République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur de la Recherche Scientifique
Université Constantine1

Faculté des Sciences de la Technologie, Campus Ahmed Hamani.

Département d'Electronique

N° de série :….

N° d'ordre :…..

Thèse:

En vue de l'Obtention du Diplôme de Magister en Electronique.

Option: Instrumentation

Spécialité: Matériaux, Microsystèmes et Nanotechnologie

Présentée Par:

Soualmia Adel

Thème:

Intégration de la Production Décentralisée dans un Système de Pompage Photovoltaïque.

Soutenu le: 02/12/2014

Devant le jury :

Président :	Remram Mohamed	Professeur	Univ. Constantine1
Rapporteur :	Chenni Rachid	Professeur	Univ. Constantine1
Examinateurs :	Kherbache Tahar	Professeur	Univ.Constantine1
	Haouam Abdesselam	MCA	Univ .Constantine1

Année Universitaire: 2014

Remerciements

Je tiens d'abord à m'exprimer ma reconnaissance à monsieur **Chenni Rachid**, professeur à l'université de Constantine 1 pour la confiance qu'il m'a porté en me confiant ce travail. Je lui en exprime mes remerciements les plus vifs et les plus chaleureux.

Je remercier également monsieur **Remram Mohamed** d'avoir accepté de présider le jury de thèse.

J'exprime ma gratitude à monsieur **Kherbache Tahar** professeur à l'université de Constantine et à monsieur **Haouam Abdesselam** MCA à l'université de Constantine1.pour avoir accepté d'étudier mon travail et pour l'honneur qu'ils m'ont fait d'être rapporteurs de ce mémoire.

Je remercier également tout les professeurs pour leur excellents enseignements et pour leur appui lors des étapes cruciales de ma carrière.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

- La mémoire de mon père,
- A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur, ma mère
- Mes chers frères et mes chères sœurs
- Tous mes amis.

Introduction générale…… I

Chapitre 01: Etat de l'art sur la Production Décentralisée

1.1. Introduction…… 1

1.2. Définition de la production décentralisée……..... 1

1.3. les technologies de la production décentralisée …….…….... 1

1.3.1. Les sources conventionnelles.....…..... 1

1.3.1.1. Les unités de secours.....…..... 1

1.3.1.2. Les pile à combustibles……..... 2

1.3.1.3. La cogénération …… 2

1.3.2. Les sources nouvelles et renouvelables…… 3

1.3.2.1. Eolien……..... 3

1.3.2.2. Hydraulique……...……...…… 3

1.3.2.3. Géothermie……...……...……. 3

1.3.2.4. Solaire thermique ……..…….. 3

1.3.2.5. Solaire photovoltaïque……...…… 3

1.3.2.6. Biomasse et déchet……..... 3

1.3.2.7 .Marémotrice……..…… 4

1.4. Intégration de la production décentralisée dans un système de pompage PV……..... 4

1.4.1. Le générateur photovoltaïque……..... 4

1.4.2. Le conditionneur d'énergie……. 5

1.4.3. Le stockage …… 5

1.4.3.1. Le stockage électrochimique…….…….. 5

1.4.3.2. Le stockage de l'eau…… 5

1.5. Conclusion ……..…….. 6

Chapitre 02: Modélisation et Simulation du Générateur Photovoltaïque

2.1. Introduction…… 7

2.2. Générateur Photovoltaïque (PV)…… 7

2.2.1. Le semi-conducteur…… 7

2.2.2. Les Cellules photovoltaïques ou photopiles……..... 7

2.2.3. Principe de fonctionnement…… 8

2.2.4. Les différents types des cellules solaires…… 9

2.2.4.2. Les cellules poly-cristallines……..... 9

2.2.4.1. Les cellules mono- cristallines …… 9

2.2.4.3. Les cellules amorphes …… 9

2.2.5. Modèle mathématique et formulation……... 10
2.2.5.1. Model idéal d'une cellule photovoltaïque …… 10
2.2.5.2. Modèle réel d'une cellule photovoltaïque ……. 11
2.2.5.3. Paramètres des cellules photovoltaïques ……... 13
a) Courant de court-circuit, I_{CC}..... 13
b) Tension à circuit ouvert, V_{CO} ……. 13
c)Puissance maximale…… 13
d) Facteur de qualité……... 14
e) Facteur de forme…… 14
f) Rendement d'une cellule solaire…….. 14
2.2.5.4. Caractéristique courant-tension I=*f*(V)……... 14
2.2.6. Les zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque…….. 17
2.2.7. Les paramètres qui influent sur la caractéristique I = f(V)……... 18
a) Influence de l'éclairement…… 18
b) Influence de la température…… 19
c)Influence de la résistance série…… 20
d) Influence de la résistance shunt……. 21
2.2.8. Les modules photovoltaïques…… 22
2.2.9. Les panneaux photovoltaïques…….. 22
a) Association série…… 23
b) Association Parallèle……..... 24
c) Association mixte (Série + Parallèle)……. 25
2.2.10. Rendement de générateur photovoltaïque …….. 26
2.2.11. Assemblage PV……... 27
2.2.12. Protection d'un GPV……..... 28
2.2.12.1. Simulation du module PV sans diode de protection avec une cellule ombragée partiellement…… 29
2.2.12.2. Simulation du module PV protégé par une diode de protection avec une cellule ombragée partiellement …….. 30
2.2.12.3. Simulation du module PV protégé par deux diodes de protection avec une cellule ombragée partiellement …….. 30
2.3. Les avantages des panneaux solaires photovoltaïques …….. 31
2.3.1. Les avantages écologiques des panneaux solaires photovoltaïques …… 31
2.3.2. Les avantages techniques des panneaux solaires photovoltaïques ……... 31
2.4. Conclusion ……. 31

Chapitre 03 : Conversion photovoltaïque et méthodes d'optimisations

3.1. Introduction…….. 32
3.2. Convertisseur continu- continu …….. 32
3.2.1. Hacheur série ou Buck (dévolteur)……... 33
3.2.1.1. Fonctionnement en mode de conduction continu (MCC)…….. 34
3.2.1.2. Simulation et résultat d'un hacheur série avec psim9.3.3 ……..... 37
3.2.2. Hacheur parallèle ou Boost (survolteur) …….. 39
3.2.2. 1. Schéma de principe ……..... 39
3.2.2. 2.Principe de fonctionnement ……... 40
3.2.3. Le convertisseur série- parallèle (BUCK-BOOST)…….. 41
3.3. Techniques d'optimisation …….. 42
3.3.1. Méthode de perturbation et d'observation (¦P&O¦) …….. 43
3.3.2 Méthode de l'incrémentation de Conductance ……. 45
3.3.3. Combinaison entre les deux algorithmes (PO-CI) …… 47
3.3.4. La Méthode de la droite asymptotique de la courbe I(V)……. 47
3.4. Conclusion …….. 50

Chapitre 04 : Modélisation et simulation d'un Groupe Motopompe.

4.1. Introduction…….. 51
4.2. moteur à courant continu……..…… 51
4.3. Principe de fonctionnement……. 51
4.4. Les différents types de moteurs a courant continu……... 52
4.4.1. Moteurs cc à excitation séparée ……..... 52
4.4.2. Moteurs cc à excitation série ……..... 52
4.4.3. Moteurs cc à excitation compound……..... 53
4.4.4. Moteurs cc à aimants permanents……. 53
4.5. Modélisation d'un moteur à aimant permanent sans balais ……..... 54
4.5.1. Simulation de moteur CC à aiment permanent avec psim9.3.3 …….. 55
4.6. Les pompes…….. ……... 56
4.7. Classification des pompes…… 56
4.7.1. La pompe volumétrique……..... 56
4.7.1.1. Caractéristiques d'une pompe volumétrique ……. 57
4.7.2. Pompes centrifuges……..…….. 57
4.7.2.1. Constitution d'une pompe centrifuge……..... 58
4.7.2.2. Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge ……..... 58
4.7.2.3. Relations fondamentales……..... 59

4.7.2.3.1. Débit 59
4.7.2.3.2. Hauteur manométrique totale(HMT) 59
4.7.2.3.3. Rendement 59
4.7.2.3.4. Pertes de charges..... 60
4. 7.2.3.4.1. Pertes par frottement..... 60
4.7.2.3.4.2. Pertes par chocs 60
4.7.2.3.5. Pertes de fuites 60
4.7.2.3.6. Pertes mécaniques 61
4.7.2.4. Caractéristique s de la pompe centrifuge 61
4.7.2.4. 1.Caractéristiques débit- vitesse..... 61
4.7.2.4. 2.Caractéristiques débit- hauteur 62
4.7.2.4.2.1. Pertes de charge linéaires 62
4.7.2.4.2.2. Pertes de charge singulières..... 63
4.7.2.4.3. Caractéristique de la puissance 65
4.7.2.4.4. Caractéristique de rendement..... 66
4.7.2.4.5. Couple de la pompe 67
4.7.2.5. Simulation de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 Badu Top12 67
4.7.3. Les avantages et les inconvénients des pompes centrifuges 69
4.8. Conclusion..... 70

Chapitre 05 : Dimensionnement et simulation de système de pompage photovoltaïque

5.1. Introduction 71
5.2. Méthode de dimensionnement (méthode analytique) 71
5.2.1. Evaluation des besoins en eau 71
5.2.2. Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire 71
5.2.3. Détermination de l'énergie solaire disponible 72
5.2.4. Inclinaison du générateur photovoltaïque 72
5.2.5. Le mois de dimensionnement 72
5.2.6. Détermination du générateur photovoltaïque 72
5.2.7. Dimensionnement du moteur 73
5.2.8. Dimensionnement de la pompe 73
5.2.9. Dimensionnement des tuyauteries 74
5.3. Simulation de système de pompage photovoltaïque 74
5.3.1. paramètre des conditions du site de Constantine 74
5.3.2. Simulation du site de Constantine avec PVGIS 75
5.4.1. Paramètres de simulation de pompage PV..... 76

5.4.2. Résultats de simulation du système de pompage ……...…….. 79

5.5. Conclusion …….. 84

Conclusion générale…….. 85

Références bibliographiques

Annexes

Notations:

A : facteur de qualité

I_{ph} : photo- courant.

Id : courant traversant la diode.

q : charge de l'électron ($1.9*10^{e}$-19coul).

k : la constante de Boltzmann.

U_T : tension thermique.

Is : courant de saturation.

V : tension à la borne de la diode.

T : température absolue (en kelvin).

Rs : résistance série

Rsh : résistance shunt

A : Facteur de qualité

I_{CC} : Courant de court-circuit

V_{CO} : Tension à circuit ouvert

P_{max} : Puissance maximale

ff : Facteur de forme

η_c : Rendement d'une cellule solaire

$P_{solaire}$: Puissance du rayonnement solaire incident

η_g : Rendement de générateur photovoltaïque

Pe : la puissance d'entré du champ PV

E : Irradiation solaire sur le plan incliné du module photovoltaïque (W/m^2).

S : Surface du module photovoltaïque (m^2).

N_S: Nombre de module en série.

N_P : Nombre de module en parallèle.

P_S : la puissance à la sortie du champ photovoltaïque est donnée par :

V : La tension aux bornes du champ photovoltaïque (V).

I : Le courant aux bornes du champ photovoltaïque (A).

η_{max} : Le rendement maximum de générateur photovoltaïque

T_s : la période de commutation

α : rapport cyclique du commutateur

I_p : le courant optimal.

V_p la tension optimale.

V_{cod} :est le point d'intersection de cette droite avec l'axe X(V).

I_{cod} : est le point d'intersection de cette droite avec l'axe Y(I).

CC/CC : convertisseur continu-continu

J : courant d'excitation

B : un champ magnétique d'induction

FEM :force

MCC : moteur a courant continu

ke, kt : constantes de tension et de couple de moteur.

Ia : le courant d'armature de moteur.

Ra : la résistance de circuit d'armature de moteur.

Ce: le couple électromagnétique de moteur.

Cr: le couple résistant de moteur.

Q : débit (m^3/h)

HMT : Hauteur manométrique totale

Hg : 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 d'aspiration et de refoulement (tuyauteries, vannes, accessoires).

P_{ab} : 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

A_f : Section de passage de la garniture d'étanchéité

U_1, U2 : les vitesses linéaires d'entrainement à la sortie de la roue.

K_i : Une constante fonction du nombre de Reynolds

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

R_e : nombre de reynolds

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 : Constante de la cannalisation

C_1, C_2, C_3 : des constants propre de la pompe donnée par le constricteur

K_r : Coefficient de proportionnalité [(Nm/rad.s^{-1})].

C_s : Couple statique

E_h : énergie hydraulique $\left(\frac{wh}{j}\right)$.

V_a : volume d′eau $\left(\frac{m^3}{j}\right)$.

ρ_a : densité de l′eau $\left(\frac{1000kg}{m^3}\right)$.

P_p : puissancede sortie sous CSM(W).

η_g : redement du générateur à la température de référence(25C°)

A: surface active du générayeur(m^2)

G_{ce} : éclairement dans les CSM $\left(\frac{1000w}{m^2}\right)$ η_{pv} : rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d′exploitation

G_{dm} (β): irradiation moyenne journalière à l′inclinaisan β(KWh/m^2/j).

Listes des Figures

Chapitre :01

Fig. (1.1) principe de fonctionnement de la cogénération…….....2

Figure (1.2) : Configuration générale d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil……....4

Chapitre :02

Fig. (2.1) Schéma explicatif du phénomène…….....7

Fig. (2.2) le principe de fonctionnement d'une cellule solaire……..9

Fig.(2.3) : les différents types des cellules solaires……10

Fig. (2.4) Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque……....10

Fig. (2.5) La caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque …….....11

Fig. (2.6) Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque …….....12

Fig. (2.7) Caractéristique I(V) du module PV (Bp 460 saturn ,BP solar)…….....16

Fig. (2.8) Caractéristique P(V) du modulePV(Bp 460 saturn BP solar)…….....17

Fig. (2.9) Les différentes zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque

(Bp 460 saturn , BP solar)…….....17

Fig. (2.10) Influence de l'éclairement sur le module PV (Bp 460 saturn BP solar)……...18

Fig. (2.11) Influence de l'éclairement sur le module PV (Bp 460 saturn BP solar)……..19

Fig. (2.12) Influence de la température sur la caractéristique I (V) du module PV(Bp 460 saturn BP solar)……...……19

Fig. (2.13) Influence de la température sur la caractéristique P (V) du module (BP 460 saturn BP solar)……...20

Fig. (2.14) L'influence de la résistance série Rs sur la caractéristique I (V) (Bp 460 saturn BP solar)…….....20

Fig. (2.15) L'influence de la résistance série Rs sur la caractéristique p (V) (Bp 460 saturn BP solar)……...……21

Fig. (2.16) L'influence de la résistance shunt Rsh sur la caractéristique I (V) du module (Bp 460 saturn BP solar)…….....21

Fig. (2.17) L'influence de la résistance shunt Rsh sur la caractéristique P (V) Bp 460 saturn BP solar……...22

Fig. (2.18) les module photovoltaïques…….....22

Fig. (2.19) Panneaux photovoltaïques……..…….....23

Fig. (2.20) Association de n modules solaires en série……..……..23

Fig. (2.21) Caractéristique de nombre des modules en série…….....24

Fig. (2.22) Association de Np modules solaires en parallèle…….....24

Fig. (2.23) Caractéristique de cinq des modules en parallèles…….....25

Fig. (2.24) Association mixte Ns x Np modules solaires……..…….....25

Fig. (2.25) Caractéristique de nombre des modules en série et parallèle……26

Fig. (2.26) : Schéma représente le sandwich réalisé pour un module…….……27

Fig. (2.27) : schématisation d'un GPV avec diode by passe e et diode anti –retour……...29

Fig.(2.28) : Module PV sans diode de protection avec une cellule ombragée partiellement …….....29

Fig. (2.29) : Protection Par une seule diode sur un module avec une cellule ombragée partiellement …….....30

Fig. (2.29) : Protection Par deux diodes diode sur un module avec une cellule ombragée partiellement ……..30

Chapitre :03

Fig. (3.1) :Convertisseur CC……..……..32

Fig. (3.2): périodes fermeture et ouverture d'un commutateur…….....33

Fig.(3.3) Hacheur série…….……..33

Fig. (3.4): Hacheur série avec l'interrupteur fermé…….....34

Fig. (3.5): Les formes d'ondes d'un hacheur série en mode de conduction continu…….....35

Fig. (3.6): Hacheur série avec l'interrupteur ouvert…….....35

Fig. (3.7): Forme d'onde de charge de condensateur…….....37

Fig. (3.8):Schéma de simulation d'un hacheur série avec psim9.3.3……..38

Fig. (3.9) : Variation du courant aux bornes de la diode……38

Fig. (3.10) : Variation du courant aux bornes du condensateur……..39

Fig. (3.11) : Variation du courant aux bornes de l'interrupteur……39

Fig. (3.12) : Variation de la tension aux bornes du condensateur……...39

Fig.(3.13) : Schéma de principe d'un hacheur parallèle……40

Fig.(3.14) : Hacheur parallèle avec l'interrupteur fermé……40

Fig. (3.15) : Hacheur parallèle avec l'interrupteur ouvert…….....41

Fig. (3.16) : Schéma de principe d'un hacheur série- parallèle…….....42

Fig. (3.17) : Caractéristiques de la tension et des courants du hacheur dévolteur-survolteur……42

Fig.(3.18) :Organigramme de la méthode de perturbation et d'observation (P&O)……...43

Fig.(3.19) : Divergence de la méthode P&O…….....45

Fig. (3.20) : Caractéristique de la puissance…….46

Fig. (3.21*)* : Algorithme de l'incrémentation de Conductance……47

Fig.(3.22) : Droites asymptotiques de la courbe caractéristique I(V)……48

Fig.(3.23) : Variation des droites asymptotiques en fonction du point de fonctionnement……49

Fig. (3.24): Algorithme de MPPT asymptotique…..50

Chapitre :04

Fig. (4.1) : Principes d'une machine à courant continu……..51

Fig. (4.2) : Schéma de principe d'un Générateur……..……..52

Fig. (4.3) : Moteurs cc à excitation séparée……52

Fig. (4.4) : Moteur cc à excitation série…….53

Fig. (4.5) : Moteur cc à excitation compound……53

Fig. (4.6) : Moteur cc à aimants permanents……..……54

Fig. (4.7) : machine à courant continu a aimant permanent……..……54

Fig. (4.8) : simulation de moteur CC à aiment permanent psim9.3.3 ……..……55

Fig. (4.8.1) Variation de courant du moteur……55

Fig. (4.8.2) Variation de vitesse du moteur……55

Fig. (4.8.3) Variation de couple électromagnétique……..……55

Fig.(4.9) :pompage photovoltaïque avec pompe volumétrique…….……..57

Fig. (4.10) : caractéristiques d'une pompe volumétrique……..……57

Fig. (4.11) : Schéma de principe d'une pompe centrifuge…….……58

Fig. (4.12) : Caractéristiques débit- vitesse d'une pompe centrifuge…….62

Fig. (4.13) : Caractéristiques de la pompe Hm(Q) et de la canalisation…….……65

Fig. (4.14) : Courbe Hm(Q) de la pompe utilisée pour différentes vitesses……65

Fig. (4.15) : Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge……..66

Fig. (4.16) : Caractéristique de rendement de la pompe centrifuge……..……..67

Fig. (4.17) : Courbe Hm(Q) de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 Badu Top12 ……...67

Fig. (4.18) : Courbe Q(P) de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 Badu Top12 ……...68

Fig. (4.19) : Rendement global de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 Badu Top12 ……...68

Fig. (4.20) : Rendement global en fonction de la puissance de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 Badu Top12…….……69

Chapitre 05 :

Fig.(5.1): Variation de l' irradiation horizontal.....75

Fig.(5.2):Variation de la température moyenne mensuelle.....76

Fig.(5.3):Coordonnées géographique du site de Constantine……..76

Fig.(5.4): Inclinaison du générateur PV……...77
Fig. (5.5): Paramètres du circuit hydraulique de système de pompage (réservoir et lac)……..77
Fig.(5.6) :Détermination de la puissance du GPV et de la pompe du système de pompage……...78
Fig.(5.7) : Détermination du besoin d'eau……...78
Fig.(5.8) :Résultats de simulation (production d'eau journalière en fonction de l'irradiation)……...79
Fig.(5.9) : Trajectoire du soleil au niveau du site de Constantine…….…….79
Fig. (5.10) : Energie disponible à la pompe……....80
Fig. (5.11) : Température ambiante mensuelle……80
Fig.(5.12) : Irradiation horizontal diffusé mensuelle…….81
Fig. (5.13) : Irradiation horizontal global……81
Fig. (5.14) : Production d'eau journalière (janvier)……...…….....82
Fig.(5.15) : Caractéristiques Q –H pour différentes puissances……..82
Fig.(5.16) : Caractéristique du débit en fonction de l'irradiation…….……...83
Fig.(5.17): Production d'eau journalière(janvier)……...…….....83
Fig.(5.18) :Schéma du système de pompage PV ……....84

Tableau (2.1): Les fonctions et caractéristiques physiques du module…. …….27

Tableau (4.1: Coefficient de perte de charge singulière pour différents accessoires…….....64

Tableau (5.1): Irradiation mensuelle……74

Introduction générale :

Quand on parle de la production d'électricité décentralisée on fera référence à des unités de production qui ne sont pas raccordées aux nœuds du réseau de transport comme c'est le cas pour les grosses unités (nucléaire, TGV, etc.) mais aux réseaux moyenne et basse tension , La production décentralisée fait donc référence non seulement a une production de taille réduite mais surtout dispersée vers la périphérique des réseaux électriques radiaux ,On comptera donc dans les productions décentralisées aussi bien la petite unité de cogénération biomasse de quelques centaines de KWh que l'installation photovoltaïque d'une habitation particulière.

La production d'électricité d'énergie renouvelable se base sur le seul facteur de durabilité de la ressources primaires d'énergie utilisée le soleil, le vent, les marées, la biomasse, etc.

Poussée par un contexte favorable (volonté politique, intérêt économique…) la production décentralisée se développe dans de nombreux pays .L'observation des programmes de recherche et développement, des opérations de démonstration actuellement en cours met en évidence un développement commercial dans les prochaines années de petits moyens de production inférieurs a 100KW comme les micros turbines à gaz, les systèmes photovoltaïques.

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

- Elle est un moyen fiable qui requiert peu d'entretien ;
- Elle fournit de l'électricité avec l'énergie gratuite et renouvelable du soleil ;
- Elle est silencieuse et non polluante respectueuse de l'environnement ;
- Elle est polyvalente et peu être ajustée selon les besoins.

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications prometteuses de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque. Le système de pompage PV est généralement composé d'un générateur PV, d'un convertisseur d'énergie, d'un moteur et d'une pompe.

Deux types de système peuvent être utilisés, le premier est constitué d'un générateur PV couplé directement à un groupe motopompe, le deuxième est composé d'un générateur PV couplé à une motopompe CC ou AC à travers un convertisseur continu-continu fonctionnant en MPPT (Maximum power point Traking) pour la machine continue.

L'objet de notre thèse porte sur l'intégration de la production décentralisée dans un système de pompage photovoltaïque.

Cette étude concerne la modélisation, l'analyse, l'optimisation, le dimensionnement et la simulation du système de pompage photovoltaïque comportant un générateur PV, un convertisseur continu-continu et un groupe motopompe .la modélisation des différents éléments d'un système PV est une étape indispensable qui doit précéder toute phase d'optimisation, de dimensionnement ou de simulation.

L'étude présentée dans cette thèse s'organise comme suit :

Dans Le premier chapitre on donnera une description et un état de l'art sur la production décentralisée et les différentes technologies de la production décentralisée telle que (La cogénération, Eolien, Hydraulique, Solaire thermique, Solaire photovoltaïque **…)**.

Le deuxième chapitre décrit la cellule photovoltaïque, le module, et les panneaux dont le générateur se compose .Modélisation et simulation des caractéristiques I-V et P-V du générateur photovoltaïque ainsi et les influences des différents Paramètres (éclairements, température, résistance série, résistance shunt,…) sont faites avec logiciel Pvsyt4.37

Le troisième chapitre donne un aperçu théorique des convertisseurs boost, buck et buck-boost une simulation du convertisseur continu –continu (boost) a été faite avec le logiciel psim9.3.3.

Le quatrième chapitre sera entamée une modélisation et simulation du moteur a aimant permanant avec logiciel psim9.3.3 et ainsi de la pompe centrifuge avec logiciel PVsyst4.37.

Le dernier chapitre nous présentons une e méthode analytique de dimensionnement basé sur les besoins en eau, les données d'ensoleillement et le rendement du groupe motopompe .Egalement nous présentons le résultat de simulation du système de pompage PV à l'aide du logiciel pvsyst4.37.

Enfin on terminera notre travail par une conclusion générale, dans laquelle nous ferons une synthèse récapitulative du travail présenté.

1.1. Introduction:

Traditionnellement, le renforcement du système de production électrique se fait par l'insertion de nouvelles unités de production centralisée au réseau de transport, Au cours de ces dernières années, la tendance de libération du marché de l'électricité a favorisé l'apparition de nombreux producteurs dans les réseaux électriques. [1]

On appelle ces nouveaux producteurs par plusieurs nom comme production décentralisée ,production distribuée ,génération d'énergie distribuée ou génération d'énergie dispersée (GED) ,(en anglais sous le nom distributed ,dispersed,decentralized or embeded generation ,(DG,EG).[1]

1.2. Définition:

La production décentralisée est la production d'énergie électrique à l'aide d'installations de petite capacité raccordées aux réseaux électriques à des niveaux de tension peu élevée basse ou moyenne tension. [2]

Les unités décentralisées sont caractérisées par des puissances ne dépassant pas 50 a 100MW, ne sont pas planifiées de manière centralisées, ni actuellement coordonnées, elles sont généralement raccordées aux réseaux de distribution (<15MW) et ne sont pas actuellement destinées à assumer des services systèmes. [3].

Cette production décentralisée se développe dans tous les pays sur base d'unités de cogénération, d'énergie renouvelables ou de production traditionnelle par des producteurs indépendants. [3]

1.3. Les technologies de la production décentralisées:

Les technologies pour les productions décentralisées sont actuellement réparties dans deux groupes: sources conventionnelles et sources nouvelles et renouvelables [1]

1.3.1. Les sources conventionnelles:

1.3.1.1. Les unités de secours:

- les turbines à combustion (puissance sur le marché de 25KW a 200MW).
- les micro-turbines à combustion (de 30 a 25KW).
- les moteurs à gaz (de 5KW a 5MW).
- Les moteurs diesel (de 100KW a 25MW).
- Les moteurs Stirling (de 5 a 50KW).

1.3.1.2. Les pile à combustibles: (de1KW a 1MW selon le type de pile à combustible), leurs technologies sont encore dans l'étape de recherche et de développement. [1]

1.3.1.3. La cogénération:

La cogénération consiste à produire et à utiliser simultanément de l'électricité et de la chaleur à partir d'une même énergie primaire et au sein de la même installation. Elle se base sur le fait que la production d'électricité (à partir d'un moteur thermique ou d'une turbine) dégage une grande quantité de chaleur habituellement inutilisée. La cogénération valorise cette chaleur afin d'atteindre un rendement énergétique global pouvant atteindre 85%.

Une installation classique obtient un rendement électrique d'environ 35%, tandis que le reste de l'énergie (65%) est perdu sous forme de chaleur. Dans un système en cogénération, 30 à 35% de l'énergie primaire est transformée en électricité grâce à un alternateur, tandis que 65% se retrouve sous forme de chaleur, dont 50 à 55% est récupérée pour chauffer un circuit d'eau au travers d'un échangeur. Cette eau peut être utilisée pour le chauffage des bâtiments, de l'eau chaude sanitaire, ou pour des procédés industriels. L'électricité produite sera quant à elle consommée sur place ou revendue sur le réseau électrique public.

La cogénération permet ainsi d'optimiser la consommation du combustible initial et de réduire les rejets de gaz à effet de serre. Toutefois, les installations de cogénération doivent produire au plus près des lieux de consommation car la chaleur se transporte mal.

La cogénération peut être utilisée à grande échelle (installations industrielles, centrales électrothermiques…), ainsi qu'à petite échelle: dans le résidentiel, la micro-cogénération peut produire une base de chaleur et d'électricité. [4]

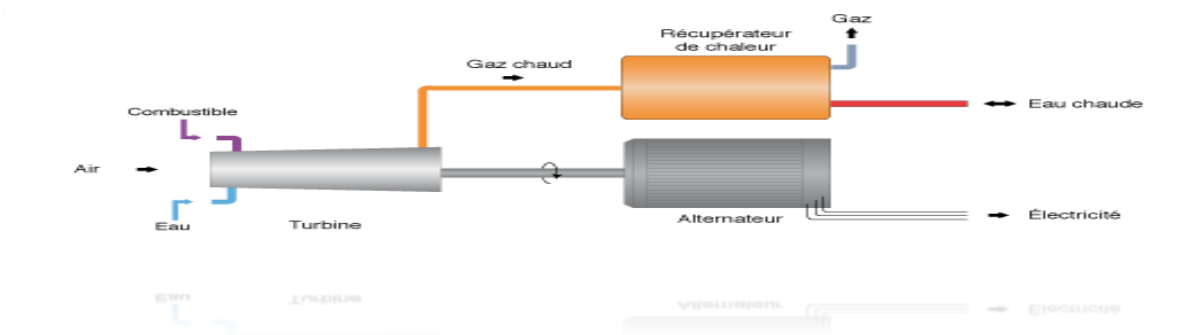


Fig. (1.1) Principe de fonctionnement de la cogénération. [4]

1.3.2. Les sources nouvelles et renouvelables:

1.3.2.1. Eolien:

Les aérogénérateurs, ou éolien, tirent leur énergie du vent qui transmise par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice cette source d'énergie commence à atteindre sa maturité technologique est de plus en plus répondue grâce à sont fort attrait écologique elle est passée devant la production géothermique au niveau mondial en 2000. [5]

1.3.2.2. Hydraulique:

Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. Celle- ci est transformée en énergie électrique par un alternateur entrainé par une turbine mue par la force de l'eau qui est due soit a la hauteur de chute de centrales alimentées par une conduite forcée ,soit au débit dans le cas de centrale au fil de l'eau.[5]

1.3.2.3. Géothermie:

Les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraines qui peuvent attendre 350 C° dans les zones les plus favorables, Cette eau chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs, la vapeur produite est turbinée dans une installation thermique classique. [5]

1.3.2.4. Solaire thermique:

Les centrales solaires thermiques sont des centrales thermiques utilisant des turbines à vapeur, Celle-ci étant produite par chauffage de l'eau via un fluide caloporteur en utilisant le rayonnement solaire concentré sur un échangeur par des miroirs paraboliques.

1.3.2.5. Solaire photovoltaïque:

Les panneaux solaires convertissent directement l'énergie reçue par rayonnement solaire en énergie électrique à courant continu, ils sont très utilisés pour l'alimentation du site isolé (non connecté aux réseaux) en association avec un système de stockage. [5]

1.3.2.6. Biomasse et déchet:

Certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, pailles, déchet organiques, …ct) ou des déchets industriels et domestiques.

1.3.2.7. Marémotrice:

Les centrales marémotrices peuvent s'apparenter à des centrales hydrauliques au fil de l'eau à ceci prés que les turbines sont réversibles pour profiter du flux et du reflux des marées .Cette source d'énergie, malgré la disponibilité considérable reste anecdotique car elle nécessite la construction.

1.4. Intégration de la PD dans un système de pompage PV:

Généralement, un système de pompage photovoltaïque est constitué d'un générateur photovoltaïque (PV), un convertisseur, un sous-système de pompage (moteur et pompe), la tuyauterie et accessoires et enfin un système de stockage (batteries ou réservoir d'eau). Pour les systèmes de pompages photovoltaïques fonctionnent au fil du soleil, le stockage de l'eau dans les réservoirs est la solution la plus adoptée par rapport au stockage électrochimique dans les batteries [6].

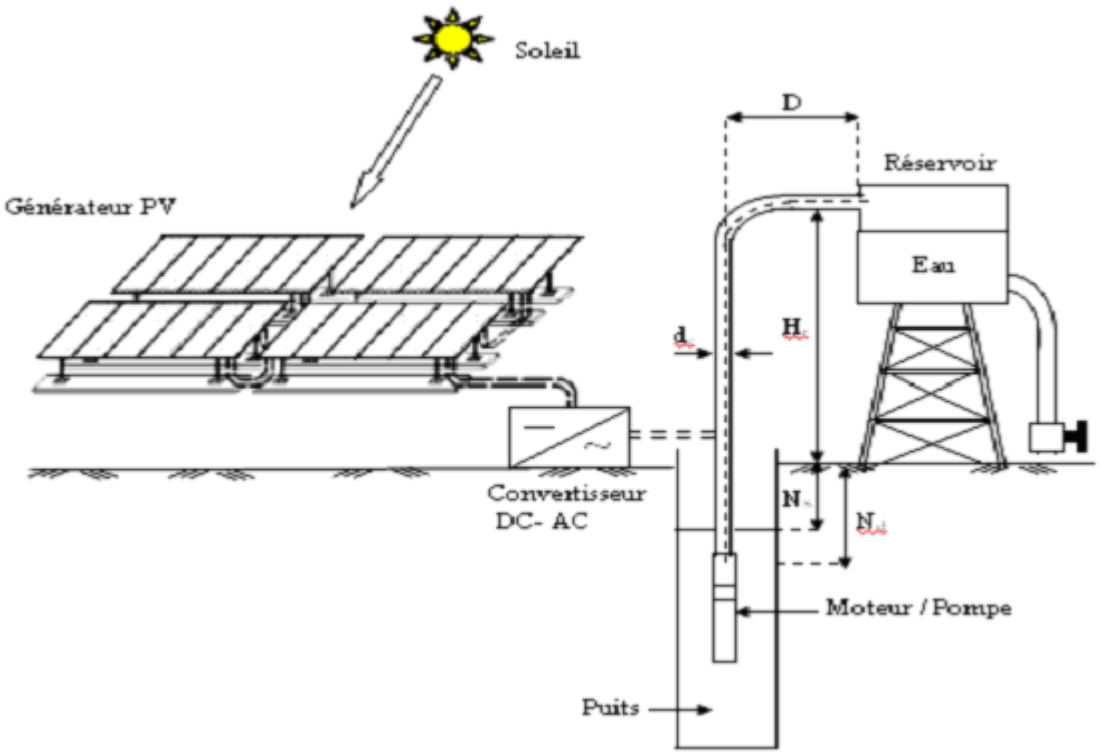


Fig. (1.2): Configuration générale d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil [6].

1.4.1. Le générateur photovoltaïque:

Le générateur photovoltaïque est composé par des cellules photovoltaïques qui servent à convertir l'énergie lumineuse du Soleil en énergie électricité. Les cellules photovoltaïques sont des

dispositifs à semi-conducteurs, généralement faits de silicone. Elles ne mettent en œuvre aucun fluide et ne contiennent pas de substances corrosives, ni aucune pièce mobile. Elles produisent de l'électricité du moment qu'elles sont exposées au rayonnement solaire. Elles ne nécessitent pratiquement aucun entretien ; elles ne polluent pas et ne produisent aucun bruit. Les cellules photovoltaïques sont donc la façon la plus sûre et la plus écologique de produire de l'énergie.

1.4.2. Le conditionneur d'énergie:

Le conditionneur d'énergie a un rôle d'optimiser le transfert de l'énergie entre le générateur photovoltaïque et le groupe motopompe il peut être [7].

- un convertisseur DC/DC pour un moteur a courant continu.
- un onduleur DC/AC pour un moteur a courant alternatif.

1.4.3. Le stockage:

L'énergie solaire est continuellement variable en fonction de l'ensoleillement au cours d'une journée, il faut un stockage tampon afin de pouvoir utiliser l'énergie délivrée par le générateur le moment souhaité, le stockage en pompage photovoltaïque peut être réalisé de deux façon : Stockage électrique dans les accumulateurs ou stockage d'eau dans des réservoirs. [7]

1.4.3.1. Le stockage électrochimique:

Dans un certains systèmes de pompage PV, l'utilisation des batteries de stockage électrochimique est indispensable pour leurs fonctionnement. Généralement, ces systèmes de pompage nécessitent des tensions de fonctionnement faibles (12VDC, 24VDC, etc.).Egalement, le stockage électrochimique est utilisé pour permettre au système de pompage de fournir de l'eau avec une certaine pression constante impossible de l'assurer avec la méthode gravitationnelle du réservoir. [7]

1.4.3.2. Le stockage de l'eau

La tendance actuelle dans le monde est de stocker de l'eau dans des réservoirs Cette méthode est pratique et peu couteuse par rapport au stockage électrochimique dans la batterie .En effet, les batteries ont une vie limitée et elles nécessitent des entretiens périodiques et ainsi, le réservoir peu être dimensionné en fonction de la durée d'autonomie souhaité [8]

1.5. Conclusion:

Dans le présent chapitre nous avons présenté un aperçu sur la production décentralisée et les différentes technologies pour la production. Celle –ci se représente sous forme des sources conventionnelles, sources nouvelles et renouvelables. Ainsi l'intégration de la PD dans un système de pompage photovoltaïque.

2.1. Introduction:

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique, cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque basée sur un phénomène physique appelé effet Photovoltaïque [9]

L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observée la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell Téléphone, aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire d'un système photovoltaïque**.** [10]

2.2. Générateur photovoltaïque (PV):

Le générateur photovoltaïque permet de convertir l'énergie solaire en énergie électrique sous forme de tension et de courant continu, variable selon l'influence de l'éclairement sur les panneaux solaires. Le composant de base de cette conversion est la cellule photovoltaïque. [11]

2.2.1. Le semi-conducteur

Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). C'est l'énergie du "band gap", Eg, en électronvolt (eV).

Cette valeur seuil est propre à chaque matériau semi-conducteur et va de 1,0 à 1,8 eV pour les applications photovoltaïques. Elle est de 1,1 eV pour le silicium cristallin (c-Si), et 1,7 eV pour le silicium amorphe (a-Si). [12]

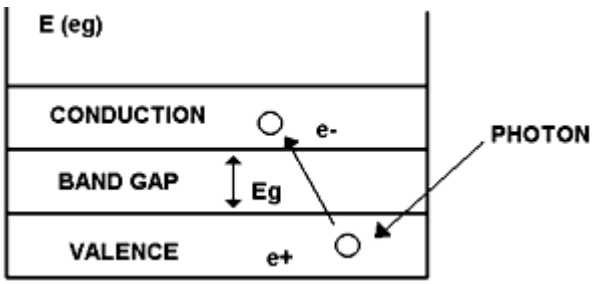


Fig. (2.1):Schéma explicatif du phénomène [12]

2.2.2. Les Cellules photovoltaïques ou photopiles:

Les cellules photovoltaïques ou photopiles sont des composants électroniques a semi conducteur qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux

semi-conducteurs utilisés en tranches fines ou en dépôts sur un substrat. Les matériaux les plus connus sont:

- le silicium (Si)
- le sulfure de cadmium (Cds)
- l'arséniure de gallium (As Ga).
- le tellure de cadmium (Cd Te).
- le germanium (Ge).
- le phosphore d'indium (InP).

Toutefois, le matériau le plus couramment utilisé est le silicium pur obtenu à partir de la silice (quartz ou sable) par transformations chimiques et métallurgiques. [13]

2.2.3. Principe de fonctionnement:

La cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel.

Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent etcréent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches.

Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. À travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs.

La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{CO}).

Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (I_{CC}) et dépend fortement du niveau d'éclairement.

