

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique



Université de Ghardaïa

N° d'ordre :.....

N° de série :.....

Faculté des Sciences et Technologies
Département des Sciences et Technologie

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : *Sciences et Technologies*

Filière : *électrotechnique*

Spécialité : *énergies renouvelables*

Par :

- KETILA Brahim

- MEFTAH Abdelhakim

Thème

**Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque
dans un milieu saharien en vue d'application agricole**

Soutenu publiquement le : 19/09/2017

Devant le jury :

Mr : AKERMI Faouzi	M A A	Univ. Ghardaïa	Président
Mr : FERKOUS Khaled	M A A	Univ. Ghardaïa	Examineur
Mr : BEN YELLOUL Kamel	M R A	Univ. Ghardaïa	Examineur
Mr : DJELLOULI Abdelkader	M A A	Univ. Ghardaïa	Encadreur

Année universitaire 2016/2017



Dédicace

Je Dédie Se Modeste Travail

A la mémoire de ma mère

A mon père

A celui que j'aime beaucoup ma chère femme

A mes enfants

Brahim KETLA

Dédicace

Je Dédie Se Modeste Travail

A mes parents

A celui que j'aime beaucoup ma chère femme

A mes enfants

Abdelhakim MEFTA



Remerciements

Nous rendons nos profondes gratitudees à dieu qui nous a aidé à réaliser ce modeste travail.

Nous exprimons nos profondes gratitudees à nos parents pour leurs encouragements, leurs soutiens et pour les sacrifices qu'ils ont enduré.

*Nous remercions nos encadreurs *Abdelkader DJELLOULT* pour le effort qu'ils ont déployés, pour nous aider, conseiller, encourager et corriger.*

Nous remercions monsieur le président de jury, ainsi que les membres de jury d'avoir accepté de juger ce travail.

Nous remercions aussi tout le corps enseignant et administratif qui ont contribué à notre formation universitaire.

Enfin, nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à notre formation et à l'élaboration de ce modeste mémoire.

Résumé :

L'étude théorique de la photopile est basée sur une représentation à une diode de la photopile. Les effets de la température, de l'irradiation sur la photopile sont étudiés, en particulier, sur les grandeurs, telles que le courant de court-circuit I_{sc} , la tension de circuit ouvert V_{oc} . Selon les caractéristiques de la charge, qui est une pompe centrifuge entraînée par un moteur à courant continu 'moto-pompe', et les conditions de fonctionnement (température, irradiation), nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance maximale potentielle du générateur et celle réellement transférée au motopompe.

Afin d'extraire à chaque instant, le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer au moto-pompe, on utilise un étage d'adaptation composé d'un hacheur boost. La modélisation, puis la simulation du système (générateur photovoltaïque, hacheur boost, de même que l'algorithme MPPT) est ensuite effectuée grâce au logiciel Matlab/Simulink.

Mots clés: Energie solaire - Cordonnées du soleil - Système GPV - Moto-pompe - Hacheur boost – MPPT- Modélisation - Simulation.

Abstract :

The theoretical study of the solar cell is based on one diode representation. The temperature and irradiance effects on the solar cell are studied, particularly on the short circuit current I_{sc} , the open circuit voltage V_{oc} . Depending on the load (DC motor-pump) direct current, and the operating conditions (temperature, irradiance), we can find a highly gap between the potential peak power and the real power transferred to the moto-pump.

A maximum power point tracker (MPPT) based on a boost converter is used for extracting the maximum power from the solar photovoltaic generator. The modelling and simulation of the system (photovoltaic generator, boost converter and MPPT algorithm,.) is then made with Matlab/Simulink software.

Key words : Solar energy – Pvsystem - Motor pump - Boost converter - MPPT command – Modélisation – Simulation.

ملخص:

تستند الدراسة النظرية للخلاية الضوئية على تمثيل الصمام الثنائي من فوتوبيل. تدرس آثار درجة الحرارة، من الإشعاع على الخلايا الضوئية، على وجه الخصوص، على الكميات، مثل الدائرة القصيرة الحالية I_{sc} ، الدائرة المفتوحة الجهد V_{oc} . اعتماداً على خصائص الحمل، وهو مضخة الطرد المركزي يقودها محرك يشتغل بتيار مستمر و وفق ظروف التشغيل (درجة الحرارة، و الإشعاع)، يمكننا أن نجد فرقاً كبيراً جداً بين القدرة القصوى المحتملة للنظام الكهروضوئي و التي نقلت بالفعل إلى مضخة المحرك. من أجل استخراج في كل لحظة أقصى قدر من الطاقة المتاحة في النظام الكهروضوئي ونقله إلى مضخة المحرك، يتم استخدام تنفيذ النمذجة ونظام محاكاة لكل من (النظام الكهروضوئي، خوارزمية boost) من خلال استخدام برنامج Matlab/Simulink.

الكلمات المفتاحية : الطاقة الشمسية - الاحداثيات القطبية - نظام الكهروضوئي - مضخة آلية - التصميم، المحاكاة - برنامج ماتلاب.

Sommaire

Table des matières.....	III
Nomenclature.....	VI
Liste des figures et des tableaux.....	VIII
Introduction Générale.....	01
Chapitre I : Introduction à L'énergie Solaire	
I-1 Introduction	03
I-2 L'énergie solaire.....	03
I-2-1 Présentation du soleil.....	03
I-2-2 Mouvement de la terre autour du soleil.....	03
I-2-3 Trajectoire apparente du soleil.....	04
I-2-4 Cordonnées du soleil.....	05
I-2-5 Cordonnées terrestres.....	08
I-2-6 Orientation et inclinaison d'une surface.....	09
I-3 Le rayonnement solaire.....	10
I-3-1 Répartition spectrale du rayonnement solaire.....	10
I-3-2 Constante solaire.....	11
I-3-3 Composition du rayonnement solaire.....	14
I-4 Nomenclature des différents instruments de mesure du rayonnement.....	16
I-4 -1 Pyrradiomètre.....	16
I-4 -2 Pyranomètre.....	16
I-4 -3 Pyrhéliomètre.....	16
I-4 -4 Pyrradiomètre différentiel ou bilanmètre.....	16
I-4 -5 Héliographe.....	16
I-5 Estimation de l'irradiation solaire.....	16
I-5 -1 Irradiation sur un plan horizontal.....	16
I-5 -2 Irradiation global extraterrestre G ₀	20
I-6 Modèles de la température ambiante et de jonction.....	21
I-6 -1 Modèle de la température ambiante.....	21
I-6 -2 Modèle de la température de jonction.....	22
I-7 Conclusion.....	22

Chapitre II : Le générateur photovoltaïque

II-1 Introduction.....	23
II -2La conversion photovoltaïques.....	23
II -2-1 L'effet photovoltaïque.....	23
II -2-2 Le principe de la conversion.....	23
II -2-3 La cellule photovoltaïque.....	26
II -3 Le module photovoltaïque.....	33
II -4 Classification des systèmes photovoltaïques.....	35
II -4 -1 Alimentations électriques faibles puissances.....	35
II -4 -2 Installations électriques photovoltaïques autonomes.....	35
II -4 -3 Installations électriques photovoltaïques raccordées au réseau.....	37
II -5 Utilisation des systèmes Photovoltaïque.....	39
II -7 Conclusion.....	40

Chapitre III : Modélisation d'un système de pompage solaire

III-1 Introduction.....	41
III-2 Modélisation du générateur photovoltaïque.....	41
III-2-1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque.....	41
III-3 Modélisation d'un module BP MSX60 de BP Solaire.....	45
III-3-1 Caractéristique courant- tension, puissance– tension.....	45
III-3-2 Influence de la température.....	45
III-3-3 Influence de l'éclairement.....	46
III -3-4 Influence de l'éclairement et la température.....	47
III -3-5 Influence de la résistance série.....	47
III -3-6 Influence du facteur de qualité.....	48
III-3-7 L'influence de l'association en parallèle, série, mixte des modules.....	48
III-3-8 Zone de fonctionnement du module solaire.....	49
III-4 Adaptation du générateur photovoltaïque à la charge.....	50
III-4-1 Connexion directe source-charge.....	50
III-4-2 Étage d'adaptation entre un GPV et une charge.....	50
III-4-3 Les convertisseurs DC-DC.....	51
III-5 Modélisation du groupe motopompe.....	57

III-5-1 Le Moteur.....	57
III-5-2 Les pompes.....	60
III-6 Modélisation de la pompe centrifuge.....	64
III-6-1 Les pertes de charge.....	64
III-6-2 Caractéristiques d'une pompe centrifuge.....	65
III-7 Les différents types d'installation du groupe motopompes.....	69
III-8 Conclusion.....	70

Chapitre IV : Simulation d'un système de pompage PV sous MATLAB/SIMULINK

IV-1 Introduction.....	71
IV-2 Simulation du générateur photovoltaïque.....	72
IV-2-1 Modèle d'un module PV.....	72
IV-3 Simulation d'un moteur à courant continu.....	75
IV-4 Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque.....	76
IV-4-1 Dimensionnement du motopompe.....	76
IV-4-2 Dimensionnement du générateur PV.....	77
IV-5 Couplage directe d'un moteur à courant continu au générateur PV.....	77
IV-6 Couplage à travers un convertisseur.....	78
IV-6-1 Principe de la recherche MPPT.....	78
IV-6-2 Les algorithmes du point de puissance maximale.....	79
IV-7 Optimisation du système de pompage photovoltaïque.....	83
IV-8 Simulation du système globale.....	84
IV-9 Résultats de simulation.....	85
IV-10 Conclusion.....	90
Conclusion générale	91
Annexe 01	92
Annexe 02.....	93
Bibliographie	95

Nomenclature	Désignation
E	: Eclairement (w/m ²)
Em	: Eclairement maximal (w/m ²)
FF	: facteur de forme
I	: Courant débité par le générateur PV (A)
I _{op}	: Courant optimal (A)
I _{ph}	: Photo courant (A)
I _o	: Courant de saturation (A)
I _{sc}	: Courant de court circuit (A)
G	: Irradiation (w /m ²)
λ	: Longueur d'onde m
C	: La vitesse de propagation. $3 * 10^8$ ms ⁻¹
h	: La constante de Planck. $6,62 * 10^{-34}$ Js ⁻¹
η_{STC}	: Le rendement de la cellule photovoltaïque
GPV	: Générateur photovoltaïque
K	: Constant de Boltzmann (J/k)
MPP	: Maximum power point
MPPT	: Maximum power point tracking
n _s	: Nombre de modules en séries
n _p	: Nombre de modules en parallèles
PV	: Photovoltaïque
Pop	: puissance optimale (W)
q	: Charge de l'électron (coulomb)
R	: Résistance (Ω)
R _s	: Résistance série (Ω)
R _p	: Résistance shunt (Ω)
T	: Température (°C)
T _c	: Température de cellule (°C)
T _r	: Température de référence (°C)
V	: Tension aux bornes du panneau PV (V)
V _{oc}	: Tension en circuit ouverte (V)
V _{op}	: Tension optimal (V)
V ₀	: Tension de sortie de l'hacheur (V)
V _{th}	: Tension thermique (V)
t	: Période (s)
t _s	: Temps (s)
(s), (r), (e)	: indice respectifs du stator, du rotor et d'entrefer
d	: axe d du repère tournant (d, q)
q	: axe q du repère tournant (d, q)
α	: axe du repère statorique (α , β)
β	: axe du repère statorique (α , β)
R _s , l _s	: résistance et inductance propre d'une phase statorique
R _r , l _r	: résistance et inductance propre d'une phase rotorique
M _s	: coefficient de mutuelle inductance entre deux phases de stator
M _r	: coefficient de mutuelle inductance entre deux phases de rotor
M _{sr}	: Max de l'inductance mutuelle entre d'une phase de stator et rotor
MCC	: moteur a courant continu
k _e , k _t	: constantes de tension et de couple de moteur.
I _a	: le courant d'armature de moteur.
R _a	: la résistance de circuit d'armature de moteur.

C_e	: le couple électromagnétique de moteur.
C_r	: le couple résistant de moteur
Q	: débit (m ³ /h)
HMT	: Hauteur manométrique totale
H_g	: hauteur géométrique
ρ	: Masse volumique de l'eau (Kg/m ³).
g	: accélération de la pesanteur (m/s ²).
ΔH	: Sommes de toutes les pertes de charges dans les tuyauteries
P_m	: puissance fournie par le moteur
K_{fr}	: Coefficient de perte de charge relatif à la pompe.
K_c	: Coefficient de pertes de charge relatif à la pompe
K_1	: Coefficient correcteur dépendant des dimensions de la pompe.
H_p	: Hauteur réelle.
H_t	: Hauteur théorique
ΔH	: Les pertes de charges dans les tuyauteries d'aspiration et de refoulement.
K_f	: Coefficient de débit
P_{ah}	: Puissance hydraulique absorbée (ou puissance utile à la conversion)
T	: couple de torsion sur l'arbre de la pompe
ω	: vitesse angulaire de la pompe
H_s	: Hauteur statique
λ	: Coefficient des pertes de charge linéaires
L	: La longueur d'un tronçon de conduite (m).
D	: Le diamètre d'un tronçon de conduite (m).
V	: La vitesse d'écoulement dans la conduite
g	: L'accélération de la pesanteur (m/s).
K_p	: <i>Constante delacannalisation</i>
K_1, K_2, K_3	: des constantes propres de la pompe donnée par le constructeur
K_r	: Coefficient de proportionnalité [(Nm/rad.s ⁻¹)].
C_s	: Couple statique
η_g	: rendement du générateur à la température de référence (25C°)
A	: surface active du générateur(m ²)

Figure	Dénomination	Page
Fig (I.1)	: Le mouvement de la terre autour du soleil	04
Fig (I.2)	: Repérage de la position du soleil	04
Fig(I.3)	: Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année	05
Fig(I.4)	: Variation de l'angle horaire en fonction du temps solaire vrai	07
Fig(I.5)	: Coordonnées horizontales du soleil	08
Fig (I.6)	: Cordonnée terrestre	09
Fig (I.7)	: Orientation et inclinaison d'une surface	09
Fig (I.8)	: Analyse spectrale du rayonnement solaire	10
Fig (I.9)	: La constante solaire	11
Fig (I.10)	: Le rayonnement solaire et le nombre d'air masse	12
Fig (I.11)	: Spectre solaire en fonction de différentes valeurs, Air Mass	13
Fig (I.12)	: Normes de mesures du spectre lumineuse émis par le soleil	13
Fig (I.13)	: Les trois composantes du rayonnement solaire global	15
Fig (I.14)	: Irradiation global extraterrestre	21
Fig. (II .1)	: Présentation schématique d'un atome	24
Fig. (II .2)	: Présentation schématique d'un Atome de silicium	24
Fig. (II .3)	: Présentation schématique d'une cellule solaire	26
Fig. (II .4)	: Les différentes technologies d'une cellule solaire	27
Fig. (II .5)	: Processus de fabrication d'un module solaire	27
Fig. (II .6)	: Bloc de silicium	28
Fig. (II .7)	: Wafers	28
Fig. (II .8)	: la chaine du photovoltaïque. technologie du silicium cristallin	29
Fig. (II .9)	: Les cellules photovoltaïques en plastique, composites et organique	31
Fig. (II .10)	: Face avant et arrière d'un module PV double face 36 Vcc	31
Fig.(II.11)	: Caractéristiques I(V) d'une cellule PV soumise à différents éclair	32
Fig. (II .12)	: Constitution d'un module photovoltaïque	34
Fig. (II .13)	: protection des modules par les diodes anti retour et by-pass	34
Fig. (II .14)	: Alimentations électriques faibles puissances	35
Fig. (II .15)	: Système photovoltaïque isolé	36
Fig. (II .16)	: Système pompage photovoltaïque	36
Fig. (II .17)	: Installation photovoltaïque isolé	37
Fig. (II .18)	: Installation PV raccordée au réseau sans injection	37
Fig.(II .19)	: Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents	38
Fig.(II .20)	: Installation PV raccordée au réseau avec injection totale de l'énergie	38
Fig. (III.1)	: Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque idéal	41
Fig. (III.2)	: La caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque	42
Fig. (III.3)	: Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque réel	42
Fig. (III.4)	: Caractéristique courant-tension	45
Fig. (III.5)	: Caractéristique puissance-tension	45
Fig.(III.6)	: Influence de la température sur I(V)	46
Fig.(III.7)	: Influence de la température sur P(V)	46
Fig.(III.8)	: Influence de l'éclairement sur I(V)	46
Fig.(III.9)	: Influence de l'éclairement sur P(V)	46
Fig.(III.10)	: Influence de l'éclairement et de la température sur I(V)	47
Fig.(III.11)	: Influence de l'éclairement et de la température sur P(V)	47
Fig. (III.12)	: Influence de la résistance série sur I(V)	47
Fig. (III.13)	: Influence de la résistance série sur P(V)	47
Fig. (III.14)	: Influence du facteur de qualité sur I(V)	48
Fig.(III.15)	: Influence du facteur de qualité sur P(V)	48
Fig.(III.16)	: L'influence de l'association des modules	49

Fig. (III.17) :	Différentes zones de la caractéristique I (V)	49
Fig.(III.18) :	Connexion directe source-charge (résistive)	50
Fig.(III.19) :	Étage d'adaptation entre un GPV et une charge	51
Fig. (III.20) :	Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck	52
Fig. (III.21) :	Périodes fermeture et ouverture d'un interrupteur	52
Fig.(III.22) :	Schémas équiva du hacheur dévolteur (a) : K fermé, (b) : K ouvert	52
Fig. (III.23) :	Schéma de principe d'un convertisseur Boost	54
Fig.(III.24) :	Schémas équivalents du hacheur survolteur	54
Fig.(III.25) :	Convertisseur dévolteur-survolteur	55
Fig.(III.26) :	Schémas équivalents du hacheur dévolteur-survolteur	55
Fig. (III.27) :	Structure d'une station de pompage photovoltaïque	57
Fig. (III.28) :	Machine à courant continu a aimant permanent	58
Fig. (III.29) :	Variation de courant et de la vitesse du moteur en fonction de temps	60
Fig. (III.30) :	Variation de couple électromagné et le couple résistant du moteur	60
Fig. (III.31) :	Caractéristiques débit- vitesse ; couple d'une pompe volumétrique	61
Fig. (III.32) :	Caractéristiques débit-hauteur d'une pompe volumétrique	62
Fig. (III.33) :	Schéma de principe d'une pompe centrifuge	63
Fig. (III.34) :	Caractéristiques d'une pompe centrifuge	65
Fig.(III.35) :	Caractéristiques couple - vitesse d'une pompe centrifuge	66
Fig.(III.36) :	Caractéristiques de la pompe HMT (Q) et de la canalisation	67
Fig.(III.37) :	Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge	67
Fig. (III.38) :	Caractéristique de rendement de la pompe centrifuge	68
Fig. (III.39) :	Exemples d'installations de pompes solaires	69
Fig. (IV.1) :	Schéma bloc du module BP MSX60 de BP Solaire sous Matl/ Sim	72
Fig.(IV.2) :	Schéma bloc du Sous-système du module PV sous Matlab/Simulink	72
Fig.(IV.3) :	Calcul de la température	73
Fig.(IV.4) :	Modélisation du courant inverse de saturation Irs	73
Fig. (IV.6) :	Modélisation du courant photonique Iph	74
Fig.(IV.7) :	Modélisation nsAKT	74
Fig.(IV.8) :	Modélisation du courant photovoltaïque Ipv	74
Fig.(IV.9) :	Model du moteur à courant continu sous Matlab/Simulink	75
Fig. (IV.10) :	La variation du I délivré par le moteur à ICD en fonction de temps	75
Fig. (IV.11) :	La variation du I délivré par le moteur à ICD en fonction de temps	75
Fig. (IV.12) :	Schéma bloc d'un couplage directe GPV- MSAP	78
Fig.(IV.13) :	Caractéristique I(V), Im(V) pour différents éclairnements et T=25°C	78
Fig. (IV.14) :	Schéma synoptique du système PV par une commande MPPT	79
Fig. (IV.15) :	Divergence de la méthode P&O	80
Fig.:(IV.16) :	Caractéristique de la puissance tension d'un générateur PV	81
Fig. (IV.17) :	schéma bloc du système de pompage PVMatlab/Simlulink	84
Fig. (IV.18) :	La variation de L'éclairement en fonction de temps	85
Fig. (IV.19) :	Caractéristiques de charge de système de PPV, T=25°C	85
Fig. (IV.20) :	La tension du générateur en fonction de temps	86
Fig. (IV.21) :	Variation de la tension de sortie du hacheur Boost en fonction de T	86
Fig. (IV.22) :	Variation de la puissance de sortie en fonction de temps	87
Fig. (IV.23) :	Variation du I du moteur en fonction de temps avant optimisation	87
Fig. (IV.24) :	Variation du T du moteur en fonction de temps après optimisation	87
Fig. (IV.25) :	Variation de la vitesse du moteur en fonction de temps avant optimi	88
Fig. (IV.26) :	Variation de la vitesse du moteur en fonction de temps après optimi	88
Fig. (IV.27) :	Le rendement en fonction de temps	89
Fig. (IV.28) :	variation de la vitesse en fonction de l'éclairement	89
Fig. (IV.29) :	Caractéristique du débit en fonction de l'éclairement	89

Introduction générale :

Depuis la généralisation de l'utilisation de l'électricité, la consommation énergétique n'a cessé d'augmenter, le problème de la conversion et du stockage de l'énergie a conduit à la recherche et au développement de nouvelles sources d'approvisionnement. Cet intérêt s'est accru face à l'épuisement inéluctable des énergies fossiles, à leur impact sur l'environnement et aux déchets qu'ils engendrent.

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.. [01]

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.

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications prometteuses de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque. Il représente la solution idéale pour l'approvisionnement en eau partout où le réseau électrique est absent. Il constitue alors une solution parfaitement adéquate pour subvenir aux besoins de l'irrigation. Le système de pompage PV est généralement composé d'un générateur PV, d'un convertisseur d'énergie, d'un moteur et d'une pompe.

Due au coût élevé du générateur photovoltaïque et à la désadaptation existante entre les caractéristiques $I=f(V)$ du générateur et de la charge, une grande importance est donnée à leur conception et à leur utilisation optimale qui permettent un fonctionnement fiable et économique.

Pour amortir le coût de l'utilisation des systèmes solaires on met en œuvre des techniques d'optimisation. La MPPT (Maximum Power Point Tracker) reste une bonne approche dans la résolution des problèmes de la conversion de l'énergie solaire, elle consiste à faire fonctionner les systèmes photovoltaïques dans leur zone de puissance maximale.

La modélisation des différents éléments d'un système photovoltaïque est une étape indispensable qui doit précéder toute phase de dimensionnement, commande ou de simulation.

Dans ce travail nous nous sommes intéressés à l'étude et l'optimisation du fonctionnement d'un système de pompage photovoltaïque, de ce fait, le présent mémoire est subdivisé en quatre chapitres

Le premier chapitre des généralités sur la technologie photovoltaïque. En commençant par des notions sur le rayonnement solaire, Dans deuxième temps nous montrons les différents types de systèmes photovoltaïques, et on terminera avec les Avantages et Inconvénients de l'énergie photovoltaïque.

Dans le second chapitre nous allons étudier le générateur photovoltaïque. En commençons par l'étude des caractéristiques et des paramètres électriques d'une cellule solaire, ainsi que l'influence des différents paramètres électriques, mécaniques, et de la température sur les caractéristiques du module..

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude des éléments du système de pompage photovoltaïque (champ photovoltaïque, convertisseur et groupe motos-pompe). Dans une première étape, en exposant d'une manière détaillée la modélisation mathématique, le principe de fonctionnement et la caractéristique $I=f(V)$ du générateur. Dans une seconde étape, un aperçu théorique sur le moteur à aimant permanent et les pompes qui peuvent être utilisés dans le pompage PV. Il présente aussi le modèle mathématique de chacun de ces composants.

Et pour parvenir au quatrième chapitre, qui se résume une simulation complète avec et sans optimisation d'un système de pompage solaire.

En fin, on terminera par une conclusion générale discutant les résultats obtenus et les perspectives à entreprendre dans les futurs travaux.

Chapitre I

Introduction à L'énergie Solaire

I -1Introduction :

Le soleil est une source d'énergie naturelle, gratuite et non polluante. L'énergie solaire grâce à ces multiples usages tend à être l'une des ressources énergétiques majeures du 3ème millénaire, avec un gigantesque gisement solaire qui équivaut à 10 000 fois la consommation énergétique de l'humanité entière.[01]

Le soleil est une sphère gazeuse d'hydrogène et d'hélium, son diamètre est de 1 391 000 km, soit 110 fois celui de la terre. La distance Terre – Soleil est ~ de 150 millions de km, soit 500 fois la distance terre lune. Le soleil rayonne comme un corps noir à 5800K Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous la forme d'ondes électromagnétiques. [01]

I -2 L'énergie solaire :

I-2-1 Présentation du soleil :

Le soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique dont le diamètre atteint 1391000 km. Il est situé à une distance moyenne de 149598000 km de la terre. Le soleil est composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium et il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes et sa température de cœur atteint 10^7 K. [01]

Vu de la terre, le soleil tourne autour de son axe. Le soleil ne tourne pas comme un corps solide

- La rotation de l'équateur s'effectue environ dans 27 jours.
- Les régions polaires durant 30 jours.

I -2-2Mouvement de la terre autour du soleil :

Le mouvement de la terre autour du soleil s'effectue dans un plan nommé le plan de l'écliptique. L'axe des pôles, autour duquel s'effectue le mouvement de rotation de la Terre, n'est pas perpendiculaire au plan de l'écliptique. Le centre de gravité de la terre décrit une ellipse dont le soleil occupe l'un des foyers Figure(I.1).

La terre tourne sur elle-même autour de l'axe des pôles et le plan équatorial, perpendiculaire à cet axe. Ainsi, la rotation et l'inclinaison de la Terre ne font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Elle tourne autour du soleil en 365 jours 5h 48 mn 40s $\approx 365,25$ jours.

La terre tourne avec une vitesse moyenne 29,77 Km/s (vitesse maximale en hiver 30,27 Km/s et minimale en été 29,77 Km/s). Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons. [5]

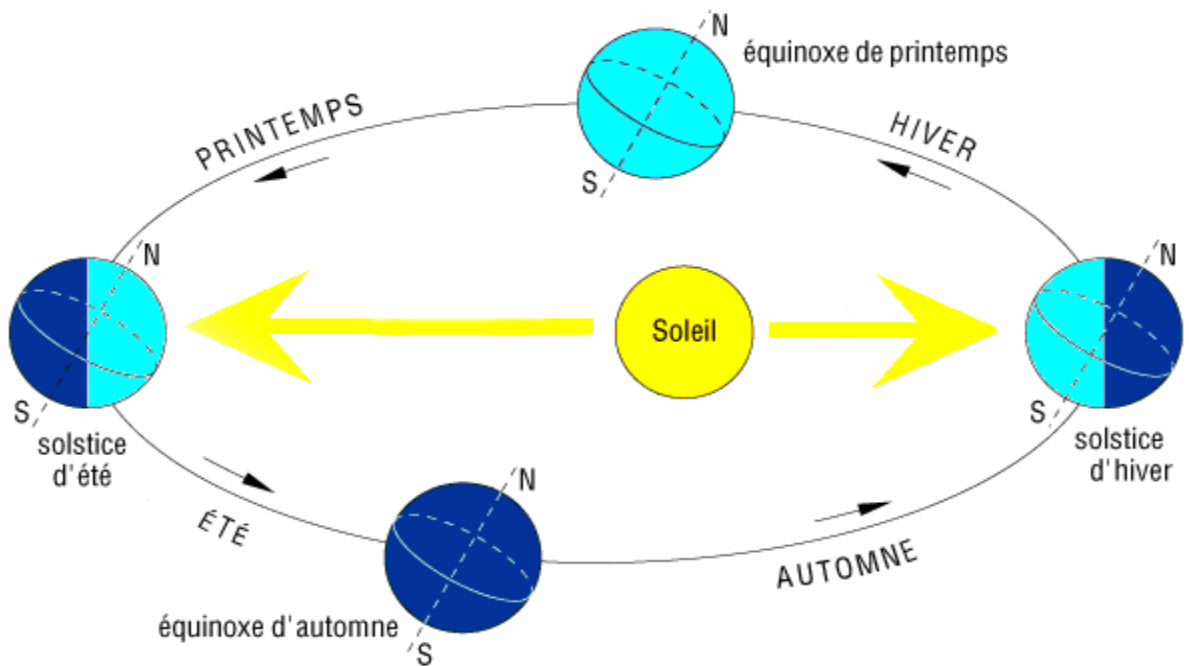


Fig (I.1) :Le mouvement de la terre autour du soleil. [01]

I -2-3 Trajectoire apparente du soleil :

Pour un observateur situé sur la surface de la terre, le soleil décrit une trajectoire apparente qui dépend de la latitude et la longitude du lieu où il se trouve, voir Figure(I.2).

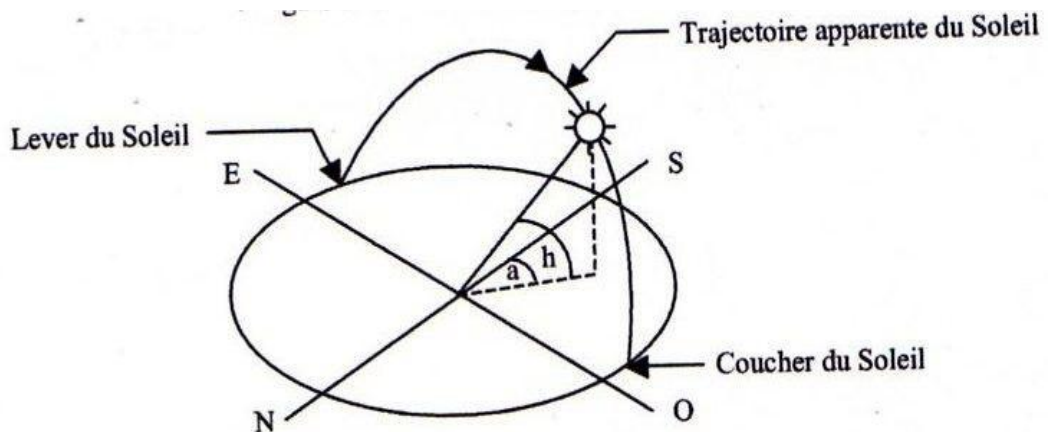


Fig (I.2): Repérage de la position du soleil [02]

I -2-4 Cordonnées du soleil :

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents. [02]

Par rapport au plan équatorial de la terre (repère équatorial).

Par rapport au plan horizontal du lieu (repère horizontal).

- **Coordonnées équatoriales :**

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles.

- **Déclinaison solaire (δ) :**

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial. La déclinaison du soleil varie quotidiennement selon la relation [02]

$$\delta = 23,45 \times \sin\left[\frac{360}{365}(j - 80)\right] \dots\dots\dots(I-1).$$

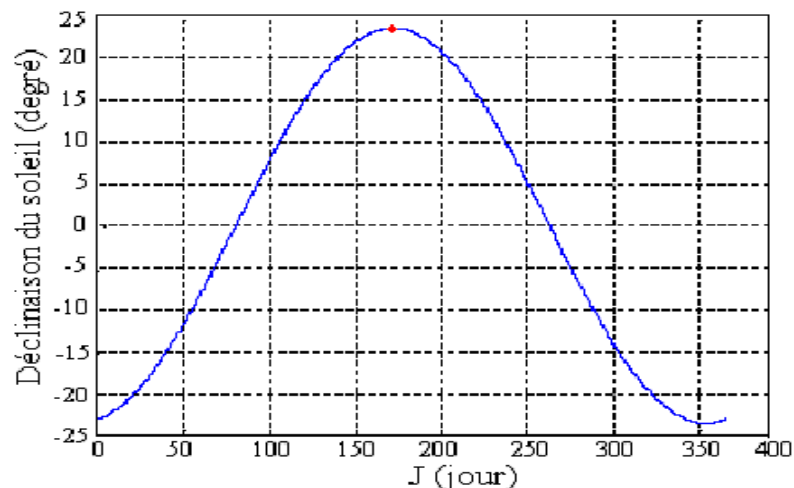
Ou avec plus de précision :

$$\delta = \sin^{-1} \left[0.389 \times \sin \left[\frac{360}{365} (j - 82) \right] + 2 \times \sin \frac{360}{365} (j - 2) \right] \dots\dots\dots(1-2).$$

Avec :

j : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1er janvier, c.-à-d. varie de 1 à 365 ou 366selon l'année.

La variation de la déclinaison du soleil au cours de l'année est représentée par la figure(I.3).



Fig(I.3): Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J . [02]

δ : varie entre deux valeurs extrêmes : $-\delta_0 < \delta < +\delta_0$ avec $\delta_0 = 23.45^\circ$.

$\delta=0$ aux équinoxes (E.P, E.A)/ Les équinoxes représentent les deux dates de l'année où le soleil traverse le plan équatorial, l'équinoxe automnal, le 23 septembre, marquant le début de la chute de la durée de la journée, et l'équinoxe printanier le 21 mars, marquant le début de l'accroissement de la durée du jour. [02]

$\delta=23.45^\circ$: au Solstice d'été (S.E) (au 21 juin), nous observons que le soleil est à son point le plus élevé dans le ciel. Elle marque le début de l'été dans l'hémisphère nordique.

$\delta=-23.45^\circ$: au Solstice d'hiver (S.H) (au 21 décembre).

$\delta>0$: aux E.P - S.E- E.A

$\delta<0$: aux E.A –S.H- E.P

– **Angle horaire du soleil (H) :**

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu, l'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation : [02]

$$H = 15 \times (12 - \text{TSV}) \dots\dots\dots (1-3).$$

Avec :

$$\text{TSV} = \text{TL} - \text{TU} + \left(\frac{\Delta t + \Delta \lambda}{60}\right) = \text{TL} - \left(\text{TU} - \frac{\lambda}{15}\right) + \frac{\Delta t}{60} \dots\dots\dots (1-4).$$

$$\Delta t = 9,87 \times \sin 2\left(\frac{360}{365}(j - 81)\right) - 7,35 \cos\left(\frac{360}{365}(j - 81)\right) - 1,5 \times \sin\left(\frac{360}{365}(j - 81)\right).. (1-5)$$

TU : Temps universel : est le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.

Pour l'Algérie : TU= +1.

TL : Temps légal : temps donné par une montre.

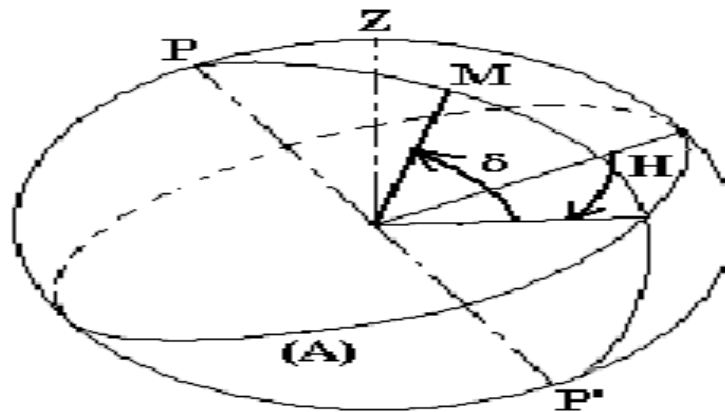
Δt : correction de l'équation du temps.

λ : Longitude du lieu.

