une description générale, et le principe de fonctionnement de chaque élément constituant le système de photovoltaïque.

Le second chapitre est très important, car il présente l'étude mathématique du rayonnement solaire et la modélisation des éléments du système (champ PV, onduleur, motopompe).

Le troisième chapitre, nous présentons les résultats des performances des systèmes de pompage photovoltaïque obtenues à l'aide du programme MATLAB.

Finalement, nous terminons ce mémoire par une conclusion générale qui résume notre étude dans sa partie théorique et la description des résultats. Pour clore, nous envisageons des recommandations pour les futurs travaux dans le domaine.

# I.1 INTRODUCTION :

L'énergie solaire est à l'origine du cycle de l'eau et du cycle des saisons. Elle est donc à l'origine des richesses énergétiques telles que le charbon, le pétrole et le gaz.

L'énergie solaire est utilisée depuis de nombreux siècles, de façon plus ou moins indirecte pour, par exemple, le pompage.

Dans ce chapitre on va étudier et présenter les composantes du système de pompage photovoltaïque.

## I. 2 RAYONNEMENT SOLAIRE

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80%d'hydrogène, 19%d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance. Il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène –hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions de tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [2].

Sa lumière, à une vitesse de 300000km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère est présenté un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5µm, la température du corps noir à la surface du soleil est d'environ 5780°k [3] :

- Diamètre de soleil Ds=1.39.109m
- Diamètre de la terre Dt=1.27.107m
- Distance moyenne soleil_ terre Lts=1.5.1011m

### I.2.1 spectre du rayonnement

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde :

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800° K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites. Sa distribution en énergie est répartie en [3]:

Ultraviolet UV 0.20 < l < 0.38 mm 6.4%

Visible 0.38 < l < 0.78 mm 48.0% Infrarouge IR 0.78 < l < 10 mm 45.6%

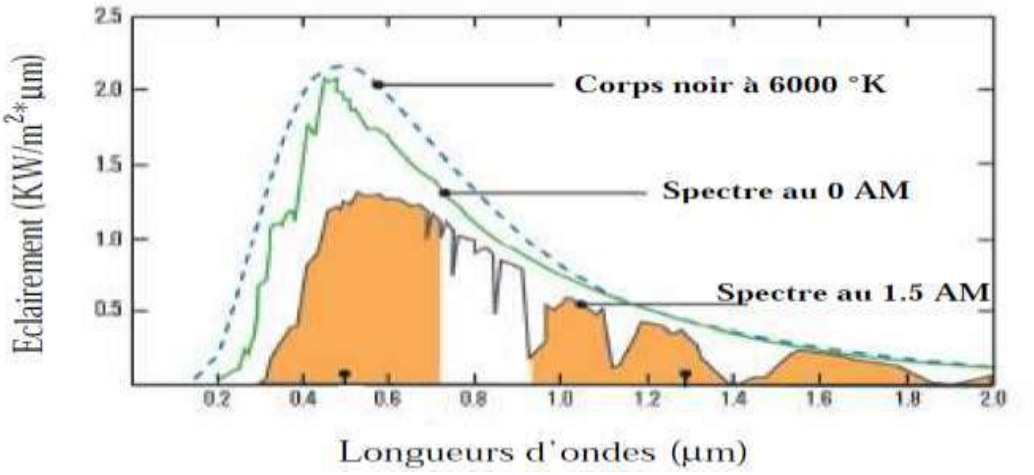



**Figure (I-1) :** spectre solaire hors atmosphère

### I-2-2 Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell− Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrées ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages.

A défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qui elle-même dépend de la période de l'année considérée.

# I-3 DESCRIPTION DES ELEMENTS DU SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE :

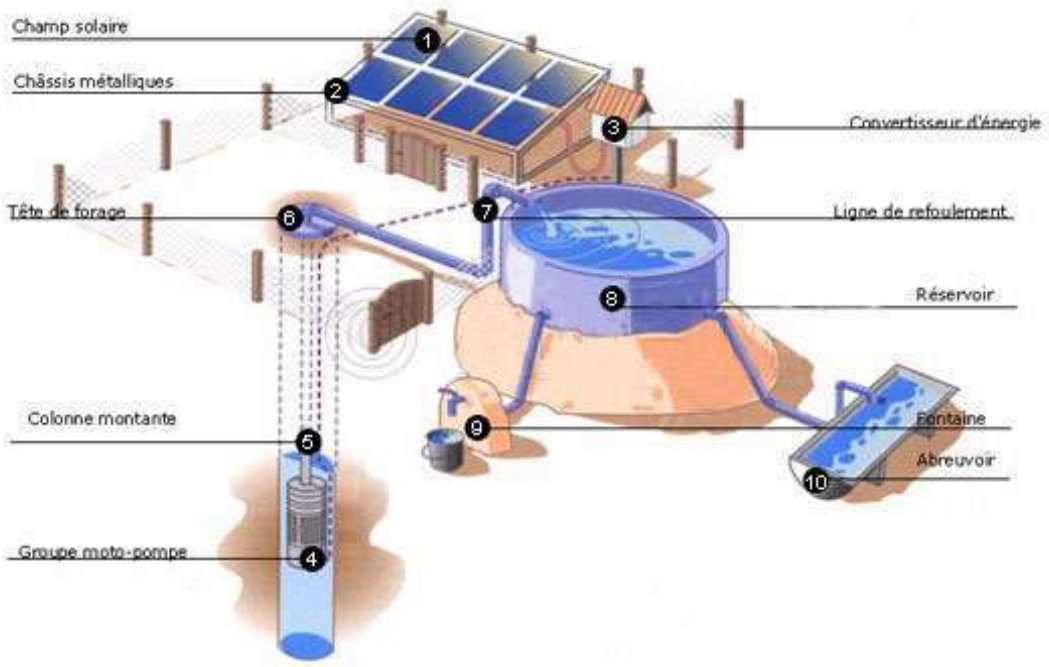



**Figure. (I.2)** : Configuration générale d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil.

## I-3-1 LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE :

Les cellules solaires PV sont des semi-conducteurs capables de convertir directement la lumière en électricité. [4]

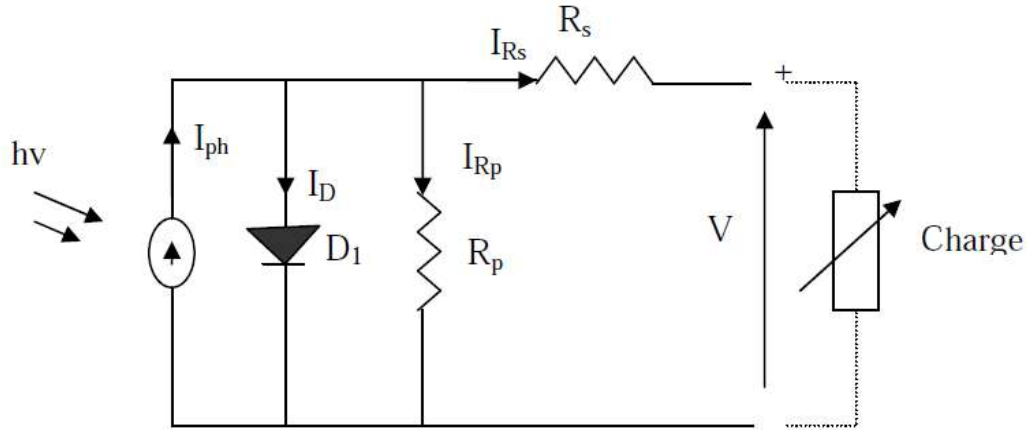



**Figure (I-3) :** Schéma électrique équivalent d'une cellule PV.

### I.3.2. L'EFFET PV :

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont bombardés par les photons constituant la lumière; les éléments de couches supérieurs ont tendance à être arrachés ou décrochés.

Ces derniers créent une tension électrique. L'effet photovoltaïque consiste en une conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique. Le terme PV vient du grec: "photo" qui désigne la lumière et "voltaïque" mot dérivé du physicien italien Alessandro Volta [4]

#### I.3.2.1. Principe de fonctionnement :

Le rayonnement arrivant sur la cellule solaire une partie sera réfléchie, une partie absorbée et le reste passera à travers l'épaisseur de la cellule. Les photos absorbées vont libérer un électron (négatif) laissant un trou (positif) derrière lui. La méthode utilisée pour créer un champ électrique est celle du "dopage" par des impuretés [5], Figure (I-4).

Deux types de dopage sont possibles :

***a. Le dopage de type n (négatif) :***

Consiste à introduire dans la structure cristalline des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire libre (négatif), c'est le cas du phosphore (P) dans le silicium (Si).

***b. Le dopage de type p (positif) :***

Le plus utilisé est le Bore (B). Il en résulte après recombinaison des deux parties d'un champ électrique.

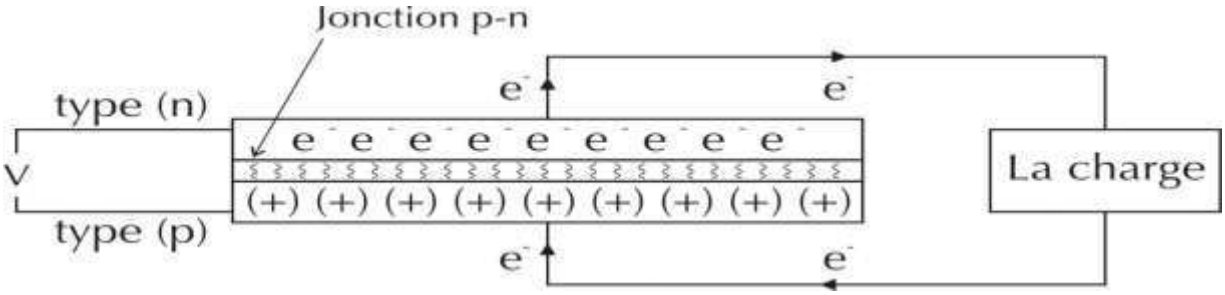



**Figure (I-4):** Principe de fonctionnement d'une cellule PV [6]

**c. Association des cellules en série :**

$$U = \sum_{i=1}^{n} U_{Ci} \qquad (1-1)$$

$$I = I_1 = I_2 = \cdots = I_n \qquad (1-2)$$

***d. Association des cellules en parallèle :***

$$I = \sum_{i=1}^{n} I_{Ci} \qquad (1-3)$$

$$U = U_1 = U_2 = \cdots = U_n \qquad (1-4)$$

## I -3-4 LES DIFFERENTS TYPES DE CELLULES SOLAIRES [7]:

Il existe trois types principaux de cellules :

- **Les cellules mono- cristallines**

La cellule monocristalline qui s'approche le plus du modèle théorique: cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches.

Les cellules monocristallines permettent d'obtenir de hauts rendements, de l'ordre de 15 à 22 %.

Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients:

- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.
- Une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée (jusqu'à 7 ans).

- **Les cellules poly-cristallines**

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes. Les cellules poly- cristallines sont caractérisées par :

- Coût de production moins élevé.
- Nécessite moins d'énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en labo.

- **Les cellules amorphes**

Le silicium amorphe, apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium

cristallin. Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible).

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 5 % par module et de 14 % au laboratoire.
- Fonctionne sous très faible éclairement.

Grâce à la technologie des nouveaux matériaux le tellurure de cadmium (CdTe), l'arséniure de gallium (GaAs) ainsi que le di séléniure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements 38 % au laboratoire.

### I.3.5 LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE :

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module figure (I-5-a). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthyléne-vynil- acétate) figure (I-5-b) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [8].

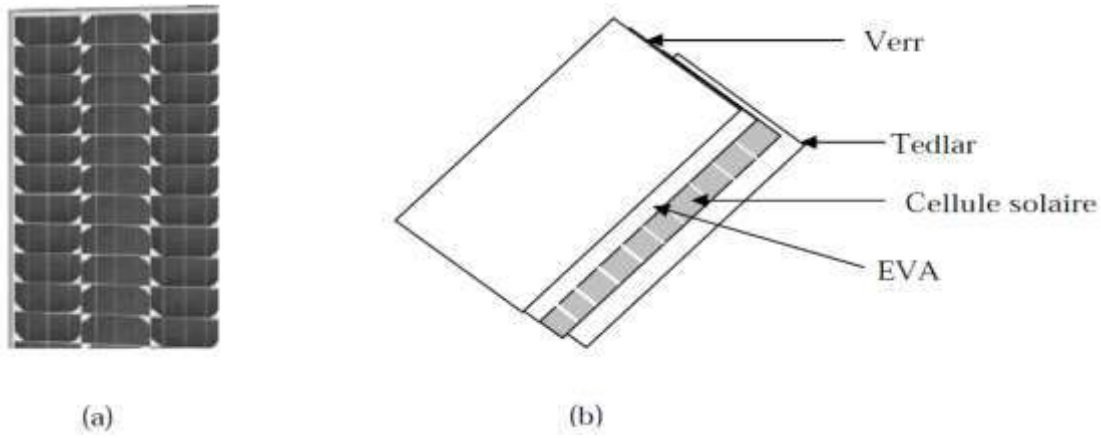



**Figure (I-5) :** Module photovoltaïque

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation.

A l'arrière de chaque module se trouve une boite de jonction contenant 2 diodes antiparallèles figure (I-6). Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre [9].

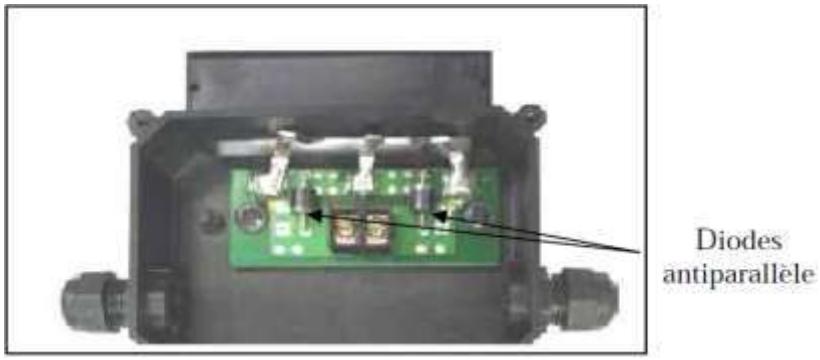



**Figure (I-6) :** Boite de jonction [9].

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques :
- Protection mécanique et support.
- Connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur.

Les modules en silicium mono cristallin (c-Si, 64% de marché), poly cristallin ou multi cristallin (xc-Si, 28% du marché) ou silicium amorphe (a-Si, 13% du marché), délivrent des tension normalisées (12, 24,48) et des puissances entre 10 et 100 Wc (watt- crête : puissance obtenue pour (l'ensoleillement maximal) [8].

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module .Il ont une efficacité de conversion (énergie électrique produite/énergie solaire incidente) de l'ordre de 10 à 20% [10].

### I.3.6 CARACTERISTIQUES D'UN MODULE [11] :

- *La puissance de crête, Pc :* Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- *La caractéristique I/V :* Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- *Tension à vide, Vc0 :* Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- *Courant de court-circuit, Icc :* Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- *Point de fonctionnement optimum, (Um, Im) :* Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, Pm = Um * Im

- *Rendement :* Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- *Facteur de forme :* Rapport entre la puissance optimale Pm et la puissance maximale que peut avoir la cellule : Vco * Icc.

**1.3.6.1. Les caractéristiques électriques d'un module PV :**

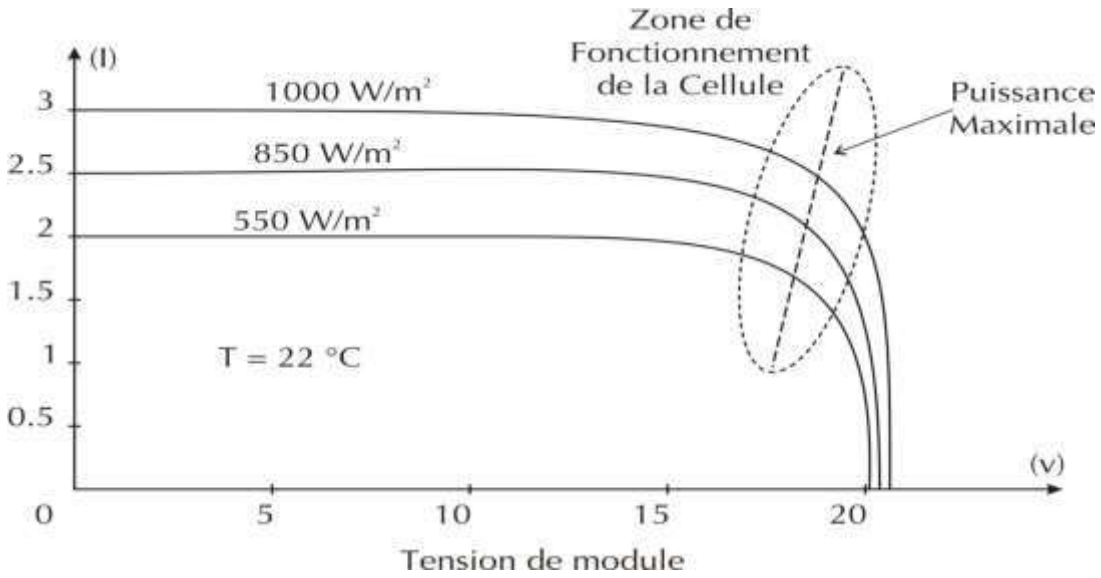



**Figure (1-7):** Caractéristiques, courant électrique-tension, pour T = 22 °C

**1.3.6.2. Les caractéristiques énergétiques d'un module PV:**

$$\boldsymbol{E_{ele} = E_{lum} - P_{ther}} \qquad (1-5)$$

Où

$E_{élé}$ : L'énergie disponible aux bornes de la cellule PV
$E_{lum}$ : L'énergie incidente
$P_{ther}$: Les pertes thermique (par convection, rayonnement et conduction)

**1.3.6.3. Le rendement d'un module PV :**

$$\boldsymbol{\eta = \frac{E_{ele}}{E_{lum}}} \qquad (1-6)$$

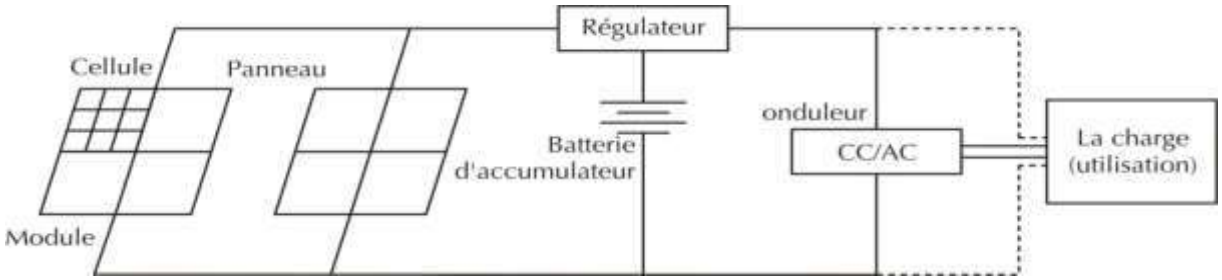



**Figure (I-8) :** générateur photovoltaïque : [6]

## I-3-7 LE PANNEAU SOLAIRE :

Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques Interconnectés en série 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.



**Figure (I-9) :** Panneau de solaire [9]

Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boite de dérivation qui regroupe le tout, comme l'illustre la figure (I-10), Alors cette boite de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie.




**Figure (I-10) :** Boite de dérivation [9].

La boite de dérivation est composée également d'un circuit imprimé sur le quel se trouvent :

- Des diodes schotcky séries, placée sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêchent aux batteries de se décharger dans les panneaux.
- Des fusibles de protections qui empêcheront aux batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.
- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permette de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une boite à 4 entrées de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.
- Une protection parafoudre (Transil ou VDR) en sortie de la boîte. Le câblage de ces boites permet d'avoir une sortie en 12, 24 ou 48 volts selon les modules, elle sont équipées de deux à douze entrées, selon les tensions de sortie.

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux PV dépend :
- des besoins en électricité.
- la taille du panneau.
- L'ensoleillement du lieu d'utilisation.
- La saison d'utilisation.

La puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximal, ce qui nécessite un élément de stockage.

### I.3.8 SYSTEME DE STOCKAGE :

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite s'envisager des stockages suivant les conditions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales [12] :

-Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple),

-Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV.

Les Caractéristiques principales d'une batterie sont :

- *Capacité en Ampère heure :* Les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant les quelles circule ce courant.

Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A pendant une

heure, ou 50 A pendant 4 heures, ou 4 A pendant 50 heures.

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que : [12]

- *Rapports de chargement et déchargement* : Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

  - *Température :* Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie [12].
- *La durée de vie :* Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent .Par ailleurs , quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année ( ou en nombre de cycles) [10].
- *Profondeur de décharge* **:** La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge.

  Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel-Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommage.
- *La profondeur de décharge :* Cependant, affecte même les batteries de cycle profond. plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.
- *La tension d'utilisation :* C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.
- *Le rendement :* C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.
- *Le taux d'autodécharge :* L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

## I-3-9. TYPES D'ACCUMULATEURS :

Il existe plusieurs types de stockage dans le système PV, les puissances rencontrées sont inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique. Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont [14].

### I.3.9.1. Les Accumulateurs au plomb acide :

La batterie au plomb acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus courante, en raison de son coût qui est relativement faible et d'une large disponibilité. Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications ou la fiabilité est vitale [15].

#### a. Composition d'une batterie solaire plomb- Acide [16] :

Ces batteries sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquetée sur la grille. La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte.

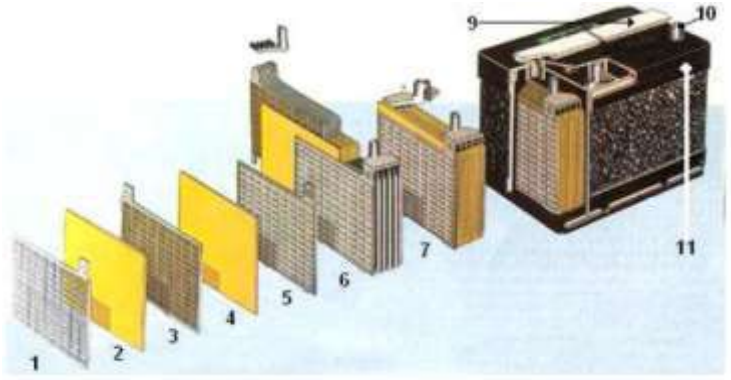



**Figure (I-11) :** Construction d'une batterie monobloc [16]

1 : Grille.
2 : Séparateur.
3 : Plaque positive.
4 : Plaque négative.
5 : Barrette.
6 : Faisceau négatif.
7 : Élément complet
8 : Pont
9 : Rampe de bouchons.
10 : Borne.
11 : Bac.

