

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي



BADJI MOKHTAR ANNABA UNIVERSITY
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA

جامعة باجي مختار - عنابة-
Année 2018

Faculté des sciences de l'ingéniorat
Département d'électrotechnique

THÈSE

Présentée en vue de l'obtention du DOCTORAT DE TROISIEME CYCLE

Contribution à l'étude d'une alimentation à base de
panneaux photovoltaïques avec stockage

Option

Valorisation des énergies renouvelables

Par

Benabda Amina

DIRECTEUR DE THESE : Dr. Kelaiaia Mounia Samira

M.C.A Université Annaba

Co-directeur :

Pr. Labar Hocine

Prof Université Annaba

DEVANT LE JURY

PRESIDENT:

Pr. Omeiri Amar

Prof

Université Annaba

EXAMINATEURS: Pr. Dib Djalel

Prof

Université Tebessa

Dr. Mesbah Tarek M.C.A Université Annaba

Dr. Soufi Youcef

M.C.A

Université Tebessa

المخلص

إن الطلب المتزايد على الطاقة الكهربائية والاستنفاد المستقبلي المحتوم للمصادر التقليدية يستدعي البحث عن مصادر بديلة، مثل الطاقات المتجددة، ومن بينها الطاقة الشمسية هي الطاقة الأكثر استخداماً بسبب تطبيقاتها الكثيرة. وبما أن الجزائر تتمتع بحقل شمسي استثنائي بفضل مساحتها الكبيرة، فإنها تمثل مصدراً هاماً للطاقة الضوئية.

الغرض من هذه الدراسة هو إنشاء نظام لوحة ضوئية وظيفية في مرحلتها القصوى. ينقسم هذا البحث إلى قسمين. الأول يتعلق بتقدير وضع الشمس في كل لحظة من السنة. لذلك، يتم تعريف الميل الأمثل للوحة من أجل الحصول على أفضل التقاط للطاقة الشمسية في منطقة مدروسة. الجزء الثاني من أهداف هذا البحث هو زيادة كفاءة النظام الكهروضوئي بأكمله. يتم تحقيق أقصى نقطة للطاقة في اللوحة الكهروضوئية من خلال المرفق الذي يتم أخذ دورة العمل المخطط لها بعين الاعتبار واختبارها بنجاح. تتضمن هذه السيطرة المقترحة تقلبات أقل واستجابة سريعة تعطي دقة أفضل مقارنة بتقنية (P&O).

الموج الذي يضمن تزويد الطاقة الفلطا ضوئية بالشبكة الكهربائية لا بد أن يحقق كل متطلبات الربط بهذه الشبكة الكهربائية؛ في الواقع، الموج ذو الثلاث مستويات يسمح من احترام مجالات الجهد والاستجابة لكل متطلبات الربط بفضل نظام فعال و حكيم لتحسين جودة الطاقة المتحصل عليها.

الكلمات المفتاحية : اشعة الشمس, اللوحة الفوطوضوئية, النقطة القصوى للطاقة.

Abstract

The growing demand for electric power and the inevitable future exhaustion of conventional sources call for research on alternative sources, such as renewable energies, among which, solar energy is the most used energy because of its many applications. And as Algeria has an exceptional solar field thanks to its large surface area so it represents an important source of photovoltaic energy.

The purpose of this study is to set up a functional PV panel system at its maximum stage. This research is divided into two parts. The first concerns the estimation of the position of the sun at each moment of the year. Therefore, an optimal inclination of the panel is defined in order to have the best capture of solar energy in a studied region. The second part of the objectives of this research is to maximize the efficiency of the entire PV system. A maximum power point of the PV panel is achieved through a chopper for which a planned work cycle is taken into account and tested successfully. This proposed control involves fewer oscillations and a quick response giving better precision compared to the Perturb and Observe technique.

The inverter that can supply this photovoltaic energy to the electricity grid must meet the requirements of the interconnection to the electricity grid; in fact, the three-level inverter makes it possible to respect these voltage ranges and to meet the requirements of the interconnection thanks to an efficient and judicious control making it possible to improve the quality of energy obtained.

Key words : Sun radiation, photovoltaic panel, maximum power point

Résumé :

La demande croissante de l'énergie électrique et l'épuisement futur inévitable des sources classiques exigent des recherches sur des sources alternatives, comme les énergies renouvelables parmi lesquels, l'énergie solaire est l'énergie la plus utilisée à cause de ses nombreuses applications. Et comme l'Algérie comporte un gisement solaire exceptionnel grâce à sa grande superficie donc elle représente une source importante de l'énergie photovoltaïque.

Le but de cette étude est la mise en place d'un système de panneau PV fonctionnel à son stade maximum. Cette recherche est divisée en deux parties. La 1^{ère} porte sur l'estimation de la position du soleil à chaque moment de l'année. Donc, une inclinaison optimale du panneau est définie dans le but d'avoir la meilleure capture de l'énergie solaire dans une région étudiée. La seconde partie des objectifs de cette recherche est de maximiser le rendement de tout le système PV. Un point maximum de puissance du panneau PV est atteint grâce à un hacheur pour lequel un cycle de travail prévu est pris en compte et testé avec succès. Ce contrôle proposé implique moins d'oscillations et une réponse rapide donnant de meilleures précisions en comparaison à la technique Perturb et Observe.

L'onduleur qui peut assurer l'injection de cette énergie photovoltaïque au réseau électrique doit répondre aux exigences de l'interconnexion au réseau électrique ; en effet l'onduleur à trois niveaux permet de respecter ces gammes de tension et de répondre aux exigences de l'interconnexion grâce à une commande efficace et judicieuse permettant d'améliorer la qualité d'énergie obtenue.

Mots Clés : Rayonnement du soleil, panneau photovoltaïque, point maximum de puissance.

Dédicace

Cette thèse est dédiée à ma maman, décédée lors de ma deuxième année de thèse, qui m'a toujours poussé et motivé dans mes études. Sans elle, je n'aurai certainement fait d'études longues.

A mon cher papa

A mon mari

A ma sœur

A toute ma famille et ma belle famille

A tous(tes) mes amis(es)

Remerciements

Le travail présenté dans cette thèse a été réalisé au sein du département d'Électrotechnique, faculté des sciences de l'ingénierat, Université Badji Mokhtar-Annaba et en collaboration avec le Centre d'Étude et de Recherche en Thermique, Environnement et Systèmes (CERTES), Université Paris-Est, Créteil (France), sous la direction du docteur *KELAIAIA MOUNIA SAMIRA*. Qu'elle trouve ici mes sincères remerciements pour avoir initiée et soutenue mon travail et d'avoir fait preuve d'une patience, et pour la confiance qu'elle m'a accordée tout au long de cette thèse. Quelques lignes ne suffiront évidemment pas à exprimer l'étendue de ma gratitude à son égard, ainsi qu'à Monsieur Labar Hocine, Professeur à l'Université Badji Mokhtar -Annaba, pour son Co-encadrement et les conseils avisés qu'il a su me prodiguer tout au long de ma thèse.

Je tiens à remercier Monsieur Pierre Olivier Logerais, HDR à l'Université Paris Est Créteil (France), pour m'avoir dirigé et qui n'a jamais manqué de me conseiller et de m'orienter tout au long de ces années de travail.

J'exprime mes sincères remerciements à Monsieur Omeiri Amar, professeur à l'Université Badji Mokhtar- Annaba-, pour avoir accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

J'exprime mes vifs remerciements à Monsieur Dib Djalel, Professeur à l'Université de Tebessa, pour avoir accepté de juger ce travail.

Je tiens également à exprimer tout ma gratitude à Monsieur. Mesbah Tarek, Maître de Recherche classe A à l'université Badji Mokhtar -Annaba, qui a accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur d'être parmi les examinateurs.

Je tiens également à exprimer tous mes sincères remerciements à Monsieur Soufi Youcef, Maître de Recherche classe A à l'Université de Tebessa, qui a accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur d'être parmi les examinateurs.

Je tiens aussi à remercier Monsieur Jean-Félix Durastanti, Professeur des Universités en énergétique au Centre d'Étude et de Recherche en Thermique, Environnement et Systèmes (CERTES) de l'Université Paris-Est Créteil (France) et toute l'équipe de recherche de m'avoir accueilli au sein du laboratoire.

La liste des figures

Chapitre I : Etude et modélisation du rayonnement solaire

Fig.1. centrale hydraulique.....	5
Fig.2. Schéma d'une installation géothermique.....	6
Fig.3. Installation de l'énergie de la biomasse.....	7
Fig.4. centrale hydrolienne.....	8
Fig.5. Une Eolienne.....	9
Fig.6. une installation solaire.....	10
Fig.7. La carte d'éclairement solaire de l'Algérie.....	12
Fig.8. Absorption de certains types de rayons ultraviolets par la couche d'ozone.....	14
Fig.9. les composantes solaires.....	15
Fig.10. référentiel plan équatorial.....	18
Fig.11. référentiel, Plan horizontal du lieu.....	19
Fig.12. Plan incliné.....	20
Fig.13. Cordonnés terrestres.....	23
Fig.14. courbes d'enseillement typique par mois pour différentes latitudes.....	24
Fig.15. Les rayonnements solaires captés selon l'inclinaison de plan vers le soleil.....	26
Fig.16. Effet de l'inclinaison sur le rayonnement, de mois en mois, à 45° de latitude.....	27
Fig.17. position en orbite solaire terrestre.....	28
Fig.18. irradiation annuelle totale.....	28
Fig.19. Différents éclairagements pour 365 jours.....	29
Fig.20. éclairagement pour les 3 jours.....	29

Chapitre II : Modélisation d'un panneau photovoltaïque

Fig.1. Représentation schématique d'une cellule solaire.....	31
Fig.2. Cellule au Silicium Monocristallin.....	33
Fig.3. Cellule au Silicium Poly-cristallin.....	33
Fig.4. Cellule au Silicium amorphe (couche mince).....	34
Fig.5. Schéma équivalent du modèle exponentielle .L3P.....	36
Fig.6. Schéma équivalent du modèle exponentielle .L4P.....	37
Fig.7. Schéma équivalent du modèle exponentielle .L5P.....	37
Fig. 8. Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P.....	38
Fig. 9. Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M6P.....	41
Fig.10. Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M5P.....	42
Fig. 11. Schéma équivalent électrique de la cellule PV.....	43
Fig.12. L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$	46
Fig.13. L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P=f(V)$	46

Fig.14. L'influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$	47
Fig.15. L'influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$	48
Fig.16. Association de N modules solaires en série.....	48
Fig .17. Association de N_p modules solaires en parallèle.....	49
Fig .18. Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires.....	49
Fig. 19. Exemple de la structure d'un système PV autonome.....	50
Fig. 20. Exemple de la structure d'un système PV connecté au réseau.....	51
Fig.21. Exemple de la structure d'un système PV hybride.....	52
Fig.22. Exemple d'association sécurisée de deux modules PV commerciaux en parallèle avec leurs diodes de protection.....	53
Fig.23. Effet de la diode by-pass sur la caractéristique $I(V)$	53

Chapitre III : Etude de convertisseur DC/DC

Fig.1. les différents types de convertisseurs statiques.....	55
Fig.2. Schéma électrique d'un hacheur buck.....	56
Fig.3. Chronogramme de courant et tension d'un hacheur buck.....	57
Fig.4. Schéma électrique d'un hacheur buck fermé.....	58
Fig.5. Schéma électrique d'un hacheur buck ouvert.....	58
Fig.6. Schéma électrique d'un hacheur boost.....	59
Fig.7. Chronogramme de courant et tension d'un hacheur boost.....	60
Fig.8. Schéma électrique d'un hacheur boost fermé.....	60
Fig.9. Schéma électrique d'un hacheur boost ouvert.....	61
Fig.10. Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT.....	62
Fig.11. Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximale a) suite à une variation d'éclairement, b) suite à une variation de charge, c) suite à une variation de température.....	63
Fig.12. Principe classique d'une MPPT pouvant être implantée en numérique.....	64
Figure.13. Principe de fonctionnement d'une commande MPPT.....	66
Figure.14. Changement d'éclairement et conséquence sur les courbes de puissance d'un générateur PV ainsi que sur l'adaptation source-charge.....	67
Figure.15. Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence.....	67
Figure .16. Principe de la méthode MPPT à courant de référence en fonction de I_{sc}	68
Fig.17. Algorithme de perturbation et de l'observation (P et O).....	69
Fig.18. Algorithme incrémental conductance.....	70
Fig.19. Le système proposé.....	71
Fig.20. La caractéristique $V(E)$ pour les 3 jours.....	72
Fig.21. La caractéristique $I(E)$ pour les 3 jours.....	72
Fig.22. Algorithme du MPPT par la méthode calculée.....	73

Fig.23. Les caractéristiques P_{PV}/V et I/V pour le 02 Avril.....	74
Fig.24. Les caractéristiques P_{PV}/V et I/V Pour le 08 Juin	74
Fig.25. Les caractéristiques P_{PV}/V et I/V Pour le 01 Juillet	75
Fig.26. Les caractéristiques P_{PV}/V et I/V Pour le 02 Avril	76
Fig.27. Les caractéristiques P_{PV}/V et I/V Pour le 08 Juin	76
Fig.28. Les caractéristiques P_{PV}/V et I/V Pour le 01 Juillet	77
Fig.29. Profil d'irradiation testé.....	78
Fig.30. grandeurs de sorties du panneau	79
Fig.31. Grandeurs de sorties du hacheur	80
Fig.32. Pertes de puissances consommées par le hacheur.....	80

