



Faculté des sciences appliquées
DÉPARTEMENT DE GENIE MÉCANIQUE



Mémoire De fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme master
Professionnel

Filaire: Génie Mécanique

Spécialité : Energétique

Présenté par :

Khoudrane Ismail

Thème :

Etude d'un système de poursuite solaire pour
les panneaux photovoltaïques

Soutenu publiquement le 09/06/2014 devant le jury:

Mr : ACHOURI E.

M.A.

President

Mr : DRID

M.A.

Examination

Mr : KABDI Z.

M.C.

Encadreur

Promotion 2014

DEDICACE

Je dédie ce mémoire:

À ma très chère mère qui a été la lumière de ma vie

Et Mon père

A mes chères sœurs (mabroka et samia)

A toute ma famille et ma grande famille, pour tous les efforts et les sacrifices qu'ils me présentent.

Et Mon encadreur Mr. kabdi zakaria

A tous mes amis (hani, hassan, azzdin, hafed Mahfoud, slimane, farouk, adel, salim, outman, aidin, ousama, Nasri, hadji, hasouna, moussa, salah, slimane, halim, walid, abdalatif, mohamed, hicham, noor, A, rahim, bilal, Idou, abdo) sans exception .

Pour conclure, je le dédie à:

A mon classe 2^{em} année master mecanique option energetique et à tous ce qui m'ont aimé et m'ont respecté

Khoudrane Ismail

Remerciement

*À ma famille
Et
À mes amies*

Je remercie dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience qui m'a permis d'accomplir ce modeste travail.

Je tiens en premier à exprimer ma grande gratitude envers mon encadreur Mr.KABDI.zakaria qui m'a apporté son aide et ses valeureux conseils pour l'accomplissement et le suivi de ce travail. Je remercie également le membre de jury pour avoir examiner ce travail

Et je présente mes sincères remerciements à tout le personnel qui m'a aidé à la Réalisation de ce travail.

Sommaire

Sommaire	III
Liste des tableaux	VI
Liste de figures	VIII
Nomenclature	IX
Introduction générale	01

Chapitre I Le gisement et rayonnement solaire

I. Sphère céleste.....	03
I.1.Coordonnées Célestes.....	04
I.1.1. Coordonnées géographiques.....	04
I.1.2.Coordonnées Horaires.....	05
I.1.3.Coordonnées Horizontales.....	06
II Spécification de la région d'étude.....	07
II.1 Les différentes zones énergétiques de l'Algérie.....	07
II.1.1 Spécification de la région d'Ouargla	08
II.1.1.1.Présentation du site	08
II.1.1.2 .Les données géographiques.....	09
II.1.1.3.Données climatiques de la ville d'Ouargla.....	09
I.2 Temps Solaires	10
I.2.1.Le temps solaire vrai TSV.....	10
I.2.2. Le temps solaire moyen TSM.....	10
I.2.3. Le temps universel TU.....	11
I.2.4. Équation du temps ET.....	11
I.2.5.Temps légal TL.....	12
I.2.6. La relation entre le temps légale et la position du soleil (angle horaire).....	12
I.2.7.Temps solaire au lever(TSL).....	12
I.2.8.Temps solaire au coucher (TSC).....	13
I.3 Repérage de la position du soleil.....	13
I.5. Le rayonnement solaire.....	13
I.5.1.Les composantes du Rayonnement solaire.....	14
I.5.1.1Rayonnement direct.....	14
I.5.1.2.Rayonnement diffus.....	14
I.5.1.3.Rayonnement global.....	15
I.5.2 Calcul du rayonnement solaire direct sur un plan récepteur perpendiculaire, sur un plan incliné fixe et sur un plan horizontal.....	15

I.5.2.2 Rayonnement solaire direct sur un plan horizontal.....	15
I.5.2.3 Calcul du rayonnement diffus sur un plan horizontal.....	16
I.5.2.4. Rayonnement solaire direct sur un plan incliné.....	16
I.5.2.5. Calcul du rayonnement diffus sur un plan incliné.....	17
I.5.3. Instruments de mesure.....	18
I.5.3.1Héliographe.....	18
I.5.3.2.Le pyranomètre.....	18
I.5.3.3. Le pyréliomètre.....	18

Chapitre II Système poursuite solaire dans un pv

II. Energie solaire.....	19
II.1.Énergie solaire photovoltaïque.....	21
II.2.Cellule photovoltaïque.....	21
II.2.1.Le Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	22
II.2.2.Les différents types de panneaux photovoltaïques.....	23
II.2.2.1Les panneaux PV avec des cellules monocristallines.....	23
II.2.2.2Les panneaux PV avec des cellules poly-cristallines.....	23
II.2.2.3. Les modules photovoltaïques amorphes.....	24
II.2.3.Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque.....	24
II.2.4. Les avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque.....	33
II.2.5. Système pour suiveur solaire.....	34
II.2.5.1. Position du soleil par rapport à un observateur.....	34
II.2.5.1.1. Angle de zénith.....	35
II.2.5.1.2. Angle d'azimut.....	35
II.2.5.1.3. Angle extérieur d'azimut (γ).....	36
II.2.5.1.4. Angle d'incidence (θ).....	36
II.2.5.2. Orientation de la surface.....	36
II.2.5.2.1. Rotation suivant un axe.....	36
II.2.5.2.2. Axe vertical et inclinaison fixe de la surface.....	37
II.2.5.2.3. Axe horizontal, surface parallèle à l'axe.....	37
II.2.5.3. Différents types de montures.....	38
II.2.5.3.1. Monture al azimutale.....	38
II.2.5.3.2. Monture équatoriale.....	39
II.2.5.4.1. Composante du système de poursuit.....	40
II.2.5.4.1.1. Partie commande.....	40

II.2.5.4.1.2. Partie Electronique.....	40
II.2.6. Les Avantages et Les inconvénients des systèmes de suivi solaire	41

Chapitre III Modélisation et Simulation

III.1.Introduction.....	43
III.2.But du travail.....	43
III.3. Présentation du système.....	43
III.3.1.Le panneau photovoltaïque.....	44
III.3.2.Application du modèle.....	45
III.3.3.Le traqueur solaire.....	45
III.4. Modélisation numérique.....	46
III.4.1. Les hypothèses simplificatrices.....	47
III.4.2. Les étapes de modélisation.....	47
III.4.2.1.Modèle d'éclairement solaire sur un plan horizontal	47
III.4.2.1.1. Rayonnement solaire direct sur un plan horizontal.....	47
III.4.2.1.2. Calcul du rayonnement diffus sur un plan horizontal.....	48
III.4.2.2.Rayonnement solaire direct sur un plan incliné.....	48
III.4.2.2.1.Calcul du rayonnement diffus sur un plan incliné.....	48
III.4.2.2.2.Calcul du rayonnement global.....	49
III.4.2.3.Calcul du rayonnement solaire sur un différent plan.....	50
III.4.2.4.Modèle de la puissance PV.....	50
III.4.2.4.1.calcul de la puissance d'un panneau PV.....	51
III.4.2.4.2. Point de fonctionnement optimum, (V_m , I_m).....	51
III.4.2.4.3.Rendement photovoltaïque.....	51
III.4.2.4.4. Rendement du système poursuit solaire.....	51
III.4.2.5. L'algorithme de calcul de la puissance d'un panneau PV pour deux positions	52
III.4.2.6.Modèle de la température.....	56
III.4.2.6.1.Température de jonction.....	56
III.4.2.6.2.Température ambiante.....	57
III.4.2.7.Modèle de la puissance consommé.....	57
III.4.2.8 Résultats obtenus pour la journée du 21 Mars.....	58
III.4.2.9 Résultats obtenus pour la journée du 1 Août.....	60
Conclusion générale.....	65
Bibliographie.....	66
Résumé	

LISTE DES TABLEAUX

Tableau (I.1):	Les différentes zones énergétiques.....	8
Tableau (I.2):	Les coordonnées géographiques de La wilaya d'Ouargla.....	9
Tableau(III.1):	Caractéristiques des modules solaires.....	45
Tableau (III.2) :	les caractéristiques du système traqueur	45

LISTE DE FIGURES

Figure (I-1)	sphère Céleste	03
Figure (I-2)	coordonnées géographiques	04
Figure (I-3)	coordonnées horaires	05
Figure (I-4)	coordonnées horizontale	06
Figure (I-5)	les différentes zones énergétiques de l'Algérie	07
Figure (I.6)	Situation de la Wilaya d'Ouargla	08
Figure (I-7)	la moyenne mensuelle de la température	10
Figure (I-8)	Représentation graphique de l'équation du temps en fonction des mois	11
Figure (I-9)	les rayons solaires sur un plan incliné	13
Figure (I-10)	composantes du rayonnement solaire	15
Figure (I-11)	les roses d'orientation	17
Figure (II-1)	Exemple sur les capteurs plans d'énergie solaire.	19
Figure (II-2)	Plan de l'utilisation de l'énergie solaire.	20
Figure (II-3)	Le Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	22
Figure (II-4)	Panneaux PV (cellule monocristalline)	23
Figure (II-5)	Panneaux PV) cellule poly cristallines)	24
Figure (II-6)	Module photovoltaïque amorphe	24
Figure (II-7)	schéma électrique idéal de cellule photovoltaïque	25
Figure (II-8)	le schéma électrique équivalent d'une cellule PV	26
Figure (II-9)	caractéristique $I=f(v)$.	28
Figure (II-10)	caractéristique $P=f(v)$	28
Figure (II-11)	Montage	29
Figure (II-12)	Association de cellules en série	30
Figure (II-13)	le schéma électrique équivalent d'une cellule PV.	30
Figure (II-14)	Caractéristique Courant-Tension.	32
Figure (II-15)	Caractéristique Puissance-Tension.[10]	33
Figure(II.16)	Position du soleil par rapport à une surface inclinée	36
Figure(II.17)	Orientation d'une surface (axe vertical)	37
Figure (II.18)	Orientation d'une surface (axe horizontal)	38

Figure(II.19)	Monture al azimutale	39
Figure (II-20)	Monture équatoriale	40
Figure(II.21)	Représentation du système de poursuite.	41
Figure (II-22)	Système de poursuite réalisé.[13]	41
Figure (III.1)	les composants principaux du système poursuite	44
Figure (III.2)	Module solaire photovoltaïque SM50	44
Figure (III.3)	Exemple d'un traqueur à deux angles	46
Figure (III.4)	Dimensionnement du traqueur solaire	46
Figure (III.5)	Organigramme de calcul le rayonnement solaire sur plan horizontal	52-53
Figure (III.6)	Organigramme de calcul le rayonnement solaire sur plan perpendiculaire	54-55
Figure (III.7)	Organigramme de calcul la puissance d'un module photovoltaïque	56
Figure (III.8)	Variation, de la hauteur du soleil (h) le 21 mars	58
Figure(III.9)	Variation, de l'azimut du soleil (a) le 21 mars	58
Figure (III.10)	Variation de la l'inclinaison du panneau (β) (le 21mars)	58
Figure (III.11)	variation l'éclairement du 21 mars sur plan horizontal	59
Figure (III.12)	Variation de l'éclairement du 21 mars sur plan fixe incliné à	59
Figure (III.13)	Variation de l'éclairement du 21 mars sur plan normal	59
Figure (III.14)	Variation de la hauteur du soleil (h) 01aout	60
Figure (III.15)	Variation de l' azimut (a) 01aout	60
Figure(III.16)	Variation de la l'inclinaison du panneau (β) le 1aout	61
Figure(III.17)	variation l'éclairement du 01 aout sur plan horizontal	61
Figure(III.18)	Variation de l'éclairement du 01aout sur plan fixe incliné	62
Figure(III.19)	Variation de l'éclairement solaire le 01 aout sur plan normal	62
Figure(III.20)	Evolution la Température solaire en fonction du temps légal (21 Mars)	63
Figure(III.21)	Evolution la Température solaire en fonction du temps légal (01 aout)	63
Figure (III.22)	Evolution la puissance solaire en fonction du temps légal (21 mars)	64
Figure (III.23)	Evolution la puissance solaire en fonction du temps légal 01 aout)	64

Nomenclature

Symbole	Définition	Unité
λ	longitude du lieu	[°]
z	Altitude du lieu	[km]
ψ	Latitude du lieu	[°]
δ	Déclinaison solaire	[°]
n	Numéro du jour de l'année	
ω	Angle horaire	[°]
TSV	Temps solaire vrai	[h]
h	Hauteur angulaire du soleil	[°]
ω_l	Angle horaire au lever ou coucher de soleil	[°]
a	Azimut	[°]
TSM	Temps solaire moyen	[h]
TU	Temps universelle	[h]
ET	Équation du temps	[h]
TL	Temps légal	[h]
C	Décalage horaire	[h]
γ_s	Angle d'azimut	[°]
S	Éclairement solaire direct	[W/m ²]
d	Éclairement solaire diffus	[W/m ²]
G	Éclairement global	[W/m ²]
θ	Angle d'orientation de capteur	[°]
β	Angle d'inclinaison de capteur	[°]
I	Courant fourni par la cellule.	[A]
I_{ph}	Photo-courant dépendant de l'éclairement	[A]
I_p	Courant dérivé par la résistance parallèle.	[A]
I_d	Courant traversant la diode.	[A]
I_0	Courant de saturation inverse d'une diode.	[A]
V_T	Tension thermique.	[V]
e	Charge d'électron (1.602×10^{-19}).	[C]
K	Constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$).	[J/K]
n	Facteur de non idéalité	
T	Température effective de la cellule.	[K]
R_s	Résistance en série.	[Ω]
R_p	Résistance en parallèle	[Ω]
R_{sh}	Résistance de shunt.	[Ω]
I_{cc}	Courant de court circuit	[A]
V_{co}	Tension de circuit ouvert	[A]
η	Rendement de la cellule	
V_{op}	Tension optimale de cellule.	[V]
I_{op}	Courant optimal de cellule.	[A]
A	Surface génératrice	[m ²]
G	Ensoleillement.	[W/m ²]
FF	Factor de suffisance.	[A]
I_D	Courant de diode.	[A]
I_0	Courant de saturation inverse d'une diode.	[V]
V	Tension à la borne de cellule.	[V]

V_e	Tension d'entrée,	[V]
V_s	Tension de sortie	[V]
a	Coefficient de variation du courant en fonction de la température.	
T_{ref}	Température de référence, 298K (25°C).	[°C]
θ	Angle d'incident	[°]
L	Langueur de module photovoltaïque	[m]
g	Largeur de module	[m]
Sf	Rayonnement solaire direct sur un plan fixe	[W/m ²]
Df	Rayonnement diffus sur un plan fixe	[W/m ²]
Rf	Rayonnement réfléchi sur un plan fixe	[W/m ²]
Gf	Rayonnement global sur un plan fixe	[W/m ²]
Im	Point du courant à la puissance maximale	[A]
Vm	Point de tension à la puissance maximale	[V]
Pm	Puissance de module	[W]
Tc	Température de jonction	[°]
NOCT	Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire	[°]
Ta	Température ambiante.	[°]
Tmoy	Température moyenne journalière	[°]
Tmax	Température maximale journalière	[°]
Tmin	Température minimale journalière	[°]
Pv	Puissance consommée par le système.	[W]
F	Force appliquée sur le vérin	[N]
np	Nombre des panneaux d'un système	
Pp	Charge du système.	[kg]
Gv	Force de gravité.	[m/s ²]
V	Vitesse du vérin	[m/s]
$T_{a,ref}$	Température ambiante de référence	[°C]
NOCT	Température du module PVP en fonctionnement normal	[°C]
G	Ensoleillement reçu à la surface du module PVP	[W/m ²]
Ta	Température ambiante,	[°C]
Tc	Température de contact	[°C]
β_{ocT}	Coefficient de variation de la tension de courant circuit en fonctionnement de température	[A],
Isc,sTc:	Éclairement en conditions standards	[W/m ²]
α_{sTc}:	Coefficient de température du courant de court-circuit du module PVP	[mA/°C],
Ipv ,STC	Courant débité par le module PVP en conditions standards	[A]
Vpv ,STC	Tension aux bornes du module PVP en conditions standards.	[V]
Vmpp	Tension du module PVP correspondant au point de puissance maximale.	[V]
Voc	Tension aux bornes du module PVP en circuit ouvert	[V]
Impp	Courant du module PVP correspondant au point de puissance maximale.	[A]
K	Constante fixé par le constructeur,	
TL	Flux incident reçu sur une surface face aux rayons	

INTRODUCTION

L'énergie est une des causes du développement d'un pays, elle est partout et elle permet un véritable confort. Ainsi, alors que les énergies prédominantes sont le pétrole et le nucléaire, la recherche, tant publique que privée, se tourne vers les énergies renouvelables, surtout avec l'augmentation brutale du prix du pétrole.

Comme nous le savons, la plus grande partie de l'énergie consommée actuellement provient de l'utilisation des combustibles fossiles comme le pétrole, le gaz naturel ou encore l'énergie nucléaire. Les études et les prévisions récentes, nous alertent que l'utilisation massive de ces ressources conduira certainement à l'épuisement total de ces réserves. En plus, tout le monde est mondialement convaincu du danger de ce processus sur l'environnement [24]. [3].

Les énergies renouvelables, comme l'énergie photovoltaïque, éolienne et hydraulique, représentent une solution de remplacement par excellence et elles sont de plus en plus utilisées de nos jours. L'énergie alternative qui peut accomplir la demande mondiale jusqu'à maintenant c'est l'énergie solaire. elle apparaît comme une source importante telle que la quantité d'énergie solaire qui arrive à la surface de la terre dans un jour est dix fois plus grande que celle consommée.

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 photovoltaïque et alimentation d'électrovane des puits de forage ... [26] [3].

La technologie photovoltaïque (PV) est une solution attrayante comme remplacement ou complément des sources conventionnelles d'approvisionnement en électricité en raison de ses nombreux avantages :

- Elle est un moyen fiable qui requiert peu d'entretien.
- Elle fournit de l'électricité avec l'énergie gratuite et renouvelable du soleil.
- Elle ne nécessite aucun combustible.

- Elle est silencieuse , non polluante et respectueuse de l'environnement.
- Elle est polyvalente et peut être ajustée selon les besoins.

Le rendement des panneaux solaires photovoltaïque a toujours été jugé insuffisant pour que ces derniers puissent produire une énergie importante capable d'assurer l'alimentation d'un système plus au moins puissant. Parmi plusieurs paramètres influençant ce rendement, on cite le flux d'ensoleillement projeté sur le panneau solaire et donc capté par les cellules photovoltaïques. Plusieurs études ont été faites afin d'améliorer le rendement global et de profiter ainsi au maximum de la conversion énergétique obtenue [27] [3].

Dans ce qui suit, on propose un système optimal de poursuite d'un panneau solaire.

Le présent travail est consacré à la modélisation du système de poursuite solaire et l'estimation des rayonnements solaires globaux pour différents plans (horizontale, incliné, et tracking), ainsi que les calculs des puissances produites et consommées par le système.

Il est rédigé en trois chapitres principaux qui se résument dans ce qui suit :

Au premier chapitre nous avons présenté une vue générale sur le gisement solaire en Algérie et les caractéristiques métrologique du site d'Ouargla, en suite nous citons les modèles mathématiques du rayonnement solaire reçus par la terre.

Le deuxième chapitre est consacrée à l'exposition et description du système poursuite solaire.

Enfin, le troisième chapitre est consacré à la présentation et l'interprétation des résultats obtenus par la modélisation numérique du système de poursuite solaire.

Et on termine avec une conclusion regroupant les différents aspects étudiés.

Chapitre I

Le gisement et rayonnement solaire

Introduction:

On appelle gisement solaire l'ensemble des caractéristiques de la ressource locale en énergie solaire, c'est-à-dire ces fluctuations temporelles.

Un gisement de pétrole représente une quantité de combustible prouvée ou estimée que l'on pourrait extraire selon certains coûts. La cadence d'extraction dépendra des besoins et des conditions socio-économiques: c'est un gisement passif, un stock dont la décroissance est dans les mains de l'homme. Le gisement solaire est lui-même fluctuant et instantané, il est renouvelable, mais ce qui n'a pas été utilisé ne le sera plus. Pour dimensionner un système énergétique solaire il faut, pour la région intéressée, définir le profil des fluctuations du rayonnement solaire, en intensité et en quantité, à partir d'une étude statistique sur plusieurs années. Le volume des données solaires instantanées peut être ensuite réduit afin de rendre la simulation du fonctionnement du système compatible avec les moyens informatiques[1].

I. SPHERE CELESTE :

La sphère céleste est une sphère imaginaire de rayon indéfini, établie dans les cieux et ayant comme centre l'œil d'un observateur terrestre. La sphère est la base du système de coordonnées employé pour déterminer les positions des astres. Elle est également utilisée pour désigner les intervalles de temps.

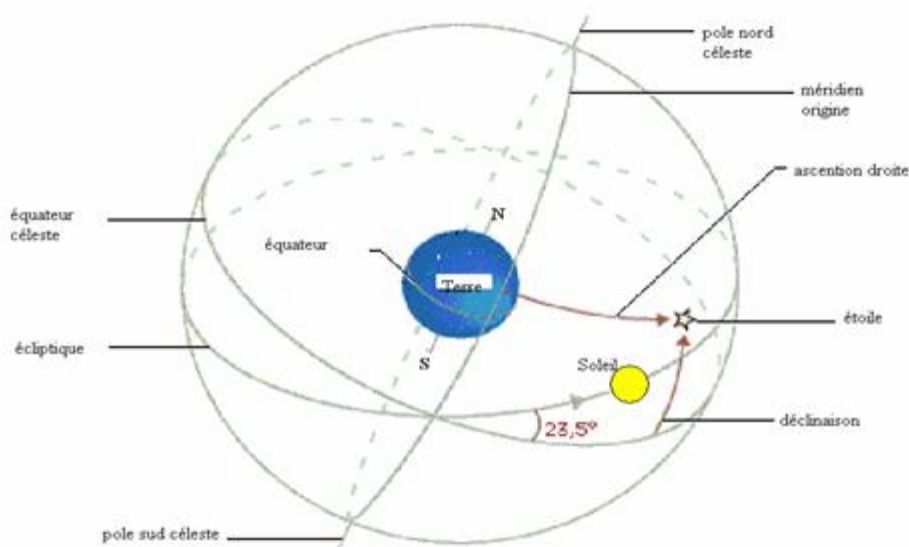


Figure (I-1): sphère Celeste [2]

I.1.COORDONNEES CELESTES:

I.1.1. COORDONNEES GEOGRPHIQUES:

Ce des coordonnées angulaires qui permettent le repérage d'un point sur la terre.

L'attitude φ :

C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considère. L'équateur terrestre est donc caractérisé par une latitude égal à 0° , le pôle nord par la latitude $+90^\circ$ et la pole sud par la latitude -90°

Longitude λ :

C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. On a choisi pour méridien (origine 0°), le plan passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention on affecte du signe (+) le méridien situé à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridien situé à l'ouest .