Le matériel de la grille est un alliage de plomb parce que le plomb pur est un matériel physiquement faible, et pourrait se casser pendant le transport et le service de la batterie [16]. Peut être l'alliage est en plomb avec 2-6% d'Antimoine. Moins la contenance en Antimoine sera grande, moins résistante sera la batterie pendant le processus de charge. Une petite quantité d'Antimoine réduit la production d'hydrogène et d'oxygène pendant la charge, et par conséquent la consommation d'eau. D'autre part, une plus grande proportion d'Antimoine permet des décharges plus profondes sans endommager les plaques, ce qui implique une plus grande durée de vie des batteries. Ces batteries plomb- Antimoine sont de type de "cycle profond".
Le Cadmium et le Strontium sont utilisés à la place de l'Antimoine pour fortifier la Grille. Ceux-ci offrent les mêmes avantages et inconvénients que l'Antimoine, mais Réduisent en outre le pourcentage d'autodécharge quand la batterie n'est pas en utilisation.

Le Calcium fortifie aussi la grille et réduit l'autodécharge. Toutefois, le Calcium réduit la profondeur de décharge recommandée dans plus de 25%. D'autre part, les batteries de plomb- Calcium sont de type "cycle peu profond".

Les plaques sont alternées dans la batterie, avec des séparateurs entre elles, qui sont fabriqués d'un matériel poreux qui permet le flux de l'électrolyte. Ils sont électriquement non conducteurs, ils peuvent être des mélanges de silice et de matières plastiques ou gommes.

Les séparateurs peuvent être des feuilles individuelles ou des "enveloppes". Les Enveloppes sont des manchons, ouverts par en haut, qui sont uniquement placés sur les plaques positives.

Un groupe de plaques positives et négatives, avec des séparateurs, constituent un "élément". Un élément dans un container plongé dans un électrolyte constitue une "cellule" de batterie. Des plaques plus grandes, ou en plus grand nombre, entraînent une plus grande quantité d'ampères heure que la batterie peut fournir.
Indépendamment de la taille des plaques, une cellule fournira une tension qui varie entre 1,7 et 2 volts suivant l'état de charge en conductions nominales de fonctionnement, et un rendement énergétique de l'ordre de 70% à 85%.(pour plomb-Acide)

Une batterie est constituée par plusieurs cellules ou des éléments reliés en série, internes ou externes, pour augmenter le voltage à des valeurs normales aux applications électriques. Pour cette raison, une batterie de 6 V est composée de trois cellules, et une de 12 V de 6.

Les plaques positives d'une part, et les négatives de l'autre, sont interconnectées au moyen de terminaux externes dans la partie supérieure de la batterie.
Les éléments des batteries sont souvent montés dans des bacs isolés du sol pour éviter le refroidissement de l'électrolyte par l'intermédiaire de support de bois, ces bacs sont Réalisés en plastique transparent afin de bien visualiser le repérage de niveau de L'électrolyte. Les liaisons entre les éléments doivent être dimensionnés de manière à avoir une chute de tension très faible quel que soit le régime [12].

**b. Principe de fonctionnement :**

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et réduction à la plaque positive ou gain d'électrons.

L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges
Electro chimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître immédiatement une force électromotrice entre les deux Electrodes. Les équations des réactions suivantes décrivent la réaction principale:
Electrode Positive: $PbO_2 + 3H+ + HSO_4- + 2e^- \Leftrightarrow PbSO_4 + 2H_2 O$.
Electrode negative: $Pb + HSO_4^- \Leftrightarrow PbSO_4 + H+ + 2e^-$ .
Reaction: $Pb + PbO_2 + 2H+ + 2HSO_4^- \Leftrightarrow 2PbSO_4 + 2H_2 O$.

**c. Système de régulation :**

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge

complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit.

Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :
- la protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur la quelle s'appliquera le Régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension prérégler : seuil haut et seuil bas.
Il existe plusieurs types de régulateurs :

**d. Régulation de décharge :**

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension préréglé bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête de décharger lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil.

**e. Régulation de la charge :**

La régulation de la charge s'effectue par une réduction de courant lorsque la batterie est chargée. On évite la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge. Il existe plusieurs types de montage de régulation de charge pour les batteries au plomb.

- ✓ ***Régulations de charge série :***

Le principe consiste à intercaler entre le panneau PV et la botterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante :
Tant que la tension U bateau bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener UZ , le courant délivrer par le panneau charge la batterie à travers un transistor qui se bloque, et le courant ne passe qu' à travers la résistance.

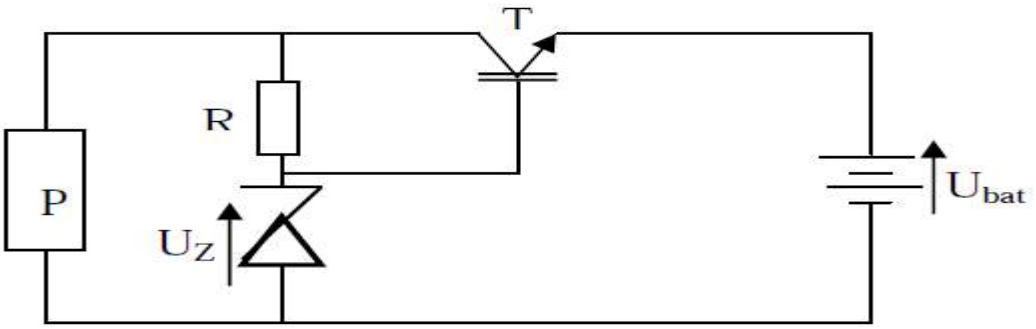



**Figure (I-12) :** Schéma de principe d'un régulateur de charge série [17].

- ✓ ***Régulateur de charge parallèle :***

Ce type de régulateur est utilisé en dérivation sur le panneau solaire. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissances selon le principe suivant [17].

Lorsque la tension de la batterie est faible, le transistor T est bloqué, le courant et la tension aux bornes de la résistance est faible alors tout le courant délivré par le générateur charge la batterie. Si la tension aux bornes de la diode Zener atteint la valeur de référence, le courant I augmente brusquement, le transistor T devient passant et il délivre une partie du courant de charge.

### I.3.11 SYSTEME DE CONVERSION :

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ photovoltaïque et la charge pour une charge continu (sans stockage avec une charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu- continu), soit entre la batterie et la charge (après stockage, il sera appelé onduleur ou convertisseur continu- alternatif).

Le convertisseur remplit les fonctions suivantes [10] :

· Conversion de courant continu en courant alternatif compatible avec la tension du réseau.

· Optimalisation de la tension continue de manière à ce que le champ de modules fonctionne dans des conditions de puissance optimales.

· Sécurité.

**a- Le convertisseur continu- continu**

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente

de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximale [10].

**b- Le convertisseur continu- alternatif**

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif.

**C- Les onduleurs autonomes :**

La conception de l'ensemble du système photovoltaïque de façon à extraire le maximum de puissance du générateur photovoltaïque, quelles que soient les perturbations d'éclairement et de la température, l'alimentation sous la tension alternative des appareils à partir des panneaux solaires nécessitent l'utilisation d'un onduleur assurant la conversion DC/AC. Il peut être conçu à base de transistors de puissance ou à thyristors utilisés comme commutateurs de puissance. [18,19]

La fréquence de commutation de semi- conducteurs détermine la fréquence de la tension de sortie. L'onduleur autonome impose lui- même la forme et la fréquence de l'onde de sortie.

Dans le système de pompage photovoltaïque, la connexion entre le générateur photovoltaïque et la pompe entraînée par un moteur à courant alternatif est faite par un onduleur. Ce dernier permet de réaliser un transfert optimal de puissance entre le générateur et le groupe motopompe sous les conditions variables de la puissance produite et de la demande en puissance. Ce transfert est contrôle par variation de fréquence. Selon le mode de commutation, on peut distinguer [20]:

- Onduleur à onde rectangulaire
- Onduleur à créneaux de largeur variable.
- Onduleur à modulation de largeur d'impulsion (MLI).

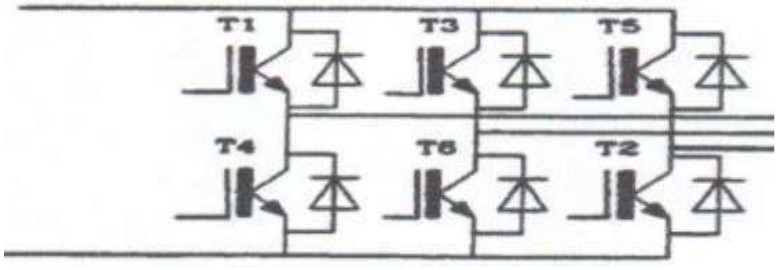



**Figure (I-13) :** Schéma de l'onduleur [3].

### I.3.12 MOTEUR A INDUCTION :

#### a. Critères de choix de type du moteur :

La pompe nécessite une énergie mécanique en entrée pour fonctionner. Cette énergie mécanique est fournie dans la plupart des cas par un moteur.

Généralement, trois types de moteurs sont utilisés dans les systèmes de pompage PV :

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

Les critères qui permettent d'établir le choix le plus judicieux du moteur sont les suivants [21] :

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

#### b. avantages et inconvénients des moteurs :

Quelques avantages et inconvénients de chacun de ces moteurs [ 21] :

**Tableau (I-1) :** Résumé des principaux avantages et inconvénients de différents types de moteurs utilisés le plus souvent dans les systèmes de pompage.

| | Avantages | Inconvénients |
|---|---|---|
| **Moteur asynchrone** | - Disponible dans le marché avec un coût bas.<br><br>- Son entretien est nul de fait de l'absence complète de pièces en frottement.<br><br>- Son utilisation augmente l'autonomie et la fiabilité de l'installation.<br><br>- Disponible pour une large plage de charge.<br><br>- Le rapport puissance / poids est élevé. | - Nécessité d'utiliser un onduleur avec des spécifications photovoltaïque (coût supplémentaire).<br><br>- Chute de rendement aux faibles puissances.<br><br>- Appel de courant au démarrage qui peut atteindre cinq fois l'intensité normale. |
| **Moteurs à courant continu avec balais** | - Simplicité et facilité de régulation (variation de vitesse, couple,..)<br><br>- Couplage direct avec le générateur (sans onduleur).<br><br>-Rendement élevé pour les faibles charges. | - Présence de balais et collecteur qu'il faut vérifier périodiquement.<br><br>- Plus lourd et plus coûteux. |
| **Moteurs à courant continu sans balais (brushless DC)** | - Rendement élevé pour une large gamme de vitesse.<br><br>- Couplage directe avec le générateur photovoltaïque.<br><br>-Moins de maintenance avec une bonne fiabilité.<br><br>- Un rapport couple / poids élevé, d'où un volume modéré. | - Nécessite un système de commutation (coût supplémentaire). |

## I .3.12 CLASSIFICATION DES POMPES :

### a. Les pompes centrifuges :

Les pompes centrifuges Figure (I.6) utilisent les variations de vitesse du fluide pompé pour obtenir un accroissement de pression. L'énergie mécanique du moteur est transmise au fluide. La vitesse donnée au fluide va fournir une énergie cinétique à celui-ci. L'énergie cinétique est ensuite transformée en énergie de pression. Les caractéristiques des pompes centrifuges sont :

Le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage. (Particulièrement intéressant dans le cadre de l'utilisation des modules photovoltaïques car la pompe tourne même par très faible ensoleillement)

Il n'y a pas ou presque pas d'aspiration. Elles doivent être amorcées pour fonctionner de manière à éviter tout risque de destruction si fonctionnement à sec. Certaines sont auto – amorçant. Peuvent être immergées ou de surface. Plusieurs étages (cage + roue à ailettes) peuvent être superposés pour obtenir de grandes pressions. [22]



**Figure (I-14) :** pompes centrifuges en fonte

**b. Les pompes volumétriques :**

Les pompes volumétriques encore appelées pompes à cavité progressive utilisent les variations de volume du fluide pompé pour obtenir un accroissement de pression. Le fluide est d'abord aspiré par l'accroissement d'un volume puis refoulé par diminution de ce même volume.

Les pompes volumétriques utilisées le plus couramment sont les pompes à pistons, à palettes et à engrenages**.** Leurs principaux atouts sont les suivants :

- Elles sont destinées aux faibles débits (inférieur à 5 $m^3$/h) et aux grandes hauteurs ;
- Elles ont de bons rendements, et les pompes de surface sont auto-amorçant es ;

**.** Le couple de démarrage d'une pompe volumétrique (de 3 à 5 fois le couple nominal) et la caractéristique I = f(V) de ce type de pompe font que son fonctionnement en direct sur un panneau photovoltaïque n'est pas économiquement viable. Pour palier au problème de sur dimensionnement du générateur résultant de cette inadaptation, un adaptateur d'impédance est utilisé pour permettre un rendement aussi élevé que possible de l'ensemble du système. [22]

**c. Les pompes de surface et les pompes immergées :**

Le choix d'une pompe se fera en fonction des caractéristiques hydrauliques de l'installation envisagée (débit, hauteur manométrique totale, etc.) mais également en fonction des conditions particulières d'utilisation (puits, forage, pompage de rivière,

etc.). Une pompe à pistons placée en surface ne pourra pas relever l'eau au-delà d'un maximum théorique de 10,33 mètres. Au-delà de cette hauteur, il faut s'orienter vers une solution de pompe immergée. Cependant, on peut utiliser des pompes centrifuges avec une pression absolue à l'aspiration inférieure à 1 MPa. Les pompes immergées peuvent extraire de l'eau à plusieurs centaines de mètres. Les pompes centrifuges qui ont une forme adaptée aux puits et qui peuvent débiter à forte pression sont souvent utilisées. [22]

**d. Caractéristiques de la pompe centrifuge immergée :**

• Son diamètre est soit de (95 mm), soit de (142 mm). Le corps de pompe est en acier inoxydable, les roues et les diffuseurs étant soit en acier inoxydable, soit en matériau synthétique. Ces matériaux présentent une très bonne résistance à l'abrasion. Le corps d'aspiration est protégé par une crépine contre les grosses Impuretés (> à 3mm). Un clapet anti-retour est intégré à la tête de pompe, qui est taraudée pour le raccordement au tuyau de refoulement. La lubrification est assurée par l'eau pompée.

• Le nombre d'étages est lié à la hauteur manométrique totale de refoulement.

• Le type d'aubage de chaque étage est lié à la puissance hydraulique à fournir pour la HMT nominale.

• Les rendements hydrauliques des pompes solaires sont élevés (utilisation de technologies de pointe). Ils sont de l'ordre de 55% à 60 % au point de fonctionnement nominal.

• La durée de vie peut être estimée entre 5 et 7 ans (elle est fortement liée à la qualité de l'eau).

• L'entretien courant consiste au nettoyage des étages (boue, sable, déchets si la pompe est installée dans un puits). La fréquence de celui-ci dépend de la qualité de l'eau pompée.

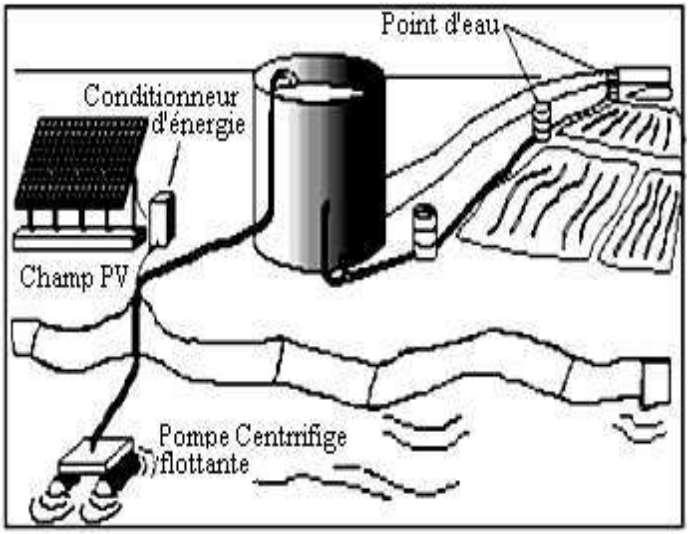



**Figure (I-15) :** Pompe centrifuge flottante

Note : Les pompes centrifuges solaires sont aussi utilisées pour l'irrigation de petits maraîchages lorsque la HMT est faible, c'est-à-dire à partir d'un plan d'eau de surface, telle une rivière, et où la demande en eau est élevée. [23]

**e. Comparaisons entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques :**

Pour les hauteurs de moins de 7 mètres, l'emploi de pompes à aspiration sera préféré. Cette pompe est généralement de type centrifuge à ailettes. Pour de faibles débits et une puissance disponible variable (par exemple, couplage éolien), l'emploi d'une pompe à cavité (volumétrique) permet un débit plus constant.

Pour une HMT moyenne, comprise entre 10 et 50 mètres, la pompe immergée centrifuge est généralement la plus efficace. Mais son rendement est très étroitement lié à la HMT et son dimensionnement est critique.

Pour les HMT supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers (<20 m3), la pompe volumétrique sera la plus utilisée, surtout si une forte variation du rabattement de la nappe (donc de la HMT) est constatée.

Pour des débits plus élevés, l'emploi d'une pompe centrifuge est souvent le seul choix possible.

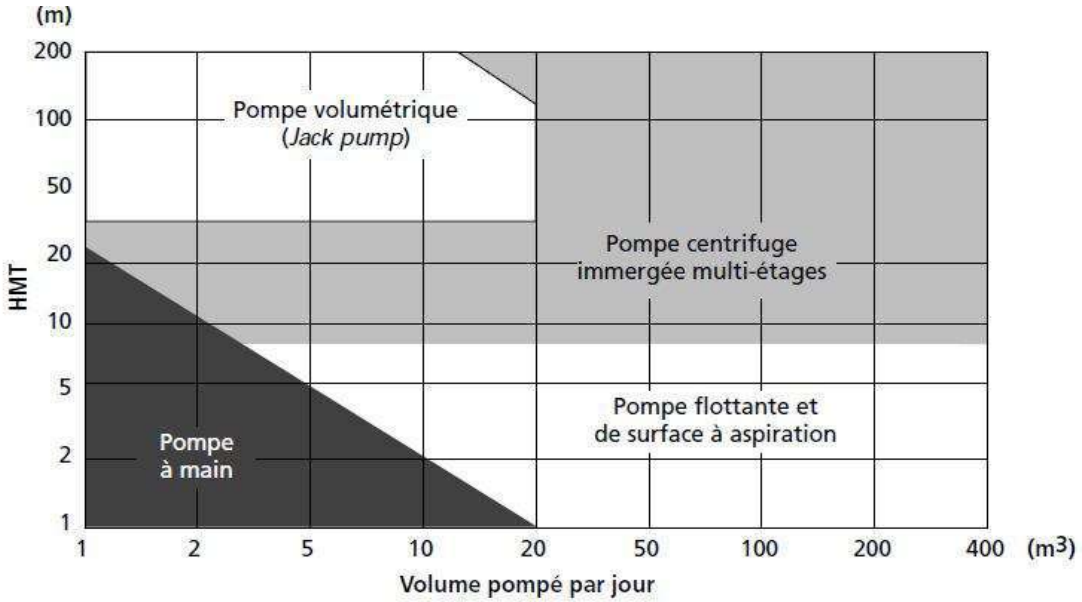



**Figure (I-16):** Choix d'une pompe selon la HMT et le débit demandés

Le choix d'une pompe se portera également sur sa capacité à répondre aux conditions variables du site. Nous avons vu que le débit d'une pompe volumétrique est moins affecté par la variation de la HMT alors que la pompe centrifuge verra son débit diminuer rapidement à mesure que la HMT augmente.