Chapitre VI : Etude du système PV connecté au réseau

Fig.1. Schéma d'un onduleur à deux niveaux	85
Fig. 2. Différentes topologies des installations PV connectés aux réseaux électriques.	89
Fig.3. Structure de conversion multi-string mixte.....	91
Fig.4. Structure de conversion multi-string avec distribution des DC-DC MPPT en série.....	92
Fig.5. Un bras de l'onduleur à deux niveaux.	94
Fig.6 onduleur triphasé à trois niveaux	98
Fig.6.a interrupteur bidirectionnel équivalent du pair transistor – diode	99
Fig.6.b un bras de l'onduleur à trois bras niveaux	99
Fig.7 Les configurations possibles pour un bras de l'onduleur à trois niveaux	101
Fig. 8. Le diagramme du système proposé.....	110
Fig. 9. Le courant de réseau pour un système PV	111
Fig. 10 la tension du réseau pour un système PV	111
Fig. 11 la puissance du réseau pour un système PV	111
Fig. 12 la puissance délivrée par le PV pour un système PV	112
Fig. 13 la puissance de la charge pour un système PV	112
Fig. 14 tauxde distorsion harmonique en tension THD_v pour un système PV	112
Fig. 15 tauxde distorsion harmonique en courant THD_i pour un système PV	113
Fig.16 Le courant de réseau pour un système PV	113
Fig. 17 la tension du réseau pour un système PV	113
Fig. 18 la puissance du réseau pour un système PV	114
Fig. 19 la puissance délivrée par le PV pour un système PV	114
Fig. 20 la puissance de la charge pour un système PV	114
Fig. 21 tauxde distorsion harmonique en courant THD_i pour un système PV	114
Fig. 22 tauxde distorsion harmonique en tension THD_v pour un système PV	115
Fig. 23 profil d'éclairement testé	115

Fig. 24 L'influence de l'éclairement sur les différentes puissances (charge, puissance et réseau) pour un système PV	116
Fig. 25 L'influence de l'éclairement sur les différentes puissances (charge, puissance et réseau) pour un système PV	116
Fig. 26 la puissance du réseau	119
Fig. 27 la puissance de la charge	119
Fig. 28 la puissance des panneaux	120
Fig. 29 la puissance des batteries	120
Fig. 30 le courant de la batterie	120
Fig. 31 la tension de la batterie	121

Liste des symboles

δ Déclinaison solaire

Φ Latitude du lieu

ω Angle horaire

θ_z Angle de zénith

θ Angle d'incidence

β Inclinaison de la surface.

γ Angle d'azimut.

γ_S Angle extérieur d'azimut

H hauteur de la paroi

α angle d'ombre du soleil

ν fréquence de l'énergie d'un photon

λ la longueur d'onde

ΔE quantité d'énergie

m le nombre de masse d'air

G, G_{ref} l'éclairement réel et celui à la condition de référence (W/m²)

T_c, T_{c-ref} la température de cellule réelle et à la condition de référence

N_S Nombre de cellules connectées en série

N_p Nombre de cellules connectées en parallèle

R_{sh} Résistance shunt ou parallèle (Ω)

R_s Résistance série (Ω)

R_{ch} Résistance de la charge (Ω)

L Inductance (H)

C Capacité (F)

t Temps (s)

T Température de jonction (K)

V Tension électrique (V)

I_{sat} le courant de saturation (A)

I Courant électrique (A)

I_0 Courant de saturation de la diode (A)

I_d Courant de la diode (A)

I_{ph} le photo-courant de la cellule.

I_{pv} Courant photo généré (A)

I_{sc} Courant de court-circuit (A)

V_{pv} la tension aux bornes de cette même cellule (V)

$V_t = K.T/q$ Potentielle thermique

V_{oc} Tension de circuit ouvert (V)

a Facteur d'idéalité de la diode

n facteur d'idéalité de la jonction ($1 < n < 3$)

PN une tension de jonction

N Couche supérieure

P Couche inférieure

J Jonction entre les zones N et P

MPPT Point de puissance maximale

THD Taux de Distorsion Harmonique (%)

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

P&O Perturb and Observe

Constantes

$k = 1.3806503 \times 10^{-23} \text{ J.K}^{-1}$ Constante de Boltzmann

$q = 1.60217646 \times 10^{-19} \text{ C}$ Charge de l'électron

$h = 6,63 \times 10^{-34} \text{ J/s}^{-1}$ la constante de Planck

Table des matières

Introduction.....	1
Chapitre I : Etude et modélisation du rayonnement solaire	
I.1. Introduction :	4
I.2. Les sources des énergies renouvelables	4
I.2.1. L'énergie hydraulique.....	4
I.2.1.1 principe de fonctionnement.....	4
I.2.2. L'énergie de la géothermie	5
I.2.2.1 principe de fonctionnement.....	5
I.2.3. L'énergie de la biomasse	6
I.2.3.1 principe de fonctionnement.....	6
I.2.4. L'énergie de la marine	7
I.2.4.1 principe de fonctionnement.....	8
I.2.5. L'énergie éolienne	8
I.2.5.1 principe de fonctionnement.....	8
I.2.6. L'énergie solaire	9
I.2.6.1 Fonctionnement d'une installation solaire	10
I.3. Le gisement solaire.....	11
I.4. Modélisation du rayonnement solaire	13
I.5. Composition du rayonnement solaire.....	13
I.5.1. Constante Solaire	16
I.5.2. Masse d'air.....	16
I.6. Calcul de la radiation solaire.....	16
I.6.1. Paramètres influençant le rayonnement solaire.....	16
I.6.2. La position du soleil.....	17
I.6.2.1 coordonnées équatoriales	17
I.6.2.1 coordonnées horizontales	18
A. La hauteur du soleil	18
B. Distance Zénithale (angle zénithal)	18
C. Azimut du soleil.....	18
I.7- rayonnement solaire sur un plan incliné	19
I.7.1. L'angle d'incidence du rayonnement direct sur un plan incliné	20
I.8. L'inclinaison optimale d'un capteur	21
I.8.1 L'inclinaison optimale annuelle.....	21
I.8.2 Modèle de Gladius	21

I.8.3 Modèle de Kern et al :	21
I.8.4 L'inclinaison optimale saisonnière	22
I.8.5 Modèle d'el Kassaby	22
I.8.6 L'inclinaison optimale mensuelle	22
I.9. Cordonnés terrestres :	23
I.9.1 La longitude :	24
I.9.2 La latitude :	24
I.9.3 L'altitude :	24
I.9.4 La Déclinaison :	25
I.10. Orientation et inclinaison de la surface de captage	25
I.11. Evaluation énergétique optimale de la région d'Annaba	27
Chapitre II : Modélisation d'un panneau photovoltaïque	
II.1-Introduction	31
II.2-la cellule photovoltaïque :	31
II.2.1 Les différents types des cellules photovoltaïques :	32
A. Cellule au silicium monocristallin	32
B. Cellule au silicium Poly-cristallin	33
C. Cellule au sillisium Amorphe	33
II.3. Modélisation des cellules photovoltaïques	34
II.3.1. Modèle à Une Diode	35
A. Modèle à trois paramètres (13p)	35
B. modèle à quatre paramètres (14p)	36
C. modèle à cinq paramètres (15p)	37
II.3.2. Modèle à Deux Diodes	38
A. Modèle à sept paramètres (2M7P)	38
B. Modèle à six paramètres (2M6P)	40
C. Modèle à cinq paramètres (2M5P)	41
II.4. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	42
II.5. Paramètres d'une cellule photovoltaïque	43
II.5.1. Courant de court-circuit (I_{cc}) :	44
II.5.2. Tension de circuit-ouvert (V_{co}) :	44
5.3. Rendement énergétique :	44
II.5.4. Facteur de forme	45
II.6. Influence de l'éclairement et la température sur les courbes $I=f(V)$ et $P=f(V)$	45
II.7. Influence De L'association Des Cellules PV :	48
II.7.1. Influence De L'association Série Des Cellules PV :	48

II.7.2. Influence De L'association Parallèle Des Cellules PV :.....	49
II.7.3. Influence De L'association Mixte (Série + Parallèle) Des Cellules PV :.....	49
II.8. Modes d'exploitation des systèmes photovoltaïques.....	50
II.8.1 Le mode autonome	50
II.8.1.1 Système autonome sans batterie	50
II.8.1.2 Système autonome avec batterie.....	51
II.8.2 Le mode raccordée au réseau.....	51
II.8.3 Le mode hybride	51
II.9. La protection des modules solaires.....	52
II.9.1 La diode anti-retour	52
II.9.2 Les diodes by-pass.....	53
II.10. Avantages et inconvénients d'une installation PV :	54
II.10.1. Avantages :	54
II.10.2. Inconvénients :.....	54

Chapitre III : Etude de convertisseur DC/DC

III.1. Introduction	55
III.2. Les Hacheurs	55
III.2.1. Type des hacheurs	56
III.2.1.1 Hacheur Buck.....	56
A. Fonctionnement	57
B. Modèle mathématique équivalent.....	58
III.2.1.1 Hacheur Boost	59
A. Fonctionnement	59
B. Modèle mathématique équivalent.....	60
III.3. La commande MPPT.....	61
III.3.1. Suivi de la puissance maximale du générateur photovoltaïque	61
III.3.2 Principe du MPPT	62
III.3.3 Classification des techniques MPPT	63
III.3.4. Les premiers types de technique MPPT	64
III.3.5. Evolution du point d'opération du générateur PV	65
III.4. Les méthodes de poursuite de MPPT	67
III.4.1. Méthodes à contre réaction de tension	67
III.4.2. Méthodes à contre réaction de courant.....	68
III.4.3. Méthodes à contre réaction de puissance	68
III.4.3.1 Algorithme perturbation et observation.....	68
III.4.3.2 Algorithme incrémentation de la conductance	69

III.4.4. La méthode proposée..... 71

III.4.4.1 Commande par la tension.....	71
III.4.4.2 Commande par le courant.....	72

Chapitre VI : Etude du système PV connecté au réseau

VI.1. Introduction	82
VI.2. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution :	82
VI.2.1 Influence sur le plan de tension	82
VI.2.2. Influence sur la qualité de l'énergie	83
VI.2.2.1 Injection d'harmoniques de courant.....	83
VI.2.2.2 Injection de courant continu au réseau.....	83
VI.2.2.3 Déséquilibre entre phase	83
VI.3. Influence du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques	83
VI.3.1. Régime de neutre et courants de fuite	84
VI.3.2. Creux de tension et tenue des systèmes	84
VI.3.3. Présence de composante continue et d'harmoniques de tension	84
VI.4. Les convertisseurs DC/AC pour les systèmes photovoltaïques	85
VI.4.1. Définition	85
VI.4.2. Stratégie de commande	86
VI.4.3 Caractéristiques propres d'un onduleur pour les systèmes photovoltaïques	86
VI.4.4 Dimensionnement des onduleurs des systèmes photovoltaïques couplés aux réseaux	87
VI.4.5. Configuration de raccordement du champ solaire avec le réseau électrique	88
VI.4.5.1 Installation mono-onduleur (Onduleur Central).....	89
VI.4.5.2 Installation avec un onduleur pour chaque string (Onduleur String)	89
VI.4.5.3 Installation multi-onduleurs (Onduleur modulaire)	90
VI.4.5.4 la conversion multi-string mixte	90
VI.4.5.5 Conversion multi-string avec distribution des DC/DC MPPT en série.....	92
VI.4.6. Les inconvénients des onduleurs conventionnels	92
VI.5. Onduleur de tension à modulation de largeur d'impulsions	93
VI.5.1 Stratégie de commande triangulo-sinusoïdale à une seule porteuse	93
VI.5.2 Modélisation d'un bras de l'onduleur triphasé	94
VI.5.2.1 Configuration d'un bras	94
A. Tableau récapitulatif.....	94
B. Fonctions de connexion	96
C. les potentiels des noeuds.....	96
D. Tensions composées	96
E. les tensions simples.....	96

VI.6. Modélisation du fonctionnement des onduleurs à trois niveaux	97
VI.6.1 Structure de l'onduleur à trois niveaux	97
VI.6.2 Modélisation du fonctionnement d'un bras de l'onduleur à trois niveaux	100
VI.6.2.1 Différentes configurations d'un bras	100
VI.6.3 Modèle de la commande de l'onduleur à trois niveaux	101
VI.6.3.1 Commande N° 1	102
VI. 6.3.2 Commande N° 2	102
VI.6.3.3 Commande N° 3	102
VI.6.4 Fonctions de connexion	103
VI.6.4.1 Relation entre les fonctions de connexion.....	103
VI.6.4.2 Relation entre les fonctions des demi-bras.....	104
VI.6.5 Modélisation des valeurs instantanées	104
VI.6.5.1 Les potentiels VK.....	104
VI.6.5.2 Tensions de sortie.....	105
VI.6.5.2.1 Tensions composées.....	105
VI.6.5.2.2 Tensions simples	106
VI.6.5.2.3 Courants d'entrée	106
VI.6.6 Stratégie de commande de l'onduleur à trois niveaux	107
VI.6.6.1 Introduction	107
VI.6.6.2 Commande triangulo - sinusoïdale	108
VI.6.6.2.1 Commande triangulo – sinusoïdale à une seule porteuse.....	108
VI.6.6.2.2 Commande triangulo -sinusoïdale à deux porteuses	109
VI.7. Résultats de simulations	110
VI.7. a éclairage constant.....	111
VI.7. b éclairage variable	115
VI.8. Système de stockage électrique	117
VI.8. 1 Le principe de fonctionnement.....	117
VI.8. 2 Types d'accumulateurs.....	118
Conclusion générale.....	122
Référence	124