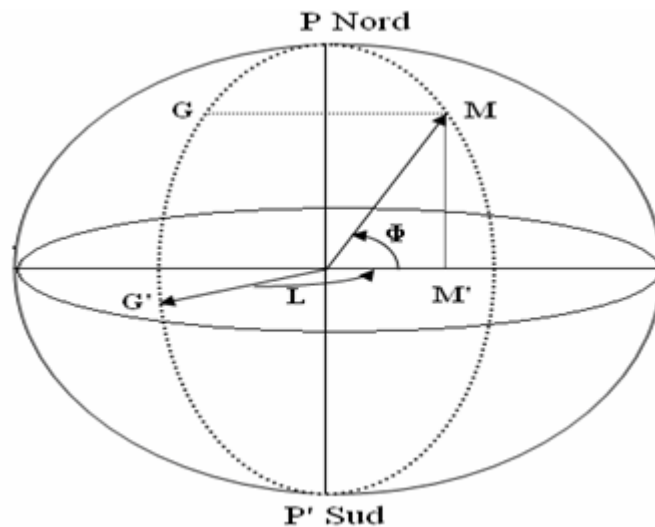


Figure (I-2): coordonnées géographiques [2]

I.1.2.COORDONNEES HORAIRES

Déclinaison du soleil δ :

C'est l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial, elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $23,45^\circ$, elle est nulle aux équinoxes (21mars et 21 septembre), maximal au solstice d'été (21juin) et minimale au solstice d'hiver (21decembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation :

$$\delta = 23,45^\circ \sin [0.980(n + 284)] \tag{I-1}$$

est le numéro du jour de l'année

L'angle horaire du soleil ω :

L'angle horaire ω , représente l'arc compris entre le rayonnement solaire incident et le plan méridien du lieu, la valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive dans l'après-midi et augmente de 15° par heure

$$\omega = 15(TSV - 12) \tag{I-2}$$

Avec TSV: temps solaire vrai.

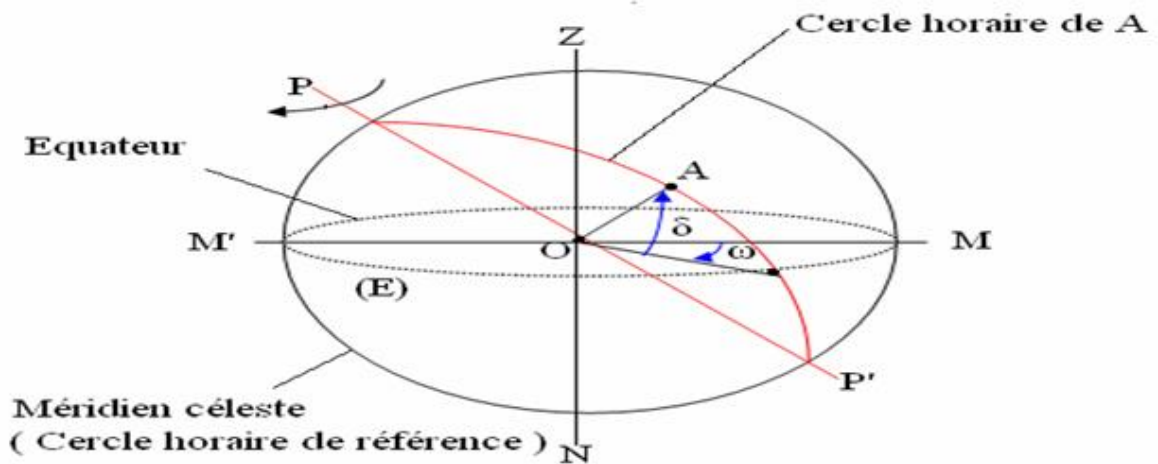


Figure (I-3): coordonnées horaires [2]

I.1.3.COORDONNEES HORIZONTALES

Hauteur angulaire du soleil h :

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur un plan horizontal.

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) \tag{I-3}$$

φ : Latitude du lieu.

Azimut a :

C'est l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil, on peut le compter positivement de 0° à +180° vers l'ouest et négativement de 0° à -180° vers l'est

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(h)} \tag{I-4}$$

Avec :

ω : angle horaire

δ : Déclinaison du soleil

h : hauteur du soleil

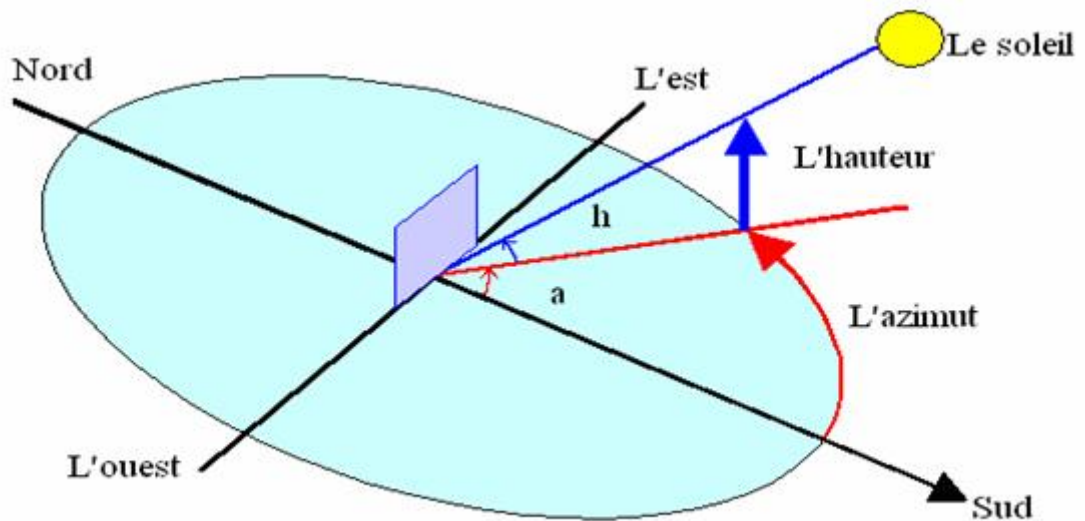


Figure (I-4): coordonnées horizontale [2]

Angle horaire au lever et au coucher du soleil : [3]

$$\omega_L = -\omega_C = \arccos(-\tan(\psi) \tan(\delta)) \tag{I-5}$$

II Spécification de la région d'étude

II.1 Les différentes zones énergétiques de l'Algérie :

On peut dire qu'il y peu de pays qui reçoivent autant de flux d'énergie solaire que l'Algérie car elle est située entre les latitudes 20 et 37 degré nord partant du principe que l'altitude et le climat sont liés à l'ensoleillement, c'est par la connaissance des altitudes et du climat des localités de territoire algérien, L'Algérie possédant un gisement solaire important, de part son climat, la puissance solaire maximale en tout point de notre pays est d'environ 1Kw/m²

L'énergie journalière maximale moyenne (ciel clair, mois de juillet) dépasse les 6Kw/m² et l'énergie annuelle maximale en Algérie est de l'ordre de 2500 KWH/m² , la carte suivante représente les zones énergétiques en Algérie [3]

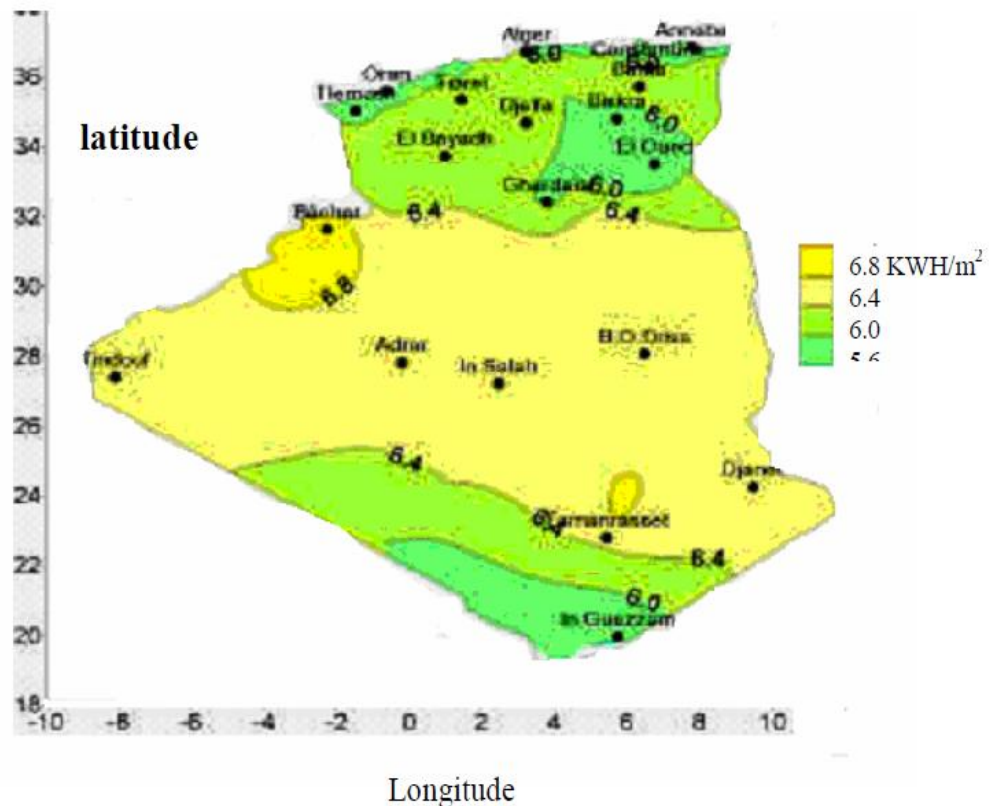


Figure (I-5): les différentes zones énergétiques de l'Algérie [3]

L'Algérie comporte 37 stations partagées en huit (8) zones, le tableau suivant représente les différents zones énergétiques :

Zones énergétiques	Type des stations	Numéro de station énergétique
Z01	ANNABA 02	02
Z 02	ALGER 04	01,04 .06, 08 09,12
Z03	BATNA 10	07, 10, 11, 15,17
Z04	OUARGLA 22	14, 16, 18, 19, 20, 21, 22,23
Z 05	INSALH 32	24, 26, 28, 29, 31, 32, 33, 34,35
Z06	ADRAR 30	25, 27,30
Z07	TAMENRASSET 37	37
Z 08	DJENET 36	36

Tableau (I.1) : les différentes zones énergétiques

II.1.1 Spécification de la région d'Ouargla

II.1.1.1Présentation du site :

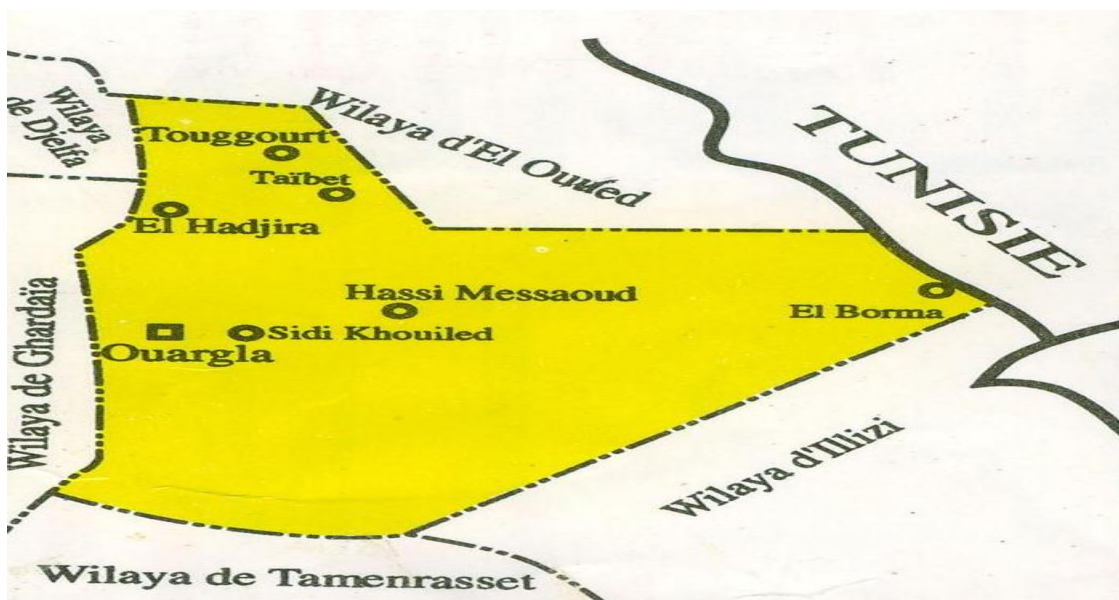


Figure (I.6) : Situation de la Wilaya d'Ouargla

La Wilaya de Ouargla est située au sud-est de l’Algérie (voir figure(I.6), couvrant une superficie de 163230 Km². Elle demeure une des collectivités administratives les plus étendues du pays. Elle a une population totale estimée à 579608 habitants en 2004 [3].

Elle est limitée :

- au Nord par les wilayas de Djelfa, El Oued et Biskra.
- à l'Est par la Tunisie.
- à l'Ouest par la wilaya de Ghardaïa.
- au Sud par les wilayas de Tamanrasset et Illizi.

II.1.1.2 Les données géographiques

Les coordonnées géographiques d’Ouargla sont données par le tableau suivant :

Altitude (z): 141m	Latitude (φ): 31° 57 Nord
Albédo (ρ) : 0.35	Longitude(λ) : 5°24’Est

Tableau (I.2): Les coordonnées géographiques de la wilaya d’Ouargla [3]

II.1.1.3Données climatiques de la ville d’Ouargla :

➤ **La température :**

La température est le facteur le plus important dans le climat à cause de sa liaison directe ou indirecte avec les autres facteurs climatiques. Comme elle a une grande influence sur la vie humaine et végétale [3].

La ville de Ouargla est caractérisée par un climat très chaud en été (au mois de juillet les températures mensuelles varient de 37 °C à 50 °C et très froid en hiver (au mois de janvier Les températures mensuelles sont variables de 9,7 °C à 10,8°)[3] .

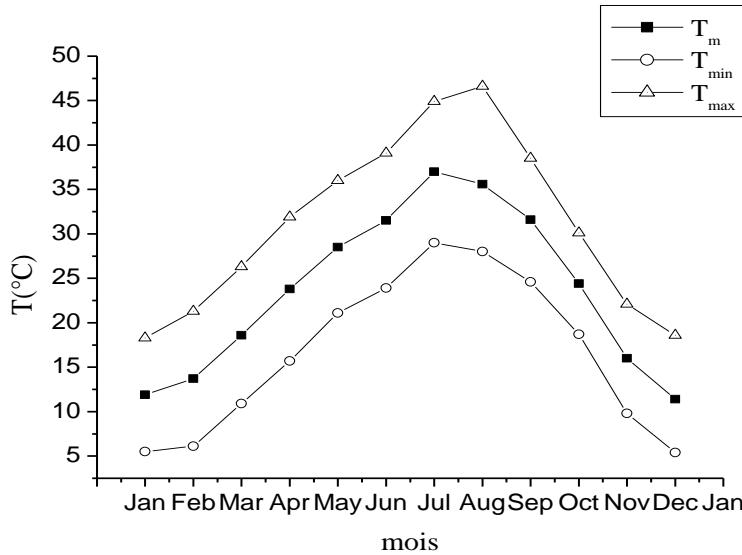


Figure (I-7): la moyenne mensuelle de la température

L'insolation :

L'insolation solaire moyenne est estimée à 2900 kWh/m² annuellement, la ville de Ouargla change de 2.280 kWh/m² en décembre, à 7.620 kWh/m² en juillet, sur une surface horizontale. Le rayonnement diffus est évalué à 1.324 kWh/m² en janvier, et 1.984 kWh/m² en juillet.

I.2 TEMPS SOLAIRES :

I.2.1. Le temps solaire vrai TSV:

On appelle Le temps solaire vrai en un lieu et un instant donné, l'angle horaire du soleil en ce lieu et à cet instant:

$$TSV = 12 + \omega/15 \tag{I-6}$$

I.2.2. Le temps solaire moyen TSM:

C'est le temps qui correspond à une rotation uniforme de la terre autour du soleil. Il diffère peu du TSV (écart maximal ET = 16 minutes)

$$TSM = TSV + ET \tag{I-7}$$

I.2.3. Le temps universel TU :

On définit le temps universel TU comme le temps solaire du méridien fondamental (méridien Greenwich) Pour un lieu de longitude λ :

$$TU = TSM - \lambda \tag{I-8}$$

λ : Etant la longitude traduite en heures (1 heure pour 15 degrés).

I.2.4.Équation du temps ET :

C'est l'écart entre le temps solaire moyen TSM et le temps solaire vrai TSV selon le jour de l'année considère:

$$ET=TSM-TSV \tag{I-9}$$

et durant l'année elle donnée par la formule suivante : [3]

$$ET=(0.0002-0.4797.\cos(Zn)+3.2265.\cos(2.Zn)+0.0903.\cos(3.Zn) + 7.3509.\sin(Zn)+9.3912.\sin(2.Zn)+0.3361.\sin(3.Zn)) \tag{I-10}$$

Avec :Z c'est un constante (Z=0.984)

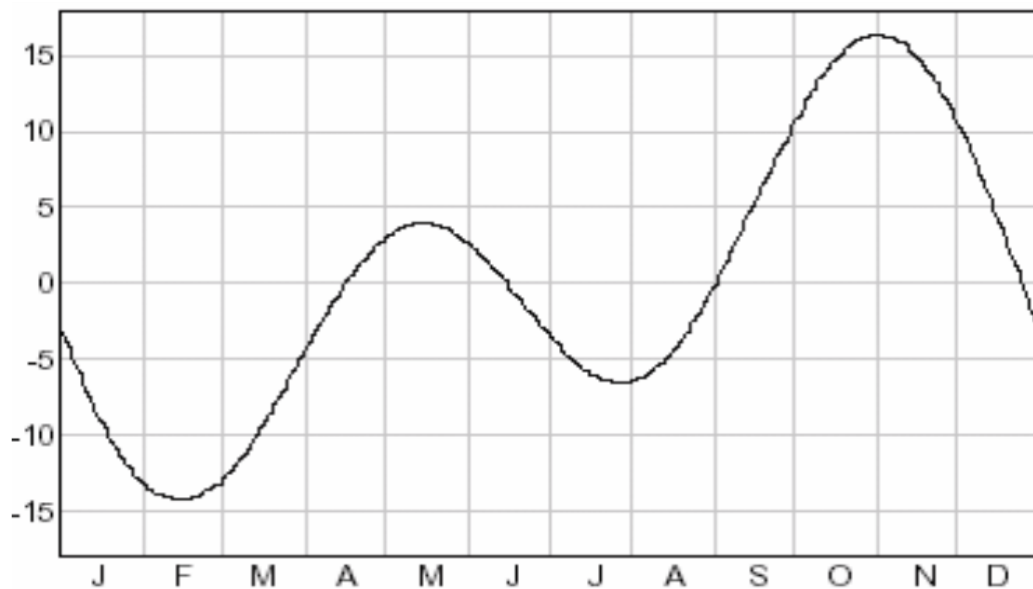


Figure (I-8):Représentation graphique de l'équation du temps en fonction des mois

I.2.5. Temps légal TL

C'est l'heure officielle d'un état, ou l'heure du fuseau horaire, aux décalages conventionnels près (la terre est divisée en 24 fuseaux, de 15 de large, centrés sur les méridiens dont la longitude est un multiple de 15)

$$TL = TU + C \tag{I-11}$$

TU : temps universel.

C : est le décalage entre TL et TU, qui rend compte du décalage de fuseaux et du décalage administratif. $C = TL$ (pour midi TU)-12

Par exemple en Algérie il est 13h à midi TU, donc $C = 1$

On dit que l'heure légale de l'Algérie est : (TU+1)

I.2.6. La relation entre le temps légale et la position du soleil (angle horaire) :

Nous avons l'ensemble des relations suivant [3] :

$$TSV = 12 + \left(\frac{\omega}{15}\right) \tag{I-12}$$

$$TSM = TSV - 60.ET \tag{I-13}$$

$$TU = TSM - \left(\frac{\lambda}{15}\right) \tag{I-14}$$

$$TL = TU + C \tag{I-15}$$

A partir de ces équations on peut trouver la relation suivant :

$$\omega = \lambda + 15(ET + TL - 12 - C) \tag{I-16}$$

Avec :

ET : équation de temps en minute

ω : L'angle horaire en degré

λ : longitude du site en degré

I.2.7. Temps solaire au lever(TSL)

Le temps solaire au lever est donné par la relation suivant [3]

$$TSL = 12 + \left(\frac{\omega L}{15}\right) \quad (\text{I-17})$$

I.2.8. Temps solaire au coucher (TSC)

$$TSC = 12 - \left(\frac{\omega L}{15}\right) \quad (\text{I-18})$$

I.3 Repérage de la position du soleil

Le repérage de la position du Soleil s'effectue par les deux angles l'azimut α et la hauteur h qui se calculent par les formules théoriques suivantes : [4]

l'azimut α :

Trois cas peuvent se présenter : le panneau en position horizontale, le panneau incliné fixe et le panneau perpendiculaire suivant la trajectoire des rayons solaires.

Nous désirons dans notre étude d'orientation et de simulation de maintenir le panneau Perpendiculaire aux rayons solaires.

Les rayons solaires forment un angle incident θ avec la normale au plan considéré, comme

Le montre la figure suivante :

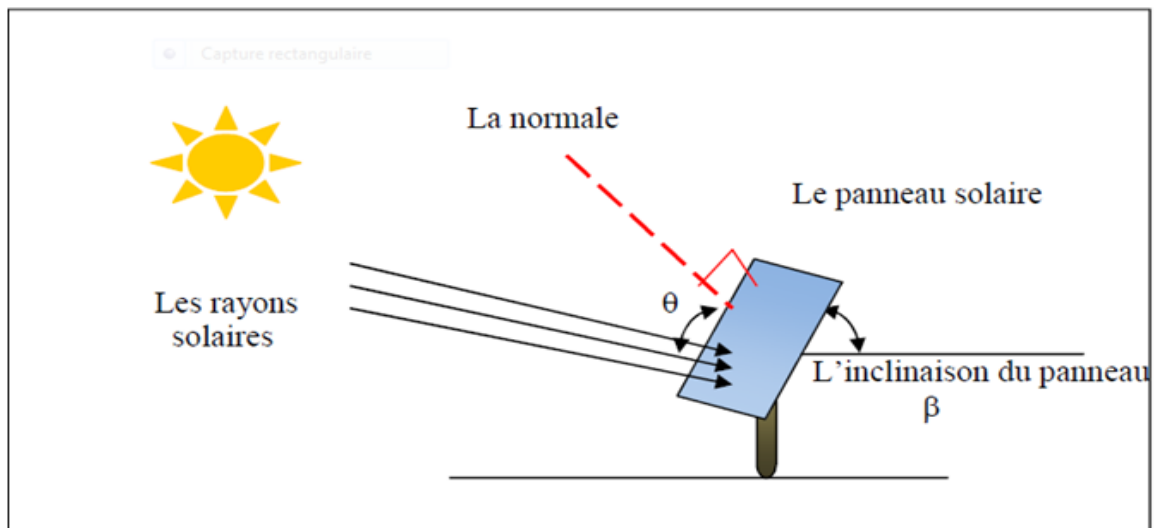


Figure (I-9): les rayons solaires sur un plan incliné

Le panneau est incliné d'un angle β , les rayons solaires arrivent avec une hauteur h , les deux angles doivent être complémentaires et former 90° . Nous devons incliner le panneau de telle sorte que les rayons solaires arrivent perpendiculairement sur la surface. Cela revient

donc à annuler l'angle incident θ et à déterminer l'angle d'inclinaison du panneau .