La figure (2.2) représente le principe de fonctionnement. [14]

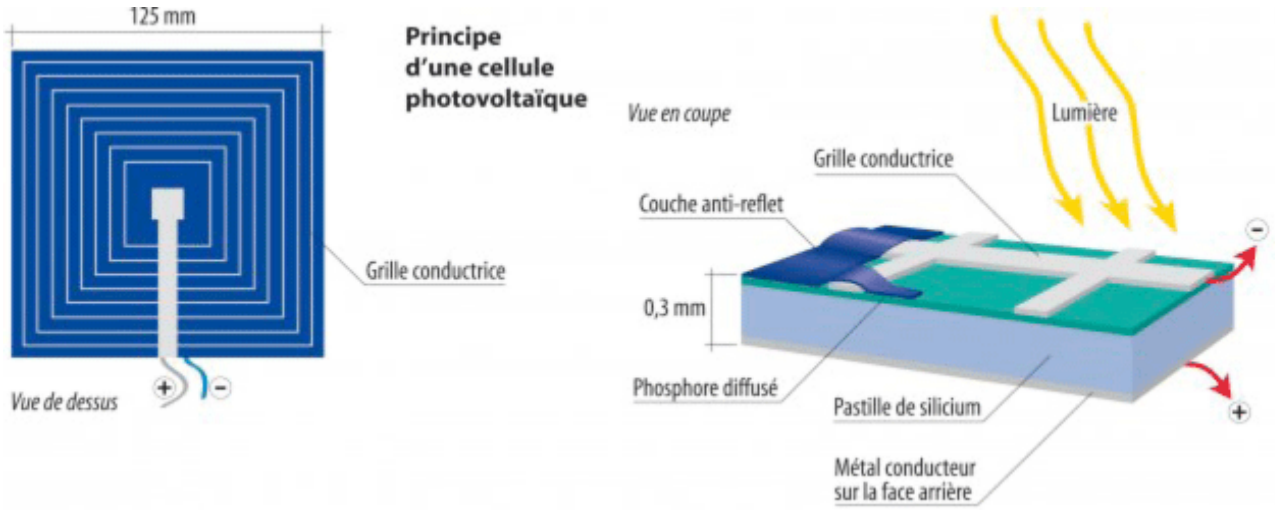


Fig. (2.2): Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [14]

2.2.4. Les différents types des cellules solaires:

Il existe trois types principaux de cellules :

2.2.4.1. Les cellules mono- cristallines:

La cellule monocristalline qui s'approche le plus du modèle théorique: cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches. [15]

Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients:

- Première génération de photopiles.
- Un taux de rendement excellent de 15 % et jusqu'à 24 % en labo.
- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.

2.2.4.2. Les cellules poly-cristallines :

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes. [15]

Les cellules poly- cristallines est caractérisées par :

- Coût de production moins élevé.
- Procédé moins gourmand en énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en labo. [12]

2.2.4.3. Les cellules amorphes:

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

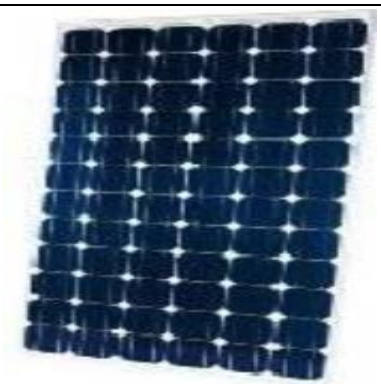
Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible). [15]

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 6 % par module et de 14 % en labo.
- Fonctionne sous très faible éclairement**.** [12]

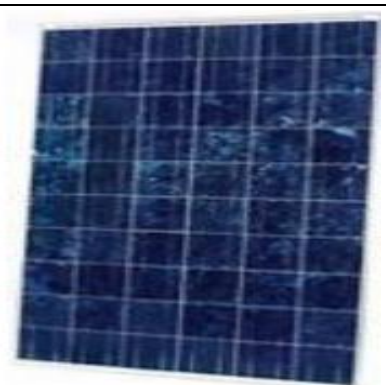
Grâce à la technologie des nouveaux matériaux le tellurure de cadmium (Cd Te), l'arséniure de gallium (GaAs) ainsi que le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements 38 % au laboratoire.[16]

La figure (2.3) représente les différents types des cellules solaires

silicium Amorphe



silicium monocristallin



silicium polycristallin

Fig. (2.3) : Les différents types des cellules photovoltaïques

2.2.5. Modèle mathématique et formulation:

2.2.5.1. Model idéal d'une cellule photovoltaïque:

La cellule photovoltaïque peut être étudiée à partir circuit équivalent donné par la figure (2.4) composé d'un générateur à courant et d'une diode en parallèle.

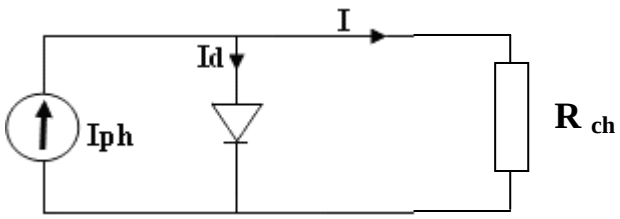


Fig. (2.4): Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque

Donc le courant aux bornes de la cellule est: [17]

$$I = Iph - Id \qquad (2.1)$$

- I_{ph}: photo- courant.

• Id : courant traversant la diode

$$Id = Is\left[\exp.\left(\frac{V}{U_T}\right)-1\right] \quad (2.2)$$

$$\text{Avec } U_T = \frac{k.T}{q} \quad (2.3)$$

- q: charge de l'électron ($1.9*10^{e}$-19coul).
- k: la constante de Boltzmann.
- U_T: tension thermique.
- Is: courant de saturation.
- V: tension à la borne de la diode.
- T: température absolue (en kelvin).

Si on trace le courant (I) en fonction de la tension (v) en a une soustraction de deux courbes [16, 17, 18]

I_{ph}: le photo-courant.

Id: la caractéristique de la diode I (V).

La figure (2-5), représente les différentes courbes [13].

$$I(V) = Iph - I = Iph - Is\left[\exp.\left(\frac{V}{U_T}\right)-1\right] \quad (2.4)$$

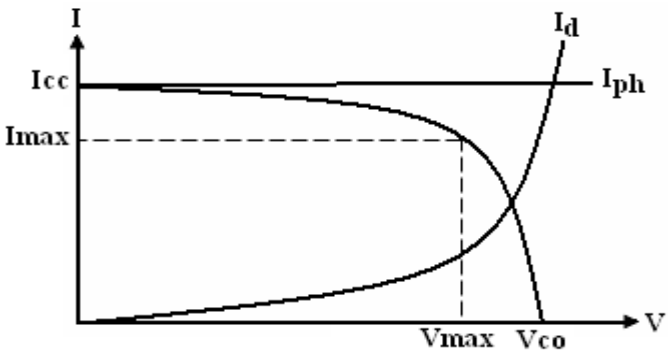


Fig. (2.5) : La caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque [13].

2.2.5.2. Modèle réel d'une cellule photovoltaïque:

Dans le cas d'une cellule photovoltaïque réelle, d'autres paramètres tenant compte des effets résistifs, des recombinaisons, des fuites vers les bords, doivent être pris en considération.

Le modèle mathématique du générateur photovoltaïque est basé sur le circuit équivalent. Cette circuit est représenté sur la figure (2.6) par un générateur de courant Icc, une diode et deux résistances Rs et Rsh. [19, 20]

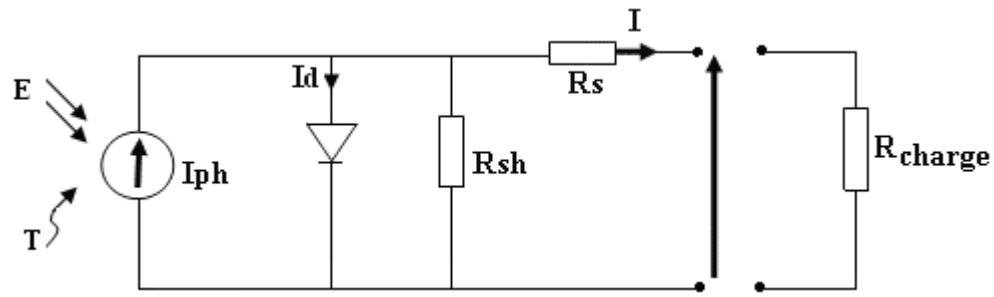


Fig. (2.6) Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque [20]

•**R_s:** est une résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux. La pente de la courbe courant-tension au point *Vco* représente l'inverse de la résistance série (1/Rs).

•**R_{sh}:** est une résistance shunt liée aux effets de bord et aux recombinaisons volumiques. La pente de la courbe courant -tension au point Icc représente l'inverse de la résistance shunt (1/Rsh).[19]

Le photo- courant I_{ph} crée dans la structure par une partie de rayonnement absorbé (ce courant est pratiquement le courant de court circuit de la cellule).

- Le courant direct I_d d'obscurité de la jonction.
- Le courant I généré par la cellule et fourni à la charge.
- Le courant I_p correspond au courant des connexions parallèles.
- Cet équilibre s'écrit: [16, 21]

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \tag{2.5}$$

Selon le schéma équivalent d'une cellule solaire dans La figure (2.5), on a:

$$I = I_{ph} - I_d - \left(\frac{V + I R_s}{R_{sh}} \right) \tag{2-6}$$

$$\Rightarrow I = I_{ph} - I_S \left[\exp\left(\frac{(V + R_s I)}{A U_T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{Sh}} \right) \tag{2.7}$$

- **R_s**: résistance série
- **R_{sh}**: résistance shunt

- **A**: Facteur de qualité [13]

2.2.5.3. Paramètres des cellules photovoltaïques:

Les paramètres des cellules photovoltaïques (I_{CC}, V_{CO}, P_{max}, A, ff et η), extraits des caractéristiques courant-tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques.

a) Courant de court-circuit, I_{CC}:

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (en prenant V= 0 dans le schéma équivalent). Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température.

On peut écrire: $I_{cc}(V = 0) = I_{ph}$ (2.8)

b) Tension à circuit ouvert, V_{CO}

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

On peut écrire:

$$Vco\ (\ I\ = 0)\ =\ AU_T \ln\ (\ \frac{I_{ph}}{I_S} + 1) \tag{2.9}$$

c)Puissance maximale:

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule photovoltaïque sous éclairement dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule). Cette puissance est maximale (notée P_{max}) pour un point de fonctionnement $P_{max}(I_{max}, V_{max})$ de la courbe courant-tension (courants compris entre 0 et I_{CC} et tension comprise entre 0 et V_{CO}) (Figure 2.4). [19]

Donc la puissance fournie par la cellule est donnée par le produit (V.I); c.à.d.

$$P\ =\ V\left(\ I_{ph}\ -\ I_S\left[\ \exp\left(\frac{V}{AU_T}\right) - 1\ \right]\ \right) \tag{2.10}$$

Cette puissance fournie est maximale au point définit par:

$\frac{\partial P}{\partial V} = \frac{\partial I}{\partial V} + I = 0$ Soit:

$$I_{ph} - I_S \left(\exp\left(\frac{V}{AU_T}\right) - 1 \right) - V I_S \left(\frac{1}{AU_T}\right) \exp\left(\frac{V}{AU_T}\right) = 0 \qquad (2.11)$$

La tension V_{max} et le courant I_{max} correspondant ou maximum de puissance, sont alors données par:

$$\left(1 + \frac{V_{max}}{AU_T}\right) \exp\left(\frac{V_{max}}{AU_T}\right) = 1 + \frac{I_{ph}}{I_S} \qquad (2.12)$$

Donc:

$$I_{max} = I_S \frac{V_{max}}{AU_T} \exp\left(\frac{V_{max}}{AU_T}\right) \qquad (2.13)$$

Le produit ($V_{max} \times I_{max}$) donne la puissance maximale qui représente 80% environ du produit ($V_{CO} \times I_{CC}$). [11]

d) Facteur de qualité:

C'est un paramètre dépendant de la qualité de la diode, (compris entre 1 et 2).

e) Facteur de forme:

On appelle facteur de forme *ff* (*fill- factor*), le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite (P_{max} = I_{max} x V_{max}) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit Icc x Vco où: [**22**]

$$ff = \frac{P_{max}}{V_{CO} . I_{CC}} \qquad (2.14)$$

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

f) Rendement d'une cellule solaire:

Le rendement est donné par le rapport de la puissance électrique maximale générée à la puissance du rayonnement solaire incident: [22]

$$\eta_c = \frac{V_{max} . I_{max}}{P_{solaire}} \qquad (2.15)$$

2.2.5.4. Caractéristique courant-tension I=*f*(V):

La caractéristique courant-tension d'une cellule solaire se met sous la forme mathématique de l'équation (2-16) qui peut être reformulée sous la forme : [23, 24, 25]

$$I = I_{ph} - I_S \left[\exp\left(\frac{\left(V + R_s I \right)}{A U_T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{Sh}} \right) \tag{2-16}$$

$$I_{ph} = I_{ph}(T_1)\left[1 + K_0 (T - T_1)\right] \tag{2-17}$$

$$I_{ph}(T_1) = I_{CC}(T_1.nom).\frac{E}{E_{nom}} \tag{2-18}$$

$$K_0 = \frac{(I_{CC}(T_2) - I_{CC}(T_1)}{I_{CC}(T_1)\dfrac{1}{T_1 - T_1}} \tag{2-19}$$

$$I_S = I_S(T_1)\left(\frac{T}{T_1}\right)^{3/A} \exp\left(\frac{-V_g}{\dfrac{AU_T}{T}\left(\dfrac{1}{T} - \dfrac{1}{T_1}\right)} \right) \tag{2-20}$$

$$I_S(T_1) = \frac{I_{CC}(T_1)}{\exp\left(\dfrac{V_{CO}(T_1)}{AU_T \dfrac{T_1}{T}} \right) - 1} \tag{2-21}$$

$$R_S = -\frac{dV}{dI_{Vco}} - \frac{1}{X_V} \tag{2-22}$$

$$XV = I_S(T_1)\frac{1}{AU_T}\exp\left(\frac{V_{CO}(T_1)}{AU_T \dfrac{T_1}{T}} \right) \tag{2-23}$$

Toutes les constants dans les équations ci-dessus peuvent être déterminées utilisant les données de fabrications de panneaux photovoltaïques et à partir des courbes I(V) mesurées. [24]

Quand la cellule est court circuit, un courant est négligeable dans la diode. Le rapport entre le photo-courant et la température est linaire, voire équation (2-17) et est déduit en notant le changement du photo-courant en fonction de la variation de la température.

Quand la cellule est en obscurité, la caractéristique I(V) est donnée par l'équation de Shockley, quand la cellule illuminée est en circuit ouvert, le photo-courant passe entièrement dans la diode. Les courbes I(V) sont excentrées de l'origine par le photo-courant généré I_{ph}, équation (2-16).

La valeur du courant de saturation à 25°C est calculée en utilisant la tension de circuit ouvert et le courant de court circuit à cette température, équation (2-21).

Une estimation du facteur d'idéalité doit être faite. Cette valeur est entre 1 et 2, plus prés de l'unité pour les courants élevés, et approchant la valeur 2 pour les bas courants. [23]

La relation de la température est complexe, mais ne contient heureusement aucune variable exigeant une estimation (2.20) [24]. La résistance série du module possède un grand impact sur la pente de la caractéristique I(V) à $V=V_{CO}$, comme vu dans la Figure (2-7).

Les équations (2-20) et (2-21) sont calculées en différenciant l'équation (2-16), l'évaluation à $V=V_{CO}$ et le réarrangement en terme Rs. [23, 24] Les figures (2.7), (2.8) représentent les caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule pour un éclairement et une température donnée.

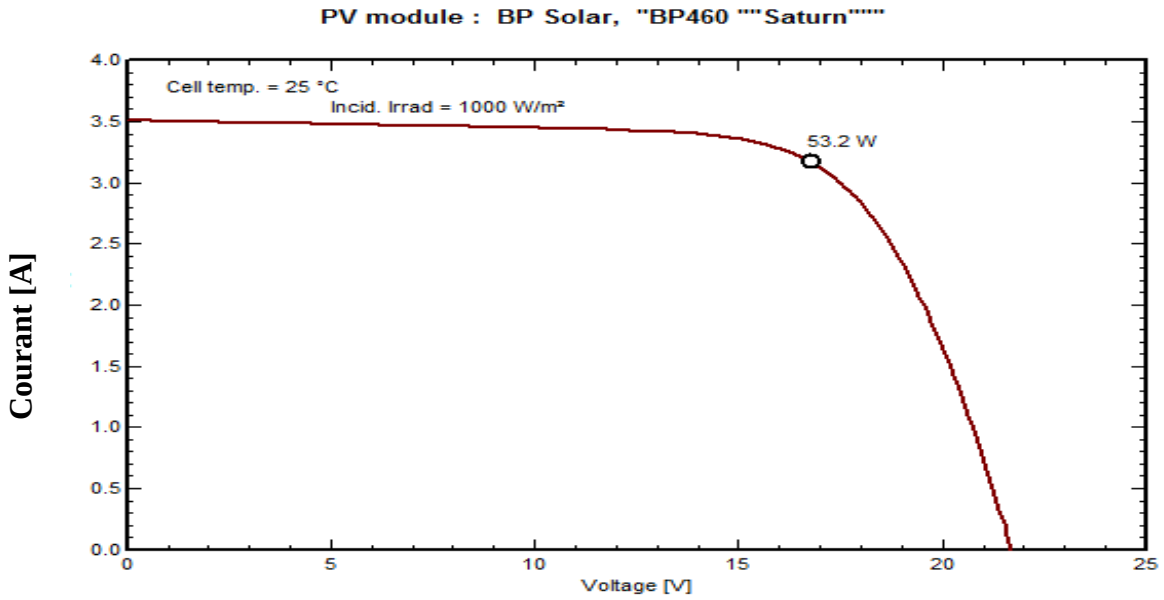


Fig. (2.7) : Caractéristique I(V) du module PV (Bp 460 saturn,BP solar)

Tension [V]

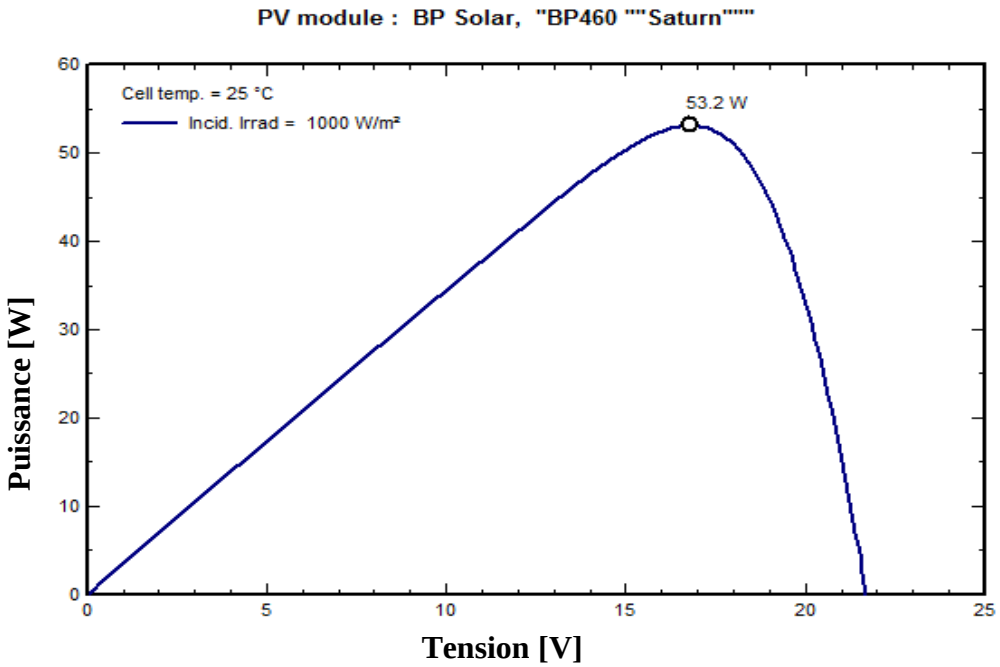


Fig. (2.8) : Caractéristique P(V) du module PV (Bp 460 saturn BP solar).

2.2.6. Les zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque:

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 $I = f(V)$ 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 (2.9) représente trois zones essentielles: [26]

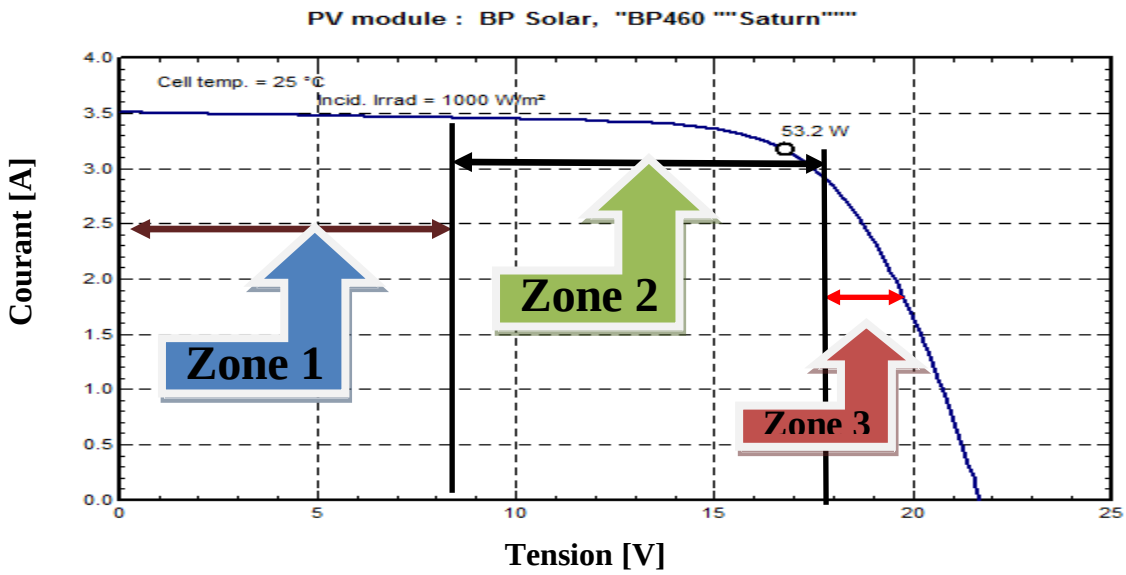


Fig. (2.9): Les différentes zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque (Bp 460 saturn , BP solar)

a) La zone (1): où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

b) La zone (2): 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.

c) La zone (3): 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.

2.2.7. Les paramètres qui influent sur la caractéristique I=f(V):

a) Influence de l'éclairement:

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation quel reçoit. [26]

Les figures (2.10), (2.11), représentent la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes.

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

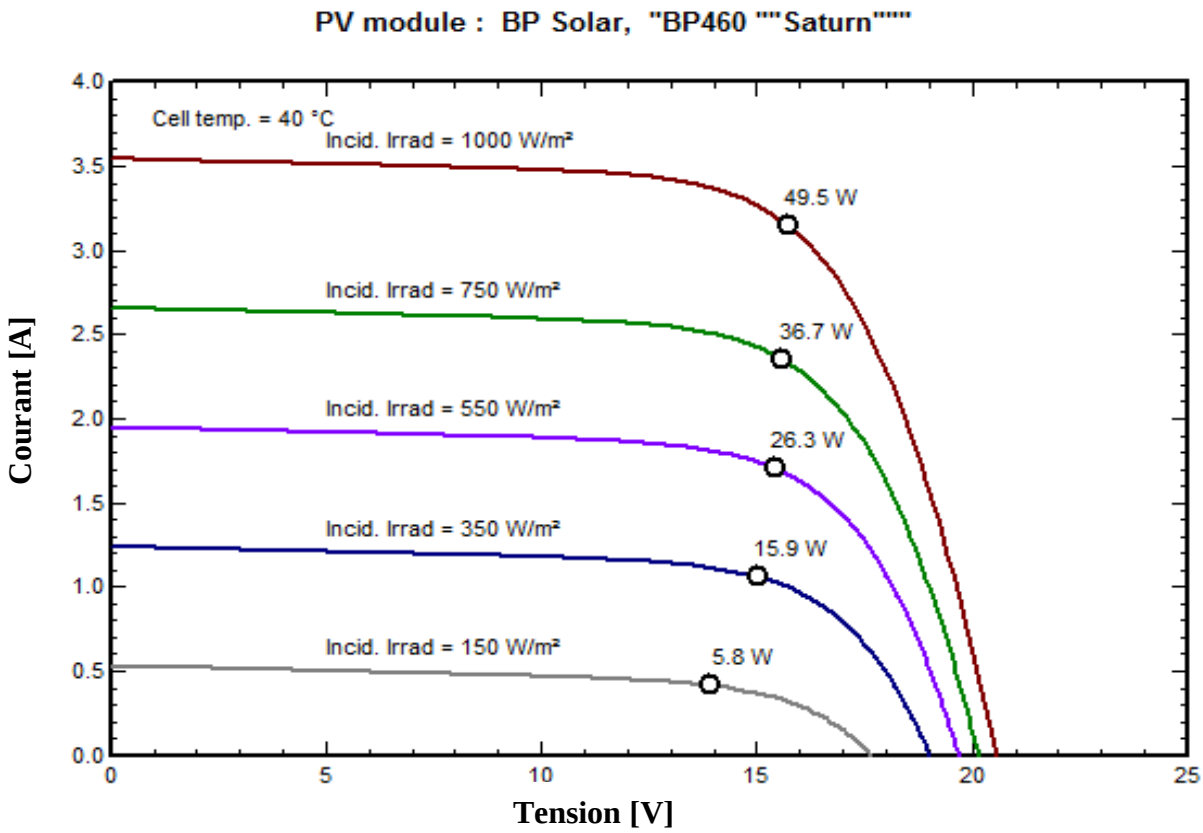


Fig. (2.10): Influence de l'éclairement sur le module PV (Bp 460 saturn BP solar).

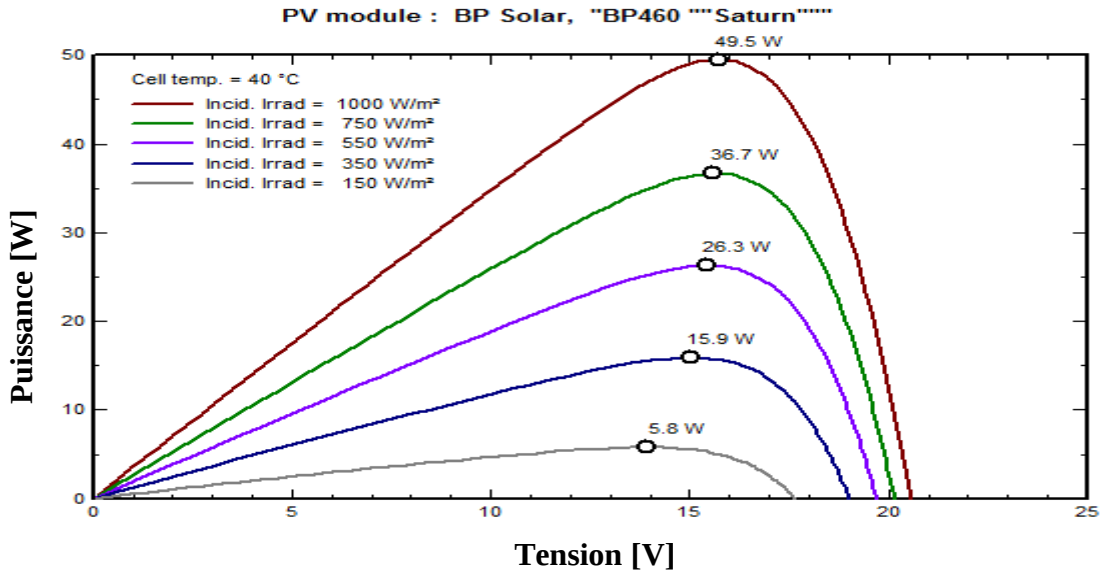


Fig. (2.11): Influence de l'éclairement sur le module PV (Bp 460 saturn BP solar).

b) Influence de la température:

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semi-conducteur sont très sensibles à la température. [16]

Les figures (2.12), (2.13) représentent la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de la température, à un éclairement constant.

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.

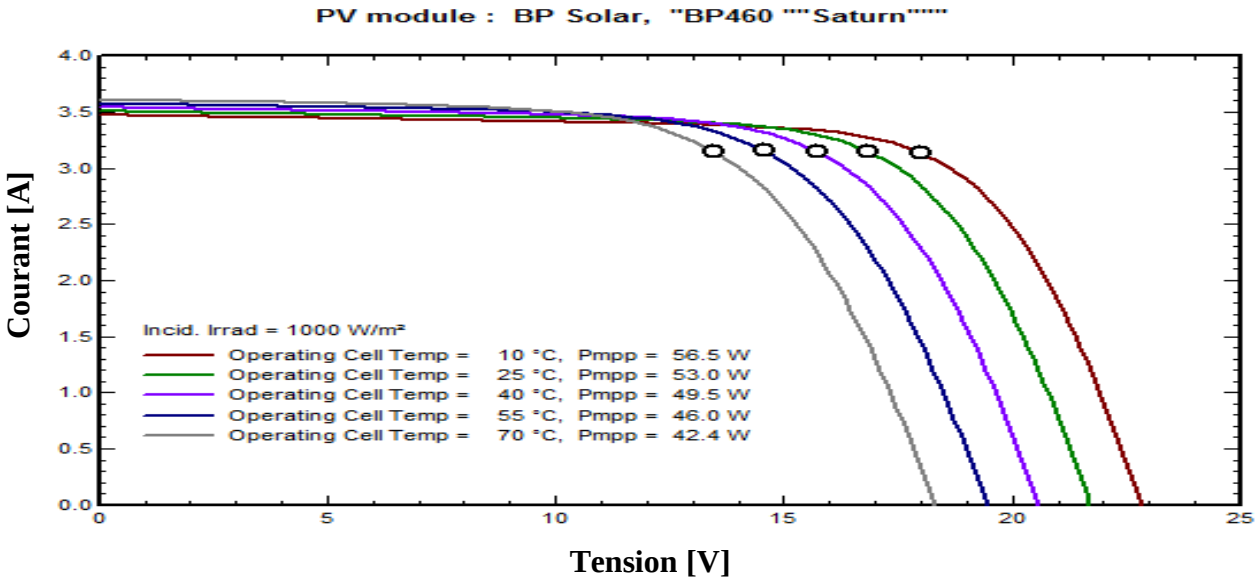


Fig. (2.12): Influence de la température sur la caractéristique I (V)du module PV(Bp 460 saturn BP solar).

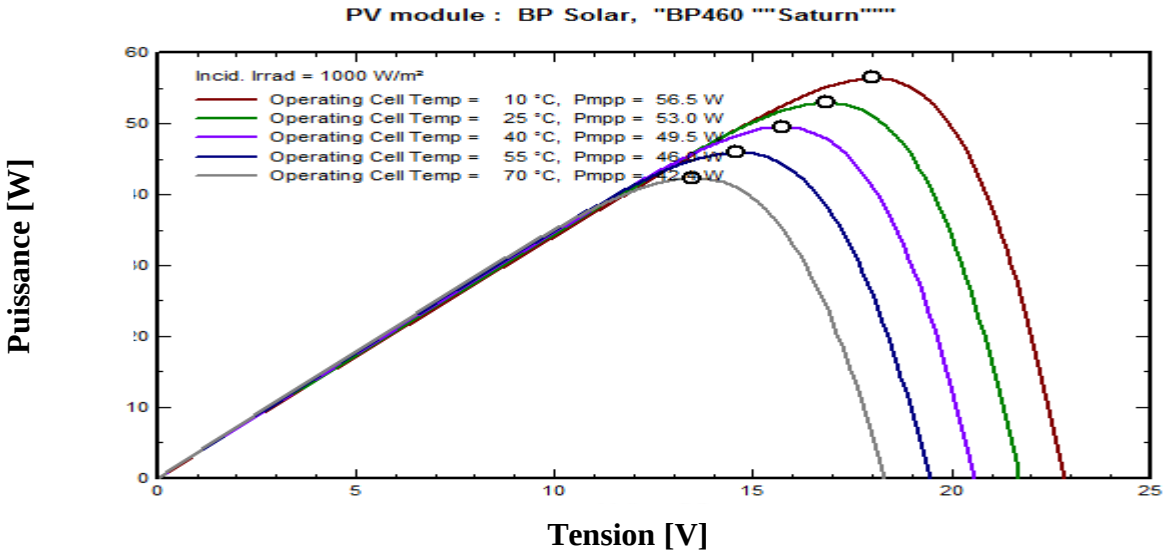


Fig. (2.13): Influence de la température sur la caractéristique P (V) du module (BP 460 saturn BP solar).

c)Influence de la résistance série:

La résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles. [10]

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone de la photodiode se comporte comme un générateur de tension,[26] et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur de courant de court circuit. Figure (2.14).

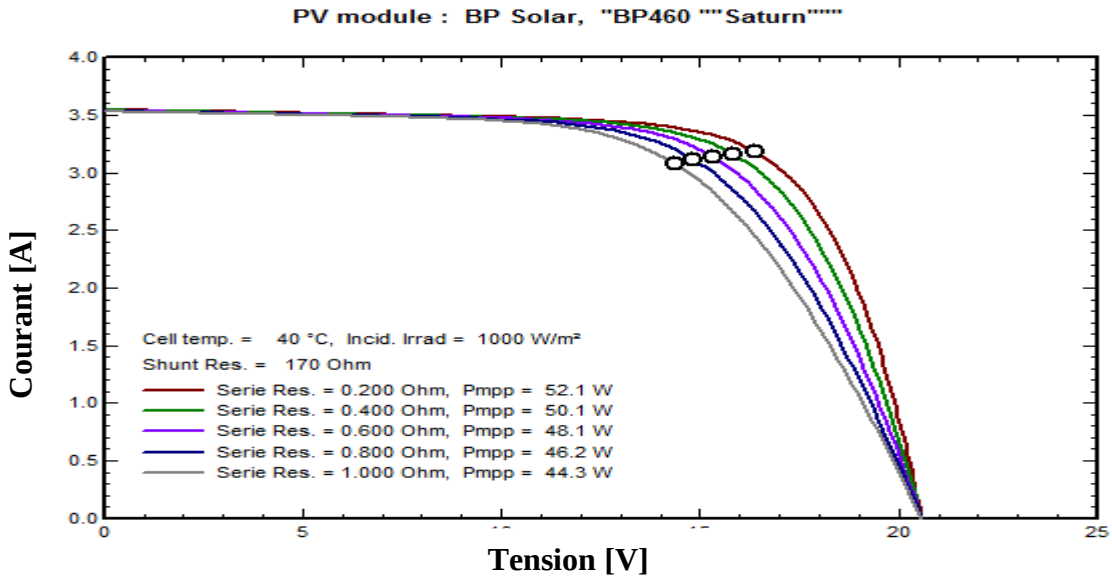


Fig. (2.14):L'influence de la résistance série Rs sur la caractéristique I (V) (Bp 460 saturn BP solar).

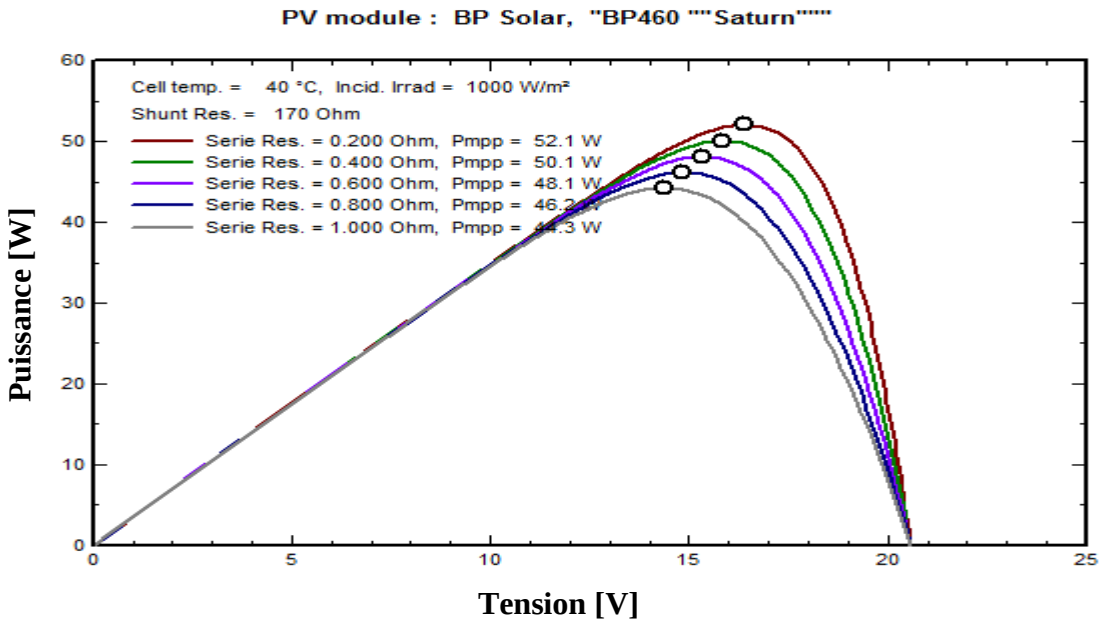


Fig. (2.15): L'influence de la résistance série Rs sur la caractéristique p (V) (Bp 460 saturn BP solar).

d) Influence de la résistance shunt :

La résistance shunt est une résistance qui prend en compte les fuites inévitables du courant qui intervient entre les bornes opposées positives d'une photopile. [10]

En générale, la résistance shunt est très élevée, son effet se fait sentir surtout dans la partie génération du courant. [26].figure (2.16).

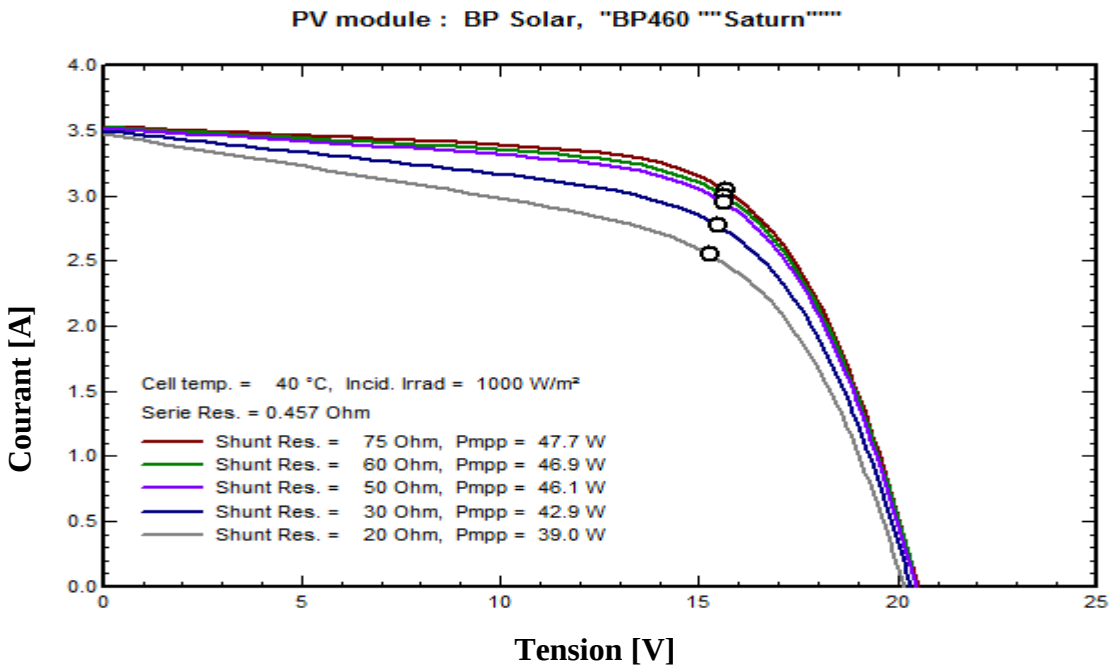


Fig. (2.16):L'influence de la résistance shunt R_{sh} sur la caractéristique I (V) du module (Bp 460 saturnBP solar).