Introduction générale

Introduction générale

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas du tout nouveau; dans l'histoire de l'humanité, les énergies renouvelables ont été pendant longtemps la première possibilité de produire de l'énergie. Ceci a seulement changé avec la révolution industrielle. Qui apparaît à travers deux petits pics, l'un au cours du 19^{ième} siècle avec le charbon et la découverte des machines à vapeur, l'autre au 20^{ième} siècle avec le pétrole, le gaz et le nucléaire. Ce qui a diminué de l'application des énergies renouvelables en termes absolus et relatifs ; sans compter quelques exceptions. Les énergies renouvelables ont eu une importance secondaire dans la production globale d'énergie.

les sources d'énergie renouvelable ont une place décisive, elles présentent l'épine dorsale du futur en point de vue énergie, car ces formes d'énergie sont ainsi inépuisables, propres et plus amicale à l'environnement, par conséquent de leur aspect non polluons sont caractérisées par des énergies propres ou des énergies verte, elles se destineront à améliorer la qualité de vie sur toute la planète terre non seulement pour les humains mais aussi bien pour la fore et faunes. En conclusion l'utilisation des énergies verte contribuent à la protection de l'environnement non seulement pour les générations actuelles mais fortement bien pour les futures générations. En conséquence le développement durable doit donc faire face à un double défi : en zone rurale, moderniser l'accès à l'énergie et en milieu urbain, maîtriser les consommations énergétiques en garantissant le développement économique

Parmi les principales ressources d'énergie renouvelable, on distingue l'énergie solaire; l'énergie éolienne, l'énergie hydro éolienne (ces éoliennes sous-marines utilisent les courants marins pour produire de l'électricité), l'énergie de la biomasse, l'énergie géothermique et l'énergie hydraulique. On cite comme exemple la conversion du rayonnement solaire, soit par la conversion du rayonnement solaire en énergie électrique directement utilisable par les systèmes photovoltaïques, ou par les systèmes de concentration du rayonnement solaire afin de produire la vapeur d'eau à haute pression, qui sert à actionner les turbines et en fin produire de l'énergie électrique ainsi que le chauffage. La source d'énergie solaire et l'éolienne sont les deux sources renouvelables distribuées d'une manière plus au moins équitable sur notre planète terre, qui sont disponible partout sur le globe terrestre.

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet, vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu, la durée de l'ensoleillement dépassant les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays couvre certains de ses besoins en énergie solaire photovoltaïque. Cette dernière qui a été étudié dans ce travail.

Bien que l'énergie photovoltaïque soit connue depuis de nombreuses années comme

source pouvant produire de l'énergie électrique allant de quelques milliwatts au mégawatt, il est solution attrayante comme remplacement ou complément des sources conventionnelles d'approvisionnement en électricité en raison de ses nombreux avantages :

-la production de cette électricité renouvelable n'émet pas de gaz à effet de serre, il faut cependant réduire l'impact environnemental de la fabrication du système.

-la lumière du soleil étant disponible partout et quasi-inépuisable, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne, dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville, et aussi bien au sud que dans le nord.

L'électricité photovoltaïque peut être produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur, ce qui la rend accessible à une grande partie de la population mondiale.

Les installations PV raccordées aux réseaux électriques de distribution, peuvent utiliser les onduleurs classiques à deux niveaux. Mais l'utilisation de plusieurs de ces onduleurs est affectée sur la qualité d'énergie électrique par l'apparition de plusieurs harmoniques dans le réseau de distribution résulte de la nature de cette énergie (sensible aux conditions météorologiques).

Une structure des onduleurs multiniveaux permettent de pallier à ces problèmes en générant une tension de sortie découpée et composée au moins trois niveaux. Ces onduleurs ont été mis en place depuis 1975 ils présentent plusieurs avantages, parmi lesquels on peut mentionner : La qualité d'onde, ils peuvent générer les tensions de sortie avec une distorsion THD très faible.

Les systèmes de production d'énergie doivent réaliser deux objectifs : premièrement, assurer l'autonomie énergétique du site, par la maximisation de la puissance récupérée par les

sources, et deuxièmement, la rentabilité économique et écologique, en récupérant certes le plus possible d'énergie à un moment donné, mais aussi en maximisant la durée de vie des composants du système.

Dans ce travail nous définirons en détails le système à étudier, afin de remplir les objectifs de maximisation de la production, la qualité de l'énergie fournie par le système photovoltaïque et le réseau

Pour atteindre ces objectifs, la thèse comprend quatre chapitres:

-Le premier chapitre expose les différentes sources d'énergies renouvelables existantes, il est aussi consacré à la compréhension physique du rayonnement solaire comme source d'énergie primaire pour le photovoltaïque ainsi que les différents modèles de calcul de l'énergie solaire.

-Le deuxième chapitre est dédié à la modélisation photovoltaïque, les différents modèles du panneau solaire à l'échelle de la cellule.

-Le troisième chapitre présente l'étude du convertisseur DC/DC, et les différentes techniques MPPT. La modélisation a été concentrée à l'étude du modèle d'une diode et la problématique liée à ce modèle. Par conséquent nous avons établi un modèle d'estimation de la puissance maximale.

-Le dernier chapitre traite l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique fournie par le réseau et l'avantage de l'ajout d'un élément de stockage pour notre système.

Chapitre I

Etude et modélisation du rayonnement solaire

I.1. Introduction

Les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue.

Une énergie est dite renouvelable lorsqu'elle provient de sources que la nature renouvelle en permanence, par opposition à une énergie non renouvelable dont les stocks s'épuisent.

Les énergies renouvelables proviennent de 2 grandes sources naturelles : le Soleil (à l'origine du cycle de l'eau, des marées, du vent et de la croissance des végétaux) et la Terre (qui dégage de la chaleur). Surnommées "énergies propres" ou "énergies vertes", leur exploitation engendre très peu de déchets et d'émissions polluantes mais leur pouvoir énergétique est beaucoup plus faible que celui des énergies non renouvelables. Nous nous intéresserons dans ce chapitre aux systèmes de production existants.

I.2. Les sources des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables ont plusieurs ressources. On se limite de manière générale à cinq ressources fondamentales [1] :

I.2.1 L'énergie hydraulique :

L'énergie hydraulique est une énergie renouvelable très faiblement émettrice de gaz à effet de serre. Cette source d'énergie renouvelable exploite les mouvements de l'eau actionnés par le Soleil et la gravité à travers le cycle de l'eau, les marées et les courants marins.

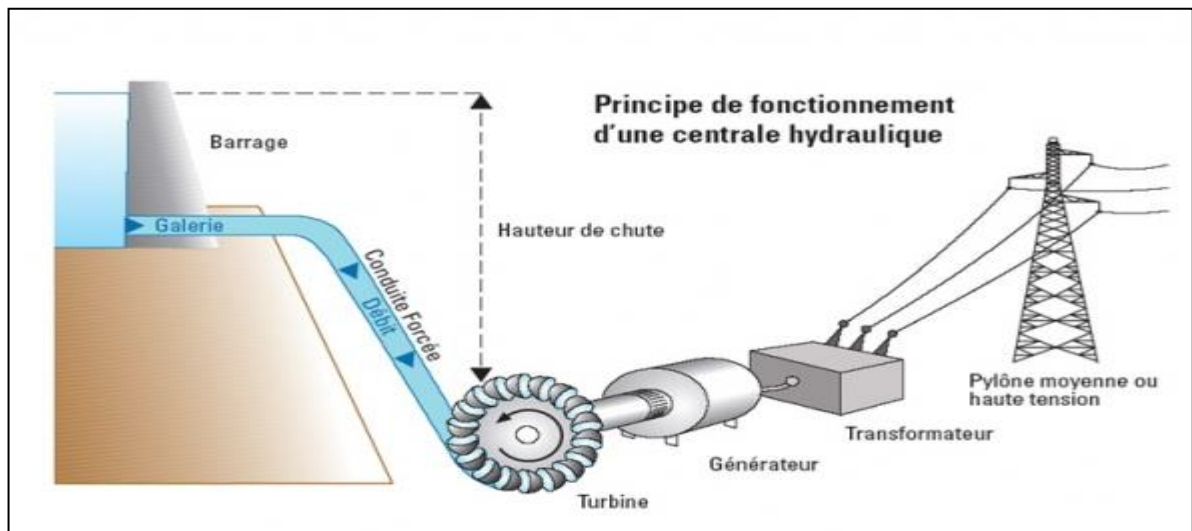
Qu'elles utilisent les chutes d'eau naturelles (cascades) ou artificielles (barrages hydroélectriques), le débit des cours d'eau ou les courants marins (marée, circulation thermohaline, etc.), les centrales hydrauliques produisent de l'énergie mécanique convertie la plupart du temps en électricité (hydroélectricité) [2].

I.2.1.1 Principe de fonctionnement

La production d'électricité hydraulique exploite l'énergie mécanique (cinétique et potentielle) de l'eau. Le principe utilisé pour produire de l'électricité avec la force de l'eau

est le même que pour les moulins à eau de l'Antiquité. Au lieu d'activer une roue, la force de l'eau active une turbine qui déclenche un alternateur et produit de l'électricité.

Ces installations sont appelées des centrales hydrauliques ou hydroélectriques. Ce sont ces constructions gigantesques qui enjambent certains fleuves ou rivières ou encore ces impressionnants barrages que l'on voit aux confins des lacs, mais également des petites centrales sur des petits cours d'eau. [3]



FigI.1 : centrale hydraulique.

I.2.2 L'énergie de la Géothermie

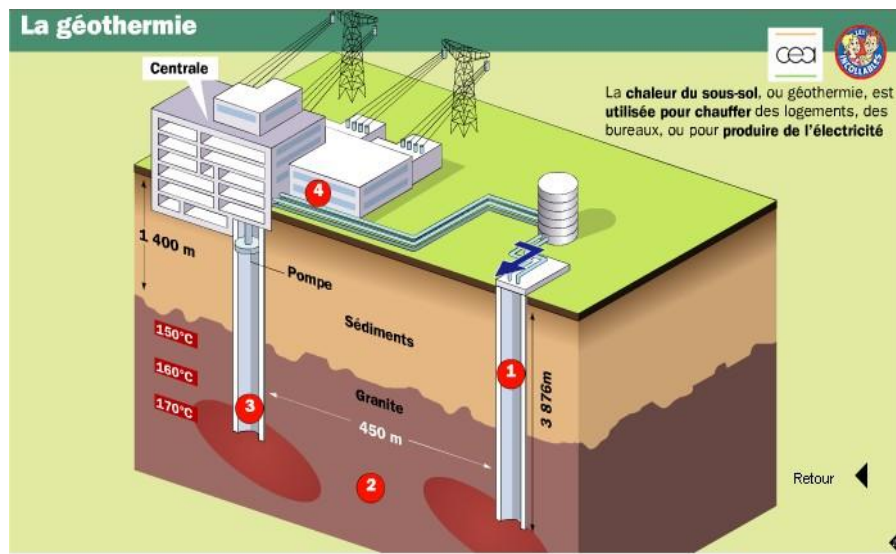
La géothermie, du grec géo (la terre) et thermos (la chaleur) est un mot qui désigne à la fois la science qui étudie les phénomènes thermiques internes du globe terrestre, et la technologie qui vise à l'exploiter. Par extension, la géothermie désigne aussi parfois l'énergie géothermique issue de l'énergie de la Terre qui est convertie en chaleur .

Pour capter l'énergie géothermique, on fait circuler un fluide dans les profondeurs de la Terre. Ce fluide peut être celui d'une nappe d'eau chaude captive naturelle, ou de l'eau injectée sous pression pour fracturer une roche chaude et imperméable. Dans les deux cas, le fluide se réchauffe et remonte chargé de calories (énergie thermique). Ces calories sont utilisées directement ou converties partiellement en électricité. [4]

I.2.2.1 Principe de fonctionnement

Pour utiliser cette énergie souterraine, on envoie de l'eau froide sous la Terre. Cette eau froide se réchauffe. Elle est alors pompée et ramenée à la surface où elle est utilisée soit

pour produire de l'électricité dans une centrale, soit directement en tant qu'eau chaude dans les logements (eau chaude pour la douche, les radiateurs...).



FigI.2 :Schéma d'une installation géothermique.