La hauteur de refoulement d'une pompe centrifuge est fonction du carré de la vitesse du moteur. À mesure que la HMT augmente, le rendement de la pompe diminue très rapidement ; le moteur devrait tourner beaucoup plus rapidement pour fournir un même débit. [23]

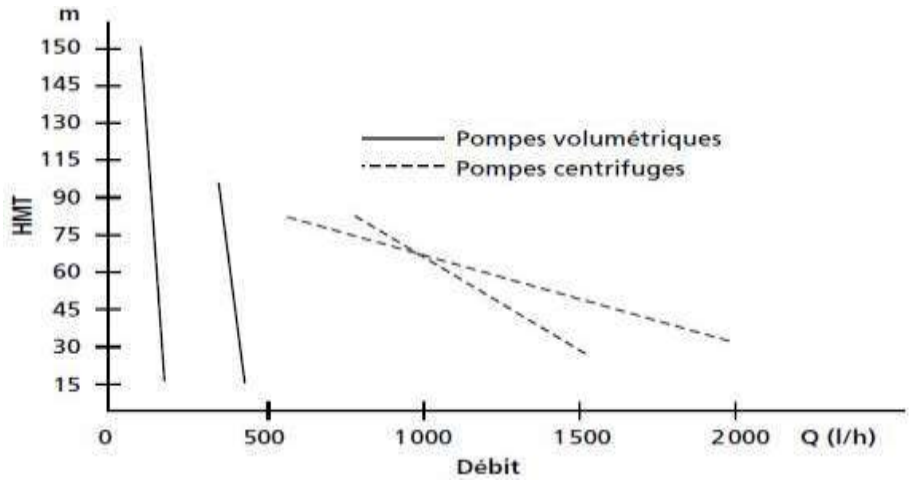


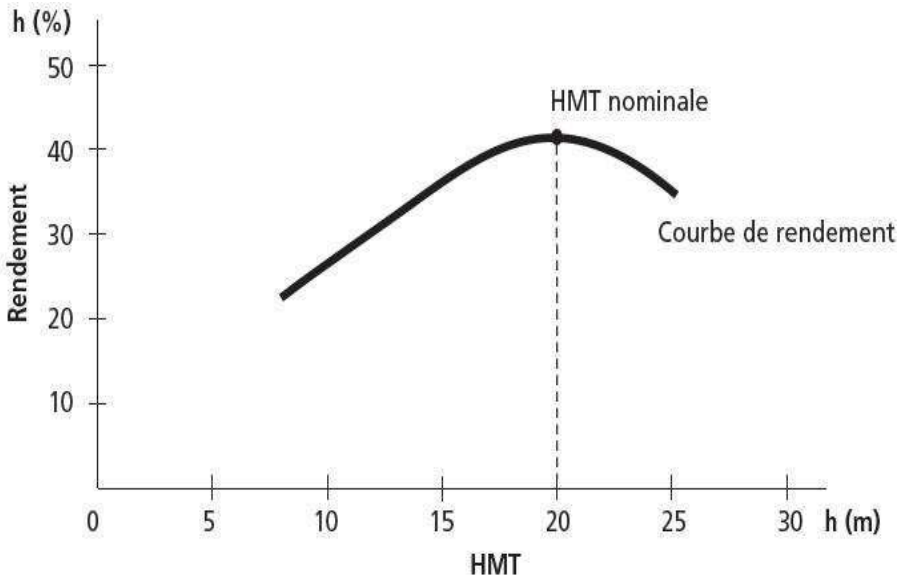

**Figure (I-17):** Exemples de courbes débit-HMT pour quelque pompe

## I .3.13 LES TYPES DE MOTEURS :

Le moteur d'un groupe motopompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique ou un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d'un générateur photovoltaïque en courant alternatif. Pour cette raison, le choix d'un moteur à courant continu peut sembler, de prime abord, plus intéressant, mais nous allons voir que l'évolution de convertisseurs électroniques efficaces permet également de choisir des moteurs alternatifs efficaces et, surtout, moins coûteux. [23]

## I .3.14 RENDEMENT DU GROUPE MOTOPOMPE GENERATEUR PV :

Le rendement d'un moteur cc série est de 80% à 85 % et celui d'un moteur asynchrone est de 80 %, sur une plage de fonctionnement importante. Il est nécessaire de tenir compte de la variation de la HMT, donc de la désadaptation possible de la pompe, lors de la conception d'une installation. Notamment, une mauvaise évaluation du calcul de la HMT lors de la conception pourrait entraîner le choix d'une pompe mal adaptée, celle-ci ne pouvant fonctionner au point de fonctionnement maximal.




**Figure(I.18):** Rendement instantané d'une pompe centrifuge immergée en fonction de la HMT

Le choix d'un adaptateur de puissance adéquat permettra d'améliorer le rendement pour une certaine variation de la HMT mais ne constitue pas un palliatif à une pompe mal conçue. Les caractéristiques du site et de l'utilisation de l'eau devront donc être établies avec attention afin de bien choisir les composants de la pompe. Dans de bonnes conditions d'utilisation, et pour un système bien conçu, on peut s'attendre à un rendement du groupe motopompe oscillant entre 35% et 45%. [23]

## I .3.15 POINT DU MAXIMUM DE PUISSANCE (MPPT) :

### Principe de l'MPPT :

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

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

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

## I.3.16 LE RESERVOIR DE STOCKAGE :

### a. Rôle

Dans un système mécanique d'approvisionnement en eau avec réseau, le réservoir de stockage a deux fonctions principales : [24]

**a. Volume**

Il y a quelques années, on s'est penché sur le calcul du stockage nécessaire en pompage solaire en essayant de modéliser le phénomène. Le calcul théorique reste souvent inexploitable car les phénomènes qui entrent en jeu sont liés à la météorologie et il n'est pas possible de paramétrer la faculté d'adaptation

des usagers. C'est le volume du stockage qui permet la compatibilité entre les régimes de pompage et de puisage.

Une capacité de stockage insuffisante entraînera une perte d'eau. Il arrivera en effet à certaines périodes de la journée que le réservoir soit plein, en général autour de midi où la pompe débite le plus. Une partie de l'eau sera alors perdue soit par écoulement du trop-plein soit par arrêt de la pompe si le système inclut cette fonction. Dans un village du Burkina où le réservoir a une capacité correspondant au tiers seulement de la production, le chef du village bat le rappel avant 11 heures du matin pour que les femmes fassent le plein, ayant lui-même comprit le phénomène. [24]

Cette perte d'eau correspond à un déficit (et manque à gagner) dans la journée. Le phénomène tampon que doit jouer le réservoir est particulièrement important en saison humide. Si globalement la demande solvable est moins forte à cause de la concurrence des eaux de surface, la production moyenne est également plus faible du fait de la diminution de l'ensoleillement moyen. Ceci peut se traduire dans la pratique par de gros écarts de production d'un jour à l'autre. Ce décalage entre la production et la consommation pourra, dans une certaine mesure, être atténué par l'effet tampon constitué par la capacité du réservoir.

Un volume de stockage correspondant à la production journalière est en général suffisant. Les réservoirs métalliques ou préfabriqués ont souvent des tailles standard : on peut, à ce moment, admettre un volume situé entre 80 et 120 % de la production des mois les plus favorables.

### C. Hauteur et forme

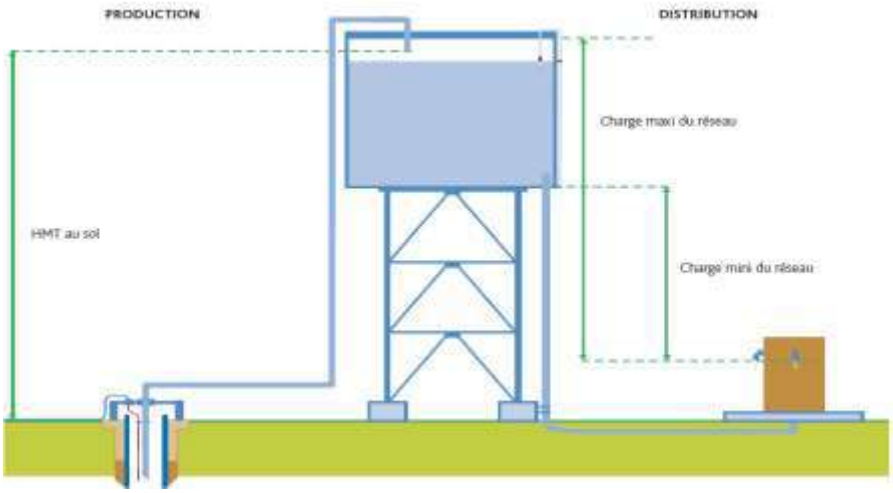



**Figure (I-19)** : une grande hauteur de réservoir [24]

La hauteur du radier (le fond du réservoir), va déterminer la charge minimum donnée au réseau.

La charge statique minimum de chaque robinet correspondra à la différence de niveau entre le radier et le robinet en question. La hauteur de la cuve, liée au volume et à la forme du réservoir, va donner non seulement une charge supplémentaire aux robinets mais aussi déterminer la HMT de la pompe (la part liée à la hauteur de la tuyauterie de remplissage par rapport au sol) si le remplissage s'effectue à la partie supérieure

Du côté distribution, plus cette hauteur est importante, meilleur sera le débit aux robinets, le réseau pourra également accepter plus de perte de charge (utilisation d'une tuyauterie plus petite en diamètre). Il est facile de faire des mesures de la pression statique (charge) appliquée sur un robinet :
Il suffit de se procurer un manomètre précis (classe 1) d'échelle 0-1 ou à défaut 1,5 bar, de le visser sur un réducteur de 1,5 pouce terminé par une douille de même diamètre. On enfoncera dans la douille un bouchon caoutchouc percé (utilisé par exemple en chimie). En appliquant fermement le bouchon contre l'orifice du robinet, puis en ouvrant celui-ci, on lira sur le manomètre la différence de hauteur entre le robinet et le niveau d'eau dans le réservoir. [24]

Du côté production, une hauteur excessive de réservoir pénalise la Hauteur Manométrique Totale (HMT) et donc le débit de la pompe. Pour une HMT de 20 mètres, une hauteur de réservoir supplémentaire de 5 mètres handicape, par exemple, le débit journalier de 20 %. La hauteur de remplissage dépend de trois paramètres :

• la hauteur du radier (hauteur du support du réservoir) ;

• le volume du réservoir et sa forme (rapport surface de base/hauteur) ;

• le mode de remplissage

En terrain plat et pour des distances réservoir – borne-fontaine de l'ordre de 500 mètres, une hauteur de radier de 5 mètres est généralement suffisante . Si on peut avoir le choix dans la forme (cas des réservoirs en béton), on aura intérêt à avoir une large surface au sol pour, à volume égal, limiter la hauteur maximale du réservoir. Le génie civil peut s'en trouver plus onéreux, mais il ne faut pas oublier que les économies d'énergie passent très souvent par un certain surcoût d'investissement. S'il s'agit par exemple de cuve standard en acier (de diamètre correspondant souvent au gabarit routier – 2,50 mètres), au-delà de 12m3, on gagnera à installer la cuve horizontalement plutôt que verticalement car sa longueur devient alors plus grande que son diamètre. [24]

### I.3.17 AVANTAGES ET INCONVENIENTS D'UNE INSTALLATION PV :

**a) Avantages [25]:**

- 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 milli Watt 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.

**b) Inconvénients [25]:**

- 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/km² par a 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.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- 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.

## I-4 CONCLUSION :

Nous avons présenté dans ce présent chapitre les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de pompage photovoltaïque. Ainsi que les principes de fonctionnement de chaque élément. Ce qui permet d'introduire l'étude mathématique et la modélisation et l'analyse de ce système. Chose qu'on va présenter dans le chapitre II.

# II.1 INTRODUCTION :

Après avoir étudié et citer les différents composants du système de pompage photovoltaïque, ainsi que l'influence des paramètres de ses composants sur le système, nous procédons à la modélisation du système.

La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié. A ce niveau, la condition qui s'impose c'est de connaître les critères d'entrées (donnée de base) c'est-à-dire les données météorologiques au site, les données relatives à l'utilisation, et les donnés relatives aux équipements.

De nombreux articles publiés dans la littérature scientifique portent sur le Développement de modèles pour chacun des composants du système.

Dans ce chapitre, nous représenterons d'abord le modèle de rayonnement solaire sur un plan horizontal, et sur un plan incliné ; champ photovoltaïque, la modélisation de la motopompe et de l'onduleur.

## II.2 ETUDE PARAMETRIQUE DU CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE:

### II.2.1 ANGLE SOLAIRE :

Les angles solaires sont des facteurs intéressants pour le calcul du rayonnement solaire [26]

#### II.2.1.1 La déclinaison (δ) :

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont le Soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé **l'écliptique**.

L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de +1,7% par rapport à la distance moyenne qui est de 149 675.$10^6$ km.

La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé **l'équateur**. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé **inclinaison** et qui vaut 23°27'. Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés sur la figure (fig.III.18)

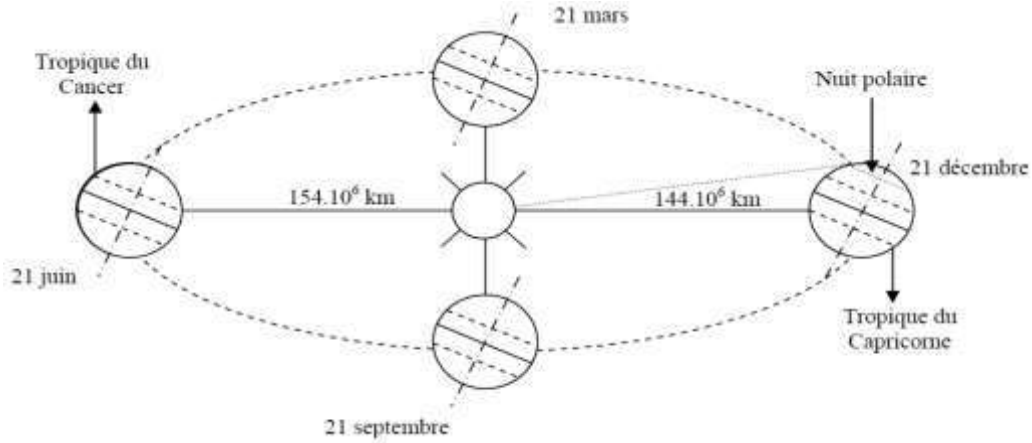



**Figure (II-1)** Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil

On appelle **déclinaison** (**δ**) l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre -23,45° et +23,45°. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation :

$$\delta = +23.45° \cdot sin\left(\frac{360}{365}(j + 284)\right) \qquad (II.1)$$

j : est le nombre de jours de l'année compté à partir du 1er janvier, il varie de 1 à 365 ou 366.

### II.2.1.2 La latitude (L) :

Est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre. Les latitudes de l'hémisphère Nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère Sud d'un signe négatif. Nous prenons celle de Boughezoul : L= 36,09° N

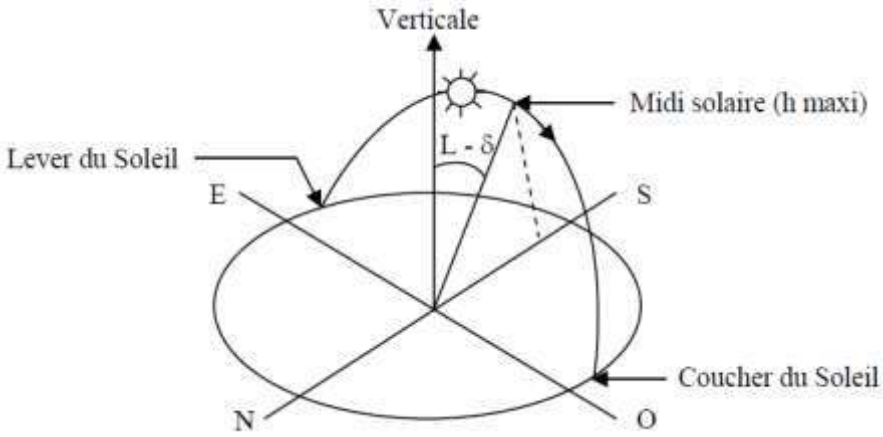



**Figure (II-2)** Mouvement apparent du soleil observé d'un point de latitude L

### II.2.1.3 La longitude (ϕ) :

Représente l'angle formé par le plan méridien du lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 0°. Les longitudes situées à l'Est de ce méridien sont positives et celles situées à l'Ouest négatives. Nous prenons celle de Boughezoul: ϕ =2.26° W.

### II.2.1.4 L'angle horaire du soleil (ω) :

Repère la position du soleil dans sa rotation journalière sur le cône d'ouverture ω'. C'est l'angle entre le plan méridien passant par l'observateur et le plan méridien contenant le soleil. En principe, un jour solaire (ω variant de -1800 à +1800) correspond à 24h :

$$\omega = 15(Ts - 12) \qquad (II.2)$$

La position apparent du soleil est déterminée par ses coordonnées angulaires par rapport à au plan horizontal, l'azimut et la hauteur angulaire.

Si ω<0 : le matin.

ω=0 : le midi.

ω>0 : l'après midi.

### II.2.1.5 L'azimute (a) :

Qui est l'angle formé par projection de la direction du soleil et la direction du Sud. Il est compté positif à l'Ouest (le matin) et négatif à l'Est (le soir).

Sa valeur est obtenue lorsque le soleil se couche (suivant la hauteur angulaire du solaire, et l'inclinaison du panneau).Dans notre cas, nous écrêtons (a) lorsque sinγ passe en négatif si le panneau est horizontal (le soleil se couche), ou lorsque $|a|>45°$ dans le cas ou le panneau est incliné à45° (le soleil passe derrière le panneau) :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(h)} \qquad (II.3)$$

### II.2.1.6 La hauteur angulaire (h) :

Qui détermine la longueur de la traversée de la l'atmosphère est l'angle formé par la direction du soleil et le plan horizontal. Sa valeur sera comprise entre 0° (au lever et au coucher) et maximum $h_{max}$ au zénith (midi en temps solaire vrai).

Quand le sinus est négatif, c'est que le soleil n'est pas encore levé (la durée des journées varie dans l'année). Il faut donc écrêter cette variable

$$\sin(h) = \sin(L)\sin(\delta) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(\omega) \qquad (II.4)$$

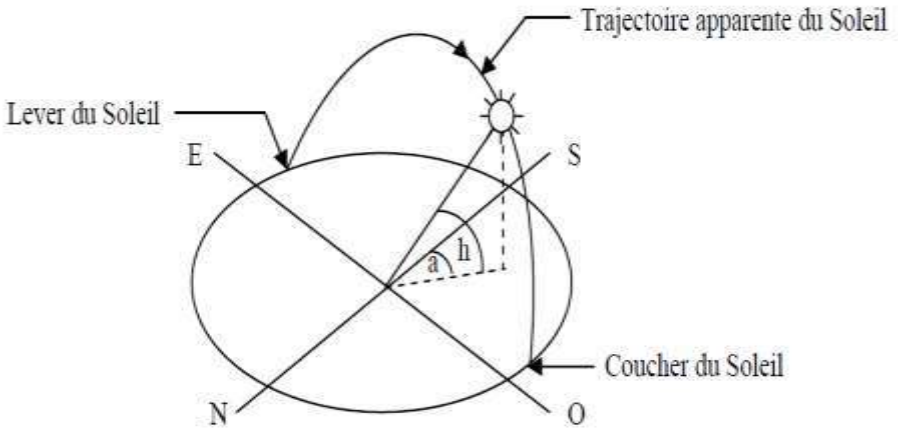



**Figure (II-3)** Repérage de la position du soleil

### II.2.1.7 L'orientation (α):

Du capteur par apport au sud, (0° au sud, 180° au nord, +90° à l'ouest et -90° à l'Est. dans notre cas, cette variation est mise à zéro.

### II.2.1.8 L'inclinaison (β):

Du capteur par rapport au sol (0°<β<90°). Elle est nulle pour ce qui est du plan horizontal dans le calcul du premier angle d'incidence puis de 45° pour le second.

### II.2.1.9 L'angle d'incidence ($\theta_i$):

Des rayons solaires par rapport à la normale au capteur.

Une relation trigonométrique permet de déterminer sa valeur en fonction des autres angles :

$$\cos(\theta_i) = \cos(L-\beta)\cos(\omega)\cos(\delta) + \sin(L-\beta) \qquad (II.5)$$

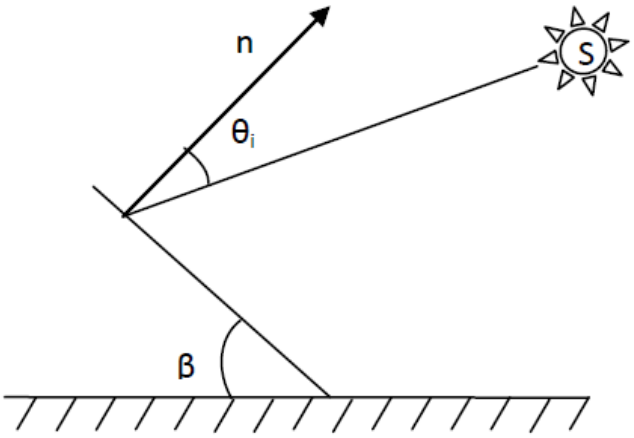



**Figure (II-4)** L'angle d'incidence

### II.2.2 Heures et temps :

### II.2.2.1 Durée du jour :

Le module $\omega_1$ de l'angle horaire au lever du Soleil s'obtient en écrivant sin(h) = 0 dans la formule (II.4), ce qui conduit à [17]:

$$\cos(\omega_1) = -\tan(L)\tan(\delta) \qquad (II.6)$$

L'heure solaire au lever du Soleil a donc pour valeur :

$$(TS)_1 = 12 - \frac{\omega_1}{15} \qquad (II.7)$$

L'angle horaire au coucher du Soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc $\omega_c = -\omega_l$ et la durée du jour vaut :

$$d = 2\frac{\omega_l}{15} \qquad (II.8)$$

### II.2.2.2 Relation entre temps légal et temps solaire

Les relations se rapportant au mouvement du Soleil utilisent le temps solaire TS qui diffère généralement du temps légal TL (heure des montres) du lieu considéré. Cette différence est liée à :

-La différence : (fixée par chaque pays) entre l'heure légale TL et l'heure civile TCF du fuseau horaire dans lequel il se trouve :

$$C = TL - TCF \qquad (II.9)$$

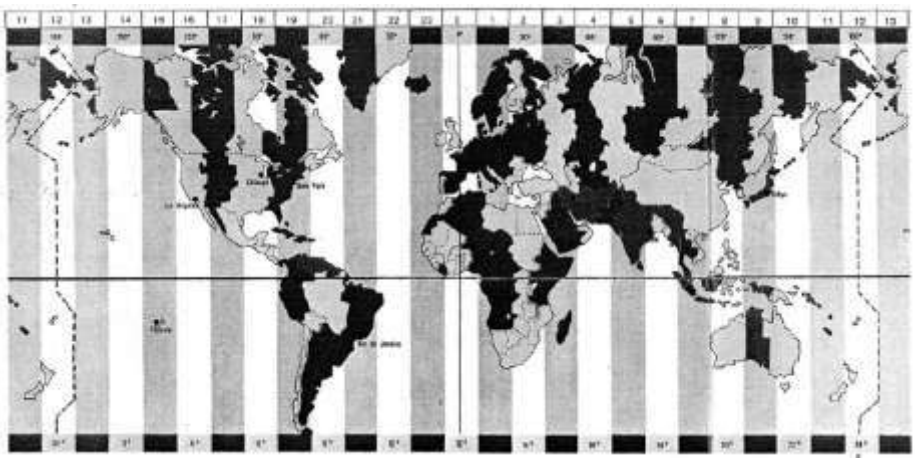


**Figure (II-5)** Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [27]

L'heure civile TCF du fuseau horaire est égale au temps universel TU (temps solaire du méridien de Greenwich) augmenté de la valeur du décalage horaire que l'on trouvera sur la figure (II.5)

La variation de la vitesse de la Terre sur sa trajectoire autour du Soleil qui introduit un terme correctif appelé équation du temps et noté ET :

$$ET = \left(\frac{229.18}{60}\right)\left(0.000075 + 0.001868cos(B) - 0.032077sin(B) - 0.014615cos(2B) - 0.04089sin(2B)\right) \quad (II.10)$$

- La différence de longitude $(\phi_{ref} - \phi)$ entre le lieu considéré et le lieu servant de référence au temps légal (en général le centre du fuseau).