L'équation générale qui nous permet de calculer les angles (a, h) pour les différentes positions du panneau est: [4], [5], [7]

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \sin(L)\sin(\delta) \cos(\beta) - \cos(L) \sin(\delta) \sin(\beta) \cos(a) & (I-20) \\ & + \cos(L) \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\beta) + \sin(L) \cos(\delta) \sin(\beta) \cos(\omega) \cos(a) \\ & + \cos(\delta) \sin(\omega) \sin(\beta) \sin(a) \end{aligned}$$

- Cas d'un plan horizontal: l'inclinaison du panneau est nulle et l'équation (I-20) Devient.[4], [5], [7]

$$\sin(h) = \cos(\theta) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(\omega) \tag{I-21}$$

- Cas d'un plan perpendiculaire: l'équation (I-20) devient [7]

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & -\cos(L)\sin(\delta) \cos(a) + \sin(L) \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(a) & (I-22) \\ & + \cos(\delta) \sin(\omega) \sin(a) \end{aligned}$$

Pour une poursuite du soleil suivant deux axes, avec le panneau orienté en permanence face au soleil, sous une incidence normale l'angle incident θ doit être nul [7]

$$\cos(\theta) = 1 \tag{I-23}$$

L'inclinaison du panneau β :

L'inclinaison du panneau se détermine finalement par la relation [5], [7]

$$\beta = 90 - h \tag{I-24}$$

I. Le rayonnement solaire

C'est un rayonnement thermique qui se propage sous la forme d'onde électromagnétique. En dehors de l'atmosphère terrestre, il donne un éclairement énergétique a peu près constant et égale à $1367w/m^2$, appelé de ce fait constante solaire.

I.5.1.Les composantes du Rayonnement solaire:

I.5.1.1Rayonnement direct :

Se définit comme étant le rayonnement provenant du seul disque solaire, il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages

I.5.1.2.Rayonnement diffus:

Dans sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire est diffusé par les molécules de l'air et les particules en suspension. Le rayonnement solaire diffus n'est donc nul que la nuit.

I.5.1.3. Rayonnement global : C'est la somme des deux types de rayonnements direct et Diffus.

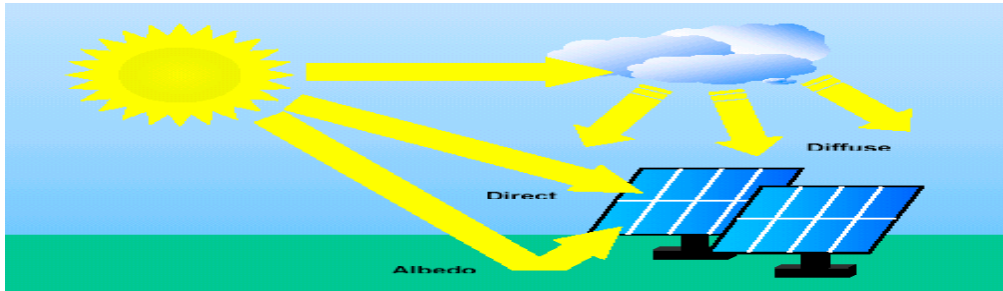


Figure (I-10): composantes du rayonnement solaire. [9]

I.5.2 Calcul du rayonnement solaire direct sur un plan récepteur perpendiculaire, sur un plan incliné fixe et sur un plan horizontal

I.5.2.1 Plan horizontal :

Le rayonnement globale sur un plan horizontal est la somme du rayonnement direct et diffus donné par : [8]

$$G = S + D \tag{I-25}$$

Où

S : le rayonnement direct reçu par une surface horizontale.

D : le rayonnement diffus provenant du ciel, reçu par une surface horizontale.

G: le rayonnement global reçu par une surface horizontale.

I.5.2.2 Rayonnement solaire direct sur un plan horizontal

Le rayonnement solaire direct reçu sur un plan horizontal peut être déterminé par: [4]

$$S = F \cdot \sin(h) \tag{I-26}$$

avec $\sin(h)$ évalué par (I-3)

où F est le flux incident reçu sur une surface face aux rayons solaires et peut être évalué par :

$$F = E_{\text{sol}} \cdot \exp \left(T_L / (0.9 + 9.4 \sin(h)) \right) \text{ [w/m}^2 \text{]} \tag{I-27}$$

avec $E_{\text{sol}} = 1370 \text{ w/m}^2$ et T_L le facteur de trouble de Linke défini comme suit :

$$T_L = 2.4 + 14.6B + 0.4(1+2B)\ln(Pv) \tag{I-28}$$

Où B est le coefficient de trouble atmosphérique qui prend une des valeurs :

B = 0.02 pour un lieu situé en montagne

B = 0.05 pour un lieu rural

B = 0.10 pour un lieu urbain

B = 0.20 pour un lieu industriel (atmosphère polluée)

P_v est la pression partielle de vapeur d'eau , qui se calcule par :

P_v = P_{vs}*HR avec P_{vs} la pression de vapeur saturante, HR le taux moyen d'humidité relative et :

$$P_{vs} = 2.165*(1.098 + T/100)^{8.02} \text{ où } T \text{ est la température de l'air en } ^\circ\text{C.} \quad (\text{I-29})$$

I.5.2.3 Calcul du rayonnement diffus sur un plan horizontal

Le rayonnement solaire diffus sur un plan horizontal peut être déterminé par : [4]

$$D = 54.8 \sqrt{\sin(h)} * (T - 0.5 - \sqrt{\sin(h)}) \quad (\text{I-30})$$

Où T_L est le facteur de trouble de Linke calculé par la formule.

I.5.2.4. Rayonnement solaire direct sur un plan incliné

Le rayonnement direct est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications, il est possible de l'estimer par la formule suivante : [4]

$$S = F * CI \quad (\text{I-31})$$

Où F est le flux incident reçu sur une surface face aux rayons solaires.

C_i étant le coefficient d'orientation, c'est l'angle formé par le rayonnement solaire avec la perpendiculaire d'une surface. Ce coefficient est défini d'une part par la hauteur du soleil (h) et son azimut (a) et d'autre part par l'orientation (o) figure (IV.4) et l'inclinaison (β) du plan récepteur. L'orientation (o) est négative vers l'Est, positive vers l'Ouest et nulle vers le sud. Le calcul du coefficient d'incidence C_i est obtenu par la formule suivante: [4]

$$C_i = (\sin(\beta)\cos(h) \cos(o - a) \cos(\beta)\sin(h)) \quad (\text{I-32})$$

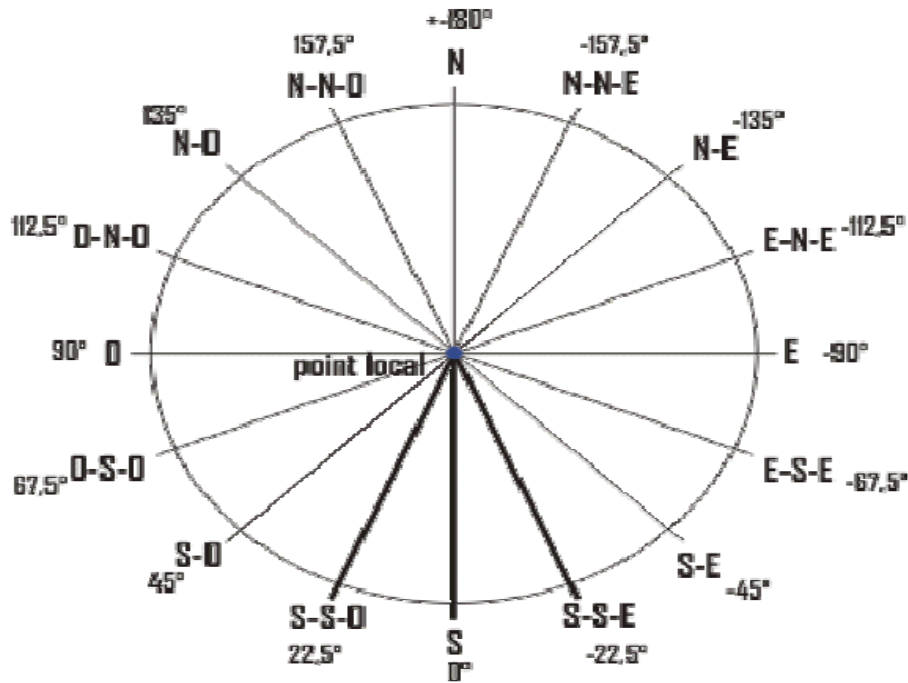


Figure (I-11): les roses d'orientation

Pour calculer le rayonnement solaire sur un plan incliné fixe, les angles d'inclinaison (β) et d'orientation (α) sont choisis suivant le cas étudié et remplacés dans l'équation. Le calcul du rayonnement solaire incliné fixe est un cas particulier du calcul du rayonnement Solaire pour un plan perpendiculaire orienté à la poursuite des rayons solaires calculé par: [4]

I.5.2.5. Calcul du rayonnement diffus sur un plan incliné:

Le rayonnement solaire diffus D arrive sur le plan récepteur incliné après avoir été diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère, il n'a pas de direction privilégiée, de ce fait, l'orientation du plan (l'azimut) n'a pas d'importance, seule son inclinaison en α .

Ainsi sur un plan récepteur d'inclinaison (β), D se calcule [37], [4]

$$D = 125 \cdot \sin(h)^{0.4} \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + 211.86 \sin(h)^{1.22} \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \text{ [W/m}^2 \text{]} \quad \text{[I.33]}$$

Le rayonnement diffus pour un plan incliné fixe est un cas particulier du rayonnement diffus pour un plan incliné mobile, l'inclinaison (β) doit être prédéfinie

I.5.3. Instruments de mesure:**I.5.3.1 Héliographe:**

L'héliographe est un instrument qui permet de mesurer la durée de l'insolation en un point de la surface de la planète. Cet instrument est composé d'une boule de verre qui concentre le rayonnement solaire en un point d'un papier thermosensible. Au fil du temps une trace apparaît. La longueur de cette trace donne la durée d'ensoleillement.

Notons toutefois que le seuil de sensibilité du papier est de 120 W/m^2 : [1]

I.5.3.2. Le pyranomètre:

Un pyranomètre est un capteur de flux thermique utilisé pour la mesure du rayonnement global. Un courant électrique, proportionnel à l'éclairement reçu, est fourni par une thermopile protégée par deux hémisphères en verre et par un disque métallique recouvert de peinture blanche. Le verre est transparent aux longueurs d'onde comprises dans la bande spectrale ($0.3 - 2.5 \mu\text{m}$). L'appareil placé horizontalement grâce à un niveau à bulle, donne la valeur de l'éclairement global G : [1]

I.5.3.3. Le pyréliomètre:

Instrument de mesure du rayonnement direct. L'appareil est orienté de façon que sa surface réceptrice soit normale aux rayons solaires.

Il mesure le rayonnement solaire provenant de l'angle solide limité au disque solaire parvenant sur une surface unité perpendiculaire à l'axe de cet angle solide. : [1]

Conclusion:

L'étude du rayonnement solaire s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation d'un système de captation solaire.

Le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend également du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil.

Un capteur solaire fixe reçoit le maximum d'énergie lorsqu'il est orienté vers le sud et est incliné selon un angle pratiquement égal à la latitude du lieu. Par exemple les capteurs installés à Ouargla sont inclinés de (31.93°) .

Pour que le rayonnement solaire soit perpendiculaire au panneau solaire, et afin d'optimiser tout le système de captation, il est nécessaire de recourir à la technique de poursuite du soleil.

Chapitre II

Systeme poursuite solaire dans un pv

II.Énergie solaire :

L'énergie solaire correspond au type d'énergie que le soleil diffuse dans l'atmosphère par son rayonnement. Elle est obtenue grâce à des panneaux solaires et est utilisée par les humains sous deux formes différentes : électrique et thermique. L'énergie solaire photovoltaïque permet de transformer les rayons du soleil en électricité, par une réaction photovoltaïque par l'utilisation des cellules solaires photovoltaïque, tandis que l'énergie thermique est plutôt utilisée pour produire de la chaleur.les panneaux solaires peuvent être installés partout où le soleil brille toute l'année, comme c'est le cas pour les pays situés aux abords de la ligne équatoriale, mais peuvent également servir de source d'énergie d'appoint dans les régions plus nordiques comme la nôtre.

Par l'utilisation de deux types de capteur, capteurs solaires plan qui est utilisé pour

Le chauffage de l'eau, le séchage des récoltes agricoles, et des capteurs solaires à concentration dont leur accès à très haute température produit la vapeur chaude et comprimée par la concentration du rayonnement solaire sur la surface de l'absorbeur par des surfaces réfléchissantes, ce deuxième type de capteur (capteur solaires à concentration) permet aussi de produit l'électrice comme les cellules solaires photovoltaïque.



Figure (II-1) Exemple sur les capteurs plans d'énergie solaire. [1]

On peut donner le résumé de ce passage, selon l'utilisation d'énergie solaire, on désigne le plan suivant: [1]

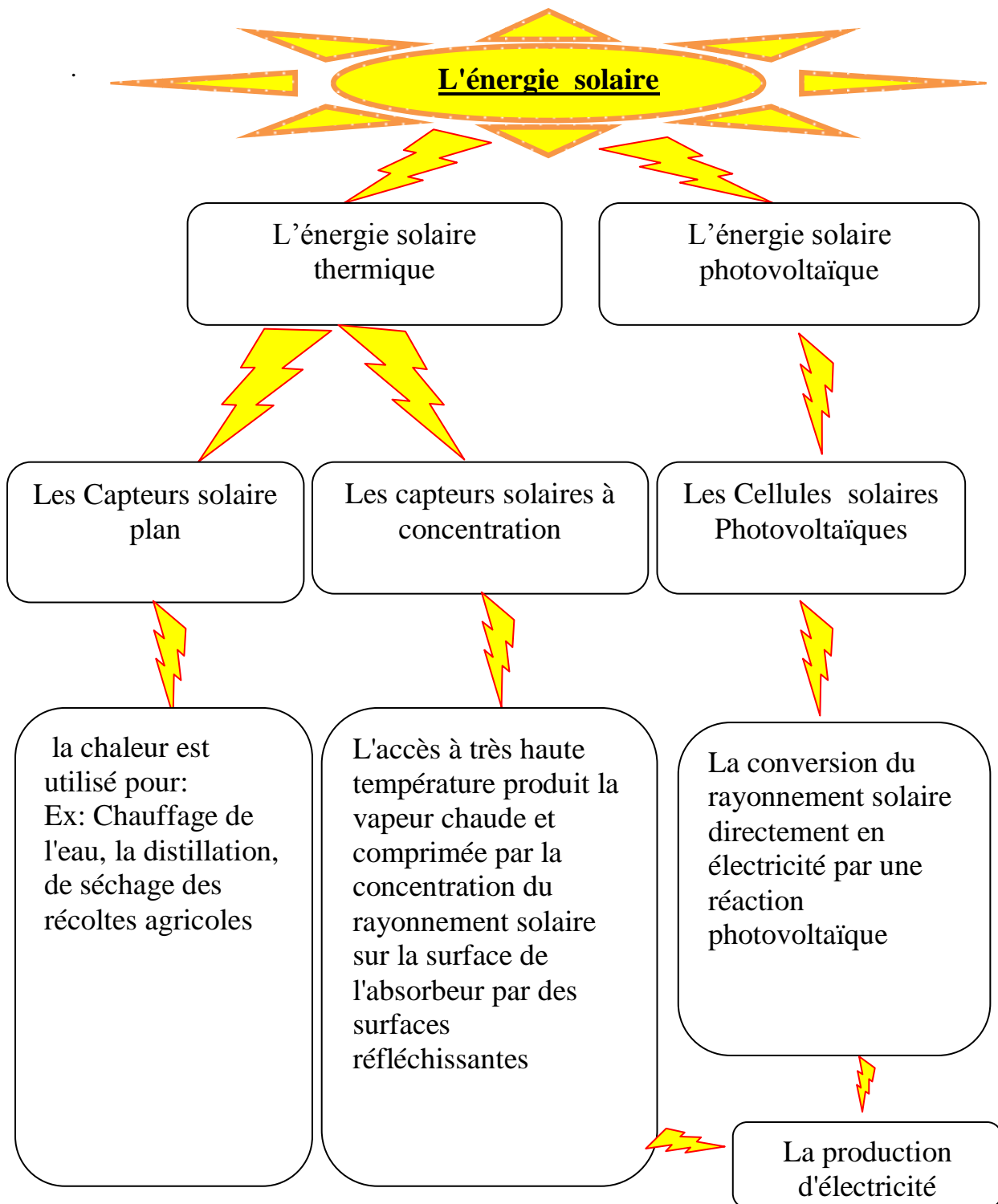


Figure (II-2) : Plan de l'utilisation de l'énergie solaire.

Avantage :

- La source d'énergie solaire (soleil) est une source naturelle.
- Le système est silencieux et sans danger pour les humains.
- Des formes d'aides gouvernementales peuvent aider à financer l'installation des panneaux.

Inconvénients:

- Les prix de fabrication et d'installation des panneaux sont assez élevés.
- Il est impossible d'obtenir une autonomie énergétique complète par le biais de panneaux solaires seulement.
- Le rendement énergétique est plutôt faible (300 W maximum pour un panneau solaire domestique) [1].

II.1 Énergie solaire photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque se base sur l'effet photoélectrique pour créer un courant électrique continu à partir d'un rayonnement électromagnétique. Cette source de lumière peut être naturelle (soleil) ou artificielle (une ampoule). L'énergie photovoltaïque est captée par des cellules photovoltaïques, un composant électronique produit de l'électricité lorsqu'il est exposé à la lumière. Plusieurs cellules peuvent être reliées pour former un module solaire photovoltaïque ou un panneau photovoltaïque. Une installation photovoltaïque connectée à un réseau d'électricité se compose généralement de plusieurs panneaux photovoltaïques, leur nombre pouvant varier d'une dizaine à plusieurs milliers.

La cellule photovoltaïque est un composant électronique qui est la base des installations produisant cette énergie. Elle fonctionne sur le principe de l'effet photoélectrique. Plusieurs cellules sont reliées entre elles sur un module solaire photovoltaïque, plusieurs modules sont regroupés pour former une installation solaire. Cette installation produit de l'électricité qui peut être consommée sur place ou alimenter un réseau de distribution: [1]

II.2. Cellule photovoltaïque

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Nous allons ici présenter rapidement le fonctionnement du phénomène photovoltaïque: [9]

II.2.1. Le Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont fabriquées à partir d'une jonction pn au silicium (diode). Pour obtenir du silicium dopé n, on ajoute du phosphore. Ce type de dopage permet au matériau de libérer facilement des électrons (charge -).

Pour obtenir du silicium dopé p, on ajoute du bore. Dans ce cas, le matériau crée facilement des lacunes électroniques appelées trous (charge +).

La jonction pn est obtenue en dopant les deux faces d'une tranche de silicium. Sous l'action d'un rayonnement solaire, les atomes de la jonction libèrent des charges électriques de signes opposés qui s'accumulent de part et d'autre de la jonction pour former un générateur électrique.

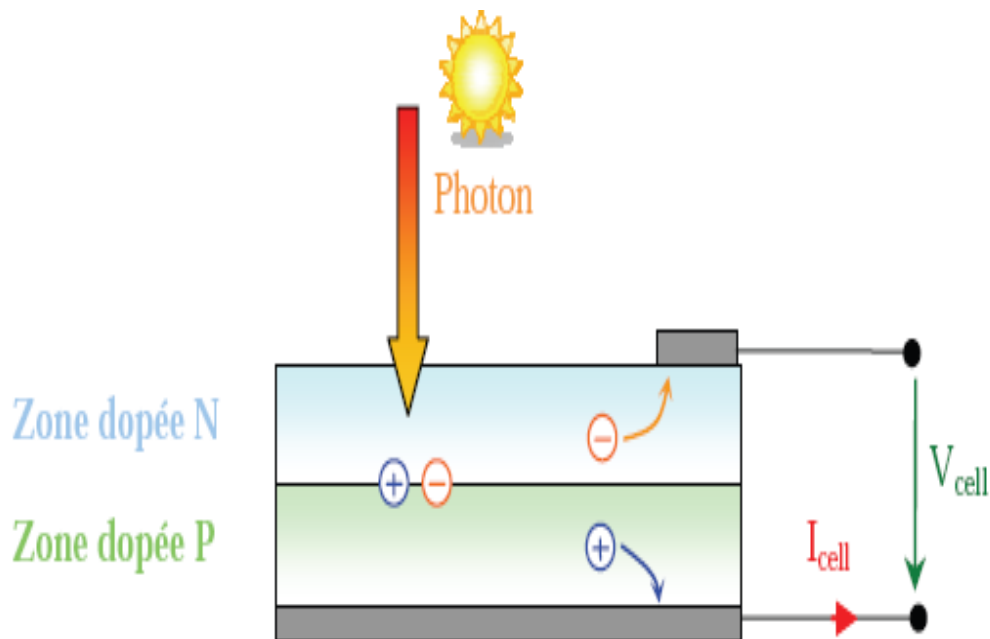


Figure (II-3) : Le Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque (9)

II.2.2 Les différents types de panneaux photovoltaïques

II.2.2.1 Les panneaux PV avec des cellules monocristallines

Les panneaux PV avec des cellules monocristallines sont des photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal.

Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant

Plus efficace que le silicium poly-cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau.

Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal.

Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium.

Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction p-n dépôt de Couche anti reflet, pose des collecteurs), le wafer devient une cellule.

Les cellules sont rondes ou presque carrées et vues de près, elles ont une couleur uniforme.

Elles ont un rendement de 12 à 18%, mais la méthode de production est laborieuse.



Figure (II-4) : Panneaux PV (cellule monocristalline) [14]

II.2.2.2 Les panneaux PV avec des cellules poly-cristallines

Les panneaux PV avec des cellules poly cristallines sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes). Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines.

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur

fabrication. Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure Poly-cristalline.

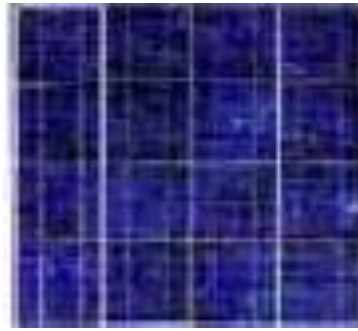


Figure (II-5) : Panneaux PV(cellule poly cristalline) [14]

II.2.2.3. Les modules photovoltaïques amorphes :

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, Mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.

Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies poly cristallines ou monocristallines.

Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grande surface à bas coût en utilisant peu de matière première [14].



Figure (II-6) : Module photovoltaïque amorphe [14]

II.2.3 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

a) Circuit électrique idéal

La cellule photovoltaïque peut être représentée par le circuit électrique équivalent donnée par la figure (II-7) composé d'un générateur de courant et d'une diode parallèle. Le courant I généré par la cellule s'écrit alors [9] :

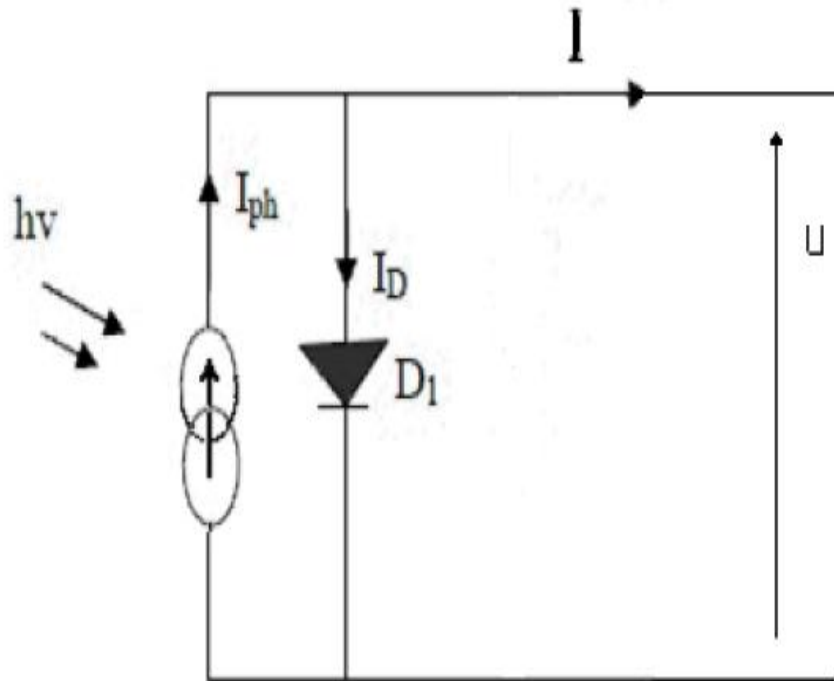


Figure (II-7) : schéma électrique idéal de cellule photovoltaïque

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

$$I_D = I_s \left(e^{\frac{u}{U_T}} - 1 \right) \quad (II-2)$$

$$I = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{u}{U_T}} - 1 \right) \quad (II-3)$$

U : tension. U_T : KT/q tension thermique.

K : 1.38×10^{-23} constant de Boltzmann.

q : 1.602×10^{-19} charge de l'électron.

T : température absolue en °K.

I_s : Courant de saturation de la diode.

I_{ph} : Photo courant.

b) Circuit électrique réel :

En réalité, il existe l'influence de résistances dans la génération du courant, et le circuit électrique équivalent est alors représenté par la figure (II-8)

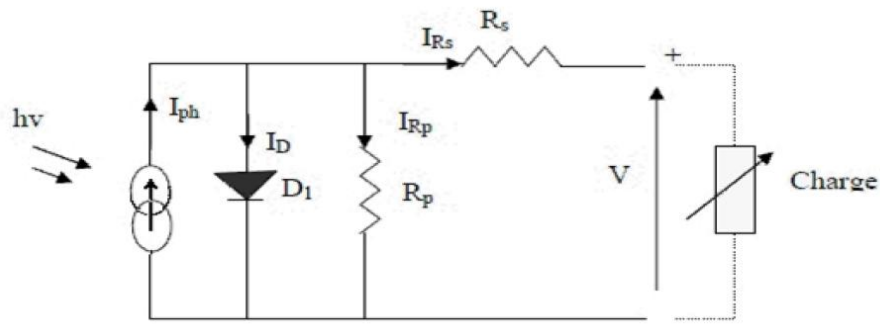


Figure (II-8) le schéma électrique équivalent d'une cellule PV.

La caractéristique courant-tension pour une température donnée et un éclairement solaire fixé est [9]:

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \tag{II-4}$$

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{A.K.T_c}} - 1 \right) \tag{II-5}$$

$$I_{sh} = (V + R_s I) / R_p \tag{II-6}$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{A.K.T_c}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \tag{II-7}$$

A : le facteur d'idéalité de la jonction ($1 < A < 3$)

I_{ph} : Photo courant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident)

I_0 : Courant de diode, représente le courant de fuite interne à une cellule causée par la Jonction p - n de la cellule.

R_p : Résistances shunt représente les fuites autour de la jonction p-n dues aux impuretés et sur les coins de cellule.

R_s : Résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi conducteur, ainsi les résistances ohmique et de contact au niveau des connections des cellules.

q : la charge de l'électron ($1,6.10^{-19}$ C).

K : constant de Boltzmann ($1,38.10^{-23}$ J/K).

T_c : température de jonction (K).

$$T_c = T + (NOCT - 20) E_g / 800$$

T : la température ambiante.

E_g : Éclairement.

NOCT :(Nominal operating cella température), température nominal de fonctionnement de la cellule qui est mesurée sous les conditions suivantes :

- Journée claire d'ensoleillement moyenne 800(w/m2).
- Température ambiante de (20°C).
- Vitesse moyenne du vent (1m/s).

En négligeant le terme $(V+R_s.I)$ Rp pour une résistance shunt très grande.

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s.I)}{A.K.T_c}} - 1 \right) \quad (\text{II-8})$$

c) La puissance

La partie intéressante de la caractéristique courant-tension pour l'utilisateur c'est celle que génère de l'énergie, donc ce ne sera ni au point de tension de circuit ouvert, ni au point de court circuit, qui ne génère aucune énergie puisque la puissance est le produit du courant par la tension, donc la puissance maximale génère par la cellule. [9]

$$P_m = I_m \times V_m \quad (\text{II-9})$$

- La puissance du panneau constitué des cellules parallèle :

$$P_p = N_p \times I \times V \quad (\text{II-10})$$

- La puissance du panneau constitué des cellules série :

$$P_s = N_s \times I \times V \quad (\text{II-11})$$

- La puissance du panneau constitué des cellules série et parallèle :

$$P_{p,s} = N_p \times I \times V \times N_s \quad (\text{II-12})$$

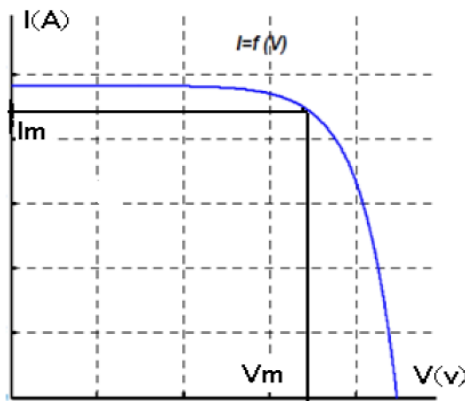


Figure (II-9) : caractéristique $I=f(v)$.

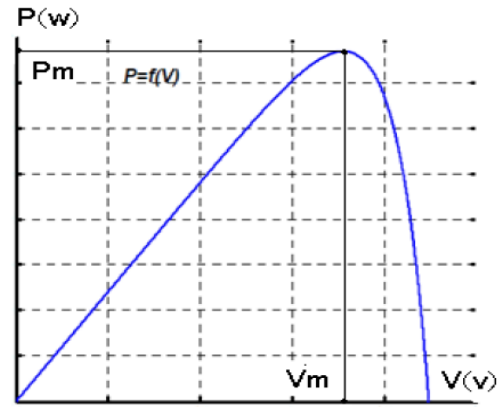


Figure (II-10) : caractéristique $P=f(v)$

P_m : la puissance maximale.

I_m : le courant maximum.

V_m : la tension maximale.

N_s : le nombre des cellules associé en série.

N_p : le nombre des cellules associé en parallèle.

Le courant de court circuit I_{cc} :

Soit le courant débité par la cellule quand la tension à ses bornes est nulle .en pratique ce courant est très proche de la photo courant I_{ph} .

La tension de circuit ouvert V_{co} :

Soit la tension qui apparait aux bornes de la cellule quand le courant débité est nul.

Le facteur de forme : Qui indique le degré d'idéalité de la caractéristique, soit le rapport :

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} \cdot I_{cc}} \tag{II-13}$$

Le rendement :

η définit le rendement énergétique d'une cellule par le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule et la puissance incidente :

$$\eta = \frac{P_m}{E.S} \tag{II-14}$$

Association de cellules:

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance au regard des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. En effet une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension très faible, par principe, puisqu'il s'agit d'une

tension de jonction. Les générateurs photovoltaïques sont, par conséquent, réalisés par association d'un grand nombre de cellules élémentaires.

Ces cellules sont commercialisées sous la forme de modules photovoltaïques associés généralement en série pour élever la tension, un certain nombre de cellules élémentaires de technologie et caractéristiques identiques. Suivant les besoins de l'utilisation, ces modules sont ensuite associés en réseau série-parallèle de façon à obtenir la tension et le courant désirés. Cette association doit être réalisée en respectant des critères précis, en raison des déséquilibres apparaissant dans un réseau de photopiles en fonctionnement. En effet, bien que choisies théoriquement identiques, les nombreuses cellules qui constituent le générateur présentent des caractéristiques différentes du fait des dispersions de construction inévitables, mais aussi d'un éclairage et d'une température non uniformes sur l'ensemble du réseau. La mise en place de dispositifs de protection efficaces contre les effets négatifs de ces déséquilibres sur le comportement et la fiabilité doit être prévue [9].

a)- Association de cellules en série:

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions à un courant donné. Comme montre la figure (II-11)

$$V_{sco} = N_s \times V_{co} \quad (II-14)$$

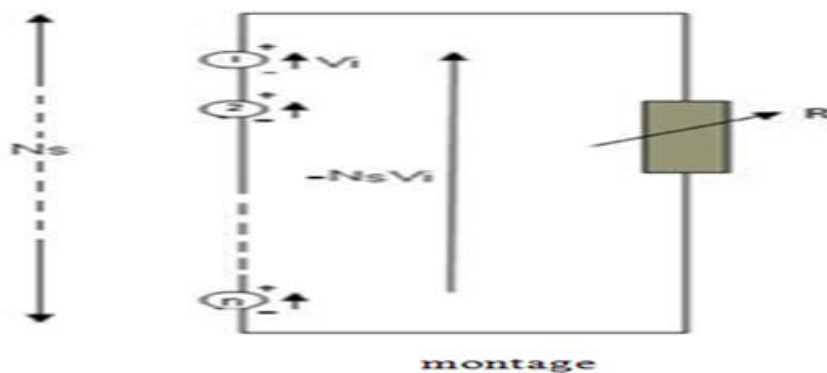


Figure (II-11) : Montage

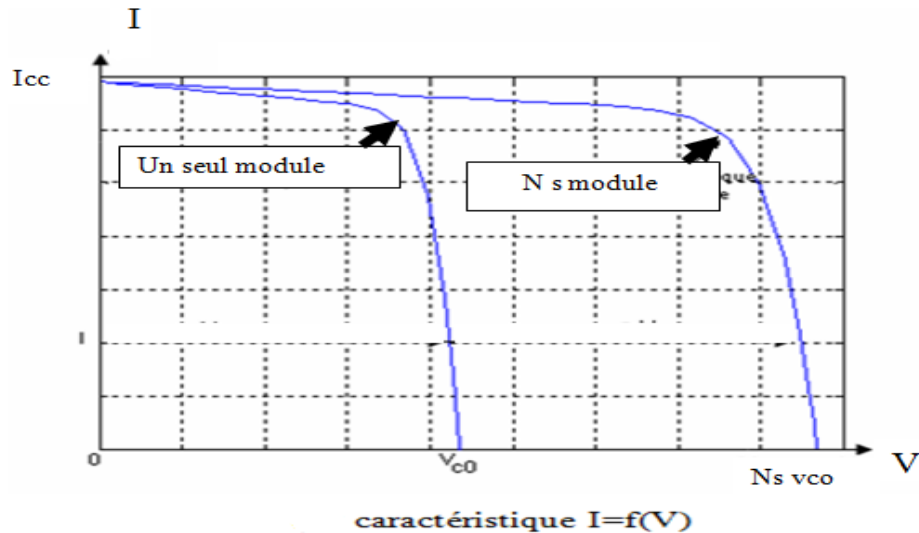


Figure (II-12) : Association de cellules en série

b)- Association de cellules en parallèle

Une cellule photovoltaïque est un générateur de courant de puissance finie. Son schéma équivalent est composé d'une source de courant (I_{ph}) proportionnel au rayonnement incident (G) et à la température ambiante (T_a). Cette source est fermée sur une diode (D) placée en parallèle avec une résistance shunt (R_{sh}). L'ensemble est mis en série avec une résistance de connexion (R_s). Le courant (I), généré suite à la connexion d'une charge, engendre une tension (V)

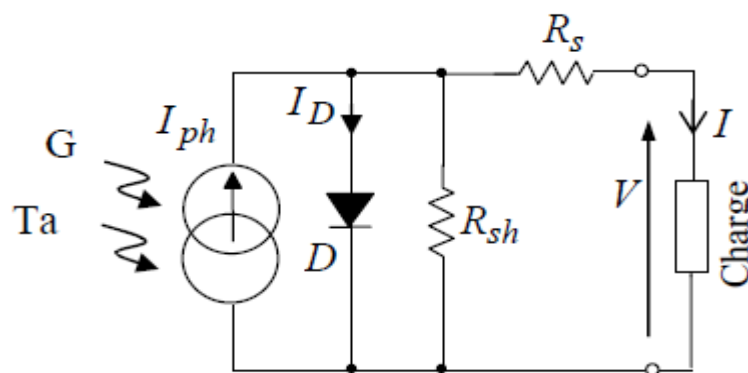


Figure (II-13) : le schéma électrique équivalent d'une cellule PV.

I_D : Courant dans la diode. Il représente le courant de fuite interne à une cellule.

R_{sh} : Résistance shunt. Elle est parcourue par un autre courant de fuite.

R_s : Résistance série. Elle engendre les pertes provoquées par le contact électrique des cellules entre elles.

Modèle d'un PVP:

Le modèle mathématique d'un PVP, basé sur le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque et sur les données fournies par son constructeur, est décrit par [10] :

$$I_{pv} = I_{pv,STC} + \Delta I \quad (II-15)$$

$$V_{pv} = V_{pv,STC} + \Delta V \quad (II-16)$$

Avec I_{pv} et V_{pv} sont respectivement le courant et la tension débités par le module et $I_{pv,STC}$ et $V_{pv,STC}$ ceux fournis dans les conditions standards (STC : Standard Conditions). Ces conditions sont définies pour un éclairement de $G=1000W/m^2$ et une température ambiante de $T_a=25^\circ C$. La valeur de $V_{pv,STC}$ est une donnée constructeur tandis que les grandeurs $I_{pv,STC}$, expriment par [10]

$$I_{pv,STC} = I_{sc,STC} (1 - K_1 (\exp((k_2 V_{pv,STC}) - 1))) \quad (II-17)$$

$$I = \alpha_s T_c (G/G_s T_c) \Delta T_c + (G/G_s T_c - 1) I_{sc,STC} \quad (II-18)$$

$$\Delta V = -\beta_{ocT} \Delta T_c - R_s \Delta I. \quad (II-19)$$

$$\Delta T_c = T_c - T_{sTc}. \quad (II-20)$$

$$T_c = T_a + (G/800)(NOCT - T_{a,ref}) \quad (II-21)$$

Avec :

$T_{a,ref}$: Température ambiante de référence ($^\circ C$)

NOCT: Température du module PVP en fonctionnement normal. (Normal Operating Cell Temperature) ($^\circ C$),

G : Ensoleillement reçu à la surface du module PVP (W/m^2)

T_a : Température ambiante, ($^\circ C$)

T_c : Température de contact ($^\circ C$)

β_{ocT} : Coefficient de température de la tension à vide du module PVP ($mV/^\circ C$)

$I_{sc,STC}$: Courant de court-circuit en conditions standards (A),

G_{STC} : Eclairement en conditions standards (W/m^2),

$\alpha_s T_c$: Coefficient de température du courant de court-circuit du module PVP ($mA/^\circ C$),

$I_{pv,STC}$: Courant débité par le module PVP en conditions standards (A),

$V_{pv,STC}$: Tension aux bornes du module PVP en conditions standards (V),

$K1$: Constante fixé par le constructeur,

$$K2 = k4 / V_{oc}^M \quad (II-22)$$

$$K4 = \ln[(1+k1)/k1], \quad k3 = \ln[I_{sc,sTc} (1-k1) - I_{mpp}/k1 I_{sc,sTc}], \quad (II-23)$$

$$M = [\ln(k3 - k4) / \ln(V_{mpp}/V_{oc})], \quad (II-24)$$

Avec :

V_{mpp} : Tension du module PVP correspondant au point de puissance maximale (V),

V_{oc} : Tension aux bornes du module PVP en circuit ouvert (V),

I_{mpp} : Courant du module PVP correspondant au point de puissance maximale (A).

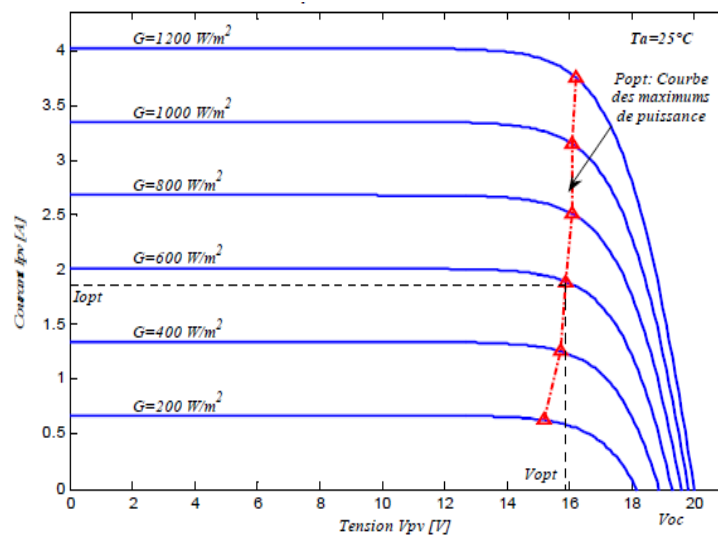


Figure (II-14) : Caractéristique Courant-Tension.

La figure ci-contre donne le réseau de caractéristiques (I_{pv}, V_{pv}) pour différents éclairements et une température ambiante constante (25°C).

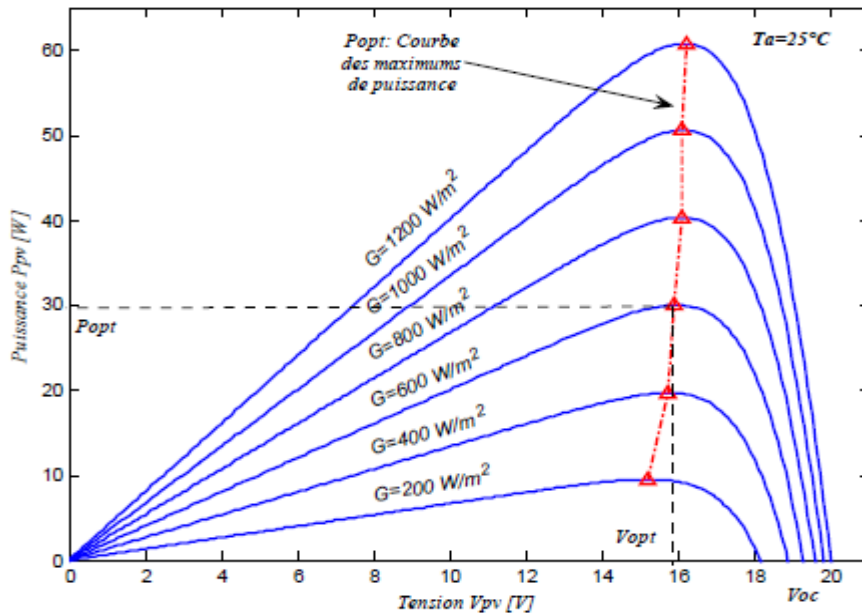


Figure (II-15) : Caractéristique Puissance-Tension.[10]

La figure ci-contre donne le réseau de caractéristiques (P_{pv}, V_{pv}) pour différents éclairements et une température ambiante constante (25°C).

II.2.4. Les avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque :

Avantage :

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïque permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Mégawatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé

Inconvénients :

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

- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15% avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- 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.

II.2.5. Système pour suiveur solaire:

Un tracker solaire ou suiveur de Soleil est un système utilisant le principe de l'héliostat. C'est une structure portante qui permet d'orienter des panneaux solaires afin d'en augmenter la productivité.

Son principe de fonctionnement est de s'orienter vers le Soleil tout au long de la journée, ce qui a pour effet d'augmenter la production d'énergie de manière substantielle. En effet, la position du soleil varie constamment, à la fois pendant la journée, mais aussi pendant les différentes périodes de l'année. Le tracker permet ainsi de placer au mieux le panneau par rapport au positionnement du Soleil (perpendiculaire au rayonnement si possible).

Suivre le soleil peut se faire sur deux axes : en azimut (d'est en ouest, à mesure de l'avancée de la journée) et en hauteur (selon la saison et l'avancée de la journée). L'idéal est d'utiliser un tracker à deux axes, mais il en existe aussi avec un seul (typiquement avec un suivi seulement en azimut, l'angle par rapport au sol étant fixé selon l'optimum local, qui dépend de la latitude).

II.2.5.1. Position du soleil par rapport à un observateur:

L'énergie solaire que reçoit une surface est régie uniquement par des lois astronomiques et géométriques. Ces dernières faisant intervenir la latitude du lieu, la déclinaison solaire, l'heure du jour et enfin l'orientation de la surface réceptrice.

La position du soleil dépend du temps solaire, du numéro du jour et de l'année, elle est exprimée par différents angles : [11], [12]

II.2.5.1.1. Angle de zénith :

C'est l'angle entre la verticale d'une surface et un rayon du soleil, il est donné par L'équation suivante:[11], [12]

$$\theta_z = \cos^{-1}(\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega) \quad (\text{II-25})$$

δ : déclinaison solaire.

φ : latitude du lieu.

ω : angle horaire.