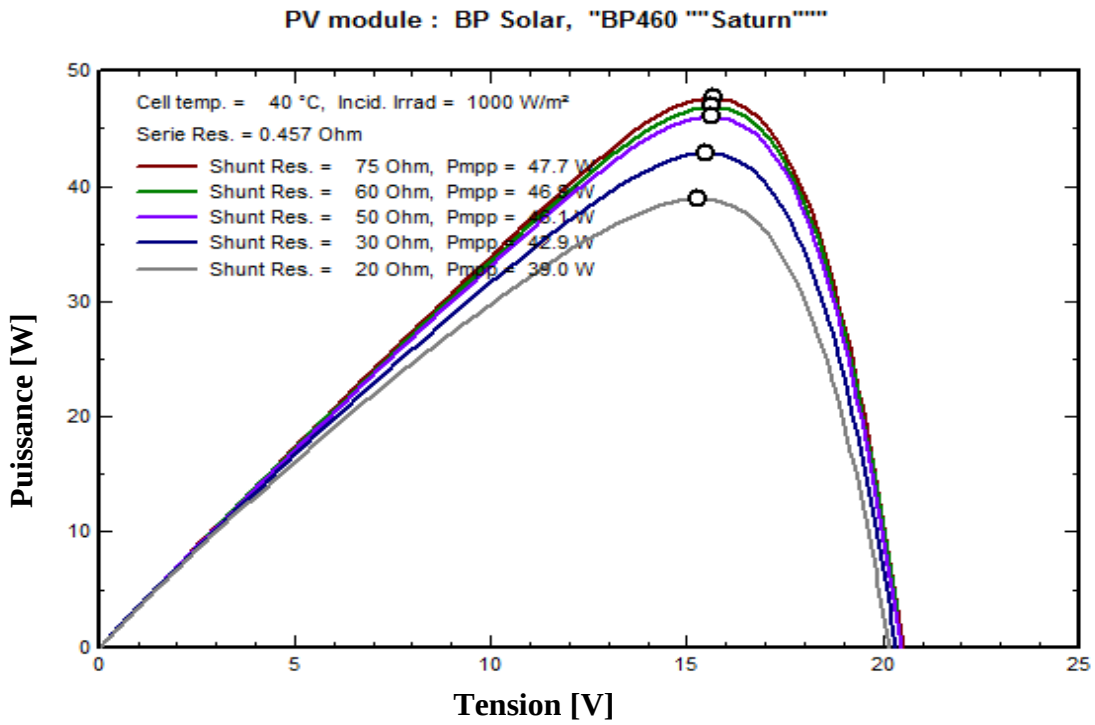


Fig. (2.17): L'influence de la résistance shunt R_{sh} sur la caractéristique P (V)Bp 460 saturn BP solar

2.2.8. Les modules photovoltaïques:

Les modules photovoltaïques sont des convertisseurs d'énergie lumineuse en électricité, donc par définition le module photovoltaïque est un groupement de cellules connecté entre elle en série pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. Ce module est protégé en face avant par une plaque de verre et en face arrière par un autre matériau (verre ou résine) et installé sur un cadre en aluminium anodisé.[27]

Fig. (2.18): les modules photovoltaïques. [27]

2.2.9. Les panneaux photovoltaïques:

Un panneau photovoltaïque se compose d'un certain nombre de modules qui sont constitués par l'association de cellules en série. La mise en série et en parallèle des panneaux permet d'obtenir la tension et le courant exigés dont les performances dépendent de l'association des cellules et de la matière qui les compose.

Le point de fonctionnement de cet ensemble de panneaux photovoltaïques est défini par l'intersection de sa caractéristique courant-tension avec la ligne de charge. [27]

Fig. (2.19) Panneaux photovoltaïques. [27]

Donc pour quelque soit les nombres des modules en série et parallèle, l'équation (2.16) est devient sous la fourme suivant :

$$I = N_P I_{ph} - N_P I_S \left[\exp\left(\left(\frac{1}{AU_T} \right) \left(\frac{V}{N_S} + \frac{R_S I}{N_P} \right) \right) - 1 \right] - \frac{N_P}{R_{Sh}} \left(\frac{V}{N_S} + \frac{R_S I}{N_P} \right) \qquad (2.24)$$

Les trois types d'association des modules solaires sont:

a) Association série:

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. [28]

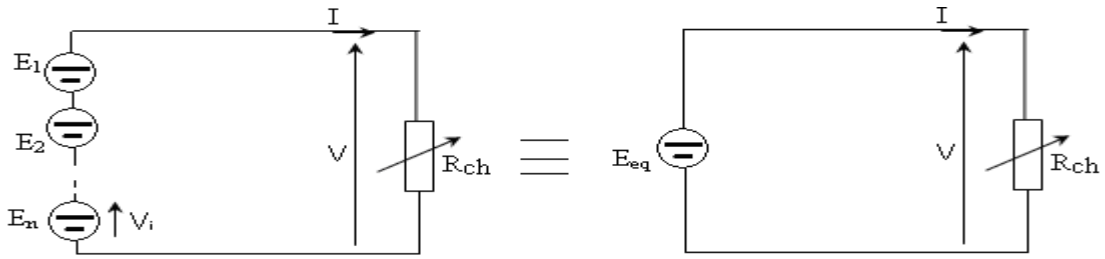


Fig. (2.20):Association de n modules solaires en série

La caractéristique d'un groupement de cinq modules solaires en série est représentée par la figure. (2.21).

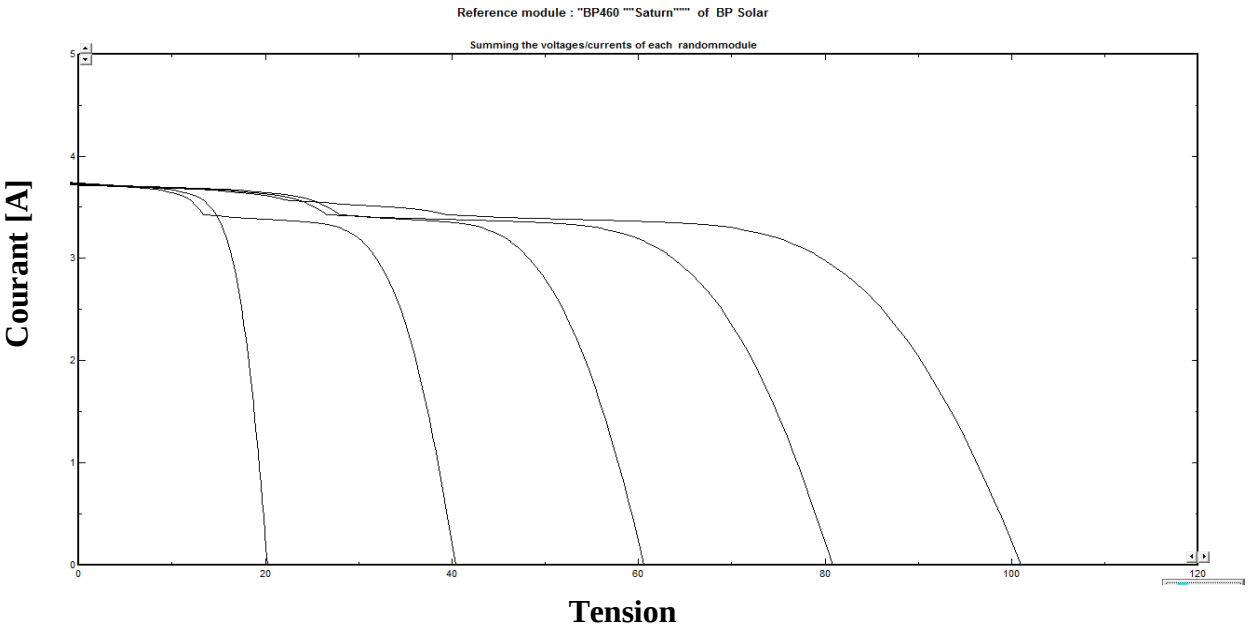


Fig. (2.21): Caractéristique de cinq modules en série

b) Association Parallèle:

L'association en parallèle des photopiles délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'une seule cellule. [28]

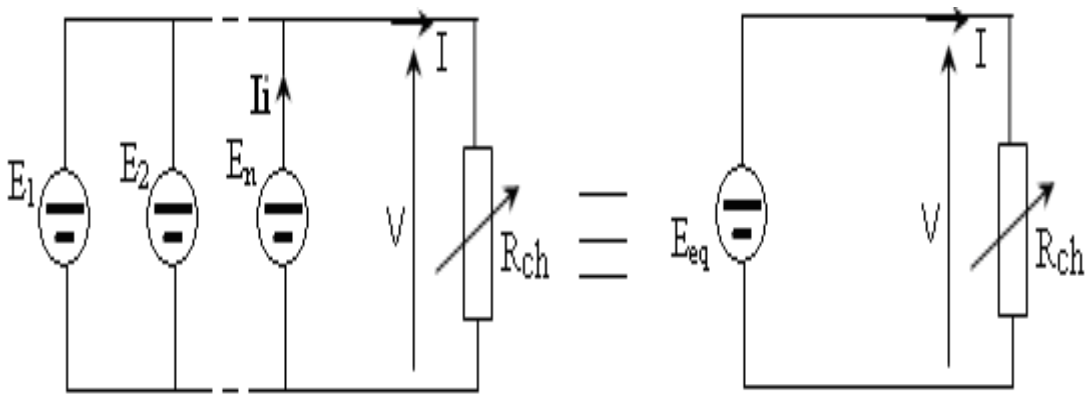


Fig. (2.22) Association de N_p modules solaires en parallèle.

La caractéristique d'un groupement de cinq modules solaires en parallèle est représentée par la figure : (2.23)

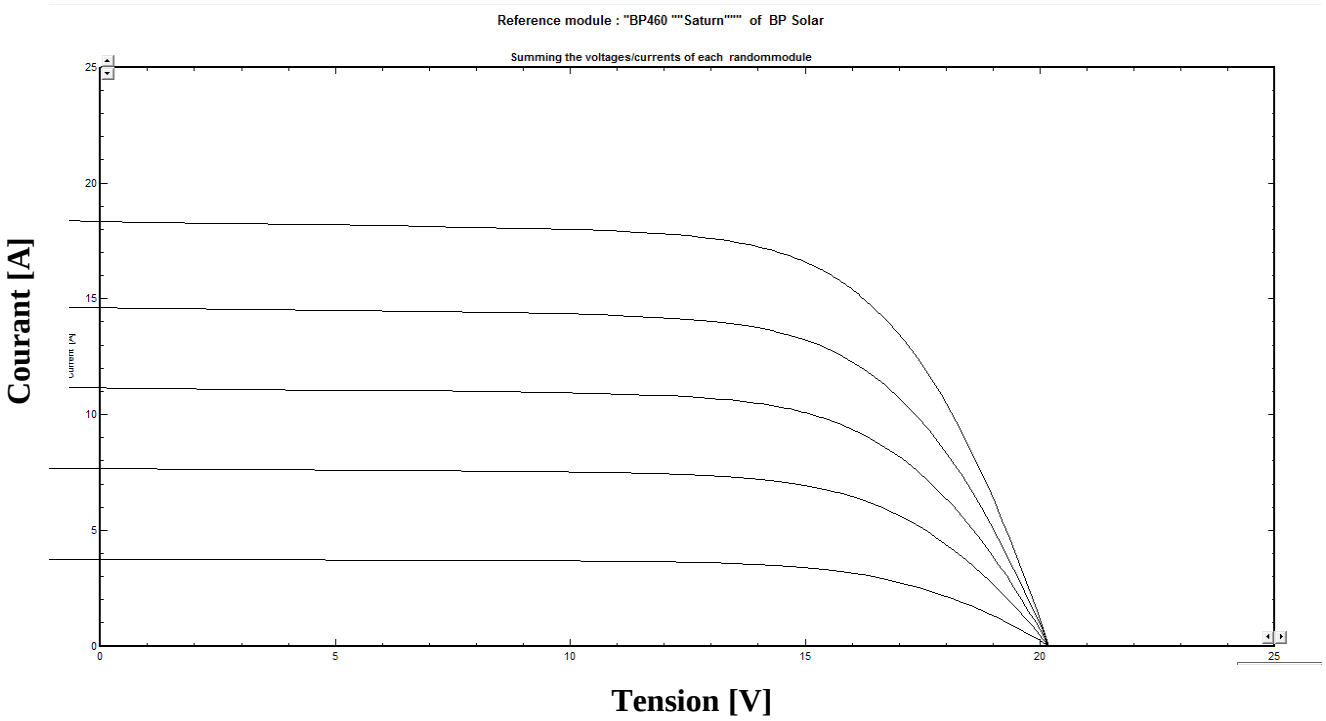


Fig. (2.23) : Caractéristique de cinq modules en parallèles

c) Association mixte (Série + Parallèle) :

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est à dire Série-Parallèle. [28]

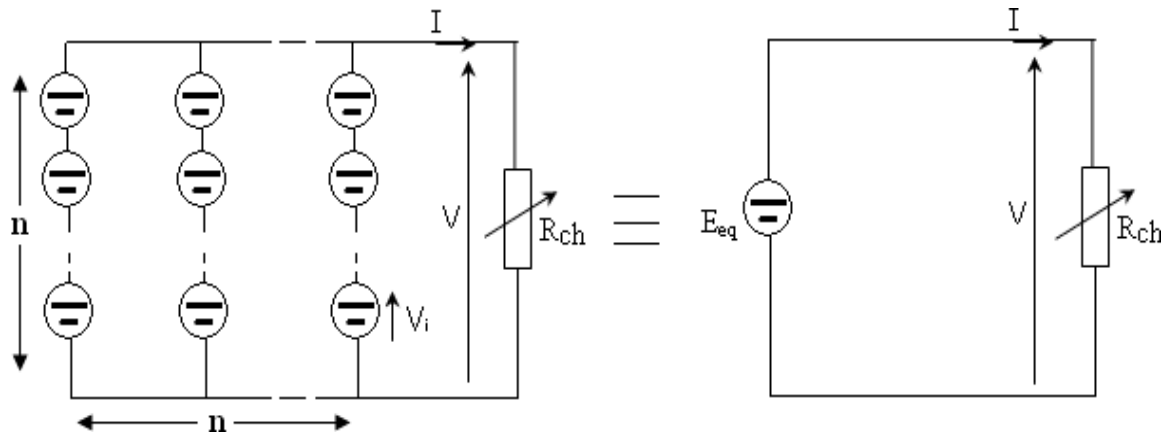


Fig. (2.24) Association mixte Nsx Np modules solaires.

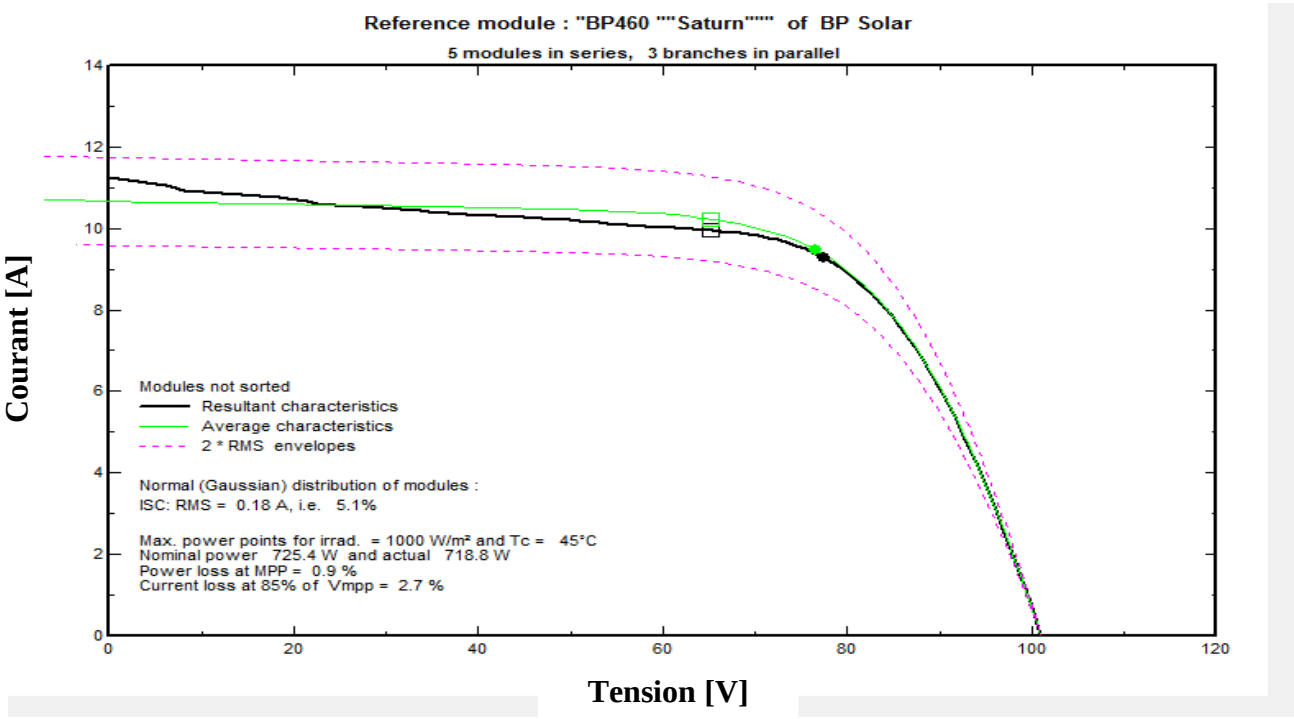


Fig. (2.25): Caractéristique cinq modules en série et trois modules en parallèles.

2.2.10. Rendement de générateur photovoltaïque :

Le rendement η_g de conversion du générateur photovoltaïque est donné par la relation suivante :

$$\eta_g = \frac{P_S}{P_e} \tag{2.25}$$

Avec :

Pe : la puissance d'entré du champ PV est donnée par :

$$P_e = E.N_S.N_P.S \tag{2.26}$$

Avec :

- E : Irradiation solaire sur le plan incliné du module photovoltaïque (W/m^2).
- S : Surface du module photovoltaïque (m^2).
- N_S: Nombre de module en série.
- N_P : Nombre de module en parallèle.
- P_S : la puissance à la sortie du champ photovoltaïque est donnée par :
- $P_S = I.V$
- V : La tension aux bornes du champ photovoltaïque (V).
- I : Le courant aux bornes du champ photovoltaïque (A).

Le rendement maximum de générateur photovoltaïque est :

$$\eta_{max} = \frac{I_{max}.V_{max}}{E.N_S.N_P.S} \quad (2.27)$$

2.2.11. Assemblage PV:

Les modules (ou panneaux) photovoltaïques sont constitués:

- d'une plaque de verre transparent,
- d'une résine en EVA (Ethylène- Vinyle Acétate) enrobant les cellules,
- d'une couche antireflet, et d'un film de Tedlar,
- le tout placé dans un encadrement en aluminium.

Le but de cette association est d'obtenir une tension suffisante grâce à la connexion en série de plusieurs cellules, ainsi que de protéger les cellules et leurs contacts métalliques contre les conditions climatiques.

Le sandwich ainsi réalisé pour un module est présenté sur le schéma ci-dessous.

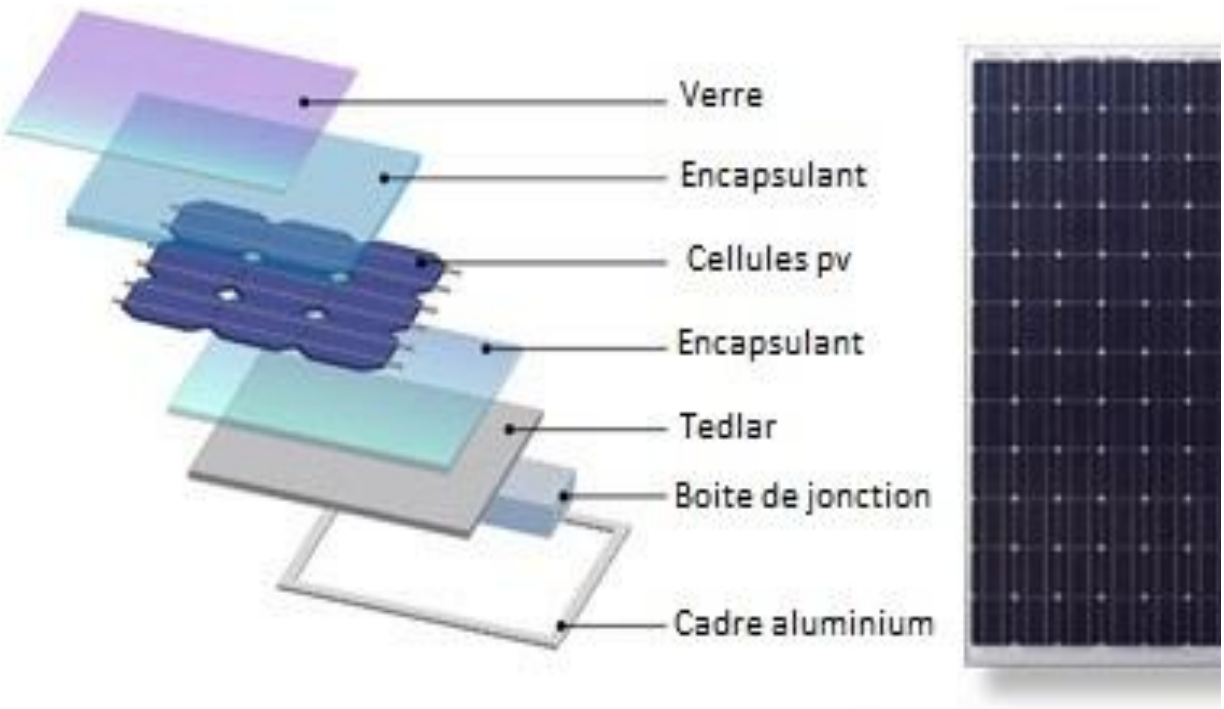


Figure (2.26): Schéma représente le sandwich réalisé pour un module.

Les fonctions et caractéristiques physiques de ces divers matériaux sont données dans le tableau (2.1) ci-dessous:

Tableau (.1): Les fonctions et caractéristiques physiques du module:

	Fonction

Plaque de Verre	Transparente, résistante aux chocs (notamment la grêle), de faible teneur en fer (le verre ordinaire absorbe une partie importante des rayonnements de λ >600 nm à cause de sa teneur en fer), ce verre présente l'avantage d'une étanchéité excellente et d'une haute transmission du rayonnement solaire.
EVA	Matériau d'enrobage : bonne résistance aux UV, stable en température.
Couche Antireflet	Empêche la réflexion de la lumière solaire incidente
Cellules PV	Fines tranches planes fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs. La majorité des cellules solaires sont en silicium.
Tedlar	Film en PVF (polyvinyl-fluoride) protégeant l'arrière du PV contre l'humidité. Le Tedlar blanc a le pouvoir de réfléchir une partie de la lumière qui est parvenue à traverser les cellules.

2.2.12. Protection d'un GPV:

Lorsque nous concevons une installation PV, nous devons assurer la protection électrique de cette Installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment

Des pannes destructrices liées à l'association des cellules et leurs fonctionnements pour cela deux Types de protections sont classiquement utilisés dans les installations actuelles

- La protection en cas de connexions en parallèle de modules PV pour éviter les

Courants négatifs dans les GPV (Diode anti-retour)

- La protection lors de la mise en série des modules PV permettant de ne pas perdre la

Totalité de la chaine figure (2.27). [29]

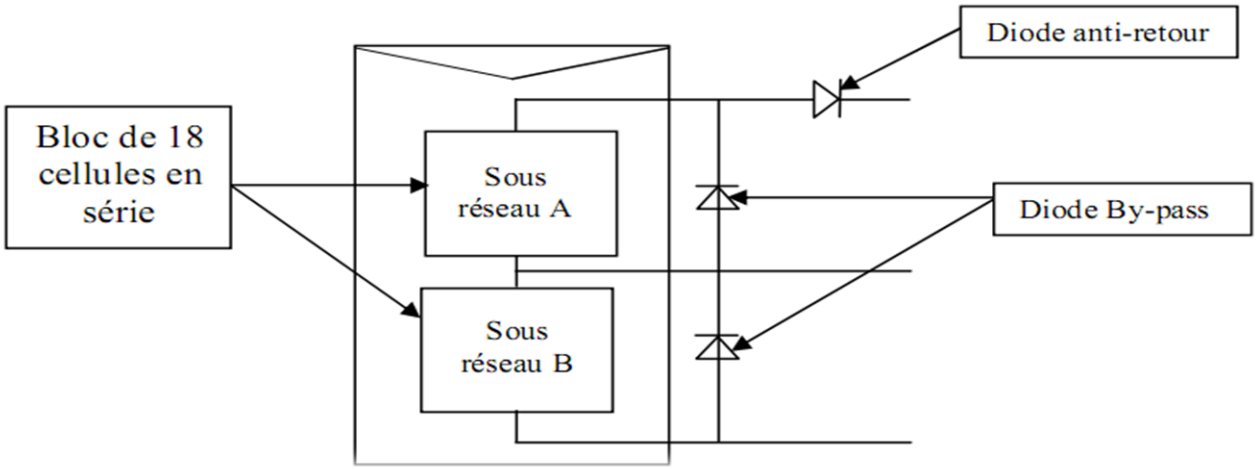


Fig. (2.27): Schématisation d'un GPV avec diode by passe e et diode anti –retour [29].

2.2.12.1. Simulation du module PV sans diode de protection avec une cellule ombragée partiellement:

La figure **(**2.28):montre une simulation de la caractéristique I-V du module PV (Bp 460saturnBP solar), la puissance dissipée dans la cellule occultée sous les conditions de hot spot (taux d'occultation 80%) est de 31W dont la température est de 144C°.

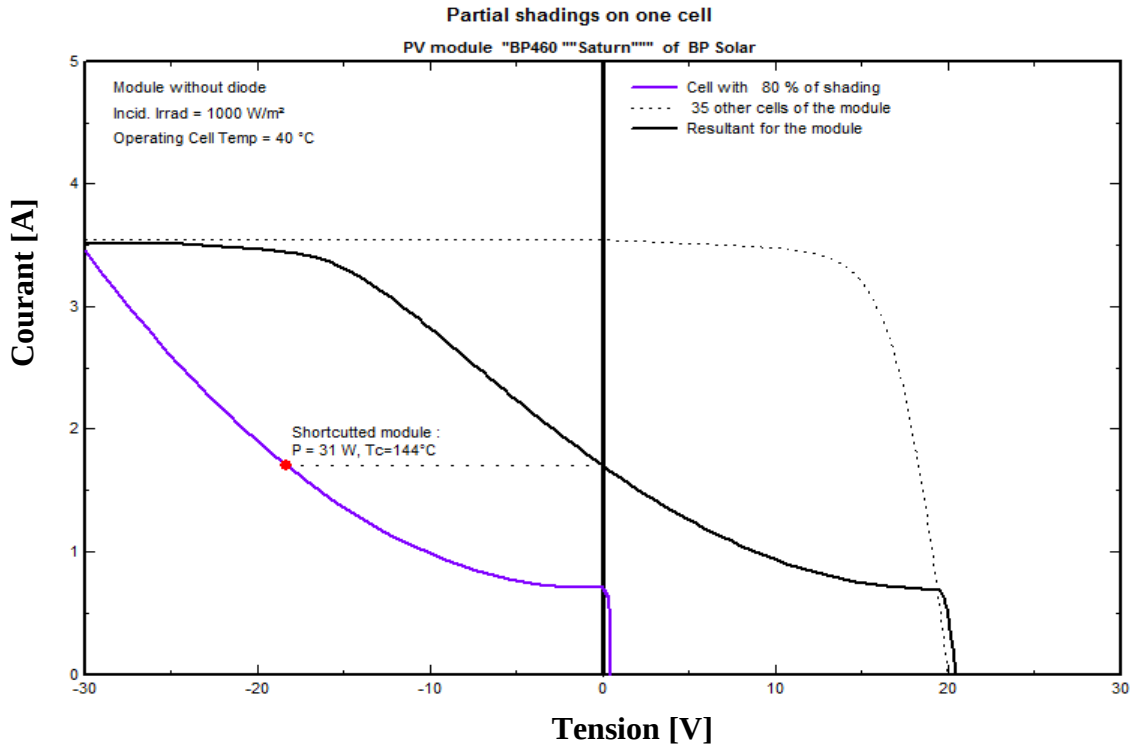


Fig.(2.28):Module PV sans diode de protection avec une cellule ombragée partiellement(taux d'occultation 80%).

2.2.12.2. Simulation du module PV protégé par une diode de protection avec une cellule ombragée partiellement :

La figure (2.29) montre une simulation de la caractéristique I-V du module PV (Bp 460saturnBP solar), la puissance dissipée dans la cellule protégée avec une seule diode by pass sous les conditions de hot spot (taux d'occultation 80%) est de 34W dont la température est de 152C°.

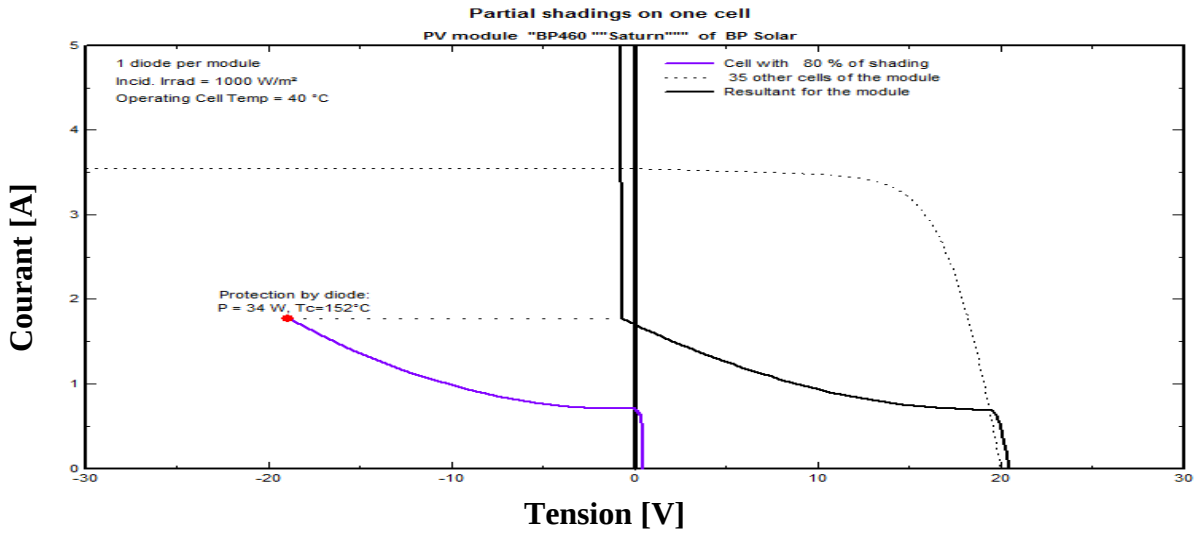


Fig. (2.29): Protection Par une seule diode sur un module avec une cellule ombragée partiellement (taux d'occultation 80%).

2.2.12.3. Simulation du module PV protégé par deux diodes de protection avec une cellule ombragée partiellement :

La figure (2.29) montre une simulation de la caractéristique I-V du module PV (Bp 460saturnBP solar), la puissance dissipée dans la cellule protégée avec deux diodes by pass sous les conditions de hot spot (taux d'occultation 80%) est de 10W dont la température est de 73C°.

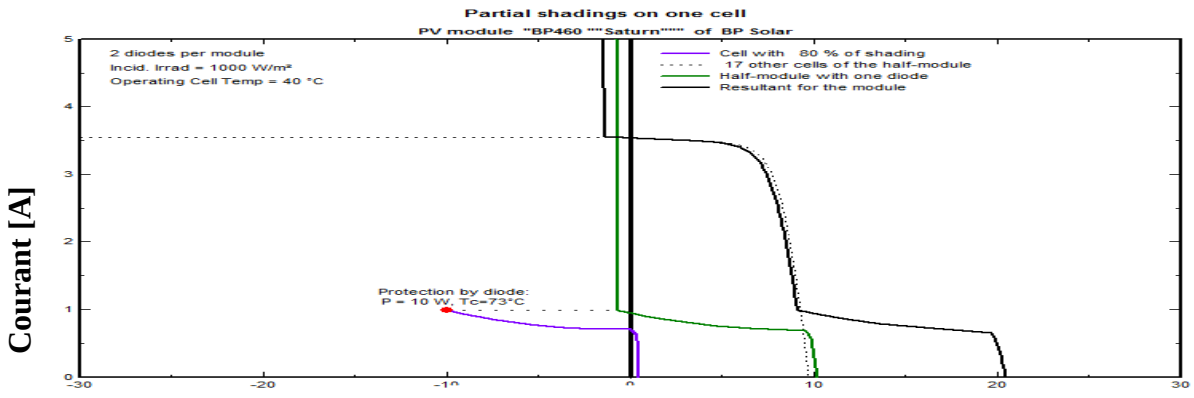


Fig. (2.30): Protection Par deux diodes sur un module avec une cellule ombragée partiellement (taux d'occultation 80%).

2.3. Les avantages des panneaux solaires photovoltaïques:

2.3.1. Les avantages écologiques des panneaux solaires photovoltaïques:

- Le panneau solaire photovoltaïque contribue à la réduction des émissions de CO2, à la réduction des rejets polluants et à la préservation des ressources naturelles.
- Le panneau solaire photovoltaïque contribue à l'évolution des consciences vers la préservation de la nature.
- Les panneaux solaires photovoltaïques sont recyclables.

2.3.2. Les avantages techniques des panneaux solaires photovoltaïques:

- Des systèmes de panneaux solaires photovoltaïques simples et rapides à installer.
- Des installations de panneaux solaires photovoltaïques robustes et nécessitant très peu de maintenance (peu de mouvement => peu d'usure).
- Pas de combustion => peu d'usure thermique des composants.
- Des systèmes fiables et stables (résistance aux intempéries, aux rayonnements UV et aux variations de température).

2.4. Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons présenté le modèle (a une seule exponentielle) caractérisant les cellules photovoltaïques, Nous avons déterminé les différentes zones de fonctionnement. Nous avons simulé à l'aide logiciel PVSYST4.37 l'influence des différents paramètres climatiques et autres sur la caractéristique I(V), P(V).Ainsi la synthèse de groupement des panneaux soit en série, soit en parallèle ou mixte. Nous avons présenté les avantages écologiques et techniques des panneaux.

3.1. Introduction :

Le convertisseur est un appareil servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnent soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative.

Donc à partir de cette définition on englobe deux types différents d'appareils électroniques placés entre générateur photovoltaïque et charges :

- Convertisseur continu-continu qui fait office d'interface entre générateur et charge pour transférer de l'un à l'autre le maximum de puissance.
- Les convertisseurs continus –alternatifs qui transforment l'énergie de type continu fournie par le panneau ou le stockage en énergie de type alternatif. [30].

On va s'intéresser dans notre travail aux convertisseurs continu- continu.

3.2. Convertisseur continu- continu:

Les hacheurs sont des convertisseurs statiques continus-continus permettant de générer une source de tension continue variable à partir d'une source de tension continue fixe. Permettant de contrôler la puissance électrique dans les circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. D'un point de vue circuit, le hacheur apparaît comme un quadripôle figure (3.1), jouant le rôle d'organe de liaison entre deux parties d'un réseau. On peut le considérer comme un transformateur de grandeurs électriques continues.

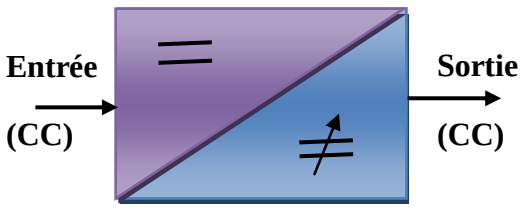


Fig. (3.1):Convertisseur CC

Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Tous ces dispositifs dans le cas idéal ne consomment pas de puissance, c'est la raison pour laquelle les hacheurs ont de bons rendements.

Le commutateur est un dispositif semi-conducteur en mode (bloqué -saturé), habituellement un transistor MOSFET ou IGBT. Si le dispositif semi-conducteur est bloqué, son courant est zéro d'ou sa dissipation de puissance est nulle. Si le dispositif est dans l'état saturé, la chute de tension à ses bornes sera presque zéro et par conséquent la puissance perdue sera très petite. Pendant le

fonctionnement du hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante f_s avec un temps de fermeture $=\alpha T_s$ et un temps d'ouverture $=(1-\alpha)T$, où:**[31][32]**

- T_s est la période de commutation qui est égale à $1/f_s$.
- α le rapport cyclique du commutateur **($\alpha \in [0,1]$)**Figure(3.2).

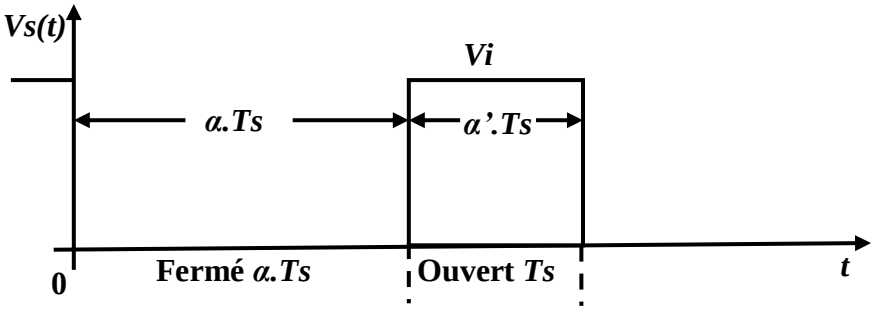


Fig. (3.2): Périodes fermeture et ouverture d'un commutateur. [31]

Les hacheurs peuvent être subdivisés en deux catégories:

- Hacheur non réversible (hacheur série, hacheur parallèle et hacheur série parallèle).
- Hacheur réversible (hacheur a *2* quadrants, hacheur en pont réversible en courant et en tension).

Dans ce chapitre, on présentera les différents types de convertisseurs statiques continu-continu non réversible.

3.2.1. Hacheur série ou Buck (dévolteur):

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie est inférieure à celle de l'entrée. Il comporte un interrupteur à amorçage et à blocage commandés (transistor bipolaire, transistor MOS ou IGBT…) et un interrupteur à blocage et amorçage spontanés (diode). [33 ,34]

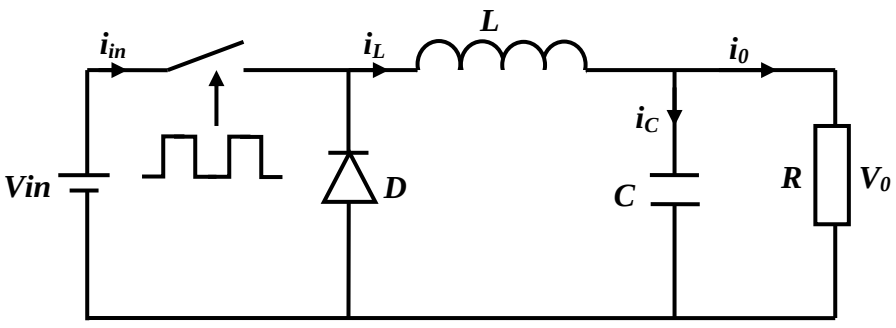


Fig. (3.3) Hacheur série. [33]

Le schéma de ce convertisseur statique qui abaisse la tension est donné par la Figure (3.3) on considère l'interrupteur I et la diode D parfaits. La charge est constituée par la résistance R. Les éléments L et C forment un filtre dont le but est de limiter l'ondulation résultant du découpage sur

la tension et le courant de sortie. Si ces éléments sont correctement calculés, on peut supposer que i_0 et V_0sont continus. [34]

3.2.1.1. Fonctionnement en mode de conduction continu (MCC):

Le cycle de fonctionnement durant la période de hachage ***T* (*T=1/f*)**, comporte deux étapes. Lors de la première partie, on rend le transistor passant et la diode, polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de ***0*** à ***α T***, avec ***α*** comprise entre ***0***et ***1*.** Figure (3.4).