Le temps solaire TS se calcule finalement par la formule :

$$TS = TL - C + ET + \frac{(\phi_{ref} - \phi)}{15} \quad (II.11)$$

La correction maximale due à l'équation du temps est de l'ordre de 16 mn, on peut ne pas en tenir compte en première approximation. On trouvera les variations annuelles de la déclinaison et de l'équation du temps sur la figure (II.6).

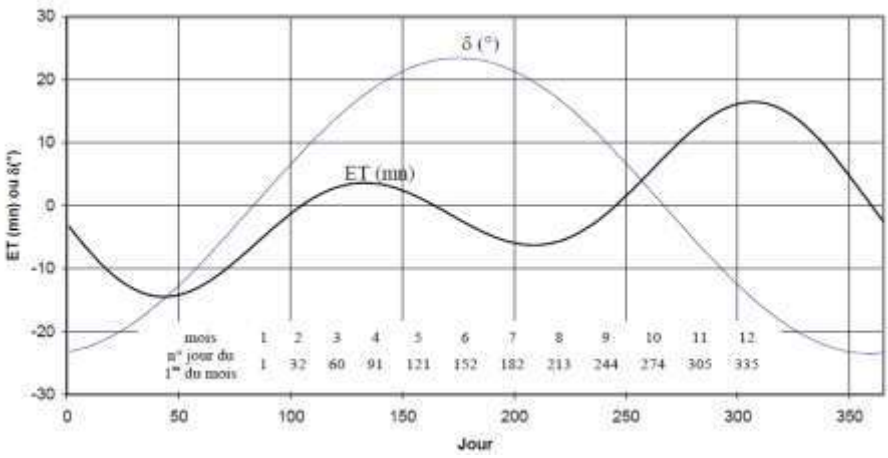



**Figure (II-6)** Equation du temps ET et déclinaison δ en fonction du jour [27]

# II.3. ESTIMATION DU RAYONNEMENT SOLAIRE [29] :

## II3.1 DEFINITION :

L'irradiation solaire c'est l'énergie reçue pendant une certaine dureé ($W.m^{-2}$dureé$^{-1}$ ou $KWh.m^{-2}$dureé$^{-1}$), et l'éclairement solaire c'est le flux instantané ($W.m^{-2}$) indiqué par le symbole (*).

## II.3.2 ANGLE D'INCIDENCE :

Sur la surface horizontale :

$$\cos(\theta_i) = \sin(\theta_z) = \cos(\emptyset)\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\emptyset)\sin(\delta) = \sin(h) \qquad \text{(II.12)}$$

Et pour une surface inclinée :

$$\cos(\theta_i) = \cos(\emptyset - \beta)\cos(\delta) + \cos(\omega) + \sin(\emptyset - \beta)\sin(\delta) \qquad (II.13)$$

β:étant l'angle d'inclinaison de la surface.

Le rayonnement solaire sur la surface horizontale est donné par les services météorologiques pour site considéré et donné aussi par plusieurs modèles de corrélation, et peut être calculé par la méthode suivante :

## II.3.3 LE RAYONNEMENT DIRECT SUR PLAN PERPENDICULAIRE AU RAYONNEMENT SOLAIRE :

$$I^* = 1370 \exp\left(\frac{-TL}{0.9+9.4\sin(h)}\right) \qquad \text{( II.14 )}$$

Ou

TL : c'est le facteur de trouble de Linke calculable par :

$$T_L = 2.4 + 14.6\,B + 0.4\,(1 + 2B)\ln(p_v) \qquad \text{(II.15)}$$

Ou

B : est le coefficient de trouble atmosphérique que l'on peut prendre égale à :

B=0.05 en zone rurale.

B=0.1 en zone urbaine.

B=0.2 en zone industrielle ou polluée.

$P_v$ : c'est la pression partielle de vapeur d'eau exprimé en (mm Hg)

- L'éclairement solaire direct sur une surface horizontale :

$$s^* = I^* \cos(\theta_Z) I^* \sin(h) \quad \text{(II.16)}$$

- L'éclairement solaire diffus sur une surface horizontale :

$$D^* = 54.8 \sqrt{\sin(h)} \left[TL - 0.5\sqrt{(\sin h)}\right] \quad \text{(II.17)}$$

- L'éclairement solaire total sur la surface horizontale :

$$G^* = S^* + D^*_{(ciel+sol)} \quad \text{(II.18)}$$

**II.3.4 RAYONNEMENT SOLAIRE SUR UN PLAN INCLINE :**

Le rayonnement global $G^*(\beta)$ reçu par cette surface inclinée est la somme des trois termes :

Chacun des trois termes se calcule de la façon suivante :

- L'éclairement direct :

$$S^*(\beta) = S^*\left(\frac{\cos\theta i}{\cos\theta z}\right) = S^*.\frac{\cos(\emptyset-\beta)\cos(\delta)\cos(\omega)+\sin(\emptyset-\beta)\sin(\delta)}{\cos(\emptyset)\cos(\delta)\cos(\omega)+\sin(\emptyset)\sin(\delta)} \quad (II.19)$$

Posons :

$$Rb = \frac{\cos(\emptyset-\beta)\cos(\delta)\cos(\omega)+\sin(\emptyset-\beta)\sin(\delta)}{\cos(\emptyset)\cos(\delta)\cos(\omega)+\sin(\emptyset)\sin(\delta)} \quad (II.20)$$

Donc :

$$S^*(\beta) = S^* Rb \quad \text{(II.21)}$$

- L'éclairement diffus :

$$D^*(\beta) = \frac{D^*}{2}(1 + \cos(\beta)) \quad \text{(II.22)}$$

- L'éclairement réfléchi :

$$D^*(\beta) = \frac{G^*}{2}(1 + \cos(\beta)) \quad \text{(II.23)}$$

Finalement :

$$G^*(\beta) = Rb + \frac{D^*}{2}(1 + \cos(\beta)) + \frac{G^*}{2}(1 - \cos(\beta) \quad \text{(II.24)}$$

Ou

ρ: c'est le facteur de réflexion appelé l'albido (voir le tableau suivant) :

$$\frac{G^*(\beta)}{G^*} = \left(\frac{S^*}{G^*}\right) Rb + \left(\frac{D^*}{G^*}\right)\left(\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right) + \frac{1}{2}(1 - \cos(\beta))\rho \quad \text{(II.25)}$$

On obtient le facteur de correction(R) :

$$Rb = \left(\frac{S^*}{G^*}\right) Rb + \left(\frac{D^*}{G^*}\right)\left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2}\right) + \frac{1}{2}\left(\frac{(1 - \cos(\beta))}{2}\right)\rho$$

Alors

$$G^*(\beta) = G^*.R$$

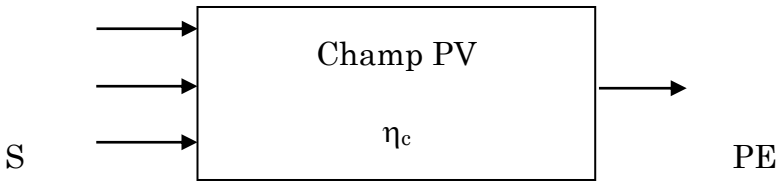
***Notion d'albédo*** : on appelle albédo $\rho$ la fraction de l'energie incident diffusée par un corps lumineux, ainsi pour le corps noir parfait, l'albédo est nul.

**Tableau(II.1) :** Valeurs de l'albédo pour le rayonnement solaire global [28]

| | Albédo |
|---|---|
| ▪ TERRE (planète) | 0,20 à 0,60 |
| ▪ SOL : | |
| ✓ Couverture de neige fraiche | 0,80 à 0,90 |
| ✓ Couverture de neige tassée et vieille | 0,50 à 0,70 |
| ✓ terre cultivée nue | 0,08 à 0,25 |
| ✓ Prairie et herbages vert | 0,12 à 0,25 |
| ✓ Terre sableuse | 0,15 à 0,25 |
| ✓ Sable clair | 0,25 à 0,45 |
| ✓ Forets d'arbre à feuilles caduques en été | 0,10 à 0,20 |
| ✓ Forets d'arbre à feuilles persistant en été | 0,05 à 0,15 |
| ✓ Forets et neige | 0,25 à 0,50 |

## II-4 MODELISATION DU CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE :

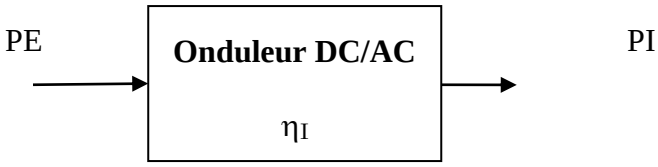
Les cellules solaires photovoltaïques recevoir la insolation S (W/m2) et produire de l'énergie électrique (courant continu en courant continu) qui peut être exprimé par:




$$P_E = S.\ A_c.\ \cos(\theta_i)\eta_c \qquad \text{(II-26)}$$

## II-5 MODELISATION DU CONVERTISSEUR (ONDULEUR) :

L'onduleur est convertisseur DC / AC. Sa fonction peut être simulée en supposant que l'onduleur transfère la puissance (courant continu en courant alternatif) avec une efficacité qui est fonction de la puissance de l'onduleur de sortie.




Si l'on suppose que la charge ne pas produire un déphasage, la relation entre l'entrée et la puissance de sortie d'onduleur peut être écrite sous la forme [32]

$$\eta_I = \frac{P_I}{P_E} \qquad \text{(II-27)}$$

Ou

$$P_I = P_E \eta_I = S.A.\cos\theta_i \eta_{ci} \qquad \text{(II-28)}$$

Avec :

$P_E$ : puissance nominale de l'onduleur.

$P_I$ : puissance de sortie de l'onduleur.

( $\theta_i$) : L'angle d'incidence

La variation du rendement (de l'onduleur en fonction du taux de charge TCh sont représentées par la courbe de rendement $\eta_I = f\left(\frac{P_I}{P_E}\right)$ est indiquée ci-dessous:

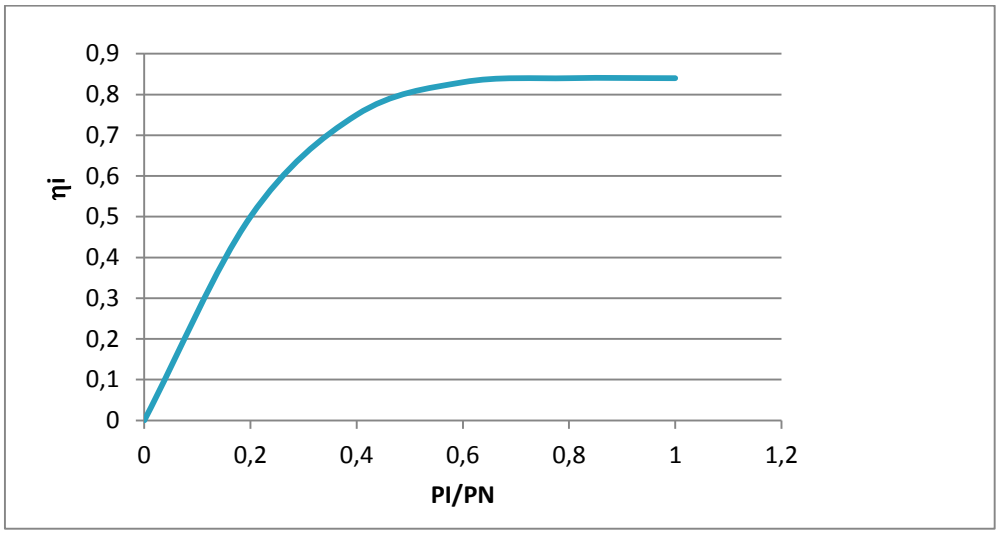



**Figure (II-7)** : Variation du rendement de l'onduleur en fonction du taux de charge.

Si l'onduleur est de bonne taille, il travaille habituellement à proximité de la puissance nominale (PN), par conséquent, on peut supposer que son efficacité est à peu près constante ($\eta_i$=0.84) pour la gamme $\frac{P_I}{P_N}$ = (0.5-1)

## II.6 MODELISATION DE LA MOTOPOMPE:

Le courant électrique à partir du moteur du récepteur photovoltaïque traverser l'onduleur.

La puissance d'entrée est la suivante:

$$P_m=S.A.\cos\theta_I\,\eta_{ci} \qquad \text{(II-29)}$$

Où $\cos\theta_I$ est le facteur de puissance

La puissance de sortie de la pompe (ou la puissance du fluide) est la suivante:

$$P_w=\rho.\ g.\ Q.HMT \qquad \text{(II-30)}$$

Après l'équation, (II-30) du rendement de la pompe donnée par:

$$\eta_p = \frac{\rho.g.Q.HMT}{I.V} \qquad \text{(II-31)}$$

Le rendement global du système ($\eta_T$) :

$$\eta_T = \frac{\rho.\ g\ .Q\ .HMT}{S\ .A_c \cos\theta_i} \qquad \text{(II-32)}$$

Réorganisation équation (II-32), les rendements de décharge

$$Q= \frac{S\ .A_{c.}\cos\theta_i}{\rho.\ g\ .Q\ .HMT}\,\eta_T \qquad \text{(II-33)}$$

Où HMT est la hauteur manométrique totale est donnée par:

$$HMT=H_S+H_{F+}K\frac{V^2}{2g} \qquad \text{(II-34)}$$

Où :

$H_s$ : est la hauteur statique, m

$H_f$ : est la hauteur de friction, donnée par:

$$H_f = \frac{L\frac{f}{d}V^2}{g} \qquad \text{(II-35)}$$

Où f est le coefficient de frottement déterminé à partir du diagramme f= f( $\frac{\varepsilon}{d}$ ; $Re$ )

Où $\frac{\varepsilon}{d}$ est la rugosité relative de la canalisation et du Re = $\frac{du}{\upsilon}$

Le troisième terme dans l'équation (II-34) représente la perte mineure dans le tuyau de décharge.

De plus la décharge de la pompe est une fonction d'isolation, la quantité d'eau pompée est calculée par l'intégration de l'équation. (II-22) par rapport commençant et se terminant temps de pompage comme limite d'intégration.

Le volume total pompé = $\int_{t_i}^{t_f} Q(t)dt$

Où Q (t) est polynôme qui exprime la dépendance de débit d'eau à partir

Q(t)=$a_0 + a_1t^1 + a_2t^2 + a_3t^3 + a_4t^4$

Où

$a_0$, $a_1$, $a_2$ , $a_3$ et $a_4$ sont les coefficients du polynôme, obtenu en faisant la courbe polynomiale ci-dessus raccord aux résultats obtenus à partir l'équation Q(t).

## II.7 ÉTUDE DE CAS:

### II.7.1 LA POMPE ET LA SELECTION GENERATRICE PV :

Les caractéristiques de la pompe utilisée dans ce travail sont présentées dans la figure. (II-8) et la figure (II-9) et (II.10).

La pompe est entraînée par un moteur électrique, qui fonctionne normalement à la tension V v = 220V et le courant I = 9.7A et le facteur de puissance, est de 0,79. La puissance d'entrée nécessaire pour faire fonctionner la pompe est calculée par

l'équation. (II-30)

$P_P$=220*9,7*0,79=1685W

Le réseau de cellules solaires en silicium utilisées dans cette étude se compose de plusieurs panneaux et chaque panneau se compose de 40 cellules connectées en série, La dimension de la cellule est (10 cm * 10 cm), d'où, la zone d'un panneau est de 0,4 m², avec une efficacité de 7%.

Les taux de panneau à environ 34w sous la rubrique «soleil de pointe» de 1000 w / m² et 25c°.

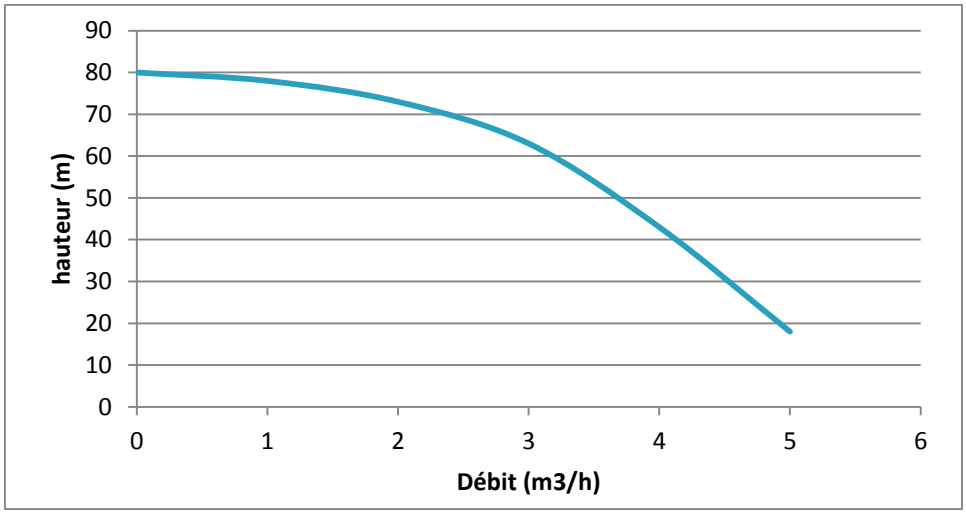



**Figure (II-8)** : Caractéristique de la pompe, hauteur avec débit.

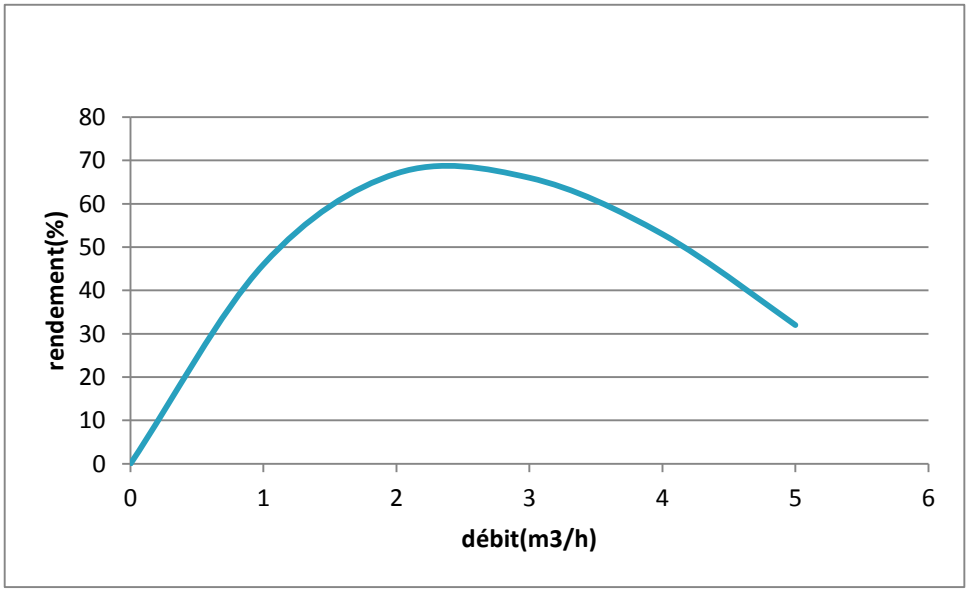



**Figure (II-9)** caractéristique de la pompe, rendement avec débit

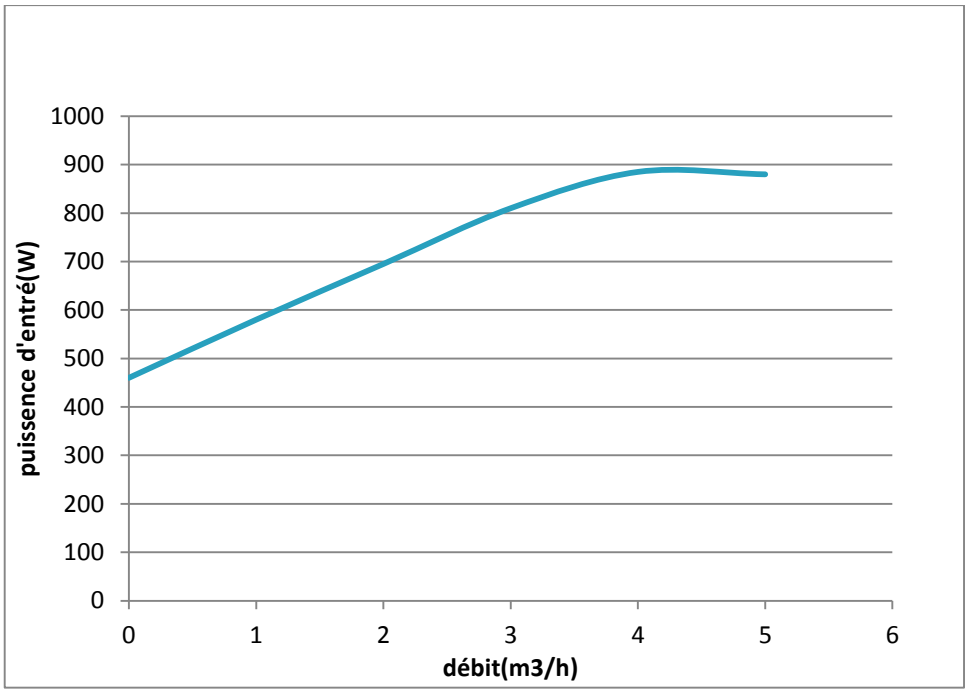



**Figure. (II-10)** caractéristique de la pompe, puissance d'entré avec débit

## II.7.2. LES PARAMETRES QUI INFLUENT SUR LA CARACTERISTIQUE I = F(V) :

### a) Influence de l'éclairement

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation qu'elle reçoit.

La figure (II-7) représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un

Module (PV) solaire en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes.