I.2.3 L'énergie de la biomasse

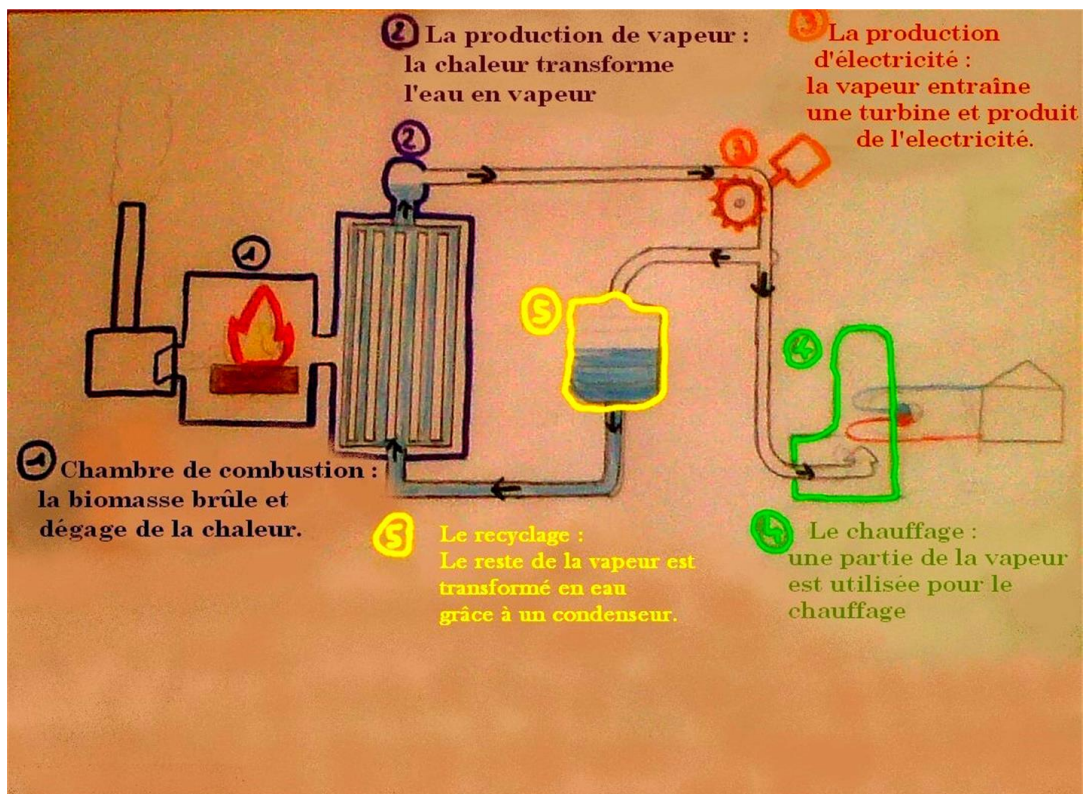
Dans le domaine de l'énergie, et plus particulièrement des bioénergies, le terme de biomasse désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale (algues incluses), animale ou fongique pouvant devenir source d'énergie par combustion (ex : bois énergie), après méthanisation (biogaz) ou après de nouvelles transformations chimiques (agro carburant).

L'énergie tirée de la biomasse est considérée comme une énergie renouvelable et soutenable tant qu'il n'y a pas surexploitation de la ressource, mise en péril de la fertilité du sol et tant qu'il n'y a pas de compétition excessive pour l'usage des ressources (terres arables, eau, etc.), ni d'impacts excessifs sur la biodiversité, etc. De plus, bien que présentant de nombreux avantages écologiques et en termes de développement local, elle peut être polluante (CO, CO₂, fumées, goudrons) si mal utilisée ou si la biomasse utilisée est polluée par des métaux lourds, radionucléides, etc. (sachant que les ressources fossiles sont également naturellement contaminées par des métaux, souvent plus que le bois).[5]

I.2.3.1 Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement d'une centrale à biomasse est très simple, il est même en réalité similaire à celui d'une chaudière voir à celui d'une chaudière à cogénération dans

certain cas. Globalement, la chaleur produite par la combustion va chauffer un réservoir d'eau qui va alors produire de la vapeur un peu à la manière d'une cocote minute. Cette vapeur d'eau va alors être dégagée à haute pression, ce qui va permettre de faire tourner une turbine relié à un alternateur. C'est cet alternateur l'élément clé de la centrale à biomasse, celui qui va permettre de produire l'électricité. Ce qui est intéressant dans les centrales à biomasse, c'est surtout celles qui permettent de produire de l'électricité à partir des éléments dont nous n'avons plus besoin.



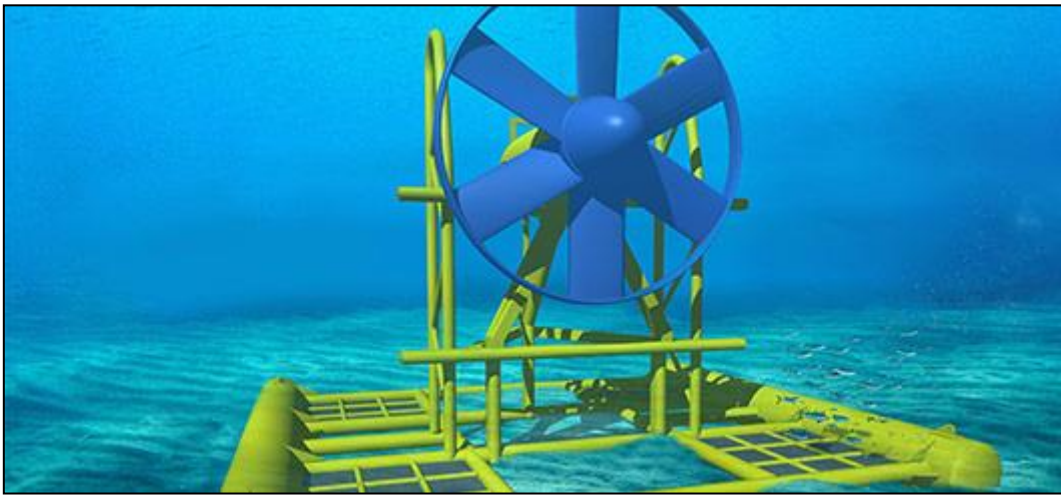
FigI.3 : Installation de l'énergie de la biomasse

I.2.4 L'énergie de la marine

L'énergie marine est une source d'énergie renouvelable qui dépend des ressources naturelles des eaux de la mer et des océans. Elle permet de fabriquer de l'électricité, essentiellement grâce aux mouvements de ces eaux. L'eau recouvre en grande partie notre planète, principalement à travers les mers et les océans. Elle constitue donc une source d'énergie importante, aujourd'hui encore peu exploitée. Les énergies marines n'émettent aucun gaz à effet de serre et leur matière première est disponible dans de nombreux pays du monde [6].

I.2.4.1 Principe de fonctionnement

L'hydrolienne est une turbine hydraulique, qui utilise l'énergie des courants marins comme une éolienne utilise l'énergie du vent. La turbine de l'hydrolienne permet la transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique qui peut alors être convertie en énergie électrique par un alternateur [4].



FigI.4 : centrale hydrolienne.

I.2.5 L'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une source d'énergie qui dépend du vent. Le soleil chauffe inégalement la Terre, ce qui crée des zones de températures et de pression atmosphérique différentes tout autour du globe. De ces différences de pression naissent des mouvements d'air, appelés vent. Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité dans des éoliennes, appelées aussi aérogénérateurs, grâce à la force du vent [6].

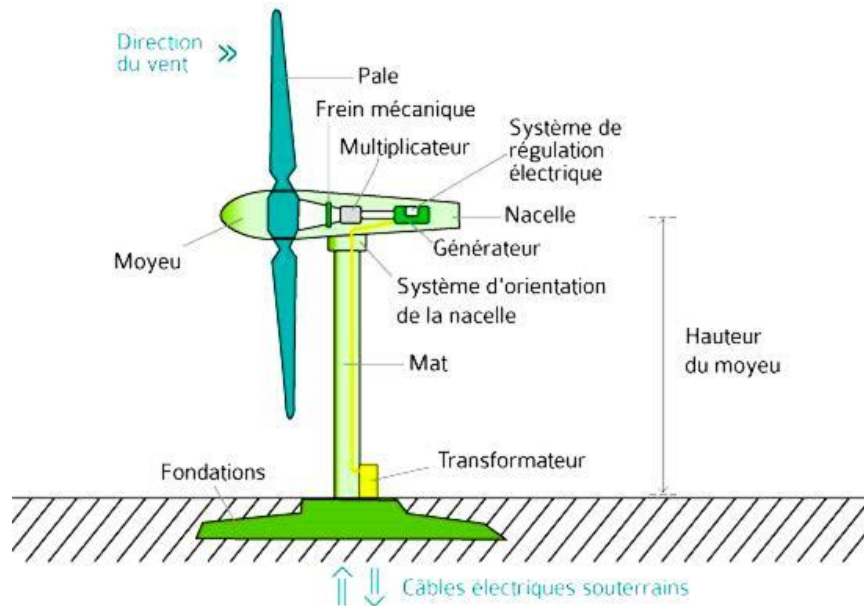
I.2.5.1 Principe de fonctionnement

La machine se compose de 3 pales (en général) portées par un rotor et installées au sommet d'un mât vertical. Cet ensemble est fixé par une nacelle qui abrite un générateur. Un moteur électrique permet d'orienter la partie supérieure afin qu'elle soit toujours face au vent.

Les pales permettent de transformer l'énergie cinétique (énergie que possède un corps du fait de son mouvement) du vent en énergie mécanique. Le vent fait tourner les pales entre

10 et 25 tours par minute. La vitesse de rotation des pales est fonction de la taille de celles-ci. Plus les pales seront grandes, moins elles tourneront rapidement.

Le générateur transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. La plupart des générateurs ont besoin de tourner à grande vitesse (de 1 000 à 2 000 tours par minute) pour produire de l'électricité. Ainsi, le multiplicateur a pour rôle d'accélérer le mouvement lent des pales.



FigI.5 : Une Eolienne

I.2.6 L'énergie solaire

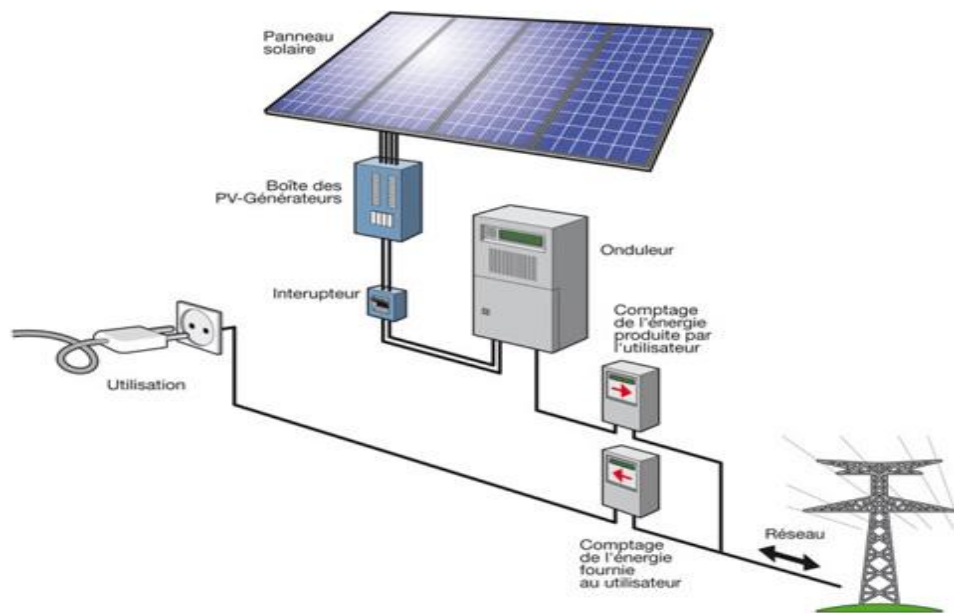
Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante. La quantité d'énergie libérée par le soleil et captée par la planète terre pendant une heure et pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an. Le soleil décharge continuellement une énorme quantité d'énergie radiante dans le système solaire, la terre intercepte une toute petite partie de l'énergie solaire rayonnée dans l'espace. Une moyenne de 1367 Watts atteint chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère terrestre pour une distance moyenne terre-soleil de 150 Millions de km, c'est ce que l'on appelle la constante solaire qui est égale à 1367W/m^2 . La partie d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser. Celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air (AM). Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans un ciel clair est de 1000W/m^2 et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1). Lorsque le soleil se déplace plus bas dans le ciel, la lumière traverse une plus grande épaisseur d'air, et perdant plus d'énergie. Puisque le soleil n'est au zénith que durant

peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inférieure à 1000 W/m^2 [7].

I.2.6.1 Fonctionnement d'une installation solaire

Trois éléments sont nécessaires à une installation photovoltaïque : des panneaux solaires, un onduleur et un compteur. Ces trois éléments permettent de récupérer l'énergie transmise par le soleil, de la transformer en électricité puis de la distribuer à l'ensemble des clients connectés au réseau.

- Intégrés au toit, les panneaux solaires convertissent directement la lumière en courant électrique continu.
- L'onduleur permet ensuite de transformer l'électricité obtenue en courant alternatif compatible avec le réseau.
- Le compteur mesure la quantité de courant injectée dans le réseau [6].



FigI.6 : une installation solaire.