II.2.5.1.2. Angle d'azimut :

C'est l'angle sur le plan horizontal mesuré à partir du sud avec la projection horizontale des rayons directs du soleil. Il est également donné comme angle entre le méridien local et la projection de la ligne de la vue du soleil dans le plan horizontal, défini par l'équation suivante [11], [12]:

$$\gamma_s = \sigma_{ew} \sigma_{ns} \gamma_{so} + \left(\frac{1 - \gamma_{ew} \gamma_{ns}}{2} \right) \sigma_w 180^\circ \quad (\text{II-26})$$

$$\gamma_{so} = \sin^{-1} \left(\frac{\sin \omega \cos \delta}{\sin \theta_z} \right) \quad (\text{II - 27})$$

$$\sigma_{ew} = \begin{cases} 1 & \text{si } |w| \leq \omega_{ew} \\ - & \text{autrement} \end{cases} \quad (\text{II-28})$$

$$\sigma_{ns} = \begin{cases} 1 & \text{si } \varphi(\varphi - \delta) \geq 0 \\ -1 & \text{autrement} \end{cases} \quad (\text{II - 29})$$

$$\sigma_w = \begin{cases} 1 & \text{si } \omega \geq 0 \\ -1 & \text{autrement} \end{cases} \quad (\text{II - 30})$$

$$\omega_{ew} = \cos^{-1}(\cot \varphi \tan \delta) \quad (\text{II - 31})$$

II.2.5.1.3. Angle extérieur d'azimut (γ)

C'est l'angle mesuré à partir du sud sur le plan horizontal avec la projection horizontale de la normale sur la surface, il est également donné comme l'angle entre le méridien local et la projection horizontale de la normale avec la surface. :[11], [12]

II.2.5.1.4. Angle d'incidence (θ)

C'est l'angle entre le rayon solaire direct et la normale extérieure de la surface du plan, il est donné par l'équation suivante:[11] ,[12]

$$\theta = \cos^{-1}[\cos \theta_z + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma)] \quad (\text{II-32})$$

β : Inclinaison de surface.

γ : Angle d'azimut.

γ_s : Angle extérieur d'azimut.

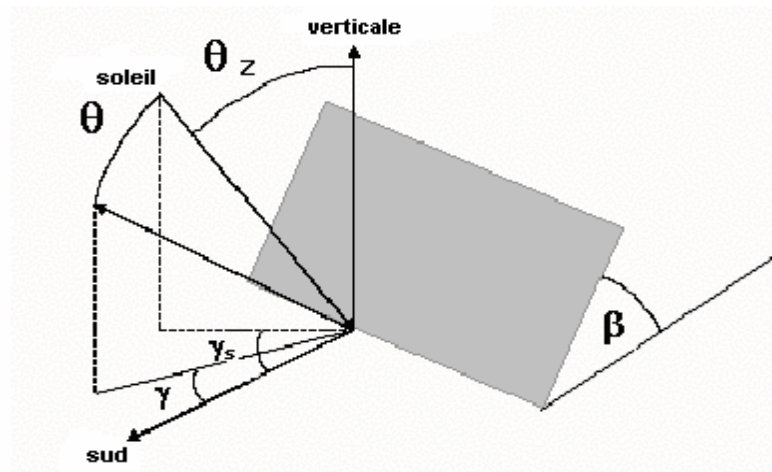


Figure (II.16) : Position du soleil par rapport à une surface inclinée[11], [12].

II.2.5.2. Orientation de la surface

La position du soleil dans le ciel change tout au long du jour et de l'année. Pour une Surface : suivre le mouvement apparent du soleil équivaut à orienter cette surface par la rotation de ses axes.

II.2.5.2.1. Rotation suivant un axe

Certains types de collecteur à concentration fonctionnent avec la rotation autour d'un seul axe, il existe deux modes :

II.2.5.2.2. Axe vertical et inclinaison fixe de la surface

Ce mode utilise une surface orientable avec une pente extérieure fixe β et l'angle extérieur d'azimut variable γ , tournant autour d'un axe vertical comme montré sur la figure(II.17) Pour ce cas, le rayonnement solaire est maximum quand $\gamma=\gamma_s$

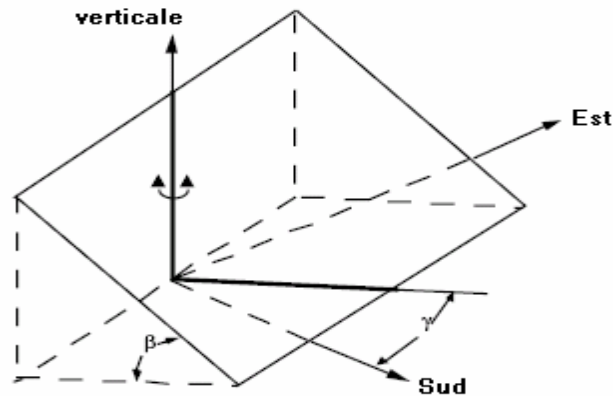


Figure (II.17) : Orientation d'une surface (axe vertical)

II.2.5.2.3. Axe horizontal, surface parallèle à l'axe :

Pour ce deuxième mode, la surface tourne autour d'un axe simple qui est toujours parallèle à la surface. Pour un axe horizontal, l'inclinaison extérieure de la surface est donnée par :

$$\beta = \tan^{-1}(\tan \theta_z \cos(\gamma - \gamma_s)) \tag{II - 33}$$

où l'angle extérieur d'azimut est donné par :

$$\gamma = \gamma' + 90^\circ \quad \text{si } \gamma_s - \gamma' \geq 0 \tag{II - 34}$$

$$\gamma = \gamma' - 90^\circ \quad \text{si } \gamma_s - \gamma' < 0 \tag{II - 35}$$

Si la surface tournant autour d'un axe simple qui est toujours parallèle à la surface mais n'est pas vertical ou horizontal, l'angle extérieur d'azimut et la pente de la surface change avec le temps.

$$\gamma = \gamma' + \tan^{-1}\left[\frac{\sin \theta_z \sin(\gamma - \gamma')}{\cos \theta' \sin \beta'}\right] \tag{II - 36}$$

$$\beta = \tan^{-1}\left[\frac{\tan \beta'}{\cos(\gamma - \gamma')}\right] \tag{II - 37}$$

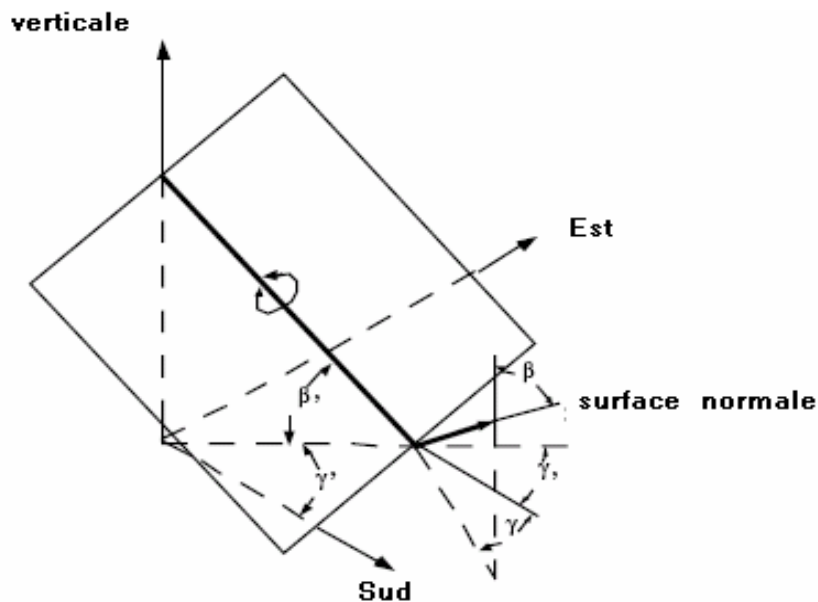


Figure (II.18) : Orientation d'une surface (axe horizontal)

II.2.5.2.4. Rotation suivant deux axes

Le collecteur tournant autour de deux axes (bi-axiales), dans ce cas l'ouverture du collecteur sera toujours normale au soleil, par conséquent l'angle d'incidence est zéro tout le long de la journée ($\cos \theta = 1$).

Ce ci est défini par : [11], [12]

$$\gamma = \gamma_s \quad (\text{II} - 38)$$

Et

$$\beta = \theta_z \quad (\text{II} - 39)$$

Cette rotation est toujours exigée pour des collecteurs qui suivent le déplacement du Soleil à tout moment de la journée. Cela signifie que le collecteur devra être placé sur une monture permettant de suivre le mouvement du soleil.

II.2.5.3. Différents types de montures

II.2.5.3.1. Monture al azimutale

La monture al azimutale est mobile autour de deux axes perpendiculaires, l'un vertical l'autre horizontal. Le panneau solaire tourne autour d'un axe horizontal porté par une monture qui elle même tourne autour d'un axe vertical. Ce système est couramment utilisé pour les radars, les cinéthéodolites, les canons anti-aériens.

La rotation autour de l'axe horizontal assure la poursuite en hauteur (de haut en bas), en d'autres termes la normale du capteur solaire suit la hauteur angulaire du soleil. Alors que l'autre axe assure le déplacement en azimut (de gauche vers la droite). Cette disposition très simple ne pose pas de problèmes mécaniques particuliers.

Les mouvements en hauteur et en azimut sont difficiles à coordonner et le coût du système est exorbitant à cause de l'apport de deux moteurs, donc d'une consommation en énergie beaucoup plus importante. [11], [12]

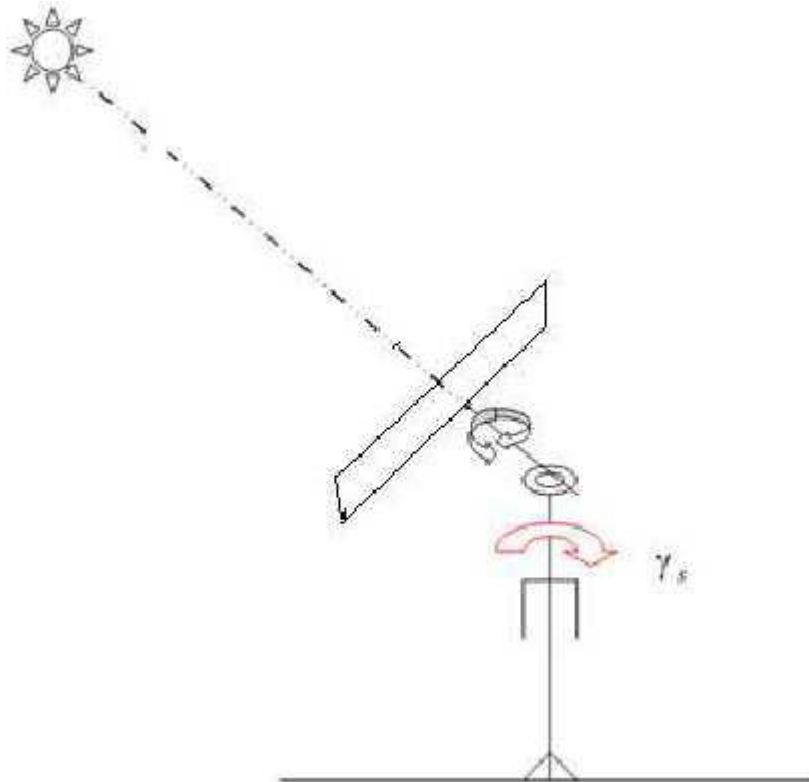


Figure (II.19) : Monture al azimutale

II.2.5.3.2. Monture équatoriale

La monture équatoriale est la monture idéale pour assurer un suivi sidéral. Elle emploie une rotation autour d'un axe parallèle à l'axe polaire du globe terrestre (mouvement en angle horaire), et un axe orthogonal au précédent (mouvement en déclinaison).

Cette solution est plus délicate sur le plan mécanique, mais le mouvement autour de l'axe polaire est pratiquement uniforme au cours de la journée. Donc la poursuite du soleil est plus facile. [11], [12]

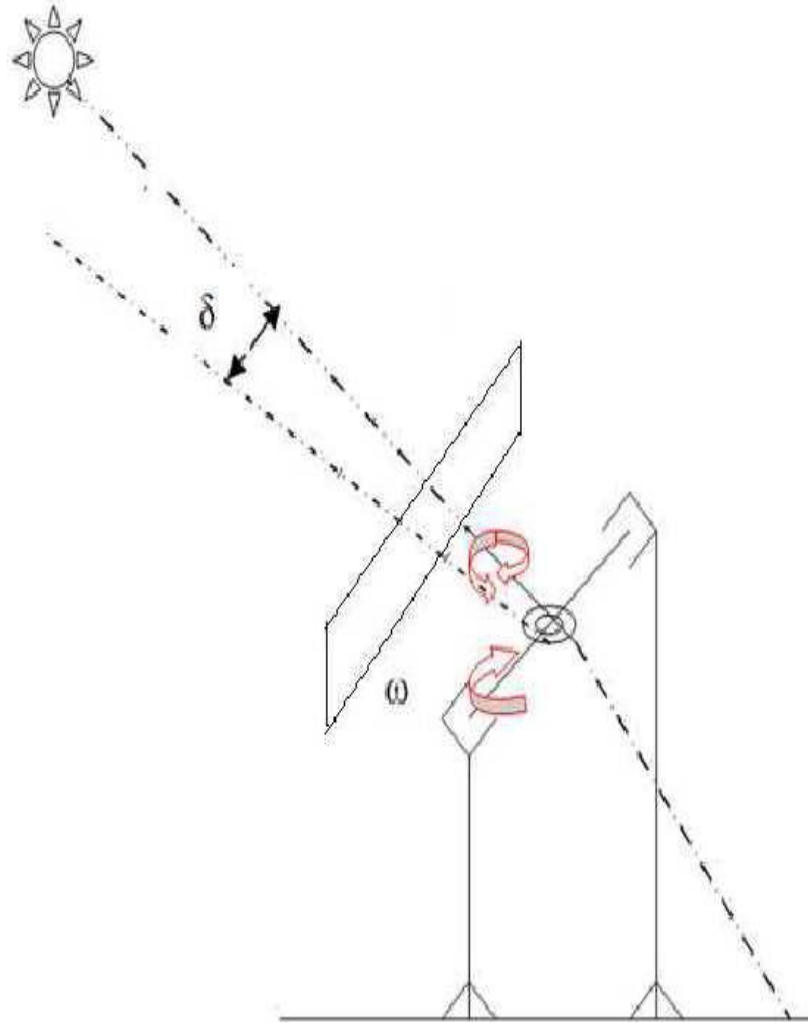


Figure (II-20) Monture équatoriale

II.2.5.4.1. Composante du système de poursuite

Le système de poursuite se compose essentiellement de deux parties :

II.2.5.4.1.1. Partie commande

Cette partie s'appuie sur une commande par un micro-ordinateur. Le programme transmet périodiquement des signaux à partir de l'unité centrale vers le moteur électrique (vérin).

La durée du signal permet d'activer le moteur qui oriente le concentrateur d'un angle de rotation correspondant à cette durée pour le positionner en face du soleil.

II.2.5.4.1.2. Partie Electronique

Cette partie électronique repose sur des systèmes qui permettent la réception des ordres envoyés par l'ordinateur, leur conversion en signaux électriques et leur transmission au système mécanique articulé, ainsi que l'activation du moteur (vérin). Cette opération assure que le rayonnement solaire soit toujours perpendiculaire au concentrateur.[12]

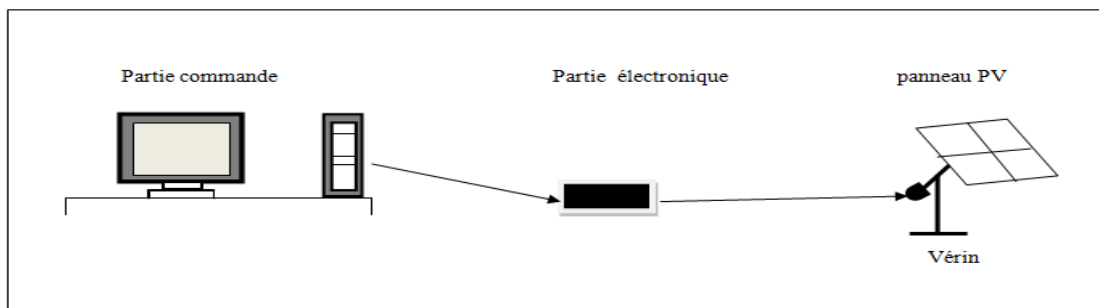


Figure (II.21) Représentation du système de poursuite.

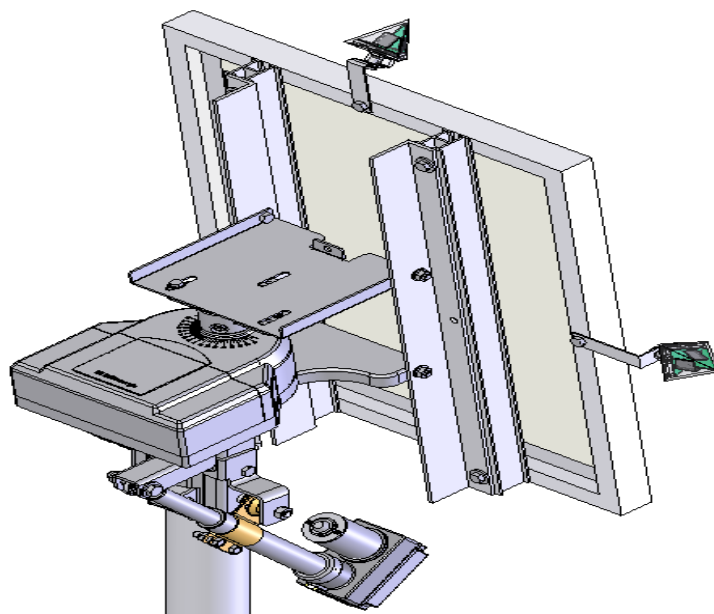


Figure (II-22) Système de poursuite[13].

II.2.6 Les Avantages et Les inconvénients des systèmes de suivi solaire

Les Avantages :

- Les systèmes de suivi solaire sont utilisés pour orienter les panneaux photovoltaïques continuellement vers le soleil et peuvent aider à maximiser votre investissement dans votre système PV. Ils sont bénéfiques car la position du soleil dans le ciel va changer progressivement au cours d'une journée et au fil des saisons tout au long de l'année.
- Les avantages à l'aide d'un système de suivi comme celui-ci dépendra principalement de son placement dans la détermination de la façon dont elle va augmenter l'efficacité des

panneaux. Ils peuvent être utilisés plus efficacement dans certaines zones. et horizons des endroits qui sont l'ombre libre de l'aube au crépuscule chaque jour. Tout au long de l'année, le tableau de suivi sera en mesure d'utiliser l'accès grand ouvert à gagner chaque électron disponible à partir du soleil.

- De cette façon, le produit d'énergie a un rendement optimal. Ceci est particulièrement important dans les mois d'été avec ses longues journées de soleil pour la capturer et quand, à de nombreuses latitudes du Nord, le soleil se lève dans le nord-est et se couche à l'ouest, pas d'énergie perdue.
- Pour ceux avec un espace limité, cela signifie qu'un petit tableau ne doit être installé, un énorme avantage pour les sites plus petits avec seulement une petite zone pour placer les équipements, ils seront en mesure de produire l'énergie maximale, mais il suffit d'utiliser l'un des petits systèmes solaires domestiques.
- Le rendement des panneaux photovoltaïques est accru de 30 à 40%
- La surface du parc solaire est réduite tout en gardant le même potentiel
- Le temps de retour sur investissement est réduit
- Amortissement du système en 4 ans (en moyenne)

Les inconvénients:

- Le PV maison kit système est une source fiable et simple de production d'énergie; les panneaux sont fixes et nécessitent peu d'entretien. En ajoutant un système de suivi solaire pour vos panneaux solaires, vous ajoutez des pièces mobiles et des appareils qui nécessitent un entretien régulier de votre système solaire et de la réparation ou le remplacement des pièces cassées. Vous pouvez placer manuellement votre capteur à l'énergie solaire au sud afin de s'assurer que vous allez continuer à capter autant l'énergie solaire que possible.

Chapitre III

Modélisation et Simulation

III.1.Introduction :

Nous avons abordé dans ce chapitre une étude bien détaillée sur le système poursuite solaire tout en concentrant sur les trois points principaux :

- Spécification de notre système (les composants, les caractéristiques...etc.).
- Modélisation mathématique et numérique (le module de calcul, logiciel)
- Analyse des résultats

III.2.But du travail:

L'objectif du présent travail est d'optimiser le mouvement du système de poursuite solaire photovoltaïque dont les avantages sont considérables par rapport au système de l'installation fixe.

C'est un système qui suit la course du soleil sous des angles multiples, de manière à ce qu'il irradie entièrement le panneau. Ainsi, on améliore le rendement des panneaux solaires de 30 à 40%.

III.3. Présentation du système :

Le système étudié est composé de deux unités principales :

- un système pour la captation du rayonnement solaire (le module solaire)
- un système qui assure le mouvement des modules (le traqueur).

Les modules photovoltaïques utilisés dans notre travail sont composés de six panneaux de types SM50 connectés en parallèle.

La figure (III. 1) ci-dessous représente les composants du système poursuite solaire.

Vérin1 Panneau photovoltaïque



panneau



Vérin2

Figure (III.1) : les composants principaux du système poursuite [16],[3]

III.3.1.Le panneau photovoltaïque :

Le panneau solaire photovoltaïque (figure (III.2)) est un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble des cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement. Il sert de module de base pour les installations photovoltaïques et notamment dans les centrales solaires photovoltaïques.



Figure (III.2) : Module solaire photovoltaïque SM50. [3]

III.3.2.Application du modèle

On considère le PVP de50 WP du type SM50-H (Siemens). Par référence à la fiche Constructeur, les paramètres d'un module SM50-H sont donnés par le tableau suivant:

Paramètres électriques		Module solaire
Tension de point au puissance max V_{mpp}	[V]	15.9
I_{mpp} Courant de point au puissance max	[A]	3.15
Courant débité par le module PVP $I_{sc,STC}$	[A]	3.35
V_{oc}	[V]	19.8
$V_{pv,STC}$ Tension aux bornés du modulé	[A]	12
Température ambiante de référence T_a , réf	[°C]	25
NOCT	[°C]	45
Résistance de connexion du panneau R_s	[Ω]	0.8
GSTC Ensoleillement reçu à la surface	[W/m ²]	1000
α_{STC}	[mA/°C]	1.4
β_{oc}	[mV/°C]	70-
Constante fixé par le constructeur, k	0.01175	

Tableau(III.1) : Caractéristiques des modules solaires [10]

III.3.3.Le traqueur solaire:

Il y a plusieurs types des traqueurs solaires utilisés dans les recherches de développement en dans le domaine de l'énergie solaire

Le tableau (III.2) résume les caractéristiques de ce traqueur.

Paramètres électriques	Système traqueur
Consommation d'énergie [kWh/année]	1.25
Longueur de module (L) [m]	3.20
Largeur de module (g) [m]	3.40
L'angle d'orientation Est-Ouest(θ) [°]	[-90 +90]
L'angle d'inclinaison Nord –Sud (β) [°]	[45 +90]

Tableau (III.2) : les caractéristiques du système traqueur [17], [3]



Figure (III.3) : Exemple d'un traqueur à deux angles [18] [3]

La figure ci dessous représente le dimensionnement de notre traqueur solaire.