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

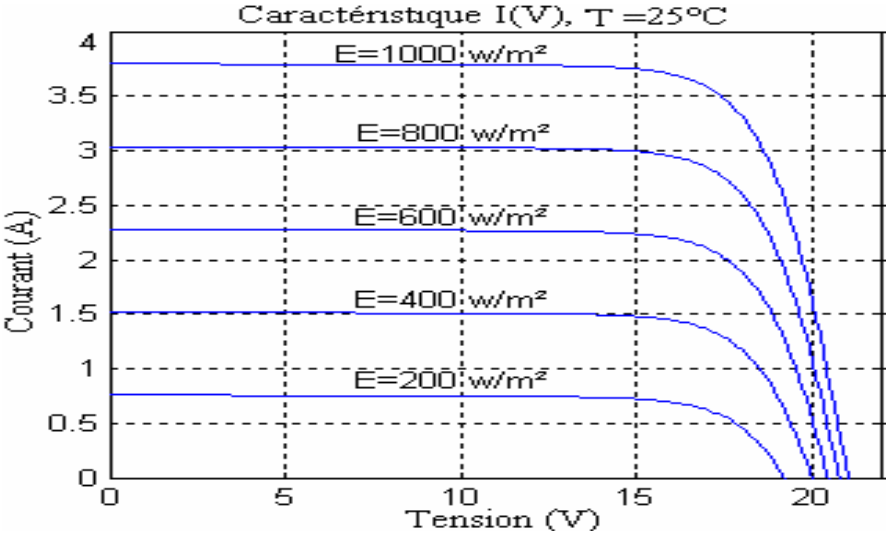



**Figure. (II-11)** : Influence de l'éclairement sur la caractéristique I(V) et P(V) à T=25° C

**b) Influence de la température :**

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules

Photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semi conducteur sont très sensibles à la température.

La figure (II-12) représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de la température, à un éclairement et constante.

On remarque que l'augmentation de la température entraîne une diminution de la tension de circuit ouvert, ainsi qu'une diminution de la puissance maximale.

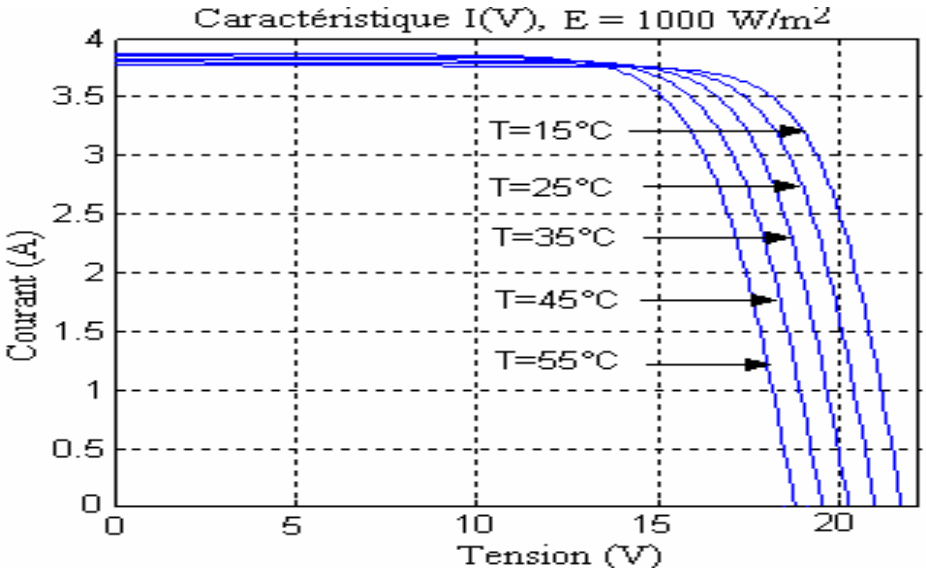



**Figure (II-12)** : Influence de la température sur la caractéristique I(V) et P(V) à E=1000W/m2

## II-8. CONCLUSION :

La modélisation de chaque composant du système de pompage photovoltaïque complet a été élaborée à partir de modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs (onduleur), moto-pompe) : cette modélisation est une étape essentielle permet d'introduire un certain nombre de modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constituants.

Ce chapitre est consacré à la présentation et l'interprétation des résultats du programme réalisé.

Les figures (III. 1.a) à (III. 12.a) représentent l'irradiation solaire (direct et diffuse ($w/m^2$)) solaire en fonction de tempes (heure) des jours typiques et les figure (III.1.b) à (III.12.b) représentent le débit d'eau en fonction du tempe (heure) des jours typiques.