Le rapport cyclique ***α*** est défini comme le temps t_{ON} pendant lequel l'interrupteur est fermé divisé par la période de fonctionnement du montage ***T***, soit :

$$\alpha = \frac{t_{on}}{T} \tag{3.1}$$

On définit également le temps pendant lequel l'interrupteur est fermé par :

$$t_{off} = T - t_{on} \tag{3.2}$$

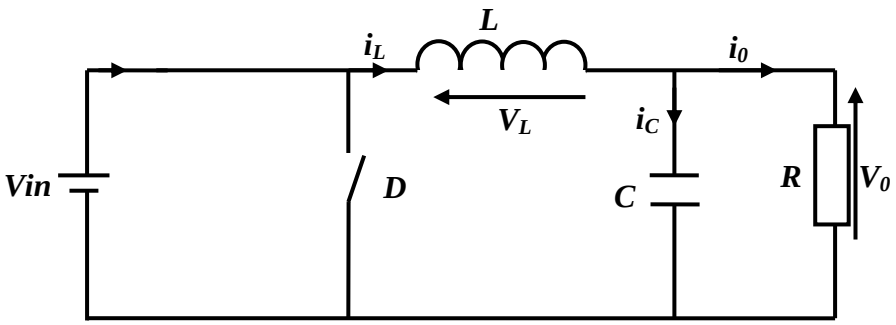


Fig. (3.4): Hacheur série avec l'interrupteur fermé

Quand le hacheur série travaille en mode de conduction continue, le courant i_L traversant l'inductance ne s'annule jamais. La figure(3.5) montre les formes d'ondes du courant et de la tension dans un hacheur série.Le taux d'accroissement de I_L est donné par :

$$V_L = L\frac{di_L}{dt} \tag{3.3}$$

Avec V_L égale V_{in}– V_0 pendant l'état passant, l'augmentation de i_L durant l'état passant est donnée par :

$$\Delta i_{Lon} = \int_0^{\alpha T} di_L = \int_0^{\alpha t} \frac{V_L}{L} dt = \frac{(V_{in} - V_0).\alpha.T}{L} \tag{3.4}$$

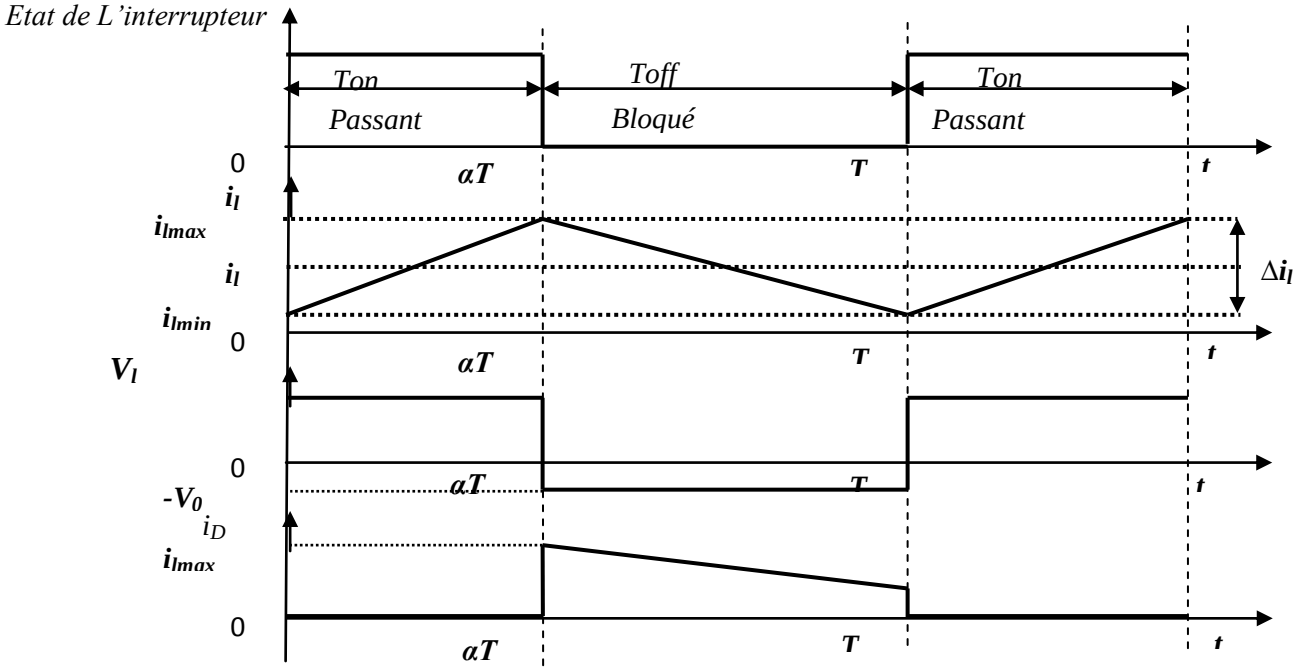


Fig.(3.5):Les formes d'ondes d'un hacheur série en mode de conduction continu (MCC). [35]

Lors de la seconde partie, on bloque le transistor. La diode devient passante. Cette phase dure de αT à T Figure (3.6).

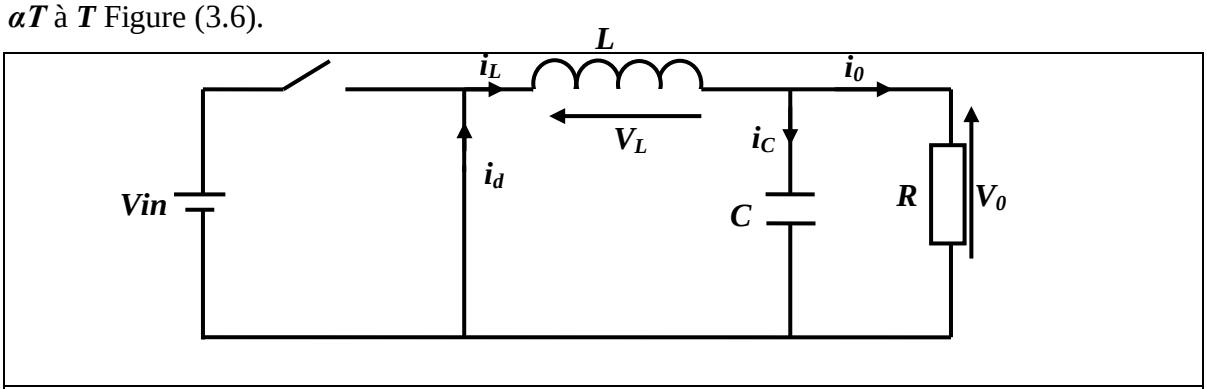


Fig.(3.6): Hacheur série avec l'interrupteur ouvert

De même, la baisse du courant dans l'inductance durant l'état bloqué est donnée par :

$$\Delta i_{Loff} = \int_{\alpha T}^{T} di_L = \int_{\alpha T}^{T} \frac{V_L}{L} dt = -\frac{V_0(1-\alpha)T}{L} \qquad (3.5)$$

En conséquence, le courant i_L traversant l'inductance est le même au début et à la fin de chaque cycle de commutation. Ce qui peut s'écrire de la façon suivante:

$$\Delta i_{Lon} + \Delta i_{Loff} = 0 \qquad (3.6)$$

En remplaçant Δi_{Lon} et Δi_{Loff} par leur expression, on obtient:

$$\frac{(V_{in} - V_0).\alpha.T}{L} - \frac{V_0(1-\alpha)T}{L} = 0 \quad (3.7)$$

Ce qui peut se réécrire de la façon suivante :

$$\frac{V_{in}}{V_0} = \frac{1}{\alpha} \quad (3.8)$$

Grâce à cette équation, on peut voir que le gain de tension dépens seulement de rapport cyclique. Le rapport cyclique étant compris entre **0** et **1**, la tension de sortie V_0est toujours inférieure à celle d'entrée. C'est pour cela que l'on parle parfois de dévolteur.

Le courant moyen d'inductance est identique au courant de sortie moyen pour un convertisseur fonctionne en régime permanent. Par conséquent :

$$i_L = i_0 = \frac{i_{Lmax} + i_{Lmin}}{2} \quad (3.9)$$

$$i_0 = \frac{V_0}{R} \quad (3.10)$$

Les courants d'inductance maximum et minimum sont calculés comme:

$$i_{Lmax} = i_L + \frac{|\Delta i_L|}{2} \quad (3.11)$$

$$i_{Lmax} = \frac{V_0}{R} + \frac{1}{2}\left(\frac{V_0}{L}(1-\alpha)T\right) = V_0\left(\frac{1}{R} + \frac{(1-\alpha)}{2Lf}\right) = \alpha.V_{in}.\left(\frac{1}{R} + \frac{(1-\alpha)}{2Lf}\right) \quad (3.12)$$

$$i_{Lmax} = i_L - \frac{|\Delta i_L|}{2} \quad (3.13)$$

$$i_{Lmin} = \frac{V_0}{R} - \frac{1}{2}\left(\frac{V_0}{L}(1-\alpha)T\right) = V_0\left(\frac{1}{R} - \frac{(1-\alpha)}{2Lf}\right) = \alpha.V_{in}.\left(\frac{1}{R} - \frac{(1-\alpha)}{2Lf}\right) \quad (3.14)$$

A la limite de conduction on peut détermine la valeur de l'inductance :

$$i_{Lmin} = 0 \quad (3.15)$$

$$L_{critique} = \left(\frac{1-\alpha}{2}\right)\frac{R}{f} \quad (3.16)$$

L'ondulation de tension de sortie peut être utilisée pour calculer la valeur de capacité du convertisseur, le courant dans le condensateur $i_C = i_L - i_0$.

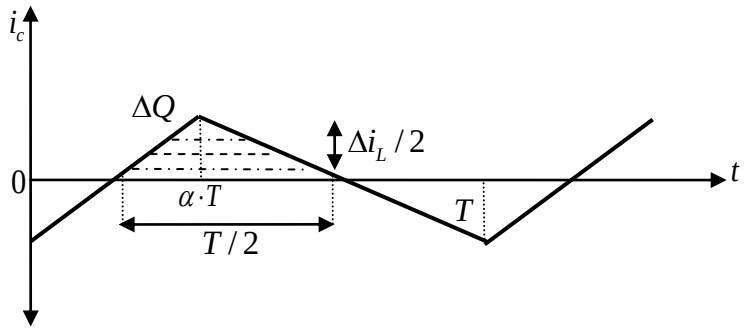


Fig.(3.7): Forme d'onde de charge de condensateur

De la définition de la capacité :

$$\mathrm{Q} = \mathrm{CV_0} \tag{3.17}$$

$$\Delta\mathrm{Q} = \mathrm{C}\Delta\mathrm{V_0} \tag{3.18}$$

$$\Delta\mathrm{V_0} = \frac{\Delta\mathrm{Q}}{\mathrm{C}} \tag{3.19}$$

Où ΔQ est le secteur sous le triangle au-dessus de l'axe de x :

$$\Delta\mathrm{Q} = \frac{1}{2}.\frac{\Delta\mathrm{i_L}}{2}.\frac{\mathrm{T}}{2} \tag{3.20}$$

$$\Delta\mathrm{V_0} = \frac{1}{\mathrm{C}}\left(\frac{1}{2}\right)\left(\frac{\Delta\mathrm{i_L}}{2}\right)\left(\frac{\mathrm{T}}{2}\right) = \frac{\mathrm{T}\Delta\mathrm{i_L}}{8\mathrm{C}} \tag{3.21}$$

Quand le commutateur ouvert $|\Delta i_L| = \left(\frac{V_0}{L}\right)(1-\alpha).T$ donc :

$$\Delta\mathrm{V_0} = \frac{\mathrm{V_{in}}.(1-\alpha).\alpha}{8.\mathrm{L}.\mathrm{C}.\mathrm{f}^2} \tag{3.22}$$

L'amplitude de la variation $\Delta \boldsymbol{V_0}$ autour de sa valeur est :

- Proportionnelle à la tension de la source de tension continue.
- Inversement proportionnelle :
  - à la valeur de l'inductance **L**.
  - à la valeur du condensateur **C.**
  - au carré de la fréquence de commutation du convertisseur.
- Proportionnelle à une fonction carre du rapport cyclique **α.**

3.2.1.2. Simulation et résultat d'un hacheur série avec psim9.3.3 :

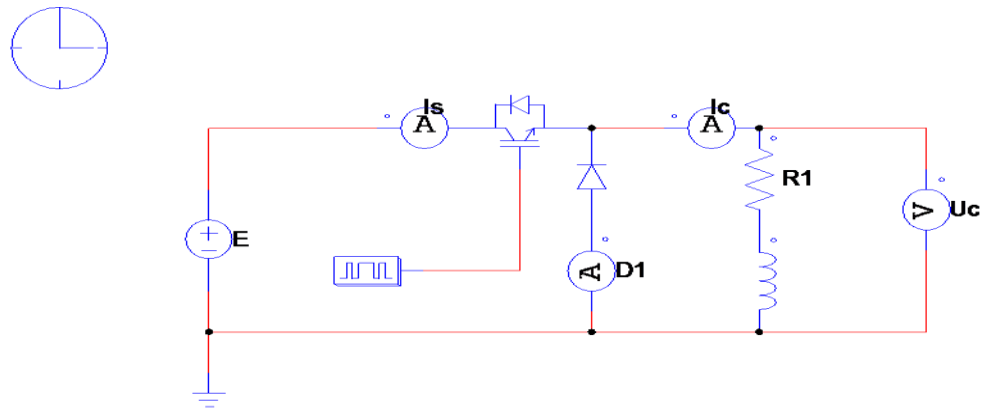


Fig.(3.8) :Schéma de simulation d'un hacheur série avec psim9.3.3

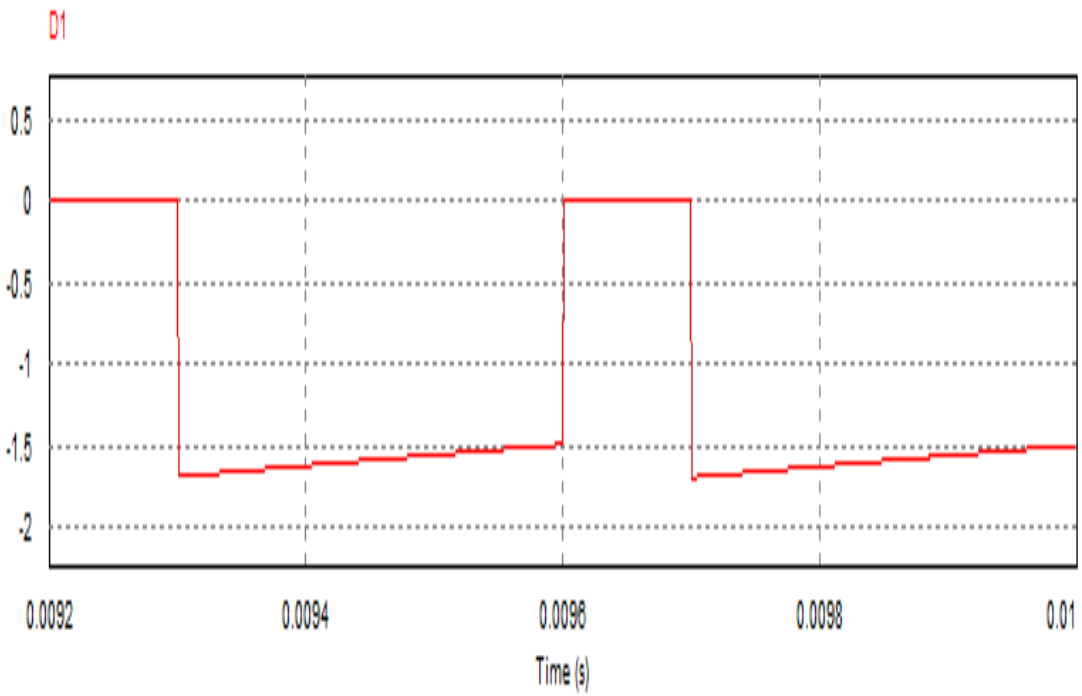


Fig. (3.9) : Variation du courant aux bornes de la diode

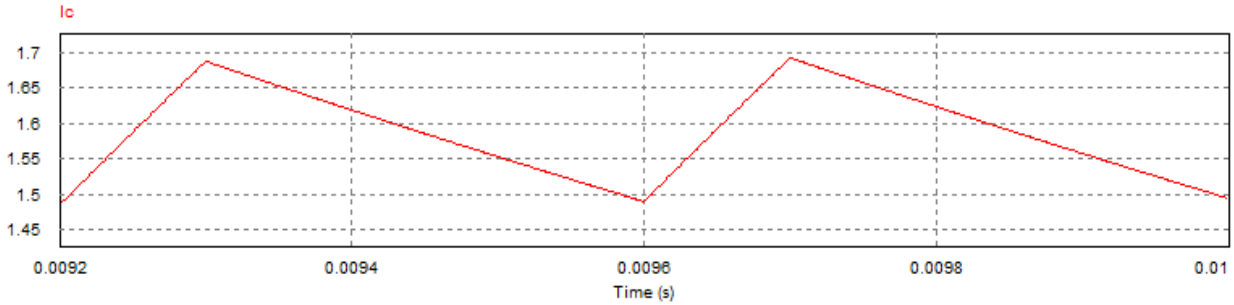


Fig. (3.10):Variation du courant aux bornes du condensateur

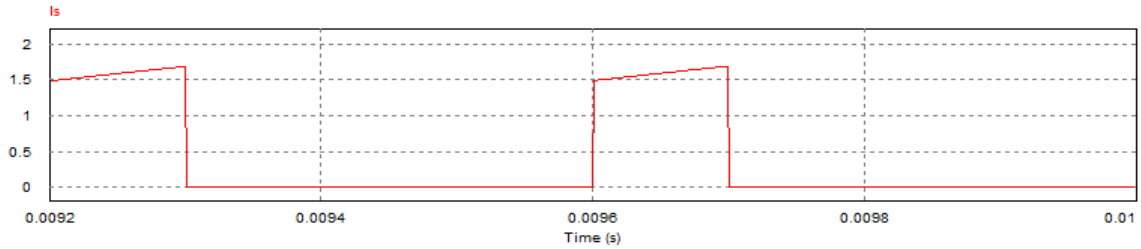


Fig. (3.11): Variation du courant aux bornes de l'interrupteur

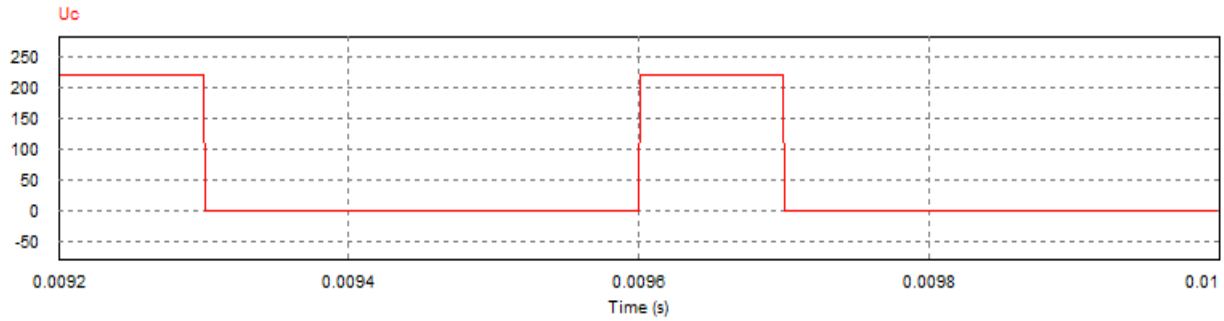


Fig. (3.12): Variation de la tension aux bornes du condensateur.

3.2.2. Hacheur parallèle ou Boost (survolteur):

Dans ce hacheur, la tension moyenne de sortie est supérieure à la tension d'entrée, d'où son nom. Cette structure demande un interrupteur commandé à l'amorçage et au blocage (bipolaire, MOS, IGBT…) et une diode (amorçage et blocage spontanés). [36][34]

3.2.2. 1. Schéma de principe:

Le schéma de ce convertisseur statique qui est élevée la tension est donné par la Figure (3.13).La charge est constitué par la résistance **R**. L'inductance **L** permet de lisser le courant appelé sur la source et pour conférer à l'ensemble le caractère source de courant. La capacité **C** permet de limiter l'ondulation de tension en sortie et conférer a l'ensemble le caractère source de tension. [37]

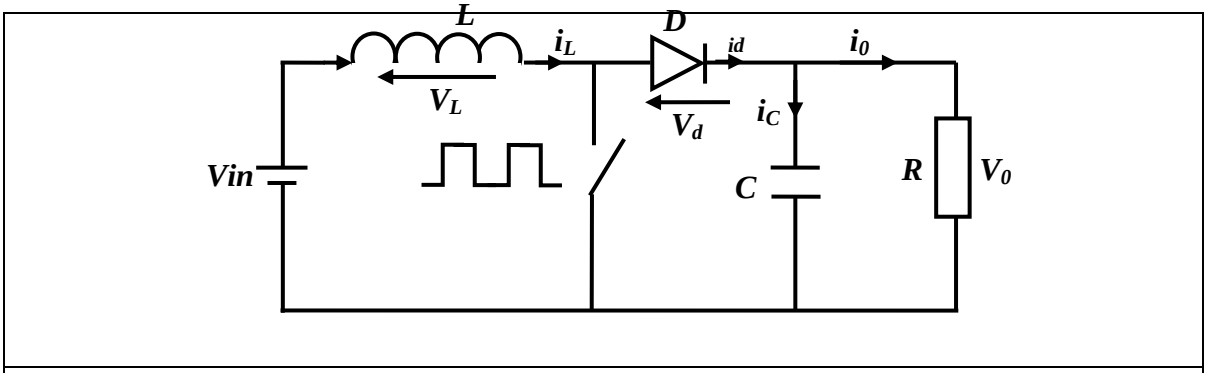


Fig.(3.13) : Schéma de principe d'un hacheur parallèle

3.2.2. 2.Principe de fonctionnement :

Lors de la première partie du cycle de fonctionnement, de $\boldsymbol{0}$ à $\boldsymbol{\alpha T}$, l'interrupteur commandé est fermé (passant). Cette fois, la source et la charge ne sont pas en contact durant cette phase. La diode est alors bloquée. Figure (3.14)

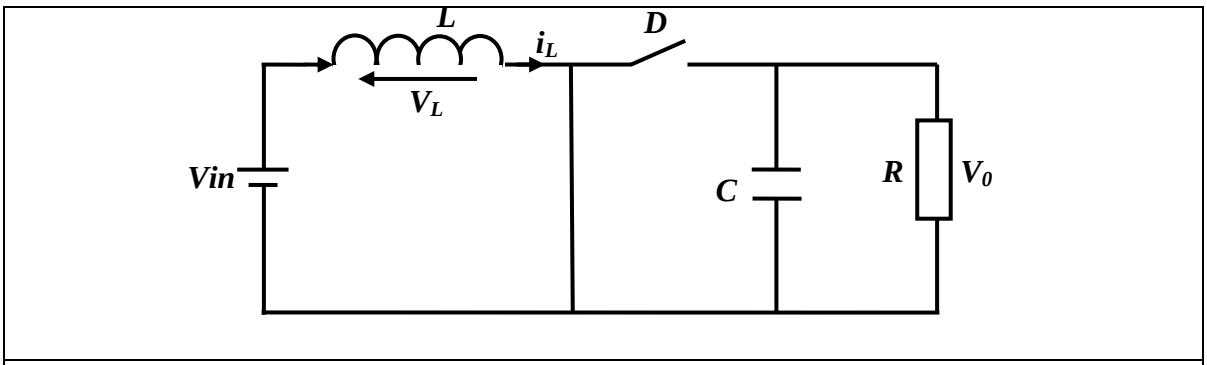


Fig.(3.14): Hacheur parallèle avec l'interrupteur fermé

Lors de la seconde partie du cycle, de $\boldsymbol{\alpha T}$ à $\boldsymbol{T}$, on ouvre l'interrupteur commandé et la diode devient passante. C'est alors que la source et la charge sont reliées. Figure (3.15)

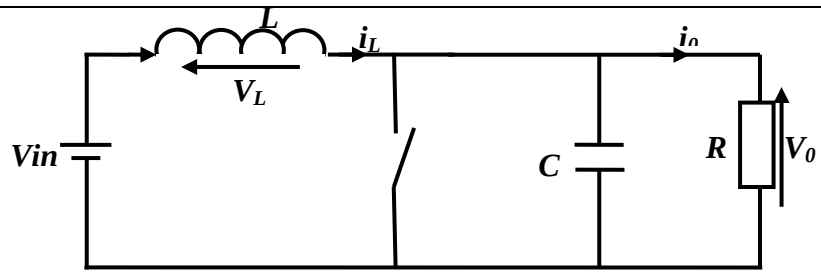


Fig. (3.15) : Hacheur parallèle avec l'interrupteur ouvert

On sait que la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle donc on a, en conduction continue :

- Pendant αT : $V_L = V_{in}$
- Pendant $(1-\alpha)\ T$: $V_L = V_{in} - V_0$

$$V_L = \frac{1}{T}\int_0^{\alpha T} V_{in}\, dt + \frac{1}{T}\int_{\alpha T}^{T} (V_{in} - V_0)\, dt \qquad (3.23)$$

$$0 = \alpha V_{in} + (V_{in} - V_0).(1-\alpha) \qquad (3.24)$$

$$\frac{V_0}{V_{in}} = \frac{1}{1-\alpha} \qquad (3.25)$$

Grâce à cette dernière expression (3.25), on peut voir que la tension de sortie est toujours supérieure à celle d'entrée (le rapport cyclique variant entre 0 et 1), qu'elle augmente avec ***α***, et que théoriquement elle peut être infinie lorsque **α** se rapproche de 1. C'est pour cela que l'on parle de survolteur. [38]

3.2.3. Le convertisseur série- parallèle (BUCK-BOOST) :

La troisième topologie de base de ce convertisseur (hacheur dévolteur-survolteur) est donnée par la figure (3.16). 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 transfert vers la charge via la diode. Dans ce cas, l'équation de la tension aux bornes de la charge décrivant le fonctionnement en conduction continue est donnée comme suit :

$$V_0 = \frac{\alpha}{1-\alpha} V_{in} \qquad (3.26)$$

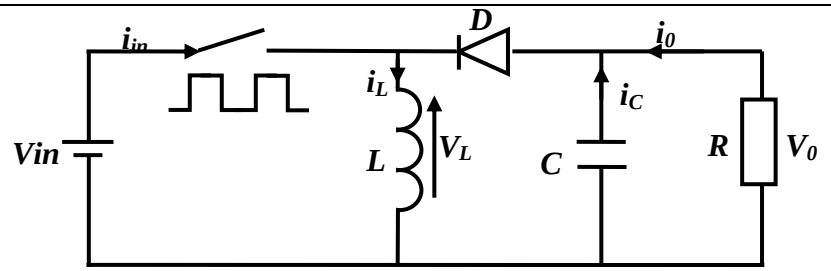


Fig.(3.16): Schéma de principe d'un hacheur série- parallèle

Les caractéristiques du courant et de la tension de charge sont données par la Figure (3.17). [39], [40]

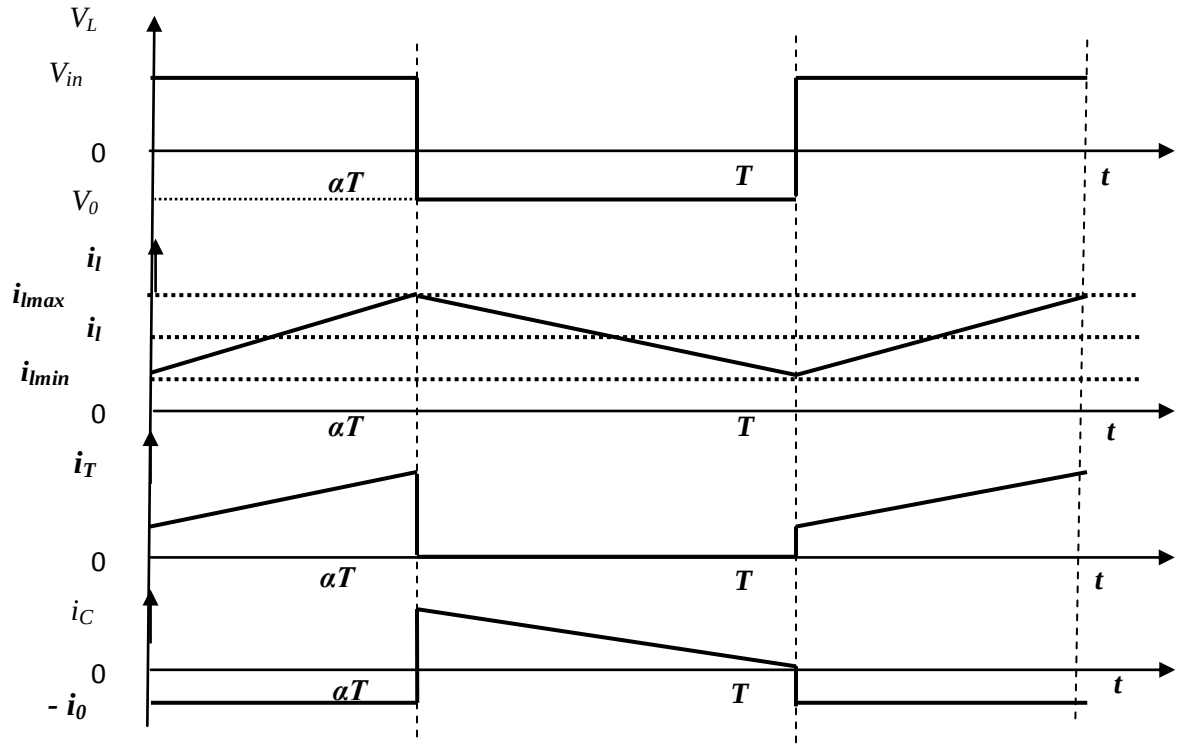


Fig.(3.17) : Caractéristiques de la tension et des courants du hacheur dévolteur-survolteur.

3.3. Techniques d'optimisation :

L'énergie photovoltaïque issue de la conversion de l'énergie solaire souffre d'un problème d'optimisation, du aux caractéristiques électrique non linéaire (courant-tension) des cellules photovoltaïques, ces caractéristiques dépendent essentiellement des conditions climatiques de rayonnement et température.

Dans le but d'améliorer le rendement du générateur photovoltaïque (PV) autrement dit maximiser la puissance délivrée à la charge reliée aux bornes du générateur ,plusieurs critères d'optimisation de l'efficacité du système étaient appliqués et des techniques étaient suivies pour avoir une bonne adaptation et un rendement élevé parmi ces techniques [41],on cite par exemple :

- la méthode perturb and observ(P&O).
- la méthode de conductance incrémentale (Inc.-Con).
- La méthode combinée (PO-CI).
- La méthode de la droite asymptotique de la courbe I(V).

3.3.1. Méthode de perturbation et d'observation (P&O) :

La méthode de perturbation et observation (P&O) est une approche largement répandue dans la recherche du MPPT parce qu'elle est une méthode itérative simple et exige seulement des mesures de V_{pv} et I_{pv} [42], elle peut dépister le point maximum de puissance même lors des variations brusques d'irradiation et de température.

Comme son nom l'indique, la méthode P&O fonctionne avec la perturbation de la tension V_{pv} et l'observation de l'impact de ce changement sur la puissance de sortie du panneau photovoltaïque.

L'algorithme de la méthode P&O est représenté par la figure (3.18)

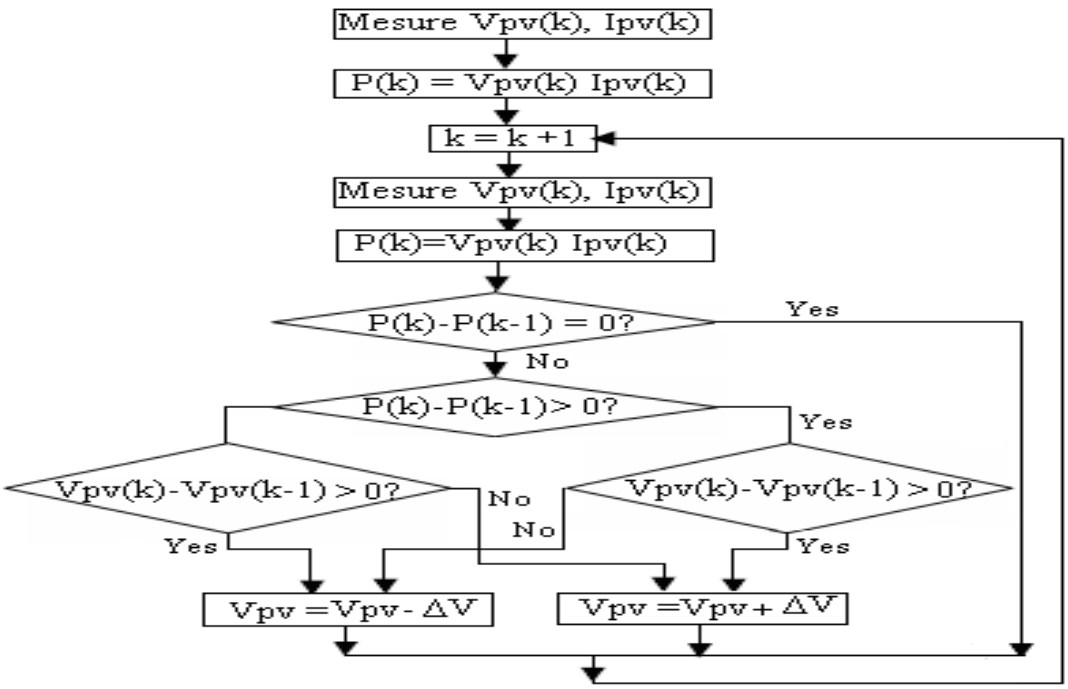


***Fig*.(3.18) :Organigramme de la méthode de perturbation et d'observation (P&O). [42]**

À chaque cycle, V_{pv} et I_{pv} sont mesurés pour calculer $P_{pv}(k)$. Cette valeur de $P_{pv}(k)$ est comparée à la valeur $P_{pv}(k-1)$ calculée au cycle précédent.

- Si la puissance de sortie a augmenté, V_{pv} est ajustée dans la même direction que dans le cycle précédent
- Si la puissance de sortie a diminué, V_{pv} est ajustée dans la direction opposée que dans le cycle précédent. V_{pv} est ainsi perturbée à chaque cycle de MPPT .

Quand le point de puissance maximale est atteint, V_{pv} oscille autour de la valeur optimale $V_{pv,mpp}$. Ceci cause une perte de puissance qui augmente avec le pas de l'incrémentation de la perturbation. Si ce pas d'incrémentation est large, l'algorithme du MPPT répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement.

D'autre part, si le pas est petit, les pertes, lors des conditions de changements atmosphériques lents ou stables, seront inférieures mais le système ne pourra pas répondre rapidement aux changements rapides de la température ou de l'irradiation. [42]

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 fausse comme représenté sur la figure (3.19)

Au commencement, la tension de fonctionnement du convertisseur est au point (**1**), qui est le point de puissance maximale.

Supposer qu'une perturbation déplace le point de fonctionnement vers le point (**2**). Pendant cette période de perturbation, l'éclairement a augmenté de E_1 à E_2. Ceci mène à une augmentation de la mesure de puissance de sortie du convertisseur de P_{pv1} à P_{pv2} .

Cependant, le point de puissance maximale à cet éclairement est au point (4), qui correspond à une puissance maximale $P_{pv,max}$, E_2.

Dans la perturbation suivante, l'algorithme de P&O incrémentera la tension de fonctionnement du convertisseur (MPPT) bien plus loin à droite vers le point (3), et encore une augmentation de la puissance du convertisseur sera mesurée si l'éclairement a augmenté de E_2 à E_3 avec le nouveau point de puissance maximale au point (5).

De cette façon, l'algorithme de P&O continuera à déplacer le point de fonctionnement du convertisseur plus loin du point maximum réel de puissance, et encore plus de puissance sera

perdue. Cet ajustement incorrect continuera jusqu'à ce que le changement de l'éclairement ralentisse ou se stabilise.

La première solution à ce problème est d'augmenter la vitesse d'exécution en employant un micro- contrôleur plus rapide.

La deuxième solution est de vérifier n'importe quel changement rapide d'irradiation en vérifiant la valeur de $\frac{dI_{pv}}{dt}$ et en neutralisant l'ajustement de tension si le changement de $\frac{dI_{pv}}{dt}$ dépasse une limite. [42]

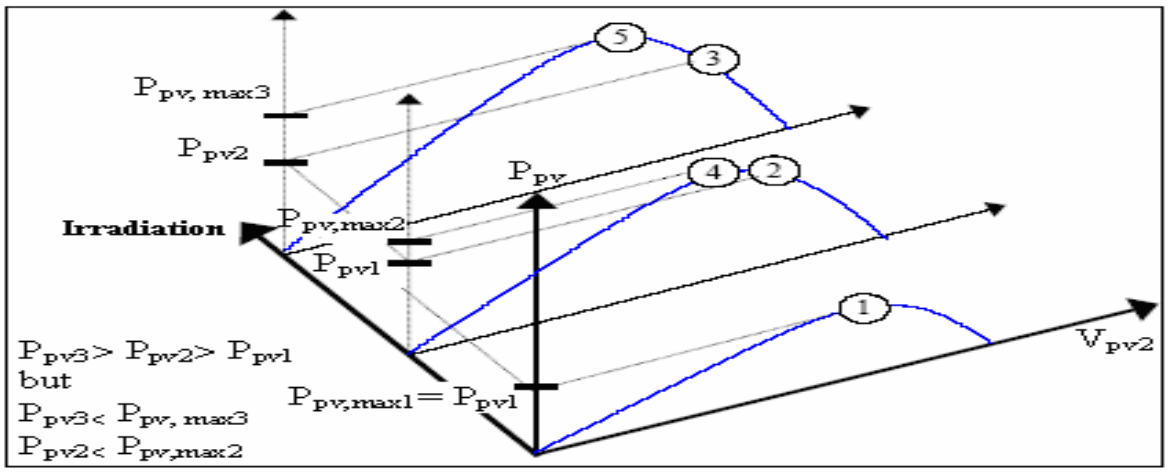


Fig.(3.19) Divergence de la méthode *P&O*[42]

3.3.2Méthode de l'incrémentation 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. [43]

Cette méthode est plus complexe par rapport la méthode de perturbation. [44]Elle est basée sur le fait que la dérivée de la puissance de sortie P_{pv} par rapport à la tension de panneau V_{pv} est égale à zéro au point maximum de puissance. La caractéristique P_{pv}-V_{pv} du panneau PV sur la figure (3.20) montre que cette dérivée est positive à gauche du point maximum de puissance et négative à droite du point maximum de puissance. [42]

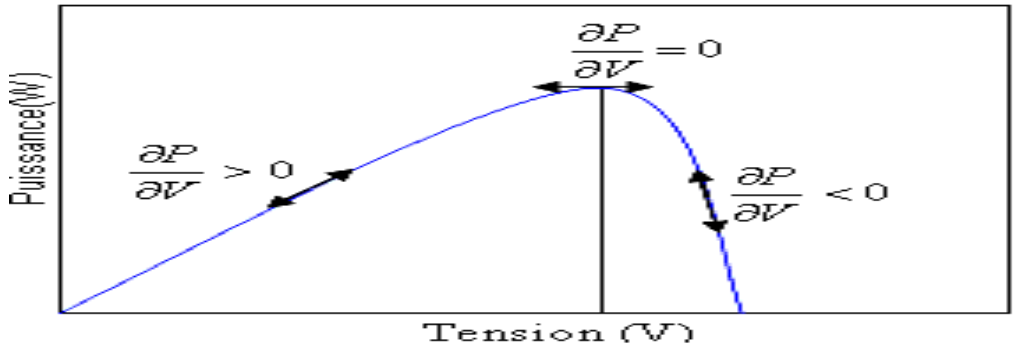


Fig. (3.20) : Caractéristique de la puissance [42]

Ceci mène à l'ensemble d'équations suivantes: [44, 45, 46]

✓ $$\frac{dp_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv}V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{PV} + V_{pv}\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \text{ au MPP} \quad (3.27)$$

✓ $$\frac{dp_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv}V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{PV} + V_{pv}\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \text{ à gauche du MPP} \quad (3.28)$$

✓ $$\frac{dp_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv}V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{PV} + V_{pv}\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \text{ à droite du MPP} \quad (3.29)$$

Ces équations peuvent être écrites comme :

- $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ au MPP
- $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ à gauche du MPP
- $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ à droite du MPP

Les équations ci-dessus peuvent être employées comme algorithme de commande pour commander le point de fonctionnement du convertisseur en mesurant l'accroissement de la conductance et la conductance instantanée du convertisseur $\mathrm{d}I_{pv}/\mathrm{d}V_{pv}$ et I_{pv}/V_{pv} respectivement.

L'organigramme [47] de l'algorithme de commande est montré sur la figure (3.21).

Il peut être plus difficile de mettre en application cette méthode que les méthodes précédentes parce qu'elle implique des divisions dans lesquelles les dénominateurs peuvent être égaux à zéro.