H>0 : après midi.

H<0 : le matin.

H=0 : midi TSV.



Fig(I.4): Variation de l'angle horaire en fonction du temps solaire vrai. [02]

- **Coordonnées horizontales du soleil :**

La position du soleil à un instant considéré est donnée par l'azimut du soleil a et son élévation h voir figure(I.5).

- **Azimut (a) :** C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction du Sud. L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation : [02]

$$\sin a = \frac{\cos \delta \times \sin H}{\cos h} \dots\dots\dots (1-6).$$

a : varie entre -180° et 180° .

On prend :

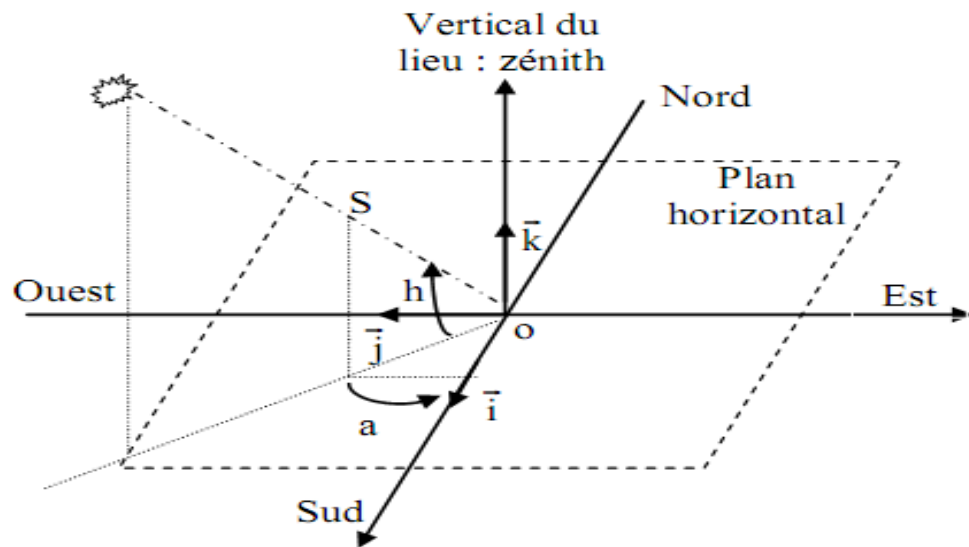
- $a > 0$: vers l'ouest.
- $a < 0$: vers l'est.
- $a = 0$: direction du sud.
- **Hauteur (h):** C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan d'horizontal.

La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante : [02]

$$\sin(h) = \cos(\delta) \times \cos(\varphi) \times \cos(H) + \sin(\varphi) \times \sin(\delta) \dots\dots\dots (1-7).$$

La hauteur du soleil varie entre -90° et $+90^\circ$.

- $h = 0$ aux lever et coucher,
- $h > 0$ le jour ;
- $h < 0$ la nuit.



Fig(I.5): Coordonnées horizontales du soleil [02]

I -2-5 Cordonnées terrestres :

Tout point sur la surface terrestre peut être repéré par ses coordonnées géographiques qui sont :

La longitude, la latitude, ainsi que par son altitude, voir figure(I.6).

- **Longitude** : La longitude (λ) d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé.

La longitude d'un lieu peut être comprise entre -180 et 180° . A tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. [02]

On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'Est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'Ouest.

- **Altitude** : L'altitude d'un point correspond à la distance verticale en mètre entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer). [02]

Latitude : L'angle (φ) de latitude est l'angle entre une ligne tracée d'un point sur la surface de la terre avec le centre de cette dernière, et le cercle équatorial de la terre. L'intersection du cercle équatorial avec la surface de la terre forme l'équateur et est indiquée en tant que latitude de 0° , le pôle nord par la latitude $+90^\circ$ et le pôle sud par la latitude -90° .

Par convention, le signe (+) est affecté à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) à tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude d'un lieu peut être comprise entre -90° et $+90^\circ$.

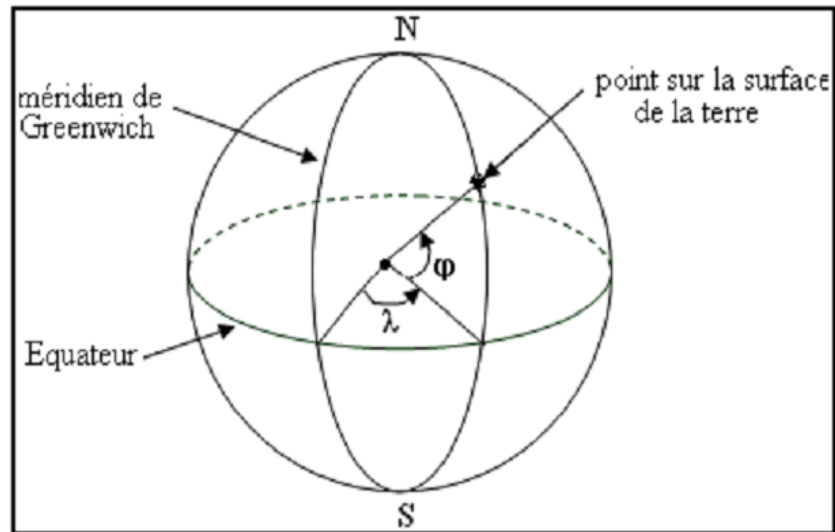


Fig (I.6) : Cordonnée terrestre. [02]

I -2-6 Orientation et inclinaison d'une surface :

- **Azimute α** : C'est l'angle que fait la projection du soleil sur le plan horizontal avec la direction du Sud et il désigne l'orientation de la surface de telle sorte que :
 - $\alpha = -90^\circ$ pour une orientation Est
 - $\alpha = 0$ pour une orientation Sud
 - $\alpha = 90^\circ$ pour une orientation Ouest
 - $\alpha = 180^\circ$ pour une orientation Nord

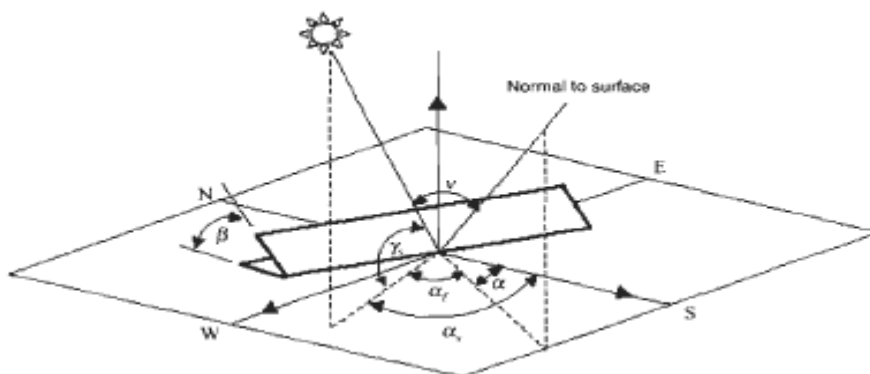


Fig (I.7) : Orientation et inclinaison d'une surface. [02]

- **Angle d'inclinaison β** : C'est l'angle que fait la surface avec le plan horizontal. L'inclinaison de la surface est désignée par la variable b , choisie de telle sorte que :
 - $\beta = 0$ pour une surface horizontale
 - $\beta = 90^\circ$ pour un plan vertical
 - $\beta = 180^\circ$ pour un plan horizontal tourné vers le bas.

I -3Le rayonnement solaire :

I -3-1 Répartition spectrale du rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0,2 μm) à l'infrarouge lointain (2,5 μm).

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement de:

9% dans la bande des ultraviolets (<0,4 μm),

47% dans la bande visible (0,4 à 0,8 μm), 44% dans la bande des infrarouges (>0,8 μm).

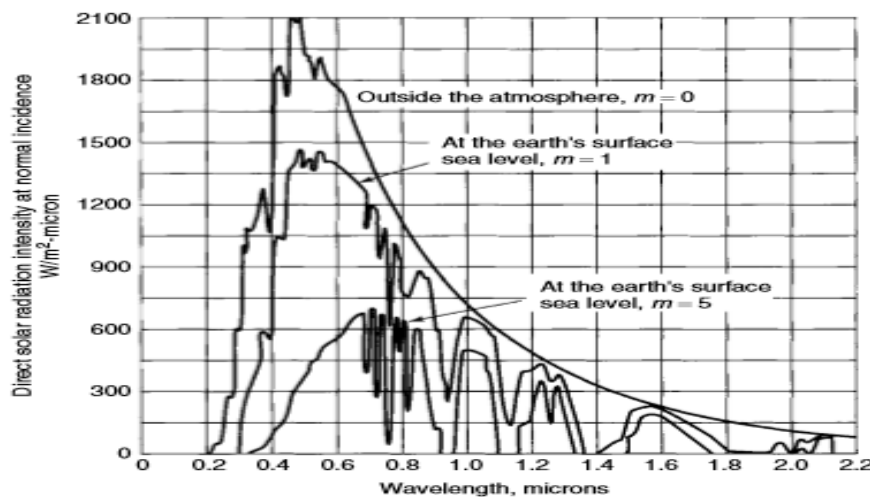


Fig (I.8) : Analyse spectrale du rayonnement solaire. [02]

Le tableau (I-1) donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photos pour diverses longueurs d'ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux. [01]

Tableau (I-1) : Valeurs énergétiques des photos issues spectre solaire. [01]

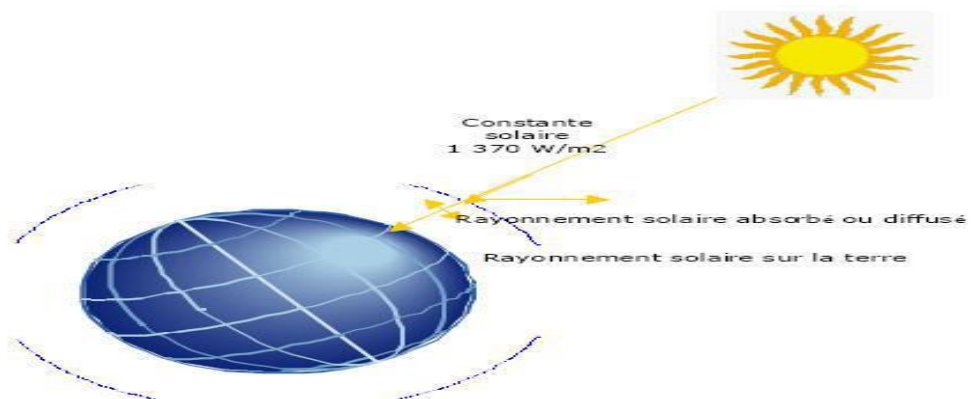
λ (μm)	E_{ph} (eV)	Zone
0.2	6.2	Ultra-violet
0.4	3.1	Visible bleu
0.5	2.48	Visible jaune-vert
0.78	1.59	Visible rouge
1	1.24	Infrarouge
2	0.62	Infrarouge
4	0.31	Infrarouge

Les capteurs d'énergie solaire doivent donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photos et les restituer sous forme de chaleur ou d'électrons.

Pour que le rayonnement solaire produise un courant électrique dans un matériau donné, faisant alors office de capteur, il faut que les photons soient tout d'abord absorbés par un ou plusieurs matériaux sensibles à la longueur d'onde des photons, qui sont ensuite collectés afin de constituer un courant électrique global[01]

I -3-2 Constante solaire :

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Solaire égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire. La constante solaire a été estimée à 1367W/m² par Claus Fröhlich et Christoph Wehrli du Centre radiométrique mondial de Davos(Suisse).

**Fig (I.9) : La constante solaire . [01]**

a. Masse d'air :

On appelle masse d'air ou Air Mass, le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu.

A l'aide des points O, A et M et l'angle h, la longueur du trajet du soleil à travers l'atmosphère :

$$OM = \frac{OA}{\sin h} \dots\dots\dots (1-8)$$

Donc, l'Air Mass :

$$\frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin h} \dots\dots\dots (1.9)$$

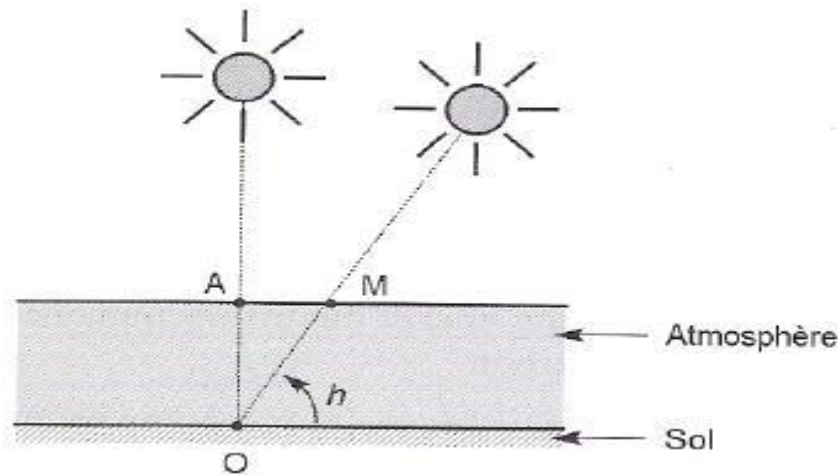


Fig (I.10) : Le rayonnement solaire et le nombre d'air masse. [01]

Pour un site quelconque :

$$AMX = \frac{1}{\sin h} \times \frac{p}{1013} \dots\dots\dots (1.10)$$

p: pression atmosphérique du site considéré (mb) ;

Et on dit qu'on a les conditions AM1 lorsque le soleil est au zénith, AM2 lorsqu'on a une inclinaison de 30°.

Hors atmosphère à haute altitude, on est dans les conditions AM0.

Les courbes ci-dessous figure(I.10).représentent le spectre solaire pour différentes valeurs de Air Mass, noté AM. L'indice après AM représente le nombre d'atmosphère traversé, donc AM0est le spectre solaire hors atmosphère, AM2 est le spectre solaire ayant traversé 2épaisseurs d'atmosphère (hauteur de 30° du soleil au-dessus de l'horizon).

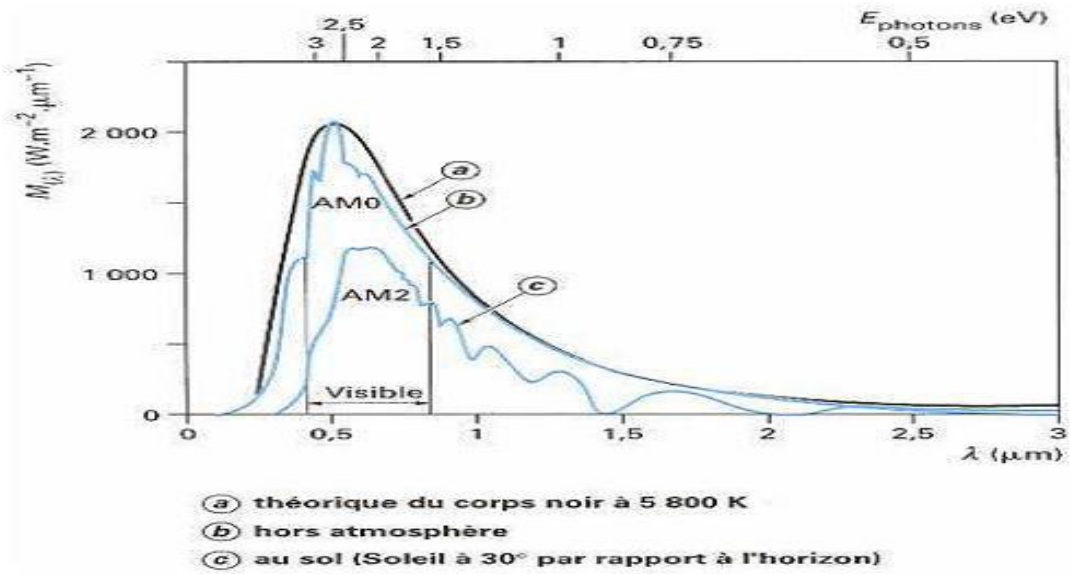


Fig (I.11) : Spectre solaire en fonction de différentes valeurs, Air Mass [01]

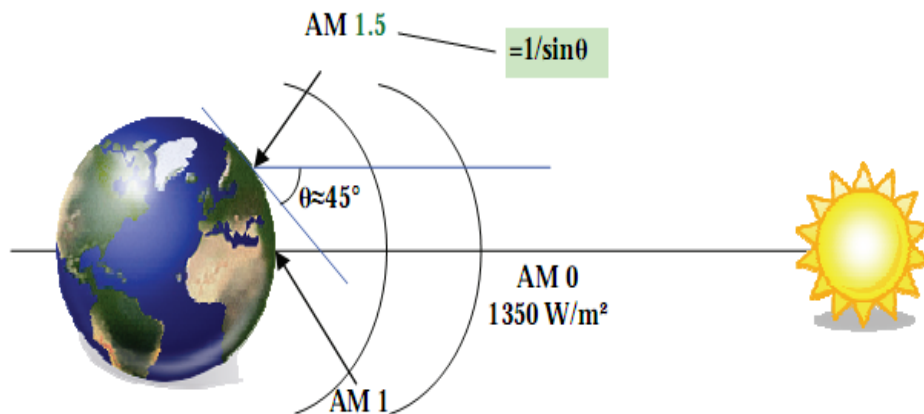


Fig (I.12) : Normes de mesures du spectre de l'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM. [01]

Il est important de comprendre les deux aspects recouverts par le concept de nombre d'air masse. D'une part, il caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire (1367 W/m² pour AM0, 833 W/m² pour AM1, 5) et d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques. Ainsi les conditions standards de qualifications des cellules sont un spectre AM1, 5, une puissance incidente 1000W/m² et une température de 25°C. Sauf indication contraire, c'est pour de telles conditions que doivent être fournies les performances et spécifications d'un dispositif photovoltaïque donné.

b. Durée d'insolation :

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

Au défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qu'elle-même dépend de la période de l'année considérée. [01]

I -3-3 Composition du rayonnement solaire :

Suite à l'atténuation du rayonnement solaire par les différents phénomènes atmosphérique, le rayonnement solaire sur une surface au sol est composé comme suit:

- **Rayonnement direct :**

C'est la fraction du rayonnement solaire qui arrive directement au sol, dont le trajet est « linéaire » (il y a, en fait, de légères déviations) et unique à un instant donné.

Si I est le rayonnement direct. [01]

Dans le cas d'un plan horizontal le rayonnement s'écrit :

$$I_h = I \times \sin h \dots \dots \dots (1.11)$$

Avec : h hauteur du soleil.

- **Rayonnement diffus :**

Le rayonnement diffus est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Ainsi, par ciel serein, il constitue 20% de l'énergie globale. Par ciel couvert, il correspond à la totalité de l'énergie reçue au sol. [01]

- **Rayonnement réfléchi (L'albédo) :**

Le rayonnement solaire réfléchi est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol et il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

$$L' \text{ albédo ALB} = \frac{\text{énergier éfléchie}}{\text{énergier e çue}} \dots\dots\dots(1.12)$$

Il y a quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol.

Tableau (I-2) : Quelques valeurs d'albédo [01]

Surfaces du sol	Albédo
Surface d'eau	0.01 à 0.1
Forêt	0.05 à 0.2
Sol cultivé	0.07 à 0.14
Pierres et rochers	0.15 à 0.25
Champs et prairies	0.1 à 0.3
Sol nul	0.15 à 0.4
Neige ancienne	0.5 à 0.7
Neige fraîche	0.8 à 0.95

- **Rayonnement global :**

Une surface horizontale C'est l'ensemble du rayonnement d'origine solaire qui parvient sur une surface horizontale sur le globe terrestre. Il comprend donc la composante verticale du rayonnement solaire direct et rayonnement solaire diffus. [01]

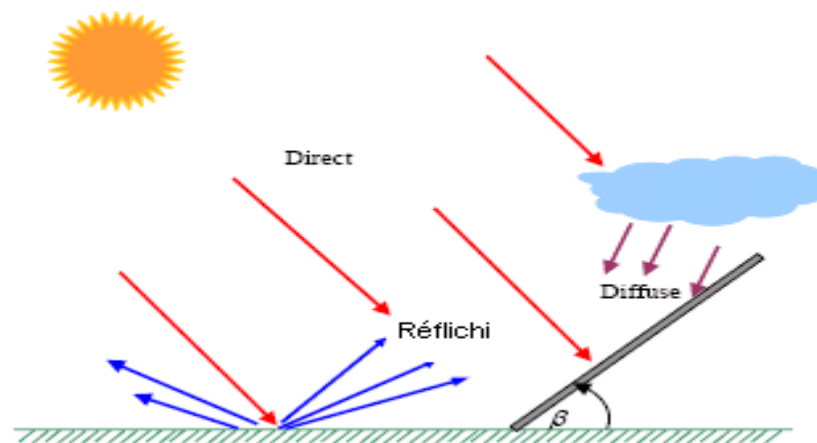


Fig (I.13) : Les trois composantes du rayonnement solaire global sur un plan incliné. [01]

- **Une surface inclinée :**

Rayonnement global sur une surface inclinée est la somme des rayonnements: Direct, Diffus et Réfléchi.

I -4 Nomenclature des différents instruments de mesure du rayonnement :

I -4 -1 Pyrradiomètre :

Instrument de mesure du rayonnement total parvenant sur une surface à partir d'un angle solide 2π stéradians ; il sert principalement à la mesure du rayonnement total descendant, somme des rayonnements solaire et atmosphérique dirigés vers le sol.

I -4 -2 Pyranomètre :

Instrument destiné à mesurer le rayonnement global G parvenant à une surface plane à partir d'un angle solide 2π stéradians ; lorsque l'appareil est muni d'un dispositif pare-soleil, il peut mesurer le rayonnement diffus D .

I -4 -3 Pyrhéliomètre :

Instrument mesurant le rayonnement solaire direct I , l'appareil est orientable de façon que sa surface réceptrice soit normale aux rayons solaires.

I -4 -4 Pyrradiomètre différentiel ou bilanmètre :

Mesure le bilan du rayonnement total, différence entre le rayonnement total descendant et le rayonnement total ascendant (rayonnement solaire et atmosphérique renvoyés vers l'espace.

I -4 -5 Héliographe :

Instrument de mesure et d'enregistrement de la durée de l'insolation.

I -5 Estimation de l'irradiation solaire :

I -5 -1 Irradiation sur un plan horizontal :

- Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale journalière.

L'irradiation globale journalière $G_d(0)$ sur une surface horizontale peut être divisée en une composante diffuse $D_d(0)$ et une composante directe $B_d(0)$.

La distribution du diffus solaire est irrégulière à cause de la variation du climat. Néanmoins, la caractéristique moyenne du diffus est entièrement régulière et peut être en corrélation avec l'indice de clarté de l'atmosphère.

La composante diffuse de l'irradiation horizontale journalière se calcule à partir de la corrélation existante entre la fraction diffuse, K_d et l'indice de clarté de l'atmosphère, K_t . La fraction diffuse K_d est défini par la relation (1.13) suivante : [02]

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} \dots \dots \dots (1.13)$$

Et l'indice de clarté de l'atmosphère K_t comme :

$$K_t = \frac{D_d(0)}{G_{ed}(0)} \dots \dots \dots (1.14)$$

Avec :

$G_{ed}(0)$: Irradiation globale extraterrestre journalière ;

$G_d(0)$: Irradiation globale horizontale journalière ;

$D_d(0)$: Irradiation diffuse horizontale journalière.

Après le calcul de la composante diffuse horizontale, la composante directe de l'irradiation horizontale journalière est déduite de la relation suivante :

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \dots \dots \dots (1.15)$$

– Modèle de Ruth et Chant :

La corrélation entre la fraction diffuse K_d et l'indice de clarté de l'atmosphère K_t est donnée par l'expression analytique suivante :

Pour l'intervalle $K_t \leq 0.1$

$$K_d = 0.98 \dots \dots \dots (1.16)$$

Pour l'intervalle $0.1 < K_t \leq 0.7$

$$K_d = 0.910 + 1.154 K_t - 4.936 K_t^2 - 2.848 K_t^3 \dots \dots \dots (1.17)$$

– Modèle de Collares-Pereira et Rabl :

L'expression analytique de la corrélation est donnée comme suit :

Pour l'intervalle $K_t \leq 0.17$

$$K_d = 0.99 \dots \dots \dots (1.18)$$

Pour l'intervalle $0.17 < K_t < 0.8$

$$K_d = 1.188 - 2.272 K_t + 9.473 K_t^2 - 21.856 K_t^3 + 14.648 K_t \dots \dots \dots (1.19)$$

– Modèle de Frutos :

La corrélation est donnée par l'équation suivante :

Pour l'intervalle $K_t \leq 0.166$

$$K_d = 0.9 \dots \dots \dots (1.20)$$

Pour l'intervalle $0.166 \leq K_t \leq 0.8$

$$K_d = 0.77 + 1.93 K_t - 6.86 K_t^2 + 4.27 K_t^3 \dots \dots \dots (1.21)$$

Pour l'intervalle $K_t > 0.8$

$$K_d = 0.109 \dots \dots \dots (1.22)$$

– *Modèle de Macagnan :*

La corrélation est donnée comme suit :

Pour l'intervalle $K_t < 0.18$

$$K_d = 0.942 \dots\dots\dots(1.23)$$

Pour l'intervalle $0.18 \leq K_t \leq 0.79$

$$K_d = 0.974 + 0.326 K_t - 3.896 K_t^2 + 2.661 K_t \dots\dots\dots(1.24)$$

Pour l'intervalle $K_t > 0.79$

$$K_d = 0.115 \dots\dots\dots(1.25)$$

– Estimation de la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire.

La disponibilité de l'irradiation globale horaire horizontale peut être un moyen pour dimensionner ou pour déterminer la performance d'un système photovoltaïque. Cependant, pour la simulation mathématique du fonctionnement d'un système photovoltaïque, les valeurs horaires de la composante diffuse et directe sont nécessaires. En effet, la composante horaire diffuse et directe est indispensable pour calculer l'irradiation globale horaire sur la surface inclinée d'un générateur photovoltaïque. Les modèles présentés ci-dessous utilisent la corrélation qui existe entre l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t et la fraction diffuse horaire, M_d . La fraction diffuse horaire M_d est défini par la relation suivante : [02]

$$M_d = \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \dots\dots\dots(1.26)$$

Et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère M_t comme :

$$M_t = \frac{G_h(0)}{G_{eh}(0)} \dots\dots\dots(1.27)$$

Avec :

$G_{eh}(0)$: Irradiation globale extraterrestre horaire [Wh/m²] ;

$G_h(0)$: Irradiation globale horizontale horaire [Wh/m²] ;

$D_h(0)$: Irradiation diffuse horizontale horaire [Wh/m²].

– *Modèle d'Orgill et Hollands :*

La corrélation entre la fraction diffuse horaire M_d et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère M_t est donnée par l'expression analytique suivante :

Pour l'intervalle $0 \leq M_t \leq 0.35$

$$M_d = 1.0 - 0.249 M_t \dots\dots\dots(1.28)$$

Pour l'intervalle $0.35 < M_t \leq 0.75$

$$Md = 1.577 - 1.84 Mt \dots\dots\dots(1.29)$$

Pour $Mt > 0.75$

$$Md = 0.177 \dots\dots\dots(1.30)$$

– *Modèle de Erbs-Klein et Duffie :*

Pour Erbs-Klein et al. la corrélation est donnée pour trois intervalles de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère Mt comme suit :

Pour l'intervalle $0 < Mt \leq 0.22$

$$Md = 1.0 - 0.09 Mt \dots\dots\dots(1.31)$$

Pour l'intervalle $0.22 < Mt \leq 0.80$

$$Md = 0.9511 - 0.1604 Mt + 4.388 Mt^2 - 16.638 Mt^3 + 12.336 Mt^4 \dots\dots\dots(1.32)$$

Pour $Mt > 0.80$

$$Md = 0.165 \dots\dots\dots (1.33)$$

– *Modèle de Spencer :*

Spencer prend en compte la latitude du lieu ϕ comme paramètre. Le modèle proposé par Spencer est illustré par la corrélation suivante :

Pour l'intervalle $0.35 \leq Mt \leq 0.75$

$$Md = a - b Mt \dots\dots\dots (1.34)$$

Avec :

$$- a = 0.940 + 0.0118 |\phi|$$

$$- b = 1.185 + 0.0135 |\phi|$$

-Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée :

Pour le calcul et les équations ci-dessous, il est supposé que l'irradiation solaire durant une heure coïncide numériquement avec l'éclairement solaire au milieu cette heure.

L'éclairement global incident sur une surface inclinée se compose en trois composantes qui sont les suivantes :

– *L'éclairement direct ;*

– *L'éclairement diffus ;*

– *L'éclairement réfléchi par le sol.*

Alors et pour une inclinaison d'un angle β , l'éclairement globale $G(\beta)$ est donné par la somme de l'éclairement directe $B(\beta)$, l'éclairement diffuse $D(\beta)$, et l'éclairement réfléchi $R(\beta)$:

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \dots\dots\dots (1.35)$$

- Eclairage direct :

La composante directe $B(\beta)$ peut être obtenue en utilisant l'angle de l'incidence θ_s et l'angle zénithal θ_{zs} comme suit :

$$B(\beta) = Bh(0) \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \dots\dots\dots (1.36)$$

- Eclairage diffus :
 - Modèle de Liu et Jordan :

Le modèle considère uniforme (isotrope) l'intensité de l'éclairage diffus provenant de la voûte céleste. L'éclairage diffus sur un plan incliné est donné par la relation (1.37) :

$$D(\beta) = Dh(0) \frac{(1+\cos \theta)}{2} \dots\dots\dots (1.37)$$

- Modèle de Willmott :

Willmott considère isotrope la composante diffuse provenant directement du disque solaire de même pour l'irradiation provenant du reste de la voûte céleste. La relation du modèle proposé est la suivante :

$$D(\beta) = Dh(0) \left[F(0) \frac{(1+\cos \beta)}{2} + (1 - F(0)) \frac{(1+\cos \theta(0))}{\sin \alpha(0)} \right] \dots\dots\dots (1.38)$$

$$F(0) = 1 - \left[1 - \frac{Dh(0)}{Dh(0)} \right] \frac{Gh(0)}{G_{oh}(0)} \dots\dots\dots (1.39)$$

Avec :

$\alpha(0)$: Hauteur du soleil au milieu de l'heure.

- Eclairage réfléchi :

L'éclairage réfléchi sur une surface inclinée est donné par la relation suivante :

$$R(\beta) = \rho Gh(0) \frac{(1+\cos \beta)}{2} \dots\dots\dots (1.40)$$

Avec :

$Gh(0)$: Eclairage Global horaire ;

β : inclinaison du module PV ;

ρ : Albédo du lieu.

I -5 -2 Irradiation global extraterrestre G_0 :

L'irradiation globale extraterrestre est donnée par la formule (1.41) :

$$G_0 = I_0 \times \varepsilon \times \sin h_s \dots\dots\dots (1.41)$$

Avec :

$$I_0 = 1367 \text{ w/m}^2$$

$$\varepsilon = 1 + 0.0334 \cdot \cos \left(dy \cdot \frac{2\pi}{365.25} - 0.048869 \right)$$

Où :

ε : est la correction de la distance solaire à l'instant t de l'année ;

dy : jour de l'année ;

hs : angle d'altitude solaire.

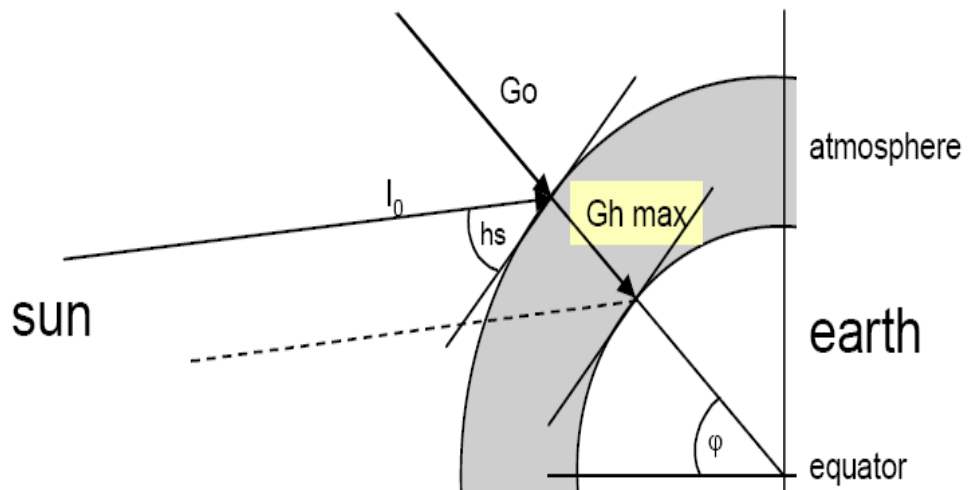


Fig (I.14) : Irradiation global extraterrestre. [01]

I -6 Modèles de la température ambiante et de jonction :

I -6 -1 Modèle de la température ambiante :

Le modèle calcule le profil journalier de la température ambiante en se basant sur la disponibilité des valeurs horaires mesurées de Tmax et de Tmin

- Pour l'intervalle $-\pi < \omega < \omega_s$

$$T_a = T_{\max}(j-1) \frac{T_{\max}(j-1) - T_{\min}(j-1)}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \dots \dots \dots (1.42)$$

- Pour l'intervalle $\omega_s < \omega < \pi/6$

$$T_a = T_{\min}(j) \frac{T_{\max}(j) - T_{\min}(j)}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \dots \dots \dots (1.43)$$

Avec:

$$a = \frac{\pi}{\left(\omega_s - \frac{\pi}{6}\right)} \text{ et } b = -a \frac{\pi}{6} \dots \dots \dots (1.44)$$

- Pour l'intervalle $\pi/6 < \omega < \pi$

$$T_a = T_{\max(j)} \frac{T_{\max(j)} - T_{\min(j+1)}}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \dots \dots \dots (1.45)$$

Avec :

$$a = \frac{\pi}{(2\pi + \omega_s - \frac{\pi}{6})} \text{ et } b = -\left(\pi + a\frac{\pi}{6}\right) \dots \dots \dots (1.46)$$

I -6 -2Modèle de la température de jonction :

Pour les modules normalement ventilés, la température de la cellule est déterminée à l'aide d'un modèle utilisant le NOCT (Normal Operating Cell Température).

$$T_j = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G(\beta) \dots \dots \dots (1.46)$$

Avec :

T_a et T_j: Températures ambiante et de jonction [°C] ;

G(β) : Eclairement solaire incident sur le plan du module [W/m²].

I -7 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions importantes sur l'irradiation solaire comme les coordonnées terrestres et horaires, la composition du rayonnement solaire, et enfin les différents modèles qui permettent d'estimer les composantes de l'irradiation solaire et de la température.

L'intérêt d'une exploitation rigoureuse du gisement solaire réside dans l'orientation précise de n'importe quel capteur sur terre.

Chapitre II

Le générateur photovolta ique

II-1 Introduction:

La partie production d'énergie est composée essentiellement d'un ou plusieurs modules, qui réalisent la conversion d'énergie solaire en électricité.

Un panneau photovoltaïque se compose de petites cellules qui produisent une très faible puissance électrique (1 à 3 W) avec une tension continue de moins de 1 V. Ces cellules sont disposées en série pour former un module ou un panneau permettant de produire une puissance plus élevée. Les panneaux sont finalement interconnectés entre eux (en série et/ou en parallèle) pour obtenir un champ photovoltaïque. [01]

Dans notre étude on se base sur l'élément de base du système photovoltaïque qui est la cellule solaire.