Tableau 1. Avantages et inconvénients de chaque énergie renouvelable

Les énergies	Les avantages	Les inconvénients
L'énergie solaire	<ul style="list-style-type: none"> - Une bonne source d'énergie renouvelable. - Une énergie non-polluante. 	<ul style="list-style-type: none"> - Il n'y a pas de lumière la nuit. - A besoin de beaucoup

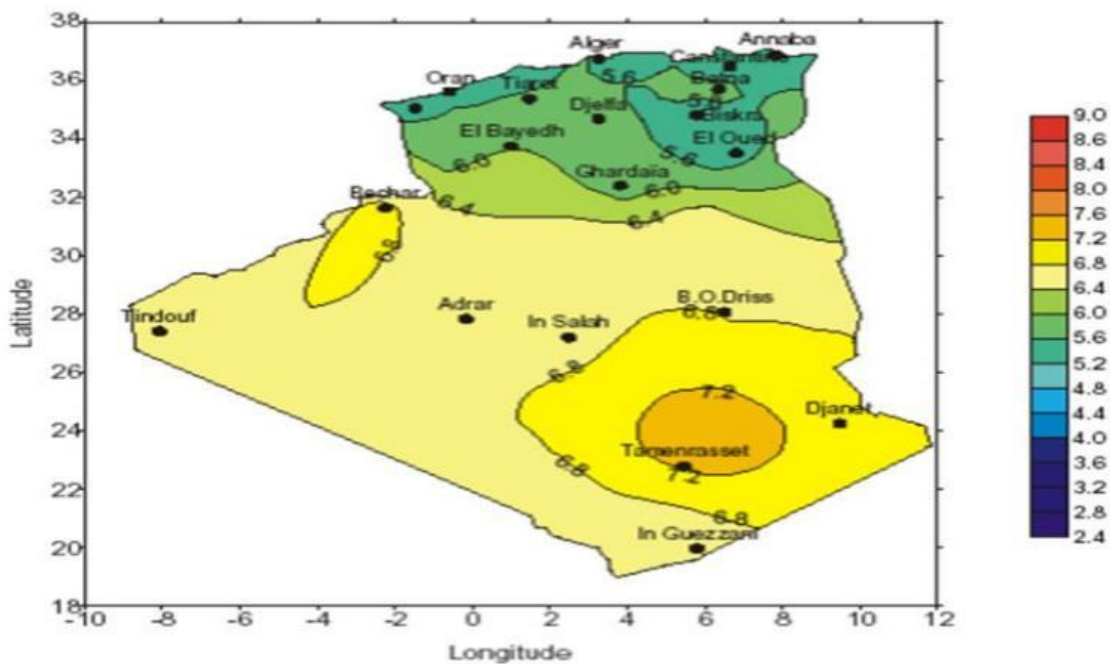
L'énergie hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> - La lumière ne coûte rien. - Peut de soutien et dure longtemps. - Une énergie naturelle non-polluante. - Retenues d'eau possible dans différents endroits. 	<ul style="list-style-type: none"> d'espace. - Le placement peut modifier l'énergie pris dans les panneaux - Panneaux fragile. - Une perturbation de l'équilibre écologique. - Grands barrages coûteux.
L'énergie éolienne	<ul style="list-style-type: none"> - Il y a toujours du vent dans un même endroit, donc jour et nuit. - Tout le mécanisme est dans l'éolienne donc pas de grandes usines. - Une énergie renouvelable donc non-polluante. 	<ul style="list-style-type: none"> - Un impact visuel. - Le prix couteux. - La migration des oiseaux.
L'énergie Géothermique	<ul style="list-style-type: none"> - Pollution non- toxique. - Beaucoup d'énergie pour peu de place. 	<ul style="list-style-type: none"> - Répartitions des sources. - Installation coûteuse.

I.3. Le gisement solaire en Algérie

Pour saisir la portée des énergies renouvelables en Algérie et les enjeux considérables et inépuisables existant de ces énergies non encore exploitées à savoir le gisement solaire exceptionnel qui couvre une superficie de 2381745 Km². [8]

L'Algérie est l'un des pays qui ont une diversité de sites du à son grand secteur, où le rayonnement de la région près de la mer est influencé par les saisons. Les zones du nord de l'Algérie sont à ciel - couvert plus que ceux du sud. Les régions Sahariens reçoivent une quantité plus grande d'énergie mais sont caractérisées par une température de l'air plus élevée. En raison de cette diversité dans le climat, l'ensoleillement moyen global au plan horizontal reçu varie entre 4,5 et 7.5 kWh/m². En tenant compte de cette diversité, l'Algérie peut être

divisée en 8 zones climatiques qui ont approximativement un ensoleillement homogène comme indiqué sur la figure I.7.



FigI.7. La carte d'éclairement solaire de l'Algérie.

Donc, En raison de sa situation privilégiée, l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen. La durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, peut atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara.

Le total d'énergie reçue est estimé à 169 400 TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays. [8].

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet, vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu, la durée de l'ensoleillement dépassant les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays couvre certains de ses besoins en énergie solaire. Pour cette raison qu'on s'intéressera à la production à base d'énergie photovoltaïque qui épuise son énergie du rayonnement solaire.

I.4. modélisation du rayonnement solaire

Pour une installation photovoltaïque, il est indispensable de savoir la quantité d'énergie captée par les capteurs puisque la puissance électrique fournie dépend de l'irradiation solaire incidente, et de connaître les différentes positions du soleil (l'angle de son inclinaison), Dans la suite de ce chapitre, nous allons traiter et exposer les équations de base du rayonnement solaire incident et son angle d'incidence sur les diverses périodes.

I.5. Composition du rayonnement solaire

Le Soleil est l'étoile centrale de notre système solaire. D'après la classification astronomique, notre étoile est de type nain jaune. Elle est composée essentiellement d'hydrogène (78,4 % de la masse) et d'hélium (19,6 % de la masse), les 2% restant étant composé d'autres éléments chimiques dont les principaux sont l'oxygène et le carbone. Autour de lui gravitent la Terre, et sept autres planètes (Mercure, Vénus et Mars qui sont comme la Terre des "planètes telluriques", et Jupiter, Saturne, Uranus et Neptune qui sont des planètes dites "géantes gazeuses") au moins cinq planètes naines (la plus connue étant Pluton), de très nombreux astéroïdes et comètes ainsi qu'une bande de poussière. Le Soleil représente à lui seul 99,86 % de la masse du système solaire ainsi constitué (Jupiter représentant plus des deux tiers de tout le reste).

Le Soleil émet un rayonnement de type électromagnétique. La lumière blanche nous parvient en très peu de temps (elle met en moyenne environ 8 minutes et 19 secondes à nous parvenir) car il se déplace à la vitesse de la lumière, soit 299 792 458 m/s. Ce rayonnement constitue un spectre continu allant des ultra-violets à l'infra-rouge en passant par le visible où il émet avec le maximum d'intensité. Cependant, en traversant la chromosphère du Soleil et l'atmosphère de la Terre, les atomes qui les composent absorbent certains photons.

Le spectre alors observable depuis la surface de la Terre est donc un spectre de **raies d'absorptions**

Ainsi, à la surface de la Terre le rayonnement solaire comprend : **5% d'ultra-violet, 40% de lumière visible et 55% d'infra-rouge**, les IR étant porteurs de l'essentiel de l'énergie thermique.

Le rayonnement **ultra-violet** émis par le Soleil est classé en 3 types d'ultra-violet : les **UV-A** ayant une longueur d'onde de 380 (cette valeur peut varier légèrement selon la source) à 315 nanomètres ($1\text{nm}=1 \times 10^{-9}\text{mètre}$), les **UV-B** dont la longueur d'onde est comprise entre 315 et 280 nm ainsi que les **UV-C** qui ont une longueur d'onde allant de 280 à 200 nm. Cependant seuls les UV-A et une petite partie des UV-B parviennent jusqu'à la surface de la Terre car en traversant l'atmosphère la totalité des UV-C et la majeure partie des UV-B sont absorbées, soit réfléchies. Ainsi le rayonnement solaire que nous recevons comprend seulement 5% d'ultra-violet, ces 5% étant composés à 95% d'UV-A et à 5% d'UV-B.

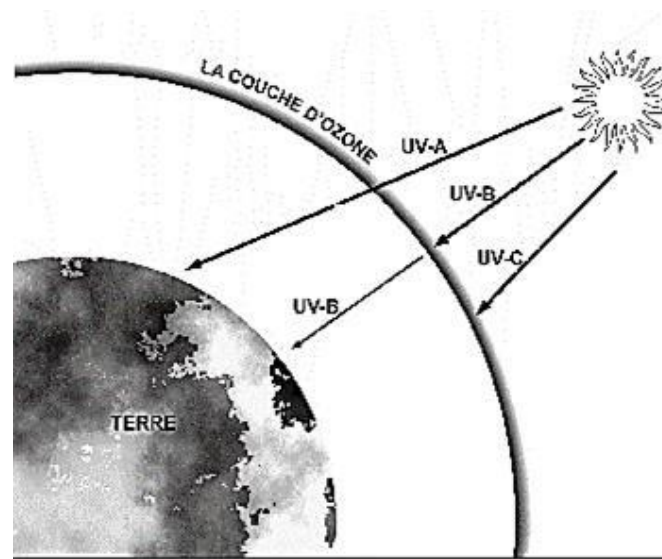


Fig I.8 : Absorption de certains types de rayons ultraviolets par la couche d'ozone [10]

Le rayonnement solaire peut être considéré comme un ensemble de photons, particules transportant chacune une quantité d'énergie appelée "**quantum d'énergie**" et notée " ΔE ". L'énergie d'un photon de fréquence ν (en hertz), dont la longueur d'onde λ (en mètre) est égale à la célérité divisée par ν , est exprimée par la relation

$$\Delta E = h \nu = (h \times c) / \lambda \quad (1)$$

h étant la constante de Planck c'est-à-dire $6,63 \times 10^{-34} \text{ J/s}^{-1}$. Ainsi, les photons composant le rayonnement ultraviolet, du fait de leur longueur d'onde, transportent un quantum d'énergie **plus important** que les photons composant le rayonnement infrarouge.

L'énergie que transmet le Soleil à la surface de l'atmosphère par rayonnement est égale à 1350 W/m^2 (c'est la constante solaire). Cependant, en traversant l'atmosphère, des parties de

ce rayonnement sont réfléchies, absorbées ou diffusées, ce qui diminue significativement cette valeur. Cette diminution est d'autant plus forte que la couche d'atmosphère est importante. Ainsi, l'énergie que nous transmet le Soleil dépend de plusieurs facteurs comme l'épaisseur de l'atmosphère où l'on se trouve ou encore la position du Soleil et sa valeur atteint dans les meilleures conditions 900 à 1000 W/m².

a. Rayonnement direct : Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère.

b. Rayonnement diffus : C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère.

c. Rayonnement réfléchi : C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lieu appelé Albédo.

d. Rayonnement global : Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions direct, diffus et réfléchi.

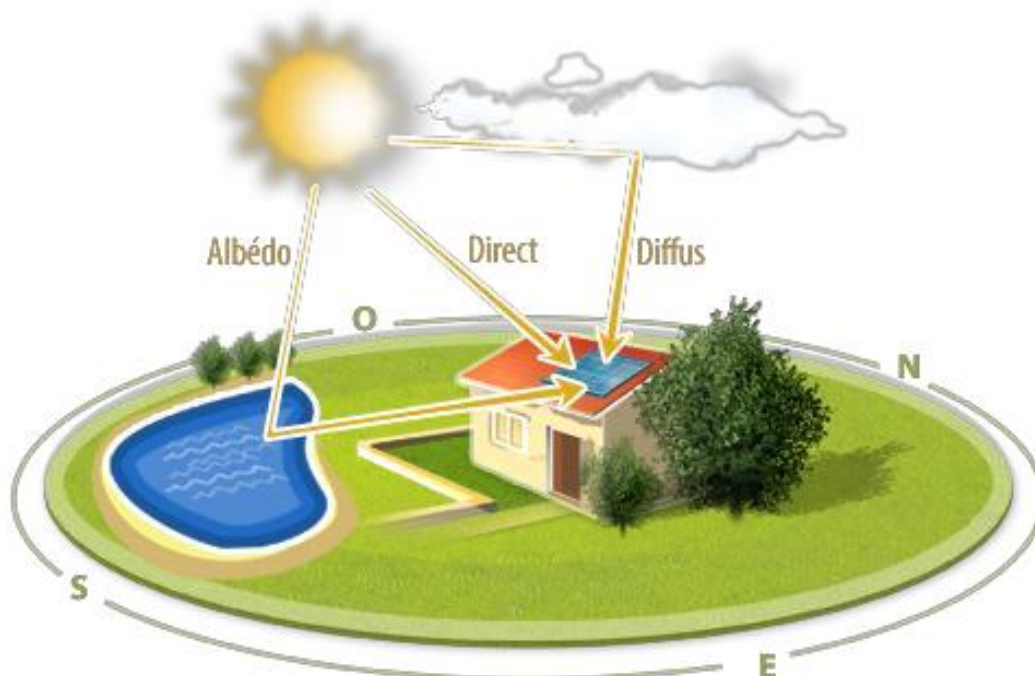


Fig I.9 :les composantes solaires

I.5.1. Constante Solaire

La constante solaire exprime la quantité d'énergie solaire que recevrait une surface de 1 m^2 située à une distance de 1 ua (distance moyenne Terre-Soleil), exposée perpendiculairement aux rayons du Soleil, en l'absence d'atmosphère. Pour la Terre, c'est donc la densité de flux énergétique au sommet de l'atmosphère. En première approximation, on peut calculer sa valeur en fonction du numéro du jour de l'année n par :

$$G_0 = 1367(1 + 0.33 \cos(0.9856n)) \text{ W/m}^2 \quad (2)$$

I.5.2. Masse d'air

Le rayonnement solaire traversant l'atmosphère au cours de la journée dépend de la position relative du soleil dans le ciel, pour tenir compte de cette position qui modifie l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons lumineux, on définit un coefficient m appelé masse atmosphérique ou nombre masse d'air défini par [11, 12] :

$$m = \frac{P}{1013 \sin A} \exp\left(-\frac{Z}{7.8}\right) \quad (3)$$

7.8 Km : L'épaisseur verticale moyenne standard de l'atmosphère

Z Km : L'épaisseur de l'atmosphère traversée par le rayonnement solaire

P : pression atmosphérique N/ m²

A:élévation du soleil en degré

I.6. Calcul de la radiation solaire

I.6.1. Paramètres influençant le rayonnement solaire

Par évidence l'atmosphère influe sur le rayonnement solaire, mais d'autres facteurs majeurs agissant sur le rayonnement solaire reçu à la surface de la terre, il est bien établi que la terre est en rotation autour du soleil dans une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un de ces foyers. Le plan contenant cette orbite est appelé plan écliptique, cette rotation induit l'alternance des saisons au cours de l'année ainsi que la distance terre soleil D varie selon relation : [13]

$$D = 1.510^{11} \left[1 + 0.017 \sin \left(\frac{360(n-93)}{365} \right) \right] \text{m} \quad (4)$$

Sa rotation autour de son propre axe polaire, qui donne naissance au cycle jour et nuit, l'axe polaire est incliné d'un angle δ oscille entre $-23^\circ.45$ et $23^\circ.45$ avec le plan écliptique, Cette inclination a pour effet la présence des saisons et également la cause des plus longues ou plus courtes heures de lumière au fil des saisons. Cet angle est appelé déclinaison solaire, qui est calculé à n'importe quel jour de l'année par l'expression suivante [14 ,15] :

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360(n+284)}{365} \right] \text{Degré} \quad (5)$$

La rotation et l'inclinaison de la terre font que l'énergie disponible en un point donné à sa surface varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire diffus.