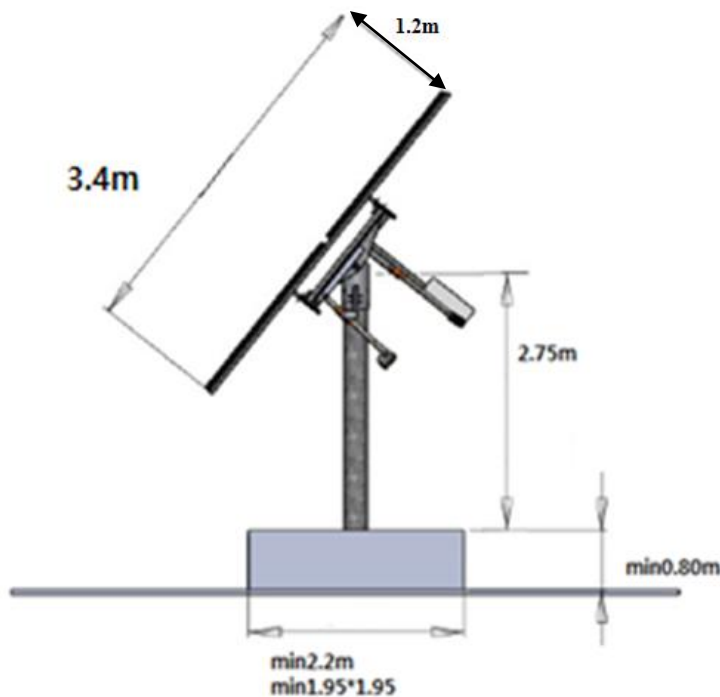


Figure (III.4) : Dimensionnement du traqueur solaire. [17] [3]

III.4. Modélisation numérique:

La modélisation numérique (ou expérience numérique) permet de reproduire sur un ordinateur un phénomène physique complexe dont on souhaite étudier l'évolution. Elle repose

sur la programmation de modèles théoriques ou mathématiques qui sont adaptés aux moyens numériques.

Dans notre étude, on a effectué la simulation par la programmation des équations décrivant le fonctionnement du système et résolue par le logiciel Fortran [19]. [3]

III.4.1. Les hypothèses simplificatrices:

Pour simplifier la modélisation de notre problème nous supposons que le jour étudié pour estimer les résultats est attribué aux conditions météorologiques du site de Ouargla, il est caractérisé par :

- Un jour clair.
- Un ciel moyen.

III.4.2. Les étapes de modélisation :

III.4.2.1 .Modèle d'éclairement solaire sur un plan horizontal :

Dans cette partie nous avons présenté les rayonnements solaires sur différents plans (horizontale, incliné, et plan tracking), ainsi pour différents temps (journalière, mensuel, Et annuelle). Pour résoudre ce problème, il existe plusieurs formules simplificatrices pour mesurer l'éclairement solaire.

La formule précédente définis que le rayonnement global G est la somme des deux composants (directe et diffus) c'est-à-dire : [18] [3]

Le rayonnement globale sur un plan horizontal est la somme du rayonnement direct et diffus donné par : [18] [3] [4]

$$G = S + D \quad \text{[III.1]}$$

Où S : le rayonnement direct reçu par une surface horizontale.

D: le rayonnement diffus provenant du ciel, reçu par une surface horizontale.

G: le rayonnement global reçu par une surface horizontale.

III.4.2.1.1. Rayonnement solaire direct sur un plan horizontal

Le rayonnement solaire direct reçu sur un plan horizontal peut être déterminé par: [4]

$$S = F * \sin(h) \quad \text{[III.2]}$$

Avec $\sin(h)$ évalué par (III-19)

Où F est le flux incident reçu sur une surface face aux rayons solaires et peut être évalué Par :

$$F = E_{\text{SOL}} * \text{Exp} (T_L / (0.9 + 9.4\sin(h))) \text{ [w/m}^2 \text{]} \quad \text{[III.3]}$$

Avec $E_{sol} = 1370 \text{ w/m}^2$ et TL le facteur de trouble de Linke défini comme suit :

$$TL = 2.4 + 14.6B + 0.4(1+2B) \ln(Pv) \quad [III.4]$$

Où B est le coefficient de trouble atmosphérique qui prend une des valeurs :

B = 0.02 pour un lieu situé en montagne

B = 0.05 pour un lieu rural

B = 0.10 pour un lieu urbain

B = 0.20 pour un lieu industriel (atmosphère polluée)

Pv est la pression partielle de vapeur d'eau, qui se calcule par :

$$PV = Pvs*HR \quad [III.5]$$

Avec Pvs la pression de vapeur saturante, HR le taux moyen d'humidité relative et :

$$Pvs = 2.165*(1.098 + T/100)^{8.02} \quad [III.6]$$

Où T est la température de l'air en °C.

III.4.2.1.2. Calcul du rayonnement diffus sur un plan horizontal

Le rayonnement solaire diffus sur un plan horizontal peut être déterminé par : [4]

$$D = 54.8 \sqrt{\sin(h)} * (T - 0.5 - \sqrt{\sin(h)}) \quad [III.7]$$

Où TL est le facteur de trouble de Linke calculé par la formule

III.4.2.2. Rayonnement solaire direct sur un plan incliné:

Le rayonnement direct est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications, il est possible de l'estimer par la formule suivante : [4]

$$S = F * CI \quad [III.8]$$

Où F est le flux incident reçu sur une surface face aux rayons solaire cI étant le coefficient d'orientation, c'est l'angle formé par le rayonnement solaire avec la perpendiculaire d'une surface. Ce coefficient est défini d'une part par la hauteur du soleil (h) et son azimut (a) et d'autre part par l'orientation (o) figure (I.4) et l'inclinaison (β) du plan récepteur. L'orientation (o) est négative vers l'Est, positive vers l'Ouest et nulle vers le sud. Le calcul du coefficient d'incidence CI est obtenu par la formule suivante: [4]

$$CI = (\sin(\beta) \cos(h) \cos(o - a) \cos(\beta) \sin(h)) \quad [III.9]$$

III.4.2.2.1. Calcul du rayonnement diffus sur un plan incliné:

Le rayonnement solaire diffus D arrive sur le plan récepteur incliné après avoir été diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère, il n'a pas de direction privilégiée, de ce fait, l'orientation du plan (l'azimut) n'a pas d'importance, seule son inclinaison en a.

Ainsi sur un plan récepteur d'inclinaison (β), D se calcule [37], [4]

$$D = 125 \cdot \sin(h)^{0.4} \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + 211.86 \sin(h)^{1.22} \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \text{ [W/m}^2 \text{]} \quad \text{[III.10]}$$

Le rayonnement diffus pour un plan incliné fixe est un cas particulier du rayonnement diffus pour un plan incliné mobile, l'inclinaison (β) doit être prédéfinie

III.4.2.2. Calcul du rayonnement global

Le rayonnement global est la somme de ces deux rayonnements direct et diffus

$$G = S + D \quad \text{[III.11]}$$

Le rayonnement global G est le rayonnement maximal qu'il est possible d'avoir sur un plan récepteur incliné ou fixe en négligeant le rayonnement réfléchi..

- **Calcul de la déclinaison (δ):**

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{(284 + J)}{365}\right) \quad \text{[III.12]}$$

Avec : J le numéro de jour

- **Calcul d'angle horaire au lever et au coucher du soleil :**

$$\omega L = -\omega C = \arccos(-\tan(\varphi) \tan(\delta)) \quad \text{[III.13]}$$

- **Calcul du temps solaire au lever(TSL)**

Le temps solaire au lever est donné par la relation suivant:

$$TSL = 12 + \left(\frac{\omega L}{15}\right) \quad \text{[III.14]}$$

Calcul temps solaire au coucher (TSC)

$$TSC = 12 - \left(\frac{\omega L}{15}\right) \quad \text{[III.15]}$$

- **Calcul d'équation du temps (ET):**

Est donnée par la relation suivant

$$ET = (0.0002 - 0.4797 \cdot \cos(Zn) + 3.2265 \cdot \cos(2 \cdot Zn) + 0.0903 \cdot \cos(3 \cdot Zn) + 7.3509 \cdot \sin(Zn) + 9.3912 \cdot \sin(2 \cdot Zn) + 0.3361 \cdot \sin(3 \cdot Zn)) \quad \text{[III.16]}$$

Avec : Z c'est un constant (Z=0.984)

- **Calcul du temps Légal (TL) :**

Est donné par la relation suivant

$$TL = TSL + 1 - \left(\frac{ET}{60}\right) - \left(\frac{(0 + \lambda)}{15}\right) \quad \text{[III.17]}$$

λ : longitude du site.

- Calcul de l'angle horaire(ω) :

$$\omega = 15.(TSL - 12) \quad \text{[III.18]}$$

- Calcul de la hauteur angulaire du soleil (h) :

$$h = \arcsin(\sin(\psi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\psi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)) \quad \text{[III.19]}$$

- L'inclinaison du panneau β :

L'inclinaison du panneau se détermine finalement par la relation [5], [7] :

$$\beta = 90 - h \quad \text{[III.20]}$$

- Azimut a :

$$\sin(a) = \frac{\cos\delta \cdot \sin\omega}{\cos(h)} \quad \text{[III.21]}$$

Avec : ω : angle horaire

δ : Déclinaison du soleil

h : hauteur du soleil

III.4.2.3. Calcul du rayonnement solaire sur un différent plan :

Comme nous l'avons présentée précédemment, le calcul du rayonnement solaire sur un plan tracking suit les même étapes du calcul du rayonnement solaire sur plan fixe avec une variation de l'inclinaison entre à l'intervalle [0 :90], et l'orientation entre l'intervalle [-90 :+90], le pas de variation des deux angles est égale 1 ($\Delta\beta=\Delta\theta=1$). [3]

III.4.2.4. Modèle de la puissance PV :

Pour réaliser cette modélisation, nous avons utilisé Fortran comme outil de tests et de simulation. Nous avons choisi le modèle photovoltaïque **SM50**.

Plusieurs modèles mathématiques sont utilisés pour simuler le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque. Ces modèles se différencient par la méthode de calcul et le nombre des paramètres intervenants dans la caractéristique courant - tension. Dans notre cas, nous avons choisi un modèle simple nécessitant que les paramètres donnés par le fabricant [1], [3], [10]

$$\Delta Tc = Ta + \frac{G}{40} - 25 \quad \text{[III.22]}$$

$$Tc = Ta + \frac{G}{40} \quad \text{[III.23]}$$

$$\Delta I = 0.0012 \left(\frac{G}{1000} \right) \left(Ta + \frac{G}{40} - 25 \right) + 3.35 \left(\frac{G}{1000} - 1 \right) \quad \text{[III.24]}$$

$$\Delta V = 0.07 \left(T_a + \frac{G}{40} - 25 \right) - 0.8 \Delta I \quad \text{[III. 25]}$$

Finalement, le courant et la tension offerts par le module PVP, suite à la connexion d'une charge, s'expriment, en fonction du rayonnement solaire global (G) et de la température ambiante (Ta), respectivement par: [10]

$$I_{pv} = 3.33 + 0.0012 \left(\frac{G}{1000} \right) \left(T_a + \frac{G}{40} - 25 \right) + 3.35 \left(\frac{G}{1000} - 1 \right) \quad \text{[III. 26]}$$

$$V_{pv} = 12 + 0.07 * \left(T_a + \frac{G}{40} - 25 \right) - 0.8 * \left[0.0012 \left(\frac{G}{1000} \right) \left(T_a + \frac{G}{40} - 25 \right) + 3.35 \left(\frac{G}{1000} - 1 \right) \right] \quad \text{[III. 27]}$$

III.4.2.4.1.calcul de la puissance d'un panneau PV

$$P \text{ électrique} = I_{pv} * V_{pv} \quad \text{[III,28]}$$

III.4.2.4.2. Point de fonctionnement optimum, (Vm, Im) :

Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil [19] [3].

$$P_m = I_m * V_m \quad \text{[III.29]}$$

Im : point du courant à la puissance maximale

Vm :point de tension à la puissance maximale

III.4.2.4.3.Rendement photovoltaïque :

Est le rapport de la puissance photovoltaïque sur la puissance du rayonnement solaire [19]

$$R_{PV} = \frac{V \cdot I}{E \cdot S_p} \quad \text{[III.30]}$$

III.4.2.4.4. Rendement du système poursuit solaire :

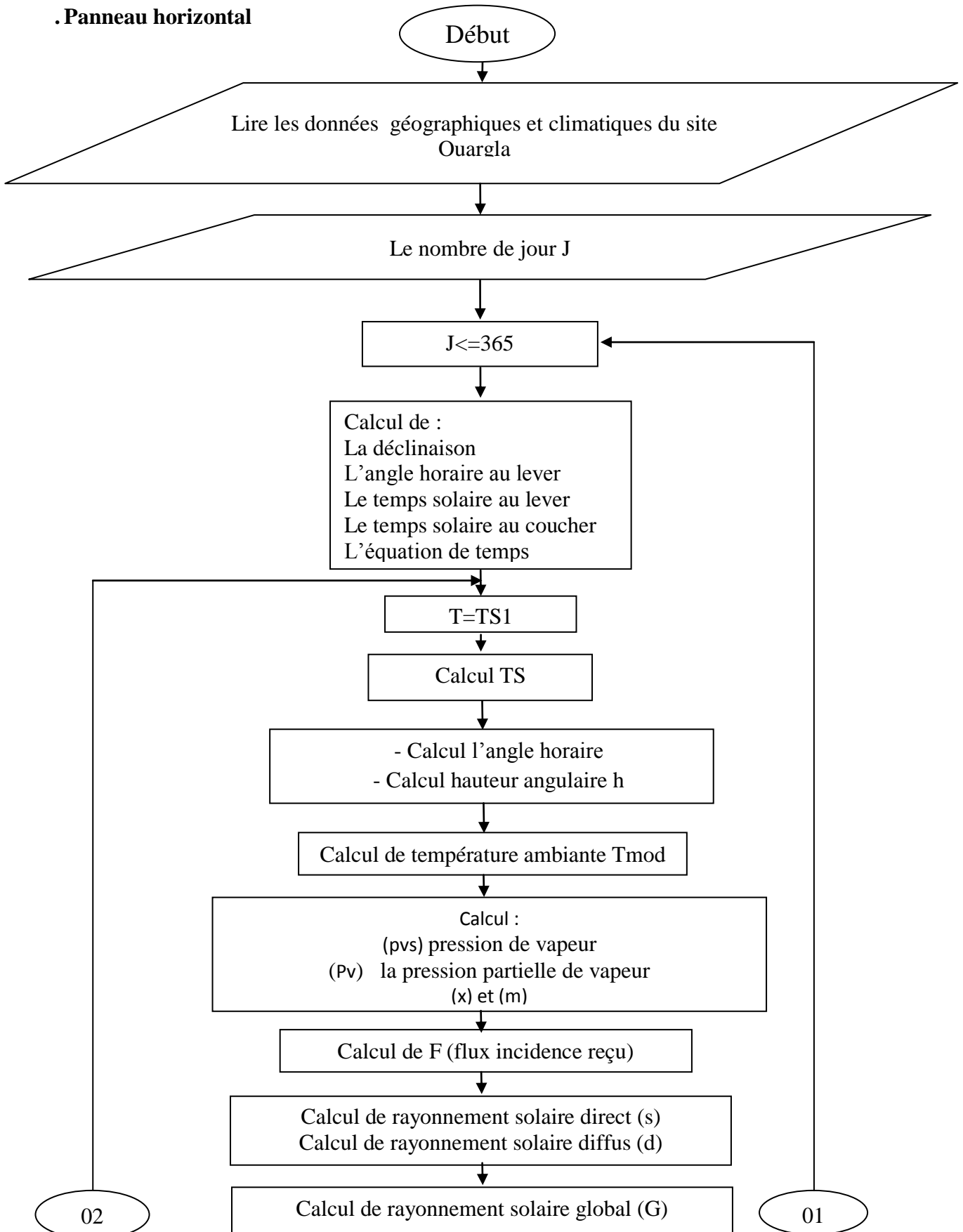
Est le rapport de la puissance d'un système tracking et fixe sur la puissance d'un système fixe [19].

$$R_{Tr} = (P_m(\text{tracking}) - P_m(\text{Fixe})) / P_m(\text{Fixe}) \quad \text{[III. 31]}$$

III.4.2.5. L'algorithme de calcul de la puissance d'un panneau PV pour deux positions :

L'algorithme de calcul du rayonnement global et de la puissance d'un module photovoltaïque dont les caractéristiques sont spécifiées dans le tableau (III.1) :

.Panneau horizontal



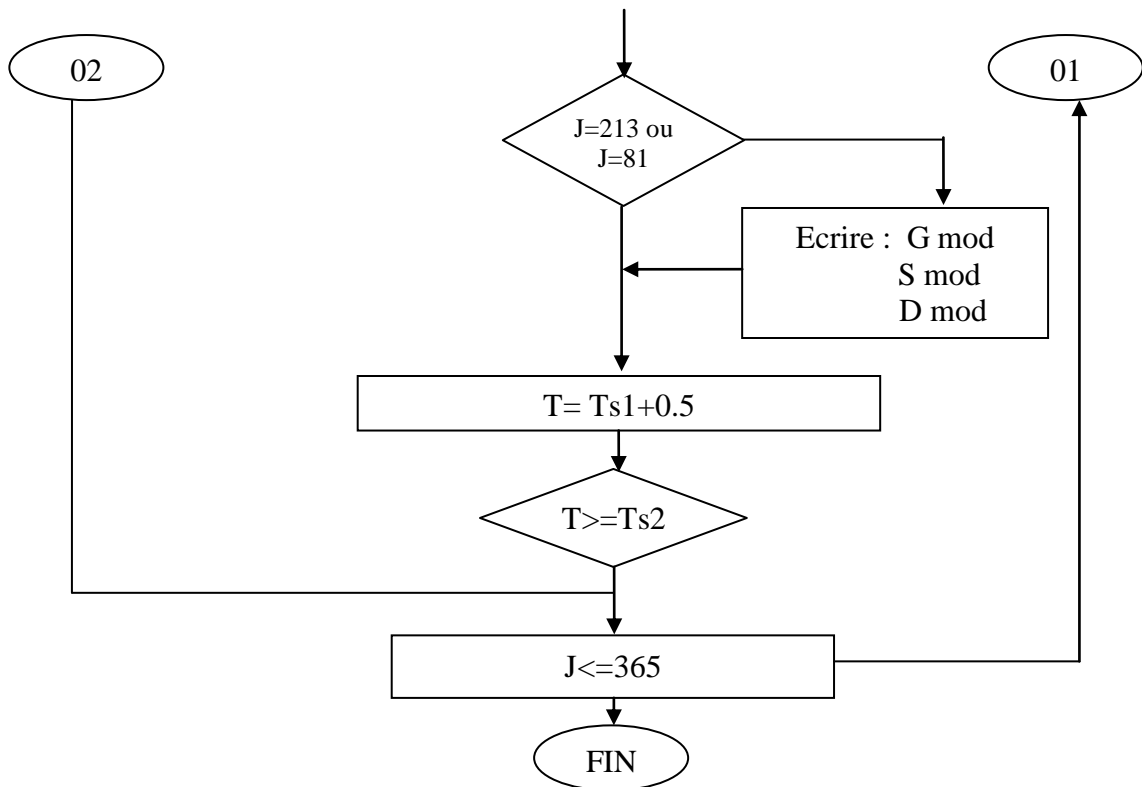
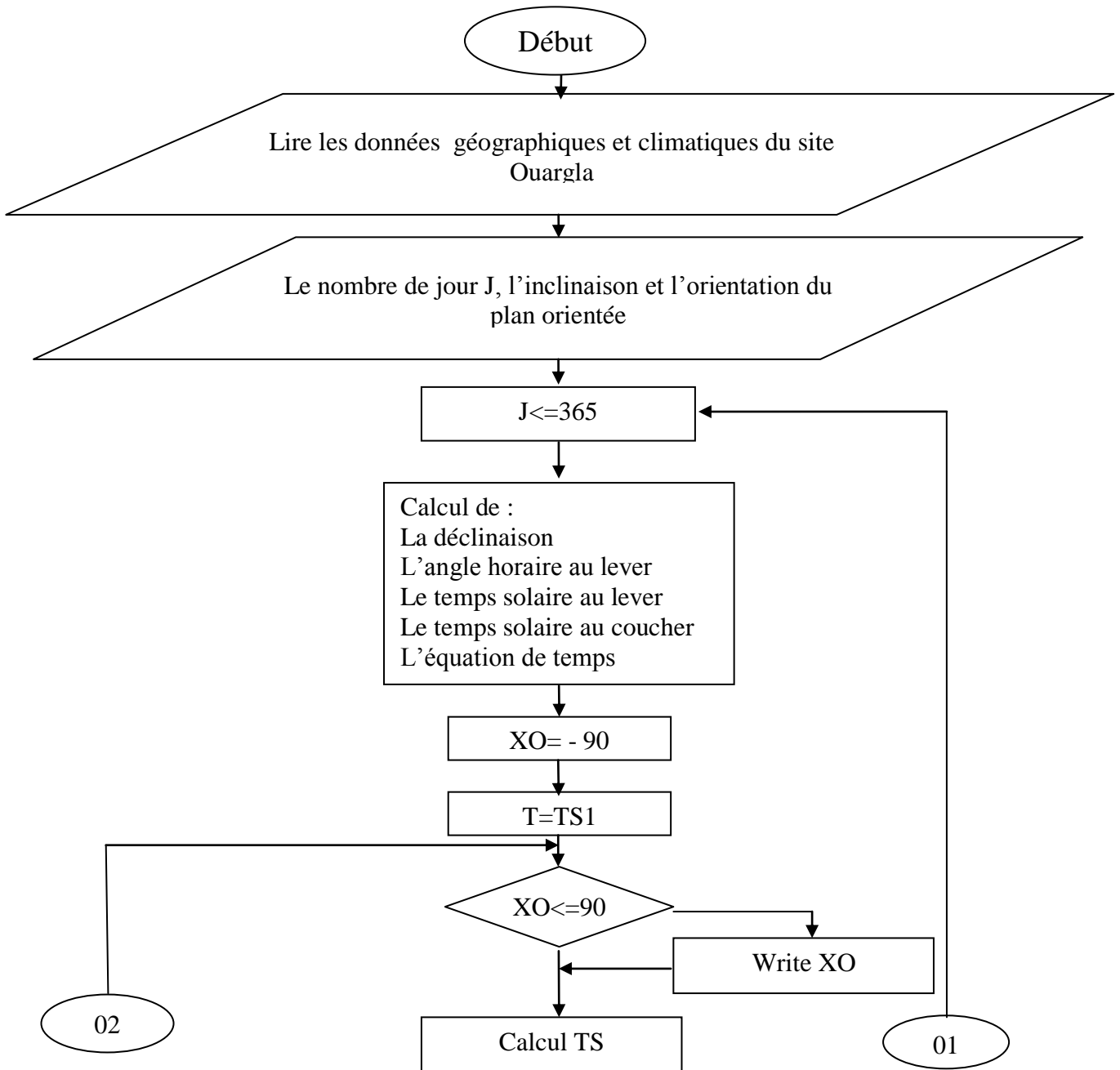