II-2 La conversion photovoltaïques :

II -2-1 L'effet photovoltaïque :

Le terme photovoltaïque est formé à partir de deux mots :

- « Phots », qui signifient lumière.
- « Volta », du nom du physicien Alessandro Volta (1745-1827, inventeur de la pile électrique).

Il s'agit de transformer l'énergie contenu dans la lumière du soleil en énergie électrique à travers d'un capteur constitué de matériaux sensible à l'énergie contenue dans les photons .Ce capteur présente à l'échelle élémentaire sous forme d'une cellule PV .L'effet photovoltaïque fut observé la première fois en 1839 par le physicien français Edmond Becquerel [4].Toutefois ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell , aux Etats-Unis parvinrent à fabriquer la première photopile ; l'élément primaire ou de base de la conversion photovoltaïque. [01]

II -2-2 Le principe de la conversion :

a. Rappels :

La matière, qu'elle soit solide, liquide ou gazeuse se compose de molécules qui sont des groupements d'atomes. Conventionnellement on représente l'atome comme constitué d'électrons gravitant autour d'un noyau, comme le feraient des satellites autour d'une planète. Le noyau est constitué de protons et de neutrons. La charge électrique du neutron est nulle. Le proton a une charge positive égale en valeur absolue à celle de l'électron qui lui, est négatif. A son état normal un atome est électriquement neutre, le nombre d'électrons étant égal au nombre de protons.

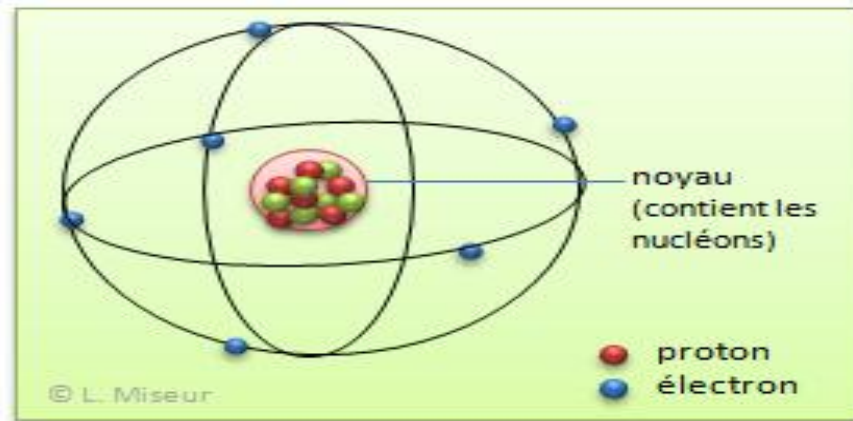


Fig. (II.1) : Présentation schématique d'un atome. [05]

Les électrons, de charge négative, sont répartis par couches. Chaque couche ne peut comporter qu'un nombre limité d'électrons. Par exemple la couche K qui est la plus proche du noyau est saturée avec 2 électrons. C'est sur la couche la plus à l'extérieur (couche de valence) que les électrons ont le moins d'attraction avec le noyau, ce qui permet les liaisons avec les atomes voisins autorisant la cohésion de la matière. La couche de valence de la plupart des atomes n'est pas complète (sauf pour les gaz rares), elle peut ainsi accepter (provisoirement) des électrons, ou éventuellement en perdre. C'est le cas lors de l'ionisation d'un atome. La figure ci-contre représente dans un plan les 14 électrons d'un atome de silicium gravitant autour du noyau composé de 14 protons et 14 neutrons. Les atomes sont susceptibles de se charger électriquement en gagnant ou en perdant un ou plusieurs électrons : on parle alors d'ions. Si un atome gagne un ou plusieurs électrons, la charge de l'atome devient négative (anion), et s'il en perd, la charge de l'atome devient positive (cation).

Dans le cristal de silicium (un cristal est un solide formé d'atomes régulièrement disposés et fermement liés les uns aux autres), chaque atome est lié à 4 atomes voisins avec lesquels il partage les quatre électrons de sa couche M. La répartition étant régulière on peut considérer qu'un atome est au centre d'un tétraèdre et que ses 4 voisins sont placés au sommet de ce tétraèdre.

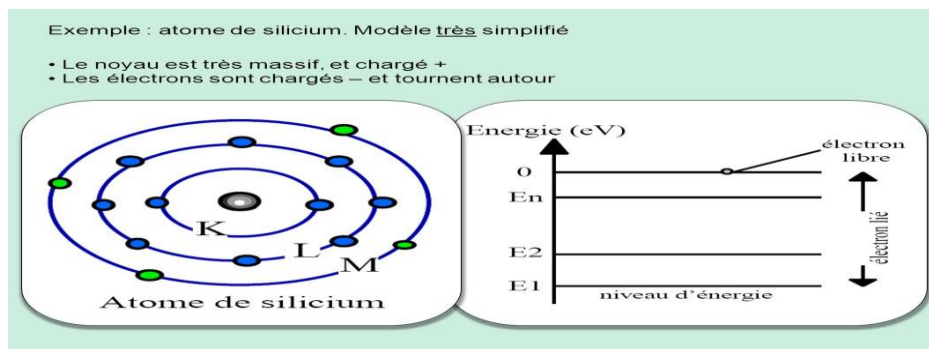


Fig. (II.2) : Présentation schématique d'un Atome de silicium. . [05]

Les semi-conducteurs sont des corps dont la résistivité est intermédiaire entre celle des conducteurs et celle des isolants. Le silicium est un semi-conducteur Conduction intrinsèque :

Lorsque la température s'élève, sous l'effet de l'agitation thermique, des électrons réussissent à s'échapper et participent à la conduction. Ce sont les électrons situés sur la couche la plus éloignée du noyau qui s'impliquent dans les liaisons covalentes. Dans le cristal, ces électrons se situent sur des niveaux d'énergie appelée bande de valence. Les électrons qui peuvent participer à la conduction possèdent des niveaux d'énergie appartenant à la bande de conduction. Entre la bande de valence et la bande de conduction peut se situer une bande interdite. Pour franchir cette bande interdite l'électron doit acquérir de l'énergie (thermique, photon...). Pour les isolants la bande interdite est quasi infranchissable, pour les conducteurs elle est inexistante. Les semi-conducteurs ont une bande interdite assez étroite.

L'atome qui a perdu un électron devient un ion positif et le trou ainsi formé peut participer à la formation d'un courant électrique en se déplaçant.. Si l'électron libre est capté par un atome, il y a recombinaison. Pour une température donnée, ionisation et recombinaison s'équilibrent ; la résistivité diminue quand la température augmente. Un semi-conducteur dont la conductivité ne doit rien à des impuretés est dit intrinsèque. En revanche, le fait de rajouter des impuretés (dopage), la conductivité du semi-conducteur est extrinsèque.

b. Principe de fonctionnement :

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. [01]

La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée. [05]

En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi une paire électron – trou ,Si une charge est placée aux bornes de la cellule ,

les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure , donnant naissance à une différence de potentiel [8,10,12] figure (II .3).

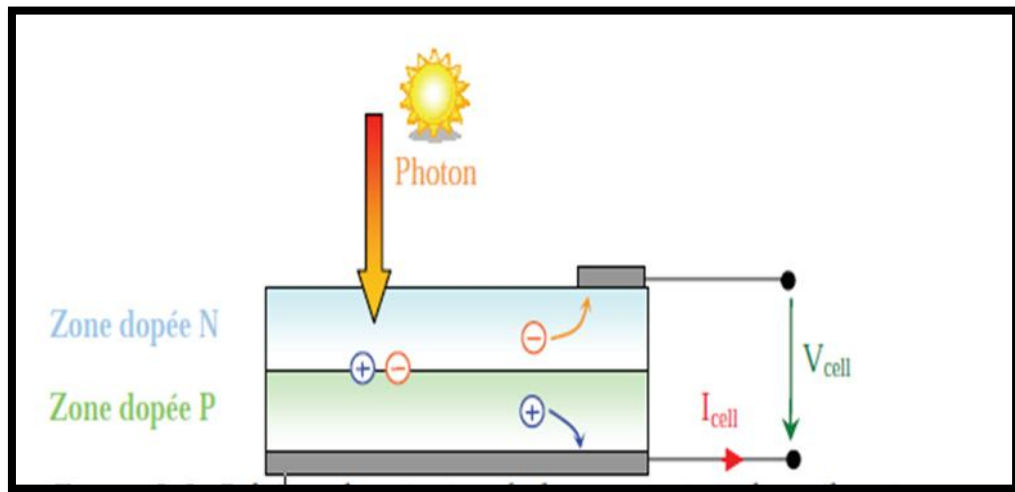


Fig. (II .3) : Présentation schématique d'une cellule solaire. [04]

II -2-3 La cellule photovoltaïque :

a. Historique :

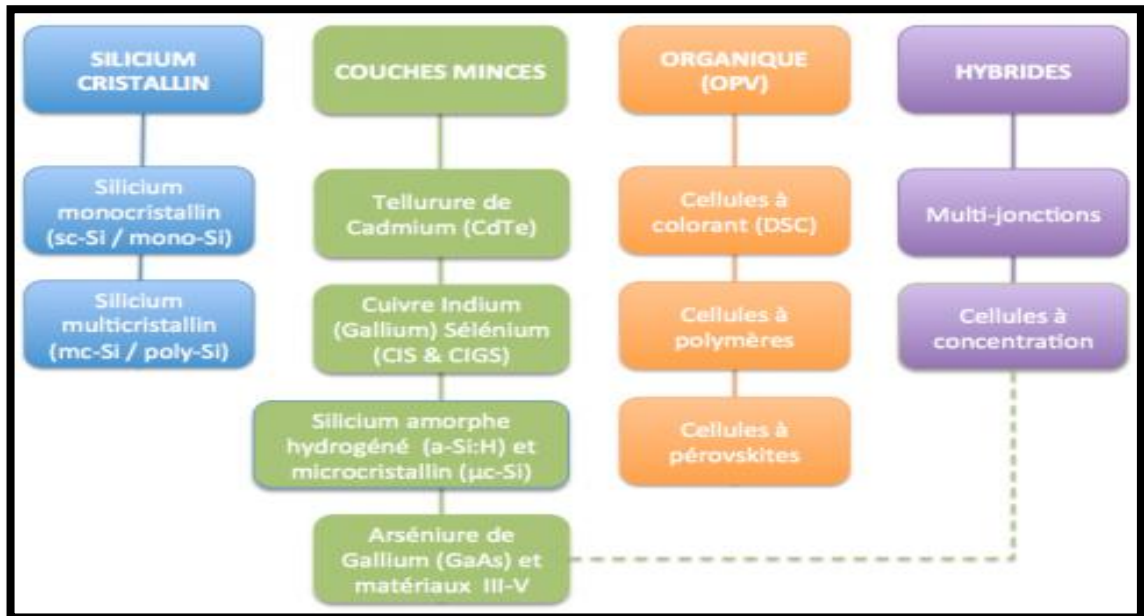
Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque :

- **1839** : Le physicien français Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque.
- **1875** : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.
- **1954** : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.
- **1958** : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- **1973** : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.
- **1983** : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie. [04]

La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux États-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés", C'est une technique appelée le

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

b. Les différentes technologies :



.Fig. (II .4) : Les différentes technologies d'une cellule solaire. [01]

Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque. Beaucoup sont encore en phase de recherche et développement figure (II .4).

Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont : le silicium mono ou poly-cristallin (plus de 80% de la production mondiale) et le silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium).

c. Les cellules photovoltaïques au silicium :

Processus de fabrication :

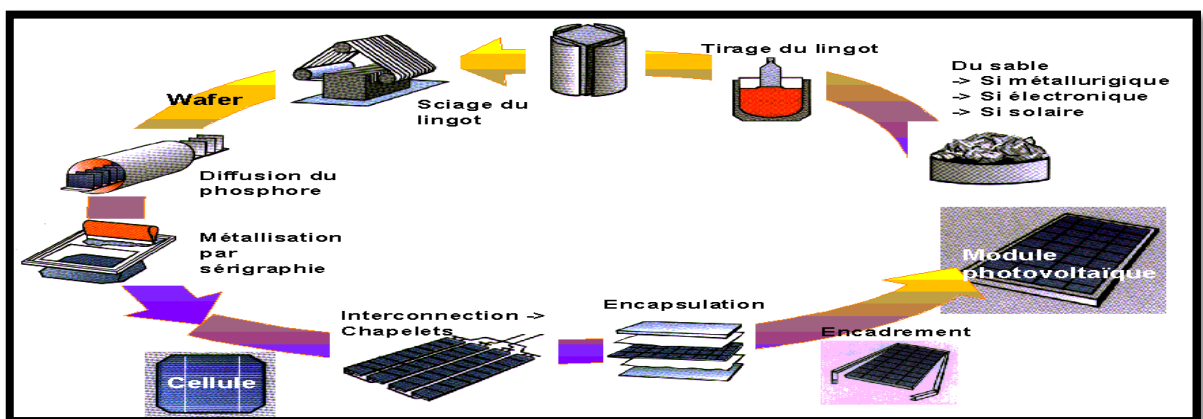


Fig. (II .5) : Processus de fabrication d'un module solaire. [04]

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel. Le silicium est fabriqué à partir de sable quartzeux (dioxyde de silicium). Celui-ci est chauffé dans un four électrique à une température de 1700 °C.



Fig. (II .6) : Bloc de silicium. [04]

Divers traitements du sable permettent de purifier le silicium. Le produit obtenu est un silicium dit métallurgique, pur à 98% seulement. Ce silicium est ensuite purifié chimiquement et aboutit au silicium de qualité électronique qui se présente sous forme liquide, puis coulé sous forme de lingot suivant le processus pour la cristallisation du silicium, et découpé sous forme de fines plaquettes (wafers). Par la suite, ce silicium pur va être enrichi en éléments dopants (P, As, Sb ou B) lors de l'étape de dopage, afin de pouvoir le transformer en semi-conducteur de type P ou N. La diffusion d'éléments dopants (bore, phosphore) modifie l'équilibre électronique de ces plaquettes (wafers), ce qui les transforme en cellules sensibles à la lumière.

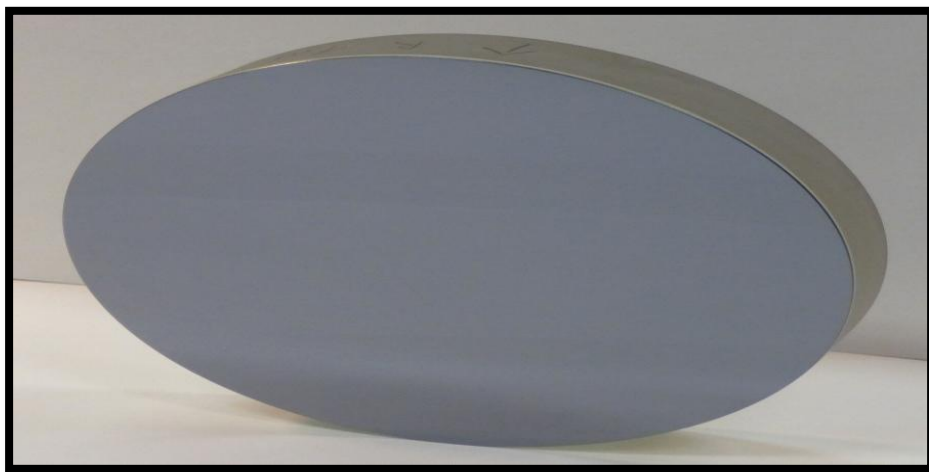


Fig. (II .7) : Wafers. [04]

Les cellules monocristallines et poly- cristallines sont fragiles. Elles sont donc placées entre deux plaques de verre (encapsulation) afin de former un module. Le matériau de base est le silicium qui est très abondant, mais la qualité nécessaire pour réaliser les cellules doit être d'une très grande pureté et son coût intervient de façon importante dans le coût de revient total. La pénurie actuelle (2006) de silicium de qualité, a créé une tension sur le marché et une augmentation du prix des cellules.

La production des cellules photovoltaïques nécessite de l'énergie, et on estime qu'une cellule photovoltaïque doit fonctionner pendant plus de deux ans pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication.

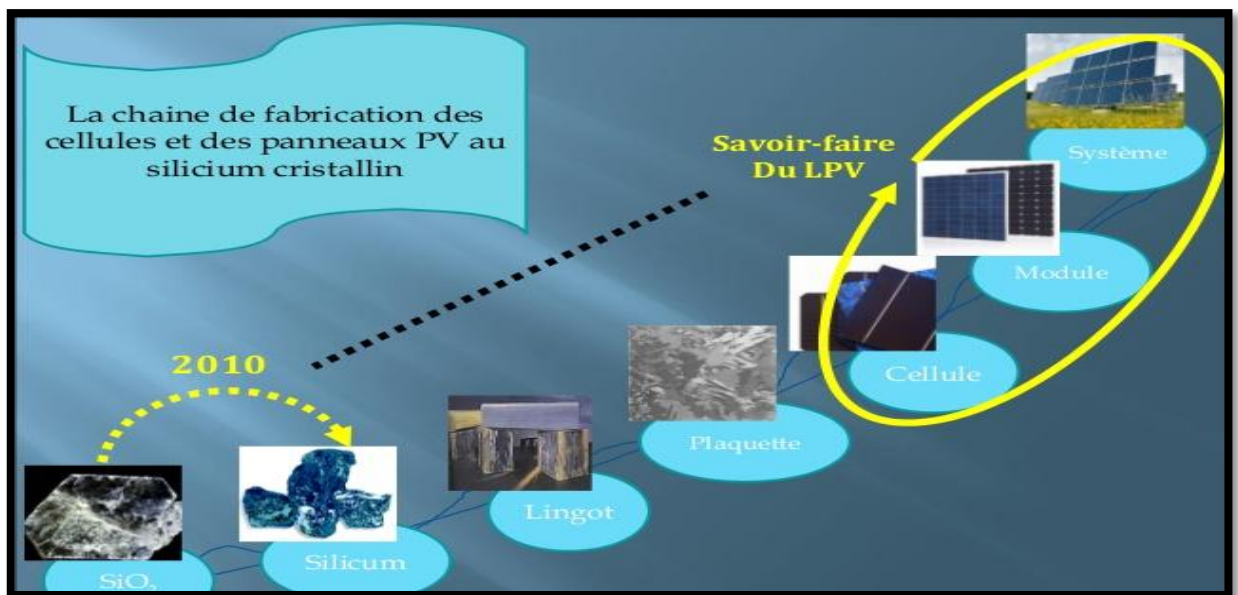


Fig. (II .8) : la chaîne du photovoltaïque ; technologie du silicium cristallin. [04]

- Les panneaux PV avec des **cellules monocristallines** sont les 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 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.
- 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 coupé 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. Durée de vie estimée : 30 ans. Un cristal est un solide avec des façades polygonales, plus ou moins brillant, à structure régulière et périodique, formée d'un empilement ordonné d'un grand nombre d'atomes, de molécules ou d'ions.

- 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.

Nota : En chimie, un composé amorphe est un composé dans lequel les atomes ne respectent aucun ordre à moyenne et grande distance, ce qui le distingue des composés cristallisés. Les verres sont des composés amorphes.

Les cellules PV au silicium cristallin (mono ou multi) représentent la majorité de la production mondiale (29 et 51% de la production mondiale).

d. Les autres cellules photovoltaïques composites et organiques :

Plusieurs technologies de cellules photovoltaïques autre que la technologie « silicium » existent mais ne sont pas représentatives de la production actuelle mais plutôt du domaine de la recherche. Voici quelques-unes d'entre-elles.

Thin film au silicium amorphe ou CIS (cuivre-indium-sélénium) Le thin film met en œuvre 1% seulement du silicium utilisé pour la fabrication de modules cristallins équivalents. Les cellules thin film sont plutôt utilisées pour des applications "courant faible". Elles sont également souvent utilisées là où un fort échauffement des modules est à prévoir car le rendement ne chute pas avec la température. Cependant, le rendement est de l'ordre de plus de 2 fois inférieur à celui du silicium cristallin et nécessite donc plus de surface pour la même puissance installée. Il y a un risque de toxicité vis-à-vis de l'environnement pour les modules CIS qui présentent un meilleur rendement que l'amorphe pur.

Les cellules photovoltaïques en plastique, composites et organique ; Technologie Flexcell



Fig. (II.9) : Les cellules photovoltaïques en plastique, composites et organique. [04]

e. Les modules PV double face :

Certain fabricants proposent des panneaux solaires comportant des cellules solaires sur les deux faces, sur la face avant exposée au soleil et sur la face arrière du panneau. Les cellules sont en général montées sur une vitre, encapsulées dans un cadre aluminium. Ces panneaux sont adaptés aux sites ayant des albédos importants des lacs, mers, les déserts, les surfaces enneigées. La puissance du module double face est le double de la puissance du même module simple face mais l'énergie moyenne annuelle produite par le module double face n'est que supérieure que de 10 % plus élevée à celle produite par le même module simple face (le coût d'investissement par contre a presque doublé !!)



Fig. (II.10) : Face avant et arrière d'un module PV double face 36 Vcc [04]

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », ce dernier a été découvert par Edmond Becquerel en 1839 [2].

Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs. Dans un semi-conducteur exposé à la lumière, un photon d'énergie suffisante qui est supérieure à l'énergie du matériau ou à (l'énergie de bande gap) arrache un électron, créant au passage un « trou ». Si les photons incidents ont une énergie inférieure à, ils ne seront pas absorbés c'est-à-dire leur énergie ne contribue pas à la conversion photovoltaïque $h\nu < E_g$

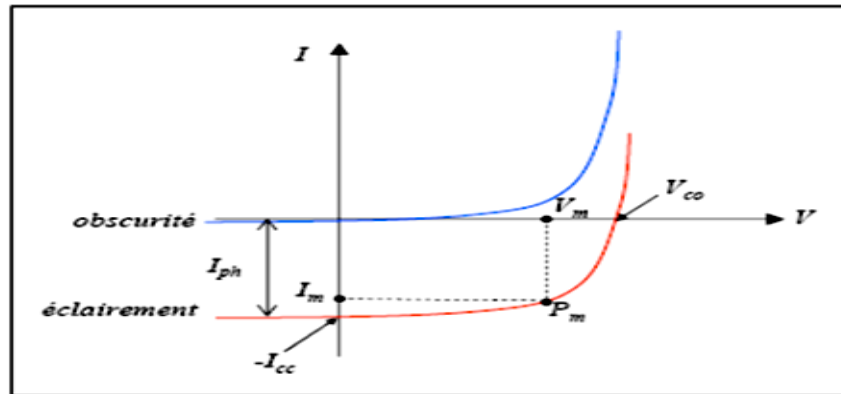


Fig. (II .11) : Caractéristiques $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairagements. [02]

f. Comparatif des différentes technologies :

Tab. (II .1) : Comparatif des différentes technologies. [01]

Matériau	Rendement	Longévité	caractéristiques	Principales utilisations
Silicium mono cristallin	12 à 18% (24,7% en Laboratoire)	20 à 30 ans	* Très performant * Stabilité de production d'W * Méthode de production coûteuse et laborieuse	Aérospatiale, modules pour toits, façades,...
Silicium poly cristallin	11 à 15% (19,8% en Laboratoire)	20 à 30 ans	* Adapté à la production à grande échelle. * Stabilité de production d'W. Plus de 50% du marché mondial.	Modules pour toits, façades, générateurs ...
Amorphe	5 à 8% (13% en Laboratoire)		* Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. * Fonctionnement si faible luminosité. * Fonctionnement par temps couvert. * Fonctionnement si	Appareils électroniques (montres, calculatrices ...), intégration dans le

			ombrage partiel * La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois.	bâtiment
Composite mono cristallin (GaAs)	18 à 20% (27.5% en Laboratoire)		* Lourd, fissure facilement	Systèmes de concentrateurs Aérospatiale (satellites)
Composite poly-cristallin (CdS, CdTe, Culn GaSe2, etc.)	8% (16% en Laboratoire)		Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils électroniques (montres, calculatrices ...), intégration dans le bâtiment

g. Rendement d'une cellule :

$$\eta_{stc} = \frac{P_m}{E_{stc} \times S_{cellule}} \dots\dots\dots (II .1)$$

η_{stc} : Le rendement de la cellule photovoltaïque

P_m : La puissance produite par le générateur PV

E_{stc} : L'éclairement absorbé par la cellule

$S_{cellule}$: La surface de la cellule [m²].

Ce rendement dépend plusieurs facteurs : [18]

- Réflexion à la surface ;
- Température de jonction des cellules ;
- Type de matériau utilisé et technique de fabrication ;
- La résistance série et parallèle responsables des pertes par effet Joule ;
- Absorption incomplète et excès d'énergie des photons absorbés.

II -3 Le module photovoltaïque :

Un module est constitué des cellules associées en série/parallèle encapsulées et protégées de l'humidité par un matériau qui enrobe les cellules c'est le l'acétate d'éthylène-vinyl (EVA).

La face avant du module doit être en verre qui a les caractéristiques suivantes :

- Bonne transparence ;
- Résistance à l'impact et à l'abrasion ;

- Etanchéité à humidité.

La face arrière est généralement réalisée soit en verre (modules dits «bi-verre») soit en composite tedlar/alu/tedlar (polyéthylène).

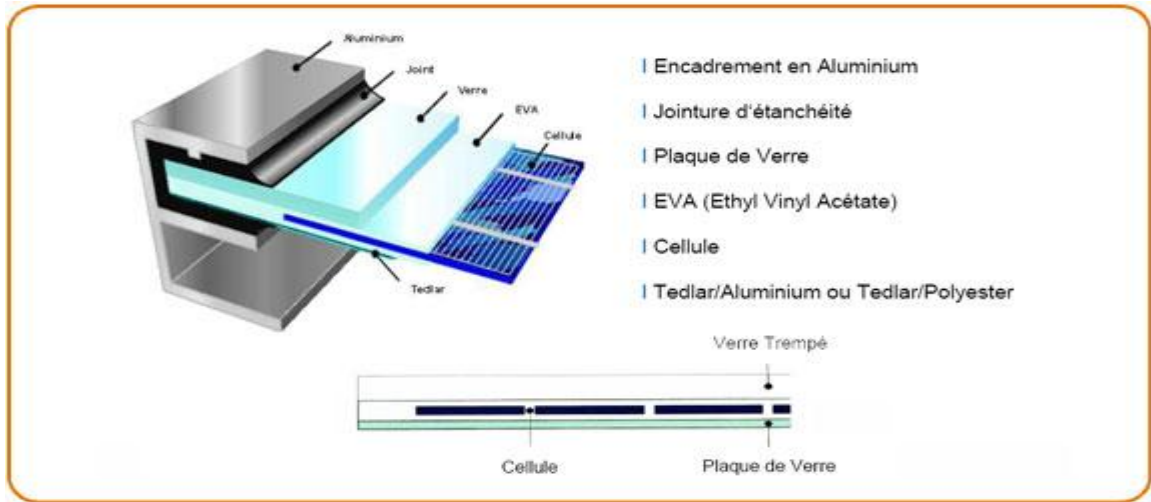


Fig. (II .12): Constitution d'un module photovoltaïque. [04]

Le module lui-même doit être protégé afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Deux types de protection sont généralement indispensables au bon fonctionnement d'un module photovoltaïque.

- **La protection par diodes parallèles (ou by-pass) :** a pour but de protéger une série de cellules dans le cas d'un déséquilibre lié à la défektivité d'une ou plusieurs des cellules de cette série ou d'un ombrage sur certaines cellules.
- **La diode série:** placée entre le module et la batterie empêche pendant l'obscurité le retour de courant vers le module. Elle est dans ce cas appelée encore diode anti-retour.

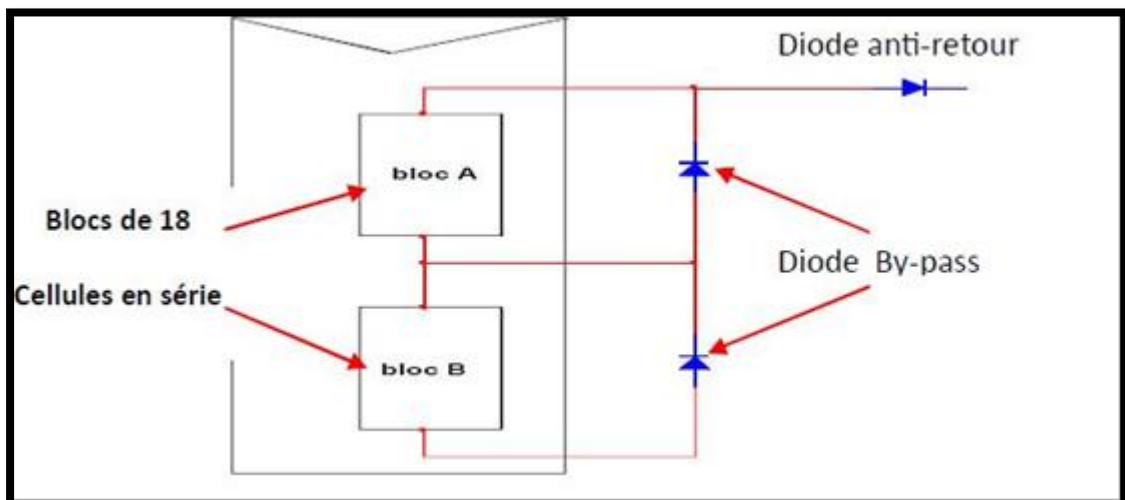


Fig. (II .13): protection des modules par les diodes anti retour et by-pass. [06]

II -4 Classification des systèmes photovoltaïques :

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

II -4 -1 Alimentations électriques faibles puissances :

Les alimentations électriques faibles telles que les calculettes ou les chargeurs de piles. Des modules PV peuvent faire fonctionner n'importe quel appareil alimenté par des piles.

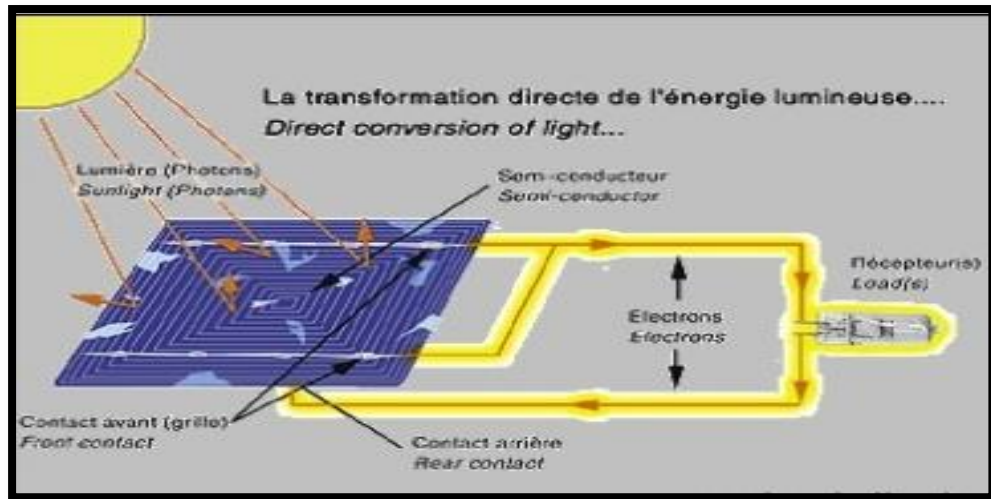


Fig. (II .14):Alimentations électriques faibles puissances [06]

II -4 -2 Installations électriques photovoltaïques autonomes:

En site isolé le champ photovoltaïque peut fournir directement l'énergie électrique nécessaire pour faire fonctionner les récepteurs (éclairage et équipement domestique). Un système de régulation et une batterie d'accumulateurs permettent de stocker l'énergie électrique en l'absence de soleil.

Les batteries sont utilisées pour stocker l'énergie électrique sous une forme chimique. Elles restituent l'énergie électrique au besoin selon ses caractéristiques:

Le régulateur de charge a pour fonction principale de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes. Il est un élément essentiel pour la durée de vie de la batterie.

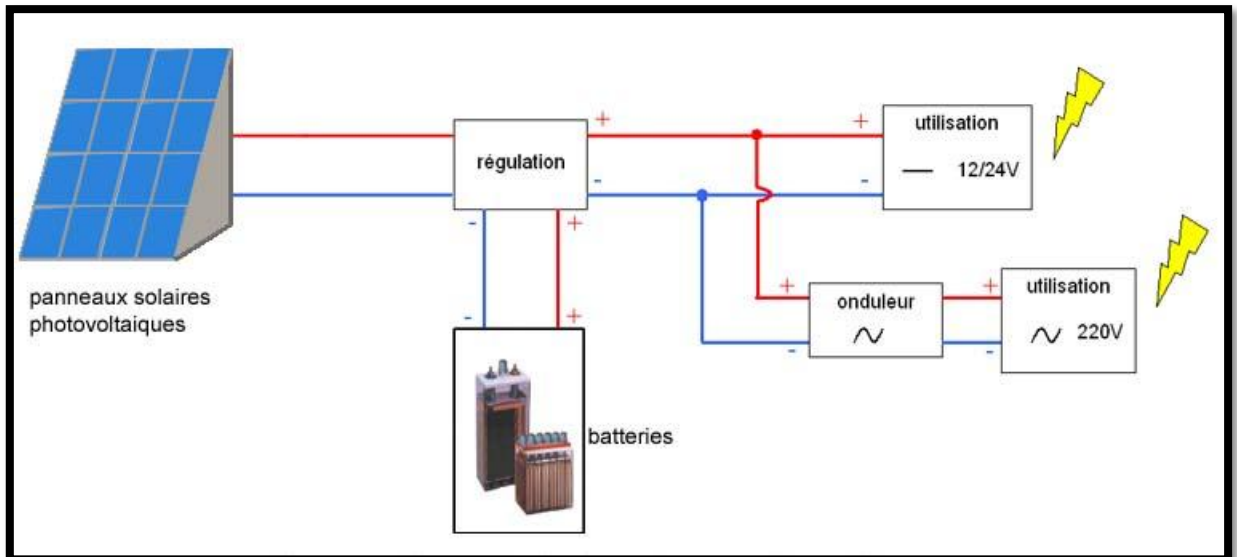


Fig. (II .15): Système photovoltaïque isolé. [06]

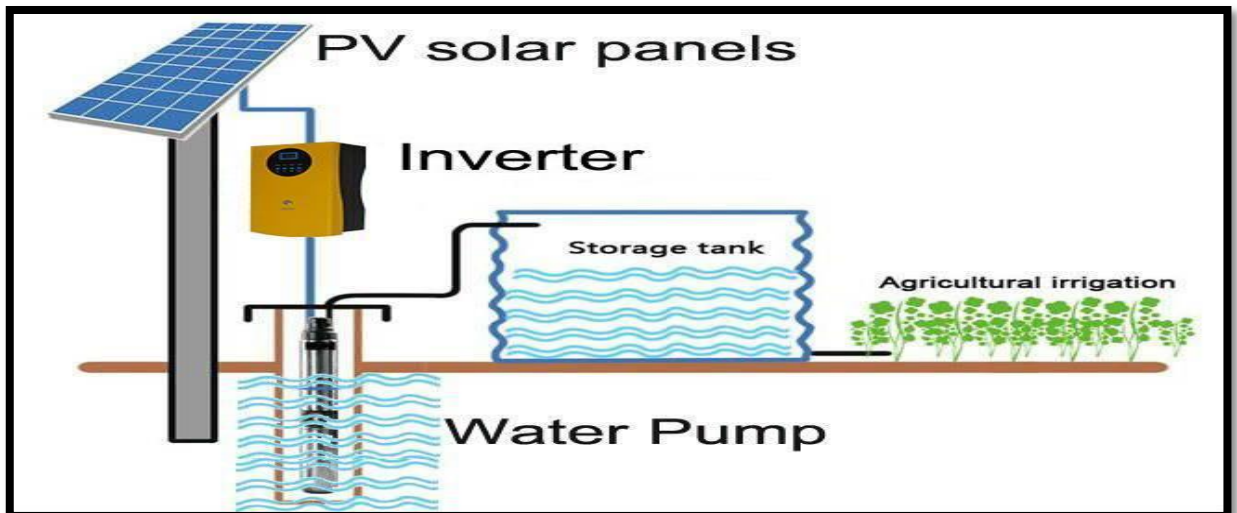


Fig. (II .16) : Système pompage photovoltaïque. . [08]

La majorité des populations à l'écart des réseaux électriques vit dans des zones rurales, où l'implantation de tels réseaux est difficile, pour des raisons d'accès ou de moyens. Les systèmes photovoltaïques constituent alors une option intéressante, ils donnent aux populations un accès à l'électricité avec un coût, une maintenance et des difficultés de mise en œuvre réduits.