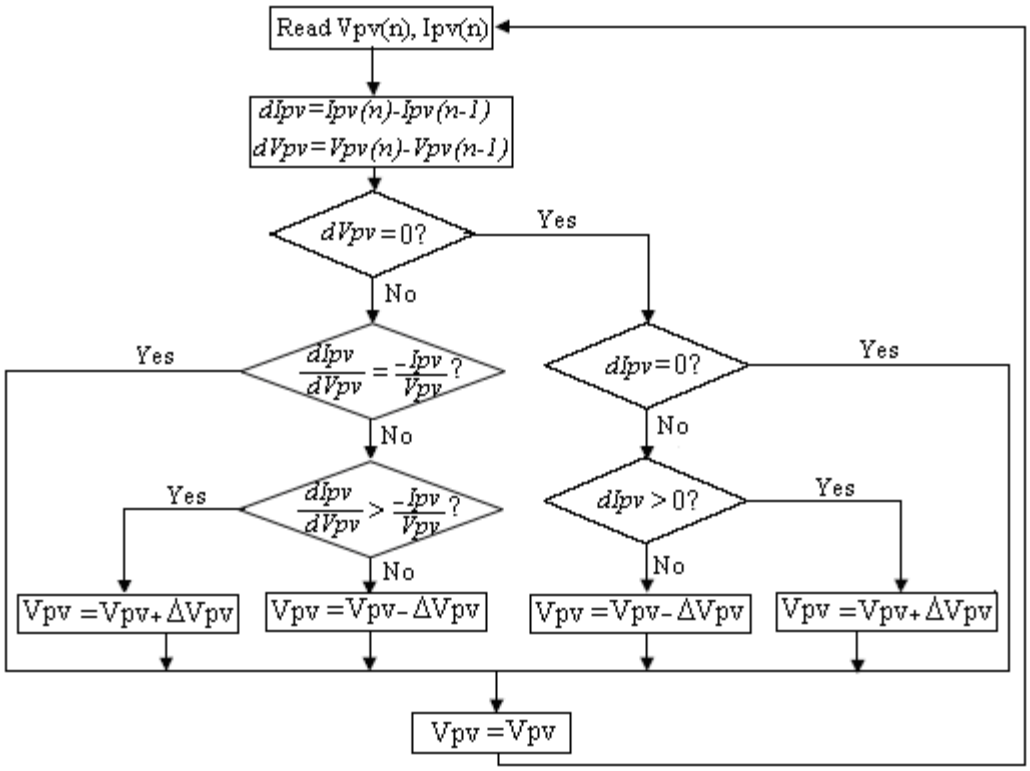


Fig. (3.21) : Algorithme de l'incrémentation de Conductance [47]

3.3.3. Combinaison entre les deux algorithmes (PO-CI) :

La méthode perturbations et observation est largement utilisée dans la recherche du point de puissance maximale parce que sa structure est simple, elle ne requiert que quelque mesures de paramètres, et elle est efficace dans le cas ou l'éclairement est faible ou dans le cas ou les ou les conditions atmosphériques sont constantes ou lentement variables.

En outre, la méthode de la conductance incrémentielle, est plus complexe, mais elle est plus efficace comparée à la méthode P&O pour un fort éclairement, ou pour changement brusque des conditions atmosphériques.

Enfin, un nouveau mode des deux algorithmes, qui combine le contrôle de la tension aux bornes des panneaux, pour un ensoleillement de moins de 35% de celui de référence, la méthode la méthode P&O est utilisée. Pour un ensoleillement supérieur à 35%, la méthode (Inc-con) est utilisée pour chercher le point de puissance maximale. [48]

3.3.4. La Méthode de la droite asymptotique de la courbe I(V).

La caractéristique I(V) admet à chaque point de fonctionnement, une asymptote dont la fonction est donnée par l'équation (3.30) Aussi; il es à souligner que la diode installée sur le circuit équivalent du module a été remplacée par une résistance dynamique R_d [49], figure (3.22)

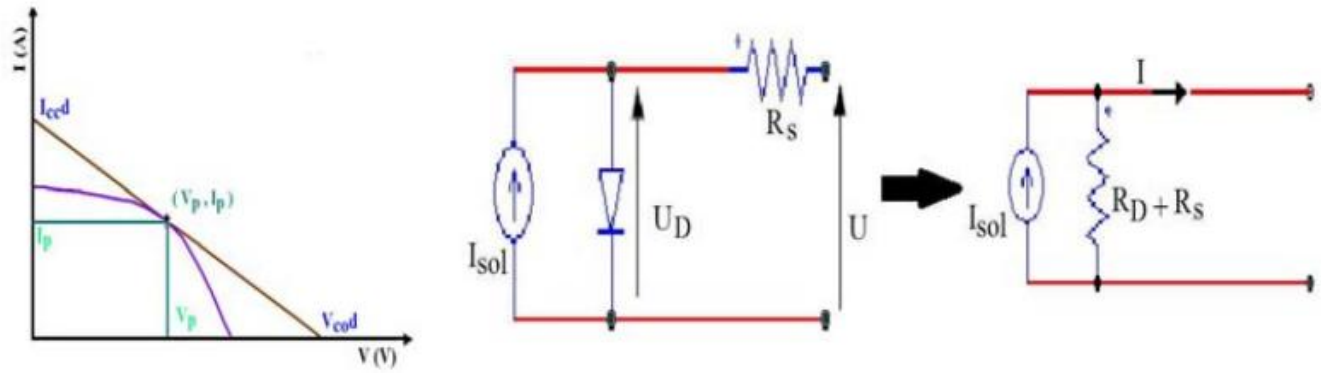


Fig. (3.22): Droites asymptotiques de la courbe caractéristique I(V) [49]

$$I = \left[\frac{dI}{dV}\right]_p \times V - \left[\frac{dI}{dV}\right]_p \times V_p + I_p \qquad (3.30)$$

- I_p : le courant optimal.
- V_p : la tension optimale.
- $\left[\frac{dI}{dV}\right]_p$: la dérivée au pont de puissance maximal.
- V_{cod} : est le point d'intersection de cette droite avec l'axe X(V).
- I_{cod} : est le point d'intersection de cette droite avec l'axe Y(I).

$$I_{ccd} = -\left[\frac{dI}{dV}\right]_p \times V_p + I_p \qquad (3.31)$$

$$V_{cod} = V_p - \left[\frac{dV}{dI}\right]_p \times I_p \qquad (3.32)$$

On note l'équation de la droite:

$$I = a \times V + b \qquad (3.33)$$

Avec, $a = -\frac{I_{ccd}}{V_{cod}}$ et $b = I_{ccd}$

Au point de fonctionnement optimal (MPP), on a la condition suivante:

$$\left[\frac{dI}{dV}\right] = -\frac{I}{V} \qquad (3.34)$$

On obtient les relations au point de fonctionnement max:

$$I = -\left[\frac{I}{V}\right] \times V + 2I_p \quad (3.35)$$

$$I_{ccd} = 2 \times I_p \text{ et } V_{cod} = 2 \times V_p \quad (3.36)$$

$$I_{ccd} \times V_{cod} - 4 \times V_p \times I_p = 0 \quad (3.37)$$

L'équation (3.3) donne la condition du point de puissance maximal.

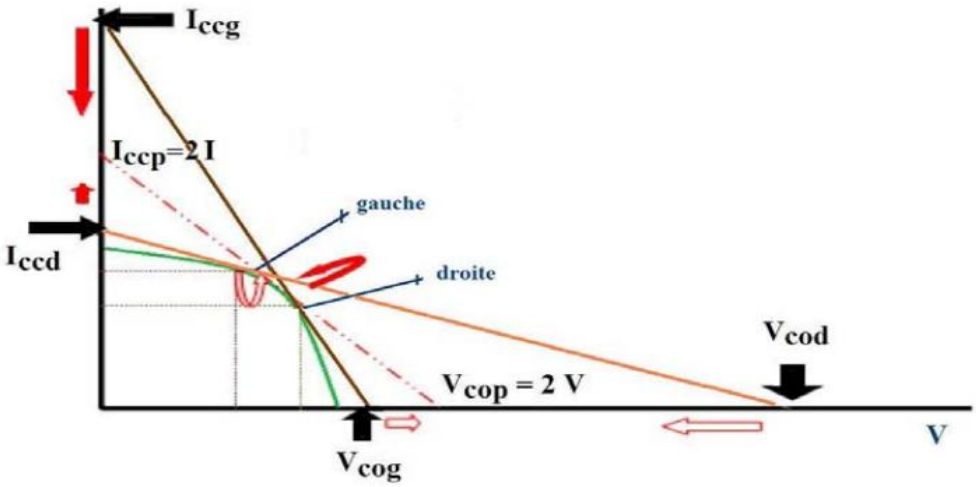


Fig. (3.23) : Variation des droites asymptotiques en fonction du point de fonctionnement [49]

L'approche consiste à réaliser et à tracer la droite asymptotique de la caractéristique I(V) , correspondant à des conditions données (température, éclairement….), le point (MPP) est déterminé donc à partir du tracé de l'asymptote de la caractéristique I(V).la droite est tracée par les deux points I_{ccd} et V_{cod}, ou le point MPP se trouverait à l'intersection de la caractéristique I(V) et de la droite asymptotique à cette caractéristique .le croissement entre la courbe caractéristique I(V) et les droites asymptotiques correspondantes est traduite par la condition (3.37).

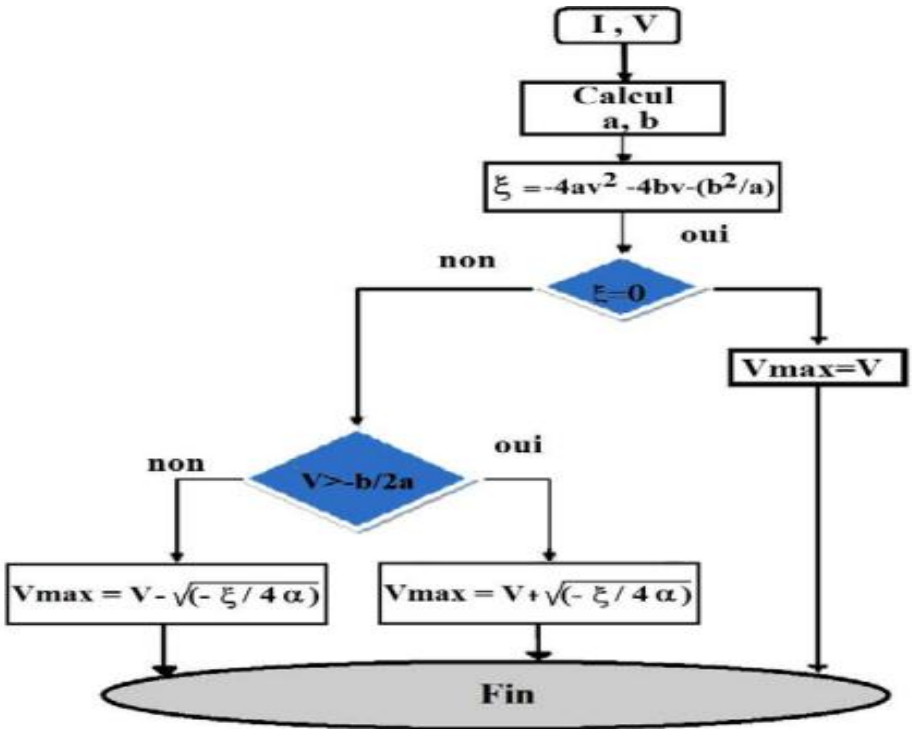


Fig. (3.24): Algorithme de MPPT asymptotique [49]

3.4. Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types des convertisseurs CC/CC spécialement le hacheur boost utilisé dans notre application, ainsi les différentes techniques d'optimisation et nous avons basé sur la technique P&O.

4.1. Introduction:

Une pompe à énergie solaire est une pompe ordinaire munie d'un moteur électrique. Pour générer sur place l'électricité nécessaire au moteur, un panneau solaire convertit l'énergie du soleil en courant électrique continu. Comme les panneaux solaires génèrent un courant électrique continu, on doit utiliser une pompe à énergie solaire équipée d'un moteur à courant continu, à moins d'y ajouter des composants électriques supplémentaires. Si la pompe possède un moteur à courant alternatif, il faut lui ajouter un convertisseur pour transformer le courant continu produit par le panneau solaire en courant alternatif. En raison de la complexité de cette solution, des coûts supplémentaires qu'elle exige et de l'efficacité réduite des systèmes à courant alternatif, la plupart des pompes à énergie solaire sont équipées d'un moteur à courant continu. [50]

Le groupe motopompe se décompose en deux parties :

- Le moteur, immergé ou hors d'eau, est à courant alternatif ou continu. Dans le premier cas, sa conception se rapproche des moteurs standards utilisés sur le réseau électrique. Dans le second, ils peuvent être à balais ou à commutation électronique.
- La pompe est centrifuge ou volumétrique. Les atouts et limites de chaque technologie sont précisés. [51]

4.2. Moteur a courant continu:

Les machines à courant continu sont de types réversibles car le transfert d'énergie est bidirectionnel comme indiqué sur la figure (4-1). [52]

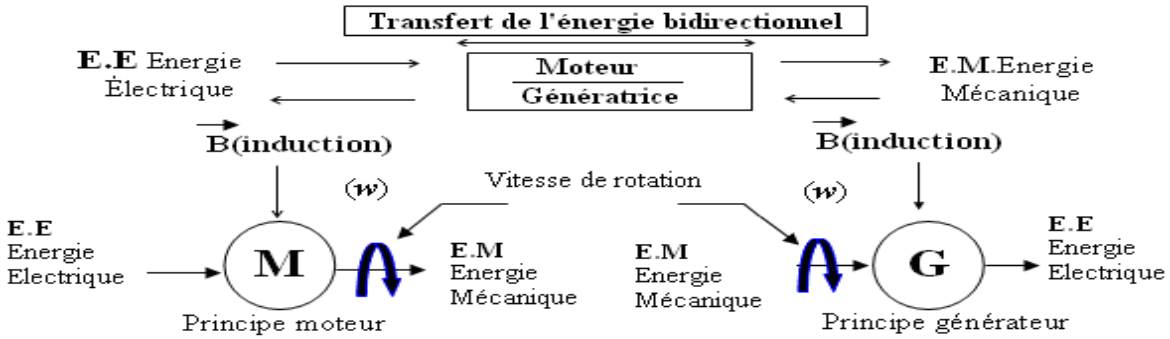


Fig. (4.1): Principes d'une machine à courant continu [52]

4.3. Principe de fonctionnement:

Le courant d'excitation (J) traversant les bobines inductrices qui sont portées par les noyaux polaires créent dans l'entrefer «δ», un champ magnétique d'induction «**B**».

Les lignes de champ se referment d'une part par le fer de l'induit et d'autre part par la culasse et le fer des noyaux polaires.

Le système «balais-collecteur» ou commutateur tournant permet à chaque instant d'additionner toutes les FEM de même signe et d'obtenir une FEM redressée qui est unidirectionnelle

Comme on vient de le présenter plus haut, donc le bobinage induit d'une machine à courant continu qui est tournant dans le champ d'induction «B», produit par les bobines inductrices, est le siège de ''F.E.M alternatives'' .Fig.(4.2) [52]

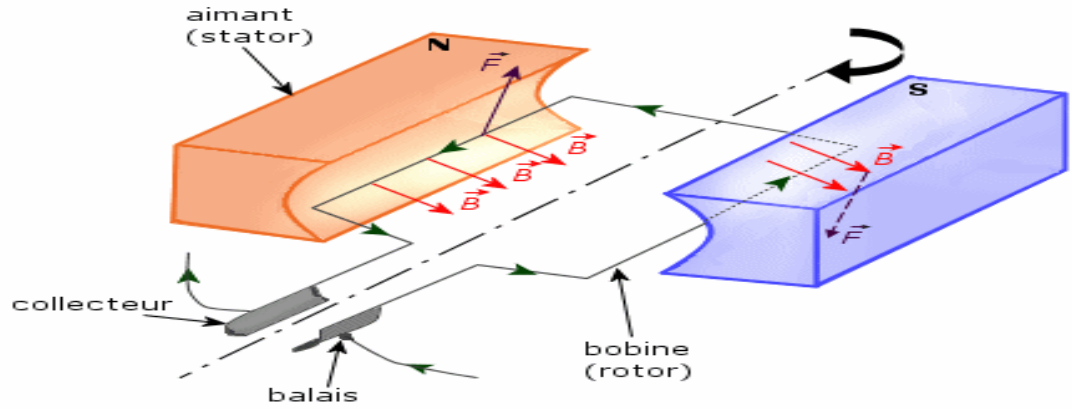


Fig. (4.2):Schéma en coupe d'un moteur électrique [53]

4.4. Les différents types de moteurs à courant continu:

Il y a différents modèles de moteur à courant continu MCC:

4.4.1. Moteurs cc à excitation séparée:

L'enroulement de champ (ou du stator) comporte un nombre de spires relativement élevé, ce qui réduit l'intensité du courant nécessaire à la production d'un champ intense du stator Figure (4.3). Il est raccordé à une alimentation cc. Séparée, rendant ainsi le courant inducteur indépendant du courant qui alimente la charge ou l'induit. [54].Ces moteurs se caractérisent par une excellente régulation de la vitesse, car ils se prêtent parfaitement au réglage de la vitesse par variation du courant inducteur.

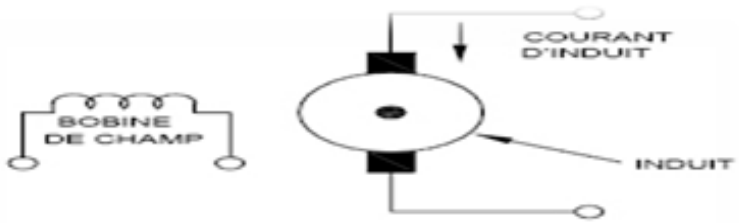


Fig. (4.3): Moteurs cc à excitation séparée [54]

4.4.2. Moteurs cc à excitation série:

L'enroulement inducteur comporte un nombre de spires relativement peu élevé et il est raccordé en série avec l'induit Figure (4.4). Du fait qu'il est traversé par le plein courant de l'induit, l'intensité du champ magnétique augmente avec la charge et le courant d'induit. [54]

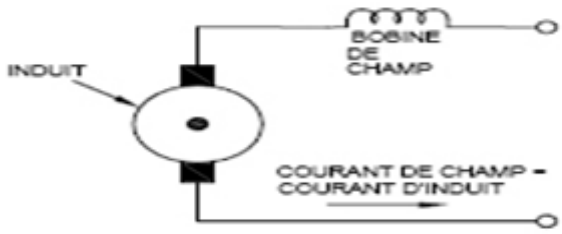


Fig. (4.4) : Moteur cc à excitation série [54].

Ces moteurs se caractérisent par un couple de démarrage très élevé. La régulation de vitesse est difficile à assurer et ils ont une vitesse à vide très élevée.

4.4.3. Moteurs cc à excitation compound

Le moteur cc. à excitation compound comprend à la fois un enroulement inducteur série et un enroulement inducteur shunt qui sont en général raccordés de façon à ce que leurs champs s'additionnent Figure (4.5).

Cette disposition à deux enroulements permet d'obtenir des caractéristiques qui sont intermédiaires entre celles du moteur à excitation shunt et celles du moteur à excitation série.

La régulation de la vitesse est meilleure que dans le moteur à excitation série. [54]

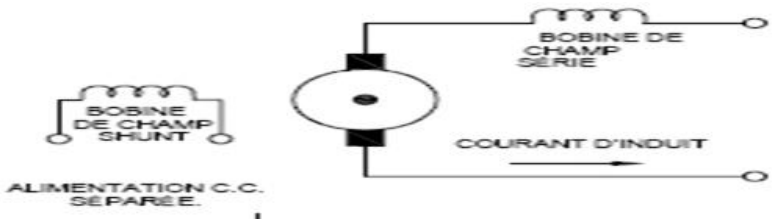


Fig. (4.5) : Moteur cc à excitation compound. [54]

4.4.4. Moteurs cc à aimants permanents

Dans ces moteurs, on emploie non plus des enroulements inducteurs mais des aimants permanents pour engendrer le champ magnétique du stator Figure (4.6).

Les aimants permanents assurent une intensité de champ constante, les caractéristiques de ces moteurs étant voisines de celles du moteur cc. à excitation shunt.

On utilise souvent les moteurs ccs à aimants permanents dans des applications de faible puissance, et en particulier dans celles fonctionnant sur batteries (par ex. moteurs d'essuie-glace).

Toutefois, compte tenu des récents progrès dans la technologie des aimants, les moteurs à aimants permanents pourraient atteindre des puissances supérieures à 200 HP. [54]

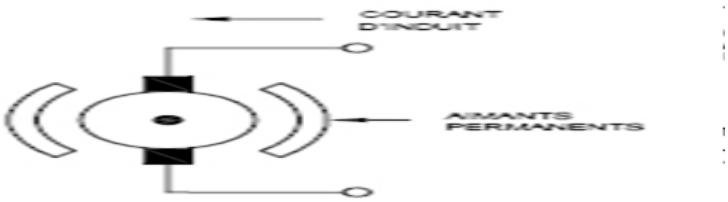


Fig. (4.6) : Moteur cc à aimants permanents [54].

4.5. Modélisation d'un moteur à aimant permanent sans balais :

La modélisation du moteur est réalisable à partir des équations de base de la machine à courant continu. [11]

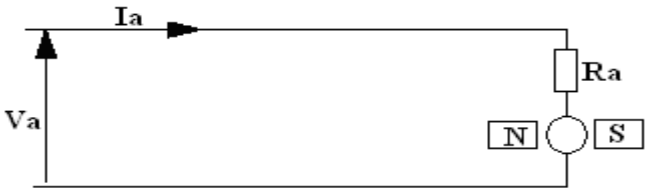


Fig. (4.7):machine à courant continu à aimant permanent.

$$Va = Ra \cdot Ia + La \cdot \frac{d(Ia)}{dt} + \omega.ke \tag{4.1}$$

$$Ce = kt \cdot Ia \tag{4.2}$$

$$Ce - Cr = j_m \frac{d(\omega)}{dt} \tag{4.3}$$

- ke, kt: constantes de tension et de couple de moteur.
- Ia: le courant d'armature de moteur.
- Ra: la résistance de circuit d'armature de moteur.
- Ce: le couple électromagnétique de moteur.
- Cr: le couple résistant de moteur.

- ω: La vitesse d'axe de moteur.

4.5.1. Simulation de moteur CC à aiment permanent par psim9.3.3:

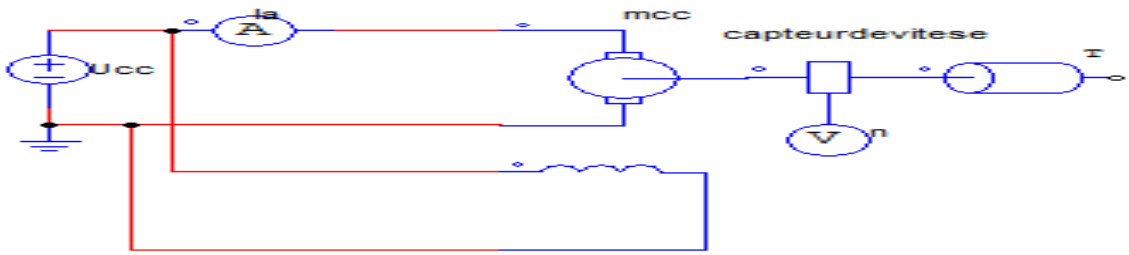


Fig. (4.8): Simulation de moteur CC à aiment permanent psim9.3.3

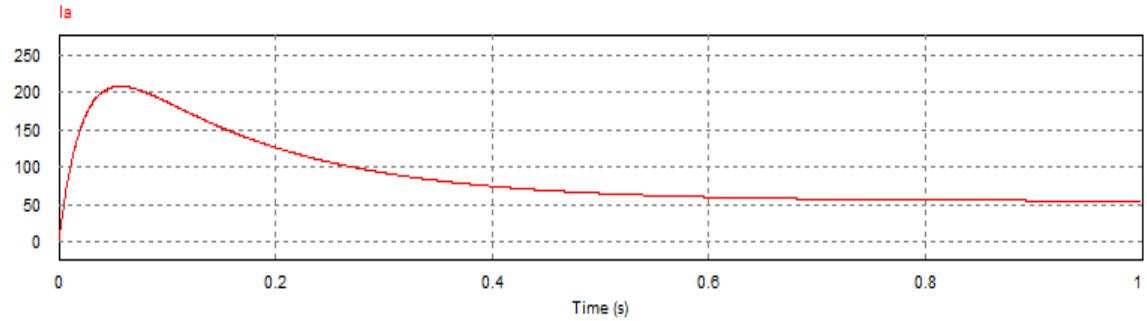


Fig. (4.8.1):Variation de courant du moteur

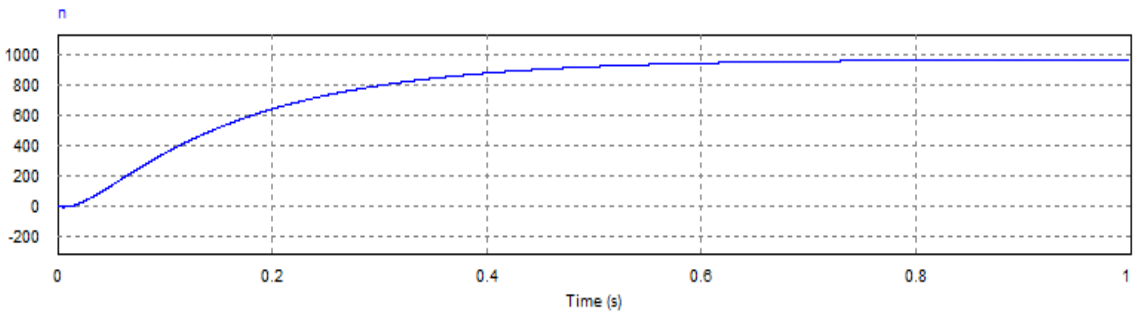


Fig. (4.8.2): Variation de la vitesse du moteur

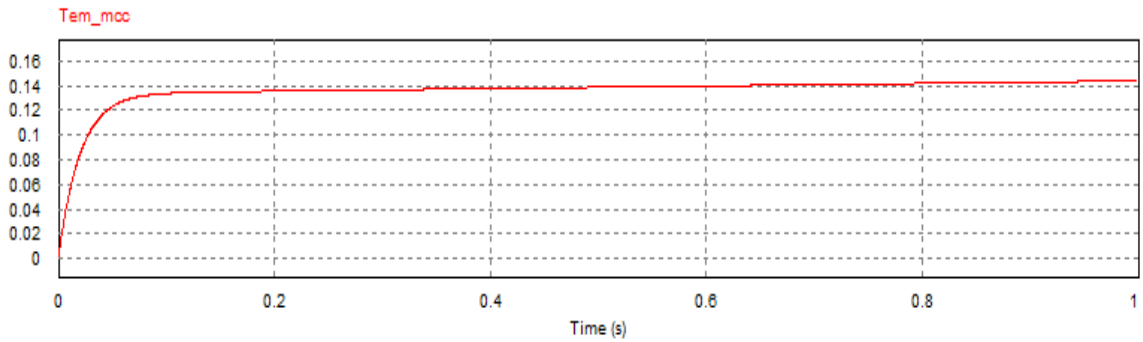


Fig. (4.8.3): Variation de couple électromécanique

4.6. Les pompes:

Une pompe 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 [10] .

La pompe avec batterie permet de s'affranchir des aléas du soleil et des problèmes d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et motopompe peuvent se faire à la demande, lorsque les utilisateurs en ont besoin, ou permettre un pompage régulier durant toute la journée. Dans ce dernier cas, l'utilisation d'un réservoir de stockage pour l'eau sera nécessaire afin de pouvoir fournir à la demande d'eau .Toutefois, l'utilisation des batteries comporte davantage de composants qui influent sur la fiabilité et le cout global du système .Les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent en outre un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge [10] .

Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables .Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30% de la production d'énergie.

Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple ,plus fiable et moins couteux qu'un système avec batterie .Le stockage se fait de manière hydraulique ,l'eau étant pompée , lorsque 'il ya suffisamment d'ensoleillement ,Dans un réservoir au-dessous du sol .Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin .Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours .Ce réservoir ne requiert pas un entretien complexe et facile à réparer localement.[23]

4.7. Classification des pompes

4.7.1. La pompe volumétrique:

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à la l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement

Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme .Les deux derniers types sont utilisés dans les puits ou les forages profonds (plus de 100mètres).L'entrainement est habituellement assuré par un arbre de transmission très long, à partir d'un moteur électrique monté en surface [10] .

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 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 proportionnel à la vitesse .C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondes et à petit débit d'eau .On les utilisent 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

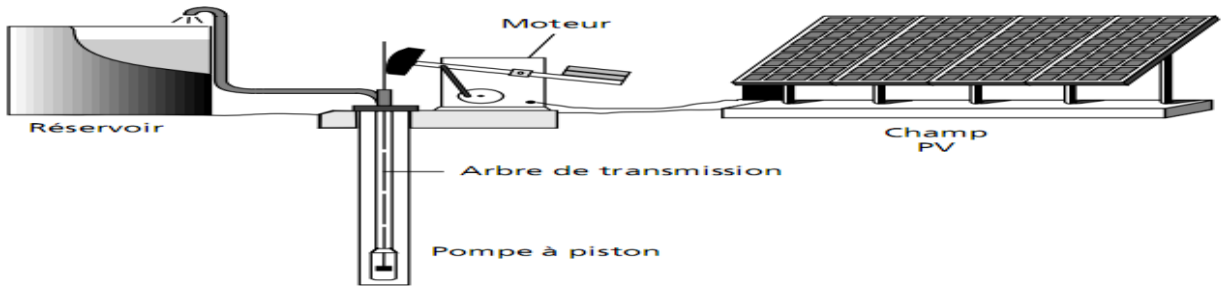
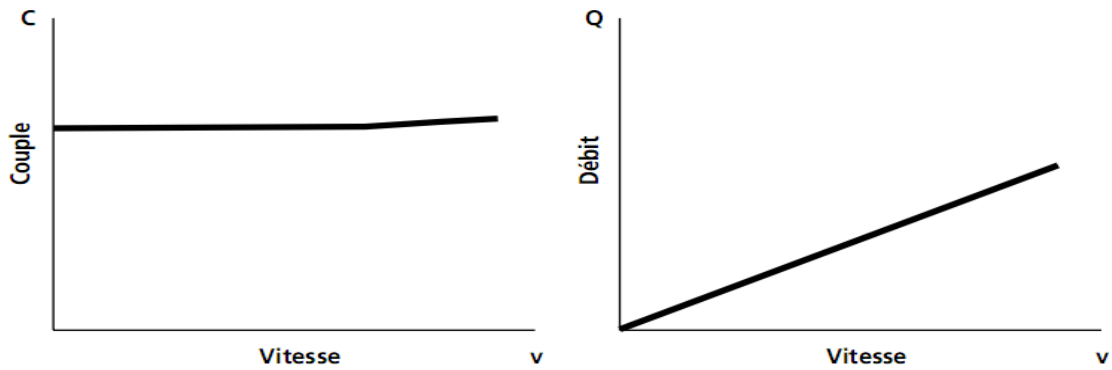


Fig. (4.9): pompage photovoltaïque avec pompe volumétrique [10]

4.7.1.1. Caractéristiques d'une pompe volumétrique:



a) Le couple est pratiquement constant en fonction de la vitesse.

b) Le débit est proportionnel à la vitesse.

Fig. (4.10): caractéristiques d'une pompe volumétrique [10]

4.7.2. Pompes centrifuges :

Le mouvement du liquide est rigoureusement normal à l'axe, car il pénètre au centre de la roue et est projeté vers l'extérieur par l'action combinée de la force centrifuge et des aubes du rotor. La volute du corps transforme la vitesse acquise par le liquide en pression.

Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante.

4.7.2.1. Constitution d'une pompe centrifuge:

Une pompe centrifuge est construite pour répondre à des conditions précises de fonctionnement (dédit Q à élever à une hauteur Hm). D'une façon générale, une pompe comporte figure (4.11) [23]

- Un distributeur fixe, le plus souvent réduit à une simple tubulaire profilée, qui donne au fluide une vitesse et une direction convenables, etconduisant ce dernier depuis la section d'entrée de la machine jusqu'à l'entrée de la roue .Le distributeur est généralement constitue par un cône convergent qui permet de réaliser une meilleure disposition des filets liquides en améliorant le parallélisme et l'égalité des vitesses.

Il est précédé, à l'amont par la canalisation d'aspiration;

- Une roue (impulser), placée sur l'arbre de la pompe appelée aussi rotor (mobile) qui est l'élément actif de la pompe, son rôle est de transformer l'énergie mécanique appliquée à l'arbre en énergie hydrodynamique (énergie de pression et énergie cinétique).
- Un diffuseur fixe qui transforme l'énergie cinétique du fluide à la sortie de la roue en énergie de pression (énergie potentielle). [15]

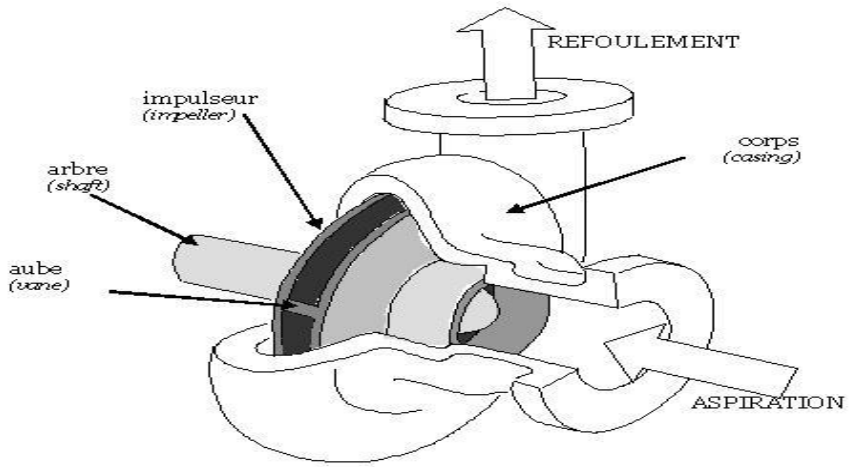


Fig. (4.11): Schéma de principe d'une pompe centrifuge [55]

4.7.2.2. Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge:

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge est basé sur le principe suivant:

Lorsque la pompe est pleine d'eau, sous l'effet de la rotation de la turbine entraînée par le moteur, l'eau qui arrive dans la région axiale est projetée à la périphérie et de ce fait, engendre une dépression. Cela provoque un appel des tranches suivantes et par suite, un écoulement

continu de la veine liquide. Cette dernière est recueillie par la volute ou par le diffuseur et dirigée dans la conduite de refoulement. [5]

4.7.2.3. Relations fondamentales:

4.7.2.3.1. Débit:

Le débit (Q) est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donnée .En pompage, le débit est habituellement donnée en litres/heure (L/H).en pompage solaire le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m^3 par jour (m^3/j). [56]

4.7.2.3.2. Hauteur manométrique totale(HMT):

La hauteur manométrique totale est la somme algébrique des quatre quantités suivantes:

- **Hg**: hauteur géométrique, égale à la différence de hauteurs entre les niveaux libres du liquide coté aspiration et coté refoulement

- $\frac{Pa-Pe}{\rho g}$**:** Différence de pression entre les nivaux du liquide coté aspiration et coté de refoulement en cas de réservoir fermés.
  - $\boldsymbol{\rho}$**:** masse volumique de l'eau (Kg/m^3).
  - **g :**accélérationde la pesanteur (m/s^2).
- $\Delta \boldsymbol{H}$: sommes de toutes les pertes de charges dans les tuyauteries d'aspiration et de refoulement (tuyauteries, vannes, accessoires).
- $\frac{Va^2-Ve^2}{2g}$**:** Différence de vitesses

Il en résulte la hauteur manométrique totale:

$$HMT = Hg + \frac{Pa-Pe}{\rho g} + \frac{Va^2-Ve^2}{2g} + \Delta H \quad (4.8)$$

En pratique la différence de vitesses étant négligée et pour le cas des réservoirs ouverts l'équation se réduit

$$HMT = Hg + \Delta H \quad (4.9)$$

4.7.2.3.3. Rendement:

Comme toute machine entrainée, une pompe consomme une puissance supérieure à celle qu'elle fournit, le rendement d'une telle machine est le rapport de la puissance hydraulique acquise à celle disponible sur l'arbre [56]

$$\eta = \frac{\rho \times g \times HMT \times Q}{P_{ab}} \quad (4.10)$$

- **Q**: débit (m^3/h)

- $\mathbf{P_{ab}}$: puissance fournie par le moteur

Le rendement d'une telle pompe tient compte de trois types de pertes qui règnent à l'intérieure de la machine.

4.7.2.3.4. Pertes de charges :

Ces pertes sont de nature hydrodynamique, exprimées comme fonction quadratique du débit Q .Elles se divisent en [56]:

4.7.2.3.4.1. Pertes par frottement : ayant lieu dans le rotor et dans les parties fixes. Ces pertes sont exprimées en:

$$H_{fr} = K_{fr} Q^2 \quad (4.11)$$

- K_{fr} :Coefficient de perte de charge relatif à la pompe.

4.7.2.3.4.2. Pertes par chocs : ayant lieu à l'entrée de la roue (au contact du liquide avec les aubes), et l'entrée du diffuseur .Ces pertes peuvent-être exprimées comme suit [56]:

$$H_{ch} = K_c (Q - Q_0)^2 \quad (4.12)$$

$$Q_0 = 2\pi R_1 K_1 b_1 \tan(\beta_1)\omega \quad (4.13)$$

- $\boldsymbol{K_c}$: Coefficient de pertes de charge relatif à la pompe.
- $\mathbf{K_1}$:Coefficient correcteur dépendant des dimensions de la pompe.
- $\mathbf{Q_0}$**:** est le débit pour lequel ces pertes sont pratiquement nulles, il est proportionnel à la vitesse de la pompe .Plus le débit s'éloigne de cette valeur, ces pertes de charge deviennent proportionnelles au carrée de la différence de ces débits

On définit le rendement hydraulique

$$\eta_H = \frac{H_p}{H_t} = \frac{H_p}{H_p + \Delta H} \quad (4.14)$$

- $\mathbf{H_p}$:Hauteur réelle.
- $\mathbf{H_t}$**:**Hauteur théorique
- $\Delta\mathbf{H}$**:** Les pertes de charges dans les tuyauteries d'aspiration et de refoulement.

4.7.2.3.5. Pertes de fuites:

Entre la partie mobile et la partie fixe ont lieu desfuites ou plus exactement un retour du fluide à l'aspiration dû à une différence de pression .on constate première approximation que ces fuites sont pratiquement constantes pour une pompe tournant à une vitesse donnée .le débit de fuites ne dépasse guerre 2a 6% du débit ou point d'adaptation et peut-être approximé par [56]

$$q = K_f A_f \sqrt{3(U_2^2 - U_1^2)} \quad (4.15)$$

OÙ:

- $\boldsymbol{K_f}$: Coefficient de débit
- $\boldsymbol{A_f}$: Section de passage de la garniture d'étanchéité
- **U_1, U2** : Désignent respectivement les vitesses linéaires d'entrainement à la sortie de la roue.

On définit alors le rendement volumétrique

$$\eta_v = \frac{Q}{Q+q} \qquad (4.16)$$

4.7.2.3.6. Pertes mécaniques:

Lors de la rotation de la roue, les frottements au niveau des paliers etles presses étoupes absorbent une certaine puissance P_{ex} appelés pertes externes .Aces pertes viennent s'ajouter les pertes par frottement Pi se produisant entre le fluide et les surfaces extérieures des flasques .Ces pertes mécaniques ne dépassent pas 2à 3% de la puissance absorbée au point d'adaptation et sont exprimées par: [56]

$$P_i = K_i \rho \omega R_2^3 \qquad (4.17)$$

Ou

- $\boldsymbol{K_i}$:Une constante fonction du nombre de Reynolds

On définit le rendement mécanique

$$\eta_m = \frac{P_{ah}}{P_{ah} + P_{ex} + P_i} \qquad (4.18)$$

Ou:

- **P_{ah}**: Puissance hydraulique absorbée (ou puissance utile à la conversion)

Ou encore

$$\eta_m = \rho g \frac{H_t(Q+q)}{T\omega} \qquad (4.19)$$

- **T**: couple de torsion sur l'arbre de la pompe
- **ω**:vitesse angulaire de la pompe

Le rendement global de la pompe est définit par:

$$\eta = \eta_H \times \eta_V \times \eta_M \qquad (4.20)$$

4.7.2.4. Caractéristiques de la pompe centrifuge:

4.7.2.4. 1.Caractéristiques débit- vitesse:

Le débit de cette pompe est proportionnel à la vitesse de rotation du moteur. Toutefois il faut une vitesse minimale à une Hm donnée pour obtenir un débit.**[34]**

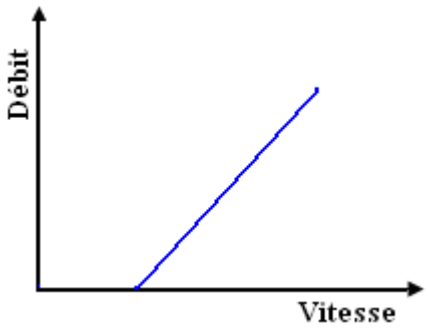


Fig. (4.12):Caractéristiques débit- vitesse d'une pompe centrifuge. [23]

4.7.2.4. 2.Caractéristiques débit- hauteur:

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

Les constructeurs sont en mesure de fournir au client les courbes Q(Hm) maximale et minimale correspondant aux diamètres maximal et minimal possibles de la roue. [23]

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge met en jeu trois(3) paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse:

$$f(H, Q, \omega) = 0 \qquad (4.21)$$

Pour résoudre ce système d'équation, on considère généralement la vitesse constante.