Figure (III.5) : Organigramme de calcul le rayonnement solaire sur plan horizontal

. Panneau perpendiculaire



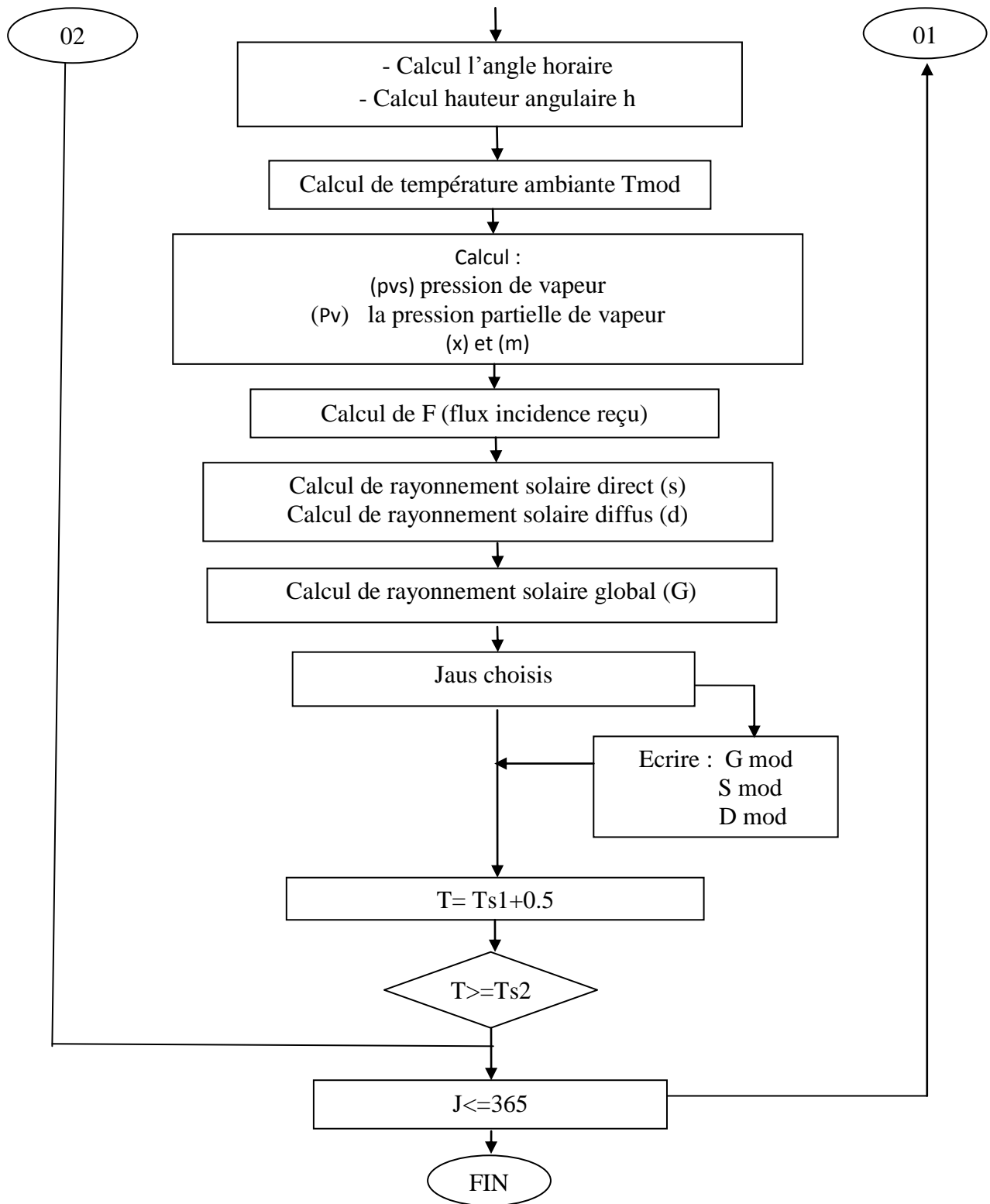


Figure (III.6) : Organigramme de calcul le rayonnement solaire sur plan perpendiculaire

. Organigramme de calcul la puissance d'un module photovoltaïque

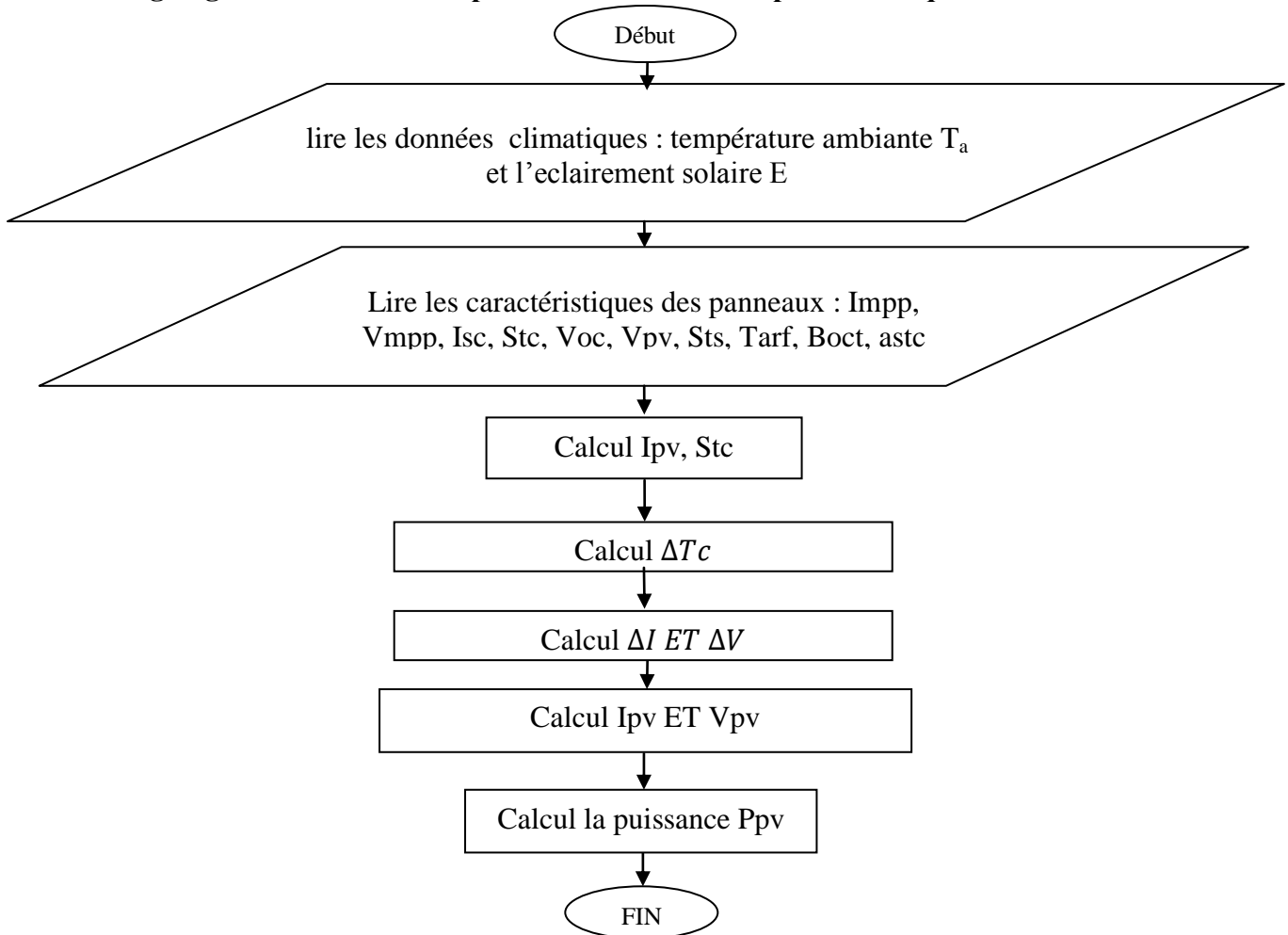


Figure (III.7) : Organigramme de calcul la puissance d'un module photovoltaïque

III.4.2.6.Modèle de la température [22]:

III.4.2.6.1.Température de jonction :

La température de la jonction Tc de la cellule est donnée par la relation suivant [20]

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G \tag{III. 32}$$

Avec :

NOCT: la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating celle température)

Ta : est La température ambiante.

III.4.2.6.2.Température ambiante :

Le modèle de la température ambiante est représenté grâce aux données de température maximale et minimale de la journée .Nous supposons que la température maximale se produit toujours à deux heures de l après midi et la température minimale quand il commence à faire jour (levé du soleil). Entre ces deux points extrêmes, une fonction a été utilisée pour caractériser la variation de cette température

Le profil journalier de température ambiante est déterminé à partir des températures minimale et maximale de la journée, cette température s’exprime à une heure TSL de la journée par l’équation suivante [20], [4] :

$$T_a = \frac{T_{max} + T_{min}}{2} \sin \left(\left(2 * 3.14 * \frac{t - TSL - 1}{24} \right) \right), \quad [III.33]$$

Cette relation valable avec les grandeurs moyennes mensuelles d’un site.

Avec: TSL : l’heure du lever de soleil

T max : la température maximale journalière

T min : la température minimale journalière

III.4.2.7.Modèle de la puissance consommé :

La puissance qui se consomme par le système est reliée proportionnellement avec son déplacement (l). On peut calculer cette valeur d’après le modèle mathématique suivant : [3]

$$P_v = F . V \quad [III.34]$$

Où : F : la force qui appliquer sur le système est calculée comme suite :

$$F = n_p . P_p . G_v \quad [III.35]$$

Avec :n_p : le nombre des panneaux d’un système.

P_p : la charge en (Kg).

G_v : la force gravitée.

V : la vitesse de vérin est donnée par le l’expression suivant :

$$V = \frac{\partial \theta . R}{\partial t} \quad [III.36]$$

Ou : θ : l’angle d’inclinaison ou orientation du panneau solaire.

R : demi-larguer (ou longueur) du module solaire.

∂t : La variation du temps.

Donc la puissance consomme par le système poursuit est donnée par l’expression ci-

dessous :

$$P_v = n_p . m_p . g . R . \left(\frac{\partial \theta}{\partial t} \right) \quad [III.37]$$

III.4.2.8. Résultats obtenus pour la journée du 21 Mars

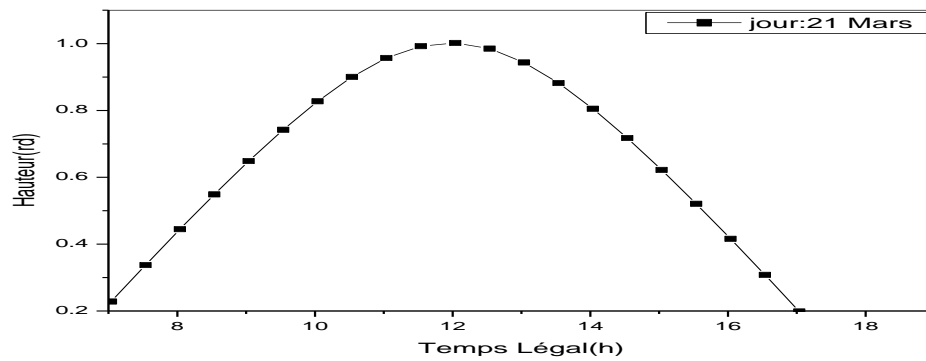


Figure (III.8) : Variation, de la hauteur du soleil (h) le 21 mars

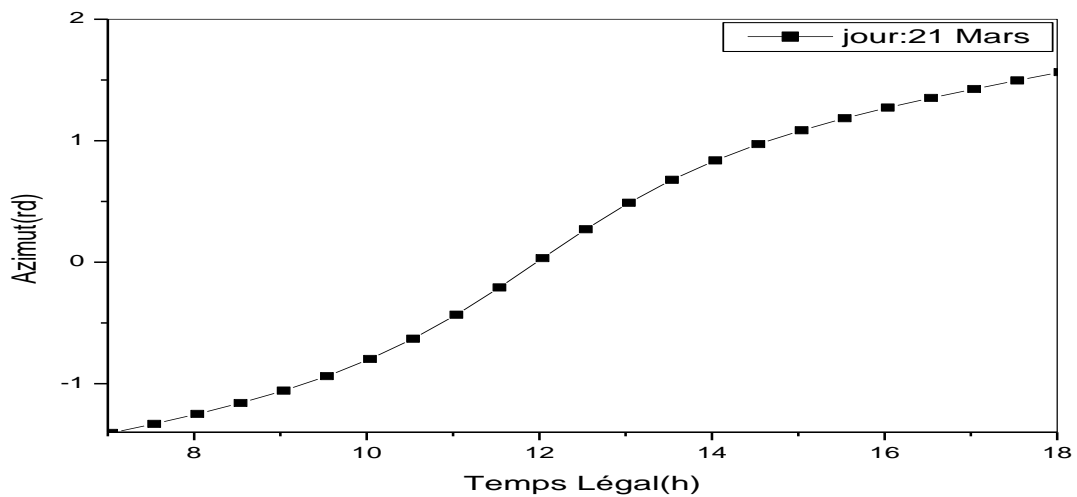


Figure (III.9) : Variation, de l'azimut du soleil (a) le 21 mars

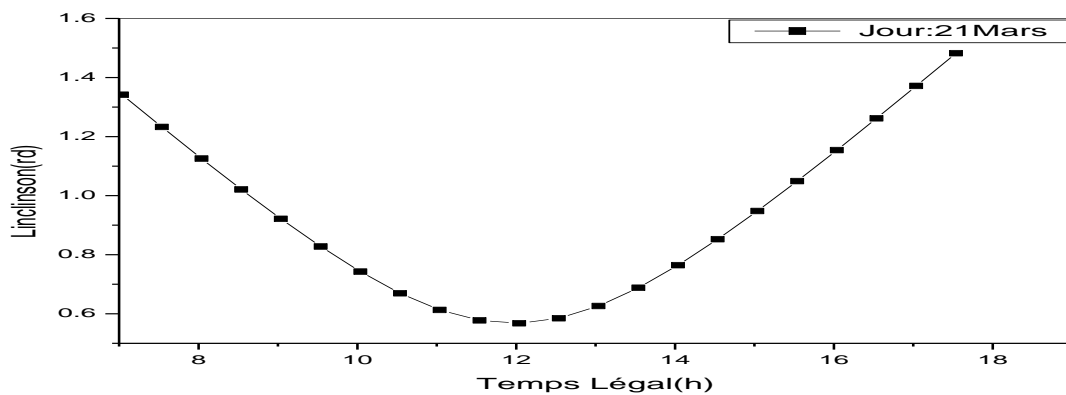


Figure (III.10) : Variation de la l'inclinaison du panneau (β) (le 21mars)

Nous constatons d'après la figure (III.8.9.10) que les rayons solaires arrivent avec un angle de hauteur de 1rd à 12 heures, l'inclinaison du panneau correspondante est de 0.6 rd et l'azimut est de 1.5 rd

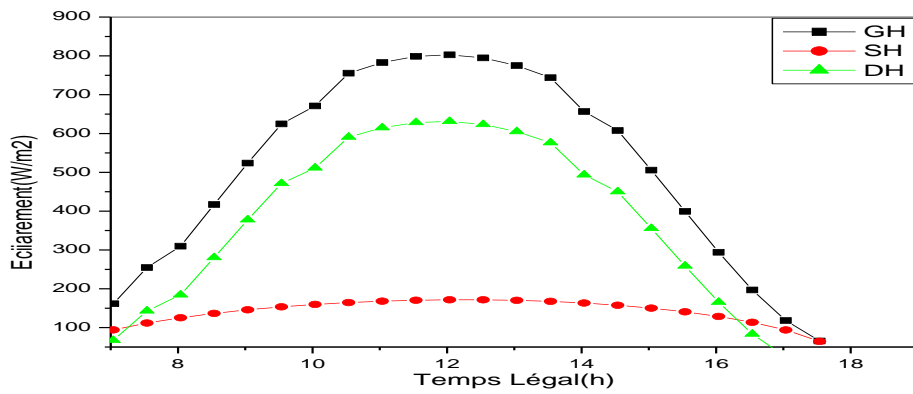


Figure (III.11) : variation l'éclairement du 21 mars sur plan horizontal
GH : global horizontal, SH : direct horizontal et DH : diffus horizontal

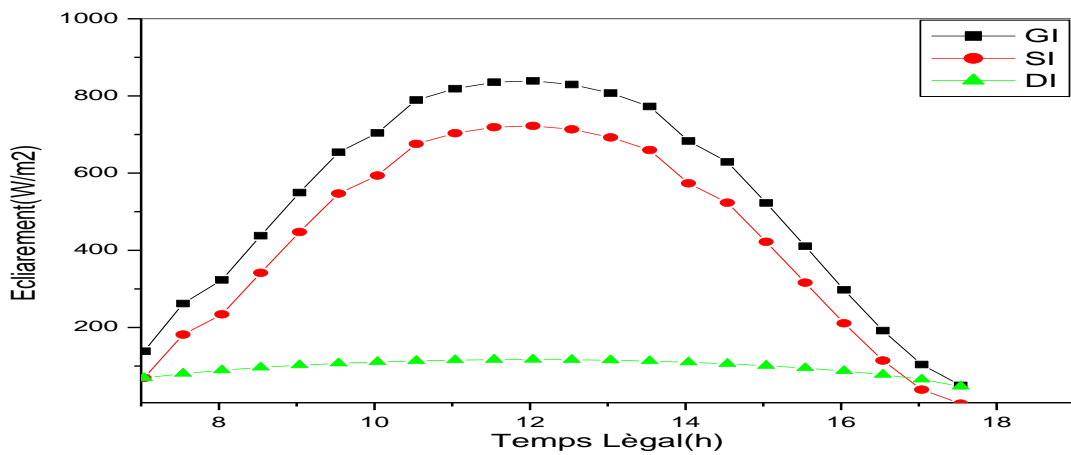


Figure (III.12): Variation de l'éclairement du 21 mars sur plan fixe incliné à
GI : global incline, SI : direct incline et DI : diffus incline

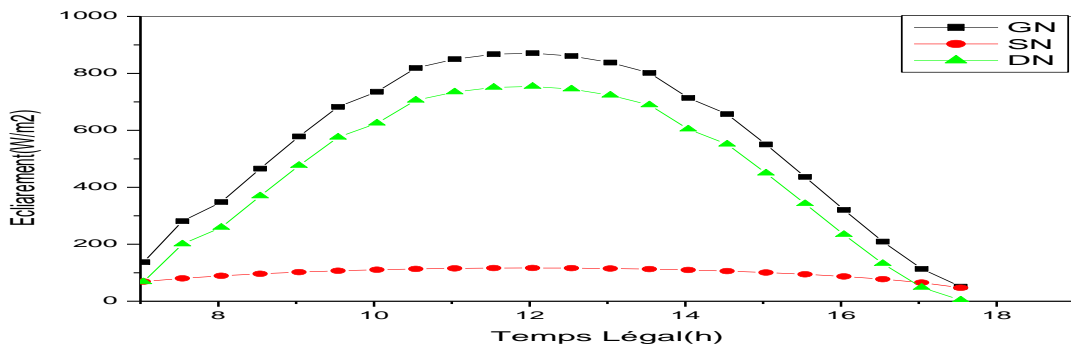


Figure (III.13) : Variation de l'éclairement du 21 mars sur plan normal
GN : global normal, SN : direct normal et DN : diffus normal

Les courbes d'éclairement de la journée du 21 Mars, nous montrent que le flux solaire global reçu sur un plan normal (tracking) (Figure III.13) atteint 870 (W/m²) à 13 heures, il atteint 839 (W/m²) sur un plan incliné (Figure III.12) et 802 (W/m²) sur un plan horizontal (Figure III.11)

III.4.2.9. Résultats obtenus pour la journée du 1 Août

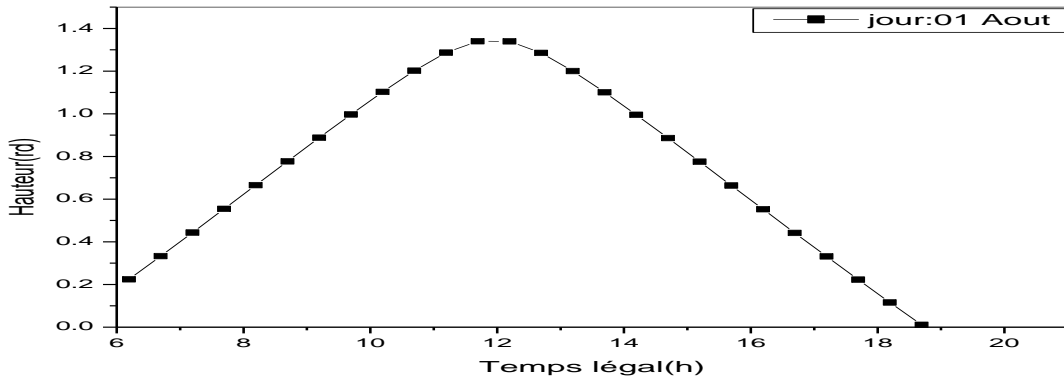


Figure (III.14) : Variation de la hauteur du soleil (h) 01 août

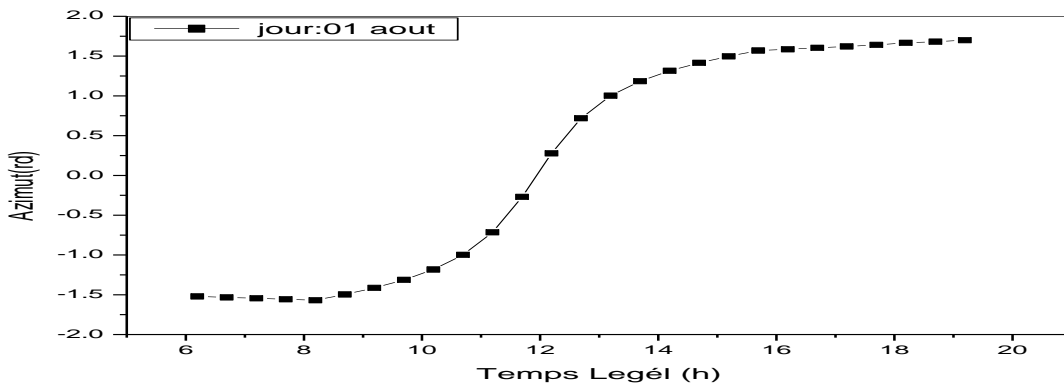


Figure (III.15) : Variation de l'azimut (a) 01 août

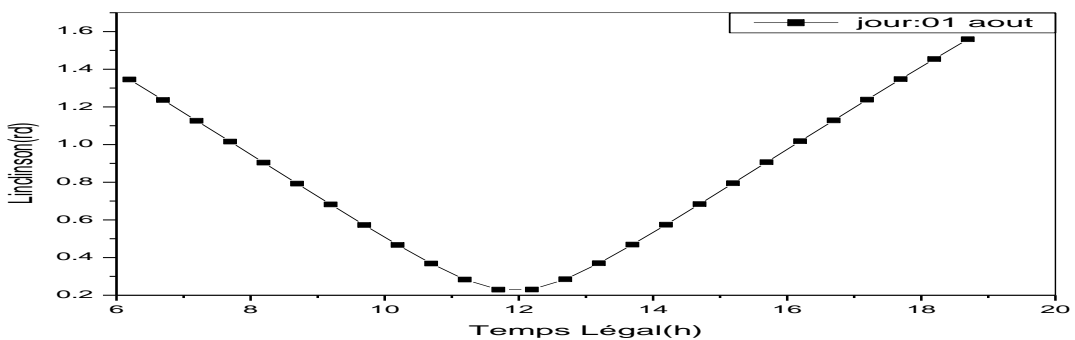


Figure (III.16) : Variation de l'inclinaison du panneau (β) le 1 août

La hauteur des rayons solaires au mois d’Août est très proche de 1.5rd à 12 heures, l’inclinaison du panneau photovoltaïque correspondante est de 0.2 rd et l’azimut est de 1.5rd, comme nous pouvons le constater sur la figure (III.14, 15,16).