En site isolé on peut utiliser des récepteurs fonctionnant en courant alternatif. Dans ce cas, l'installation comprendra un onduleur.

- **Un onduleur** est un dispositif électronique et statique qui convertit le courant électrique continu en courant alternatif avec la fréquence souhaitée.

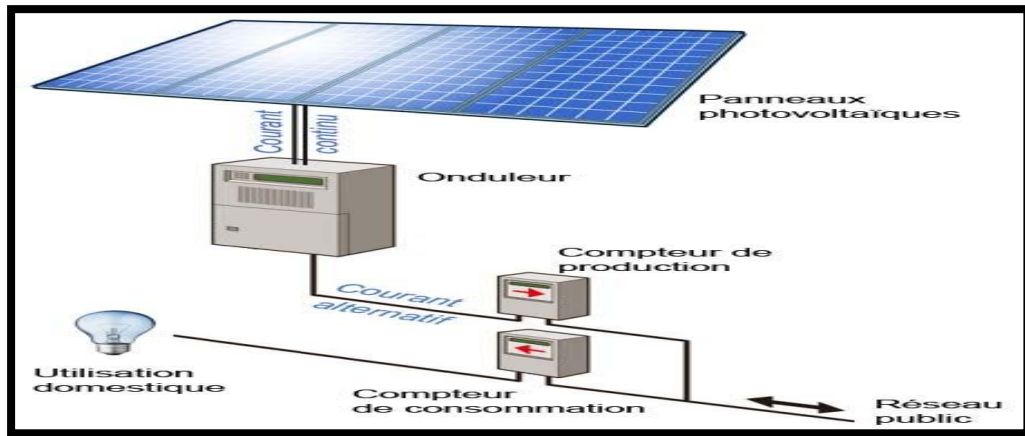


Fig. (II .17): onduleur photovoltaïque. [07]

II -4 -3 Installations électriques photovoltaïques raccordées au réseau :

II -4 -3-1 Installation PV raccordée au réseau sans injection (auto-consommation) :

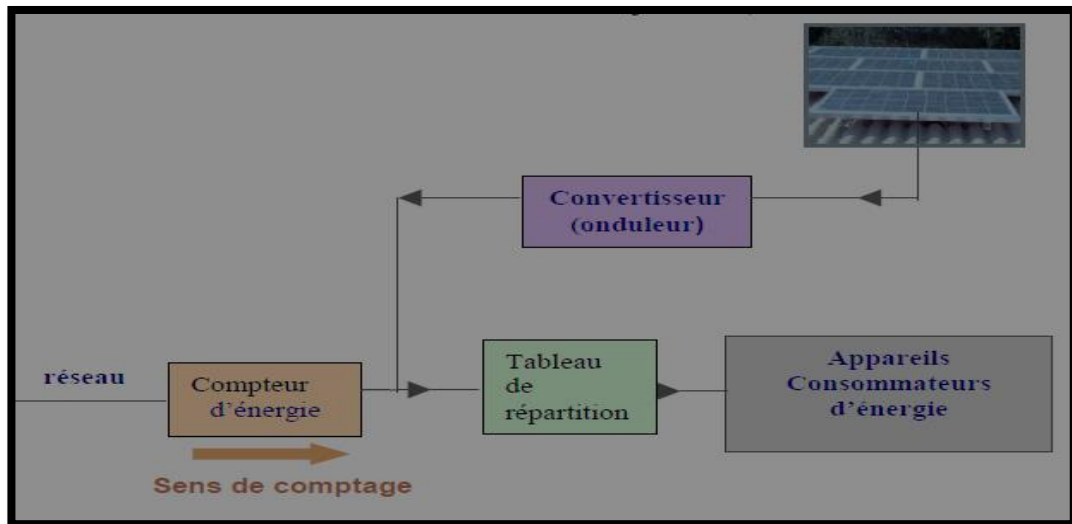


Fig. (II .18): Installation PV raccordée au réseau sans injection. [18]

II -4 -3-2 Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production :

Le propriétaire de l'installation doit établir deux contrats pour être en mesure de vendre une partie de l'électricité photovoltaïque produite à tarif bonifié :

- un contrat de raccordement au réseau public de distribution de l'électricité,
- un contrat d'achat de l'électricité par «l'acheteur » (EDF).

Deux compteurs d'énergie sont nécessaires :

Un compteur comptabilise l'énergie achetée au fournisseur d'énergie (SONELGAZ ...) et un autre compteur mesure l'énergie renvoyée sur le réseau électrique lorsque votre production dépasse votre consommation. Le compteur de vente qui enregistre le courant injecté est installé sur la partie de ligne appartenant au réseau de distribution publique DP.

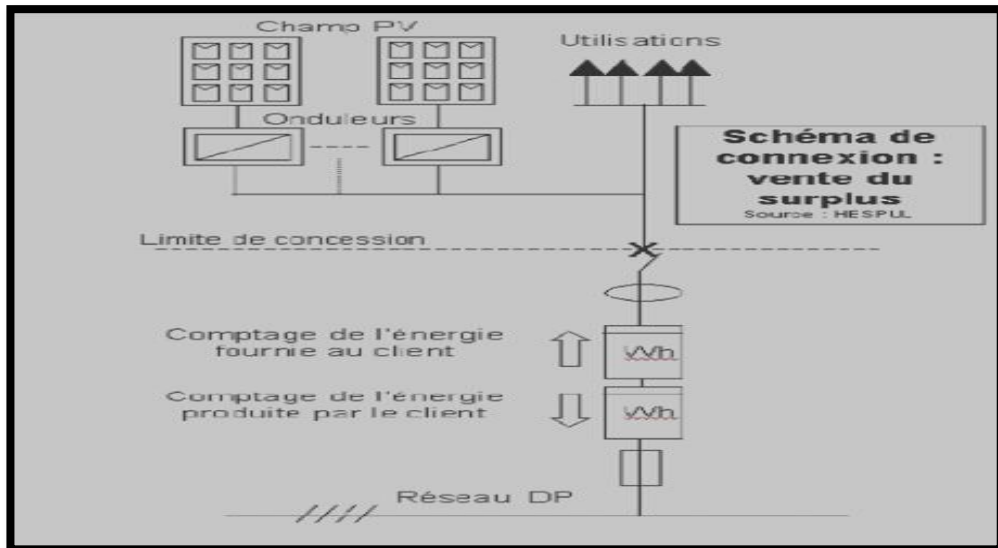


Fig. (II .19): Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production. [18]

II -4 -3-3 Installation PV raccordée au réseau avec injection totale de l'énergie produite

La tête de l'installation comprendra 2 disjoncteurs et 3 compteurs :

- un pour compter l'énergie d'origine photovoltaïque produite (« comptage énergie produite par le client »),
- un pour compter l'énergie achetée au fournisseur et consommée par les récepteurs de l'installation (« comptage énergie fournie au client »),
- et un pour que le fournisseur d'énergie s'assure que le client ne consomme pas de l'énergie sur la ligne électrique de production (« comptage de non consommation »).

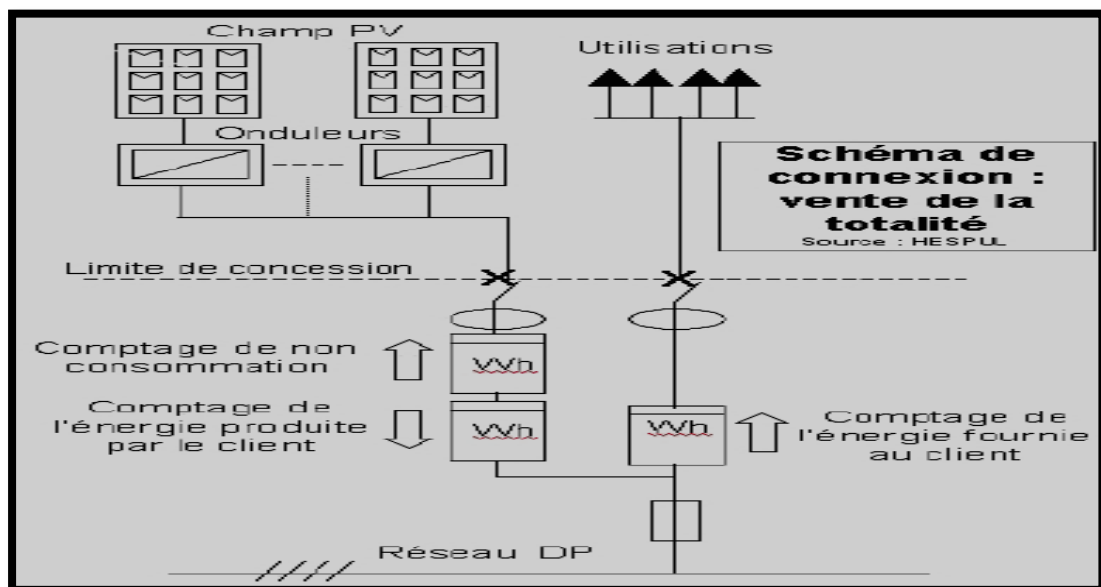


Fig. (II .20): Installation PV raccordée au réseau avec injection totale de l'énergie produite [18]

II -5 Utilisation des systèmes Photovoltaïque:

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

II -6 Avantages et Inconvénients de l'Énergie Photovoltaïque :

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

a. Avantages du photovoltaïque :

- Les installations photovoltaïques sont en général de haute fiabilité, peu sujettes à l'usure, elles demandent peu d'entretien.
- Le montage des installations photovoltaïques est simple et les installations sont adaptables aux besoins de chaque projet.
- Il s'agit d'une source d'énergie électrique totalement silencieuse ce qui n'est pas le cas, par exemple des installations éoliennes.
- Il s'agit d'une source d'énergie inépuisable.
- L'énergie photovoltaïque est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets.

b. Inconvénients du PV :

- Les rendements des panneaux PV sont encore faibles et de l'ordre de 23.4 %
- Dans le cas d'une installation photovoltaïque autonome qui ne revend pas son surplus d'électricité au réseau, il faut inclure des batteries dont le coût reste très élevé.
- Le niveau de production d'électricité n'est pas stable et pas prévisible mais dépend du niveau d'ensoleillement. De plus, il n'y a aucune production d'électricité le soir et la nuit.

- La durée de vie d'une installation photovoltaïque n'est pas éternelle mais de l'ordre de 20 à 30 ans. De plus, le rendement des cellules photovoltaïques diminue avec le temps qui passe. On parle en général pour les panneaux photovoltaïques, d'une perte de rendement de 1 % par an.

II -7 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présentés des généralités sur la conversion photovoltaïque et ces principes de base, les différentes technologies des modules photovoltaïques ainsi les différents types d'utilisation de générateurs photovoltaïques ensuite on a terminé par les avantages et les inconvénients de l'énergie solaire.

Chapitre III

Modélisation d'un système de pompage solaire

III-1 Introduction

Généralement, un système de pompage photovoltaïque est constitué d'un générateur photovoltaïque, un hacheur, et un groupe motopompe. Le système de pompage photovoltaïque étudié fonctionne au fil du soleil. Dans ce chapitre la modélisation de chaque composant de ce système sera présentée.

III-2 Modélisation du générateur photovoltaïque :

III-2-1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque :

a Cas idéal :

Le modèle d'une cellule à une diode dans le cas idéal est caractérisé par son schéma électrique équivalent (Figure III.1).

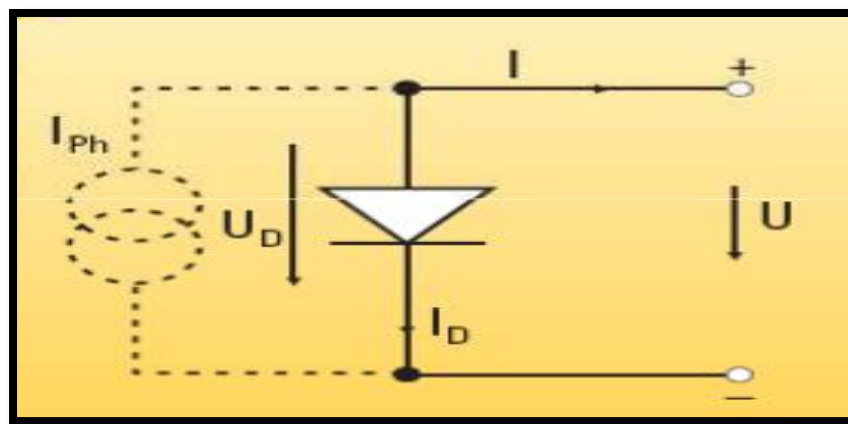


Fig. (III.1) : Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque idéal.[06]

L'équation caractéristique d'une cellule solaire idéale est donnée par : [06]

$$I = I_{cc} - I_d = I_{cc} - I_0 \left(e^{\frac{qv}{kt}} - 1 \right) \dots\dots\dots(III.1)$$

I, V : Le courant et la tension fournis par la cellule ;

I_d : Le courant de diode donnée par:

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{qv}{kt}} - 1 \right) \dots\dots\dots(III.2)$$

I₀: Courant inverse de saturation ou le courant de fuite de la diode (A) ;

q : La charge de l'électron qui est égale à 1,60217646× 10⁻¹⁹ C ;

k : La constante de Boltzmann qui est égale à 1, 3806503.10⁻²³ J. K⁻¹ ;

T: La température de la jonction PN (K) ;

A : La constante d'idéalité de la diode. Plus elle est proche de 1 et plus la diode est idéale.

La figure (III.2), représente les différentes courbes de courants. [6]

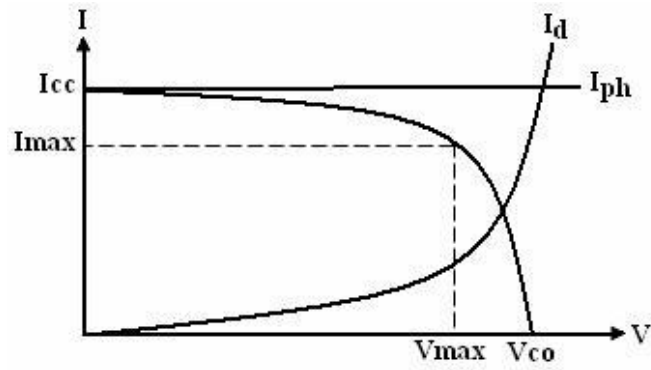


Fig. (III.2) : La caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque [6]

b- Cas réel :

La performance d'une cellule solaire est limitée par l'influence de deux phénomènes physiques assimilables à deux résistances (R_s et R_p) [14] :

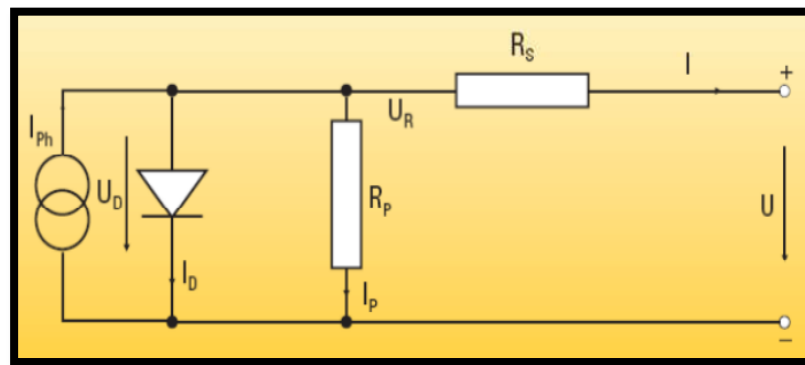


Fig. (III.3) : Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque réel. [6]

- **R_s** : Résistance série, due essentiellement aux pertes par effets Joule à travers les grilles de collectes et la résistance propre des semi-conducteurs, ainsi qu'aux mauvais contacts (Semi-conducteur, électrodes). Elle s'exprime par :

$$\rho = \frac{l}{s_g} + R_m \dots\dots\dots(III.3)$$

Avec

ρ : La résistivité de la grille ;

L : La longueur de la grille ;

S_g: Section des grilles collectrices ;

R_m : Résistance propre du matériau, sa valeur est faible (< 2Ω pour les cellules au silicium).

- **R_p** : Résistance parallèle, dite « Shunt », provient des pertes par recombinaisons du essentiellement à l'épaisseur, aux effets de surface, ainsi qu'à la non idéalité de la jonction.

Le comportement de cette cellule est décrit par l'équation électrique suivante: [6]

$$I = I_{ph} - I_d - I_{Rp} \dots\dots\dots(III.5)$$

Avec :

$$I_{Rp} = \frac{V_d}{R_p} = \frac{V+R_s.I}{R_p} \dots\dots\dots(III.6)$$

Et :

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V+R_s.I}{V_t.A}} - 1 \right) \dots\dots\dots(III.7)$$

Il en résulte que :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V+R_s.I}{V_t.A}} - 1 \right) - \frac{V+R_s.I}{R_p} \dots\dots\dots(III.8)$$

Il reste donc à exprimer I₀. [6]

$$I_0 = I_{0.ref} \times \left(\frac{T_{rk}}{T} \right)^3 \exp \left[\frac{q.Eg}{A.K} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right] \dots\dots\dots(III.9)$$

Où :

I_{0.ref} : Le courant de saturation nominal (A) ;

T_{ref} : La température de référence 298c°.

$$I_{0.ref} = \frac{I_{sc.ref}}{\exp \left(\frac{v_{co.ref}}{A.v_t.ref} \right) - 1} \dots\dots\dots(III.10)$$

Où :

v_{co,ref} et I_{sc,ref} : sont respectivement les tension en circuit ouvert et le courant de court-circuit du panneau à la température nominale.

Pour I_{ph} et D'après les documents [21] et [22], en considérant les dépendances entre les différents facteurs, on a : [6]

$$I_{0.ref} = \frac{(I_{sc.ref} + K_i.\Delta T).G}{G_{ref}} \dots\dots\dots(III.11)$$

Où :

G_{ref} : Est l'irradiation dans les conditions nominales ;

K_i : Coefficient de température est fréquemment donné par le fabricant en général positif.

Maintenant et pour le calcul de la résistance série R_s on suppose que la résistance parallèle est infinie ($R_p = \infty$) l'équation (III.8) se simplifie à :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V+R_s.I}{Vt.A}} - 1 \right) \dots \dots \dots (III.12)$$

Où :

I : le courant fourni par la cellule.

V : la tension aux bornes de la cellule.

La différentiation de l'équation (III.12), donne :

$$dI = 0 - I_0 \left(\frac{dV + R_s.dI}{Vt.A} \right) \times \left(e^{\frac{V+R_s.I}{Vt.A}} - 1 \right) \dots \dots \dots (III.13)$$

Ce qui en résulte :

$$R_s = - \frac{dV}{dI} - \frac{n.Vt}{I_0 e^{\left(\frac{V_{co}}{nV_{tref}} \right)}} \dots \dots \dots (III.14)$$

En circuit ouvert la tension est $V = V_{co}$ et l'équation (III.14) devient:

$$R_s = - \frac{dV}{dI} \Big|_{V_{co}} - \frac{n.V_{tref}}{I_0 e^{\left(\frac{V_{co}}{nV_{tref}} \right)}} \dots \dots \dots (III.15)$$

Où :

$\frac{dV}{dI} \Big|_{V_{co}}$: Est la pente de la courbe $I(V)$ dans le point $V = V_{co}$ (calculée à partir de la courbe $I(V)$ Dans la fiche technique du module puis divisée par le nombre de cellules en série) [24].

La réécriture de l'équation (III.8) donne la fonction suivante :

$$(I) = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V+R_s.I}{Vt.A}} - 1 \right) - \frac{V+R_s.I}{R_p} \dots \dots \dots (III.16)$$

Pour résoudre cette équation on utilise des méthodes d'itération simple généralement la méthode de Newton Raphson qui est choisie pour la convergence rapide de la réponse.

La méthode de newton est décrite comme suit [9] : [6]

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \dots \dots \dots (III.17)$$

Où :

$f'(x_n)$ représente la dérivé de la fonction $f(x_n)$

L'application de la méthode de Newton permet de calculer la valeur du courant I pour chaque itération par :

$$I_n + 1 = I_n - \frac{I_{ph} - I_n - I_0 \left(e^{\frac{V + R_s \cdot I}{V_t \cdot A}} - 1 \right)}{-1 - \left(\frac{q}{akT} \right) R_s I_0 \left(e^{\frac{V + R_s \cdot I}{V_t \cdot A}} - 1 \right)} \dots \dots \dots (III.18)$$

III-3 Modélisation d'un module BP MSX60 de BP Solaire :

Dans la paragraphe suivante on va modéliser le module BP MSX60 de BP Solaire sous Matlab/Simulink version 7.7.0.

III-3-1 Caractéristique courant- tension, puissance– tension:

Les figures (III.4) (III.5) représentent respectivement les courbe I =f (V) et P =f (V) d'un module photovoltaïque dans des conditions constantes d'irradiation et de température. L'irradiation standard adoptée pour mesurer la réponse des modules photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000 W/m² et une température de 25C°.

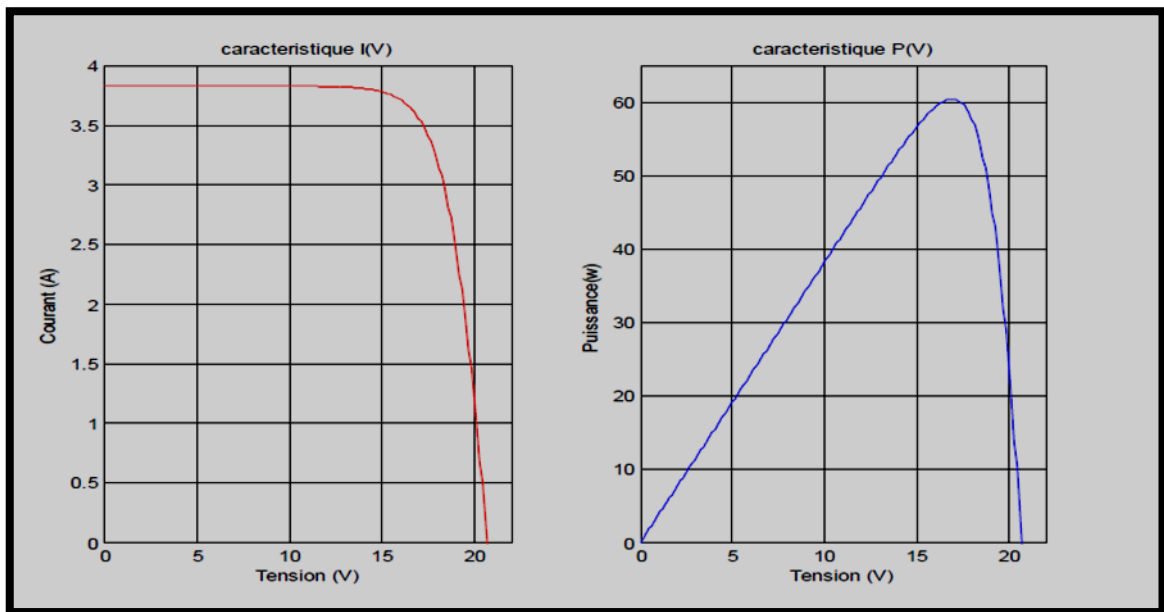


Fig. (III.4) : Caractéristique courant-tension Fig. (III.5) : Caractéristique puissance-tension

Afin de voir le bon fonctionnement du modèle étudiant, nous avons effectué des simulations suivant les effets des différents paramètres (la température et l'éclairement) sur les caractéristiques courant-tension.

III-3-2 Influence de la température :

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semi-conducteur sont très sensibles à la température [6] .

Nous avons effectué une simulation où nous avons maintenu un éclairement constant (G=1000W/m²) pour différentes température (25°C, 50°C ,75°C ,100°C). La courbe des

caractéristiques va présenter des différentes allures selon la température. On remarque que l'augmentation de la température entraîne une diminution de la tension de circuit ouvert, ainsi qu'une diminution de la puissance maximale figure (III.6) et (III.7).

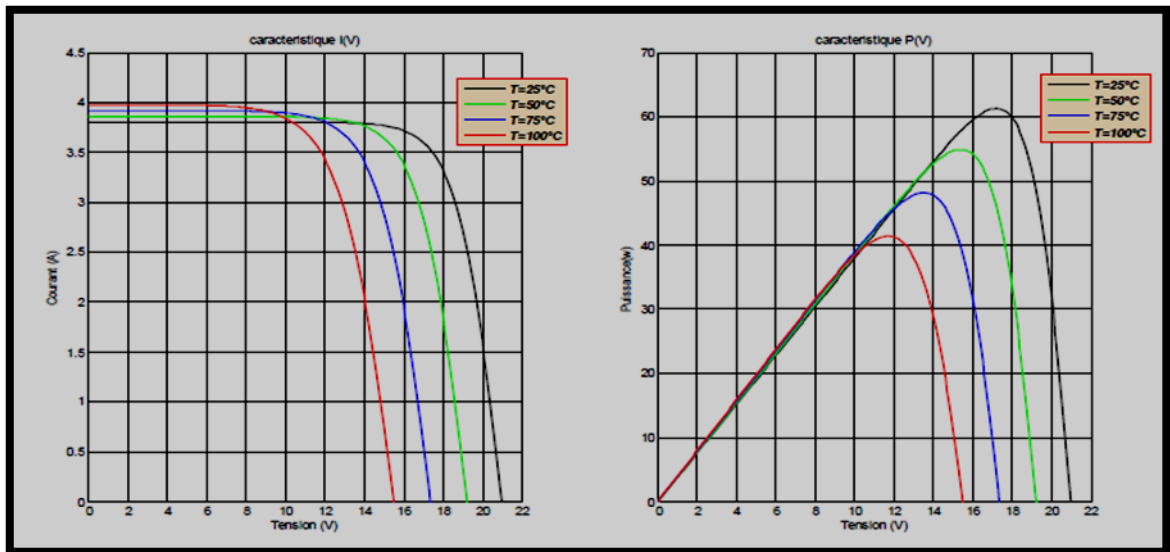


Fig.(III.6) :Influence de la température sur I(V) Fig.(III.7):Influence de la température sur P(V)

III-3-3 Influence de l'éclairement :

Par contre du cas précédant, lorsque nous avons maintenu une température constante (25°C) à différents éclairagements .On remarque que l'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que l'augmentation de la tension de circuit ouvert, car le courant de court-circuit (I_{cc}) est une fonction linéaire de l'éclairement .

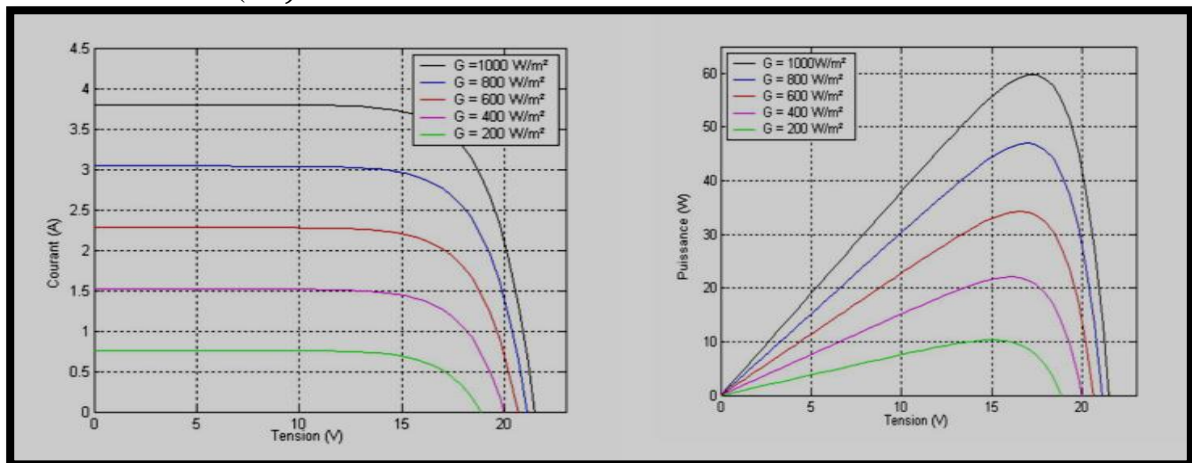


Fig.(III.8): Influence de l'éclairement sur I(V) Fig.(III.9):Influence de l'éclairement sur P(V)

III -3-4 Influence de l'éclairement et la température :

La variation de la température et de l'éclairement en même temps, nous a permis de conclure qu'il y a une petite variation de la tension du circuit-ouvert (V_{oc}), par contre il y a une grande variation du courant (I_{cc}), voir figure (III.10) et figure (III.11).

On remarque aussi que la puissance délivrée par un générateur photovoltaïque dépend beaucoup plus de la variation de l'éclairement que la variation de la température.

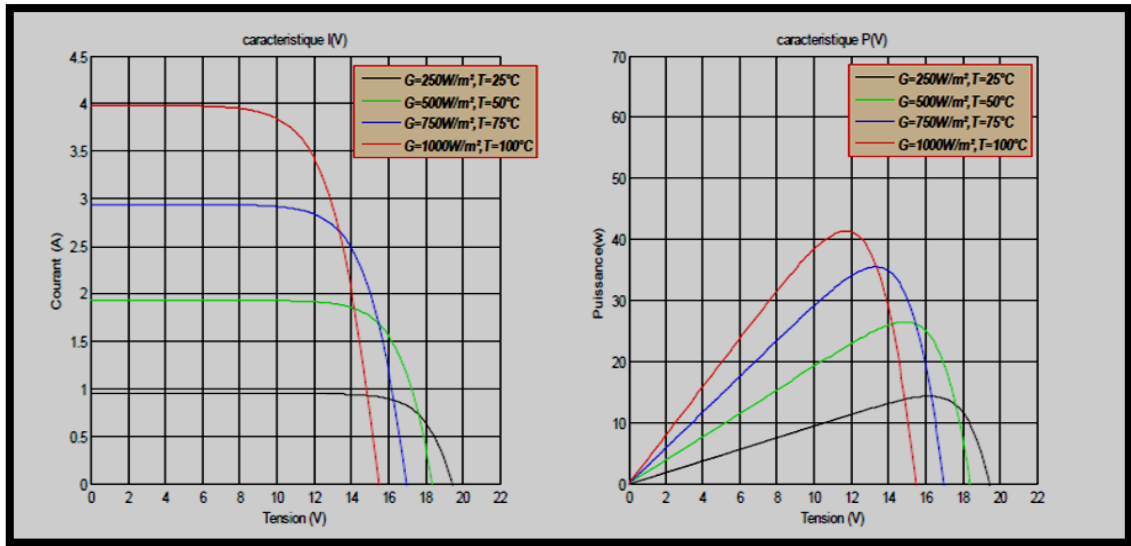


Fig.(III.10) : Influence de l'éclairement et de la température sur I(V) et de la température sur P(V)

III -3-5 Influence de la résistance série :

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode qui se comporte comme un générateur de tension, et lorsqu'elle est élevée elle diminue la valeur du courant de court-circuit (I_{cc}) voir figure (III-12) et figure (III-13).

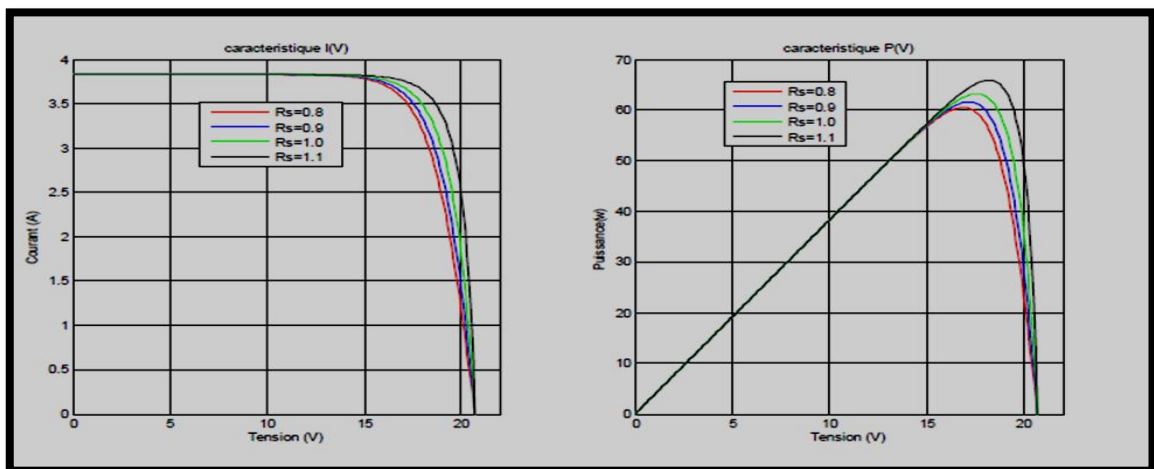


Fig. (III.12) : Influence de la résistance série sur I(V) Fig. (III.13) : Influence de la résistance série sur P(V)

III -3-6 Influence du facteur de qualité :

L'augmentation du facteur de qualité de la diode influe inversement sur le point de puissance maximale et cela se traduit par une baisse de puissance au niveau de la zone de fonctionnement voir figure (III.14) et figure (III.15).