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

$$H = H_s + \Delta H \qquad (4.22)$$

- $\boldsymbol{H_s}$:Hauteur statique qui est la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puits jusqu'au point le plus élevé depuis lequel on doit pomper l'eau.
- $\Delta \boldsymbol{H}$:La somme des pertes linéaires et les pertes singulières

4.7.2.4.2.1. Pertes de charge linéaires:

Appelées aussi pertes de charge régulières dues aux frottements sont causées par l'intersection entre le fluide en déplacement et la paroi de la conduite plus ou moins rugueuses

La formule générale de la perte de charge linéaire en pression ΔP_L donnée par

$$\Delta P_L = \lambda \times \rho \times \frac{L}{D} \times \frac{V^2}{2g} \qquad (4.23)$$

Ou:

- $\boldsymbol{\lambda}$:Coefficientdes pertes de charge linéaires, $\lambda = \frac{0.309}{log\,(\frac{R_e}{7})^2}\, et\ R_e : nombre\ de\ reynolds$

- $\boldsymbol{\rho}$: la masse volumique du fluide.

- $\boldsymbol{L}$:La longueur d'un tronçon de conduite (m).

- $\boldsymbol{D}$:Le diamètre d'un tronçon de conduite (m).

- $\boldsymbol{V}$: La vitesse d'écoulement dans la conduite.

- $\boldsymbol{g}$: L'accélération de la pesanteur (m/s).

On l'exprime aussi en hauteur de fluide ΔH_L

$$\Delta \mathrm{H_L} = \lambda \times \frac{\mathrm{L}}{\mathrm{D}} \times \frac{\mathrm{V}^2}{2\mathrm{g}} \qquad (4.24)$$

La vitesse d'écoulement V dans la conduite a comme expression:

$$\mathrm{V} = \frac{4\mathrm{Q}}{\pi \mathrm{D}^2} \qquad (4.25)$$

Q: Le débit (m^3/s)

La perte de charge peut aussi s'écrire en fonction du débit

$$\Delta \mathrm{H_L} = \frac{8\lambda \mathrm{L}}{\mathrm{g}\pi^2 \mathrm{D}^5} \mathrm{Q}^2 \qquad (4.26)$$

4.7.2.4.2.2.Pertes de charge singulières:

Appelées aussi les pertes de charge locales causée par des objets de géométrie complexe telle que des coudes, des robinets, des jonctions, des raccords, des clapets et des robinets –vannes.- Les pertes de charge singulières apparaîtront donc à chaque changement de direction (coude) de vitesse (élargissement, rétrécissement), à chaque séparation ou jonction et enfin à chaque entrée/sortie.

La perte de charge singulière en pression ΔP_S est donnée par

$$\Delta \mathrm{P_S} = \xi \times \rho \times \frac{\mathrm{V}^2}{2\mathrm{g}} \qquad (4.27)$$

On exprime aussi en hauteur de colonne de fluide

$$\Delta H_S = \xi \times \frac{V^2}{2g} \quad (4.28)$$

Ou

$$\Delta H_S = \xi \times \frac{8}{g\pi^2 D^4} \quad (4.29)$$

- **ξ**:Coefficient de perte de charge singulière dont la valeur change suivant la nature de l'accessoire (sans dimension).

Dans le tableau on donne une série ξ pour différentes accessoires.

Tableau (4.1) : Coefficient de perte de charge singulière pour différents accessoires**.[57]**

Accessoires	**Coefficient** ξ
Jonction du réservoir à tuyauterie	**0.5**
Jonction de tuyauterie au réservoir	**1**
Coude 45°	**0.35 à0.45**
Coude 90°	**0.5 à0.75**
Tés	**1.5 à 2**
Vanne de contrôle (ouverte)	**3**

La hauteur dynamique est la somme des deux pertes :$H_d = \Delta H_L + \Delta H_s$

$$H_d = \left(\lambda \frac{L}{D} + \xi\right)\left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g}\right) = K_p Q^2 \quad (4.30)$$

- $\boldsymbol{K_p}$:Constante de la canalisation**.**

Dans cette application, elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale H en fonction de débit Q. En prenant comme paramètre la vitesse de rotation du moteur, le modèle utilisé est identifié par l'expression de "PELEIDER-PETERMAN "

$$HMT = C_1\omega^2 - C_2\omega Q - C_3 Q^2 \quad (4.31)$$

Avec : C_1,C_2, C_3: des constants propre de la pompe donnée par le constricteur.

- ω : La vitesse (rad/sec)

- ***HMT*** : la hauteur (mètre)
- **Q** : débit (l/min)

Lorsque la quantité d'eau est nulle, cela se manifeste par le phénomène de ′barbotage′ qui se traduit par la hauteur de barbotage H1 et l'équation précèdent devient comme suit :

$$H_1 = C_1\omega^2 \qquad (4.32)$$

Le point d'intersection de La courbe Hm(Q) avec l'axe des ordonnées est le point à débit nulle, On l'appelle point à vanne fermée ou encore point de barbotage.

Pour une vitesse donnée l'intersection entre les deux caractéristiques représente le point de fonctionnement de la pompe.

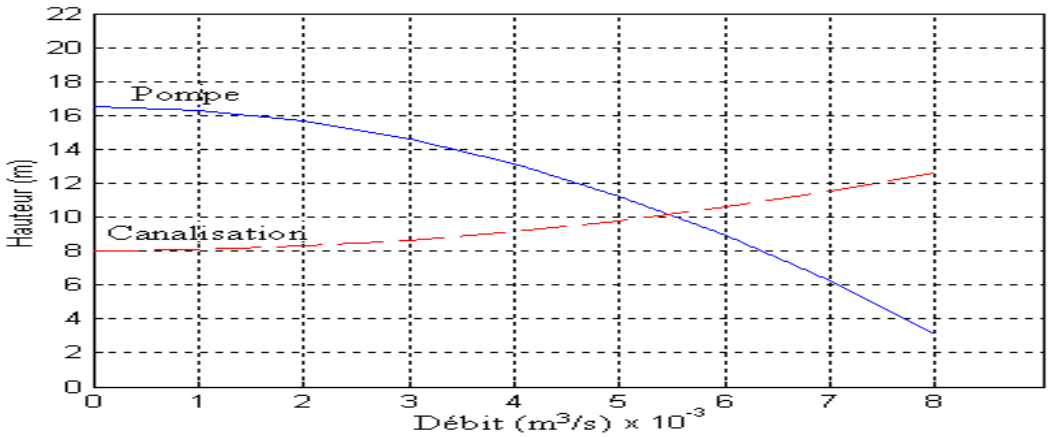


Fig. (4.13) :Caractéristiques de la pompe Hm(Q) et de la canalisation. [23]

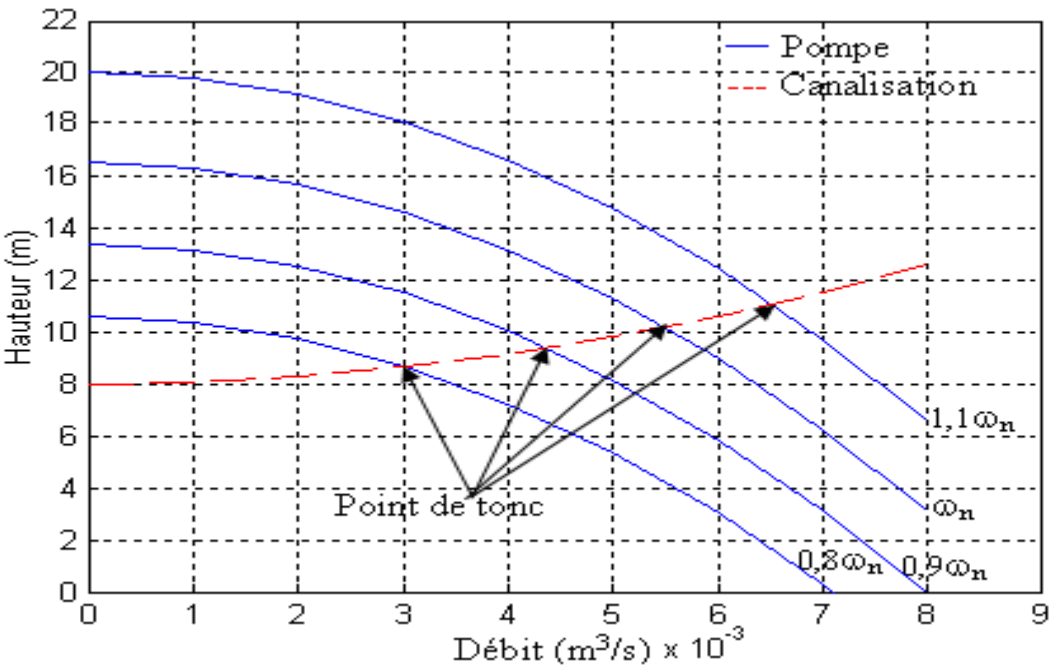


Fig. (4.14): Courbe Hm(Q) de la pompe utilisée pour différentes vitesses [23] .

4.7.2.4.3. Caractéristique de la puissance:

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide en vue de son déplacement d'un point à un autre. [6]

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

$$P_h = \rho \ g \ Q \ Hm \qquad (4.33)$$

Où:

- ρ : La masse volumique de l'eau étant de 1000kg/ m^3
- **g**: Accélération de la pesanteur (9,81m^2/s)
- **Q**: Dédit d'eau ; Hm : Hauteur manométrique totale.

La courbe de la figure (4.15), des puissances absorbées pour les différents débits est une branche de parabole qui peut présenter un maximum dans la plage utilisable. Cette dernière forme de courbe permet d'éviter une surcharge du moteur si les conditions d'utilisation de la pompe sont appelées à varier.

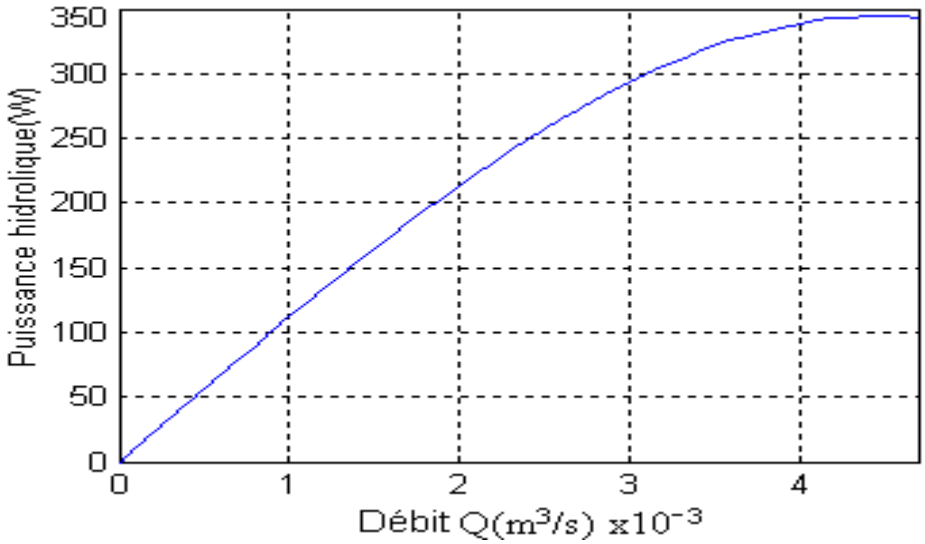


Fig. (4.15):Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge. [23]

4.7.2.4.4. Caractéristique de 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: [9]

$$\eta_h = \frac{P_h}{P_{ab}} \qquad (4.34)$$

Généralement le rendement maximal du groupe motopompe ne dépasse pas 72%.Le schéma de la figure (4.16) présente les valeurs de rendement d'une pompe

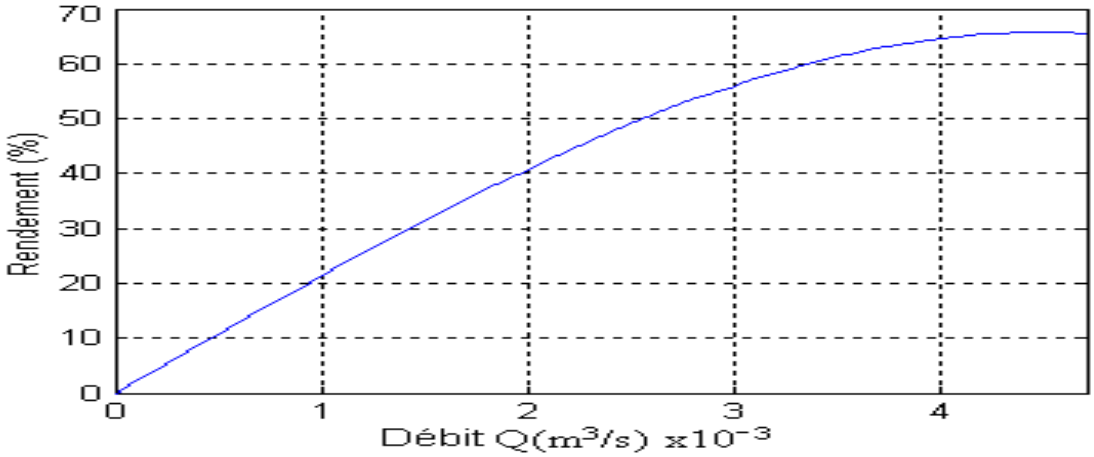


Fig. (4.16): Caractéristique de rendement de la pompe centrifuge.

4.7.2.4.5. Couple de la pompe:

La pompe centrifuge oppose un couple résistant

$$C_r = K_r \omega^2 + C_s \quad (4.35)$$

- K_r**:** Coefficient de proportionnalité [(Nm/rad.s^{-1})].
- C_s **:** Couple statique.

4.7.2.5. Simulation de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 Badu Top12:

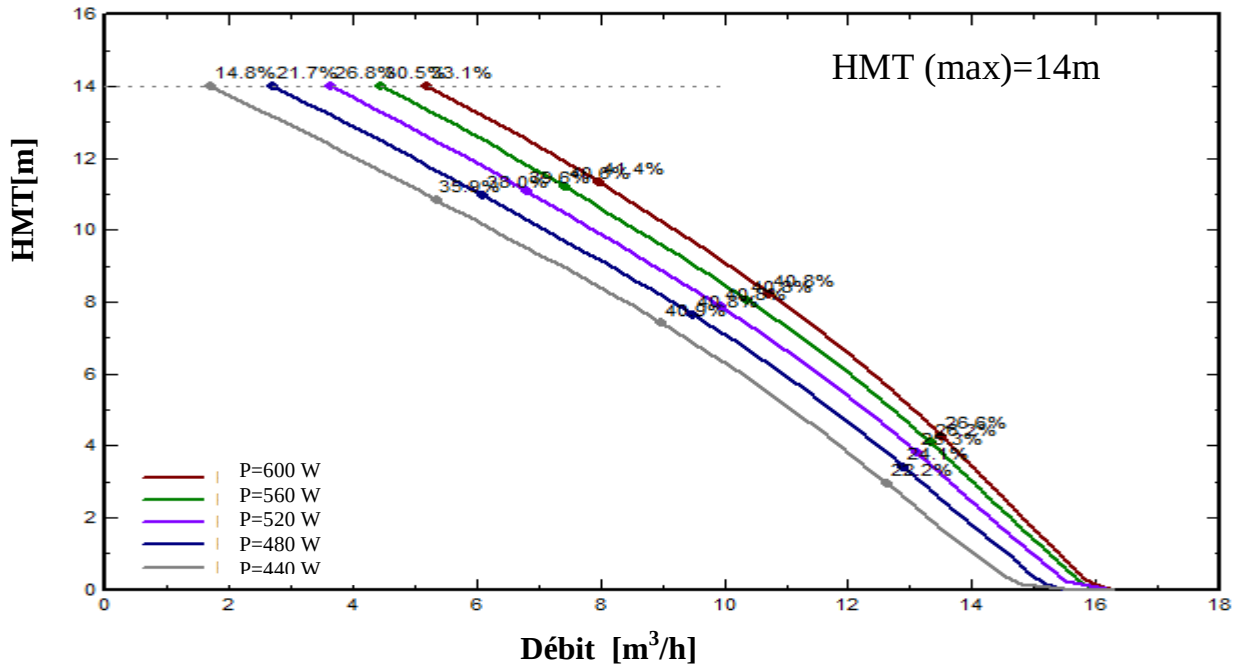


Fig. (4.17):La courbe Hm(Q) de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 BaduTop12.

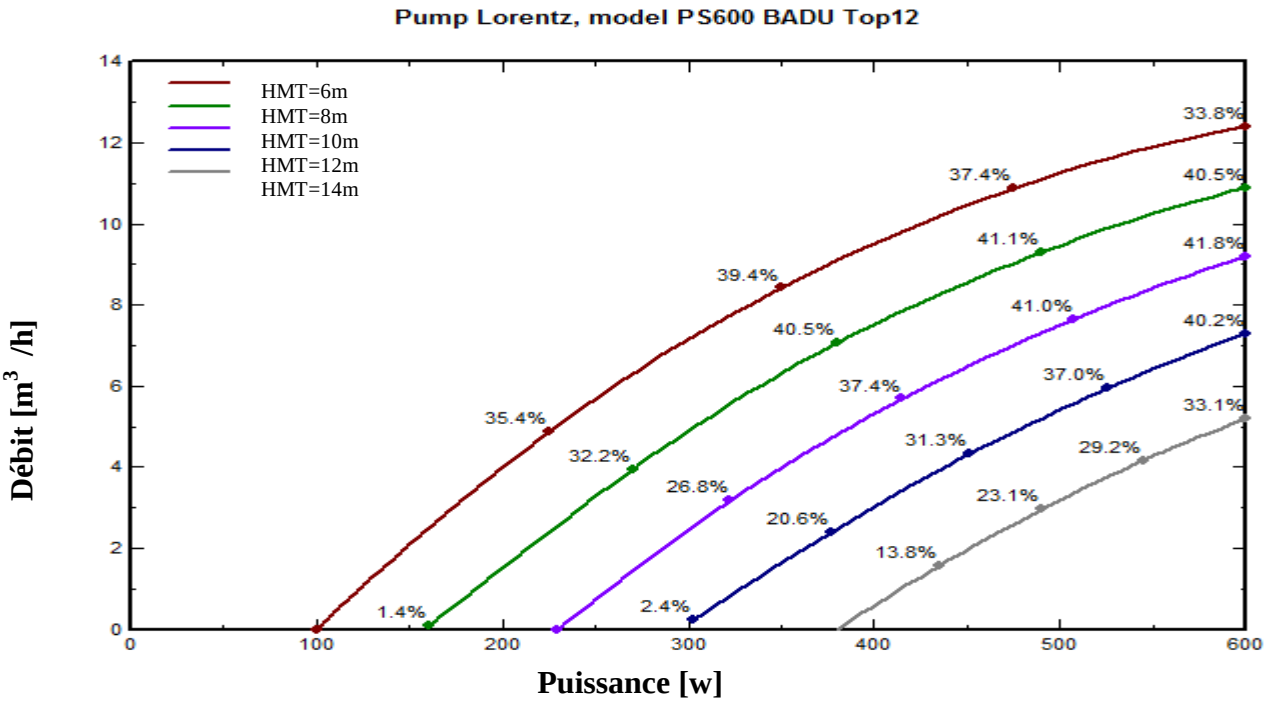


Fig. (4.18) : La courbe Q(P) de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 BaduTop12.

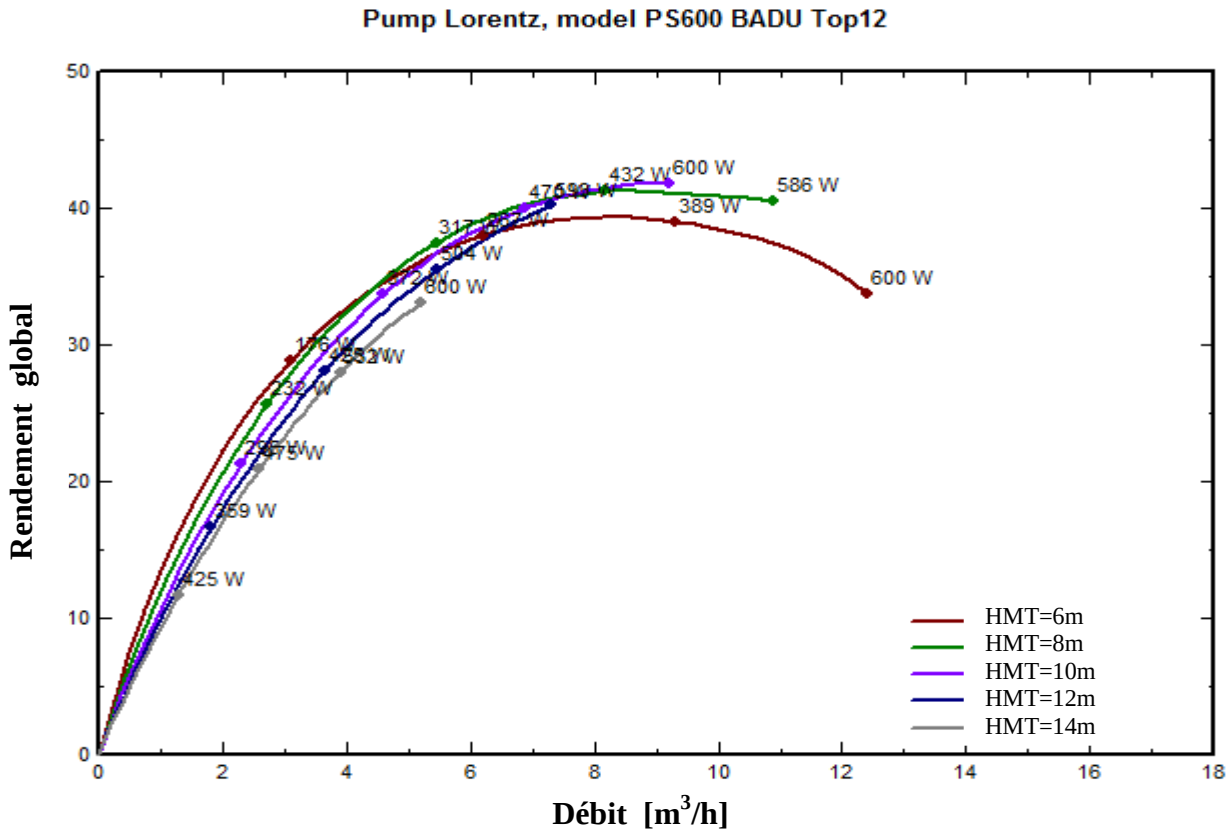


Fig. (4.19):Rendement global de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 Badu Top12

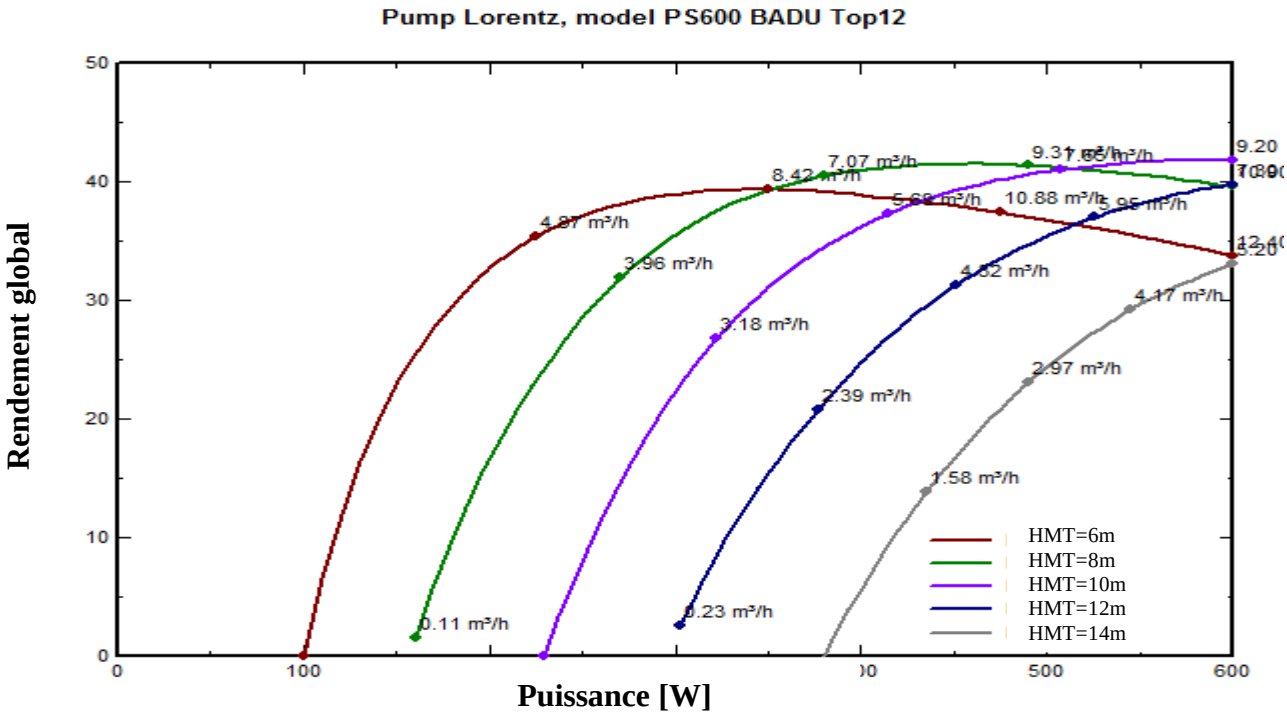


Fig. (4.20):Rendement global en fonction de la puissance de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 Badu Top12

4.7.3. Les avantages et les inconvénients des pompes centrifuges:

a)Les avantages:

- Construction simple en générale, une seule pièce en mouvement: le rotor
- Prix peu élevé.
- Encombrement réduit.
- Jeu assez large, donc facilité de manipuler les liquides contenant des solides en suspension.
- Entretien en générale peu couteux.
- Peu d'influence de l'usure ou la corrosion sur les caractéristiques
- Grand flexibilité d'utilisation
- Ajustement automatique du débit à la pression.
- Puissance absorbée limite donc sans danger.

b) Les inconvénients:

- Limitation de la viscosité.
- En effet la pompe centrifuge est limitée pratiquement à des viscosités de l'ordre de (100cst: centistokes) et son rendement chute rapidement au delà de cette valeur
- Débit légèrement instable, dans les basses valeurs: difficulté de contrôle le débit.

4.8. Conclusion:

Dans ce chapitre, dans premier temps nous avons étudié les moteurs à courant continu, le principe de fonctionnement et les équations de base du moteur à courant continu à aiment permanant sans balais. Dans un deuxième temps nous avons présenté le principe de fonctionnement, les différentes pertes et les différentes caractéristiques de la pompe centrifuges) ainsi la simulation de la pompe centrifuge t model PS600Badu Top 12(Lorentz).Nous avons présenté les avantages et les inconvénients de la pompe centrifuge.

5.1. Introduction:

Dans ce chapitre, nous présenterons une méthode de dimensionnement et une simulation des systèmes de pompage photovoltaïque basée sur les modèles présentés précédemment.

5.2. Méthode de dimensionnement (méthode analytique):

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque sont:[57]

- Evaluation des besoins en eau
- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire
- Détermination de l'énergie disponible
- Choix des composants.

5.2.1. Evaluation des besoins en eau:

La détermination des besoins en eau pour la consommation d'une population donnée dépend essentiellement de son mode de vie.

Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, des facteurs météorologiques comme la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, la saison de l'année considérée et de la méthode de l'irrigation .Cependant, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locale.

La capacité du réservoir sera déterminée selon les besoins en eau journalières et l'autonomie requise du système.

5.2.2. Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire:

Une fois définies les besoins nécessaire en volume d'eau pour chaque mois de l'année et les caractéristiques du puits nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire a partir de la relation [57]

$$E_h = g\rho_a V_a h/3600 \qquad (5.1)$$

- $\mathbf{E_h}$: énergie hydraulique $\left(\frac{wh}{j}\right)$.
- $\mathbf{g}$: accélération de la pesanteur $(9.81 m/s^2$.

- $\mathbf{V_a}$: volume d'eau $\left(\frac{\mathrm{m}^3}{\mathrm{j}}\right)$.
- $\boldsymbol{\rho_a}$: densité de l'eau $\left(\frac{1000\,\mathrm{kg}}{\mathrm{m}^3}\right)$.
- $\mathbf{h}$: hauteur totale(m).

5.2.3. Détermination de l'énergie solaire disponible:

La méthode de dimensionnement utilisée est basée sur les calculs des valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire disponible et de l'énergie hydraulique nécessaire [57]

5.2.4. Inclinaison du générateur photovoltaïque:

L'inclinaison β des modules PV par rapport au plan horizontal doit se faire de manière à optimiser le rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire

5.2.5. Le mois de dimensionnement:

Le mois de dimensionnement sera le mois le plus défavorable c.à.d. celui dont le rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire soit minimum

5.2.6. Détermination du générateur photovoltaïque:

La puissance de sortie d'un générateur sous les conditions standards de mesure, CSM, (éclairement $G_{ce} = 1000w/m^2$et de température de cellule $T_{c,ref}$ =25C°) est:

$$\mathrm{P_p} = \eta_g \mathrm{A G_{ce}} \qquad (5.2)$$

- $\mathbf{P_p}$: puissancede sortie sous CSM(W).
- $\boldsymbol{\eta_g}$: redement du générateur à la température de référence(25C$^{\circ}$)
- $\mathbf{A}$: surface active du générayeur(m^2)
- $\mathbf{G_{ce}}$: éclairement dans les CSM $(\frac{1000\,\mathrm{w}}{\mathrm{m}^2})$

  L'énergie électrique journalière,E_e, est donnée par :

  $$E_e = \eta_{pv} \mathrm{A G_{dm}}(\beta) \qquad (5.3)$$

- $\boldsymbol{\eta_{pv}}$: rendement moyen journalier du générateur dans les conditionsd'exploitation
- $\mathbf{G_{dm}(\beta)}$: irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules

à l'inclinaisan β(KWh/m^2/j).

Le rendement $\boldsymbol{\eta_{pv}}$ peut etre calculé à l'aide de l'expression

$$\eta_{pv} = F_m\left[1 - \gamma\left(T_C - T_{c,ref}\right)\right] \quad (5.4)$$

Ou : F_m : facteur de couplage, défini comme le rapport entre l'énergie électrique générée sous les conditions d'exploitation et l'énergie électrique qui se générait si le système travaillait ou point de puissance maximum.

- $\boldsymbol{\gamma}$: coefficient de température des cellules , γ prend des valeurs entre 0.004 et 0.005/C° pour des modules au silicium mono et poly cristallin et entre 0.001 et 0.002 pour les modules au silicium amorphe
- $\mathbf{T_C}$: température journalière des cellules durant des heurs d'ensoleillement.

  L'énergie électrique nécessaire est liée avec l'énergie hydraulique par l'expression:

  $$E_e = \frac{E_h}{\eta_{MP}} \quad (5.5)$$

  - $\boldsymbol{E_e}$: énergie électrique moyenne mensuelle(KWh)
  - $\boldsymbol{\eta_{MP}}$: rendement du sous système moteur –pompe.

  En substituant les équations (5.3), (5.4) et (5.5) dans (5.2) nous obtenons la puissance crête du générateur:

  $$P_P = \frac{G_{ce}}{F_m\left[1 - \gamma\left(T_C - T_{c,ref}\right)\right]G_{dm}(\beta)}\frac{E_h}{\eta_{MP}} \quad (5.6)$$

5.2.7. Dimensionnement du moteur:

Le moteur doit supporter la puissance crête du générateur photovoltaïque [57]

5.2.8. Dimensionnement de la pompe: Le débit crête Q(m3/h) est calculé par la relation:

$$Q = 3.6P_h\ /gh \quad (5.7)$$

La puissance hydraulique crête P_h nécessaire en fonction de la puissance électrique crete fournie par générateur PV (P_e)est donnée par [57] :

$$P_h = P_e\eta_{MP} \quad (5.8)$$

- $\boldsymbol{P_h}$: Puissance hydraulique nécessaire(W)
- **g**: accélération de la pesanteur (9.81m/s^2)
- **h**: hauteur manométrique total(m)

5.2.9. Dimensionnement des Tuyauteries:

Il est possible d'obtenir analytiquement les diamètres des tuyauteries de pompage qui s'approximent à ceux qui minimisent les couts des installations par la formule de Bresse [57]

$$D = K\sqrt{Q} \quad (5.9)$$

- **D**: diamètre de la tuyauterie (m).
- **Q**: débit crête de la pompe (m^3/s).
- **K**: Coefficient qui de 0.75 à 1.40

5.3. Simulation de système de pompage photovoltaïque:

5.3.1. Paramètres des conditions du site de Constantine:

- ✓ Lieu: Constantine
- ✓ Latitude: 36°21'0" Nord
- ✓ Longitude: 6°35'59" Est
- ✓ Altitude: 609m
- ✓ Albédo: 0.22

L'angle d'inclinaison optimale est: 36 degrés [58].

Base de données de radiation solaire employée: PVGIS-CMSAF

Tableau (5.1) : Irradiation mensuelle

Mois	**H_h**	**H_{opt}**	**H(90)**	**I_{opt}**	**T_{24h}**
Jan	2520	3940	3840	60	8.4
Fev	3260	4520	3860	52	9.0
Mar	4550	5510	3840	39	11.8
Avr	5510	5840	3070	24	14.1
Mai	6530	6280	2520	11	18.8
Juin	7600	6930	2180	4	23.4
Jui	7690	7190	2440	7	26.2

Aug	6760	6910	3080	19	26.3
Sep	5280	6110	3860	34	22.3
Oct	3890	5170	4140	48	18.8
Nov	2730	4150	3920	58	13.0
Dec	2420	3810	3790	61	9.7
Année	4900	5540	3380	32	16.8

- ✓ H_h: Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m^2/jour)
- ✓ H_{opt}: Irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale (Wh/m^2/jour)
- ✓ H(90): Irradiation sur un plan incliné:90deg. (Wh/m^2/jour)
- ✓ I_{opt}: Inclinaison optimale (deg.)