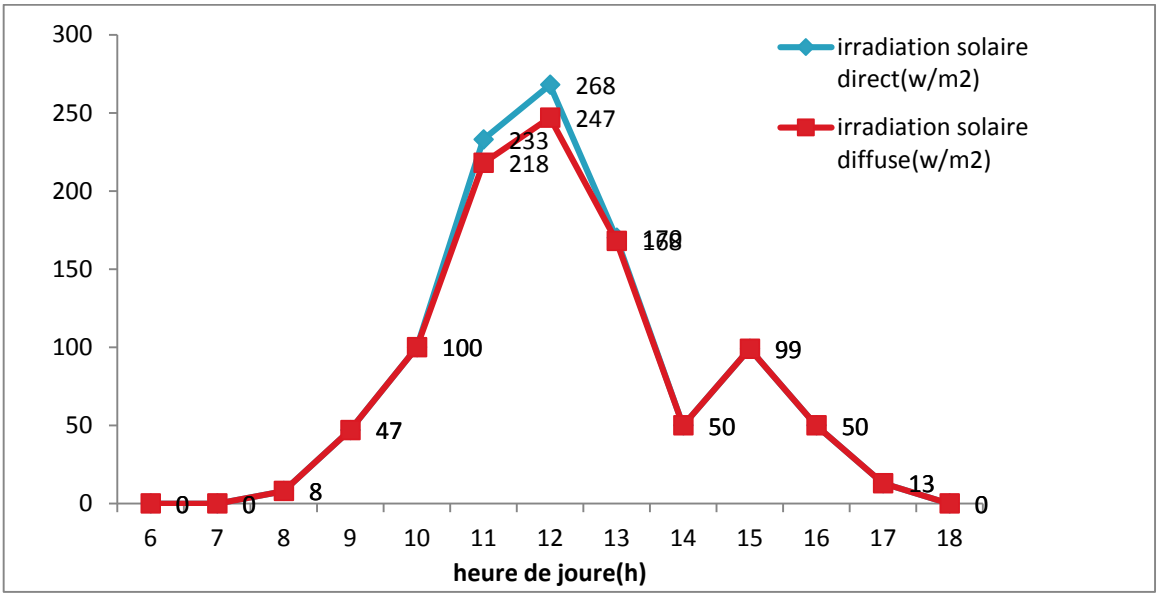



**Figure (III-1-a)** : Irradiation solaire (directe et diffuse) pour (16 janvier)

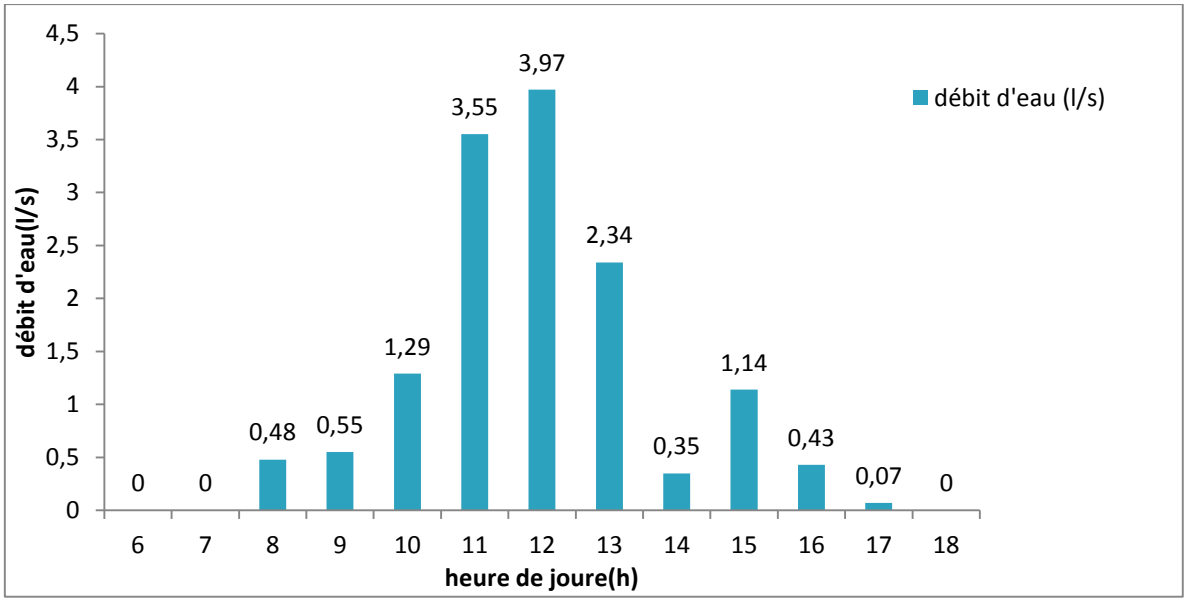



**Figure (III-1-b) :** Débit d'eau pour (16 janvier)

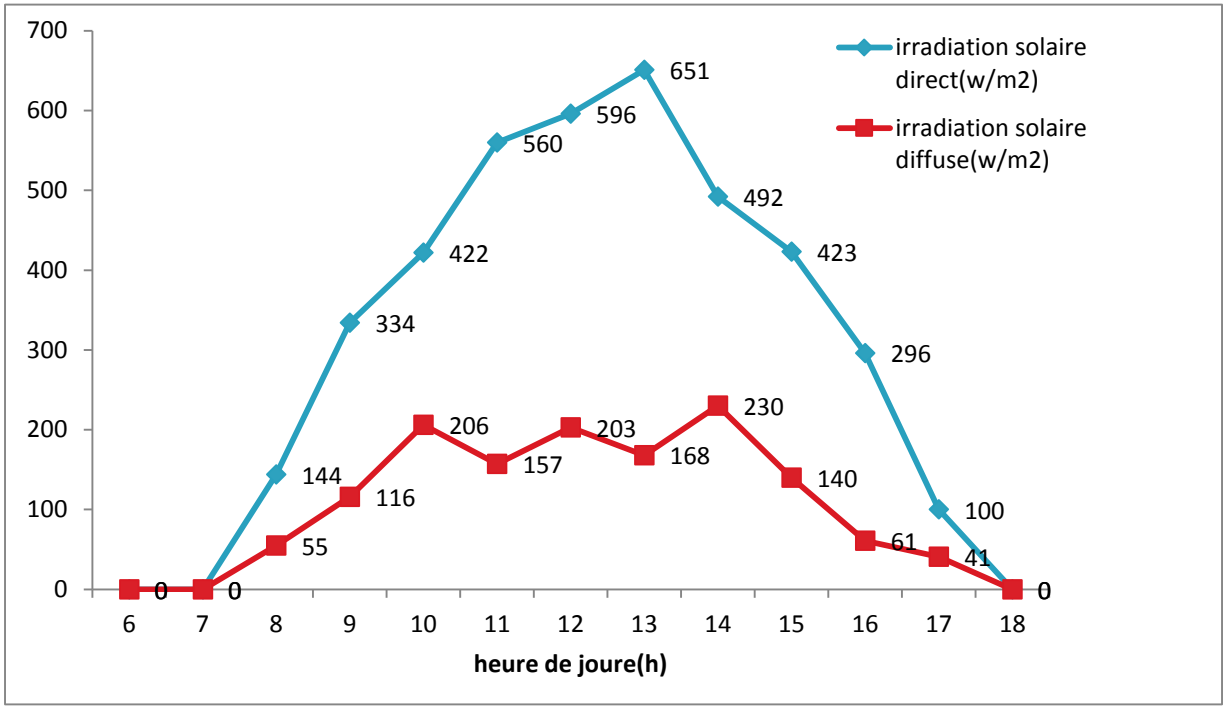



**Figure (III- 2-a)** : Irradiation solaire (directe et diffuse) pour (14 février)

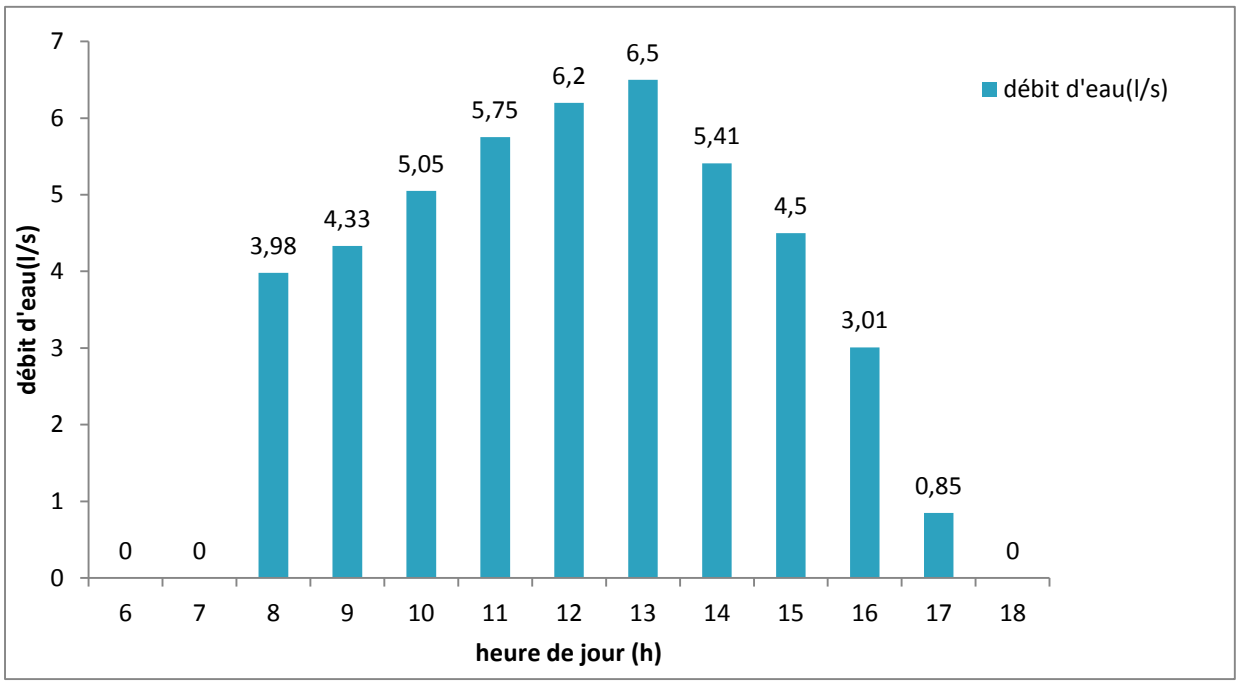



**Figure (III-2-b) :** Débit d'eau pour (14 février)

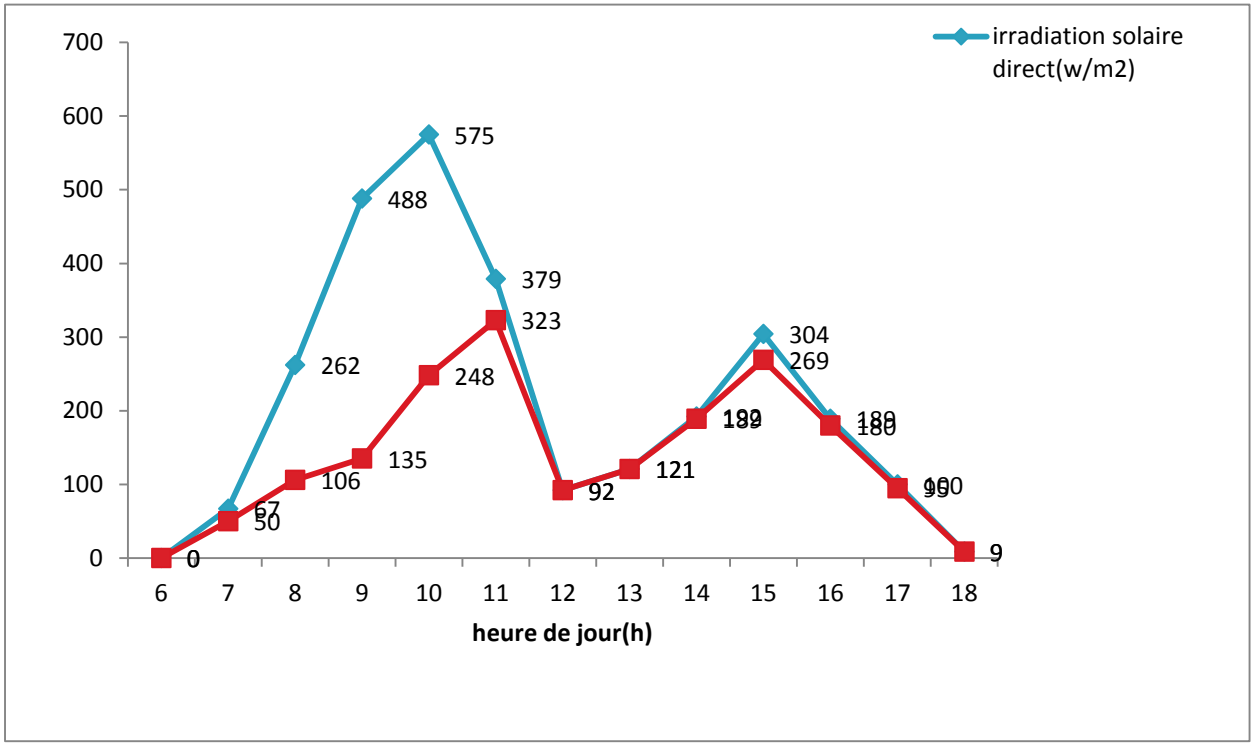



**Figure (III-3-a)** : Irradiation solaire (directe et diffuse) pour (15 mars)

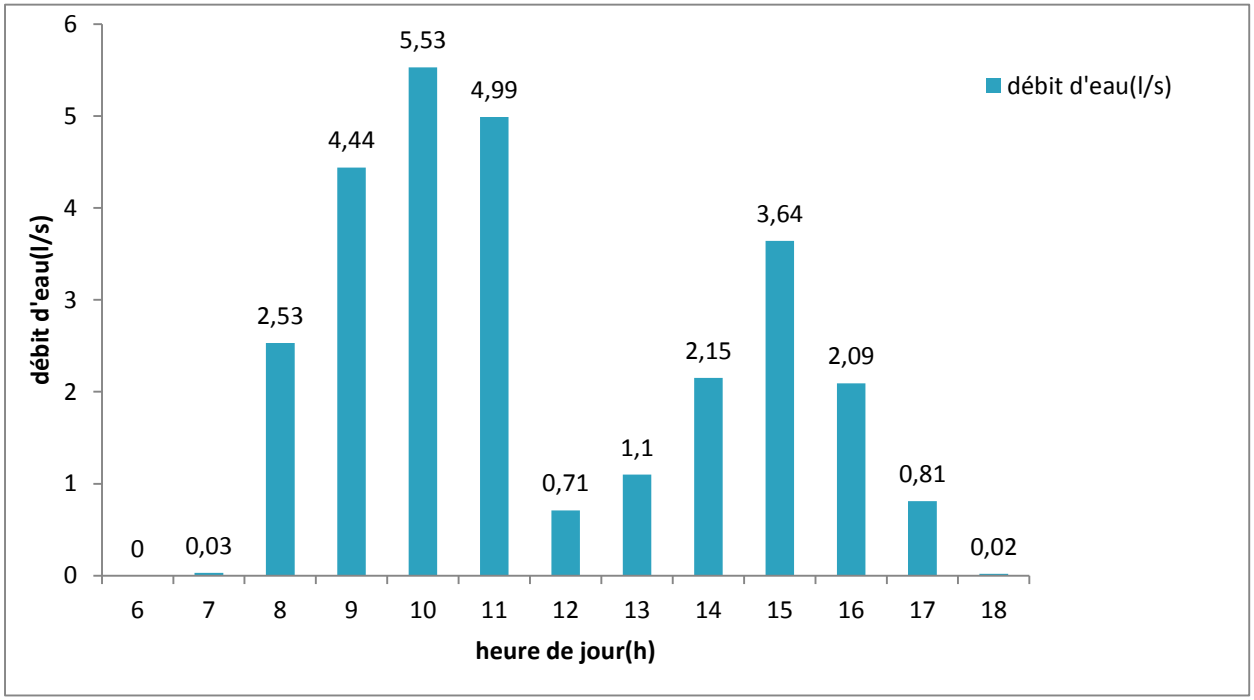



**Figure (III-3-b) :** Débit d'eau pour (15 marc)

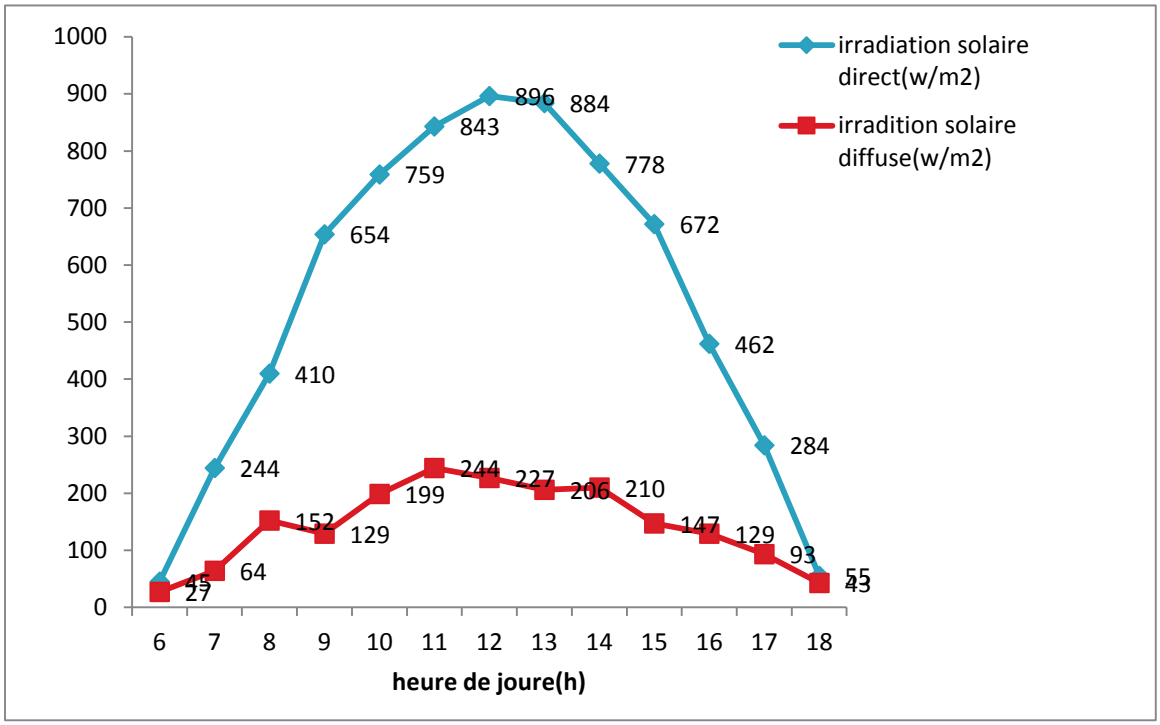



**Figure (III-4-a)** : Irradiation solaire (directe et diffuse) pour (16 avril)

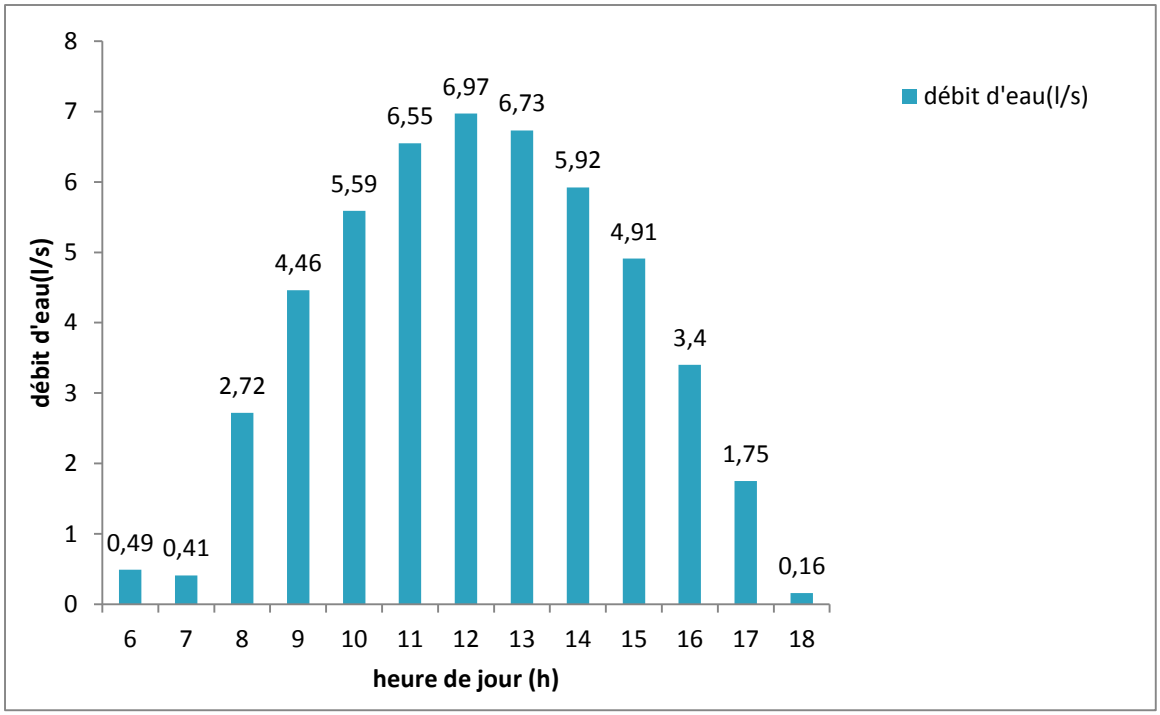



**Figure (III-4-b) :** Débit d'eau pour (16 avril)

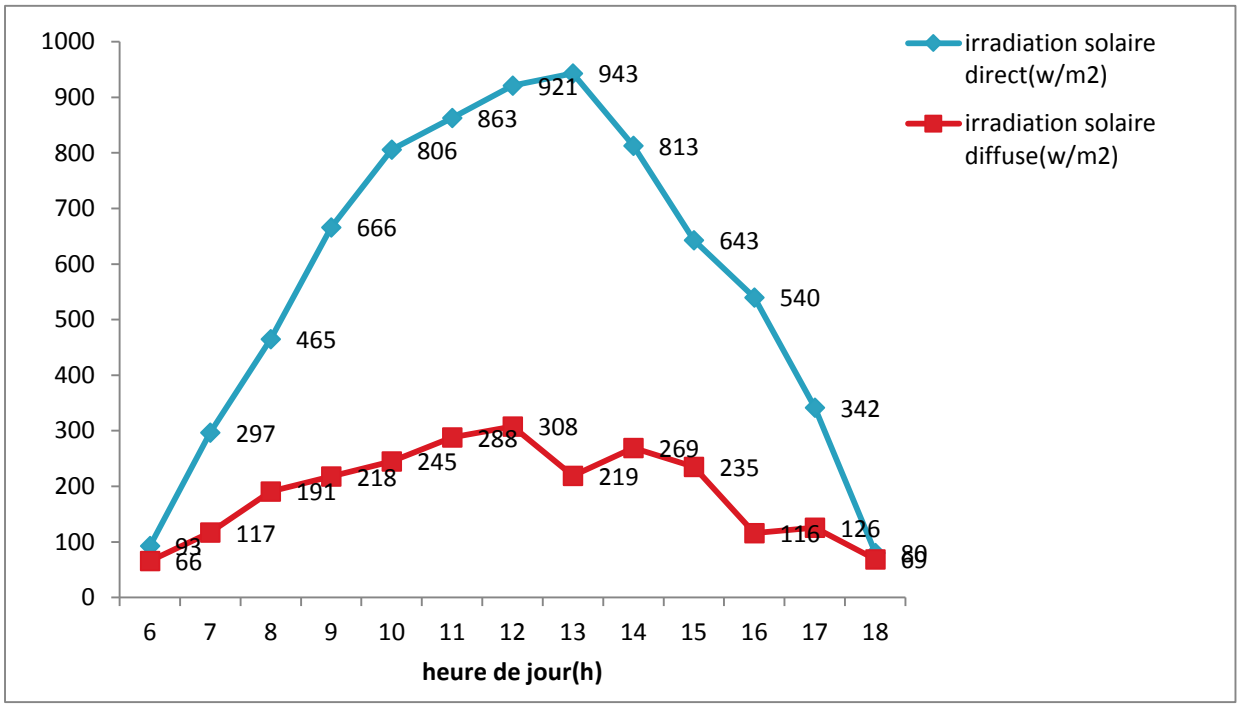



**Figure (III-5-a) :** Irradiation Solaire (directe et diffuse) pour (13 mai)

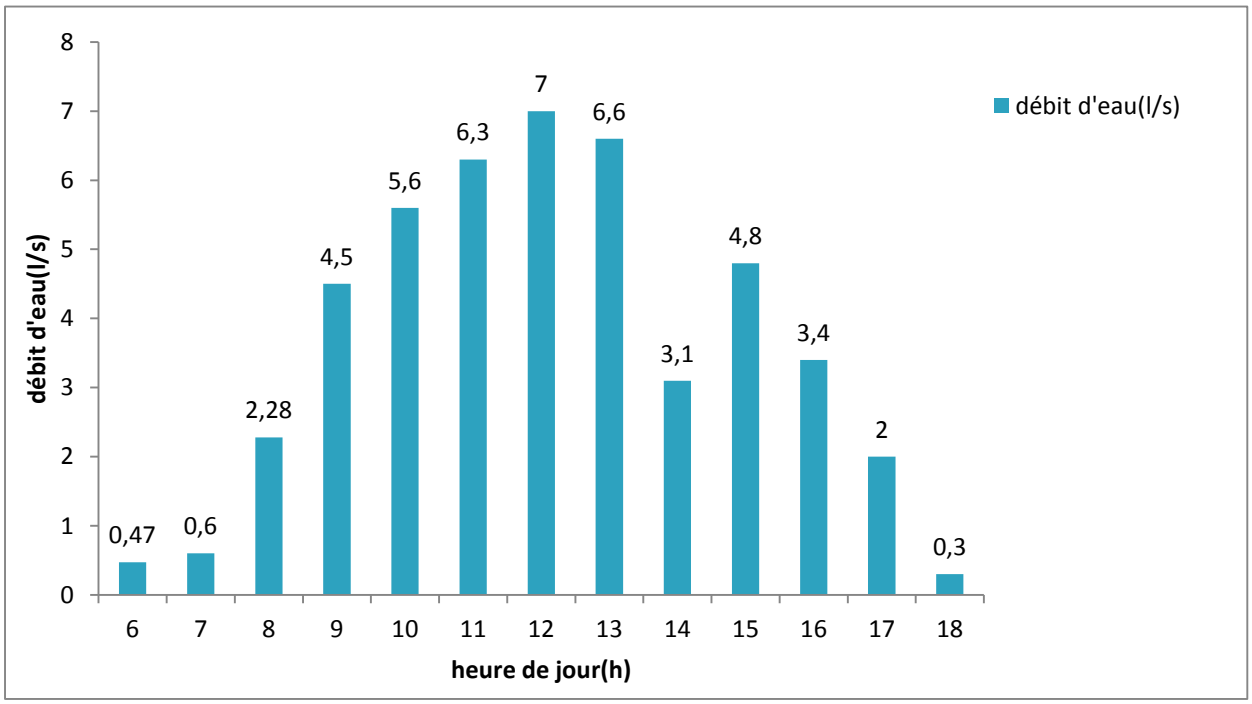



**Figure (III-5-b) :** Débit d'eau pour (13 mai)

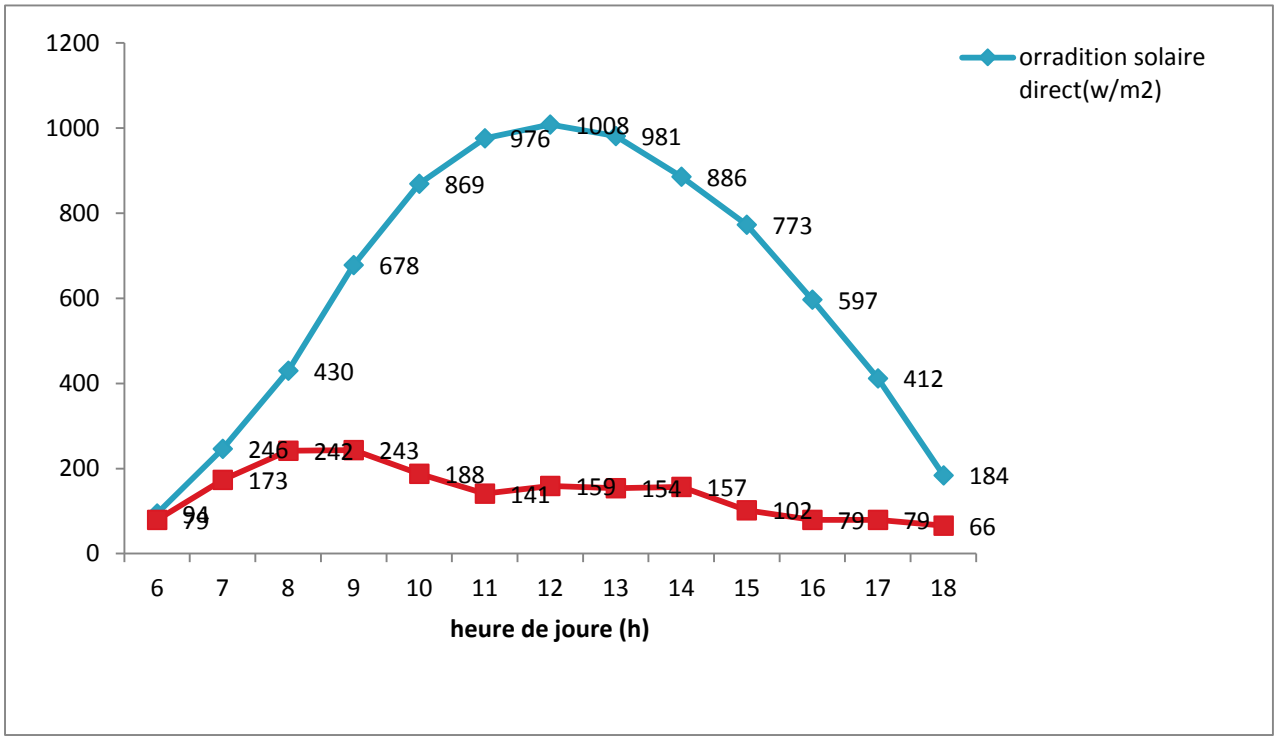



**Figure (III-6-a)** : Irradiation solaire (directe et diffuse) pour (16 juan)

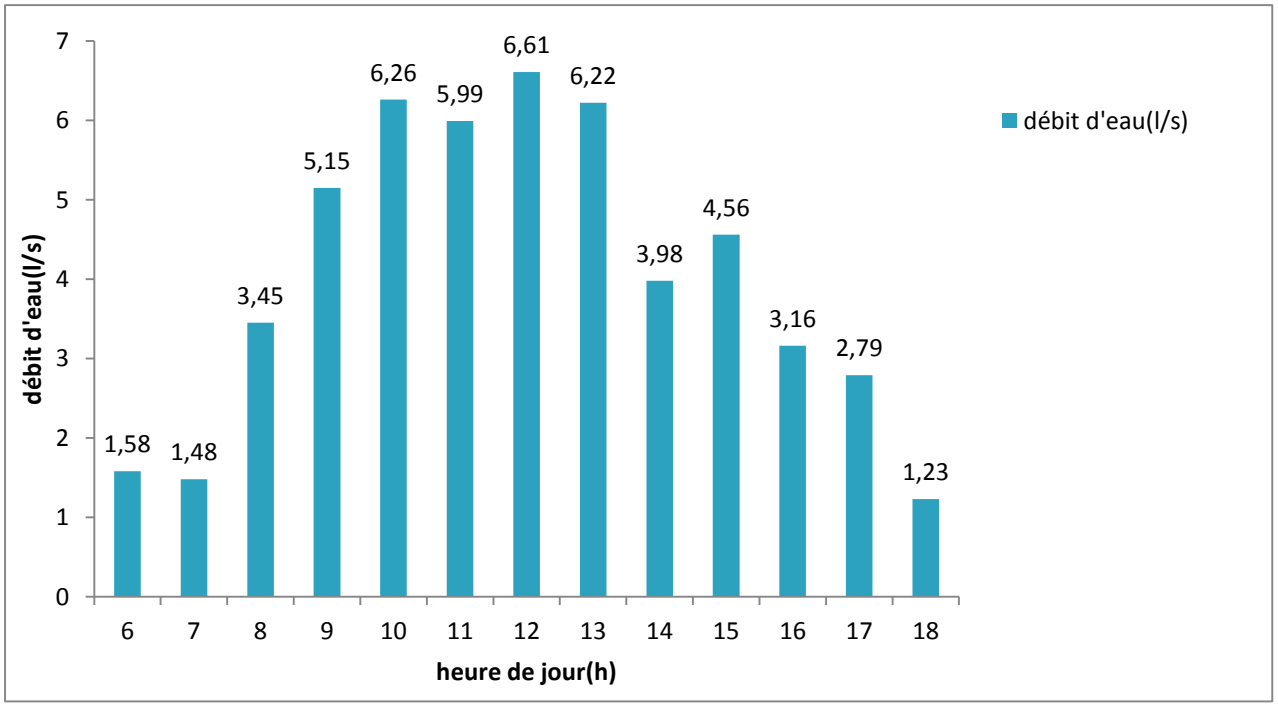



**Figure (III-6-b) :** Débit d'eau pour (16 juan)

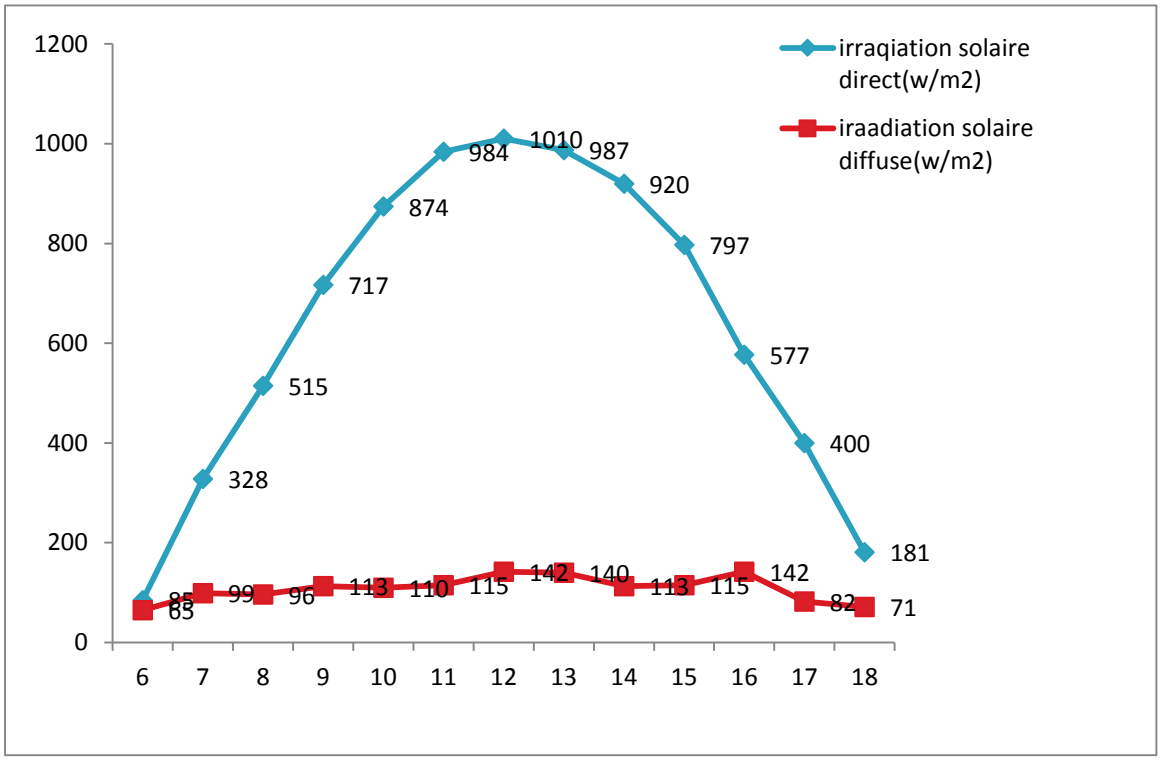



**Figure (III-7-a) :** Irradiation solaire (directe et diffuse) pour (13 Juliet)

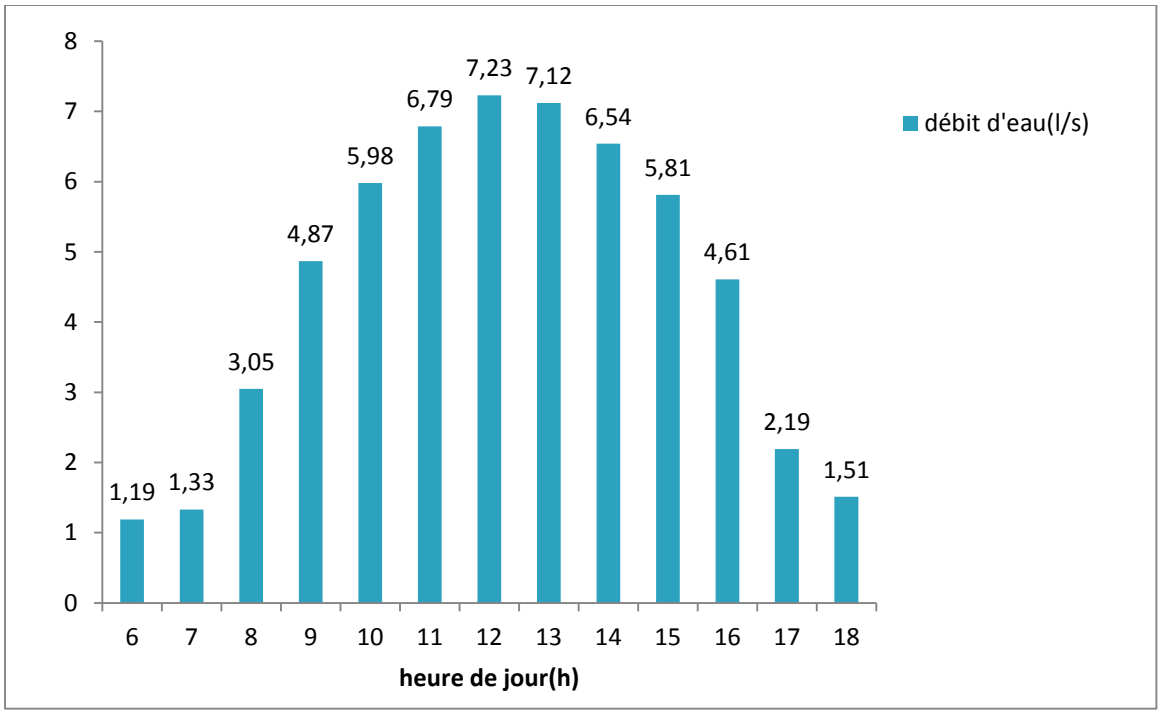



**Figure (III-7-b) :** Débit d'eau pour (13 Juliet)

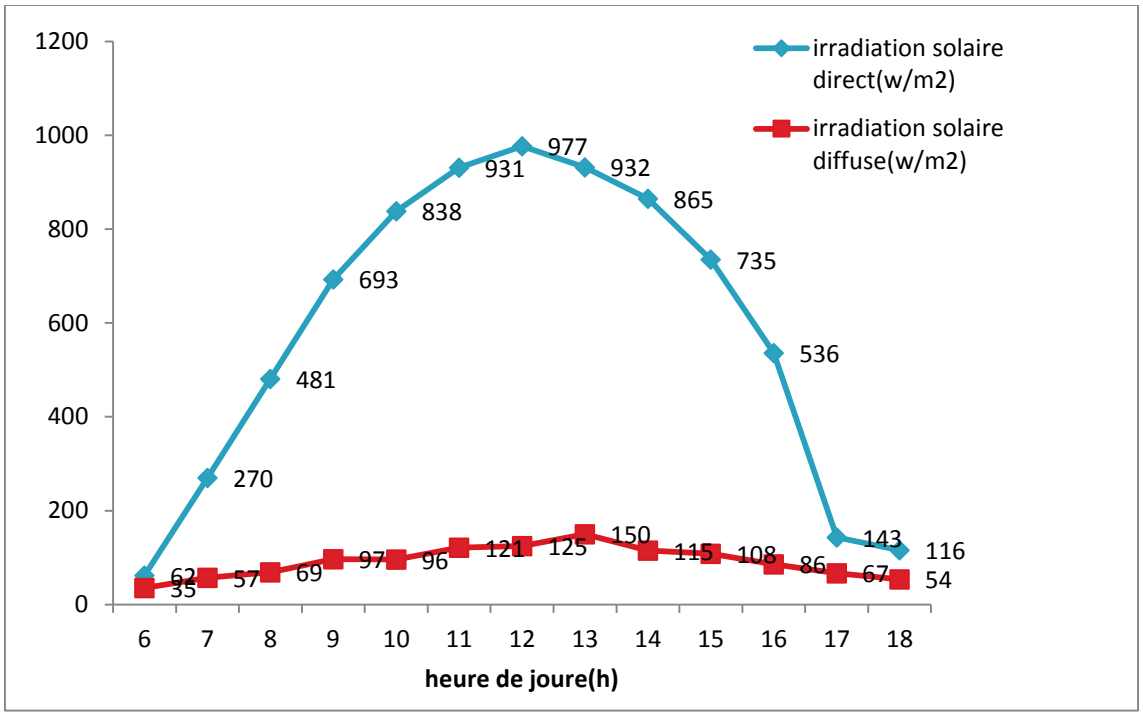



**Figure (III-8-a)** : Irradiation solaire (direct et diffuse) pour (14 out)

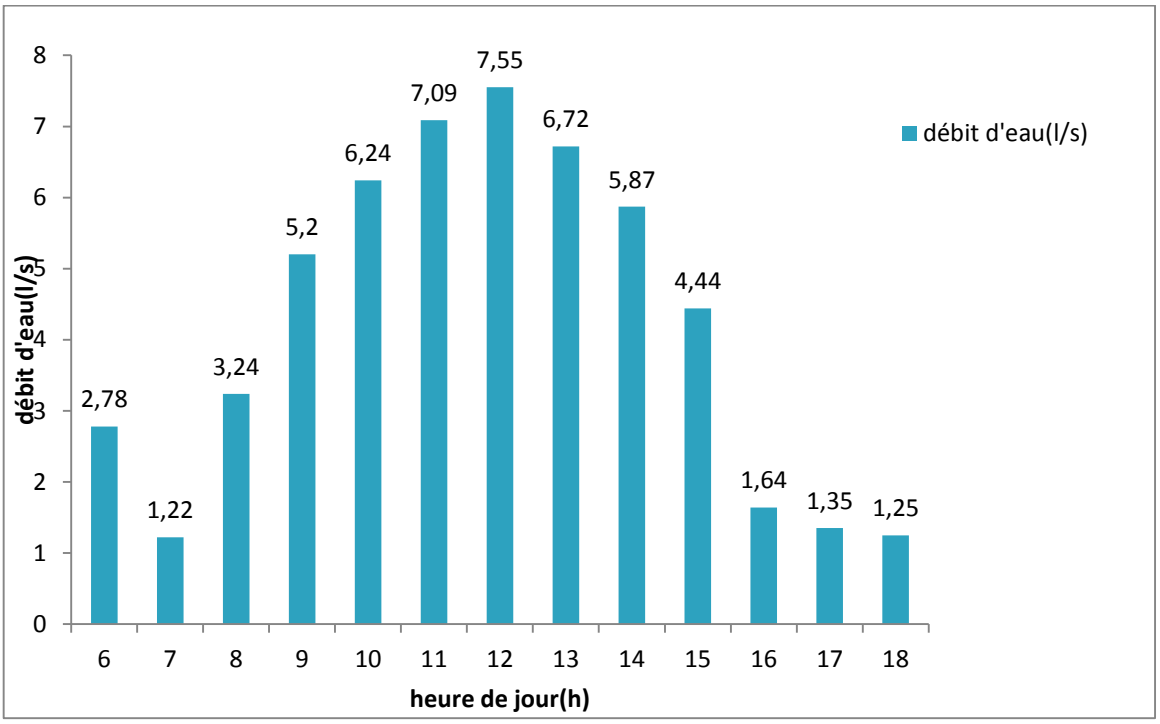



**Figure (III-8-b) :** Débit d'eau pour (14 out)

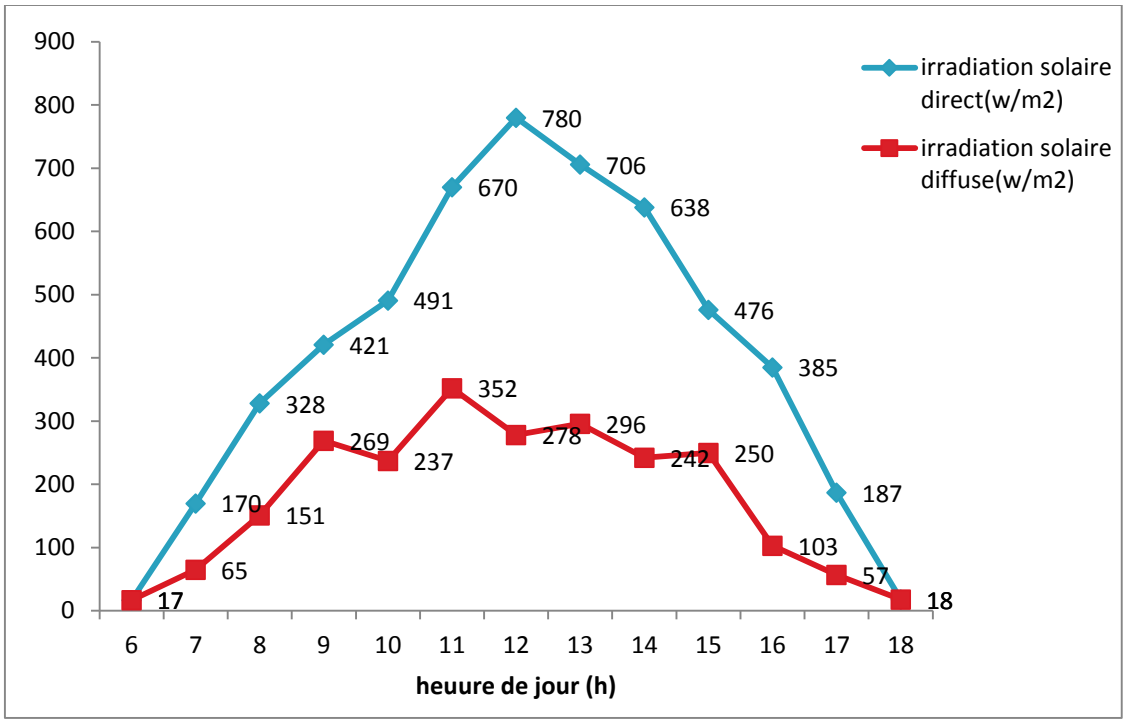



**Figure (III-9-a)** : Irradiation solaire (directe et diffuse) pour (14 septembre)

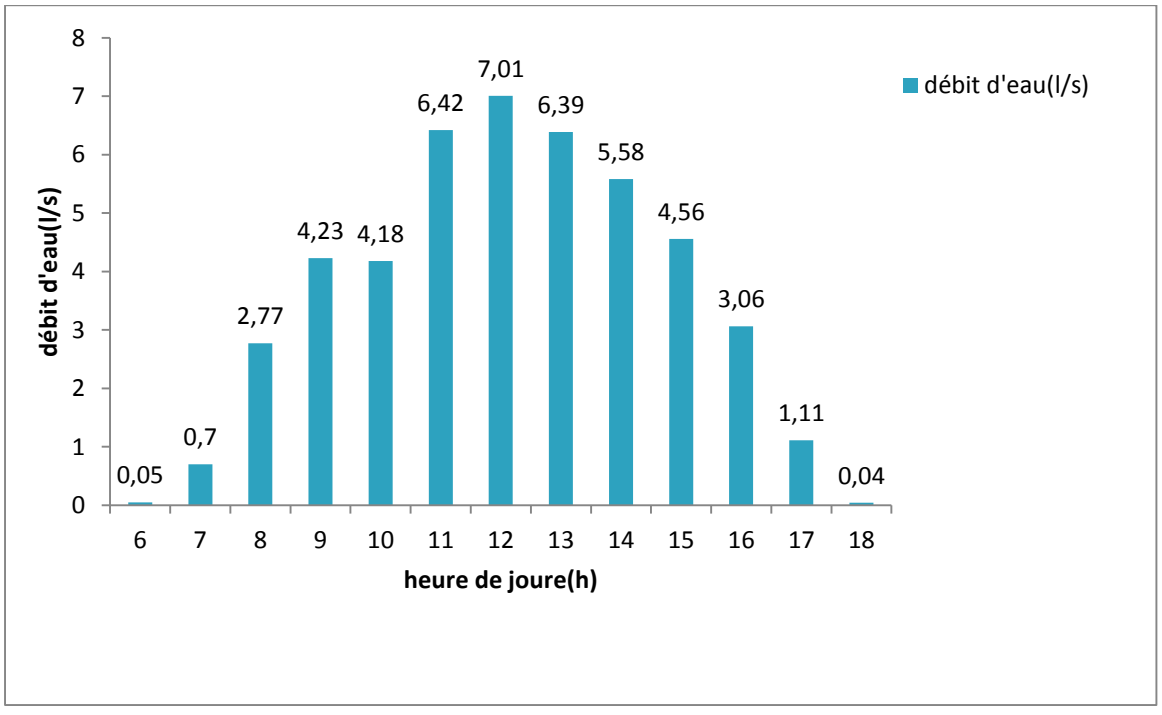



**Figure (III-9-b) :** Débit d'eau pour (14 septembre)

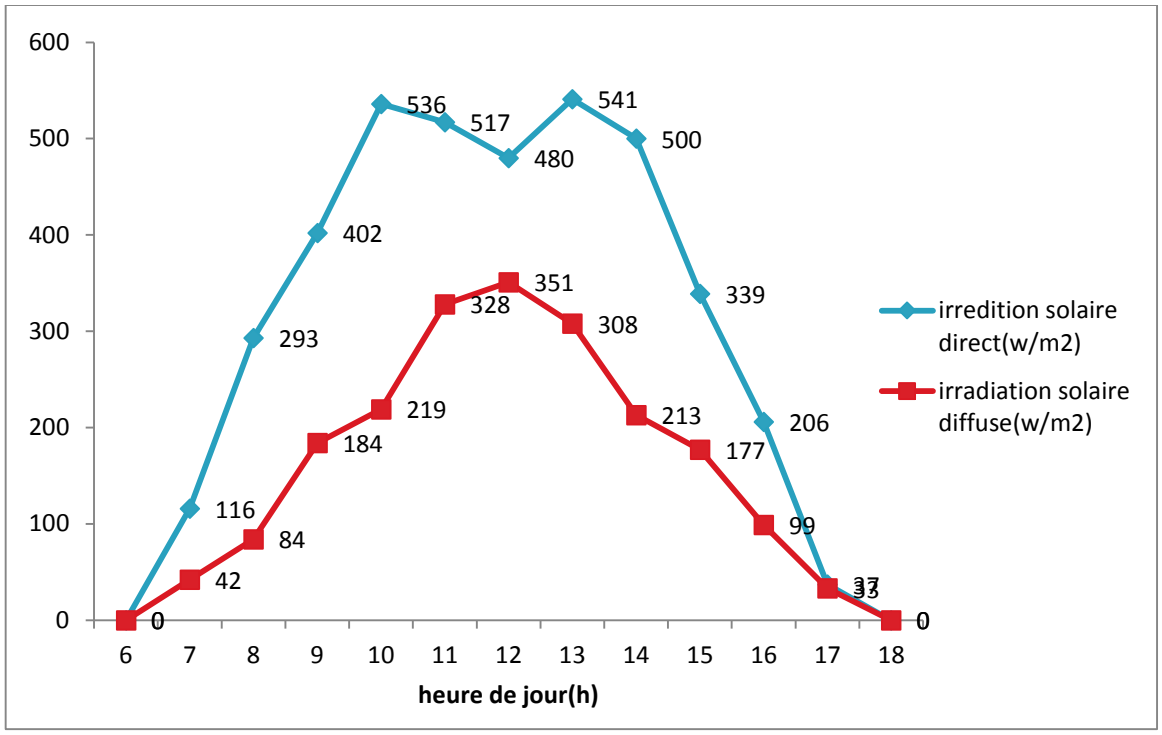



**Figure (III-10-a)** : Irradiation solaire (direct et diffuse) pour (14 octobre)

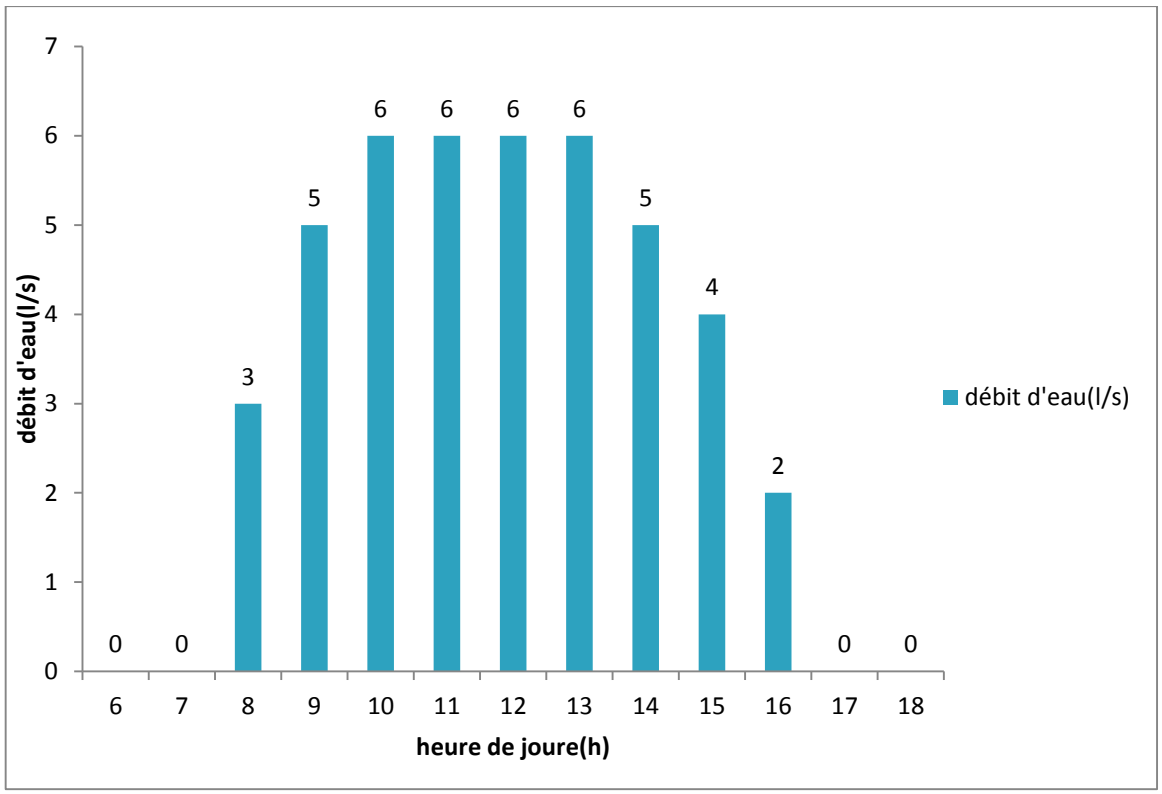



**Figure (III-10-b) :** Débit d'eau pour (14 octobre)

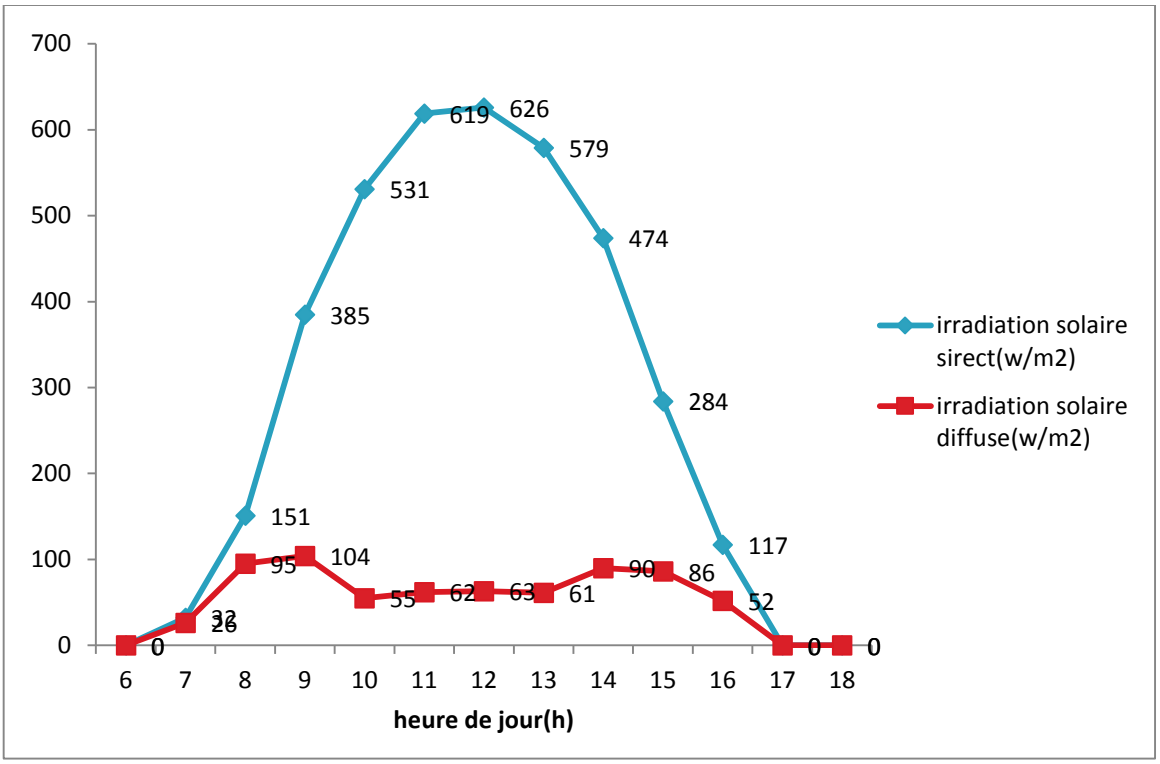



**Figure (III-11-a) :** Irradiation solaire (direct et diffuse) pour (13 novembre)

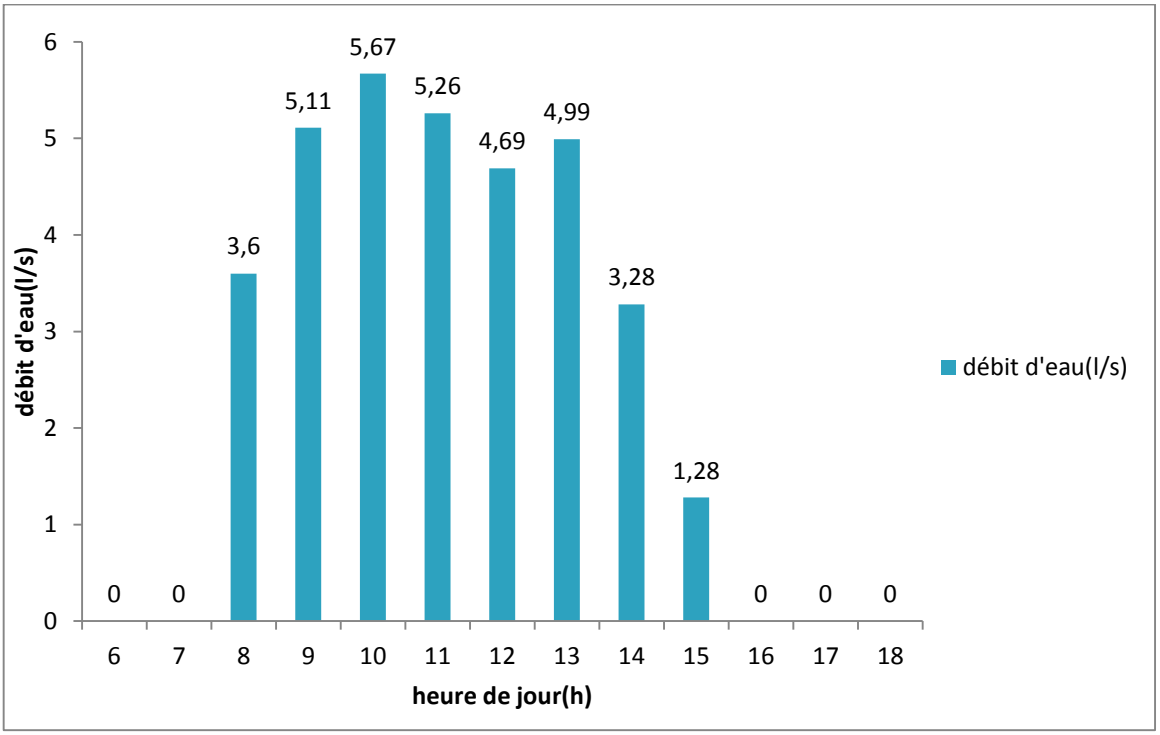



**Figure (III-11-b) :** Débit d'eau pour (13 novembre)

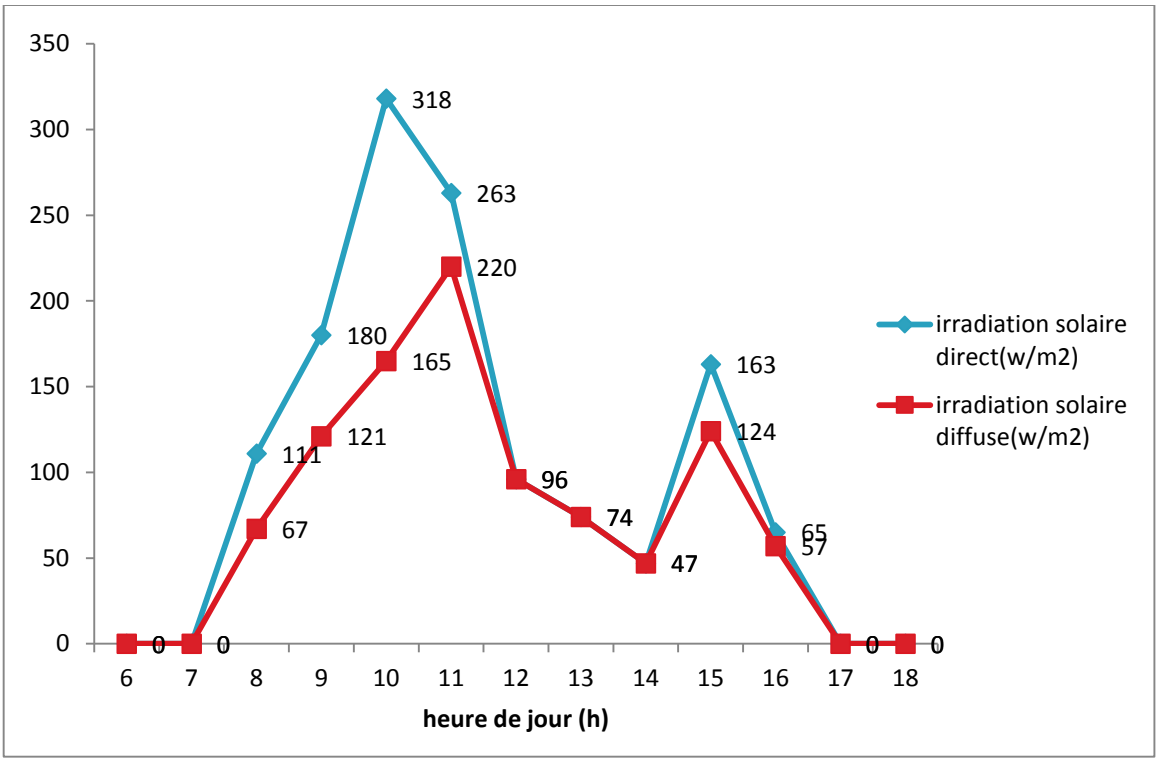



**Figure (III-12-a) :** Irradiation solaire (direct et diffuse) pour (14 décembre)

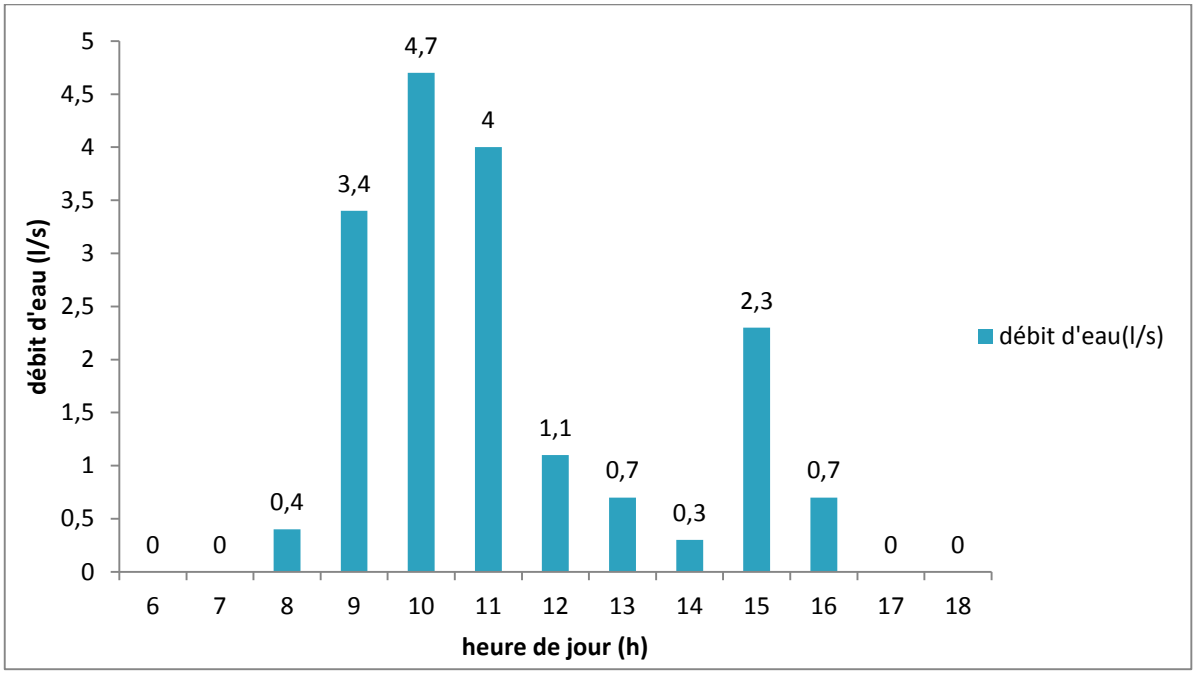



**Figure (III-12-b) :** Débit d'eau pour (14 décembre)

## I. Volume d'eau annuel :

**TABLEAU(III.1)** : le volume d'eau moisielle :

| Mois | Débit D'eau ($M^3$) |
|---|---|
| janvier | 1640.52 |
| février | 4594.64 |
| mars | 3169.44 |
| avril | 5009.2 |
| mai | 5239.62 |
| juin | 5665.68 |
| juillet | 6497.35 |
| aout | 6042.24 |
| septembre | 4978.8 |
| octobre | 4798.8 |
| novembre | 3564 |
| décembre | 1629.36 |
| $\sum$ *de débit d'eau* | 52829.63 |

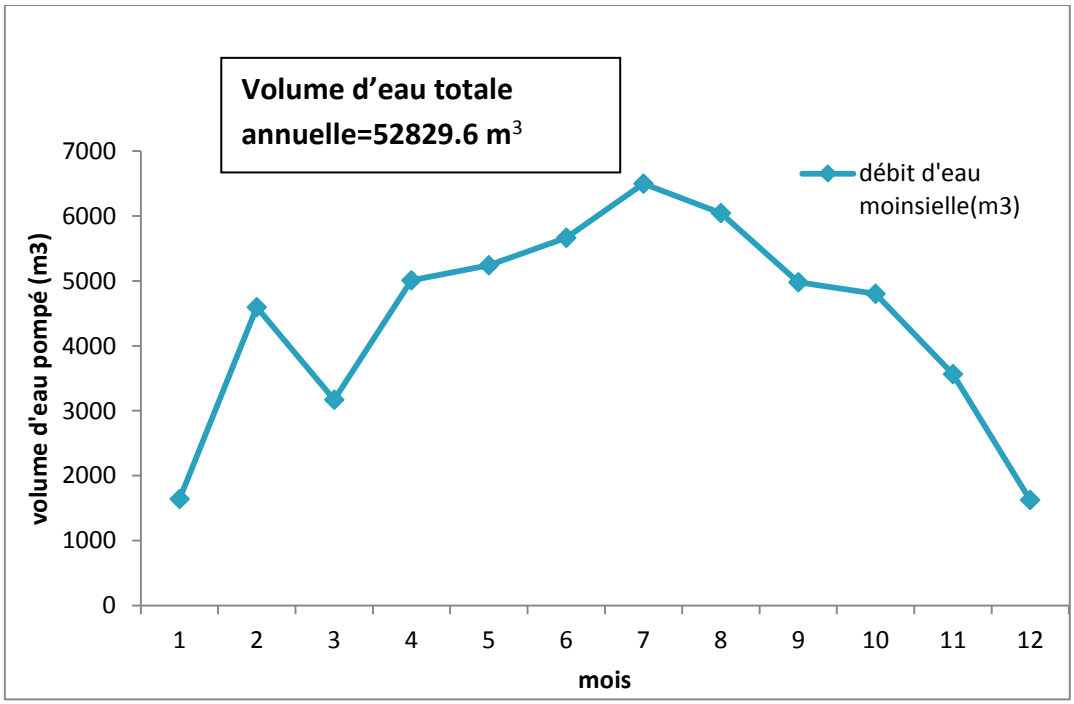



**Figure (III-13)** : volume d'eau pompé annuel (m3)

**II.DISCUSSION** :

Les figure (III.1.a et III.1.b à III.12.a à III.12.b) représente les graphes de l'expérience, ces graphes montre la variation de l'irradiation solaire (direct et diffuse) et le débit d'eau durant les jours typique , nous avons pris ces graphe chaque jour a partir de 06.00 jusqu'a 18.00.
Donc l'irradiation solaire est dépende de quatre saison (été, printemps, hiver ou automne), le temps de journées (matin ou soir) et la nature de ciel (clair, nuage ou intermédiaire).
Pour la date de 13-05-2005 (printemps) et le ciel clair, l'ensoleillement est prendre une Valeur maximale de 943W/m2 à (13:00:00), et atteint à une valeur minimale de 80W/m2 à (18:00:00) avec ciel nuage.
Mais pour la date de 16-06-2005 (solstice d'été) avec le ciel clair, l'irradiation solaire est augmenter jusqu' a 1008 W/m2 à, et démunie à le soir , où l'ensoleillement égale à 184 W/m2.
Après la réalisation de programme la figure (III.13), représente la quantité d'eau moisielle, après la somme de débit d'eau de tous les jours de chaque mois à partir 6 :00 à 18 :00.

Dans ce chapitre nous avons présenté les résultats expérimentale sur site de bougezoule, d'un Pompage photovoltaïque. Les mesures de débit et de irradiation solaire sont effectuées et commentées, où le débit d'eau est proportionnel à l'irradiation solaire.

## CONCLUSION GENERALE :

Basé sur les résultats obtenus par programmation sous Matlab on peut conclure :

- Les systèmes de pompage utilisant les panneaux photovoltaïque est une bonne solution pour les pour l'alimentation en eau que ce soit pour les habitants ou pour l'élevage des bétails.
- L'utilisation des réservoirs de stockage d'eau à la place d'utilisation des accumulateurs de stockage d'électricité.
- Le rendement de système de pompage est très petit. mais l'abondance du rayonnement solaire et avec une grande intensité, ces systèmes deviennent économiques surtout pour les petites unités de pompage.