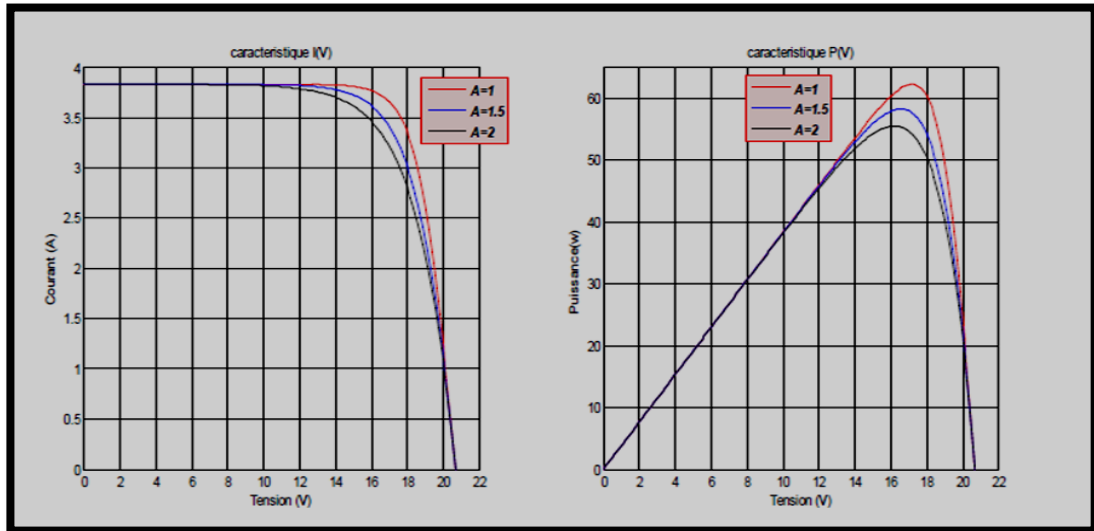


Fig. (III.14) : Influence du facteur de qualité sur I(V) *Fig.(III.15) : Influence du facteur de qualité sur P(V)*

III-3-7 L'influence de l'association en parallèle, série, mixte des modules :

On utilise généralement ce type d'association pour obtenir une tension importante puisque l'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires est représentée ci-dessous (figure III.16) , ce qui peut être généralisé sur une gamme de Ns modules solaires en série . Comme il est montré par la figure, ce genre de groupement augmente le courant ; la caractéristique équivalente sera alors celle d'une cellule.

Afin d'obtenir des puissances de quelques KW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque .

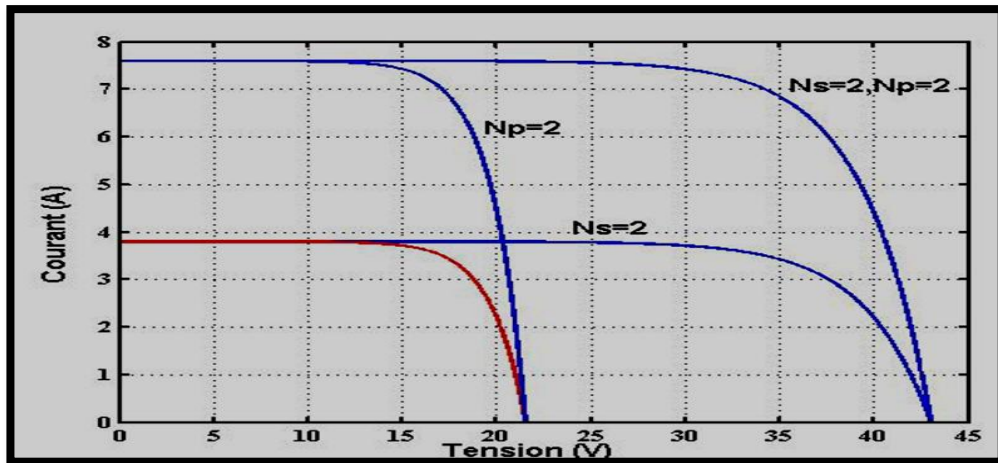


Fig.(III.16) : L'influence de l'association des modules .

III-3-8 Zone de fonctionnement du module solaire :

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement; seule la courbe $I(V)$ est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure (III.17) représente trois zones essentielles :

- **La zone (I)** : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (II)** : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- **La zone (III)** : qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

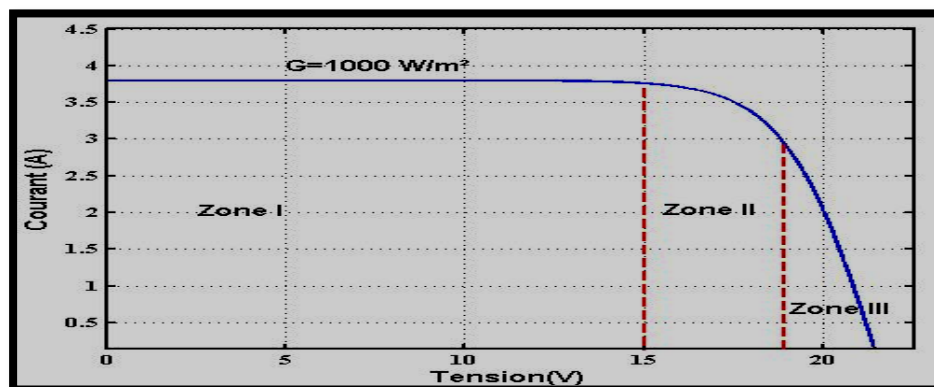


Fig. (III.17) : Différentes zones de la caractéristique $I(V)$, $T = 25\text{ °C}$.

III-4 Adaptation du générateur photovoltaïque à la charge :

La conception d'un étage d'adaptation permet aujourd'hui de relier aisément un générateur photovoltaïque (GPV) à une charge de type continue (DC), avec un rendement de conversion très élevé. En fait, le concept de cet étage correspond à la modélisation des fonctions basiques idéalisées d'un convertisseur à découpage continu-continu (DC/DC) [18].

III-4-1 Connexion directe source-charge :

L'installation la plus simple que l'on puisse concevoir se compose d'un champ photovoltaïque, formé d'un ou plusieurs modules connectés en série ou en parallèle, et une charge (charge résistive ou batterie) qui utilise directement l'énergie produite. Cette installation ne fournit un effet utile que pendant les périodes ensoleillées et pour des températures bien définies. Le courant fourni à la charge dépend fortement de l'intensité de l'éclairement pour une température donnée et de la nature de la charge, figure (III.18).

L'inconvénient de cette configuration, c'est qu'elle n'offre aucun type de réglage de fonctionnement. Le transfert de la puissance optimale disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas non plus garanti. [06]

Il faut s'assurer, auparavant, que la charge accepte bien la connexion directe au générateur photovoltaïque: c'est le problème de dimensionnement.

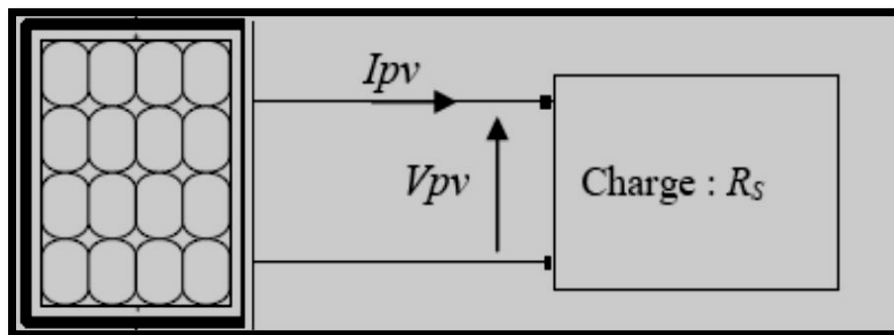


Fig.(III.18) : Connexion directe source-charge (résistive). [06]

III-4-2 Étage d'adaptation entre un GPV et une charge :

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

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

batterie au plomb, ce sont ses plages de tension de charge et de décharge qui vont permettre d'établir la structure la plus adéquate [7].

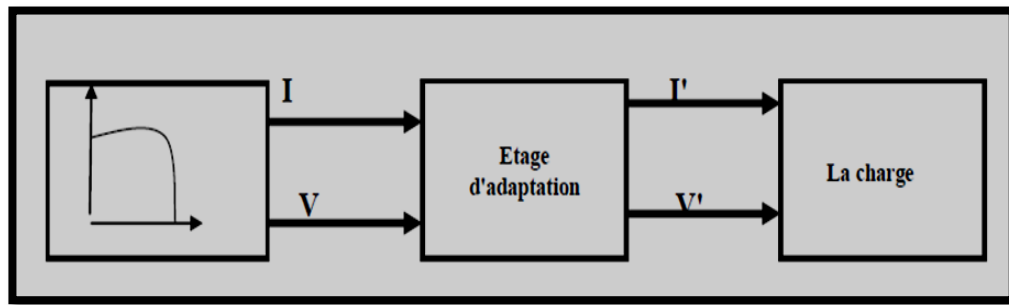


Fig.(III.19) : Étage d'adaptation entre un GPV et une charge. [06]

III-4-3 Les convertisseurs DC-DC :

Pour la conversion de puissance, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et pour éviter les échauffements excessifs dans les composants électroniques. Pour cette raison toute la conversion de puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et les commutateurs.

Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander. Les MOSFETS (transistors à effet de champ d'oxyde de métal) sont habituellement utilisés à la puissance relativement basse (quelques kW) et les IGBTs (transistors bipolaires à gâchette isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance. [06]

Trois topologies de base de circuit de conversion seront décrites dans les paragraphes suivants (DC-DC) : Dans cette partie nous présentons le principe des trois types de convertisseurs DC/DC (Buck, Boost et Buck-Boost), utilisés fréquemment dans les systèmes photovoltaïques pour générer les tensions et les courants souhaités. Ce type de convertisseurs n'est constitué que par des éléments réactifs (Selfs, Capacités) qui, dans le cas idéal, ne consomment aucune énergie. C'est pour cette raison qu'ils sont caractérisés par un grand rendement. [06]

III-4-3-1 Convertisseur dévolteur (Buck - converter) :

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

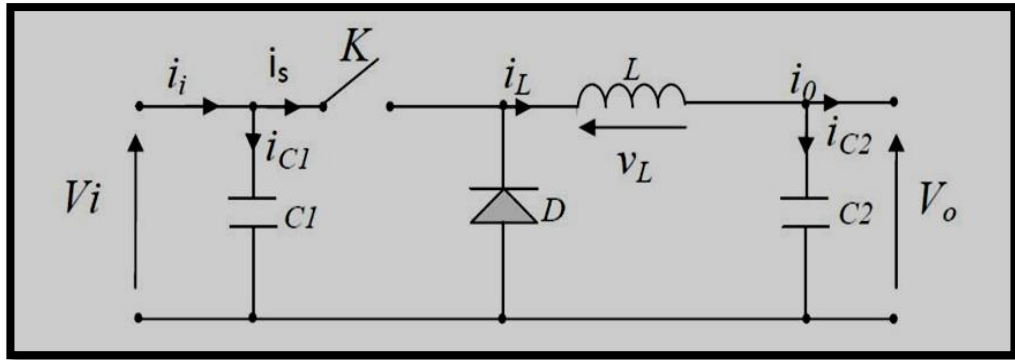


Fig. (III.20) : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck. [06]

Savoir le comportement réel de ce convertisseur, nécessite de connaître en détail son modèle mathématique.

Pour cela nous devons faire la représentation du circuit équivalent par les deux états du commutateur et de tirer par suite le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie. La figure (III.20) montre les schémas des circuits équivalents d'un convertisseur dévolteur dans les deux cas : l'interrupteur K fermé pendant dTs et ouvert pendant $(1-d) TS$ [32,35].

Où:

- Ts est la période de commutation ;
- d rapport cyclique du commutateur ($d \in [0, 1]$).

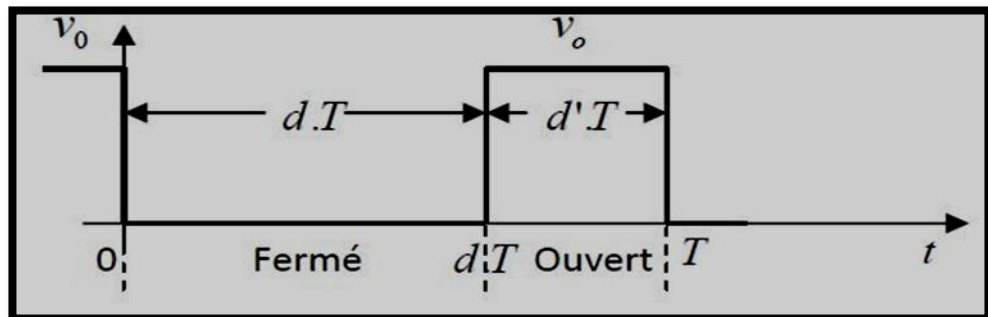
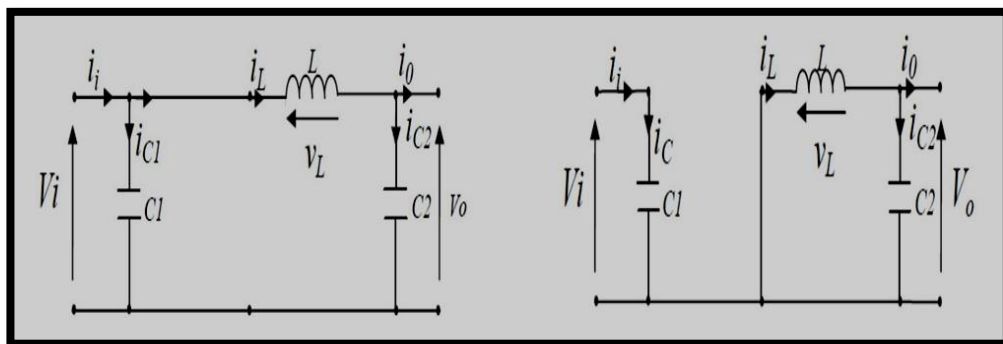


Fig. (III.21) : Périodes fermeture et ouverture d'un interrupteur. [06]



(a)

(b)

Fig.(III.22) : Schémas équivalents du hacheur dévolteur (a) : K fermé, (b) : K ouvert . [06]

En appliquant la loi de Kirchhoff sur les deux circuits équivalents du convertisseur dévolteur-survolteur des deux phases de fonctionnement, on obtient:

- Pour la première période dT_s

$$\begin{cases} ic1(t) = c1 \frac{dvi(t)}{dt} = ii(t) - il(t) \\ ic2(t) = c2 \frac{dvo(t)}{dt} = il(t) - io(t) \\ vl(t) = L \frac{dil(t)}{dt} = vi(t) - vo(t) \end{cases} \dots\dots\dots(III.19)$$

- Pour la deuxième période $(1-d)$:

$$\begin{cases} ic1(t) = c1 \frac{dvi(t)}{dt} = ii(t) \\ ic2(t) = c2 \frac{dvo(t)}{dt} = ii(t) - il(t) \\ vl(t) = L \frac{dil(t)}{dt} = -vo(t) \end{cases} \dots\dots\dots(III.20)$$

Pour trouver une représentation dynamique valable pour tout la période , on utilise généralement l'expression suivante [27]:

$$\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle T_s = \frac{dx}{dt} T_s + \frac{dx}{dt(1-D)} T_s (1 - D) T_s \dots\dots\dots(III.21)$$

En appliquant la relation (III.21) sur les systèmes d'équations (III.19) et (III.20), on obtient les équations qui régissent le système sur une période entière :

$$\begin{cases} c1 \frac{dvi(t)}{dt} T_s = dT_s(ii - il) + (1 - d)T_s ii \\ c2 \frac{dvo(t)}{dt} T_s = dT_s(il - io) + (1 - d)T_s(il - io) \\ L \frac{dil(t)}{dt} = dT_s(vi - vo) + (1 - d)T_s(-vo) \end{cases} \dots\dots\dots(III.22)$$

Après arrangement, on obtient :

$$\begin{cases} io(t) = il(t) - c2 \frac{dvo(t)}{dt} = ii(t) \\ il(t) = \frac{1}{d} \left(ii(t) - c1 \frac{dvi(t)}{dt} \right) \\ vi(t) = \frac{1}{d} \left(L \frac{dil(t)}{dt} + vo(t) \right) \end{cases} \dots\dots\dots(III.23)$$

III-4-3-2 Convertisseur survolteur (Boost - converter) :

Le convertisseur Boost est connu par le nom d'élevateur de tension. Le schéma de la figure (III.23), représente le circuit électrique du Boost. Au premier temps (αT), le transistor (K) est fermé, le courant dans l'inductance croit progressivement, et au fur et à mesure, elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin de la première période. Ensuite, le transistor (K) s'ouvre et l'inductance (L) s'opposant à la diminution de courant (Il), génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge (R) à travers la diode (D).

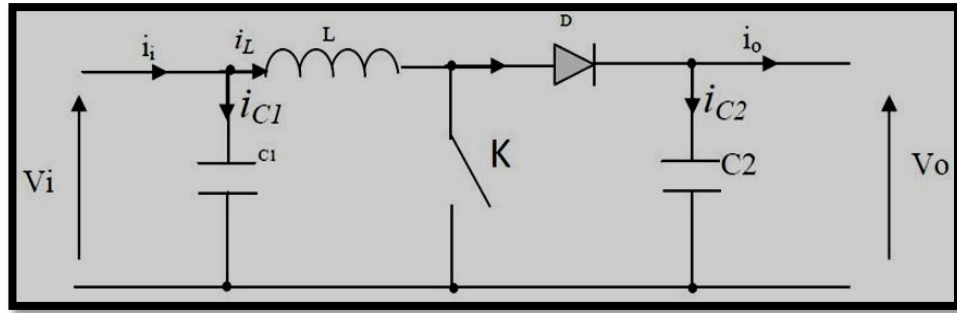


Fig. (III.23) : Schéma de principe d'un convertisseur Boost . [06]

Comme pour le convertisseur dévolteur, l'application des lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents du convertisseur survolteur des deux phases de fonctionnement donne [27]:

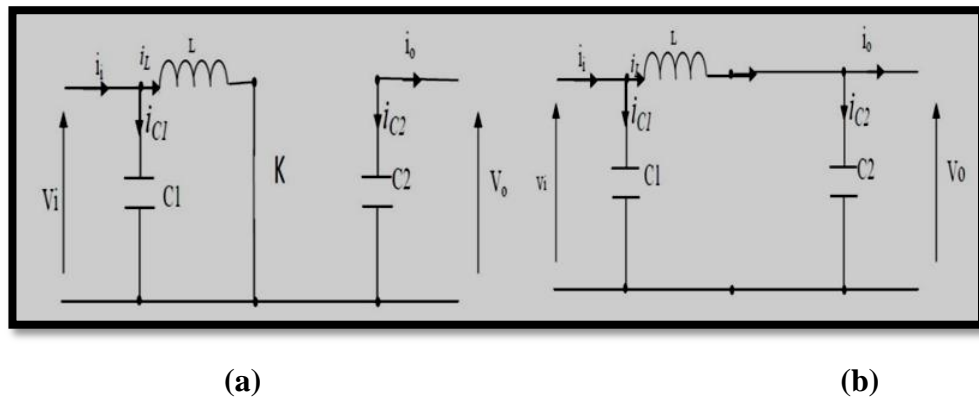


Fig.(III.24) : Schémas équivalents du hacheur survolteur. [06]

(a) : K fermé ; (b) : ouvert

– Pour la première période dTs :

$$\begin{cases} ic1(t) = c1 \frac{dvi(t)}{dt} = ii(t) - il(t) \\ ic2(t) = c2 \frac{dvo(t)}{dt} = -io(t) \\ vl(t) = L \frac{dil(t)}{dt} = -vi(t) \end{cases} \dots\dots\dots(III.24)$$

– Pour la deuxième période (1-d)Ts:

$$\begin{cases} ic1(t) = c1 \frac{dvi(t)}{dt} = ii(t) - il(t) \\ ic2(t) = c2 \frac{dvo(t)}{dt} = il(t) - io(t) \\ vl(t) = L \frac{dil(t)}{dt} = vi(t) - vo(t) \end{cases} \dots\dots\dots(III.25)$$

En appliquant la relation (III.21) sur les systèmes d'équations (III.24) et (III.25). Comme pour le convertisseur dévolteur, on trouve le modèle approximé du convertisseur survolteur [06]

$$\begin{cases} il(t) = ii(t) - c1 \frac{dvi(t)}{dt} \\ io(t) = (1 - d)il - c2 \frac{dvi(t)}{dt} \\ vi(t) = L \frac{dil(t)}{dt} (1 - d)vo \end{cases} \dots\dots\dots(III.26)$$

III-4-3-3 Le convertisseur Buck-Boost :

La troisième topologie de base de ce convertisseur est donnée par la figure (III.25). Dans ce dispositif, la tension peut être augmentée ou diminuée selon le mode de commutation. Cependant, La tension de sortie est de signe opposé à la tension d'entrée.

Tandis que, lorsque le transistor est sur la position (on) le courant dans l'inductance augmente, l'énergie est stockée ; et quand le commutateur tourne sur la position (off). La tension à travers l'inductance est renversée et l'énergie stockée se transfère vers la charge via la diode.

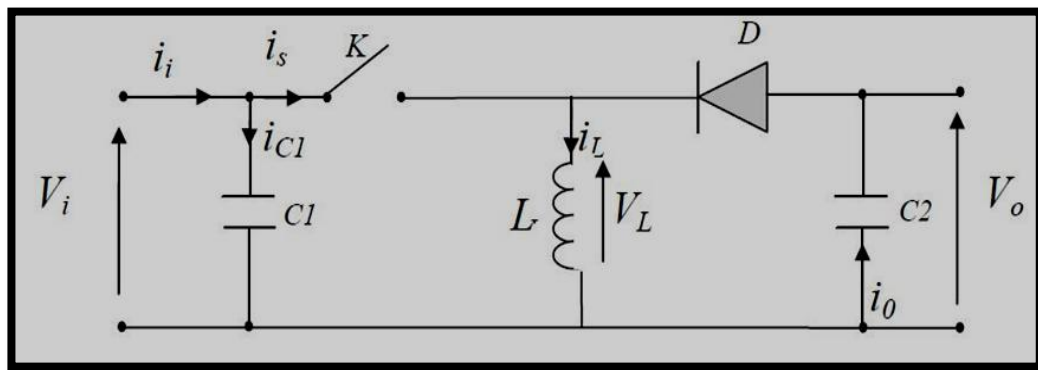


Fig.(III.25) : Convertisseur dévolteur-survolteur . [06]

La figure (III.26) montre les deux schémas équivalents du convertisseur dévolteur-survolteur pour les deux cycles de fonctionnement [27]:

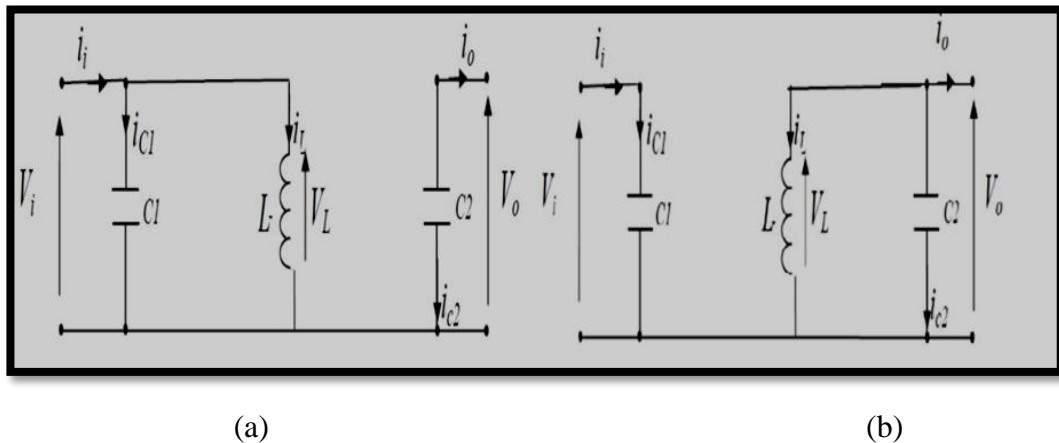


Fig.(III.26) : Schémas équivalents du hacheur dévolteur-survolteur . [06]

(a):K ouvert ; (b):K fermé

En appliquant la loi de Kirchhoff sur les deux circuits équivalents du convertisseur dévolteur-survolteur des deux phases de fonctionnement, on obtient:

– Pour la première période dTs :

$$\begin{cases} ic1(t) = c1 \frac{dvi(t)}{dt} = ii(t) - il(t) \\ ic2(t) = c2 \frac{dvo(t)}{dt} = -io(t) \\ vl(t) = L \frac{dil(t)}{dt} = -vi(t) \end{cases} \dots\dots\dots(III.27)$$

– Pour la deuxième période (1-d) Ts:

$$\begin{cases} ic1(t) = c1 \frac{dvi(t)}{dt} = ii(t) \\ ic2(t) = c2 \frac{dvo(t)}{dt} = il(t) - io(t) \\ vl(t) = L \frac{dil(t)}{dt} = vo(t) \end{cases} \dots\dots\dots(III.28)$$

En appliquant la relation (III.21) sur les systèmes d'équations (III.27) et (III.28), on trouve le modèle approximé du convertisseur dévolteur-survolteur : [06]

$$\begin{cases} il(t) = \frac{1}{d} \left(ii(t) - c1 \frac{dvi(t)}{dt} \right) \\ io(t) = -(1-d)il - c2 \frac{dvo(t)}{dt} \\ vi(t) = \frac{1}{d} \left(-(1-d)vo + L \frac{dil}{dt} \right) \end{cases} \dots\dots\dots(III.29)$$

III-5 Modélisation du groupe motopompe :

Les systèmes de pompage photovoltaïques comportent nécessairement, outre le générateur, un "sous-système" constitué au moins d'un moteur électrique destiné à faire fonctionner une pompe. La figure (III.27) représente les différents éléments essentiels (et optionnels) d'un système de pompage solaire photovoltaïque. Comme un générateur photovoltaïque fournit un courant continu, il faut donc que le moteur électrique soit à courant continu.

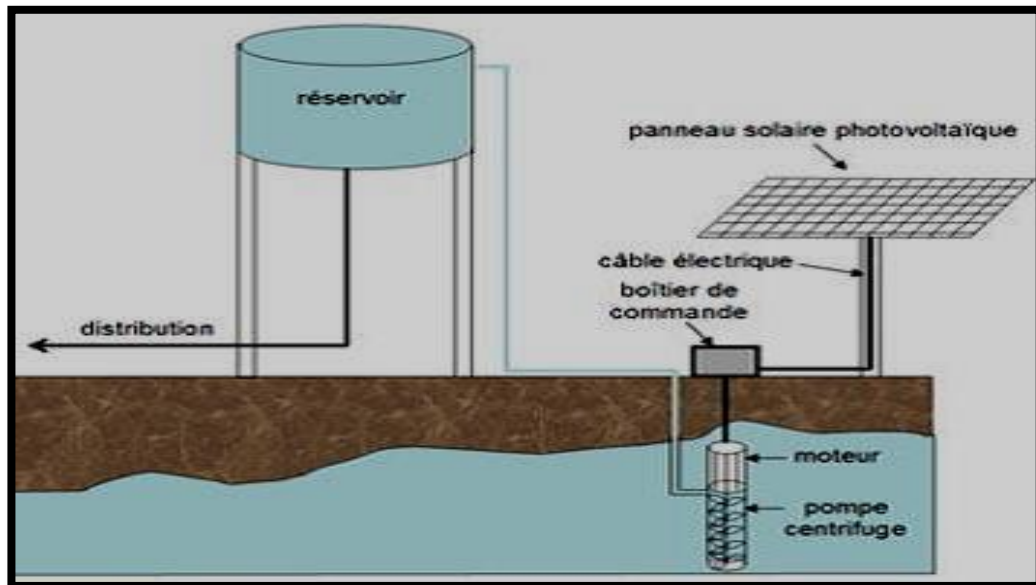


Fig. (III.27) : Structure d'une station de pompage photovoltaïque. [07]

III-5-1 Le Moteur :

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

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

Les critères qui permettent d'établir le choix le plus judicieux du moteur sont les suivants : [09]

- Bon rendement ;
- Souplesse de fonctionnement ;
- Robustesse du matériel afin de limiter au maximum l'entretien et les risques de pannes

- Fiabilité et autonomie de l'installation.
- Faible puissance au démarrage.

La construction et les types d'un moteur à courant continu sont cités dans l'annexe (3).

III-5-1-1. Le moteur à aimant permanent sans balais :

Le moteur à courant continu sans balais diffère du moteur à courant continu conventionnel en ce sens qu'il est composé d'un aimant permanent au rotor. Cette configuration ne permet plus d'effectuer la commutation avec l'ensemble collecteur/balais puisque le champ magnétique est fixe même sans alimentation. De plus, l'alimentation des bobines situées au stator est faite, comme son nom l'indique en tension continue. [09]

Les performances de plus en plus élevées et les avantages que présentent les aimants permanents font que ces derniers sont des éléments de base dans l'industrie moderne. Leurs utilisations dans les machines électriques sont de plus en plus fréquentes. Cependant, les performances des machines utilisant des aimants permanents dépendent des propriétés magnétiques de ceux-ci. Les critères de l'aimant sont à la fois technique et économique [37].

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

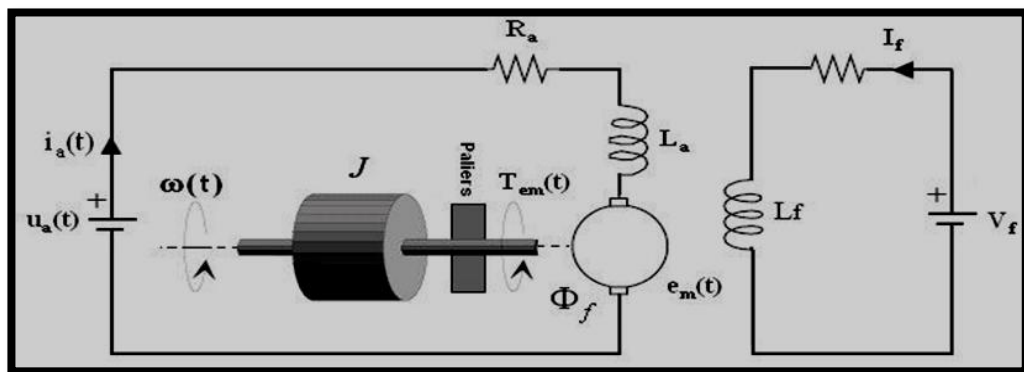


Fig. (III.28) : Machine à courant continu à aimant permanent [09]

Les signaux y intervenant sont les suivants:

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

Le circuit électrique de l'induit, faisant apparaître :

- La résistance de l'induit R_a ;
- L'inductance de l'induit L_a ;

- Une tension $e_m(t)$ appelée f.é.m. (force électromotrice), proportionnelle à la vitesse angulaire $\omega(t)$;
- Le courant traversant le circuit d'induit $i_a(t)$;
- Le couple électromagnétique instantané $T_{em}(t)$ produit ;
- L'inducteur, fixé au stator, créant un flux magnétique d'excitation ϕ_f .
- La charge mécanique, dépendante de l'application (inertie J , frottement visqueux, élasticité de la transmission, etc.).

a) Equations électriques :

L'équation de tension induite s'écrit : [09]

$$u_a(t) = R_a \cdot i_a(t) + L_a \frac{di_a(t)}{dt} + e_m(t) \dots \dots \dots (III.30)$$

b) Equations électromagnétiques :

La tension induite $e_m(t)$ est donnée par : [09]

$$e_m(t) = k_e \cdot \omega(t) \dots \dots \dots (III.31)$$

k_e : Constantes de tension.

Le couple électromagnétique $T_{em}(t)$ développé a pour expression :

$$T_{em}(t) = k_t \cdot I_a \dots \dots \dots (III.32)$$

k_t : constantes de couple de moteur.

c) Equations mécanique:

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

$$J_t \frac{d\omega}{dt} = T_{em}(t) - B_m \cdot \omega(t) - T_r - T_f \dots \dots \dots (III.33)$$

Où:

J_t : Inertie totale entraînée (moteur J_m et charge J_{ch}) ;

B_m : Coefficient de frottement visqueux ;

T_f : Couple de frottement de coulomb ;

T_r : Couple résistant.

La résolution du modèle mathématique de moteur est écrite en variable d'état sous la forme matricielle suivant : [09]

$$[X] = [A] \cdot [X] + [B] \cdot [U] \dots \dots \dots (III.34)$$

III-5-1-2 Résultats de simulation de moteur à aimant permanent :

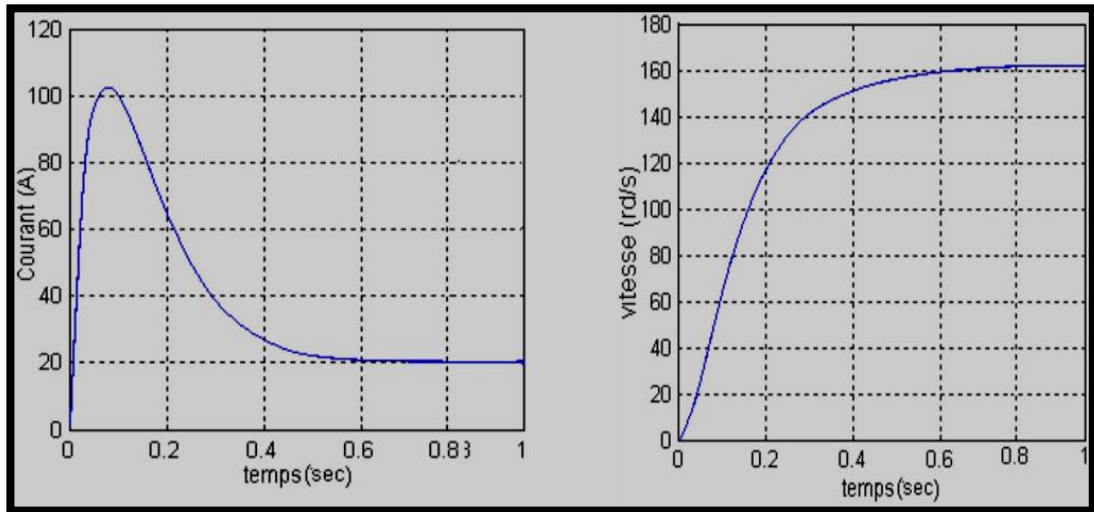


Fig. (III.29) Variation de courant et de la vitesse du moteur en fonction de temps.

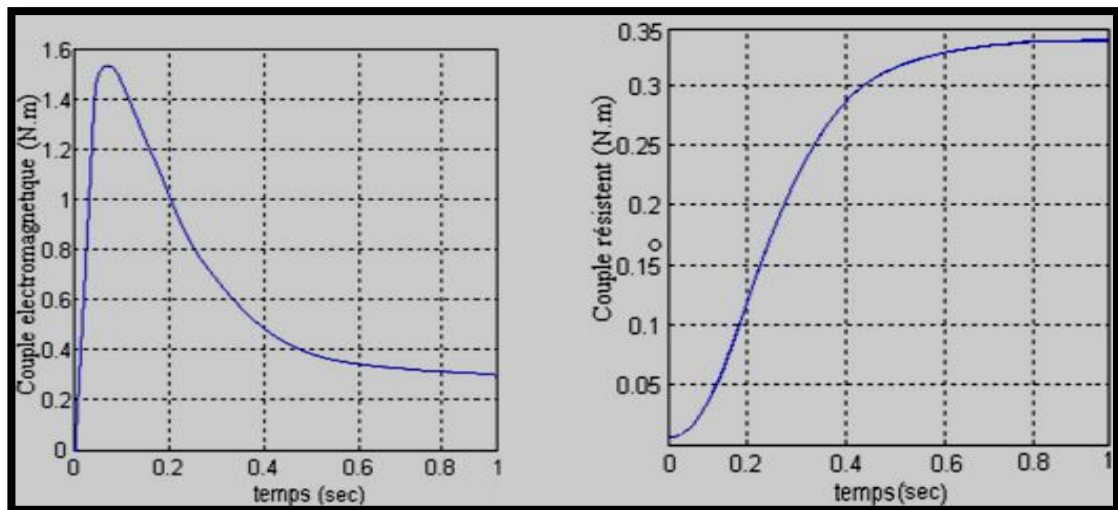


Fig. (III.30) : Variation de couple électromagnétique et le couple résistant du moteur en fonction de temps.