5.3.2. Simulation du site de Constantine avec PVGIS:

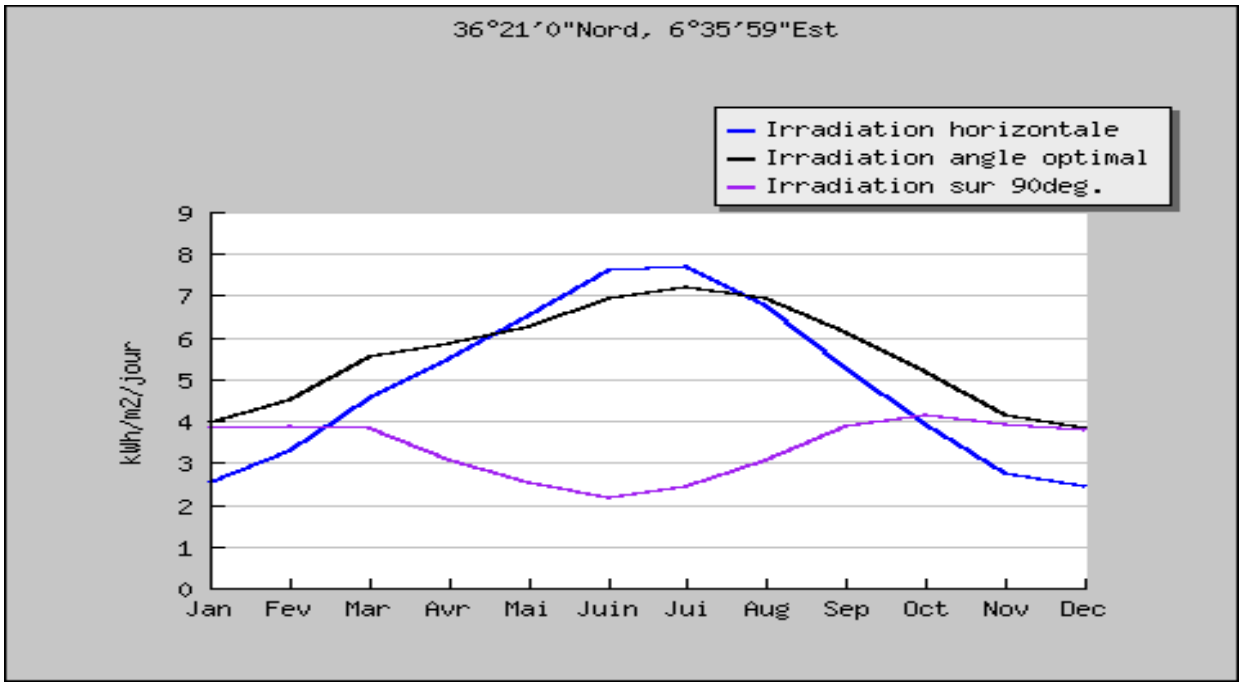


Fig. (5.1) : Variation de l'irradiation horizontale

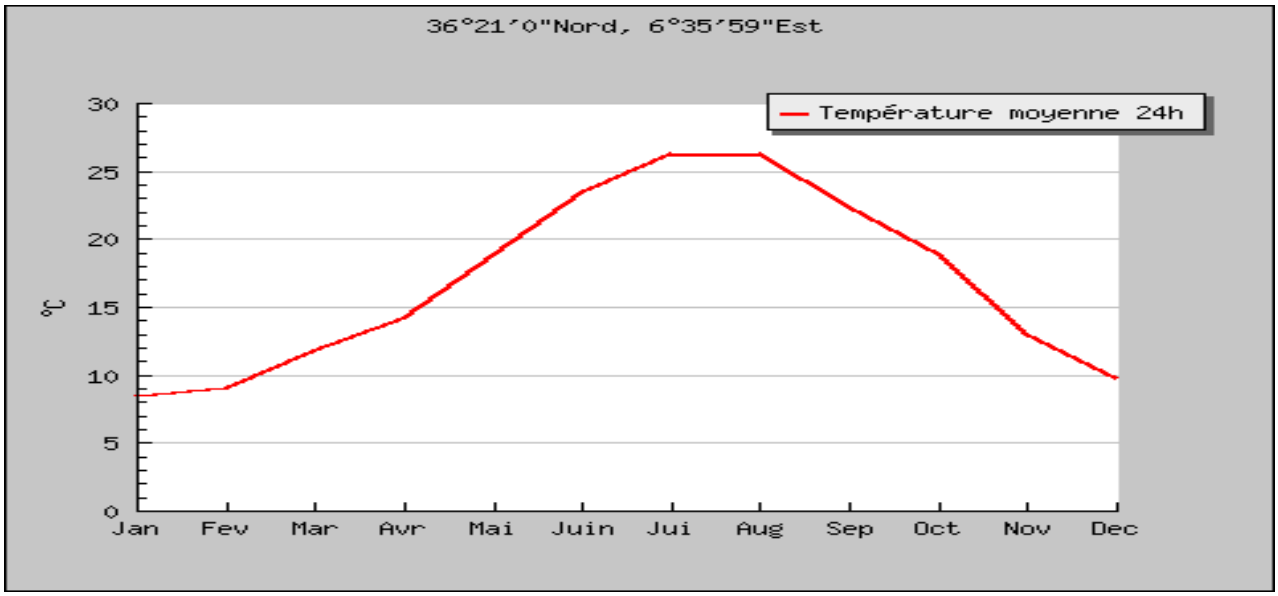


Fig. (5.2):Variation de la température moyenne mensuelle

5.4.1. Paramètres de simulation de système de pompage PV

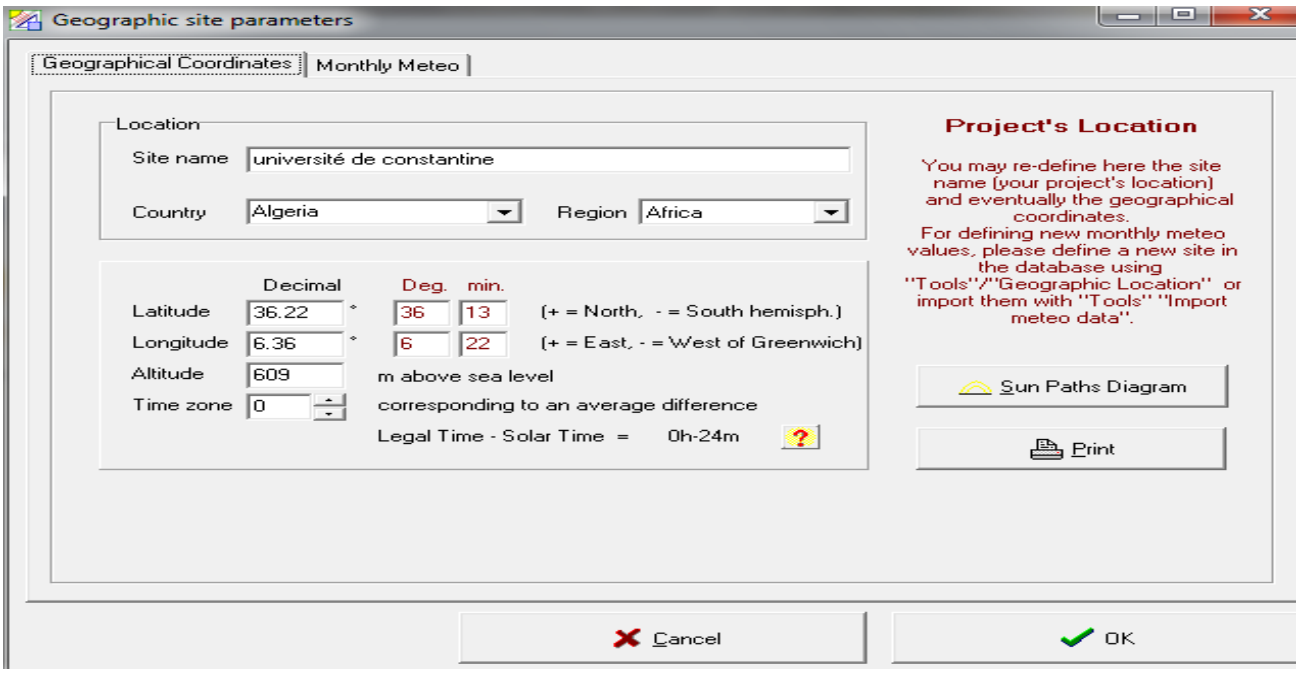


Fig.(5.3): Coordonnées géographiques du site de Constantine

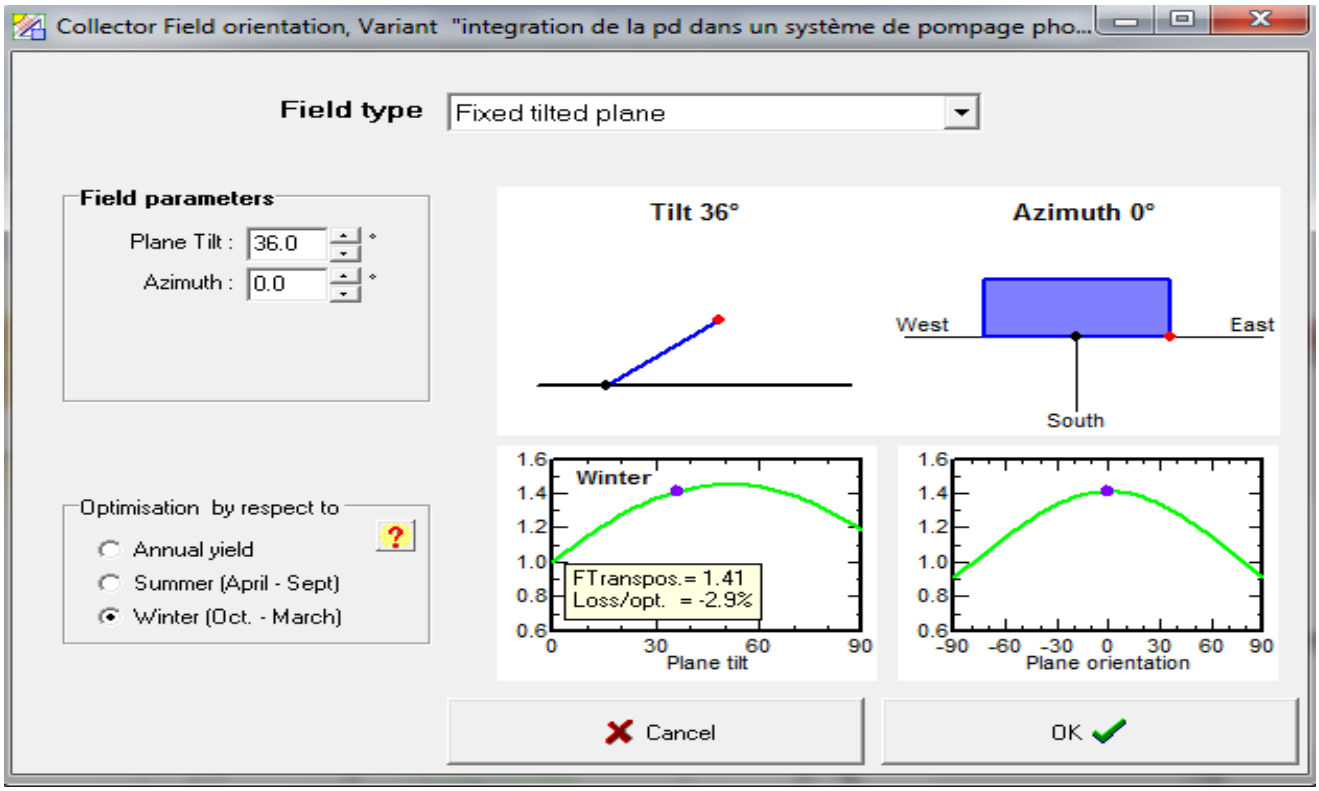


Fig. (5.4): Inclinaison du générateur PV

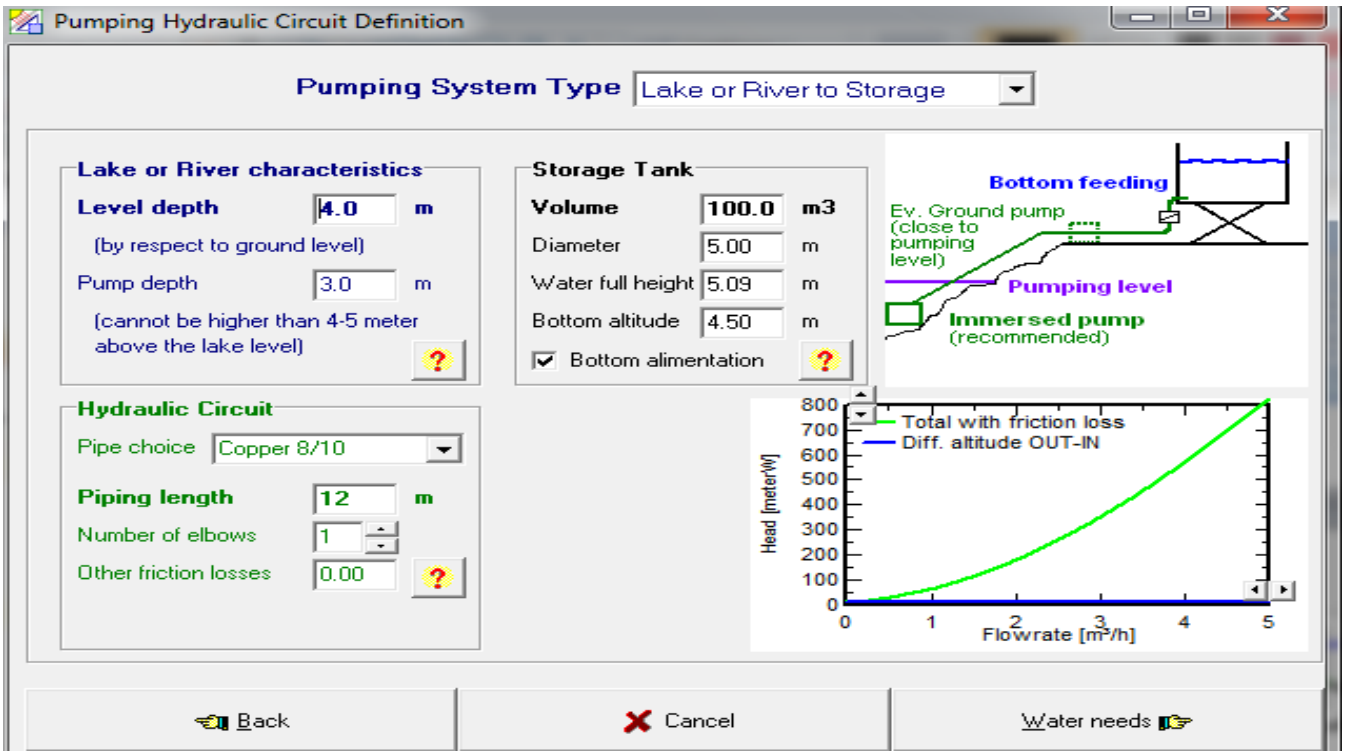


Fig. (5.5): Paramètres du circuit hydraulique de système de pompage (réservoir et lac).

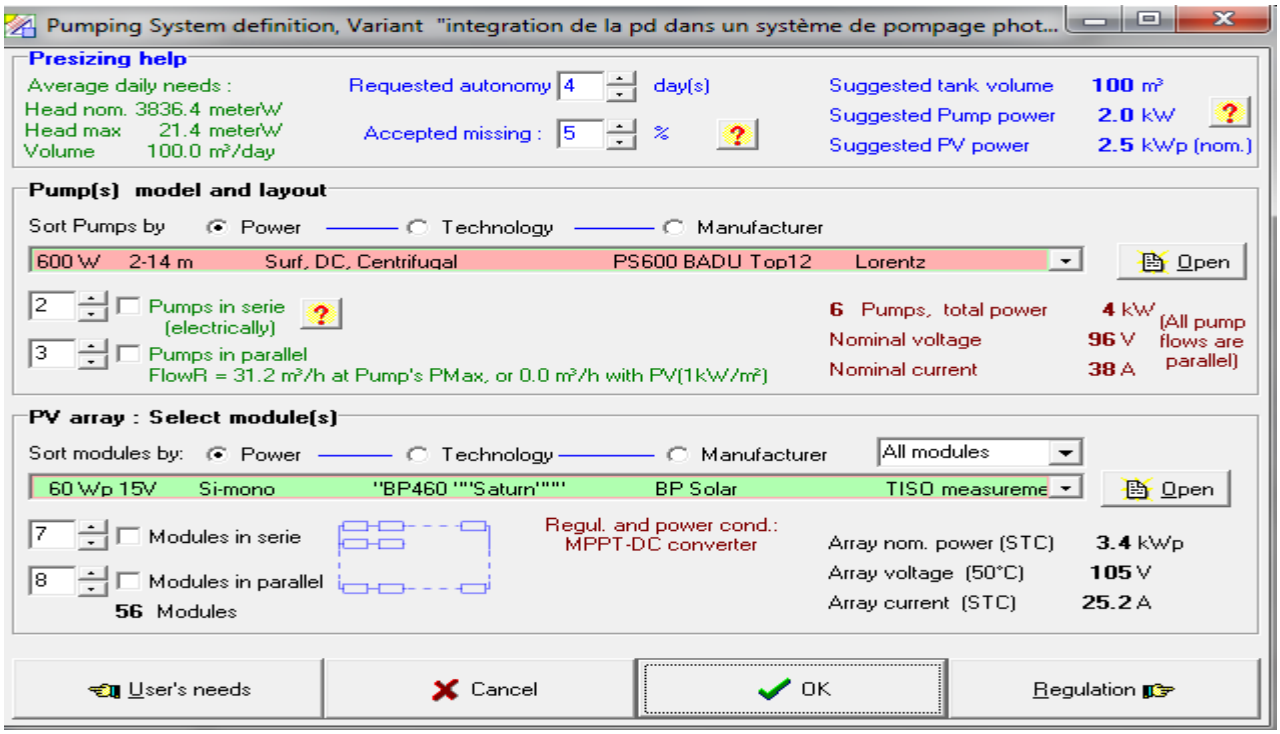


Fig.(5.6):Détermination de la puissance du GPV et de la pompe du système de pompage

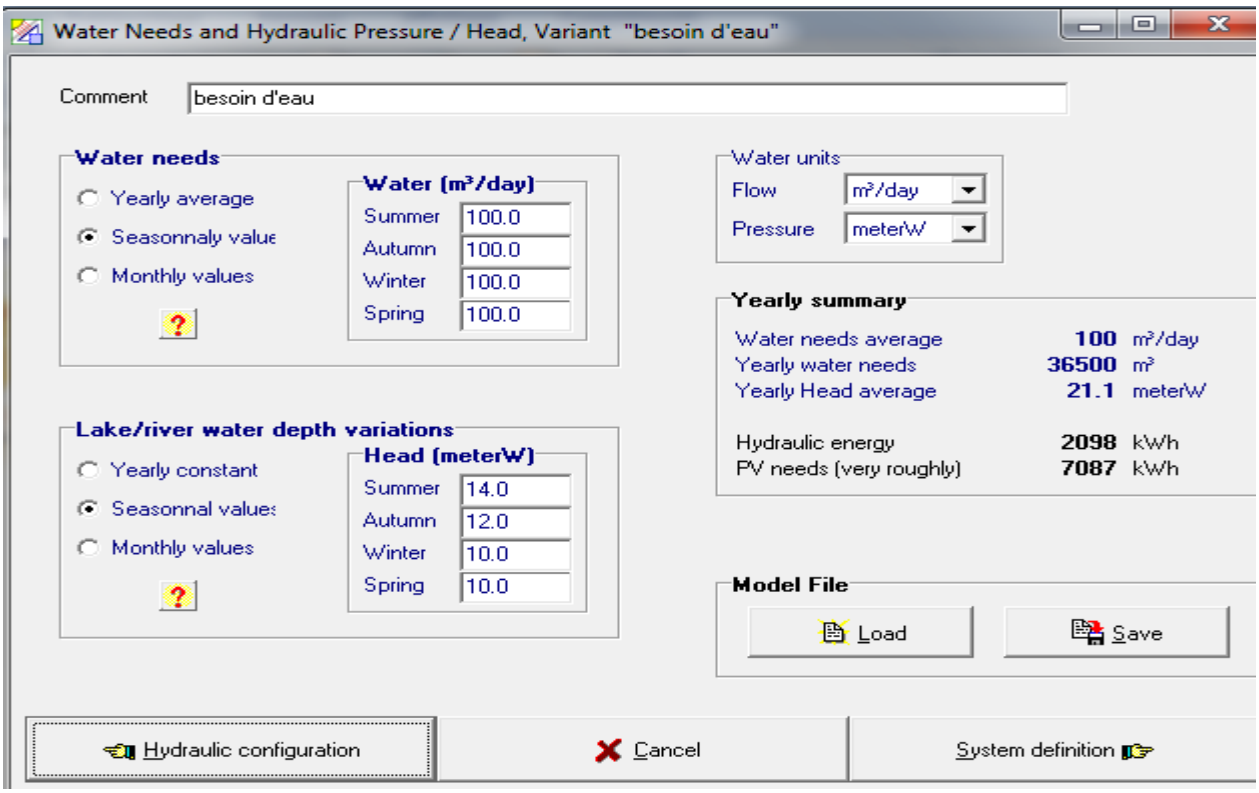


Fig. (5.7): Détermination du besoin d'eau

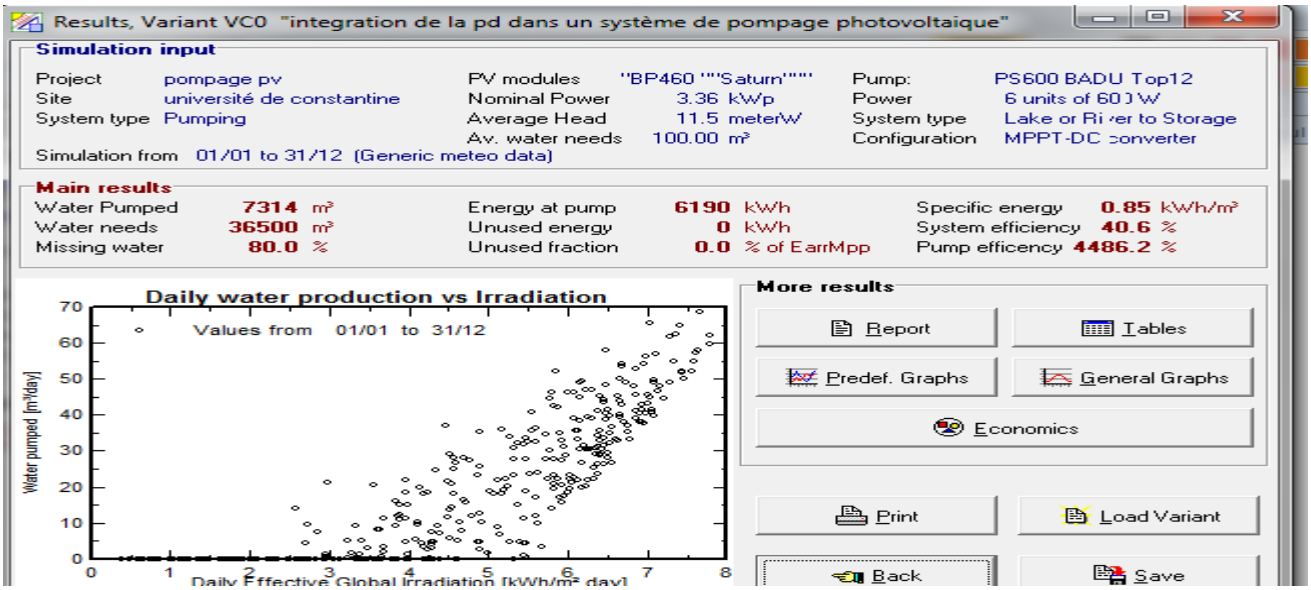


Fig. (5.8): Résultats de simulation (production d'eau journalière en fonction de l'irradiation).

5.4.2. Résultats de simulation du système de pompage photovoltaique:

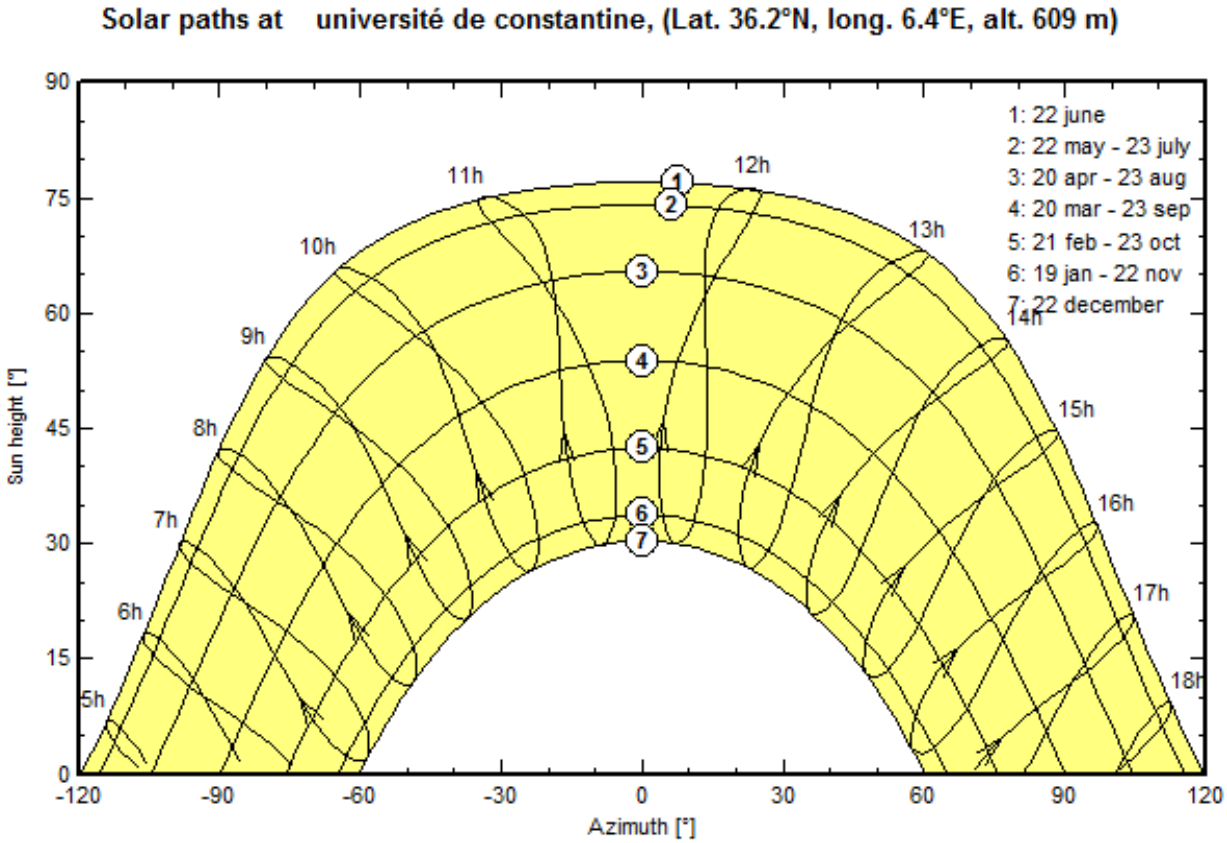


Fig. (5.9): Trajectoire du soleil au niveau du site de Constantine

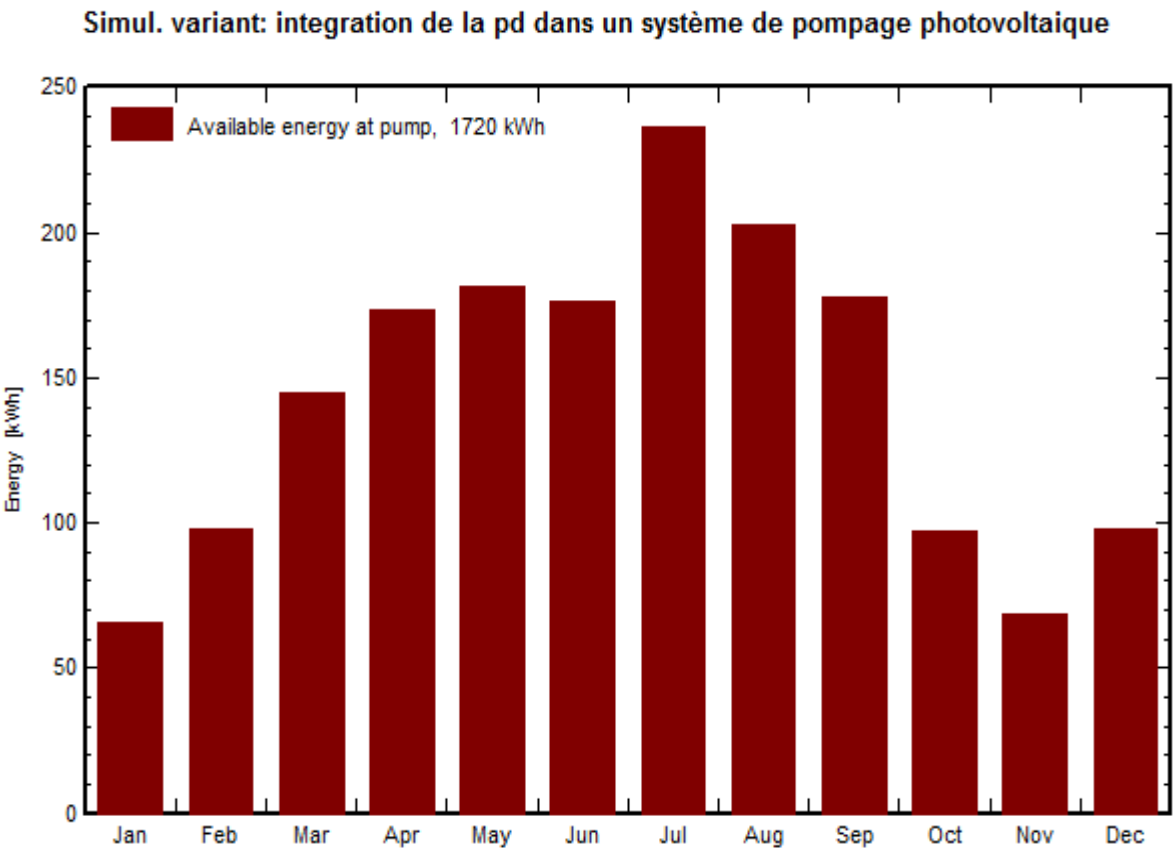


Fig. (5.10): Energie disponible à la pompe.

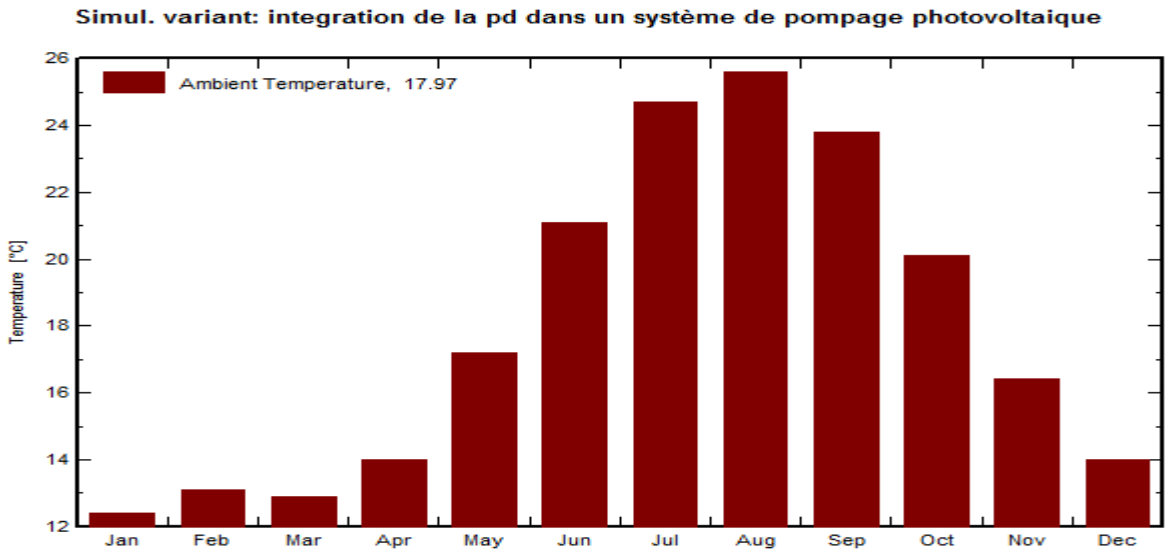


Fig. (5.11): Température ambiante mensuelle

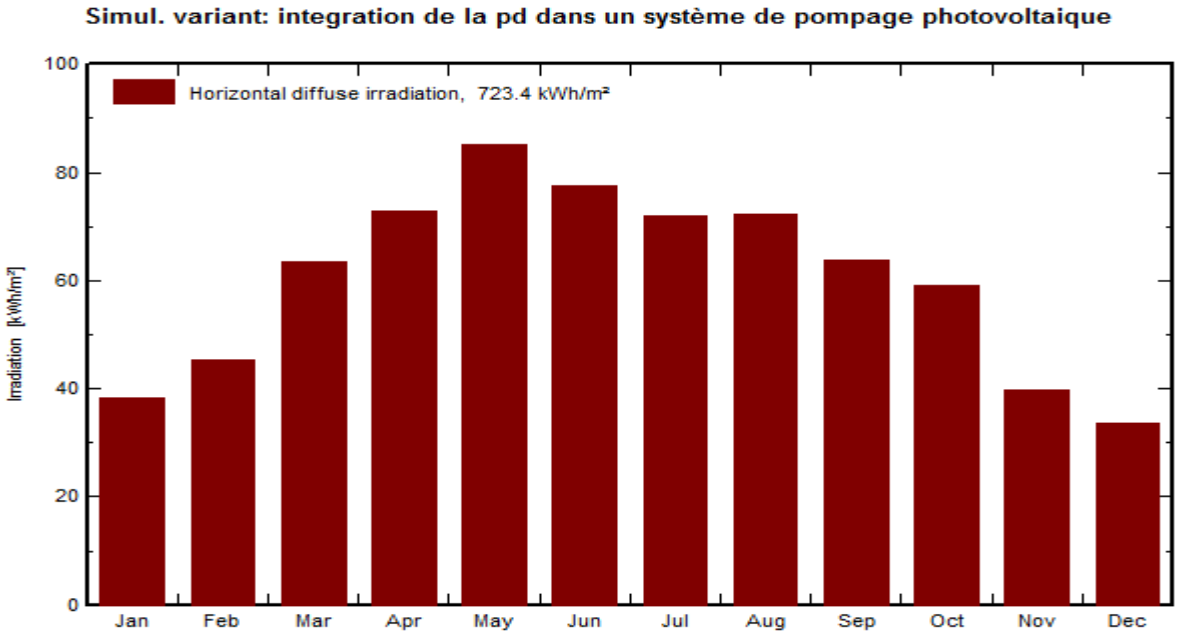


Fig.(5.12):Irradiation horizontal diffusé mensuelle

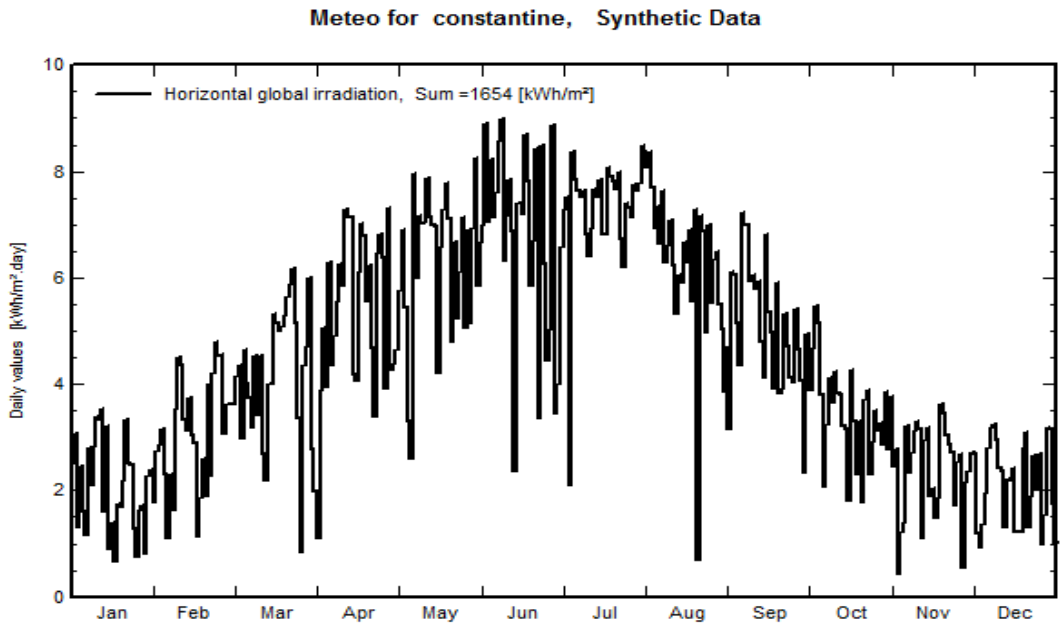


Fig. (5.13): Irradiation horizontal globale

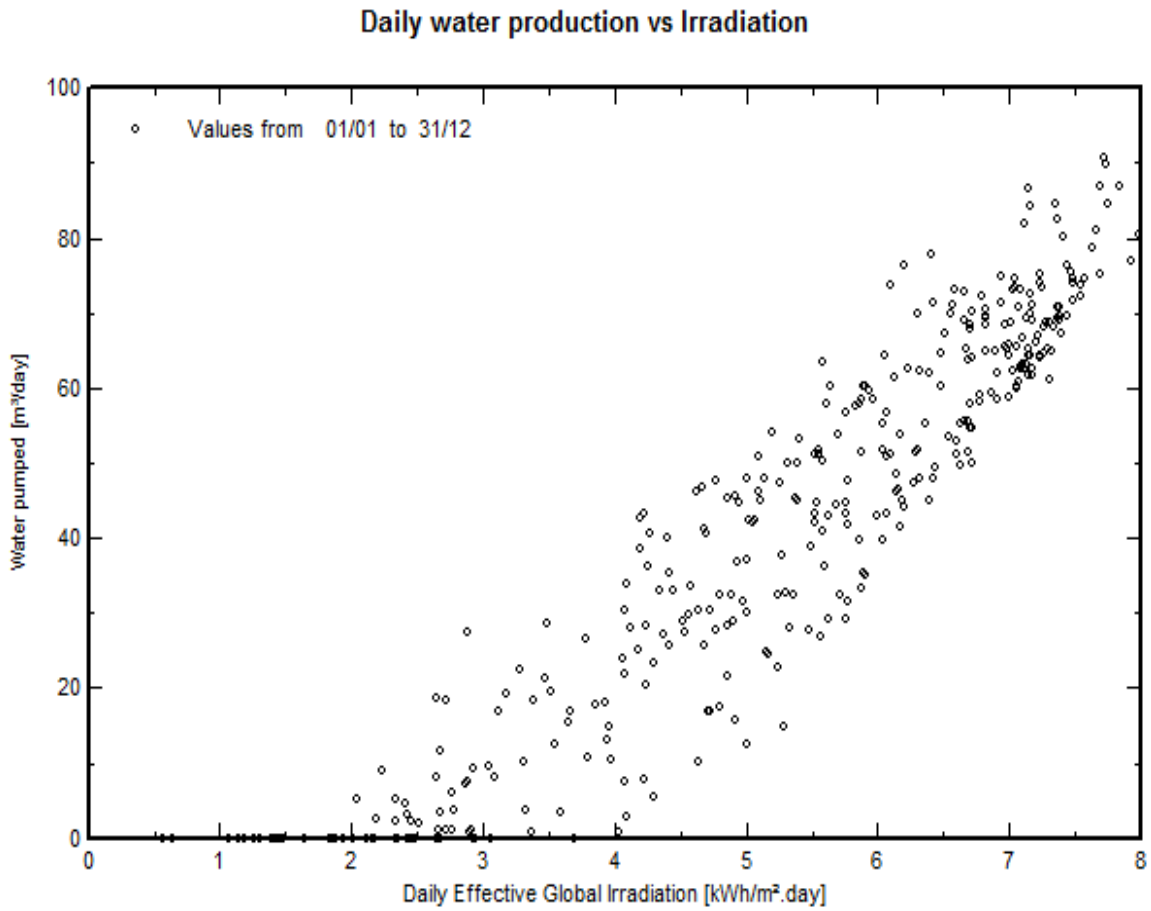


Fig. (5.14): Production d'eau journalière (mois de janvier).

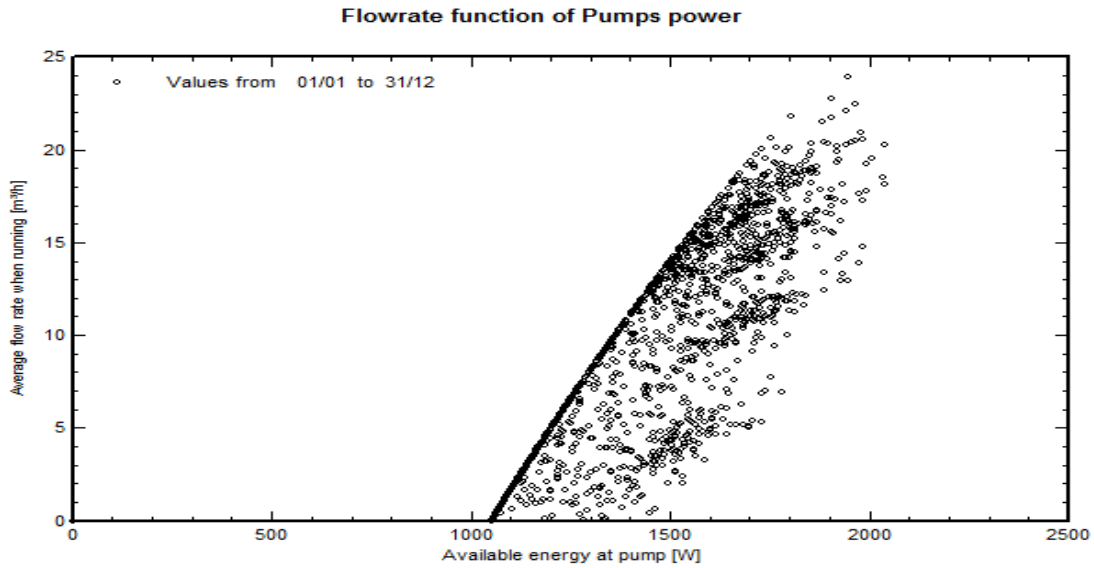


Fig.(5.15) : Caractéristiques Q –H pour différentes puissances

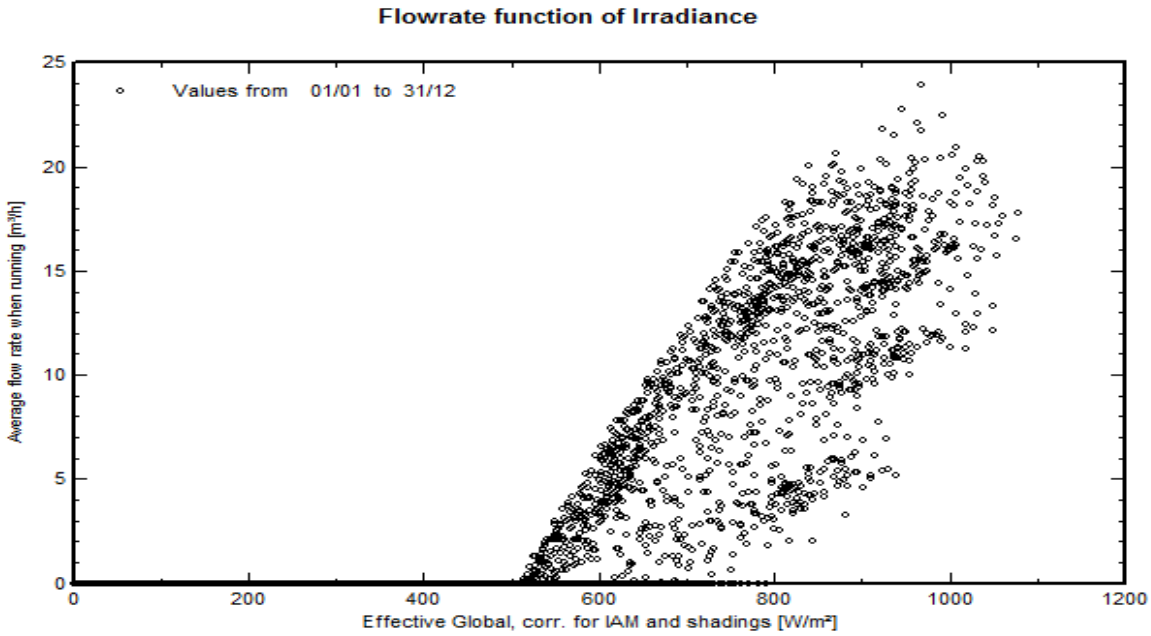


Fig.(5.16) : Caractéristique du débit en fonction de l'irradiation

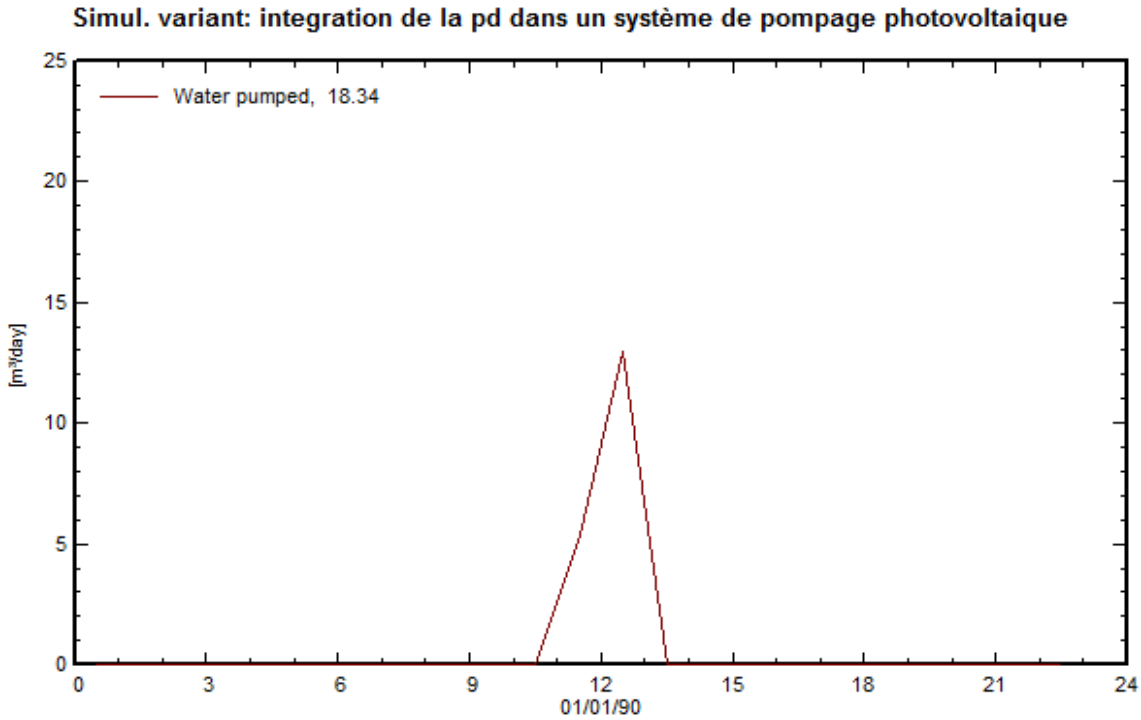


Fig.(5.17) : Production d'eau journalière (janvier)

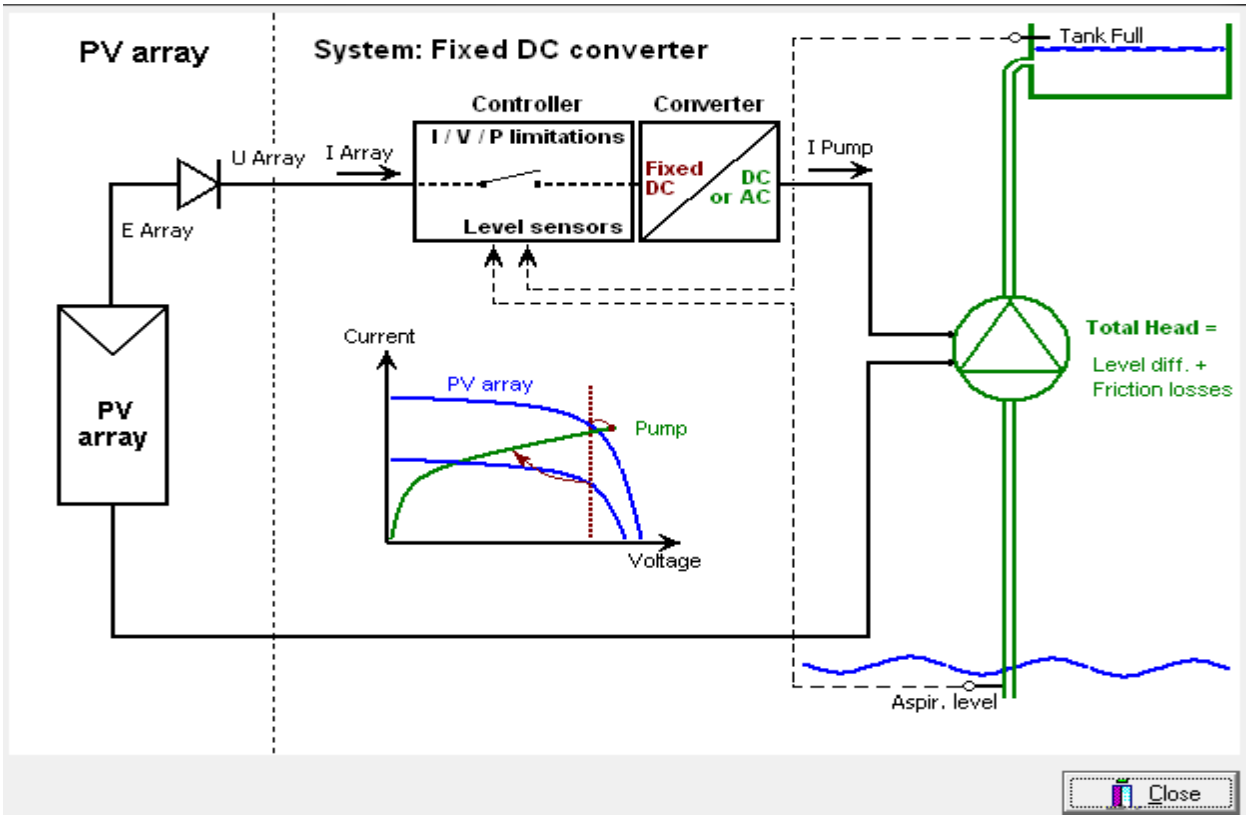


Fig. (5.18): Schéma du système de pompage PV

5.5. Conclusion:

Ce chapitre a été consacré pour la description d'une méthode simple de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque, nous avons présenté les valeurs de l'ensoleillement de Constantine pour un angle d'inclinaison du générateur égale à la latitude à l'aide du logiciel PVGIS en line, nous avons utilisé le logiciel PVSYST4.37 pour la simulation du système de pompage PV qui nous a permet d'étudier les performances journalières et mensuelles du système.