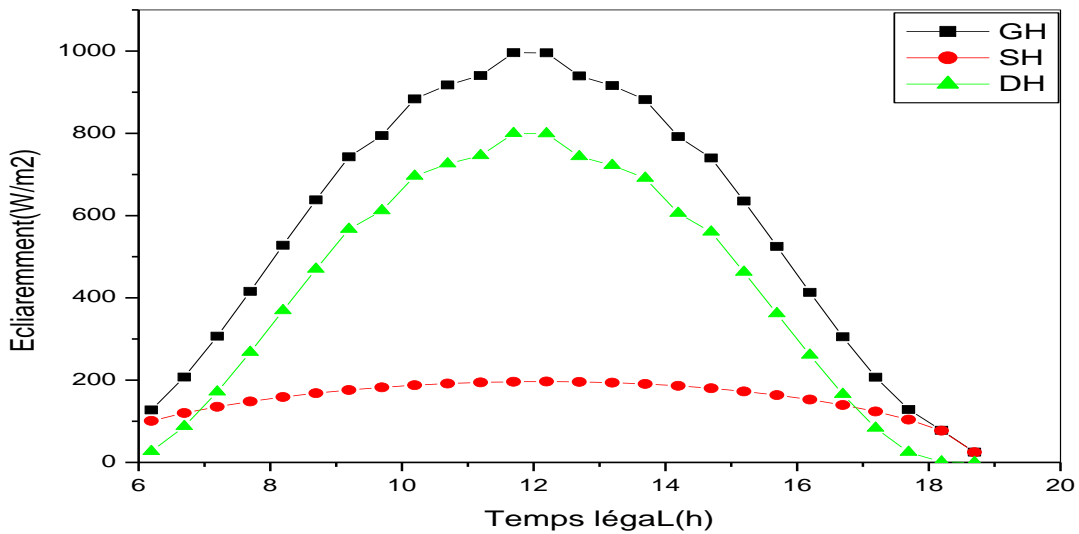


Figure (III.17) : variation l'éclairement du 01 aout sur plan horizontal
GH : global horizontal, SH : direct horizontal et DH : diffus horizontal

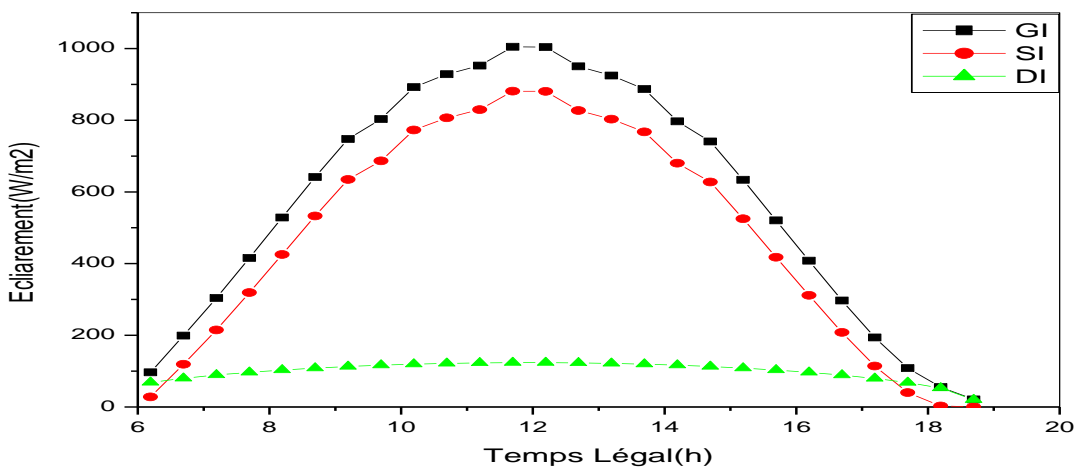


Figure (III.18): Variation de l'éclairement du 01aout sur plan fixe incliné
G I: global incline, SI : direct incline et DI : diffus incline

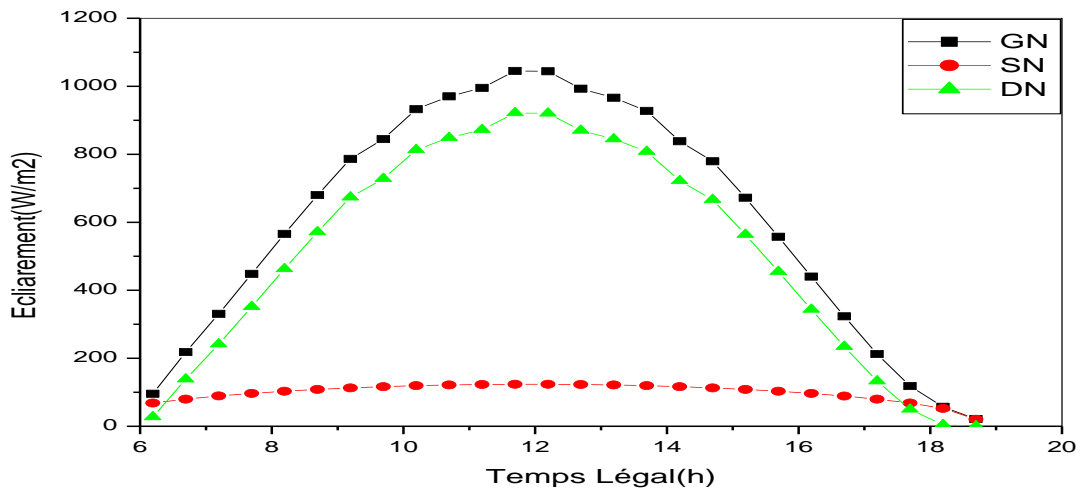


Figure (III.19): Variation de l'éclairement solaire le 01 août sur plan normal
 GN : global normal, SN : direct normal et DN : diffus normal

L'intensité du rayonnement solaire le mois d'août est plus élevé que cela de mars, Nous obtenons un flux solaire global reçu sur un plan normal(tracking) (Figure III.19) de l'ordre de 1044(W/m²) à 12 heures, il atteint 1004(W/m²) sur un plan incliné (Figure III.19) et il atteint 995 (W/m²) sur un plan horizontal (Figure III.19).

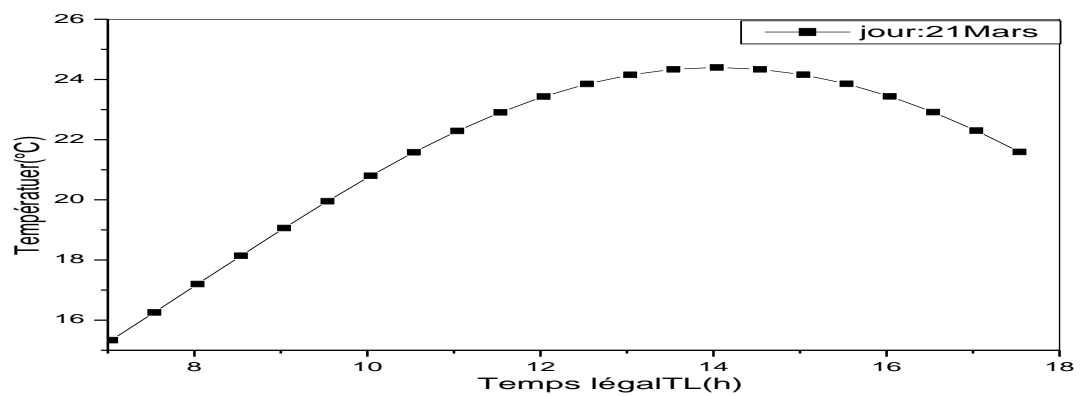


Figure (III.20): Evolution la Température solaire en fonction du temps légal (21 Mars)

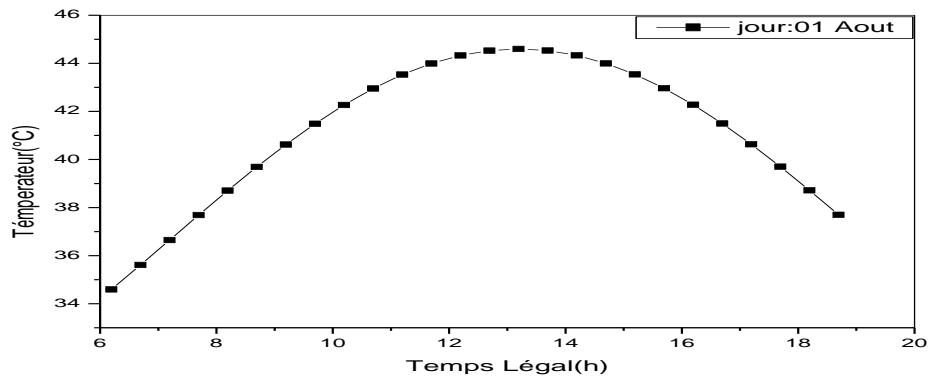


Figure (III.21) : Evolution la Température solaire en fonction du temps légal 01 aout

Les figures (III.21,20) représentent évolutions des températures ambiantes au varis de mars et aout en fonctions du temps légal , au constat une évolutions gaussienne de ces températures et une variations de ces températures qui dépendent de la saison hiver ou été.

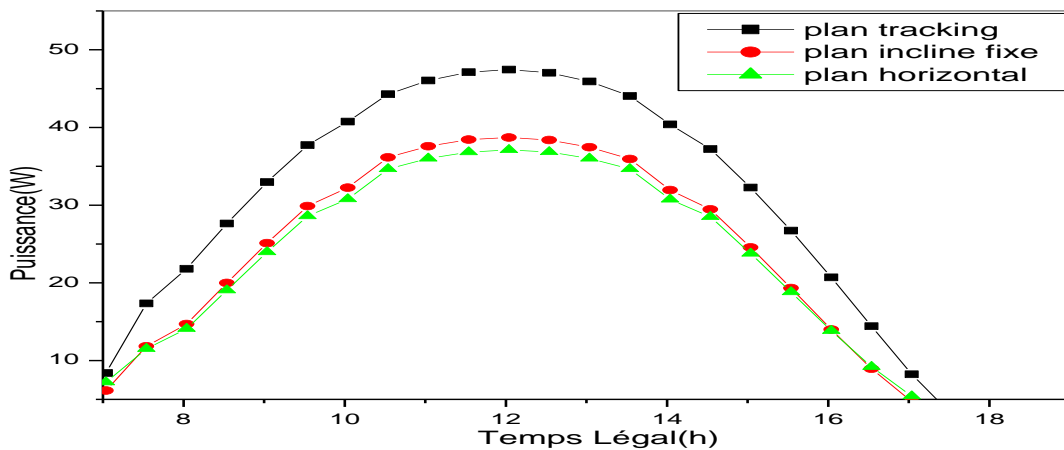


Figure (III.22) : Evolution la puissance solaire en fonction du temps légal(21 mars)

La figure (III.22) représente l'évolution de la puissance photovoltaïque en fonction du temps légal au mois de mars l'évolution de la puissance est gaussienne ce qui explique la dépendance directe de la puissance avec l'éclairement solaire on remarque que la puissance correspondante au plan normal (tracking) est supérieure à celle du cas incliné et horizontal .

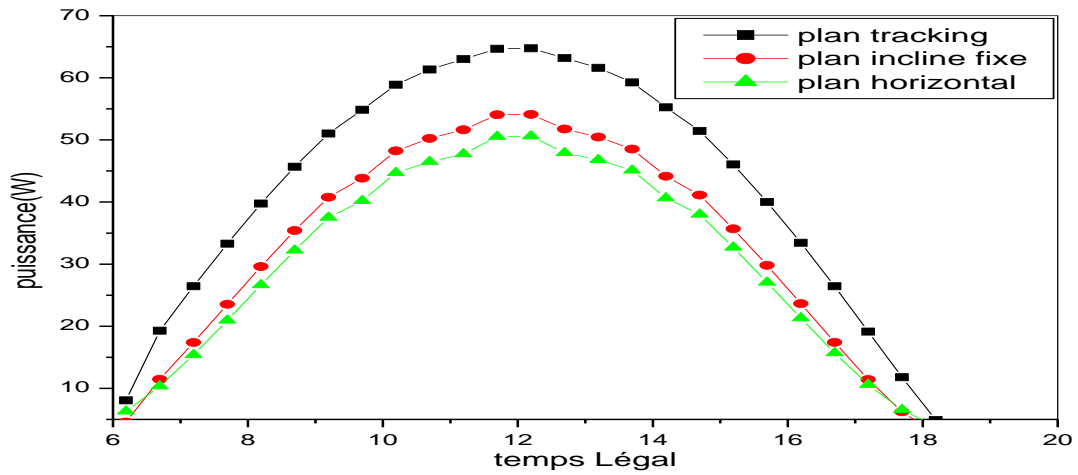


Figure (III.23) : Evolution la puissance solaire en fonction du temps légal 01 aout

La figure (III.23) représentent l'évolution de la puissance photovoltaïque en fonction du temps légal au mois d'aout l'évolution de la puissance est gaussienne ce qui explique la dépendance direct de la puissance avec l'éclairement solaire on remarque que la puissance correspondante au plan normal (tracking) est supérieure a celle du cas incliné et horizontal .

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

L'objectif de ce modeste travail est l'étude du système de poursuite dans les panneaux photovoltaïques. Ce Travail est consacré à l'étude et l'optimisation d'un système de poursuit solaire photovoltaïque dans le site de Ouargla, Il a pour but d'améliorer le rendement et la puissance du panneau photovoltaïque (PV).

L'exploitation de l'énergie maximale captée permet de tirer le maximum de puissance électrique disponible dans le générateur PV.

Dans notre étude et simulation nous avons fait un algorithme et utilise un programme fortran.

Nous avons présente quelques résultats obtenue pour analyser les contraintes de l'exploitation d'un système de poursuit solaire.

Nous constatons que le rayonnement solaire dans le cas du plan normal est nettement supérieur par rapport au plan horizontal et incliné fixe.

Le choix de pas de temps joue un rôle important dans l'évolution de la puissance PV.

L'utilisation de ce mécanisme de poursuite solaire permet d'après les résultats obtenus de récupérer une partie d'énergie supplémentaire par rapport aux systèmes fixes, incliné ou horizontal.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : Sekhri Toufik , Mémoire de fin d'étude, «**Etude comparatif entre deux concentrateur solaire**» Université de Ouargla, 2012.
- [2] : chiba younes, mémoire de magister, «**etude de l'utilisation d'un bassin d'eau comme capteur solaire**» universite mentouri constantine 2005
- [3]: Sahra Mouhamed et Djediai Lazhari Mémoire de fin d'étude « **Optimisation d'un Systeme poursuit solaire appliquée au champ photovoltaïque**» Université de Ouargla, 2011
- [4] :Meloudi Laila, Mémoire de magister, «**Etude et Simulation de la poursuite de la trajectoire du soleil par un panneau solaire**» Université de boumerdas2012.
- [5] : Claude Delorme, « **Gisement solaire** » G.D.T.A (1987), texte imprimé à partir du site : <http://catalogue-bibliothèque.upmc.fr> (Sorbonne Université).
- [6] : Jacques Bernard, « **Energie solaire calculs et optimisation** », Ellipses Edition, Paris 2004
- [7] : Soteris Kalogirou « **Solar Energy** », (p49-p63) TJ810.K258 2009. British Library Cataloguing-in-Publication Data Web site: www.elsevierdirect.com
- [8] : Yves JANNOT « **Thermique Solaire** », (p30-p70) Octobre 2003. Texte imprimé à partir de : [http://www.thermique55.com/principal/thermique solaire Annexe](http://www.thermique55.com/principal/thermique_solaire_Annexe). Yves Jannot, ingénieur CNRS
- [9] : Soufi Adel, Mémoire de fin d'étude « **Modélisation et Control System photovoltaïque par l'espace d'ETA** », Université de Ouargla, 2012
- [10] :Maher Chaabene « **Conversion Électrique des Energies Renouvelables** », Université de Sfax,2007
- [11] : Zaghrib Ilhem, mémoire de magister « **Etude et réalisation d'un concentrateur solaire parabolique** », Université de Constantine, 2005.
- [12] : Hatim el Yazid et Younes Chouklat «**système électromécanique de poursuite pour un concentrateur thermique**» Université de ibn zohr ourzazate morce.2011
- [13] : « **Etude D'un System Pluriethnique**» Baccalauréat General
- [14] :« **Energie solaire photovoltaïque**».doc / B. Flèche - D. Delagnes .2007
- [15] : R. Rezoug et A. Zaatri «**optimisation du rendement d'un système photovoltaïque par poursuite du soleil**»,Université Mentouri, Constantine, Algérie.2009

- [16] M.D. Draoui, et B. Draoui, « **Etude, conception et expérimentation d'un système de contrôle pour système suiveur de soleil** » Universitaire de , Béchar, Vol, 11 N°2, 229 – 238, 2008.
- [17] WWW. Lorentz Germany.com, consulté le 21 / 05 / 2011.
- [18] M.CAPDEROU, " Atlas Solaire de l'Algérie Modèles théorique et expérimentale ", Tomme 02, Algérie, 1986.
- [19] K. BOUZIANE, Mémoire de magister « **Etude d'une installation photovoltaïque de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau** », Université d'Ouargla, 2011.
- [20] A. DOBBI, « **climatisation solaire système à absorption** » mémoire de magister, centre universitaire d'Ouargla, 2000.
- [21] MOZI YVES-MARIE, , « **Capteur solaire parabolique,** » thème n° 7 Lycée St-Paul 8, académie de Besançon, France.
- [22] M. BELHADJ, « **Modélisation d'un Système de captage photovoltaïque autonome** », Mémoire de magistère en Microélectronique Photovoltaïque, Centre Universitaire de Bechar, 2008.
- [23] <http://hernes.silve.pges.perso-orange.fr>.
- [24] M. LAKDER LOUAZENE, « **Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site d'Ouargla** » ", Mémoire de magister en électrotechnique, Université El Hadj Lakhdar – Batna, 2008.
- [25] M. ARROUF, «**Optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branche sur un générateur photovoltaïque** », thèse de doctorat en électronique, université Mentouri de Constantine, 2007.
- [26] R. CHENNI, « **Etude Technico-économique D'un Système De Pompage Photovoltaïque Dans Un Village Solaire** » thèse de doctoral en Physique Energétique, Université Mentouri - Constantin, 2007.
- [27] B. Mokhtari, A. Cheknane, A. Ameer, L. Mokrani et B. Azoui, «**DTC d'un MAS utilisé pour l'optimisation des performances d'un panneau photovoltaïque**» , Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°4, 595 – 602, Université Amar Tilidji, Laghouat, Algérie, 2008.

ملخص:

تعتبر الطاقة الشمسية أحد مصادر الطاقة غير المنتهية والتي ليس لها أي تأثير سلبي مع المحيط البيئي كما يمكن استعمال هاته الأخيرة بطريقتين : مختلفتين طاقة شمسية حرارية ، طاقة شمسية فوتونية ، بحيث نوجه هذه الدراسة على الطاقة الشمسية الفوتونية والتي تستعمل للإنتاج الكهربائية وذلك من خلال ظاهرة فيزيائية تدعى (effet photovoltaïque) التي تعتمد على التحويل المباشر للأشعة الشمسية إلى طاقة كهربائية بواسطة الصفيحة كهروضوئية بحيث هذه الأخيرة يكون إنتاجها أقصى وهي أن تبقى عمودية بالنسبة إلى الأشعة الشمسية هذه الصفيحة تتركز على محورين للدوران لهذا أنجزنا برنامج متابعة مسار الشمس على طول اليوم والهدف من هذه الدراسة:

- أولا: تعريف مبدأ تحويل الطاقة الشمسية إلى طاقة كهروضوئية.
 - وثانيا: التأثير المناخي والموقع الجغرافي على الطاقة الشمسية.
 - وثالثا: نتقي كل الصيغ التي تمكننا من حساب برنامج المسار الشمسي.
- كلمات مفتاحية:** ، طاقة شمسية ، كهروضوئية ، استطاعة ، متتبع الشمس.

Résumé :

L'énergie solaire est l'une des ressources d'énergie. Elle est pratiquement inépuisable, n'implique aucun résidu de pollution ou émission de gaz participant à l'effet de serre. Cette énergie peut être utilisée de deux façons : l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie solaire thermique.

Dans cette étude l'énergie solaire photovoltaïque, utilisée sous forme électrique à partir d'un phénomène physique qui consiste à la conversion directe du rayonnement solaire en énergie électrique

Nous souhaitant au moyen d'un module PV obtenir un rendement maximal et cela lorsqu'il est maintenu perpendiculaire aux rayons solaires, mobile suivant deux axes de rotation (l'azimut et l'inclinaison).

Pour cela nous avons réalisé un programme de poursuite de la trajectoire du soleil le long de la journée à l'aide d'un logiciel Fortran. Dans l'objectif de cette étude nous avons :

- Dans une première étape nous avons défini le principe de la conversion photovoltaïque.
- En deuxième étape nous avons étudié l'influence des conditions géographiques et météorologiques sur le rayonnement solaire.
- Enfin nous avons sélectionné l'ensemble des formules qui nous permettent de réaliser le programme de calcul de la trajectoire solaire et de repérer la hauteur et l'azimut du soleil, le flux solaire et ses différents composants ainsi que la caractéristique courant-tension.

Mots clés : Energie solaire, photovoltaïque, puissance, poursuit solaire.