I.6.2. La position du soleil

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux référentiels différents, grâce à deux plans, plan horizontal du lieu et le plan équatorial de la terre.

I.6.2.1 Coordonnées équatoriales

Dans ce référentiel le soleil est localisé au moyen de deux angles, la déclinaison solaire δ donnée à l'équation (5) et l'angle horaire Ω défini par [16] :

$$\Omega = 15(TSV - 12) \quad (6)$$

$$TSV = TL - GMT + \left(\frac{Et + 4\lambda}{60} \right)$$

$$Et = 9.87 \sin 2N - 7.35 \cos N - 1.5 \sin N \quad (7)$$

$$N = \frac{360}{365}(n - 81) \quad (8)$$

GMT : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich

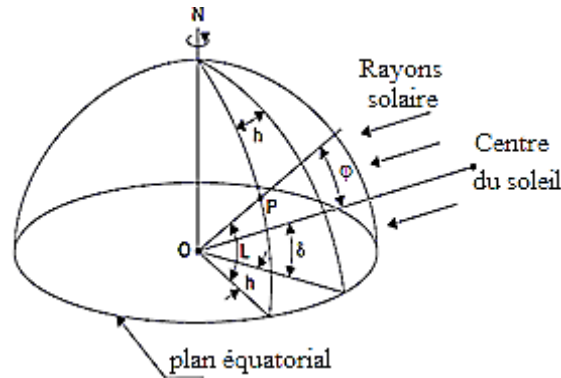
TSV : temps solaire vrai

TL : temps légal (donnée par une montre)

Et : l'équation de correction du temps

λ : Longitude du lieu

L'angle horaire Ω varie de -1800 à $+1800$, prend la valeur nulle à midi TSV, négative durant la période avant midi TSV et positive après.



FigI.10 : référentiel plan équatorial

I.6.2.2 Coordonnées horizontales

Le soleil est repéré par rapport au plan horizontal du lieu d'altitude φ , par deux angles, la hauteur et azimut du soleil.

A- la hauteur du soleil

La hauteur du soleil est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal du lieu. La hauteur évolue à chaque instant de la journée selon l'expression suivante [11-17]:

$$\sin h = \cos \delta \cos \varphi \cos \Omega + \sin \delta \sin \varphi \quad (9)$$

Les valeurs de la hauteur h varie entre -90° et $+90^\circ$, h prend la valeur nulle au lever et au coucher du soleil, positive le jour et négative la nuit

B- Distance zénithale (angle zénithal)

La distance zénithale ou angle zénithal, c'est l'angle que fait la direction du soleil avec le vertical du lieu [11-17] :

$$\cos \theta_z = \sin h \quad (10)$$

C- Azimut du soleil

Azimut du soleil est défini par l'angle que fait la projection de la direction du rayonnement solaire avec la direction sud du lieu [11-17] :

$$\sin \alpha = \frac{\sin \Omega \cos \delta}{\cosh} \quad (11)$$

L'azimut oscille entre -180 et +180, l'angle α prend les valeurs positives vers l'ouest, négatives vers l'est et nulle en direction sud

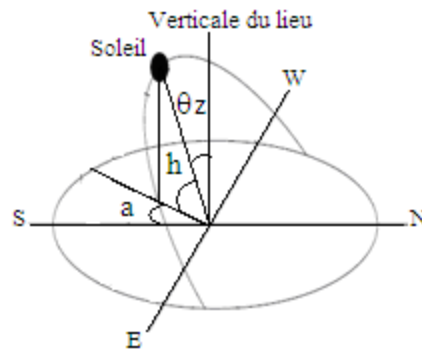


Fig I.11 : référentiel, Plan horizontal du lieu

I.7- rayonnement solaire sur un plan incliné

Généralement, sous diverses conditions les capteurs solaires sont installés suivant une inclinaison et une orientation fixes. Cette dernière est choisie vers le sud ou le nord, suivant la situation géographique du site considéré par rapport à l'équateur. Ceci étant, pour que les capteurs puissent absorber le maximum d'énergie au voisinage de midi, temps solaire vrai (TSV), là où la hauteur du soleil est au zénith et les valeurs de l'éclairement solaire sont maximales. Par ailleurs, pour pouvoir répondre aux besoins énergétiques et optimiser le rendement global du système, le champ de capteurs doit d'une part avoir une surface suffisante et d'autre part des caractéristiques thermomécaniques devant être les meilleurs possibles ainsi de capter le maximum d'énergie solaire durant la journée. Les paramètres permettant de satisfaire cette dernière condition sont l'inclinaison et l'orientation du champ de capteurs. Une des meilleures solutions proposées, c'est d'orienter le champ de capteurs vers le sud (hémisphère nord) et d'incliner sa structure suivant un angle optimale pré calculé pour le site considéré. Par conséquent, les concepteurs des systèmes ont besoin des données de l'ensoleillement solaire sur les surfaces inclinées ; mesurées ou estimées les données de l'éclairement solaire, cependant, sont la plupart du temps disponibles sur les surfaces normales ou sur les surfaces horizontales. Par conséquent, on a un besoin de convertir ces données sur les surfaces inclinées.

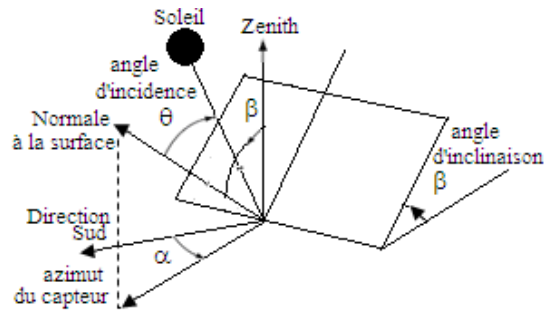


Fig I.12: Plan incliné

I.7.1. L'angle d'incidence du rayonnement direct sur un plan incliné

L'angle d'incidence θ est l'angle formé entre la direction du soleil et la normale à la surface inclinée du capteur. L'angle d'incidence θ a un effet primordial et une incidence directe sur la quantité d'insolation reçue sur la surface collectrice. Cet angle peut être déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayonnement incident et la normale du plan incliné en coordonnées horizontales. Ce angle dépend des paramètres de la position du soleil et de l'angle d'inclinaison du capteur. Il est défini par [12-17] :

$$\cos \theta = \cos \beta \sin h - \sin \beta \cos h \cos(\alpha - a) \quad (12)$$

Les angles α , β , a et h sont respectivement l'azimut du capteur, l'angle d'inclinaison, l'azimut du soleil et sa hauteur dans le ciel par rapport au plan horizontal du lieu.

L'équation précédente se transforme en coordonnées horaires par la relation suivante [12-17] :

$$\cos \theta = \cos \beta \sin \varphi \sin \delta - \cos \gamma \sin \varphi \sin \beta + \cos \delta \cos \beta \cos \varphi \cos \omega + \cos \delta \cos \gamma \cos \omega \sin \varphi \sin \beta + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \quad (13)$$

Généralement l'angle d'incidence des capteurs inclinés orientés en plein sud de l'hémisphère nord, se réduit aux deux relations suivantes [12] :

En coordonnées horizontal

$$\cos \theta = \cos \beta \sin h - \sin \beta \cos h \cos a \quad (14)$$

En coordonnées horaire

$$\cos \theta = \sin \delta \sin(\varphi - \beta) + \cos \varphi \cos \delta \cos(\varphi - \beta) \quad (15)$$

Où φ est la latitude du site

I.8. L'inclinaison optimale d'un capteur

La valeur de l'angle optimal d'inclinaison pour un système de captation d'énergie solaire, plusieurs propositions de la littérature ont été étudiées et effectuées. Nous présentons quelques-unes de ces propositions, qui nous semblent utile.

I.8.1 L'inclinaison optimale annuelle

Duffie et Beckmann proposent une inclinaison optimale annuelle égale à la latitude φ du lieu, ce type de capteur est appelé capteur suivant ses observations a proposé une inclinaison optimale

$$\beta_{op} = \varphi + 20^\circ \quad (16)$$

Heywood, a proposé une relation similaire

$$\beta_{op} = \varphi + 10^\circ \quad (17)$$

I.8.2 Modèle de Gladius

Après l'étude relative aux quatre sites en Alabama (USA), il a comparé l'énergie reçue sur un capteur plan sous les diverses inclinaisons et a arrivé à la relation suivante:

$$\beta_{op} = \frac{\sum_{i=1}^{12} (Gh_i \tan(\varphi - \delta_i))}{\sum_{i=1}^{12} Gh_i} \quad (18)$$

φ , δ_i et Gh_i sont respectivement la latitude du lieu, la déclinaison solaire pour la journée représentative du mois, i et la moyenne mensuelle par jour mesurée sur un plan horizontal.

I.8.3 Modèle de Kern et al

Dans le modèle établit par Kern et al, ont utilisés les données relatives de cinq sites du territoire du sud-africain et ont développé une expression de l'angle d'inclinaison optimal en fonction de la déclinaison solaire, latitude du lieu et de la moyenne mensuelle journalière de l'irradiation solaire directe sur un plan horizontal [17].

$$\beta_{op} = \arctan \left[\frac{\sum_{i=1}^{12} (Dh_i \tan(\varphi + \delta_i))}{\sum_{i=1}^{12} Dh_i} \right] \quad (19)$$

Dhi étant la moyenne mensuelle journalière de l'irradiation solaire directe sur un plan horizontal.

I.8.4 L'inclinaison optimale saisonnière

Différents études ont été menées afin de déterminer l'inclinaison optimale saisonnière des deux périodes, la période hivernale là où la déclinaison solaire est négative, et la période estivale de valeurs positives de déclinaison.

Les valeurs de l'angle d'inclinaison suggérées.

Yellot [18] a proposé deux inclinaisons correspondent aux deux saisons.

La période hivernale $\beta_{op} = \varphi - 10^\circ$

La période estivale $\beta_{op} = \varphi + 10^\circ$ (20)

Singery [18], propose la relation $\beta_{op} = \varphi + / - 15^\circ$

I.8.5 Modèle d'el Kassaby

El Kassaby a développé un modèle analytique permettant la détermination de l'angle inclinaison optimale en fonction de latitude du lieu et pour n'importe quelle période de l'année. Il a proposé l'expression suivante [18].

$$\beta_{op} = \frac{1}{N_2 - N_1 + 1} \sum_{i=1}^{N_2} \beta(i) \quad (21)$$

N_1 , N_2 et β sont respectivement le premier et le dernier jour de la période considérée et l'angle optimal journalier qui est donné par la relation suivante :

$$\beta = \varphi - \arctan\left(\frac{\Omega l}{\sin \Omega l} \tan \delta\right) \quad (22)$$

I.8.6 L'inclinaison optimale mensuelle

El Kassaby a développé un autre modèle analytique qui permet de déterminer l'angle d'inclinaison optimale en fonction de latitude du lieu, moyennant les méthodes des moindres carrés, il a paraphrasé des corrélations, qui permet le calcul de l'angle de l'inclinaison optimale de chaque mois de l'année. Ces relations sont données comme suit [18] :

Pour la période du mois de janvier au mois de mars.

$$\beta_{op} = 60.0012 + 1.49986Nm + 3.4999Nm^2 + (\varphi - 30)(0.7901 + 0.01749Nm + 0.0165Nm^2) \quad (22)$$

Pour la période du mois d'avril au mois de juin.

$$\beta_{op} = 216.0786 - 72.03221Nm + 6.00310Nm^2 + (\varphi - 40)(1.07515 + 0.11244Nm + 0.03749Nm^2) \quad (23)$$

Pour la période du mois de juillet au mois de septembre.

$$\beta_{op} = 29.11831 - 20.52980Nm + 2.50186Nm^2 + (\varphi - 50)(-11.17256 + 2.70569Nm - 0.015035Nm^2) \quad (24)$$

Pour la période du mois d'octobre au mois de décembre.

$$\beta_{op} = -441.2385 + 84.54332Nm - 3.50196Nm^2 + (\varphi - 40)(4.21370 - 0.54834Nm - 0.015035Nm^2) \quad (25)$$

Nm : présente le numéro du mois de l'année.