- Ces systèmes de pompage peuvent jouer un rôle très important dans le développement économique durable et dans la fixation des habitants dans les régions rurales surtout dans les hauts palataux.

### Suggestions et recommandations pour les futurs travaux dans le domaine du pompage photovoltaïque :

- L'utilisation de (MPPT : Maximum Power Point Tracker) qui donne bonne performances du système.
- L'utilisation de (EARC : Electrical Array Reconfiguration Controller) qui donne un long durée de pompage.
- L'utilisation d'un système de poursuite solaire pour maximiser la production d'énergie en suivant la course du soleil de l'est à l'oust chaque jour.
- L'étude de l'influence de la variation du rendement global du système.

# References Bibliographies

**[1]:** Al-larahim, A.M..Ph.D. Theses, mechanical engineering, university of Wisconsin-Madison (1996).

**[2]:** Z.Bachi, S.Elfodil, « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque », université de Blida

**[3] :** M. Dahbi « Etude et optimisation d'une installation Hibride PV-Eolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergitique 2007.

**[4] :** S. Diaf « étude et optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque », Thèse de Magister, Université de Boumerdès, 2002.

**[5] :** A. Hamidat, « Simulation des systèmes de pompage photovoltaïques destines pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation », Thèse de doctorat, Université de Tlemcen 2004.

**[6] :**A. Hamidat, « Etude et simulation des performances réelles sur une longue période des systèmes de pompage photovoltaïque au fil du soleil », Thèse de magistère, CDER, 1989.

**[7] :** Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller et Bocar Sada Sy, « Le Pompage Photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens,Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français.

**[8]:** T. Fogelman, « Système photovoltaïque pour les pays en développement », Manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'Energie, (AFME)

**[9] :** solarelectripawer.org

[**10]** :A. Guen, « contribution à l'étude des système de télécommunications mobiles Alimentés par énergie solaire », thèse de magister, Université de Tlemcen, février 1992.

**[11] :** www.solarelectripower.org.

**[12] :** N. Achaibou,A Malek , N Bacha « Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV » ; N. spésial (CHEMSS), pp 61-66,2000.

**[13]:** I. Tsuda, K . Kurokawa ,K.Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery », solar Energy Materials and solar cells 35,pp 503 –

508,1994.

[**14]:** A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin »Rev .Energ. Ren : physique Energétique (1998pp.95-100).

**[15]:** D.Thévenard, and M.Ross « validation and Verification of Component Models and System Models for the PV », CETC-internal report 2003-035, Canada,2003

**[16]:** Dirk Uwe Sauer, «Electrochemical Storage for Photovoltaics», Fraunhofer Institute for Solar 7Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2004

**[17]:** Z.Bachi, S.Elfodil, « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque », université de Blida

**[18]:** Chedid, R., Saliba, Y., 1996. «Optimization and control of autonomous renewable

energy systems ». International Journal of Energy Research 20, 609–624.

**[19] :** F.Benyarou, « Conception Assistée Par Ordinateur des Système PV Modélisation, dimensionnement et simulation », thèse de doctoral en physique énergétique, Tlemcen, 2004.

**[20] :** Julien LABBÉ, « l'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'electricite pour systèmes photovoltaïques isoles », thése de doctorat de l'école des mines de paris , Spécialité "Énergétique" le 21 décembre 2006

**[21] :** S. Diaf, « Expérimentation d'un système de pompage photovoltaïque sur site saharien », Thèse d'ingénier d'état, CDER, 1992.

**[22] :** Université d'Ouagadougou
« Dimensionnement pour pompage d'eau, pour une irrigation outteà-
goutte » par (mr. ky thierry et s. maurice).

**[23] :** IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA
« le pompage photovoltaïque » par (Jimmy Royer ,Thomas Djiako, Eric
Schiller et Bocar Sada Sy).

**[24] :** adduction d'eau potable avec pompe PV / pratique recommandation de conception et d'instalation.

[**25**]: M.Chegaar, A Lamir, A Chibani « Estimation global Solar rasiation Using Sunshine Hours» 4éme séminaire international Physique Enérgétique, Bechar 2000

[26] : Perrin de C. Brichambaut, G. Lamboley : Le rayonnement au sol et ses mesures, Cahier AFEDES n°1, Editions Européennes Thermique et Industrie, Paris, édition 1968.

**[27] :** Anne Labouret: Energie solaire photovoltaïque, 2e édition DUNOD.

**[28] :** Yves JANNOT : thermique solaire , 20003.

**[29] :** b. zeroual polycopie :coures des énergies renouvelables, université de Médéa,2012.

**ANNEXE :**

Les jours typiques :

16 janvier, 14 février, 15 mars, 16 avril, 13 mai, 16 juin, 13 juillet, 14 aout, 14 septembre, 14 octobre, 13 novembre, 14 décembre.

Les données géographiques de BOUGHEZOUL sont :

- Latitude : 36°16'N.

- Longitude : 2°45'E.

**Tableau :** rayonnement solaire horaires dans les jours typique de BOUGHEZOUL l'année 2005:

| MOIS | 16 JAN | | 14 FEV | | 15 MAR | | 16 AVR | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| temps | R DIRE | R DIFF | R DIRE | R DIFF | R DIRE | R DIFF | R DIRE | R DIFF |