III-5-2 Les pompes :

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

Une pompe photovoltaïque se présente fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie. Alors que cette première utilise une batterie pour stocker l'électricité produite par les modules, la pompe sans batterie, plus communément appelée "pompe au fil du soleil", utilise un réservoir pour stocker l'eau jusqu'au moment de son utilisation . [08]

Les critères qui guident le choix d'une pompe sont les suivants: [08]

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

III-5-2-1 Les types de pompes :

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

La pompe à aspiration et la pompe à refoulement.

La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9,8 mètres (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7 mètres [41] .

III-5-2-2 La pompe volumétrique :

Une pompe volumétrique est une pompe dans laquelle l'écoulement du liquide est en proportion constant avec le déplacement d'un organe mobile du corps de la pompe. Les pompes volumétriques sont deux sortes:

- Les pompes volumétriques alternatives ;
- Les pompes rotatives.

➤ Caractéristiques d'une pompe volumétrique :

• Caractéristiques débit- vitesse :

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et il est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. [08]

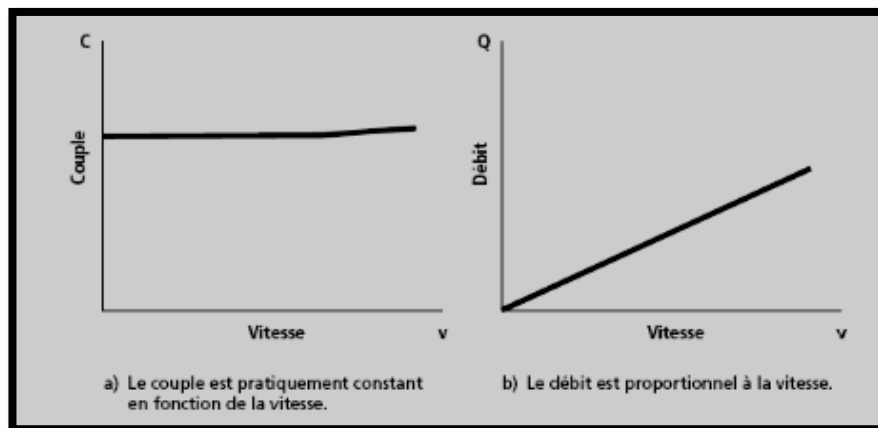


Fig. (III.31) : Caractéristiques débit- vitesse ; couple -vitesse d'une pompe volumétrique. [08]

- **Caractéristique puissance- vitesse :**

La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau. On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, par exemple pour les pompes à main et les pompes éoliennes multiples.

- **Caractéristiques débit- hauteur :**

Le débit Q de la pompe volumétrique est donné par : [7]

$$Q = Kq. \omega - Kh. Hm \dots\dots\dots(III.35)$$

Où :

ω : la vitesse de la pompe ;

Kh ; Km : constantes données de la pompe.

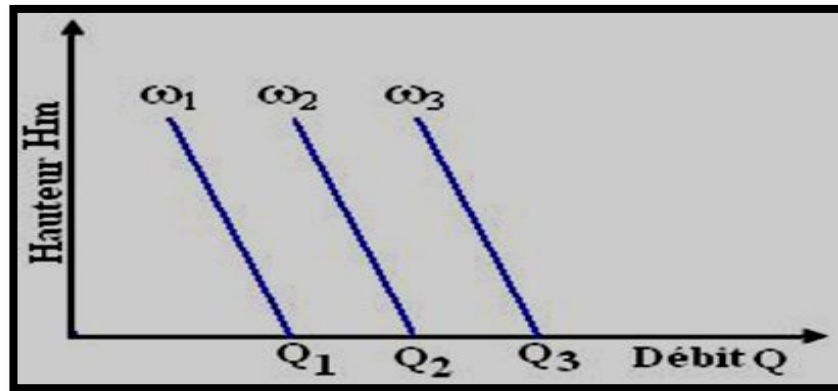


Fig. (III.32) : Caractéristiques débit-hauteur d'une pompe volumétrique [08]

III-5-2-3 La Pompe centrifuge :

Les principes des pompes centrifuges sont la technologie la plus utilisée dans les systèmes de pompage photovoltaïques. Les pompes centrifuges sont conçues pour une tête fixe et leur rendement en eau augmente avec la vitesse de rotation. Les pompes centrifuges sont simples, à prix réduit et sont disponibles pour une large gamme de débit [42]. Dans la présente étude, le principe de base d'opération de la pompe centrifuge et le modèle mathématique sont développés pour décrire son comportement opérationnel.

a. Principe de fonctionnement :

On peut décomposer le fonctionnement en deux étapes :

- **L'aspiration :**

Le liquide est aspiré au centre du rotor par une ouverture appelée distributeur dont le rôle est de conduire le fluide depuis la conduite d'aspiration jusqu'à la section d'entrée du rotor.

La pompe étant amorcée, c'est à dire pleine de liquide, la vitesse du fluide qui entre dans la roue augmente et par conséquent la pression dans l'ouïe diminue et engendre ainsi une aspiration et maintient l'amorçage.

• **L'accélération :**

Le rotor transforme l'énergie mécanique appliquée à l'arbre de la machine en énergie cinétique. A la sortie du rotor, le fluide se trouve projeté dans la volute dont le but est de collecter le fluide et de le ramener dans la section de sortie. La section offerte au liquide étant de plus en plus grande, son énergie cinétique se transforme en énergie de pression.

b. Constitution de la pompe centrifuge :

Les pompes centrifuges sont essentiellement constituées d'une pièce en rotation le rotor appelée aussi roue ou hélice qui tourne dans un carter appelée corps de pompe ou volute.

Ces machines comprennent donc :

- un distributeur (arrivée du liquide) ;
- l'ouïe d'aspiration ;
- le corps de la pompe ou volute ;
- le refoulement qui va s'élargir ;
- l'ouïe de refoulement.

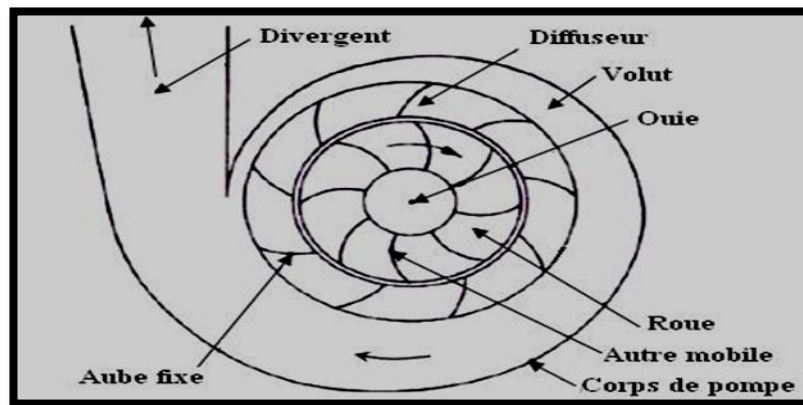


Fig. (III.33) : Schéma de principe d'une pompe centrifuge. [08]

III-6 Modélisation de la pompe centrifuge :

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge met en jeu 3 paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse ayant pour équation [41] :

$$f(H ; Q ; W) = 0 \dots\dots\dots(III.36)$$

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

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

$$H = H_s + H_d \dots\dots\dots(III.37)$$

H : Hauteur totale du pompage ;

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

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

III-6-1 Les pertes de charge :

Représentent les pertes de pression dues aux différents obstacles s'opposant au déplacement du fluide pompé. On distingue:

III-6-1-1 Les pertes de charge linéaires :

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

$$\Delta H = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2.g} \dots\dots\dots(III.38)$$

λ: Coefficient de pertes de charges linéaires ;

L: Longueur de la tuyauterie (m) ;

D: Diamètre de la tuyauterie (m) ;

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

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

$$v = \frac{4.Q}{\pi D^2} \dots\dots\dots(III.39)$$

Q : debit (m³/s).

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{L}{D} \frac{8.Q^2}{\pi^2 D^4 g} \dots\dots\dots(III.40)$$

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

III-6-1-2 Les pertes de charge singulières :

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

$$\Delta H_2 = \varepsilon \frac{v^2}{2.g} = \varepsilon \frac{8.Q^2}{\pi^2 D^4 g} \dots\dots\dots(III.41)$$

ε:Coefficient de pertes de charges locales.

La hauteur dynamique est la somme des deux pertes :

$$H_d = \Delta H_1 + \Delta H_2 \dots \dots \dots (III.42)$$

$$H_d = \left(\lambda \frac{L}{D} + \varepsilon \right) \frac{8.Q^2}{\pi^2 D^4 g} = K_{fr}.Q^2 \dots \dots \dots (III.43)$$

K_{fr} : Constante de la canalisation.

La hauteur totale de pompage est :

$$H_d = H_s + K_{fr}.Q^2 \dots \dots \dots (III.44)$$

III-6-2 Caractéristiques d'une pompe centrifuge :

III-6-2-1 Caractéristique Débit -vitesse :

La pompe centrifuge est conçue pour une hauteur manométrique (HMT) relativement fixe .Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est en fonction du carré de la vitesse du moteur. On utilise habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres). [08]

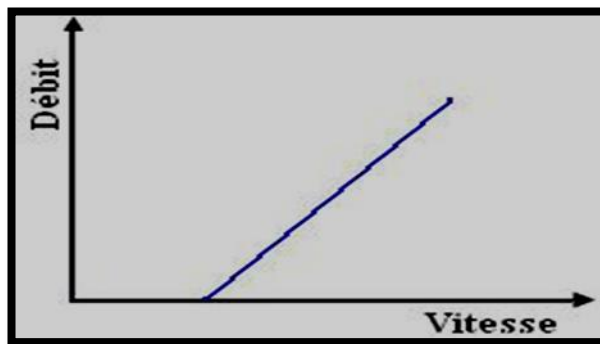


Fig. (III.34) : Caractéristiques d'une pompe centrifuge [08]

III-6-2-2 Caractéristiques couple - vitesse :

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

Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une HM donnée pour obtenir un débit de départ non nul. [08]

Donc la pompe centrifuge oppose un couple résistant C_r :

$$C_r = K_r \omega^2 + C_s \dots \dots \dots (III.45)$$

Avec :

kr : Coefficients de proportionnalité [(Nm/rad.s-1)²].

Cs : Le couple statique, très petite.

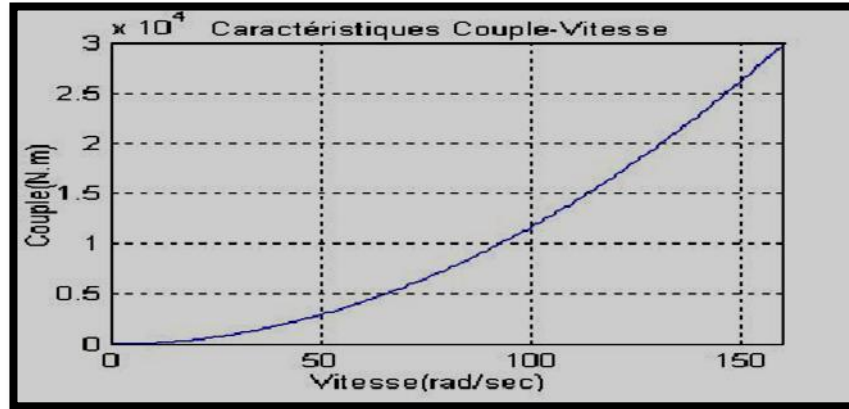


Fig.(III.35) : Caractéristiques couple - vitesse d'une pompe centrifuge [08]

L'équation de puissance mécanique de la pompe est aussi déterminée en fonction de la vitesse est donnée par la relation suivante : [08]

$$P_{méc} = kr \cdot \omega \dots\dots\dots(III.46)$$

III-6-2-3 Caractéristiques Débit - hauteur :

La courbe débit-hauteur, exprime les variations des différentes hauteurs de relèvement en fonction de débit.

La charge du moteur est une pompe immergée monocellulaire à roue radiale. Elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale H_{MT} en fonction du débit Q . En prenant comme paramètre la vitesse de rotation du moteur, le modèle utilisé est identifié par l'expression de "PELEIDER-PETERMAN". [30]

$$H_{MT} = K_0 \cdot \omega^2 - K_1 \cdot \omega \cdot Q - K_2 \cdot Q^2 \dots\dots\dots(III.47)$$

Avec :

k_0, k_1, k_2 : Des constantes propres de la pompe donnée par le constructeur.

La courbe $H_{MT}(Q)$ est une parabole. Le point de rencontre de la courbe $H_{MT}(Q)$ avec l'axe des ordonnées est le point à débit nul. C'est le point à vanne fermée ou encore point de barbotage. [31]

Le point de fonctionnement de la pompe est le point d'intersection des deux courbes :

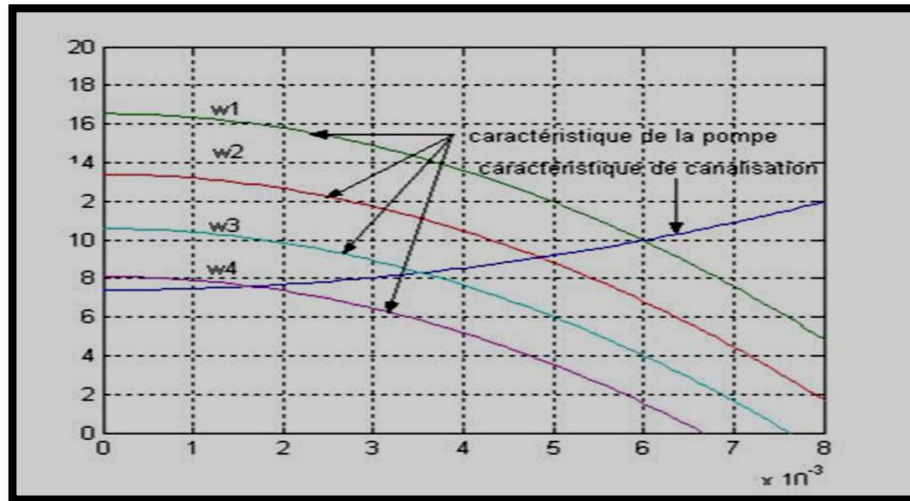


Fig.(III.36) : Caractéristiques de la pompe HMT (Q) et de la canalisation. [08]

III-6-2-4 Caractéristique de la puissance :

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

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_m \dots\dots\dots(III.48)$$

Où :

- ρ : La masse volumique de l'eau étant de 1000kg/m³ ;
- g : Accélération de la pesanteur (9,81m²/s) ;

La courbe de la figure (III.37), des puissances absorbées pour les différents débits est une branche de parabole qui peut présenter un maximum dans la plage utilisable.

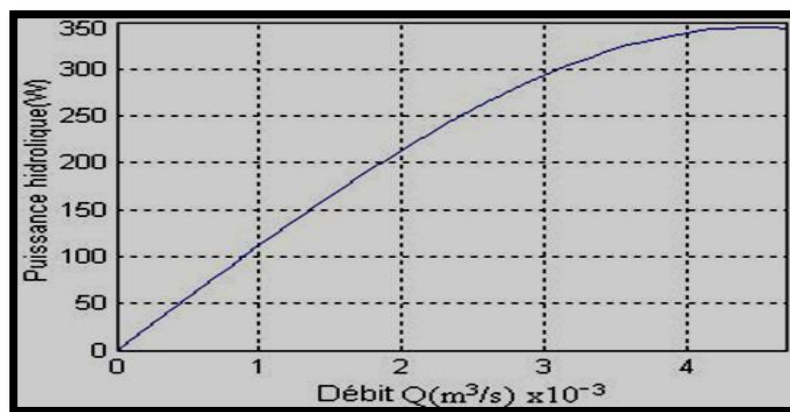


Fig.(III.37) : Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge.[08]

III-6-2-5 Caractéristique du rendement :

Pour les groupes électropompes (pompe + moteur), les fabricants donnent généralement la courbe du rendement. Comme on peut tracer la courbe de rendement hydraulique en utilisant la formule : [30]

$$\eta_h = \frac{P_h}{P_{ab}} \dots\dots\dots(III.48)$$

Généralement le rendement maximal du groupe motopompe ne dépasse pas 72%. Le schéma de la figure (III.41) présente les valeurs de rendement d'une pompe . [30]

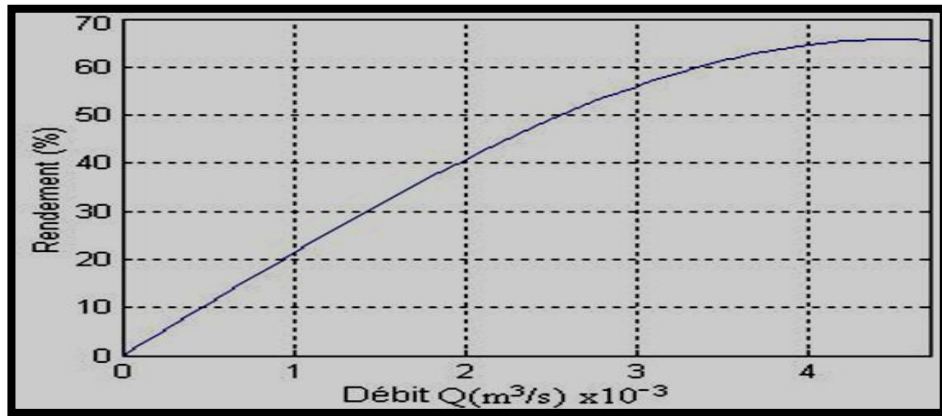


Fig. (III.38) : Caractéristique de rendement de la pompe centrifuge [30]

III-7 Les différents types d'installation du groupe motopompes :

La figure (III.39) représente différents types d'installations courantes de systèmes photovoltaïques de pompage.

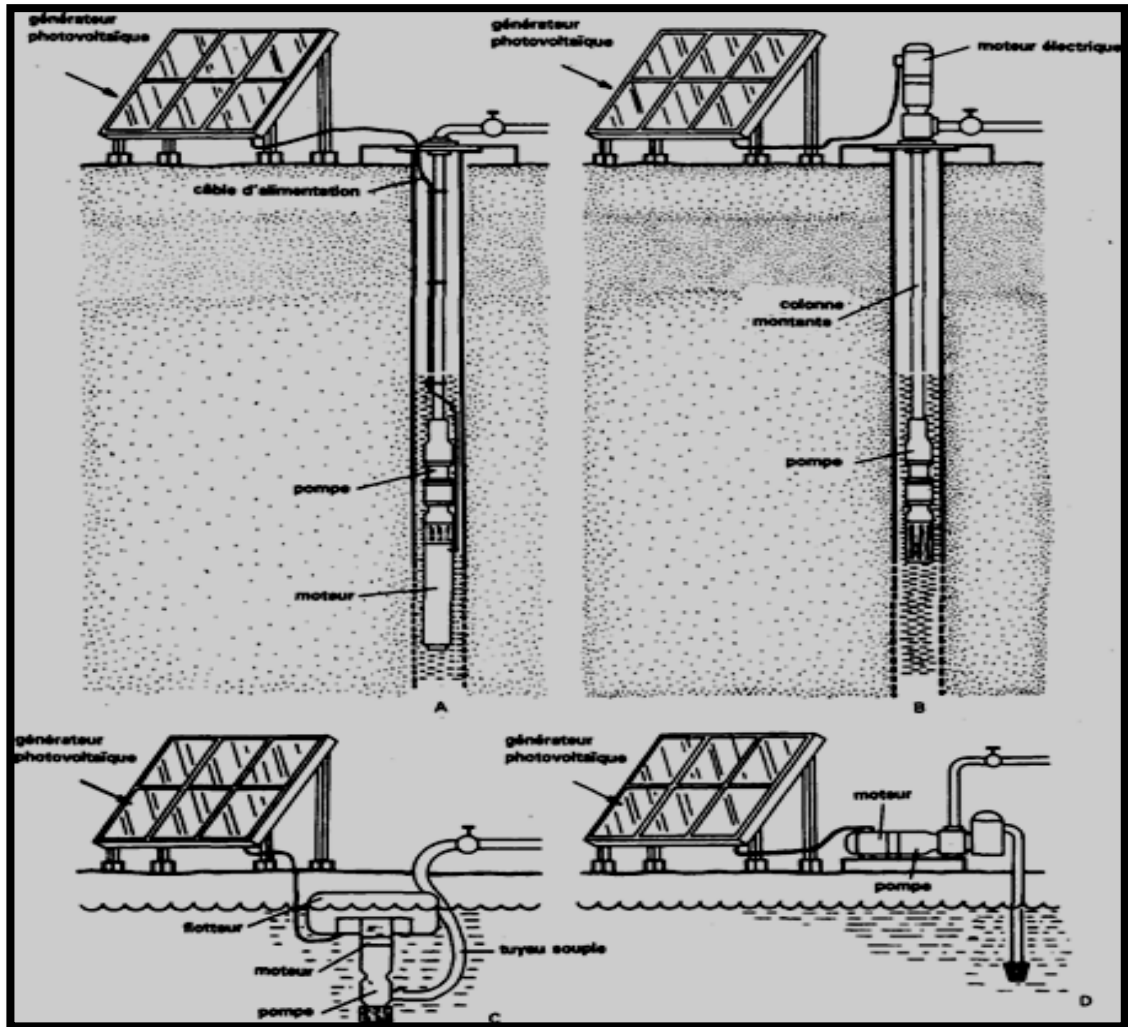


Fig. (III.39) : Exemples d'installations de pompes solaires.[08]

- A. groupe motopompe immergé ;
- B. pompe immergée avec moteur en surface ;
- C. groupe motopompe flottant ;
- D. moteur et pompe installés en surface.

Dans notre étude on utilise une pompe centrifuge immergée, qui a les caractéristiques

Suivants :

- Son diamètre est soit de 4" (95 mm), soit de 6" (142 mm) ;
- Le corps de pompe est en acier inoxydable, les roues et les diffuseurs étant soit en acier inoxydable, soit en matériau synthétique. Ces matériaux présentent une très bonne résistance à l'abrasion ;
- Le corps d'aspiration est protégé par une crépine contre les grosses impuretés (> à 3mm), un clapet anti-retour est intégré à la tête de pompe, qui est taraudée pour le raccordement au tuyau de refoulement. La lubrification est assurée par l'eau pompée ;
- Le nombre d'étages est lié à la hauteur manométrique totale de refoulement ;
- Le type d'aubage de chaque étage est lié à la puissance hydraulique à fournir pour la HMT nominale ;
- La durée de vie peut être estimée entre 5 et 7 ans (elle est fortement liée à la qualité de l'eau).

III-8 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation des différents composants du système de pompage photovoltaïque, afin de faciliter l'accès à la simulation du système.

Chapitre IV

Simulation d'un système de pompage

PV sous MATLAB/SIMULINK

IV-1 Introduction :

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

Le but de ce chapitre est l'optimisation de fonctionnement de système de pompage solaire, à cet effet, l'alimentation du groupe motopompe par un générateur photovoltaïque via un convertisseur est complétée par l'intégration d'un dispositif de suivi de la puissance maximale. Pour les systèmes de pompage photovoltaïque, on a deux choix de couplage : soit le couplage directe (sans optimisation) dans lequel le MSAP est couplée directement au générateur photovoltaïque, ce système est simple et moins coûteux, soit le couplage avec optimisation. Qui nécessite une adaptation entre le générateur et la charge.

La simulation digitale d'un système photovoltaïque sert afin de comprendre le comportement opérationnel de ces composants et les interactions entre eux. Depuis la simulation de la performance d'un système, on peut tracer toutes les étapes de la conversion d'énergie. Toutes les opérations de simulation sont faites par le logiciel MATLAB 7.7.0.

Dans ce chapitre nous avons fait le traitement numérique du modèle mathématique global de l'association de tous les éléments de la chaîne (générateur photovoltaïque, convertisseurs et le groupe motopompe). Ce qui va nous permettre de déduire les points de fonctionnement optimums donnant des vitesses maximales pour différents paramètres climatiques. La technique d'optimisation utilisée, est la méthode de perturbation et observation. Cette technique consiste en la maximisation de puissance électrique.

IV-2 Simulation du générateur photovoltaïque :

IV-2-1 Modèle d'un module PV :

Si on basant sur le modèle mathématique de la cellule solaire développé dans le sous paragraphe (III.2) du chapitre III, on obtient le bloc schématique de SIMULINK montré par la Figure (IV.1) .ci-dessous :

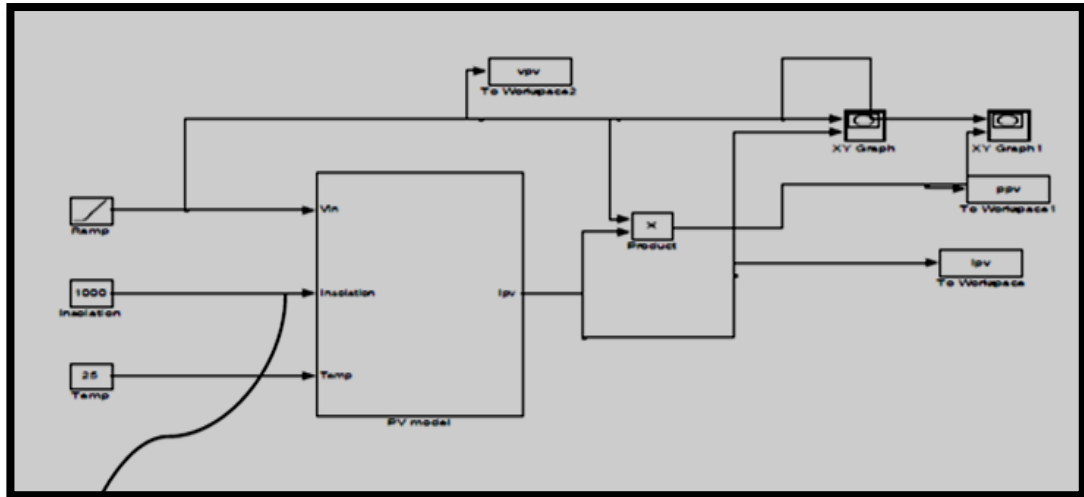


Fig. (IV.1): Schéma bloc du module BP MSX60 de BP Solaire sous Matlab/Simulink

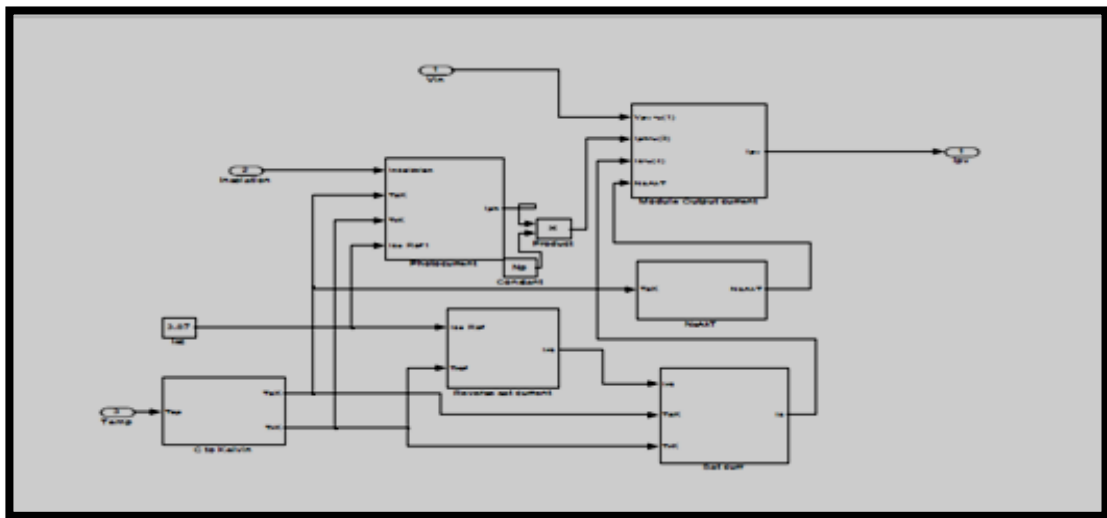


Fig.(IV.2) : Schéma bloc du Sous-système du module photovoltaïque sous Matlab/Simulink.

Le sub-système a été modélisé étape par étape à l'aide de ces équations, sous Matlab/Simulink pour qu'on puisse calculer tous les sous blocs il faut d'abord calculer la température donc la première étape sera le calcul de la température :

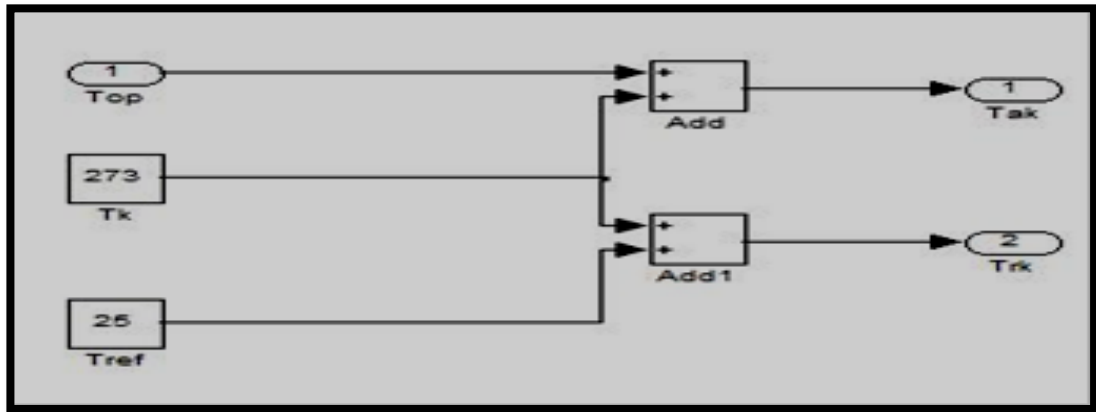


Fig.(IV.3) : Calcul de la température.

La deuxième étape est de calculer le courant de saturation I_{rs} :

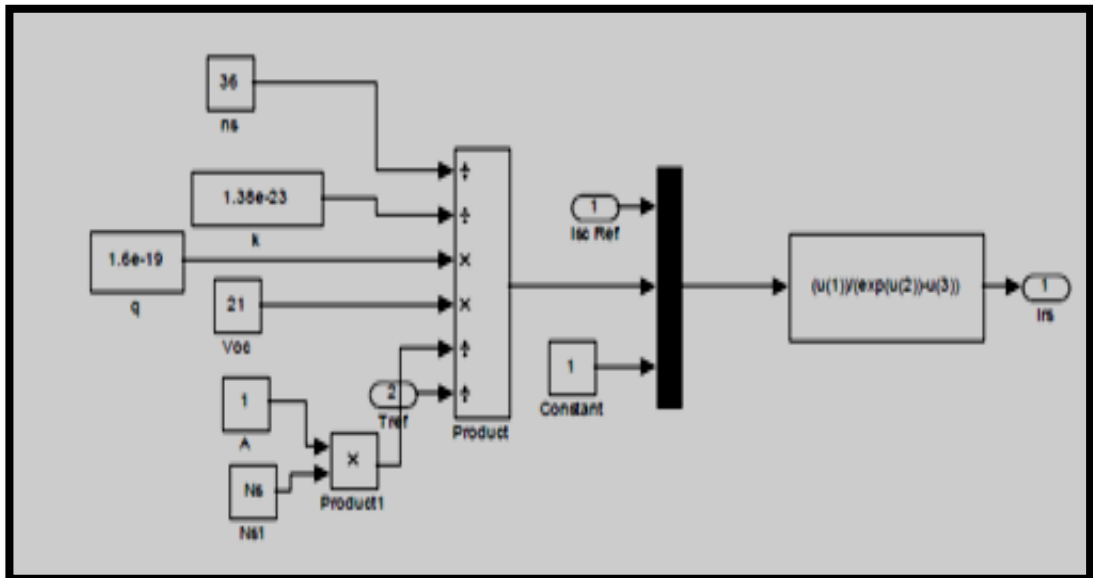
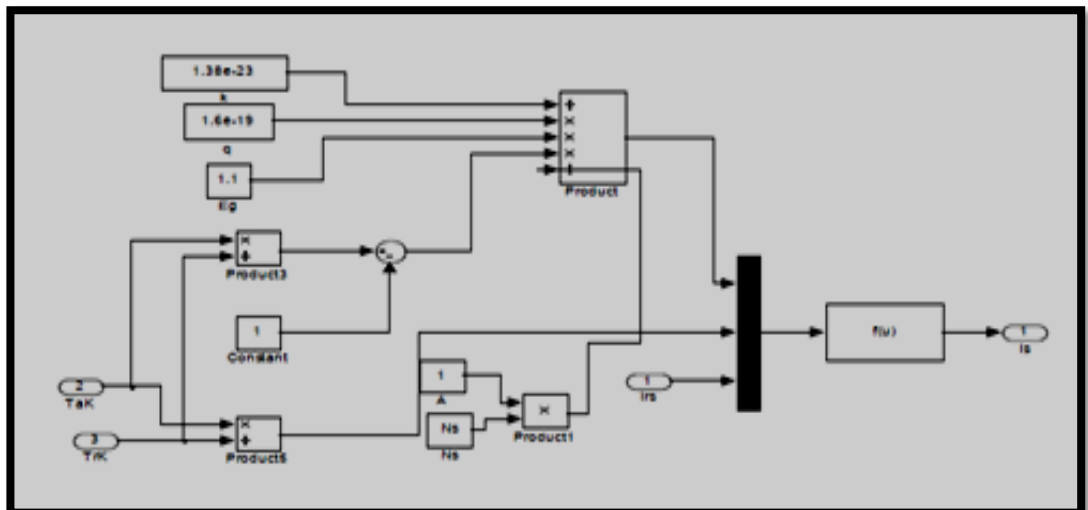


Fig.(IV.4) : Modélisation du courant inverse de saturation I_{rs}

Le calcul du courant de saturation qui est en fonction de I_{rs} ; sera dans la troisième étape :



La quatrième étape est le calcul du courant photonique :

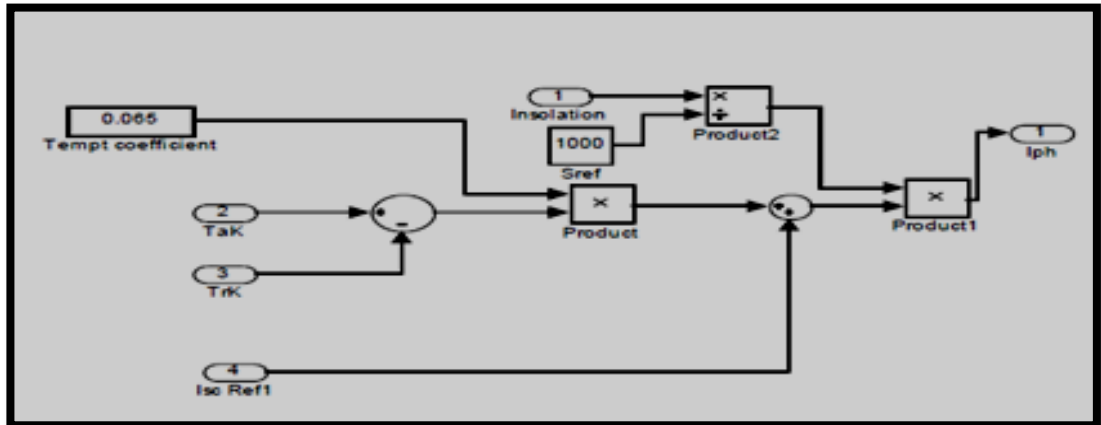


Fig. (IV.6) : Modélisation du courant photonique I_{ph} .