I.9. Cordonnés terrestres

La terre est pratiquement une sphère qui tourne autour d'un axe passant par le pôle nord et le pôle sud.

Tout point sur la terre est caractérisé par sa latitude et sa longitude, ces deux grandeurs représentent les cordonnés géographiques de ce point ainsi que par son altitude. FigI.13

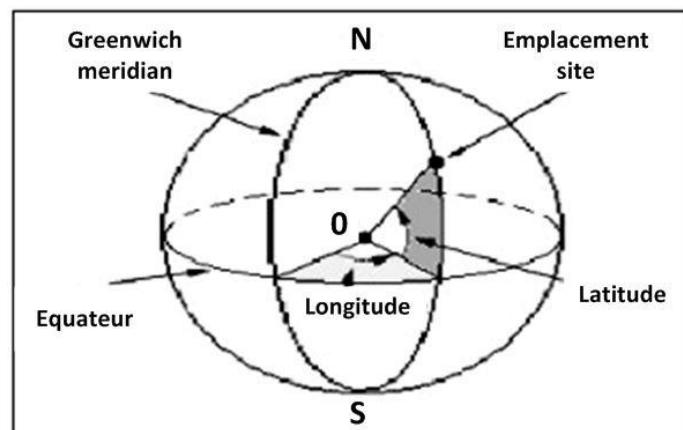


Fig I.13: Cordonnés terrestres

I.9.1 La longitude

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

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

La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180° et $+180^\circ$, à tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. La longitude sera désignée par la lettre λ_0

-longitude ouest $\lambda_0 < 0^\circ$

-longitude est $\lambda_0 > 0^\circ$

I.9.2 La latitude

La latitude d'un lieu à la surface de la terre est l'angle entre l'équateur et le rayon de la terre passant par le lieu considéré la latitude ϕ est composée de 0° à $+90^\circ$ dans l'hémisphère nord [19]

La latitude a aussi un effet important : les journées estivales s'allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, et le soleil est plus bas au midi solaire.

Les journées d'hiver sont plus courtes, et le soleil encore plus bas qu'à l'équateur.

Autrement dit, l'intensité maximale (à midi) et la quantité totale de rayonnement solaire G sur un plan horizontal diminuent à mesure qu'on augmente la latitude. Fig. I.14

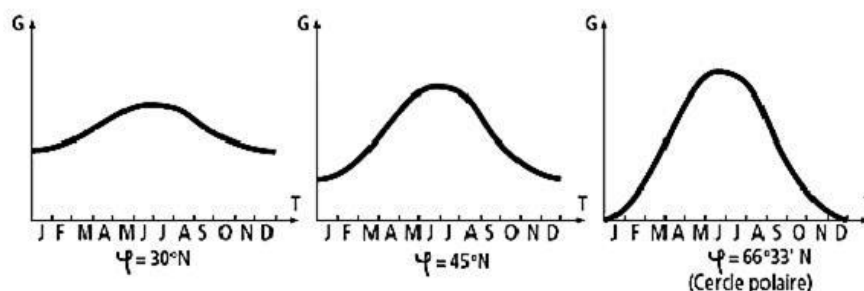


Fig I.14 : courbes d'insolation typique par mois pour différentes latitudes

I.9.3 L'altitude

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

I.9.4 La Déclinaison

C'est l'angle formé par l'axe terre-soleil avec le plan de l'équateur à un moment donné de l'année. Elle vaut $+23^{\circ},27$ au solstice d'été et $-23^{\circ},27$ au solstice d'hiver et est nulle aux équinoxes. Cet angle varie très peu pendant une journée, ce qui permet d'approcher le mouvement quotidien du soleil par une rotation sur l'axe l'équateur, de demi angle au sommet $\omega = 90^{\circ}$, L'angle ω sera donc fonction du jour de l'année [20].

$$\omega = +23.45^{\circ} \sin\left(\frac{360N}{365} - 80\right) \quad (26)$$

N est le nombre de jours de l'année.

I.10. Orientation et inclinaison de la surface de captage

Le placement des panneaux solaires influe beaucoup sur la quantité d'énergie qu'on récupère du rayonnement solaire. Pour installer un panneau solaire on doit se préoccuper à la fois de l'orientation et de l'inclinaison. L'orientation indique tout simplement vers quel point cardinal un panneau est exposé : il peut faire face au Sud, au Nord, à l'Est, à l'Ouest... tout comme la façade d'une maison.

L'inclinaison, quant à elle, est l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal. Etant donné que la position du soleil dans le ciel varie constamment, il faudrait idéalement que le panneau suive le soleil. Il existe de tels dispositifs «suiveurs», mais ils consomment une part de l'énergie et sont souvent assez onéreux (pour supporter tous les climats) et demandent de l'entretien. Ils sont surtout justifiés pour de gros systèmes avec concentration et pour des rayonnements directs uniquement.

En pratique, l'inclinaison optimale pour une utilisation annuelle, est déterminée par la règle suivante [20] :

Inclinaison optimale pour une utilisation annuelle = latitude du lieu + 10°

Le rayonnement atteint son intensité maximale lorsque le plan est perpendiculaire aux rayons du Soleil, donc l'intensité du rayonnement solaire sur un plan quelconque augmente quand on l'incline vers le Soleil (fig I.15). [20].

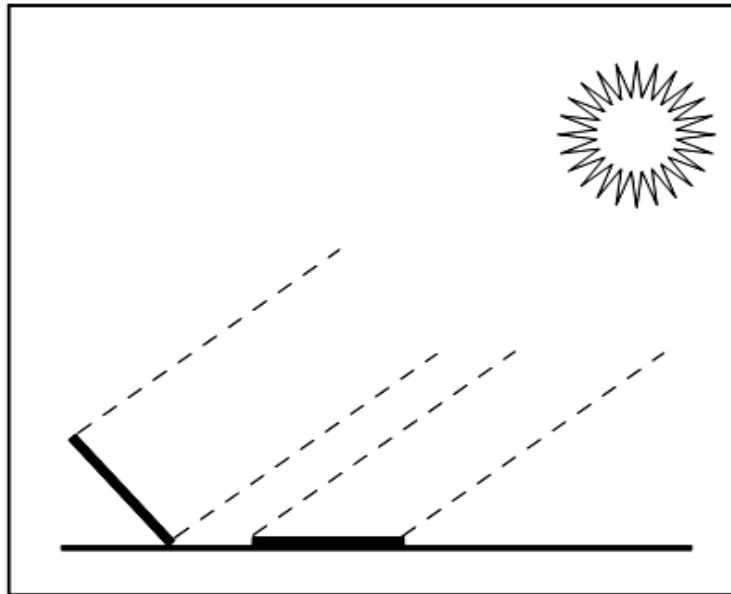


Fig I.15 : Les rayonnements solaires captés selon l'inclinaison de plan vers le soleil

On maximise par conséquent la quantité d'énergie solaire directe captée quand on change constamment l'inclinaison du plan pour le maintenir à angle droit avec les rayons du Soleil. Si le plan est fixe, la quantité d'énergie reçue sera moindre, car les rayons du Soleil le frapperont de biais la majorité du temps.

La figure I.16 montre l'effet de l'angle d'inclinaison sur le rayonnement direct frappant un plan, de mois en mois, à 45° de latitude. Lorsque l'inclinaison est égale à environ 35° par rapport à l'horizontale, le plan capte à peu près la même quantité d'énergie solaire toute l'année.

Le rayonnement annuel capté est au maximum lorsque le plan est incliné à un angle égal à la latitude. Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à 10° pour assurer un auto-nettoyage lors des pluies. Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, la présence des pièces mobiles réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés.

Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active. Il arrive cependant qu'il soit impossible d'installer le panneau exactement face au sud [20].

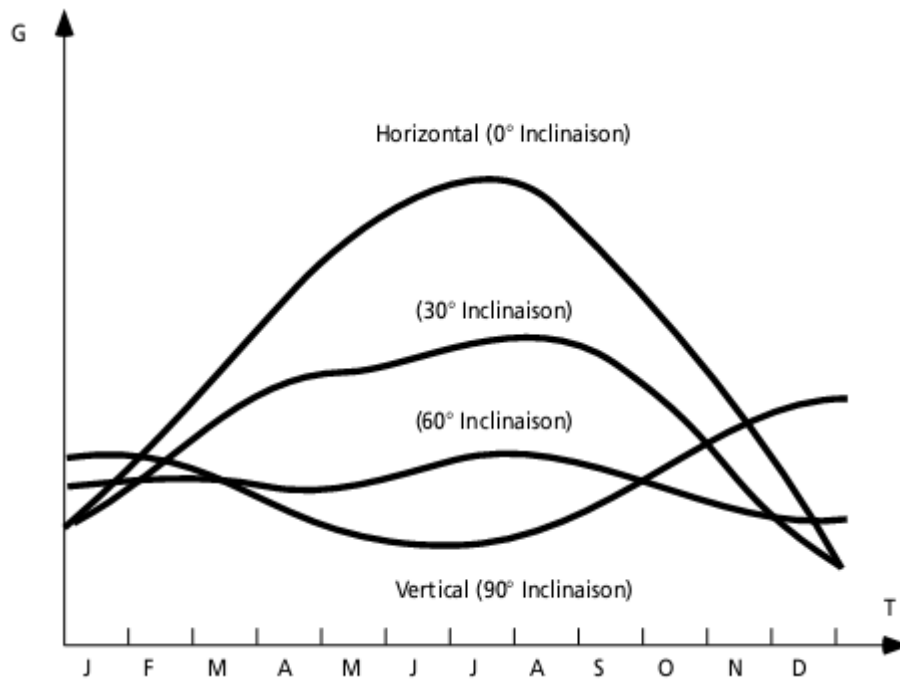


Fig I.16 : Effet de l'inclinaison sur le rayonnement, de mois en mois, à 45° de latitude

I.11. Evaluation énergétique optimale de la région d'Annaba

La question qui vient immédiatement à l'esprit est : comment placer les panneaux solaires pour récupérer un maximum de rayonnement solaire et comment savoir quelle énergie on va récupérer sans utiliser les trackers mécaniques qui consomment une part de cette dernière ? Les paramètres permettant de satisfaire cette dernière condition sont l'inclinaison et l'orientation du panneau photovoltaïque. Une des meilleures solutions proposées, c'est d'orienter le panneau photovoltaïque et d'incliner sa structure suivant un angle optimale pré calculé pour le site considéré (Annaba). [21]

On a résumé nos résultats dans le tableau suivant :

Tableau.2. différents éclairagements en fonction de différent angle d'inclinaison du PV

A	0.1	10	20	30	40	50	60	70	80	89
E *10 ⁶	3.6973	3.6549	3.5015	3.2417	2.8922	2.4718	2.0035	1.5524	1.2644	1.1693

Et ce pour différentes inclinaisons du panneau. Il est à remarquer que la meilleure position du panneau est $\alpha = 0.1^\circ$. Ceci correspond à une inclinaison par rapport à l'horizontale du sol de l'ordre de 36° . [21]