| **6** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 27 |
| **7** | 0 | 0 | 0 | 0 | 67 | 50 | 244 | 64 |
| **8** | 8 | 8 | 144 | 55 | 262 | 106 | 654 | 152 |
| **9** | 47 | 47 | 334 | 116 | 488 | 135 | 759 | 129 |
| **10** | 100 | 100 | 422 | 106 | 575 | 248 | 843 | 199 |
| **11** | 233 | 218 | 560 | 157 | 379 | 323 | 896 | 244 |
| **12** | 268 | 247 | 596 | 203 | 92 | 92 | 884 | 227 |
| **13** | 170 | 168 | 651 | 168 | 121 | 121 | 778 | 206 |
| **14** | 50 | 50 | 492 | 230 | 192 | 189 | 672 | 210 |
| **15** | 99 | 99 | 423 | 140 | 304 | 269 | 462 | 147 |
| **16** | 50 | 50 | 296 | 61 | 189 | 180 | 284 | 129 |
| **17** | 13 | 13 | 100 | 41 | 100 | 95 | 281 | 93 |
| **18** | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 55 | 43 |

| MOIS | 13 MAI | | 16 JUN | | 13 JUL | | 14 OUT | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | R DIRE | R DIFF | R DIRE | R DIFF | R DIRE | R DIFF | R DIRE | R DIFF |
| **6** | 93 | 66 | 94 | 79 | 85 | 55 | 62 | 35 |
| **7** | 297 | 117 | 246 | 173 | 328 | 99 | 270 | 57 |
| **8** | 465 | 191 | 430 | 242 | 515 | 113 | 481 | 69 |
| **9** | 666 | 218 | 678 | 243 | 717 | 110 | 693 | 97 |
| **10** | 806 | 245 | 869 | 188 | 874 | 115 | 838 | 96 |
| **11** | 863 | 288 | 976 | 141 | 984 | 142 | 931 | 121 |
| **12** | 921 | 308 | 1008 | 159 | 1010 | 140 | 977 | 125 |
| **13** | 943 | 219 | 981 | 154 | 987 | 113 | 932 | 150 |
| **14** | 813 | 269 | 886 | 157 | 920 | 115 | 865 | 115 |
| **15** | 643 | 235 | 773 | 102 | 797 | 142 | 735 | 108 |
| **16** | 540 | 116 | 597 | 79 | 577 | 140 | 536 | 86 |
| **17** | 342 | 126 | 412 | 79 | 400 | 82 | 143 | 67 |
| **18** | 80 | 69 | 184 | 66 | 181 | 71 | 116 | 54 |

| MOIS | 14 SEP | | 14 OCT | | 13 NOV | | 14 DEC | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | R DIRE | R DIFF | R DIRE | R DIFF | R DIRE | R DIFF | R DIRE | R DIFF |
| **6** | 17 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **7** | 170 | 65 | 116 | 42 | 32 | 26 | 0 | 0 |
| **8** | 328 | 151 | 293 | 84 | 151 | 95 | 111 | 67 |
| **9** | 421 | 269 | 402 | 184 | 385 | 104 | 180 | 121 |
| **10** | 491 | 237 | 536 | 219 | 531 | 55 | 318 | 165 |
| **11** | 670 | 352 | 517 | 328 | 619 | 62 | 263 | 220 |
| **12** | 780 | 278 | 480 | 351 | 626 | 63 | 96 | 96 |
| **13** | 706 | 296 | 541 | 308 | 579 | 61 | 74 | 74 |
| **14** | 638 | 242 | 500 | 213 | 474 | 90 | 47 | 47 |
| **15** | 476 | 250 | 339 | 177 | 284 | 86 | 163 | 124 |
| **16** | 385 | 103 | 206 | 99 | 117 | 52 | 65 | 57 |
| **17** | 187 | 57 | 37 | 33 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **18** | 18 | 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

```
nDay=340;LocalTime=6:1:18;

Sstar=[0 0 43 99 208 289 204 142 155 60 66 0 0 ];

Dstar=[0 0 43 99 186 231 198 142 152 60 55 0 0 ];
for i=1:13
[PVout(i),pondout(i),Qdot(i),etapumpsys(i)]=Solarpumpingprog(nDay,Local
Time(i),Sstar(i),Dstar(i));
end;
[PVout' pondout' Qdot' etapumpsys']
```

```
function
[PVout,pondout,Qdot,etapumpsys]=Solarpumpingprog(nDay,LocalTime,Sstar,D
star)
% This program is used to calculate the performance of the solar field:
%-------------------------------------------------------------------------
----
%incident angle calculation
%-------------------------------------------------------------------------
----
%fid =fopen('ambdata','r');
etapump=0.6;
head=20.0;
gi=9.81;
rho=1000.0;
PVdesign=1836;
PVarea=12; % a calculer apres
PVrend=0.18;
albedo=0.2;
incangle=36.26;
phi=36.26;
aaa=(360/365)*(284+nDay);
sinaaa=sin(aaa*pi/180);
delta=23.45*sinaaa; % declenaition angle in (°)
%cosdelta=cos(delta*pi/180);
Beta=360*(nDay-1)/365;
Betapi=Beta*pi/180;
ET=229.18*(0.000075+0.001868*cos(Betapi)-0.032077*sin(Betapi)-
0.014615*cos(2*Betapi)...
-0.04089*sin(2*Betapi));
et=ET*1/60;
c=1;
deflongi=2.75;
soltime=LocalTime-c+(deflongi)/15+et;
omega=(soltime-12)*15;
%sinomega=sin(omega*pi/180);
%costhetaz=cosdelta*cos(phi*pi/180)*cos(omega*pi/180)+sin(delta*pi/180)
*sin(phi*pi/180);
costhetaz=cos(phi*pi/180)*cos(delta*pi/180)*cos(omega*pi/180)+sin(phi*p
i/180)*sin(delta*pi/180);
costhetai=cos(phi*pi/180-
incangle*pi/180)*cos(delta*pi/180)*cos(omega*pi/180)+sin(phi*pi/180-
incangle*pi/180)*sin(delta*pi/180);
```

```
%thetai=acos(costhetai)*180/pi;
rb=(costhetai/costhetaz);
Sstarincli=Sstar*rb;
Dstarincli=(Dstar/2)*(1+cos(incangle*pi/180));
Gstar=Sstar+Dstar;
Rstarincli=(Gstar/2)*albedo*(1-cos(incangle*pi/180));
Gstarincli=Sstarincli+Dstarincli+Rstarincli;
PVout=Gstarincli*PVrend*PVarea;
x=PVout/PVdesign;
etaond=0.0823+2.3384*x-2.3135*x^2+0.7449*x^3;
pondout=PVout*etaond;
Qdot=10000*pondout*etapump/(rho*gi*head);
% watvolfrate=-18.432+0.0849*pondout-1.3025*10^-
4*pondout^2+7.2646*pondout^3;
% totalhead=79.6667+0.9127*watvolfrate-
2.7263*watvolfrate^2+0.0278*watvolfrate^3;
% etapump=7.1429*10^-4+0.4661*watvolfrate-
0.0921*watvolfrate^2+0.0025*watvolfrate^3;
% watervoldot=watvolfrate/3600;
etapumpsys=head*rho*gi*Qdot/(Gstarincli*PVarea*PVrend);
end
```

# INTRODUCTION GÉNÉRALE

# CONCLUSION GÉNÉRALE

# BIBLIOGRAPHIE

# CHAPITRE I

# ETUDE ET PRÉSENTATION DU SYSTÉME DE POMPAGE PHOTOVOLTAIQUE

# CHAPITRE II

# ETUDE MATHÉMATIQUE ET MODÉLISATION DE SYSTÈME

# CHAPITRE III

# RÉSULTATS ET DISCUSSIONS