L'étape six est le calcul du produit $nsAKT$:

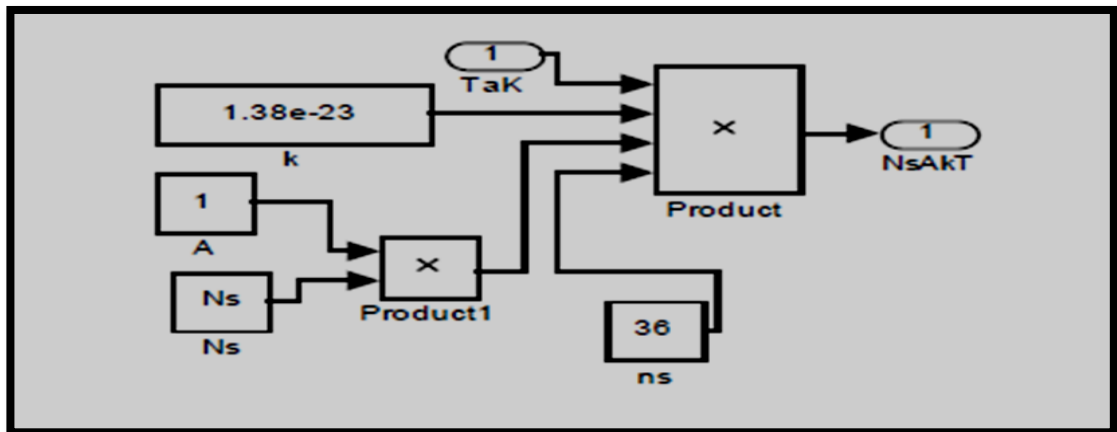


Fig.(IV.7) : Modélisation $nsAKT$.

Finalement on terminera par le calcul du courant global I_{pv}

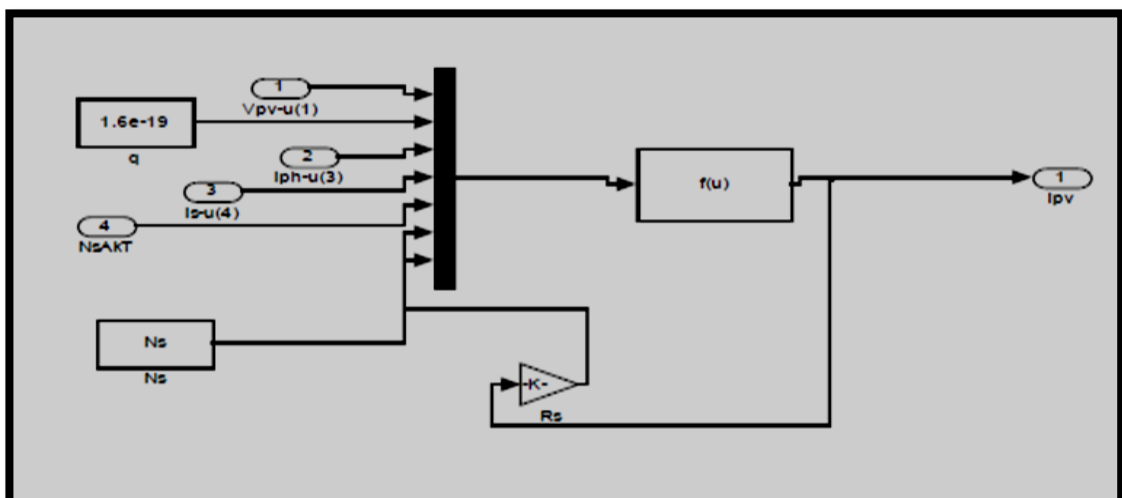


Fig.(IV.8) : Modélisation du courant photovoltaïque I_{pv}

IV-3 Simulation d'un moteur à courant continu :

Les caractéristiques du moteur à courant continu sont données dans l'Annexe 3. Les figures(IV.10),(IV.11) montrent la variation du courant et de la vitesse du moteur en fonction de temps.

On remarque que le courant du moteur est égal à la valeur nominale indiquée par le constructeur qui est $I=5.5$ A. Ainsi que la vitesse $\omega = 183,5$ (m²/s).

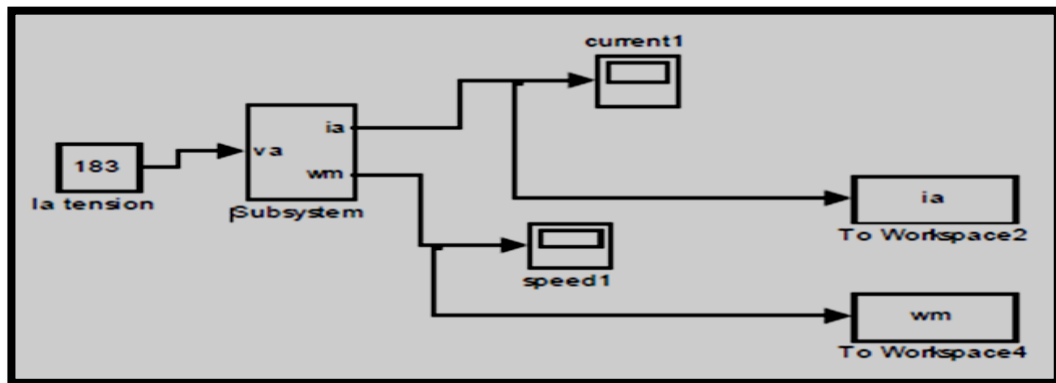


Fig.(IV.9) : Model du moteur à courant continu sous Matlab/Simulink.

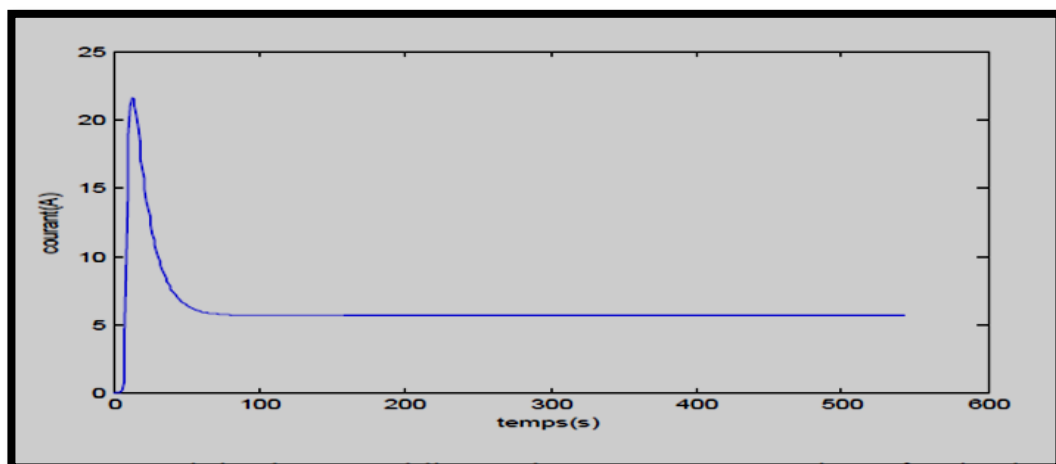


Fig. (IV.10) : La variation du courant délivré par le moteur à courant continu en fonction de temps.

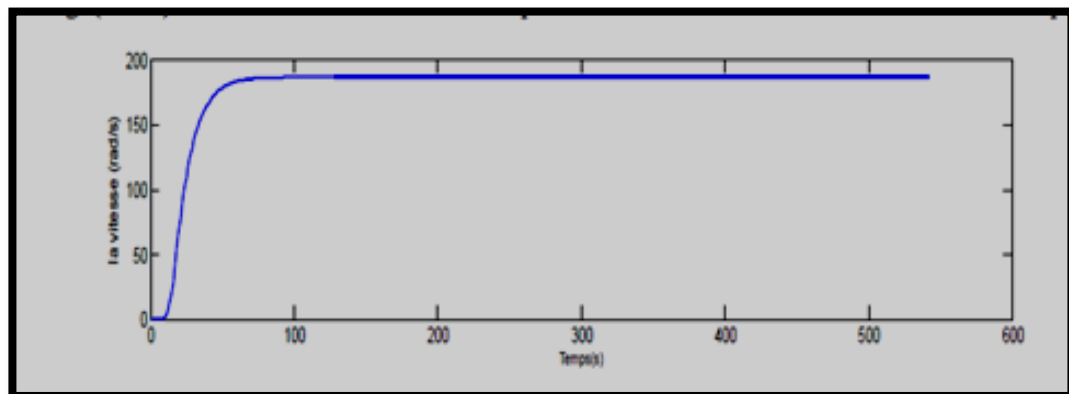


Fig. (IV.11) : La variation du courant délivré par le moteur à courant continu en fonction de temps.

IV-4 Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque :

Selon le choix de la puissance de la pompe et pour avoir la quantité d'eau pompée pour un éclairage et une température donnée, on peut dimensionner le générateur photovoltaïque par le choix de la meilleure combinaison entre les types et les nombres des modules. On commence tous d'abord par le dimensionnement de la charge (le groupe moto pompe) ; ensuite le générateur photovoltaïque

IV-4-1 Dimensionnement du motopompe :

Le moteur qui entraîne la pompe peut être dimensionné selon la quantité d'eau demandée. Le débit d'eau lié à la puissance mécanique absorbée par la pompe est donné par la relation suivante :

$$Q = \frac{P_p \cdot \eta_p}{\rho \cdot g \cdot H} \dots\dots\dots (IV.1)$$

Où

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

g : Accélération de la pesanteur (9,81m/s²) ;

H_m : Hauteur manométrique totale ;

η_p : Le rendement de la pompe ;

P_p : Puissance mécanique du moteur ;

Q : la quantité d'eau demandée.

Si on suppose que le rendement de l'accouplement est égal à 1, alors la puissance mécanique du moteur (utile) est égale à la puissance absorbée par la pompe.

Connaissant le rendement du moteur, la puissance électrique absorbée par le moteur est

$$P_a = \frac{P_u}{\eta_m} \dots\dots\dots (IV.2)$$

P_a : Puissance électrique absorbée par la pompe ;

P_u : Puissance électrique utile délivrée par le moteur ;

η_m : Rendement du moteur.

Pour prévoir certains imprévus d'exploitation, il serait prudent de majorer la puissance Absorbée par la pompe des quantités suivantes :[41]

- 30 % pour une puissance absorbée inférieure à 4 kW ;
- 20 % pour une puissance absorbée comprise entre 4 et 20 kW ;
- 10 % pour une puissance absorbée supérieure à 20 kW.

Dans notre étude la puissance mécanique de la pompe est 559.5 W, on applique alors une marge de sécurité de 30 %. Ce qui veut dire que la puissance mécanique du moteur doit être supérieure ou égale à 728W. Dans notre cas on a choisie un moteur synchrone à aimant permanent dont la puissance mécanique est 746 W.

Le rendement du moteur est estimé à 0.94.

$$P_a = \frac{P_u}{\eta_m} = \frac{746}{0.94} = 793.61w \dots \dots \dots (IV.3)$$

Le rendement du convertisseur est de l'ordre de 0.95: [40]

$$P_a = \frac{P_a}{\eta_c} = \frac{793.61}{0.95} = 835.38w \dots \dots \dots (IV.4)$$

IV-4-2 Dimensionnement du générateur PV :

La puissance que doit fournir le générateur photovoltaïque sera déterminée par la puissance nominale demandée par l'ensemble motopompe. La puissance nominale demandée par le moteur est de 835.38W On doit dimensionner le générateur PV, c'est-à-dire déterminer le nombre de modules qui le constituent pour alimenter le moteur.

$$P_{op} = V_{op} \cdot I_{op} \dots \dots \dots (IV.5)$$

$$P_{GPV} = 60 \times 14 = 840w \dots \dots \dots (IV.6)$$

Donc le nombre de module en série est $N_s=7$ et le nombre de modules en parallèle est $N_p=2$.

IV-5 Couplage directe d'un moteur à courant continu au générateur PV :

Pour qu'une connexion, générateur photovoltaïque-charge soit possible, un point de fonctionnement correspondant à l'intersection des deux caractéristiques électriques doit exister.

Le moteur est lui aussi caractérisé par des courbes de couple-courant. Le couple résistant est déterminé par la pompe centrifuge et étant égal au couple moteur à l'état d'équilibre, le générateur photovoltaïque n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement, c'est la charge elle-même qui fixe le point de fonctionnement. [40]

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

$$V_m = V_{GPV} ; I_m = I_{GPV} ; C_m = C_r \dots \dots \dots (IV.7)$$

$$C_r = K\omega^2 \dots \dots \dots (IV.8)$$

Le point de fonctionnement du système sera obtenu par l'intersection de la caractéristique I(V) du générateur et la caractéristique mécanique du moteur.

Le couplage direct est modélisé sous Matlab/Simulink et montré par la figure (IV.12) ci-dessous :

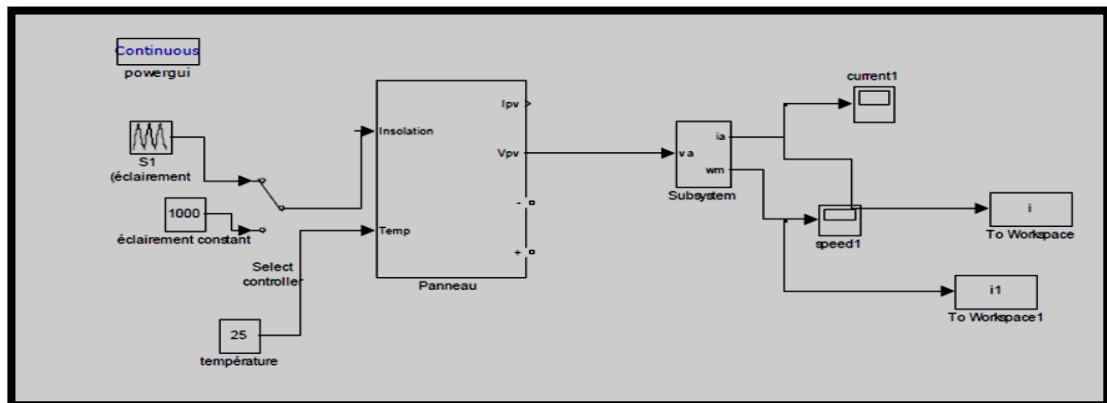


Fig. (IV.12) : Schéma bloc d'un couplage direct GPV-MSAP

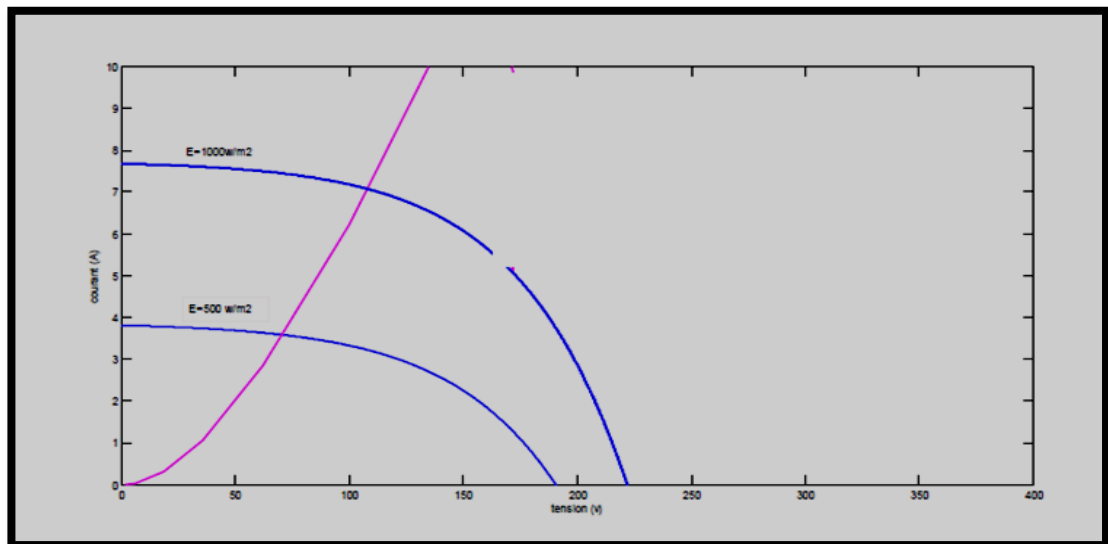


Fig. (IV.13) : Caractéristique $I(V)$, $I_m(V)$ d'un couplage direct pour différents éclairagements et une température constante $T=25^{\circ}\text{C}$

IV-6 Couplage à travers un convertisseur :

La puissance continue possède un maximum dépendant des conditions climatiques, pour convertir l'énergie disponible avec le meilleur rendement, il est donc indispensable de travailler autour d'un point de fonctionnement optimal qui correspond à la puissance maximale fournie par le générateur. Cela est possible en adaptant en permanence le générateur à sa charge grâce au convertisseur qui joue le rôle d'une impédance adaptative. Cette procédure est dite technique de poursuite du point de puissance maximal (MPPT). [17]

IV-6-1 Principe de la recherche MPPT :

La figure (IV.14) représente le schéma de principe d'un convertisseur MPPT classique. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique (DC), à l'aide d'un

signal électrique approprié, pour tirer le maximum de puissance que le générateur photovoltaïque peut fournir.

L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le MPP. En général, il est basé sur la variation du rapport cyclique du Convertisseur en fonction de l'évolution des paramètres d'entrée de ce dernier (I et V et par conséquent de la puissance du GPV) jusqu'à se placer sur le MPP. [18]

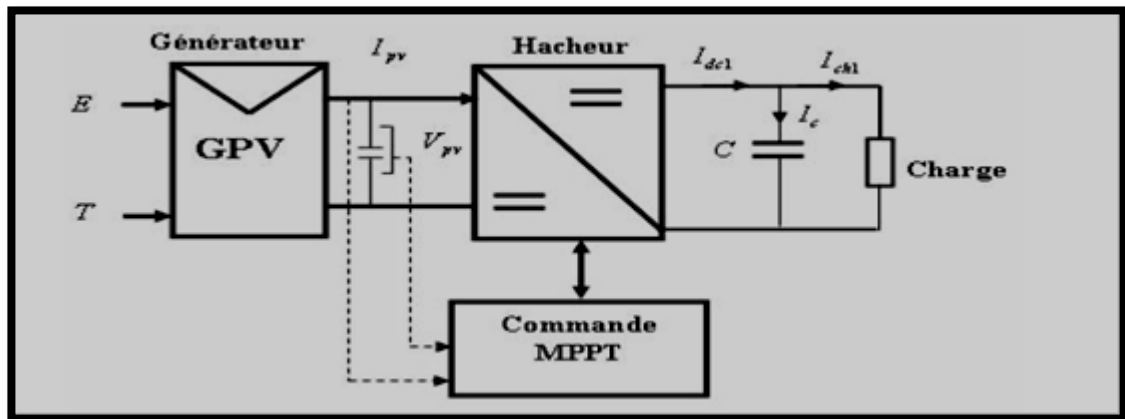


Fig. (IV.14) : Schéma synoptique du système PV par une commande MPPT.

IV-6-2 Les algorithmes du point de puissance maximale :

Plusieurs algorithmes ont été proposés pour la réalisation de la commande MPPT. Les méthodes les plus couramment rencontrées sont communément appelées :

- Perturb & Observ (P&O) ;
- l'incrément de Conductance (IncCond) ;
- Algorithme capacité- parasite (PC) . [20.22]

IV-6-2-1. Méthode de perturbation et d'observation (P&O) :

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte. Cette méthode, est largement utilisée par sa facilité d'implémentation, en plus parce qu'elle est une méthode itérative simple et exige seulement des mesures de V_{pv} et I_{pv} [30]. Présentent cependant quelques problèmes liés aux oscillations autour du MPP qu'elles engendrent en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement. [23]

L'algorithme de la méthode P&O est représenté par la figure (a) de l'annexe. [11]

Au début on fait définir les valeurs initiales : $I_{réf}$, $\Delta I_{réf}$, P_{old} , à chaque cycle, V_{pv} et I_{pv} sont mesurés afin de calculer P_{pv} .

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

$$I_{réf} = I_{réf} + \Delta I_{réf}, P_{old} = P_{pv}$$

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

Si l'incrément est large, l'algorithme du MPPT répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement. Le rendement de cette technique est d'environ 85% . [11]

L'inconvénient de la technique de P&O est celui en cas de changement rapide des conditions atmosphériques, telles qu'un nuage mobile, cette méthode peut déplacer le point de fonctionnement dans la direction fautive.

Sur la figure(IV.15).on considère que le point de fonctionnement est sur la courbe (1), le MPPT oscille autour du MPP du point A_2 vers le point A puis vers le point A_1 et vice versa, si la valeur de l'éclairement augmente la courbe $P(V)$ du panneau se déplace vers la courbe (2) alors le MPPT perturbe le point de fonctionnement du point A vers le point B_1 ce qui nous amène à $\Delta P > 0$ avec $[\Delta P = P(K) - P(K - 1)]$ et le MPPT continue à perturber les tensions dans la même direction c à d vers le point B_2 .

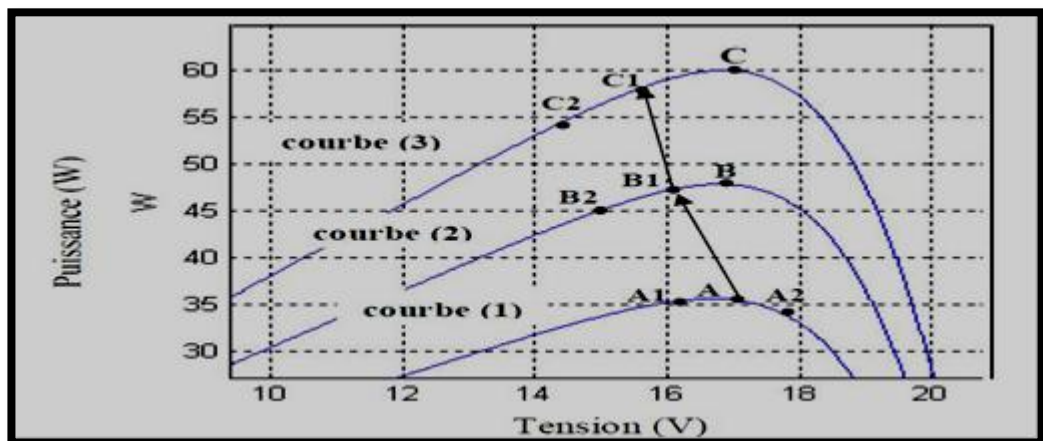


Fig. (IV.15) : Divergence de la méthode P&O.

IV-6-2-2 Méthode de l'incrément de Conductance :

Cette méthode utilise la conductance incrémentale de la source comme MPPT. Cette méthode est plus efficace que la méthode de perturbation, et indépendante des caractéristiques des différents composants utilisés. . [36]

Elle est basée sur le fait que la pente de la courbe caractéristique de puissance du figure(IV.16) panneau est nulle au MPP, positive à gauche et négative à droite . [ref :17]

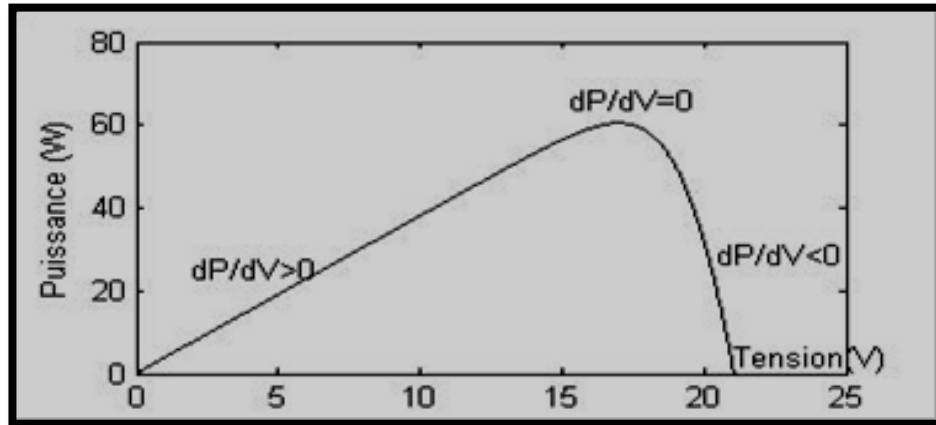


Fig.: (IV.16) : Caractéristique de la puissance tension d'un générateur photovoltaïque,

Variation de $\frac{dP}{dV}$

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} = 0 \text{ au MPP} \\ \frac{dP}{dV} > 0 \text{ a' gauche du MPP} \dots\dots\dots(IV.9) \\ \frac{dP}{dV} < 0 \text{ a' droite du MPP} \end{cases}$$

Puisque :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{d(I)}{dV} = I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \dots\dots\dots(IV.10)$$

$$\begin{cases} \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \text{ au MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} \text{ a' gauche du MPP} \dots\dots\dots(IV.11) \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} \text{ a' droite du MPP} \end{cases}$$

Le MPP peut donc être poursuivi en comparant la conductance instantanée ($G_{ci} = \frac{I}{V}$) à l'incrément de la conductance ($\Delta G_{ci} = \frac{\Delta I}{\Delta V}$), comme le montre l'organigramme (Annexe 2). v_{ref} est la tension de référence pour laquelle le panneau est forcé à fonctionner. Au MPP, $v_{ref} = V_{MPP}$. Une fois que le MPP est atteint, le point de fonctionnement correspondant est maintenu, à moins qu'un changement dans ΔI est noté, indiquant un changement des conditions atmosphériques et donc du MPP. L'algorithme augmente ou diminue v_{ref} pour suivre le nouveau MPP. [32] .

La taille de l'incrément détermine la rapidité de la poursuite du MPP. Une poursuite rapide peut être obtenue avec un incrément plus grand, mais le système ne pourrait pas fonctionner exactement au MPP et oscille autour de celui-ci. Il y a donc, comme pour la méthode P&O,

un compromis entre rapidité et précision. Cette méthode peut être améliorée en amenant le point de fonctionnement près du MPP dans une première étape, puis d'utiliser l'algorithme IncCond poursuivre exactement le MPP dans une deuxième étape. [32.33]

IV-6-2-3 Algorithme capacité- parasite (PC) :

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

En ajoutant cette capacité à notre modèle, en la représentant sous la forme [33] :

$$I(t) = Cp \frac{dv}{dt} \dots\dots\dots(IV.12)$$

Le nouveau modèle est exprimé selon :

$$I = Iph - Is \left[\exp \left(\frac{v+RsI}{Vr} \right) - 1 \right] - \left(\frac{v+RsI}{Rp} \right) Cp \frac{dv}{dt} \dots\dots\dots(IV.13)$$

$$I = F(v) + Cp \frac{dv}{dt} \dots\dots\dots(IV.14)$$

L'équation (IV.14) montre les deux composantes de (I) :

- Une est fonction de la tension, F(V)
- La seconde est relative au courant dans la capacité parasite.

En utilisant cette notation, l'incrémentation de la conductibilité du panneau photovoltaïque peut être définie comme étant le rapport $\frac{dF(v)}{dv}$ et la conductibilité instantanée peut être définie

comme le rapport F(V)/V. Le MPP est obtenu quand $\frac{dP}{dV} = 0$.

En multipliant l'équation (IV.12) par la tension (V) du panneau pour obtenir la puissance électrique, puis en différenciant le résultat, l'équation de la puissance électrique au MPP sera obtenue et peut être exprimé selon :

$$\frac{dF(v)}{dv} = Cp \left(\frac{\dot{V}}{V} + \frac{\ddot{V}}{\dot{v}} \right) + \frac{F(v)}{v} \dots\dots\dots(IV.15)$$

Les trois termes de l'équation (III.18) représentent l'accroissement de la conductibilité, l'ondulation induite par la capacité parasite et la conductibilité instantanée. Les dérivées première et seconde de la tension du panneau tiennent en compte de l'effet d'ondulation alternative produite par le convertisseur. On notera que si (CP) est égale à zéro, l'équation (IV.14) se simplifie et devient celle utilisée pour l'algorithme d'accroissement de la conductibilité.

Puisque la capacité parasite est modélisée comme un condensateur connecté parallèle mentaux borne de chaque cellule photovoltaïque, la connexion des panneaux en parallèle augmentera la capacité globale vue par le MPPT. À partir de là, la différence entre l'efficacité

de CP-MPPT et celle de INCMPTT devrait être au maximum dans un générateur solaire de haute puissance avec plusieurs panneaux en parallèle [34].

IV-7 Optimisation du système de pompage photovoltaïque :

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

Pour cela on insère un convertisseur MPPT DC-DC de type boost entre le générateur photovoltaïque et le groupe motopompe. Un convertisseur MPPT est un système de conversion de puissance muni d'un algorithme de contrôle approprié permettant d'extraire le maximum de puissance que le générateur photovoltaïque peut fournir.

Le rapport cyclique α ($0 \leq \alpha \leq 1$) donne le ratio de la tension du panneau à la tension aux bornes de la charge. [17]

Nous considérons un moteur DC à flux constant, en négligeant la réaction d'induit et le phénomène de commutation, la tension du moteur sera égale à :

$$V_m = R_a I_m + L_a \frac{dI_m}{dt} + K_e \omega \dots\dots\dots(IV.16)$$

Et le couple du moteur :

$$C_m = K_m I_m \dots\dots\dots(IV.17)$$

La pompe centrifuge oppose un couple résistant:

$$C_r = K_r \omega^2 + C_s \dots\dots\dots(IV.18)$$

K_e [V/rad.s⁻¹], k_m [Nm/Ampère] et K_r [(Nm/rad.s⁻¹)²] sont des coefficients de proportionnalité.

D'autre part nous avons l'équation mécanique :

$$J_m \frac{d\Omega}{dt} = C_m - C_r \dots\dots\dots(IV.19)$$

Avec J_m , le moment d'inertie du groupe.

Si on suppose que le convertisseur est idéal, en fonctionnement optimal, la puissance maximale délivrée par le générateur sous un courant I_{op} et une tension V_{op} est :

$$P_{op} = V_{op} \cdot I_{op} = V_m \cdot I_m \dots\dots\dots(IV.20)$$

Le rendement générateur photovoltaïque - machine synchrone à aimant permanent est le rapport entre la puissance mécanique et puissance de la radiation incidente captée par le générateur photovoltaïque, il est définie par l'expression suivante [40]:

$$\eta_{gm} = \frac{P_m}{N.E.S_g} \dots\dots\dots(IV.21)$$

η_{gm} : le rendement GPV-MSAP ;

P_m : la puissance mécanique (w) ;

N : $N_s . N_p$

E : la radiation captée par le PV ;

S_g : surface du générateur (m2).

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

$$Cr = Kp . \omega^2 \dots\dots\dots(IV.22)$$

Si on suppose que le rendement de l'accouplement entre la MSAP et la pompe est égal à 1, alors la puissance mécanique de la MSAP est égale à la puissance absorbée par la pompe.

La puissance mécanique de la MSAP est définie par :

$$Pm = Kp . \omega^2 \dots\dots\dots(IV.23)$$

$$\eta gm = \frac{Kp . \omega^2}{N . E . Sg} \dots\dots\dots(IV.24)$$

K : Coefficient de la pompe centrifuge.

IV-8 Simulation du système globale :

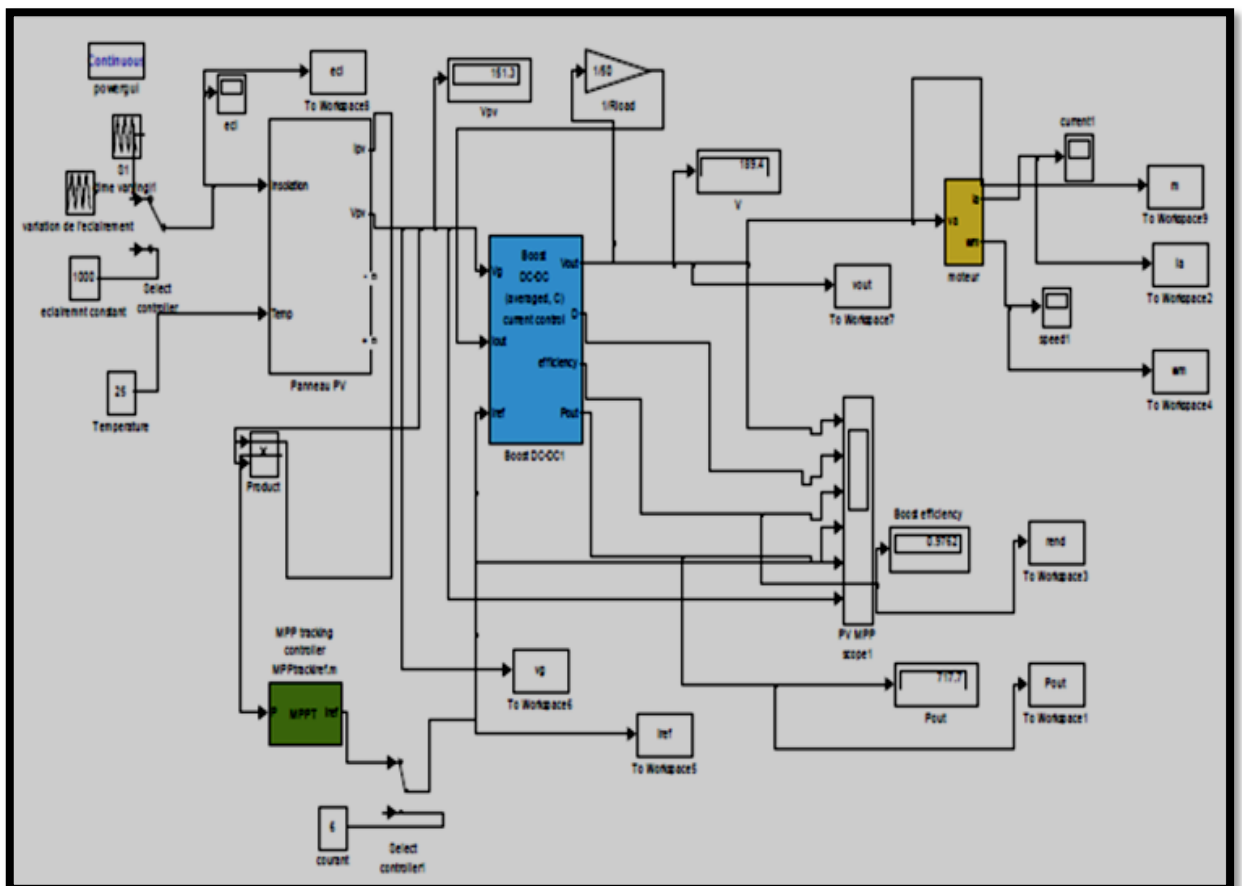


Fig. (IV.17) : schéma bloc du système de pompage photovoltaïque sous Matlab/Simulink .

IV-9 Résultats de simulation :

La figure (IV.18) montre la variation de l'éclairement en fonction de temps.