Conclusion générale :

En l'absence des eaux de surface, les eaux souterraines localisées dans les couches aquifères semblent être la seule alternative à ce dilemme, mais difficile d'accès au pompage manuel et animal. Le pompage d'eau mécanisé devient la seule alternative fiable pour soulever l'eau à une certaine profondeur. Le diesel et l'essence ont été traditionnellement utilisés pour pomper l'eau dans ces régions. Leur fonctionnement nécessite un volume important de carburant causant les rejets de gaz dans l'atmosphère accroissant le niveau de pollution pour l'environnement, en plus de la pollution des eaux souterraines et du sol par le carburant et les lubrifiants. Compte tenu de l'importance de l'ensoleillement, les systèmes de pompage d'eau par énergie solaire photovoltaïque(PV) incluant des groupes motopompes peuvent substituer partiellement ou en totalité (en fonction des besoins et de la caractéristique de la source d'eau) les systèmes de pompage alimenté par les groupes électrogènes de faibles puissance.

Les systèmes de pompage PV dont les avantages sont énormes; fiabilité, rentabilité à long terme, mobilité, fonctionnement simple etc., peuvent offrir une solution appropriée pour l'approvisionnement en eau devant satisfaire la consommation humaine, animale et l'irrigation dans les sites éloignés des régions arides. [59]

Cette thèse a porté sur l'étude et la de simulation des systèmes de pompage photovoltaïques, Ces systèmes se présentent une solution idéale pour l'alimentation de l'eau pour les régions peu peuplées, isolées et enclavées.

Les systèmes de pompage photovoltaïque fonctionnent au fil du soleil ou le moteur d'entrainement et directement couplé au générateur photovoltaïque ou le stockage d'énergie dans l'accumulateur est remplacé par le stockage d'eau dans les réservoirs pour éviter un cout supplémentaire de l'installation.

Dans un premier temps nous avons présenté l'état de l'art de la production décentralisée et les différentes technologies de la production décentralisée telle que (La cogénération, Eolien, Hydraulique, Solaire thermique, Solaire photovoltaïque, nous avons donné une description générale sur les systèmes de pompages photovoltaïques.

Dans un deuxième temps nous avons présenté la modélisation et la simulation du générateur photovoltaïque. Des différentes méthodes d'optimisation sont étudiées dans le troisième chapitre pour obtenir un fonctionnement optimal du système de pompage photovoltaïque.

Nous avons présenté la modélisation et la simulation du groupe motopompe.par ailleurs Les résultats de simulation obtenus sont satisfaisant et confirment l'étude théorique, néanmoins le travail présenté dans le cadre de cette thèse ouvre large perspectives dans le domaine de pompage photovoltaïque .Nous pouvons citer entre outres La simulation du générateur photovoltaïque et les convertisseurs cc avec scilab, psim. L'optimisation par d'autres techniques de résolution, comme la méthode gradient, les réseaux de neurones, la logique floue, etc. Une validation par moyens expérimentaux du système étudié est envisageable.

[1] **T**. Thu Pham »influence de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance» thèse de doctorat, institut national polytechnique de Grenoble, 2006.

[2] http://fr.wikipedia.org/wiki/Production_décentralisée

[3] Commission Ampère «évaluation de la production décentralisée effets sur le réseau».

[4] http://www.connaissancedesenergies.org/qu-est-ce-que-la-cogeneration.

[5] **O**. Richardot «réglage coordonnée de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisé » thèse de doctorat INPG ,2000

[6] **R**. Maouedj et B. Benyoucef - Unité de recherche des matériaux et énergies renouvelables (URMER) Faculté des Sciences, Université Abou Bekr Belkaïd,

[7] **S**. Chafia,«optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque thèse de magister, université de Amira, Bejaïa, 2012.

[8] **F**.Gacem,«Simulation des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable».mémoire de « magister, faculté des sciences de l'ingénieur, université Saad Dahleb de Blida, 2008.

[9] **O**.Seddik «étude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque»mémoire de master, université de Ouargla, 2012.

[10] **J**. Royer T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy ″Le Pompage Photovoltaïque″ Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA.

[11] **A**. Saadi«Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque », mémoire de magister en électrotechnique, université Mohammed Khider, Biskra, 2001.

[12] «La cellule photovoltaïque » Centre de recherche de développement de l'ECAM.

[13] **B**. Nouhou, »conception technico-économique d'un système de pompage autonome photovoltaïque-aérogénérateur «mémoire de maîtrise de sciences appliquées en génie électrique, 1999.

[14] **M**. Angel Cid Pastor « conception et réalisation de modules photovoltaïques

électroniques », thèse présentée en vue de doctorat, l'institut national des sciences appliquées de Toulouse, septembre 2006.

[15] **R**. Maouedj »application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah », Mémoire de Magister, Université de Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen, 2005.

[16] **L**.Kemmouche, « Modèle de fonctionnement d'une station solaire photovoltaïque, en prévision de panne », mémoire de magistère, université de Constantine, année 2002.

[17] **A**. Labouret, M. Villoz ″Energie solaire Photovoltaïque″ Le manuel du professionnel, paris, 2003.

[18] **A**.Lauger J-A.Roger technique et documentation« les photopiles solaires», année1981.

[19] **M**. Oukachmih « les cellules photovoltaïques a base de matériaux organiques discotiques » Thèse de doctorat en électronique option matériaux, technologies et composants, université Paul Sabatier, 2003.

[20] **C**. Boccaletti, **G**. Di Grazia, **G**. Fabbri, **E**. Nisticò « Energy modelsfor stand alone power systems », Department of Electrical Engineering – University of Rome « la Sapienza », Rome, Italy.

[21] **E**. Bernard « Energie solaire photovoltaïque" physique et technologie de la conversion photovoltaïque, volume 1, 1993.

[22] **B**. Mamri, M. Zaidi »contribution de système photovoltaïque avec pompage », Mémoire d'ingénieur en électronique, Université de Constantine, 2006.

[23] **R**. Chenni » Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire », Thèse de doctorat en en sciences en physique énergétique, université de Constantine, 2007.

[24] **W**.Geoff "Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model" Dept of Computer Science and Electrical Engineering, University of Queensland, Australia.

[25] **E**. Koutroulis, K. Kalaitzakis, Member, IEEE, and Nicholas C. Voulgaris "Development of a Microcontroller-Based, Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System", IEEE transactions on power electronics, 2001.

[26] **L**. Zarour « Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque, optimisation de la conversion d'énergie », Mémoire de magister en

électrotechnique, université Mentouri de Constantine, 2005.

[27] **B**. Flèche – D. Delagnes « Energie solaire photovoltaïque « .doc page 11, 12. Juin 2007.

[28] « La Transmission de la Chaleur « Cour PDF « Le Problème Thermique » sur l'internent (Google).page 23.

[29] **B**.Djamil, « optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage », thèse de magister, université de Mentouri de Constantine, 2007.

[30] **M**. Mustapha Belarbi," Modélisation et Simulation d'un Système de pompage photovoltaïque", Mémoire de magister en électronique Université de sciences et de la technologie d'Oran, juin 2006.

[31] **M**. HATTI, « Contrôleur Flou pour la Poursuite du Point de Puissance Maximum d'un Système Photovoltaïque », IEEE ,2008.

[32] **S**. TADJER, « Etude d'un système de compensation d'harmonique en utilisant un générateur photovoltaïque 'GPV' », thèse de Magister Université Boumerdes, 2008.

[33] **H**. Mourad, « Mise en œuvre d'une méthodologie pour l'étude de rayonnement parasite basse fréquence de panneaux solaires sur des capteurs situés en zone proche », thèse Doctorat Université de Limoges, 2007.

[34] **S**. TADJER, « Etude d'un système de compensation d'harmonique en utilisant un générateur photovoltaïque 'GPV' », thèse de Magister Université Boumerdes, 2008.

[35] **R**. Nassima , « Modélisation des panneaux solaires en vu implémentations dans le circuit FPGA », thèse de Magister Université Ferhat Abbas-Sétif,2012.

[36] **S**. PETIBON, «Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Thèse doctorat, université de Toulouse, 2009.

[37] **P**. MICHEL, « Convertisseurs Et Electronique De Puissance », Dunod, 2007.

[38] **A**. MOHAMMAD, «Sliding Mode Control for Switched Mode Power Supplies», these de Doctorat, Université de Lappeenranta, 2004.

[39] **K**. SAURABH, « Analysis, Design And Modeling Of Dc-Dc Converter Using Simulink » ,thèse Master, Université de India ,2004.

[40] **L**. ABBASSEN, « Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale

Photovoltaïque », thèse Magister, université Tizi Ouzou, 2011.

[41] **A**.Moussi,A.Saadi, « étude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque », larhyss journal,N°.01.mai.2002.

[42] **B**. ABDELMALEK, « Analyse optimisée de système de pompage Photovoltaïque », thèse Magister, Université Mentouri Constantine, 2008.

[43] Cours "PIPVoitureSolaire.pdf", http://das.ensica.fr.

[44] **V**.A.Chaudhari, « Automatic peak power tracker for solar pv modules using dspacer software » thesis of the master of technology inenergy, maulana azad national institute of technology (deemed university), 2005.

[45] **T**.Esram, PL. Chapman "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques" project was sponsored by the National Science Foundation ECS-01- 34208, Center for Electric Machinery and Electromechanics, University of Illinois at Urbana-Champaign.

[46] **D**. P. Hohm, M. E. Ropp "Comparative study of maximum power point tracking algorithms", Progress in photovoltaic, research and applications, 11: 47-62, 2003.

[47] **B**.Ould Zeidan "Contribution to study of thegrid connected photovoltaic system" Mémoire de magister en électrotechnique option machine électrique, Univresité de Batna, 2006.

[48] **S**.chafiaa,« Optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque », thèse de magister en électrotechnique, université de mira –Bejaïa ,2012.

[49] **M**.Amarouche, A, bouzid et S, Bouchakour, « Une nouvelle stratégie pour Suite du point optimal de fonctionnement dans un système photovoltaïque », Revue des énergies Renouvelable, vol 15N°2(2012)297-304.

[50] "Les systèmes de pompage à énergie solaire pour l'abreuvement"www.agr.gc.ca

[51] **A**. Messai, S. Euchi "Alimentation d'une pompe à eau au Burkina Faso" Ingénieur d'études (Laboratoire Electrotechnique Grenoble), 2007.

[52] **L**. Zarour "Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque, optimisation de la conversion d'énergie", Mémoire de magister en électrotechnique, Université Mentouri de Constantine, 2005.

[53] http://www.maxicours.com/soutien-scolaire/physique/bac-pro/190714.html

[54] www.rncan.gc.ca.

[55] http://commo ns.wikimedia.org/wiki/File:Pompe_centrifuge.JPG.

[56] **M**. Rachid, « application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de bouzareah », thèse de magister, université de bou beker belkaid ,2005.

[57] **A**. Had jArab , M.Benghenem et A.Gharbi, «Dimensionnement de système de pompage photovoltaïque » Rev.Energ.Ren.vol 8.pp19-26,2005.

[58] re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest..php.map.php.

[59] http://www.cder.dz/vlib/bulletin/pdf/bulletin_019_09.pdf

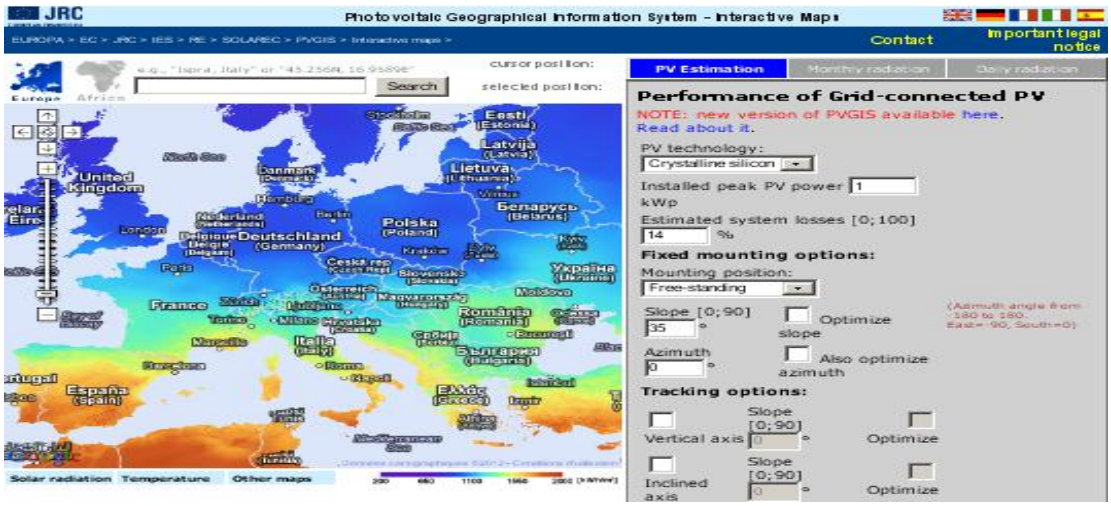
L'application en ligne gratuite PVGIS est un excellent outil de simulation qui permet de calculer gratuitement la production de systèmes photovoltaïques connectés au réseau en Europe et en Afrique (et également pour site isolés en Afrique seulement).

A l'aide de son interface Google Maps intégré, il est très facile d'obtenir les données de production d'un système PV à partir des données d'ensoleillement précises du site (intégrant notamment les masques lointains liés au relief, collines, montagnes).

Par ailleurs PVGIS propose des cartes d'ensoleillement (irradiation en kWh/m²) et de température précises haute définition de toute l'Europe, de l'Afrique et du Proche-Orient.

Comment utiliser PVGIS pour les installations connectées au réseau :

Une fois sur PVGIS, la première chose à faire est de naviguer sur la carte pour trouver le site où seront implantés les panneaux solaires. Cliquez sur un point de la carte pour choisir l'emplacement de vos panneaux.



Ensuite vous devez renseigner les éléments suivant :

- Radiation data base : Sélectionnez la base de donnée d'ensoleillement que vous souhaitez, laissez "classic PVGIS" par défaut.

- Technologie PV : type de panneaux photovoltaïques, sélectionnez le type de panneaux qui correspond à votre installation. Vous avez le choix entre

- des panneaux photovoltaïques cristallins (mono ou poly, PVgis ne fait pas la différence)
- des panneaux couche mince type CIS (séléniure de cuivre et d'indium)
- des panneaux au tellurure de Cadmium (CdTe)
- Autre technologie photovoltaïque (silicium amorphe, cellules multicouches, etc...)

- Puissance PV crête installée kWp : puissance de votre installation en kWc (puissance d'un panneau en Wc x nombre de panneaux / 1000)

- Pertes estimées du système [0;100] % : estimation des pertes du système liées aux câbles, au rendement des onduleurs etc, la valeur par défaut de PVGIS est de 14%. Attention! A ces pertes PVGIS ajoute automatiquement les pertes liées à la température et à la réflexion de la lumière sur les panneaux. Au total pour des panneaux cristallins installés en France les pertes totales du système sont d'environ 26%, ce qui est réaliste pour une installation moyenne.

PVGIS intègre une base de donnée de température et calcule donc automatiquement les pertes de production liée aux températures moyennes réelles du site.

PV gis intègre aussi une base de données topographique. Un graphique montre ainsi l'horizon lointain du site concerné. Les pertes liées à ces masques sont donc prises en compte dans la simulation.

- Options montage fixé, Position de montage : type d'intégration (support) des panneaux, vous avez le choix entre :

- position libre = support ventilé (exemple structure triangulaire)
- Intégré au bâtiment = structure intégrée au bâtiment ou surimposée avec peu de ventilation

- Inclin. [0;90] ° : inclinaison, pente des panneaux

- optimiser l'inclinaison : inclinaison optimale, cochez cette case si vous souhaitez que PVgis calcule automatiquement l'inclinaison optimale en fonction du lieu d'implantation (latitude) et de l'orientation de vos panneaux solaires.

- Azimut ° : azimut, orientation des modules (angle variant de -180° à 180°. Est = -90°, Ouest = 90° Sud = 0°)

- optimiser aussi l'azimut : orientation optimale, cochez cette case si vous avez entré une valeur pour l'inclinaison et que vous voulez que PVGIS calcule automatiquement la meilleure orientation en fonction de la latitude du lieu et de l'inclinaison de vos panneaux.

- Options du système de poursuite: option qui concerne seulement les systèmes PV avec tracker, (panneaux montés sur un support amovible qui suit la course du soleil). Liste de choix de tracker : axe vertical, axe horizontal (avec choix de l'inclinaison ou inclinaison optimisée selon la latitude du lieu) ou système à 2 axes.

- Fichier de l'horizon : import de fichier de données concernant l'horizon (intégrant éventuellement les ombres proches liées aux bâtiments environnants).

- Formats de sortie : choix d'option concernant le format du rapport de résultats de la simulation

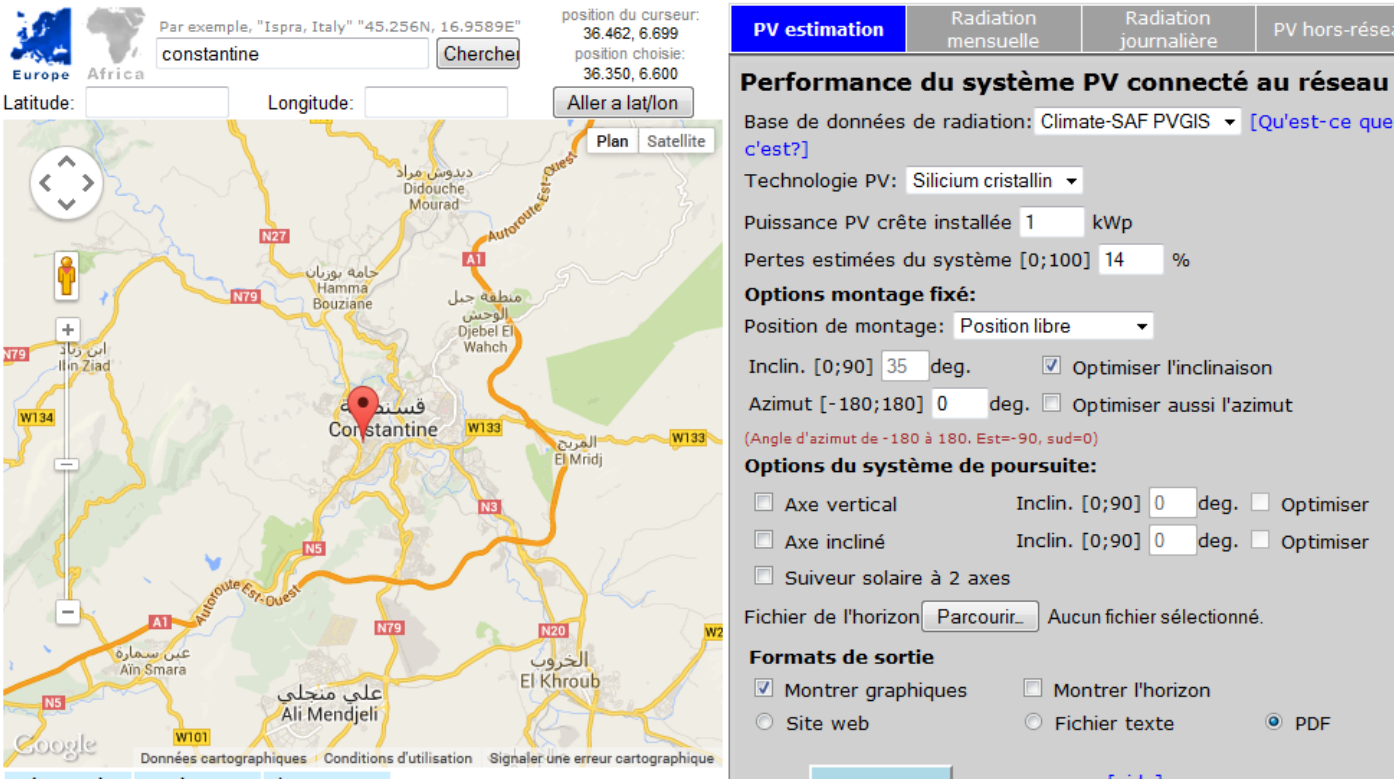
- Montrer graphiques : affichage des graphiques de la production d'électricité mensuelle et annuelle
- Montrer l'horizon : affichage du graphique qui met en évidence l'horizon lointain (le relief) du site concerné.
- Site Web : rapport sous format html
- Fichier texte : rapport sous format .txt
- PDF : rapport sous format PDF

PVGIS est maintenant disponible en français et son utilisation est très simple.

Lien vers PVGIS Afrique.

http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa&lang=fr

Ce logiciel a été développé par le centre de recherche de l'institut pour l'environnement et le développement durable de la commission européenne.



PVGIS estimation de la production d'électricité solaire

Site: 36°21'0" Nord, 6°35'59" Est,Élévation: 609 m.s.n.m,

Base de données de radiation solaire employée: PVGIS-CMSAF

Puissance nominale du système PV: 1.0 kW (silicium cristallin)
Pertes estimées à cause de la température et des niveaux faibles de rayonnement: 10.8% (employons température ambiante locale)
Pertés estimées à cause des effets de la réflectance angulaire: 2.5%
D'autres pertes (câble, onduleur, etc.): 14.0%
Pertes conjuguées du système PV: 25.3%

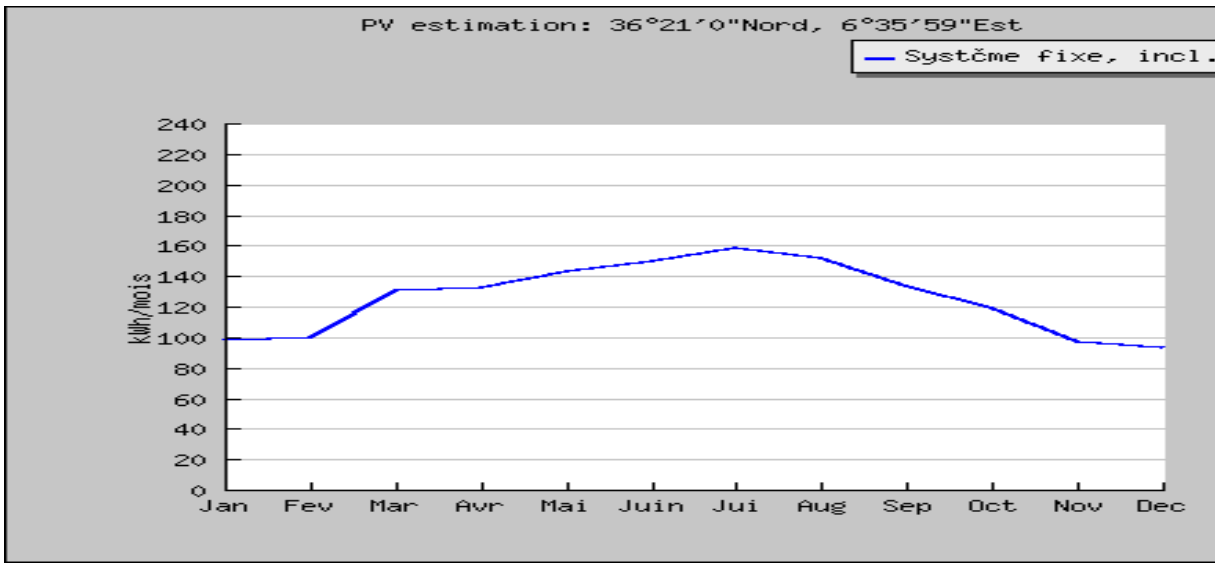
Ads by Media WatchAd Options

Système fixe: inclinaison=32°, orientation=0° (Optimal à l'orientation donnée)

Mois	E_d	E_m	H_d	H_m

Jan	3.16	97.8	3.94	122
Fev	3.56	99.7	4.52	127
Mar	4.21	131	5.51	171
Avr	4.40	132	5.84	175
Mai	4.61	143	6.28	195
Juin	4.98	149	6.93	208
Jui	5.11	158	7.19	223
Aug	4.89	151	6.91	214
Sep	4.46	134	6.11	183
Oct	3.85	119	5.17	160
Nov	3.23	97.0	4.15	125
Dec	3.01	93.3	3.81	118
Moyenne annuelle	**4.13**	**125**	**5.54**	**168**
Total pour l'année		**1510**		**2020**

E_d: Production d'electricité journalière moyenne par le systèm défini (kWh)
E_m: Production d'electricité mensuelle moyenne par le systèm défini (kWh)
H_d: Moyenne journalière de la somme de l'irradiation globale par mètre carré reçue par les modules du systèm défini (kWh/m^2)
H_m: Somme moyenne de l'irradiation globale par mètre carré reçue par les modules du système défini (kWh/m^2)



integration de la pd dans un système de pompage photovoltaique

Balances and main results

	GlobEff	EArrMPP	E PmpOp	ETkFull	H Pump	WPumped	W Used	W Miss
	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	meterW	m³/day	m³/day	m³/day
January	91.2	225.8	65.4	0.000	3819	11.17	12.78	87.22
February	107.6	270.7	98.0	0.000	3003	16.58	16.58	83.42
March	142.9	361.2	144.9	0.000	2890	21.31	21.31	78.69
April	159.6	402.9	173.6	0.000	3213	27.78	27.78	72.22
May	175.5	437.0	181.7	0.000	2062	23.02	23.02	76.98
June	172.6	419.7	176.0	0.000	2055	22.67	22.67	77.33
July	196.3	470.9	236.0	0.000	1853	28.66	28.66	71.34
August	183.1	438.0	202.6	0.000	2079	25.92	25.92	74.08
September	165.6	400.5	177.5	0.000	2829	26.94	26.94	73.06
October	128.0	314.6	97.3	0.000	2139	12.68	12.68	87.32
November	97.0	240.0	68.6	0.000	2856	10.34	10.34	89.66
December	99.5	249.5	97.9	0.000	2577	13.31	13.31	86.69
Year	1718.9	4230.9	1719.5	0.000	2472	20.04	20.18	79.82

integration de la pd dans un système de pompage photovoltaique

Meteo and incident energy

	GlobHor	DiffHor	T Amb	WindVel	GlobInc	DifSInc	Alb Inc	DifS/Gl
	kWh/m²	kWh/m²	°C	m/s	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	
January	65.0	38.21	12.40	0.0	93.8	40.59	1.365	0.433
February	85.0	45.23	13.10	0.0	110.6	46.89	1.786	0.424
March	127.0	63.60	12.90	0.0	147.2	63.17	2.668	0.429
April	161.0	73.00	14.00	0.0	164.6	68.61	3.382	0.417
May	196.0	85.24	17.20	0.0	181.5	76.89	4.118	0.424
June	204.0	77.58	21.10	0.0	179.0	68.29	4.286	0.382
July	227.0	72.01	24.70	0.0	203.2	63.57	4.769	0.313
August	193.0	72.21	25.60	0.0	188.9	66.93	4.055	0.354
September	153.0	63.78	23.80	0.0	170.3	62.64	3.214	0.368
October	107.0	59.14	20.10	0.0	131.6	60.02	2.248	0.456
November	71.0	39.88	16.40	0.0	99.6	42.60	1.492	0.428
December	65.0	33.55	14.00	0.0	102.2	37.74	1.365	0.369
Year	1654.0	723.43	17.97	0.0	1772.5	697.93	34.747	0.394

integration de la pd dans un système de pompage photovoltaique

Losses in the pumping system

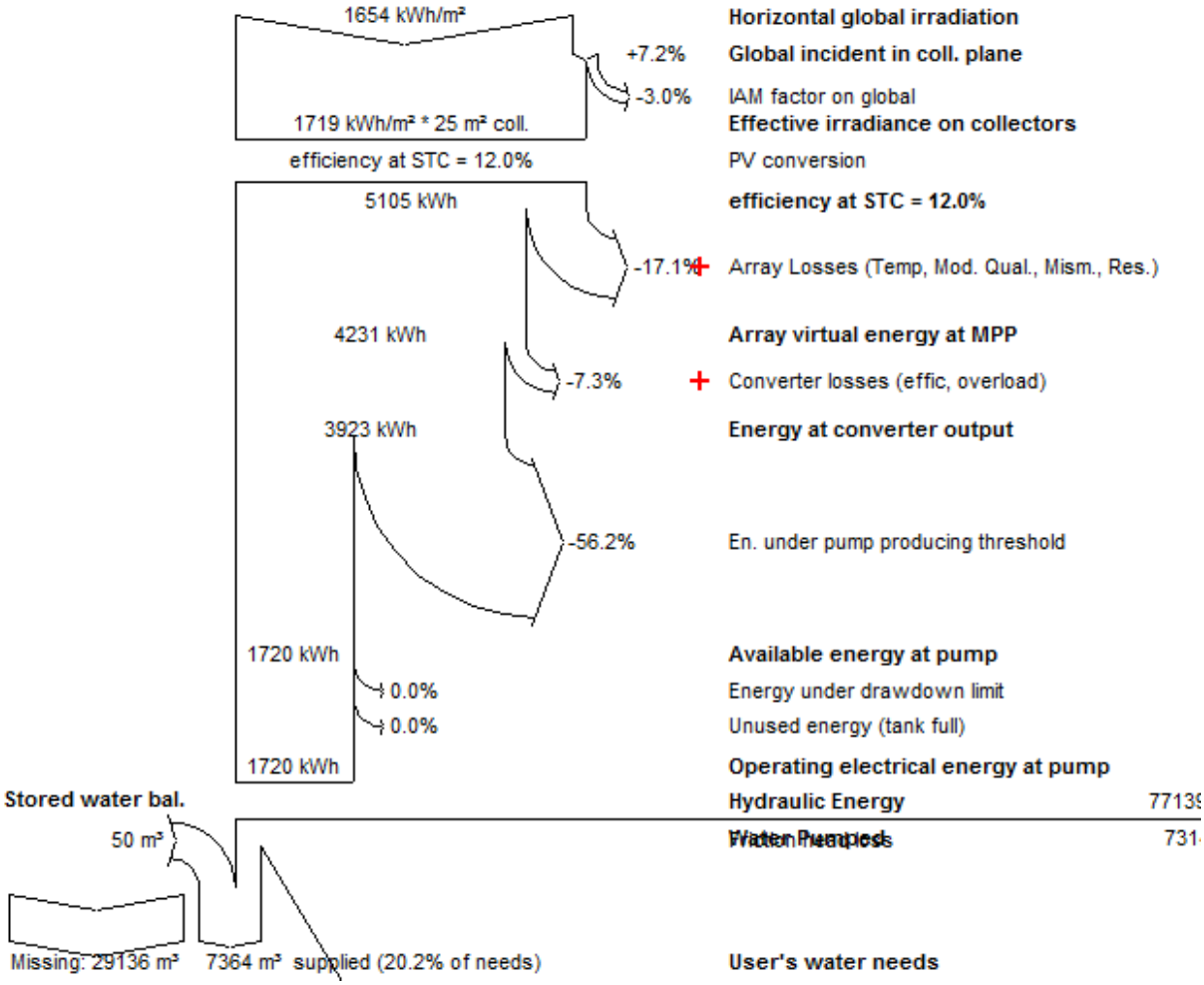
	EArrMPP	EPmpThr	EPmpOvr	E_PmpAv	ELowLev	ETkFull	E PmpOp
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	225.8	140.7	0.000	65.4	0.000	0.000	65.4
February	270.7	152.5	0.000	98.0	0.000	0.000	98.0
March	361.2	189.6	0.000	144.9	0.000	0.000	144.9
April	402.9	201.2	0.000	173.6	0.000	0.000	173.6
May	437.0	224.1	0.000	181.7	0.000	0.000	181.7
June	419.7	214.0	0.000	176.0	0.000	0.000	176.0
July	470.9	202.6	0.000	236.0	0.000	0.000	236.0
August	438.0	204.5	0.000	202.6	0.000	0.000	202.6
September	400.5	196.4	0.000	177.5	0.000	0.000	177.5
October	314.6	193.5	0.000	97.3	0.000	0.000	97.3
November	240.0	152.5	0.000	68.6	0.000	0.000	68.6
December	249.5	131.4	0.000	97.9	0.000	0.000	97.9
Year	4230.9	2203.1	0.000	1719.5	0.000	0.000	1719.5

integration de la pd dans un système de pompage photovoltaique

Losses in the PV system

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	EArUfix	EArray
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	8.25	5.33	4.98	225.8	225.8	310.5
February	9.73	6.29	5.96	270.7	270.7	369.7
March	12.92	8.36	7.28	361.2	361.2	384.7
April	14.33	9.27	8.63	402.9	402.9	435.5
May	15.58	10.07	9.11	437.0	437.0	449.1
June	14.97	9.69	9.16	419.7	419.7	428.9
July	16.68	10.79	11.19	470.9	470.9	479.1
August	15.52	10.04	10.41	438.0	438.0	463.2
September	14.19	9.18	9.47	400.5	400.5	430.7
October	11.33	7.32	6.18	314.6	314.6	372.6
November	8.68	5.61	5.06	240.0	240.0	322.5
December	9.00	5.82	6.47	249.5	249.5	418.8
Year	151.19	97.78	93.91	4230.9	4230.9	4865.2

Loss diagram for "integration de la pd dans un système de pompage photovoltaique" - year



Résumé :

L'exploitation des potentiels énergétiques (solaire) pour la production de l'électricité s'avère être rentable dans les régions isolées et enclavées, là ou l'extension électrique conventionnelle serait impossible et onéreuse

Dans ce travail on a procédé à une modélisation d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil qui comprend un générateur photovoltaïque, un convertisseur à courant continu permettant une poursuite du point de fonctionnement optimum, l'ensemble alimentant un moteur à courant continu accouplé à une pompe centrifuge

Enfin on a présenté la méthode analytique de dimensionnement de système de pompage photovoltaïque et leur simulation avec le logiciel pvsyst4.37

Mots clés : photovoltaïque, convertisseur, modélisation, pompage ; simulation

الملخص:

إن استغلال الطاقة الكامنة (الشمسية) لإنتاج الكهرباء اثبت مردود يته في المناطق النائية والمعزولة، حيث الكثافة السكانية ضعيف و الطلب على الطاقة محدود ومكلف .

في هذا العمل قمنا بنمذجة' النظام الضخ الكهرو الضوئي المتزامن مع ظهور أشعة الشمس حيث يتضمن هذا الاخير مولد كهروضوئي مقرون بمحول DC-DCوالذي يسمح بتكييف ممانعة الحمولة والتي تتمثل في المضخة ذات الطرد المركزي وذلك من خلال تتبع النقطة الاعظمية للاستطاعة أخيرا قدمنا طريقة تحليلية لتحجيم النظام الضخ الكهرو الضوئي ثم محاكاته بإستعمال برمجية pvsyst4.37

الكلمات المفتاحية:تحويل الطاقة الضوئية، نمذجة، ضخ المياه؛ تحجيم و محاكاة.

Abstract:

The exploitation of potential energy (solar) for the production of electricity turns out to be profitable in remote and isolated regions, where conventional electrical or extension would be impossible and expensive

In this work we carried out a model of a photovoltaic pumping system over the sun which includes a photovoltaic generator, a DC-DC converter for a further optimum operating point, all feeding a DC motor coupled a centrifugal pump

Finally, we presented the analytical method for sizing photovoltaic pumping system and simulation software with pvsyst4.37.

Keywords: photovoltaic, converter, modeling, pumping, Dimensioning and simulation.