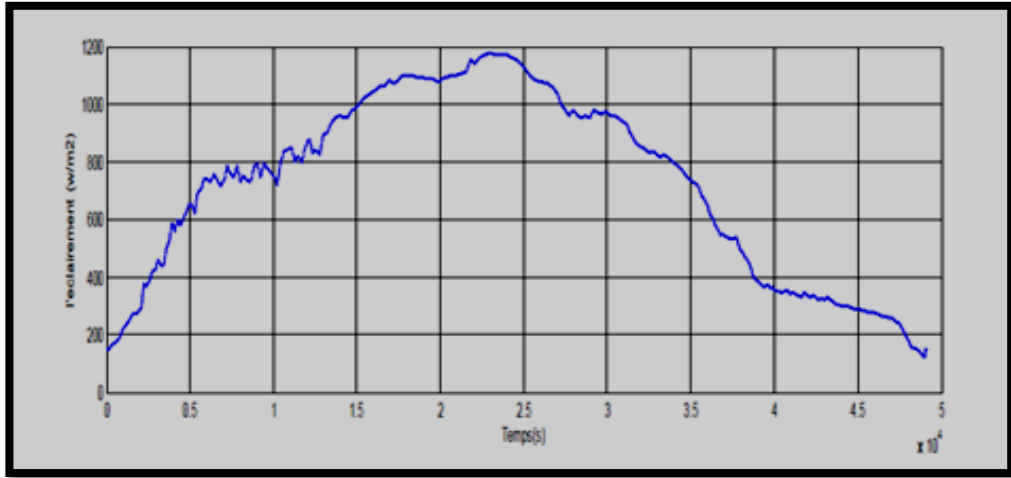


Fig. (IV.18) : La variation de L'éclairement en fonction de temps .

La figure (IV.19) montre l'allure des caractéristiques de charge des deux mode de couplage directe et indirecte .Pour le couplage directe du moteur au générateur photovoltaïque, le point de fonctionnement du groupe motopompe est loin de la bande de puissance optimale .En intercalant entre le générateur et la charge, un convertisseur DC-DC qui consiste en un traqueur de puissance maximale (MPPT) .On optimisera le fonctionnement de notre générateur et le couple moteur commence à augmenter de manière significative même à des niveaux bas de rayonnements. Cela se traduit par un glissement du point de fonctionnement du couplage directe vers la zone de fonctionnements optimale où la tension et le courant sont plus grands

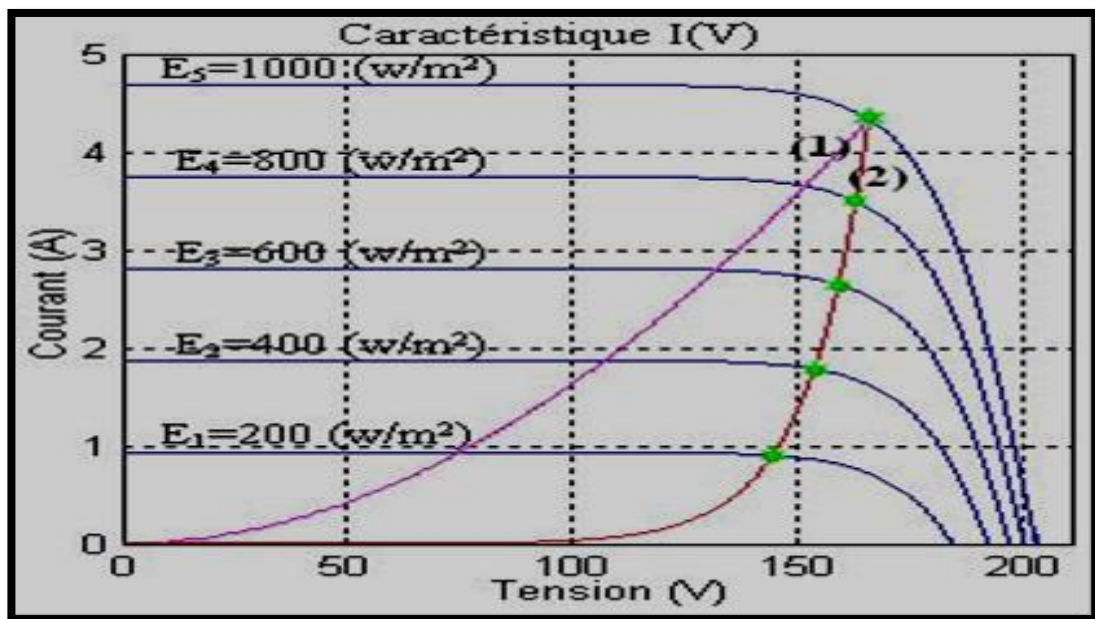


Fig. (IV.19) Caractéristiques de charge de système de PPV, $T=25^{\circ}C$

Couplage direct, (2) Couplage avec MPPT .

La tension du générateur V_g (v) à $T=25^\circ\text{C}$ pour $N_s=7$, $N_p=2$

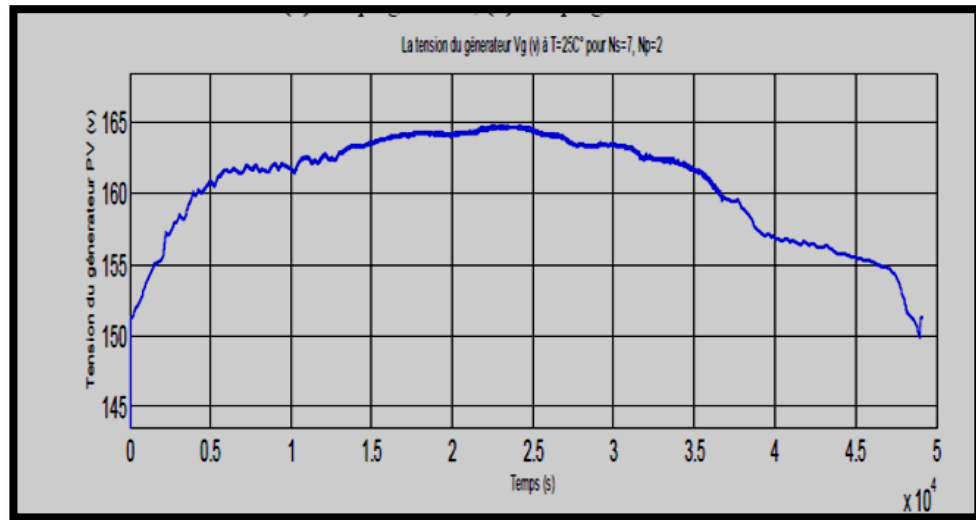


Fig. (IV.20) : La tension du générateur en fonction de temps

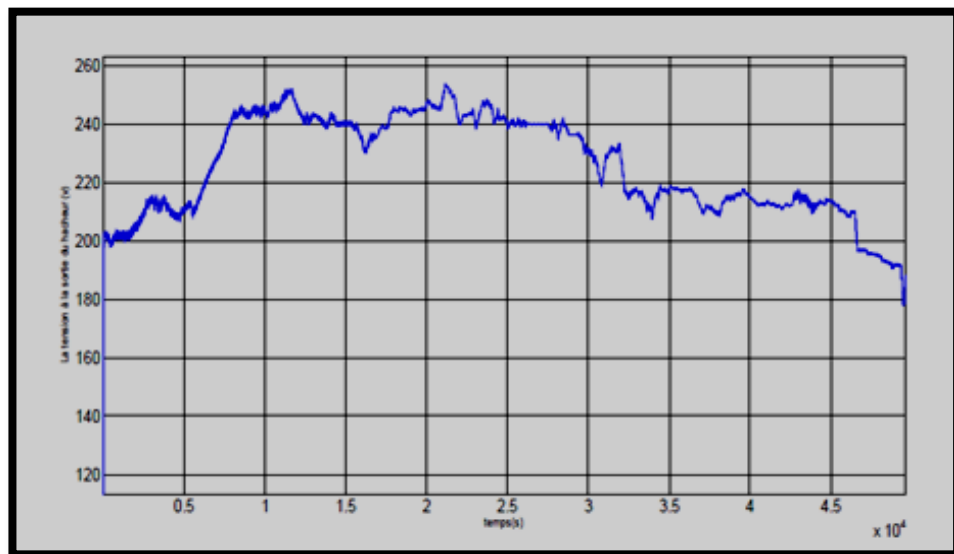


Fig. (IV.21) : Variation de la tension de sortie du hacheur Boost en fonction de temps.

Les figures (IV.20) , (IV.21) présentent la tension du générateur et la tension à la sortie du hacheur Boost en fonction de temps , on remarque clairement l'effet du convertisseur élévateur et de l'optimisation du système .

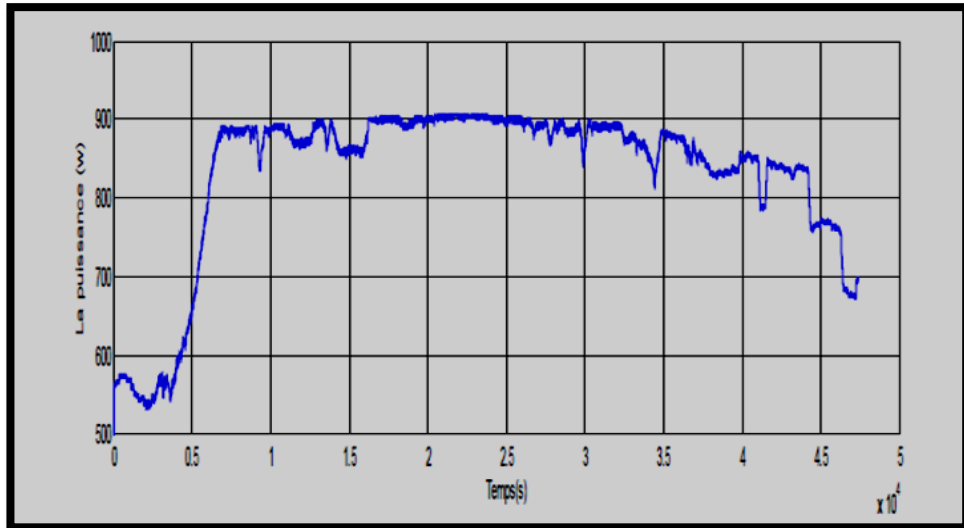


Fig. (IV.22) : Variation de la puissance de sortie en fonction de temps .

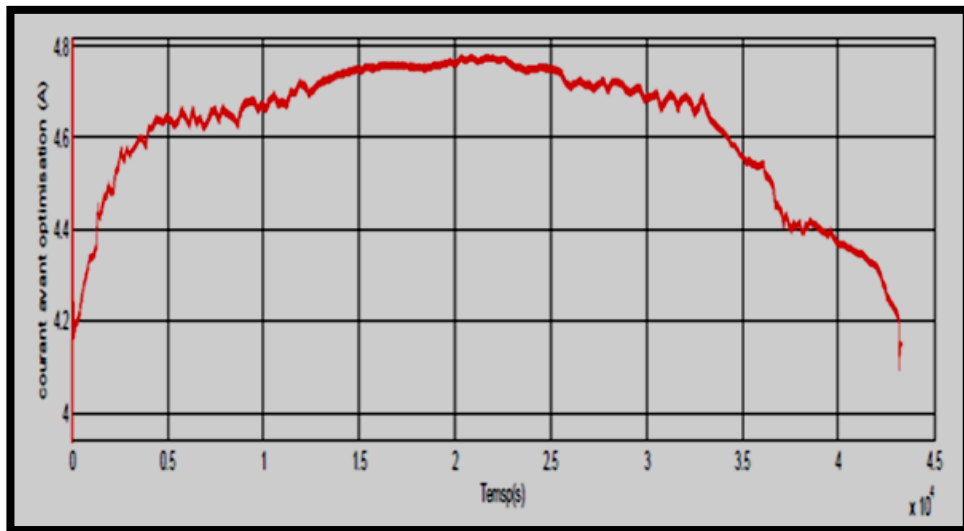


Fig. (IV.23) : Variation du courant du moteur en fonction de temps avant optimisation

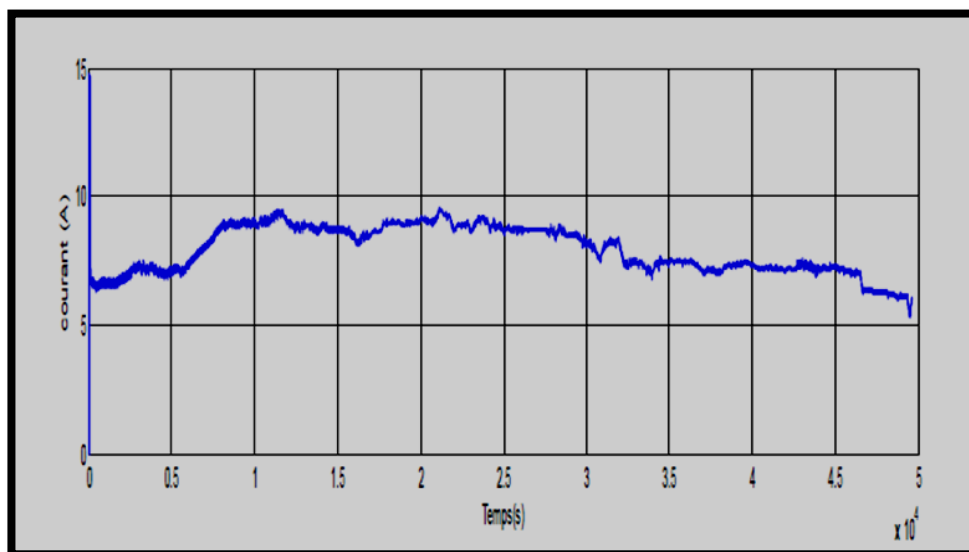


Fig. (IV.24) : Variation du courant du moteur en fonction de temps après optimisation

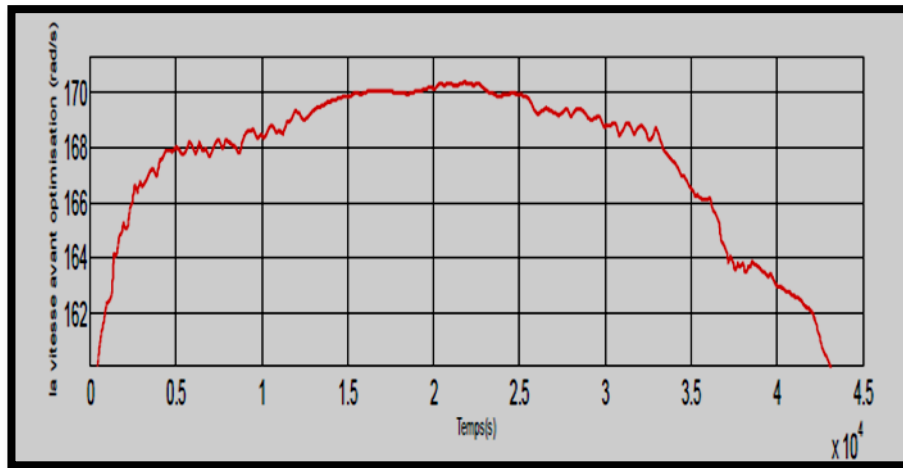


Fig. (IV.25) Variation de la vitesse du moteur en fonction de temps avant optimisation

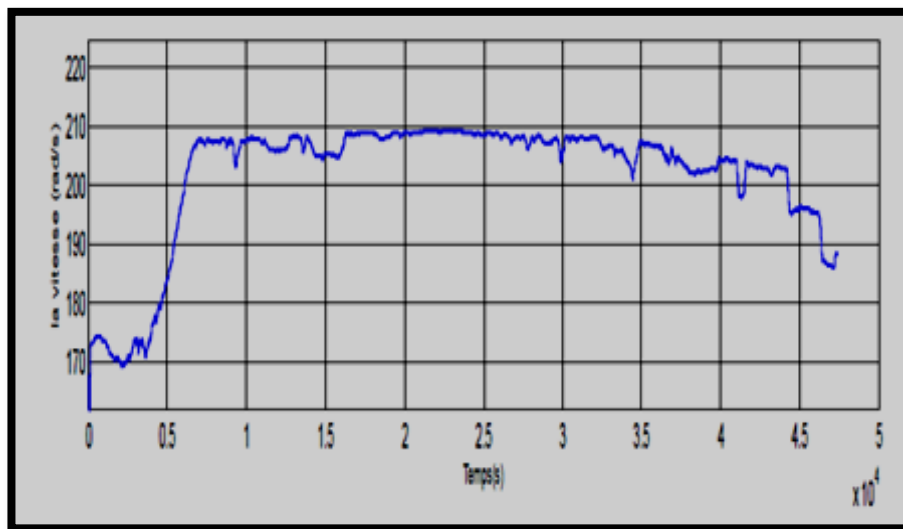


Fig. (IV.26) : Variation de la vitesse du moteur en fonction de temps après optimisation

La figure (IV.23,24) , (IV.25,24) montrent une augmentation intéressante de la vitesse et le courant du moteur d'un couplage indirecte par rapport à un couplage directe du système de pompage solaire ce qui explique le rôle de l'optimisation du système photovoltaïque

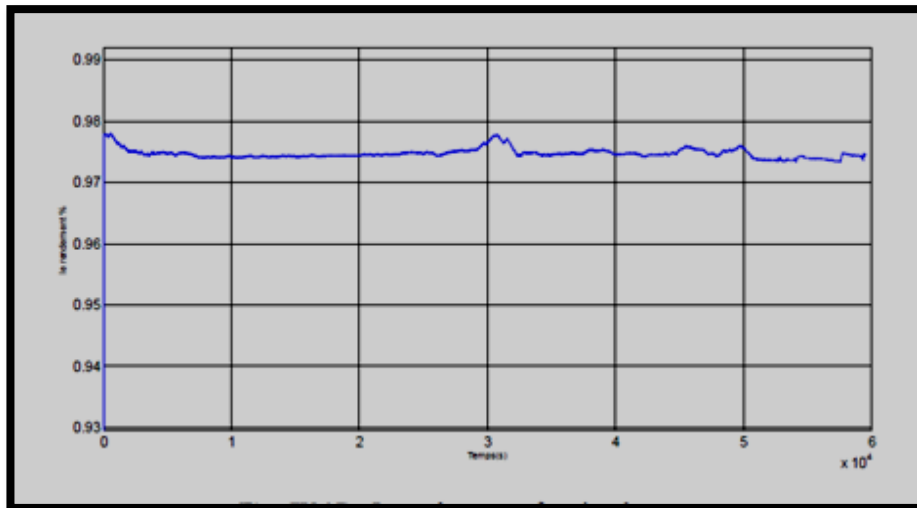


Fig. (IV.27) : Le rendement en fonction de temps

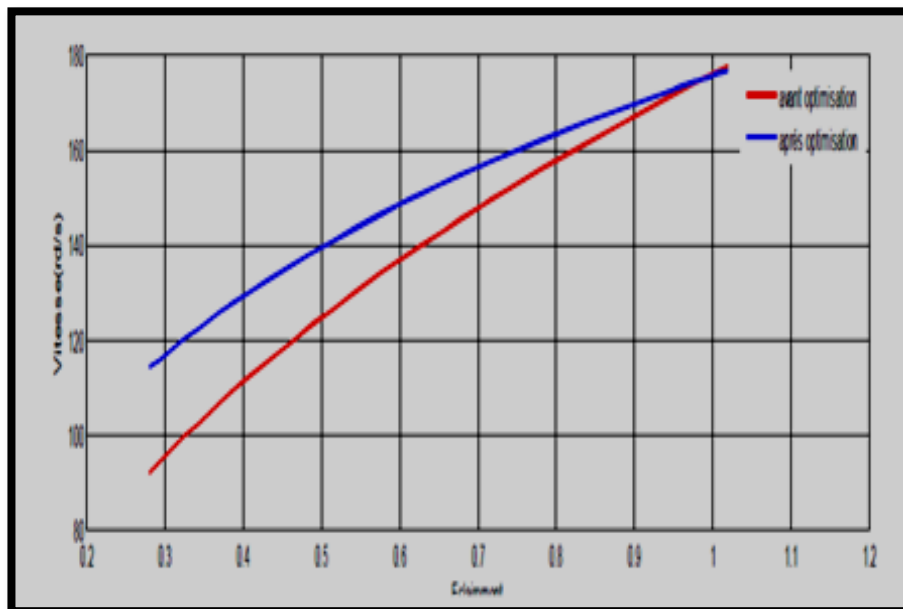


Fig. (IV.28) : variation de la vitesse en fonction de l'éclairement

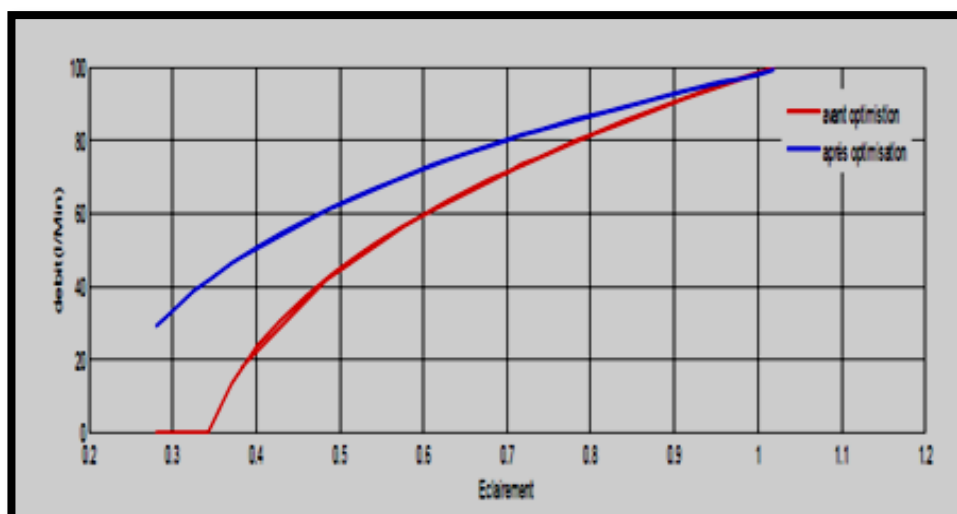


Fig. (IV.29) : Caractéristique du débit en fonction de l'éclairement

Les caractéristiques (IV.28) et (IV.29) représentent les allures des courbes des débits en fonction de l'éclairement. Dans le cas du couplage direct le système ne commence à délivrer de l'eau qu'à partir d'un éclairement de 350W/m^2 , par conséquent la maximisation de puissance force la pompe à fournir de l'eau à partir de 280W/m^2 .

On remarque une augmentation intéressante de la vitesse et du débit pour les faibles éclairements comparativement aux éclairements élevés.

IV-10 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présentés les différentes simulations des composants du système de pompage solaire tel que le générateur PV; le convertisseur et le groupe motopompe.

Ensuite on a fait une simulation du système complet en fonction de l'influence du changement de l'éclairement sur les caractéristiques électriques. Et on a terminé par une étude comparative entre le système direct est optimisé.

Conclusion générale

Conclusion générale :

L'utilisation de l'énergie solaire dans les sites isolés pour différentes applications tel que le pompage d'eau présente un intérêt très important ; cependant les générateurs photovoltaïques possèdent deux inconvénients majeurs qui sont un rendement faible et un coup élevé, cela se vérifie sur la caractéristique $I-V$ sous l'influence de différentes températures.

L'étude des générateurs photovoltaïques a permis la connaissance du comportement de ces derniers en fonction de l'éclairement et de la température et leurs effets sur les caractéristiques électriques, et par conséquent sur leur rendement.

Pour palier à ces contraintes on a abordé la problématique d'optimisation par la présentation de la modélisation de chaque élément constituant la chaîne photovoltaïque, ainsi qu'un dimensionnement du générateur. Ceci nous a conduits à mettre en place les différents étages d'adaptations et par la suite nous a permis de comparer les résultats par rapport avec un système en couplage direct du générateur photovoltaïque avec le groupe motopompe.

L'étude des différents moteurs électriques du point de vue excitation et leurs caractéristiques électriques : couple - vitesses a montré que le moteur synchrone à aimant permanent présente un bon comportement en fonction de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque.

L'optimisation du système proposé utilise la méthode MPPT «Perturbations et Observation». Les résultats présentés dans le mémoire présent montrent que l'utilisation de cette commande permet d'améliorer le rendement de l'installation du pompage solaire ; mais elle présente un inconvénient majeur lorsqu'une augmentation brutale de l'ensoleillement est produite on aura une augmentation de la puissance du panneau. Ce qui limite sa robustesse.

Il existe d'autres techniques modernes, insensibles et robustes, basées sur l'intelligence artificielle qui permettent une optimisation en temps réel du système de pompage tel que la logique flou et les réseaux neurones.

Finalement, les résultats des simulations ont montré que le système proposé permet d'améliorer l'efficacité du système de pompage.

Tableau 1: Caractéristiques électriques du module BP MSX60 de BP Solaire [15]

Température	T°	25	°C
Tension de circuit ouvert	V _{co}	21.1	V
Courant de court circuit	I _{cc}	3.87	A
Tension de puissance maximale	V _{max}	16.8	V
Courant de puissance maximale	I _{max}	3.5	A
Puissance maximale	P _{max}	58	W

Tableau 2 : Caractéristique de la machine synchrone à aimant permanent [15]

fréquence	F	60	HZ
Puissance nominale	P	476	W
Vitesse nominale	n	1800	Tr/mn
Tension nominale	U _{sn}	208	V
Courant nominale	I _{sn}	5	A
Résistance d'une phase statorique	R _s	1.93	Ω
le moment d'inertie	J	0.003	Kg/m ²
flux des aimants	φ _e	0.314	Wb
Coefficient de frottement visqueux	f _v	0.0008	Nm / (rad / s)
Nombre de pôles .	P	4
Inductance directe	L _d	0.0424	H
Inductances en	L _q	0.0795	H

Tableau 3 : Caractéristique de la pompe centrifuge [15]

Puissance nominale	P _n	559.5 w
Vitesse nominale	n	1830 tr/mn
Hauteur totale du pompage	H	10 m
Hauteur statique	H _S	7.4 m
Longueur de la tuyauterie	L	7.4 m
Accélération de la pesanteur	g	9.81 m /s ²
La masse volumique de l' eau	P	1000 Kg/m ²

/

Moteur à courant continu

1- Structure d'un moteur à courant continu :

Le moteur synchrone comprend :

- Un **circuit magnétique** comportant une partie fixe, le stator, une partie tournant, le rotor et l'entrefer espace entre les deux parties.
- Une source de champ magnétique nommée **l'inducteur** (le stator) crée par un bobinage ou des aimants permanents.
- Un circuit électrique **induit** (le rotor) subit les effets de ce champ magnétiques.
- Le **collecteur** et les **balais** permettent d'accéder au circuit électrique rotorique.

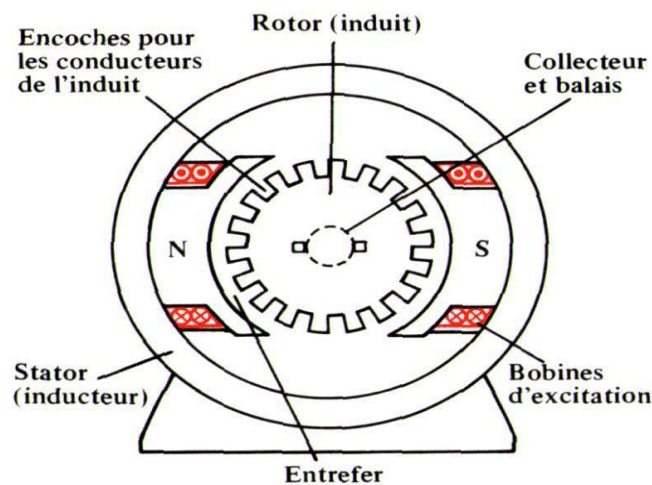


Fig. (1) : Moteur à courant continu

2- Types des Moteurs à courant continu :

Le moteur à courant continu excité par des aimants permanents n'est pas le seul type possible. Souvent on remplace les aimants par des électroaimants fixes (bobines convenablement alimentées en courant continu). Les bobines sont appelées "bobines d'excitation" ou "bobines inductrices". On distingue généralement quatre types de moteurs selon le branchement envisagé:

1-Moteur à excitation indépendante: L'inducteur peut être, soit un aimant permanent, soit un électroaimant fixe.

2-Moteur à excitation série : L'inducteur et l'induit sont reliés en série.

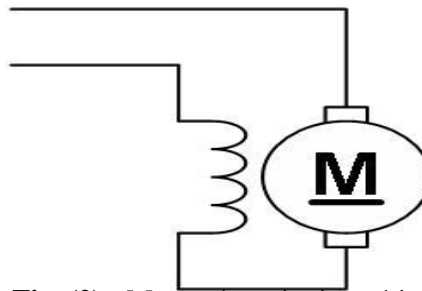


Fig. (2) : Moteur à excitation série

3-Moteur à excitation shunt :

L'inducteur de ce moteur est en parallèle avec l'induit, La tension d'induit est également La tension d'excitation.

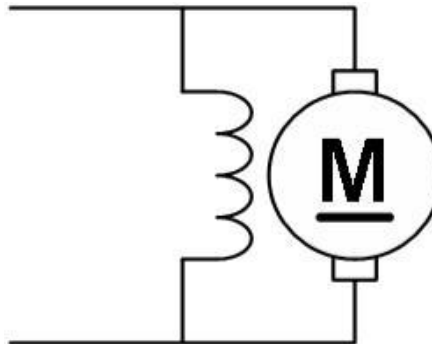


Fig (3) : Moteur à excitation parallèle.

4-Moteur a compound :

Une bobine inductrice est raccordée directement à la source de courant, tandis que la seconde bobine inductrice est raccordée en série au rotor.

Référence**Bibliographie**

- [01] : Abada, S. « Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur Sepic ». Université LAVAL QUEBEC.2011
- [02] : Z.Benjellouli « Contribution à la modélisation d'une cellule solaire » mémoire de magistère université de Bechar .Algérie 2009.
- [03] : M.Belhadj Mohammed« Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque autonome» Mémoire de Magister, Centre Universitaire De Bechar ,2008.
- [04] : Edition Masson « Les piles solaires, le composant et ces applications ».1985
- [05] : A Borni « modélisation et commande des machines électrique » thèse de magister université de Constantine 2009.
- [06] : A. Boden. « Analyse optimisée du système de pompage photovoltaïque » .mémoire de magistère, université de Constantine, année 2008
- [07] : M.Boukli -Hacene. « Conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque Muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique » .mémoire de magister, université Aboubaker belkaid, Tlemcen.2011
- [08] : J. Royer T. Djiako, E. Schiller, B. SadaSy « Le Pompage Photovoltaïque » Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA.
- [09] : Céline BERNARD, Carolina SEBRAO – OLIVEIRA, Bernard LAVAL, Clément VAUDOUER. « Panneau photovoltaïque et algorithme MPPT à base de la logique flou ».Rapport rédigé dans le cadre de l'UV BA04 énergie renouvelables. 2009
- [10] : B.Chaouki ,B.Tarek « Optimisation floue neuronale et génétique d'un système photovoltaïque connecté au réseau», Mémoire ingénieurs. Biskra, 2007.
- [11] : Mr. MEFLAH AISSA. « Modélisation et commande d'une chaine de pompage photovoltaïque». Mémoire de Magister. Université ABOU BEKR BELKAID - Tlemcen.2011
- [12] : B.Omar ,C.Idris, « L'intégration du photovoltaïque Au Réseau électrique Problèmes et perspectives », Mémoire ingénieurs. Biskra, 2006.
- [13] : Yann Pankow, «Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un

- réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse de doctorat. Ecole doctorale de L'ENSAM ED 432, Lille, 2004.
- [14] : Nafa, « Estimation des énergies incidentes et fournies par module photovoltaïque », Mémoire de DES, Université de Tlemcen, Juin 2001.
- [15] : S.Ameziane « Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien » thèse de Magistère en Electrotechnique l'université de Batna. 2009
- [16] : M. Boudjemâa. « Application du formalisme Bond Graph à une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque». Mémoire de magister, université de Constantine. 2007.
- [17] : R.chenni , «Etude techno-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire » thèse de doctorat université de Constantine .2007 .
- [18] : F.Slama ; « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique » Mémoire de magister ; université Ferhat Abbas , Sétif. 2011
- [19] : Mme. OBEIDI, « Commande des hacheurs MPPT par logique floue", Ecole Nationale Polytechnique » Mémoire de Magister, 2006.
- [20] : M. Rachid, « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et Bouzareah », Mémoire de Magister, Université de Tlemcen, 2005.
- [21] : Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su, Member, IAENG, « Développement of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK » Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science, October 22 - 24, 2008, San Francisco, USA.
- [22] :
: Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho, «Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays », IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 24, NO. 5, MAY 2009
- [23] : L.Kemmouche, « Modèle de fonctionnement d'une station solaire photovoltaïque, en prévision de panne », mémoire de magistère, université de Constantine, année 2002
- [24] : S.djeriou .«Simulation d'un système photovoltaïque alimentant une machine

- asynchrone»;mémoire de magister , université Ferhat Abbas Sétif.2011
- [25] : A. Lyes, «Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque» Mémoire de Magister , université Mouloud Mammeri de Tiziouzou . 2011
- [26] : A. C. Pastor, « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques »Thèse de doctorat ;Institut National de Science Appliquée de Toulouse
- [27] : M. Moulay-Amar et M. Loghouini, « Etude et réalisation d'un système de poursuite de point de puissance maximale à base de microcontrôleur destiné a une installation photovoltaïque », Mémoire d'ingénieur, université de Ouargla, Algérie, 2005.
- [28] : M. Angel ,CidPastor, « Conception et Réalisation de Modules Photovoltaïques Electroniques»,Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006
- [29] Sy M. Mansour Niang& Souleymane Diop Institut Supérieur de Technologie Industrielle-DIT Electrotechnique- Electromécanique-Froid et Climatisation .2008
- [30] : A. Saadi, «Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque» Mémoire de Magister, Université de Biskra, 2000.
- [31] : E. Koutoulik, K. Kazantzakis, Member, IEEE, and Nicholas C. Voulgaris « Development of a Microcontroller-Based, Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System»,. IEEE transactions on power electronics, 2001
- [32] : S. Issaadi, « Commande d'une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par lesRéseaux de Neurones », Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger,2006.
- [33] : Yun Tiam Tan. « Impact on the power system with a large pénétration of photovoltaic generation »,. PHD The sissubmitted to The University of Manchester Institute of Science and Technology, 2004
- [34] : S. M. Ait-Cheikh, « Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commandeappliqués aux systèmes photovoltaïques ». Thèse de Doctorat d'état, Ecole NationalePolytechnique, Alger, Algérie, 2007.
- [35] : N. Abouchabana, «Etude d'une nouvelle topologie buck-Boost appliquée à un MPPT »;Mémoire de Magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2009

- [36] : Cours "PIPVoitureSolaire.pdf", <http://das.ensica.fr>.
- [37] : S. BELAKEHAL. « Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables » 2010.
- [38] : M.Masourniang& Souleymane Diop. « Les pompe solaires : Dimensionnement d'une station de pompage en zone maraîcher » Institut Supérieur de Technologie Industrielle-DITélectrotechnique- Electromécanique-Froid et Climatisation.2008.
- [39] : N.AOun , « étude et modélisation des différents modèles de cellule photovoltaïque établis sur base de valeurs nominales » thèse de magister ; université de Constantine .2010
- [40] : R. Chenni , L. Zarour , A. Bouzid and T. Kerbache « Comparative study of photovoltaic pumping systems using a permanent magnet synchronous motor and an asynchronous motor », Rev. Energ. Ren. Vol. 9 (2006) 17 – 28
- [41] : D.BOUKHERS « optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage »,Mémoire de magister université de Constantine 2007
- [42] : Hindmarsch J. Electrical machine and their applications, 4th ed. New York: Pergamonpress; 1984