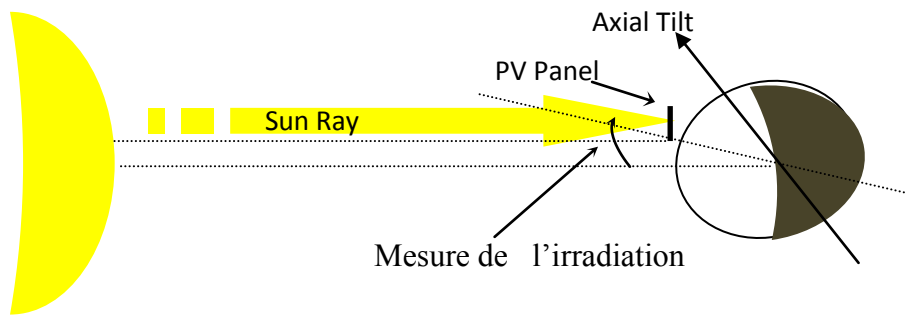


Fig I.17 : position en orbite solaire terrestre

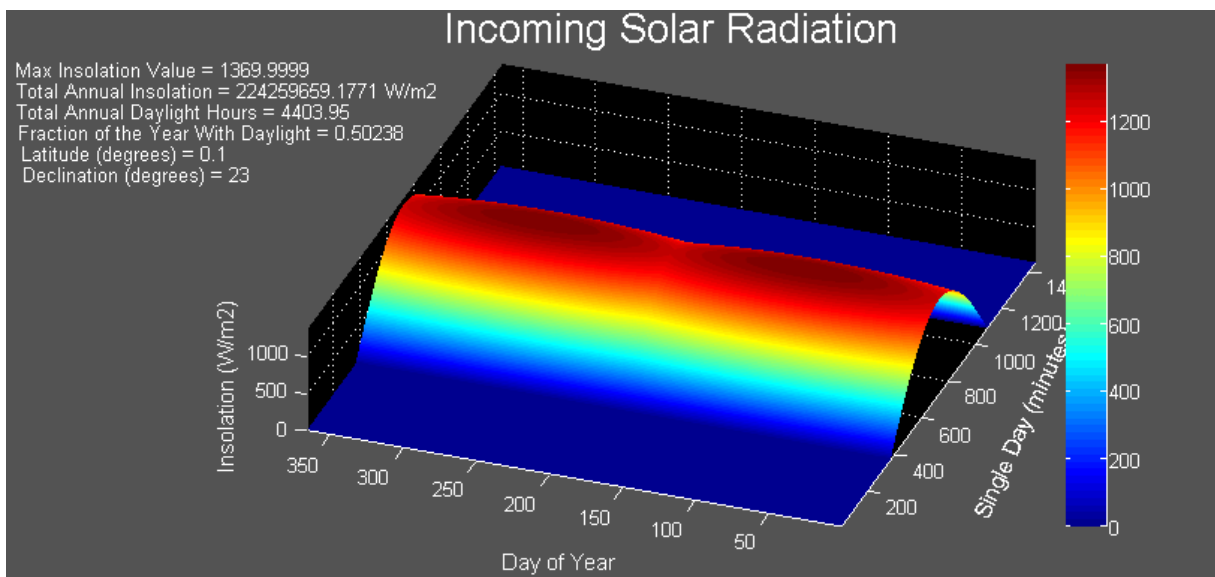


Fig I.18 : irradiation annuelle totale

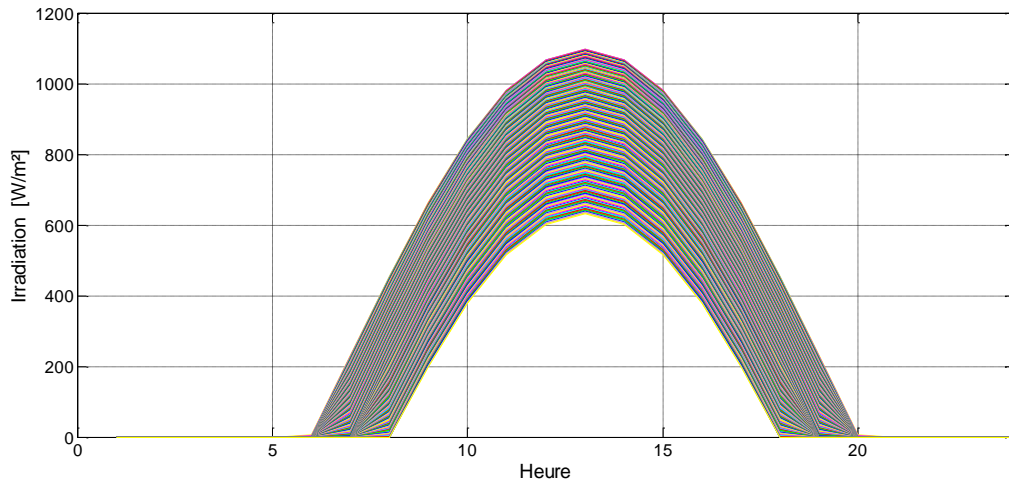
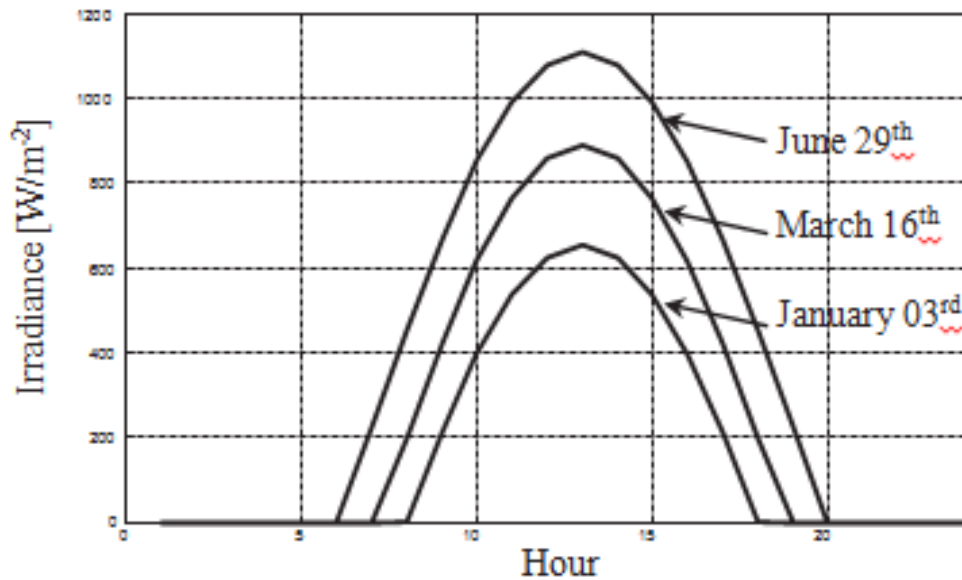


Fig I.19 : Différents éclairagements pour 365 jours

Tableau 3. Présente différents éclairagements pour les 3 jours où on a pris l'éclaircement max, moy et min

93 ^{eme} jr max	0	297	573	811	992	1107	1146
160 ^{eme} jr moy	0.7	285	549	776	950	1059	1096
183 ^{eme} jr min	0.9	275	530	748	916	1021	1058



FigI.20 : éclairement pour les 3 jours

La production d'énergie des systèmes photovoltaïque dépend de l'énergie solaire incidente sur leurs surfaces captatrices, donc il est nécessaire de bien choisir l'orientation et l'angle d'inclinaison du PV sous diverses conditions météorologiques.

L'inclinaison des panneaux étant choisie ($\alpha=0,1$) pour bien maximiser l'éclairement global sur toute l'année de la région d'Annaba.

On a choisis trois jours caractéristiques correspondants aux éclairagements : Maximal (29 juin), moyen (16 mars), et minimal (3 janvier) (Fig I .20) qui vont servir de référence pour l'optimisation de notre commande par la suite.

Chapitre II

Modélisation d'un panneau photovoltaïque

II.1-Introduction

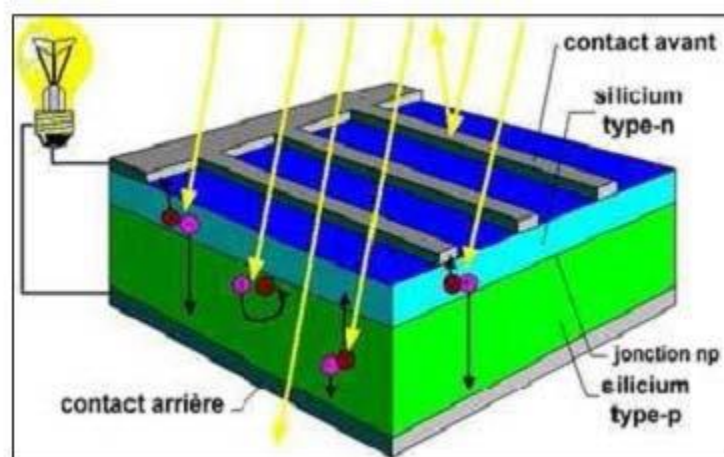
L'énergie solaire photovoltaïque est l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire au moyen d'une cellule photovoltaïque. Schématiquement, un photon de lumière incidente permet sous certaines circonstances de mettre en mouvement un électron, produisant ainsi un courant électrique.

II.2-La cellule photovoltaïque

Le fonctionnement de la photopile est basé sur les propriétés électroniques acquises par le silicium quand des atomes étrangers en petit nombre (des impuretés) sont substitués dans un réseau cristallin. Cette action est appelée dopage. Si l'atome d'impureté contient plus d'électrons que le silicium, le matériau contiendra des électrons libres en excès : il sera dit de type N (exemple : silicium dopé au phosphore). Si au contraire, l'atome d'impureté contient moins d'électrons que le silicium, le matériau sera déficitaire en électrons : il sera dit de type P (exemple : silicium dopé au bore).

La fabrication des cellules s'effectue à partir de lingots de silicium. Ces lingots sont découpés en fines couches de type P ou N en y diffusant du brome ou du phosphore.

Une cellule solaire est alors obtenue en constituant une jonction de deux zones de type opposé (jonction PN). Au voisinage de la jonction apparaît un champ électrique qui maintient la séparation des charges positives et négatives. Des contacts métalliques en formes de grille, contacts avant et arrière, sont déposés.



FigII.1 :Représentation schématique d'une cellule solaire

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants : Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif ; conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création des paires électrons/trous dans le matériau semi-conducteur ; Collecte des particules générées dans le dispositif.

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant : d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque.

Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électrons / trous créés est nécessaire. Pour cela on utilise le plus souvent une jonction P-N.

II.2.1 Les différents types de cellules photovoltaïques

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel. D'autres matériaux sont utilisés : tellure decadmium, arséniure de gallium, di-séléniure de cuivre et d'indium (CIS). Ces technologies sont encore très coûteuses mais elles laissent espérer des rendements bien supérieurs au silicium et une durée de vie plus grande. La production des cellules photovoltaïques nécessite de l'énergie, et on estime qu'une cellule photovoltaïque doit fonctionner pendant plus de dix ans pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication. Les techniques de fabrication et les caractéristiques des principaux types de cellules sont les suivantes :

A. Cellule au silicium monocristallin

Le silicium pur est obtenu à partir de la silice de quartz ou de sable par transformation chimique métallurgique. Le silicium a un rendement électrique et une durée de vie de l'ordre de deux fois celle du silicium amorphe, mais il est nettement plus cher.



Fig II.2 :Cellule au silicium monocristallin.

B. Cellule au silicium poly-Cristallin

Le silicium poly-cristallin est un matériau composé de cristaux juxtaposés obtenus par moulage. Ce matériau est moins coûteux (que le monocristallin). Les cellules carrées ou rectangulaires sont faciles à utiliser.

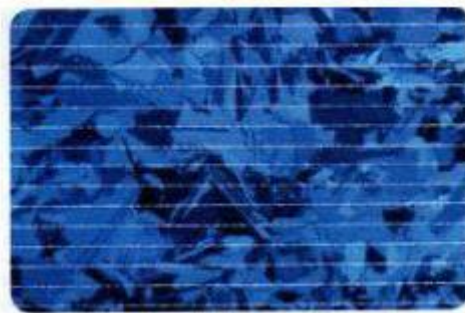
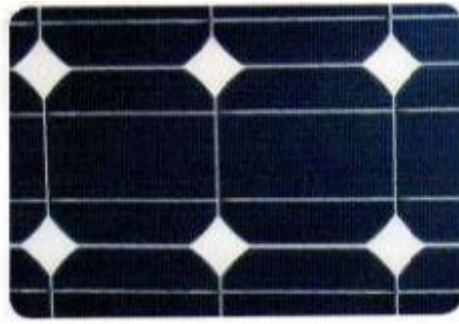


Fig II.3 :Cellule au silicium poly-cristallin.

C. Cellule au silicium amorphe

Le silicium absorbe le rayonnement solaire jusqu'à 100 fois mieux qu'en état cristallin ; les cellules sont constituées par des couches très minces.



FigII.4 :Cellule au silicium amorphe (couche mince).

II.3. Modélisation des cellules photovoltaïques

La modélisation des cellules photovoltaïques passe nécessairement par un choix judicieux des circuits électriques équivalents.

Pour développer un circuit électrique précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément, en prenant plus ou moins de détails. Selon cette philosophie, plusieurs modèles mathématiques sont développés pour représenter un comportement fortement non-linéaire, résultant de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations. Ces modèles se différencient entre eux par les procédures mathématiques et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la tension et du courant du module photovoltaïques.

On présentera deux modèles :

- modèle à une diode (ou exponentielle)
- modèle à deux diodes (ou double exponentielle)

Tous les deux sont basés sur l'équation de diode bien connue de Shockley.

Les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque seront décrites comme suit :

-Le courant de court-circuit (I_{cc}) qui fournit chaque cellule est :

$$I_{cc}(cellule) = \frac{I_{cc}}{N_p} \quad (1)$$

-La tension du circuit ouvert (V_{c0}) de chaque cellule est :

$$V_{c0}(cellule) = \frac{V_{c0}}{N_s} \quad (2)$$

-le Courant maximal de chaque cellule est :

$$I_{mp}(cellule) = \frac{I_{mp}}{N_p} \quad (3)$$

-la tension maximale de chaque cellule est :

$$V_{mp}(cellule) = \frac{V_{mp}}{N_s} \quad (4)$$

-la puissance maximale de chaque cellule est :

$$P_{max}(cellule) = I_{mp}(cellule) * V_{mp}(cellule) \quad (5)$$

-la résistance série de chaque cellule est :

$$R_{ser}(cellule) = \frac{N_p}{N_s} R_{ser}(\text{module}) \quad (6)$$

-la résistance shunt de chaque cellule est :

$$R_{sh}(cellule) = \frac{N_p}{N_s} R_{sh}(\text{module}) \quad (7)$$

II.3.1. Modèle à une Diode

A. Modèle à trois paramètres (L3P)

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode de la cellule PV. Il est connu aussi sous le nom L3p (Lumped, 1 Mechanism model with 3 Parametres)[22-23]. Pour un générateur PV idéal, la tension de la borne de résistance est égale à celle aux bornes de la diode

Le schéma électrique équivalent de la cellule PV pour ce modèle est représenté sur la figure II.5

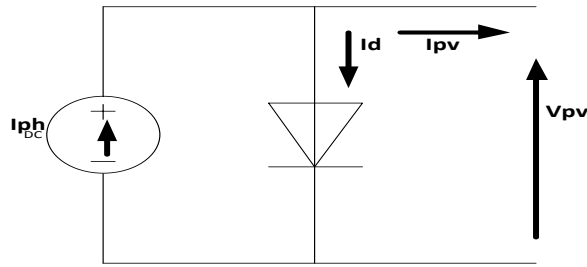


Fig II.5 : Schéma équivalent du modèle exponentielle .L3P

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (8)$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_d = I_s \left(\exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (9)$$

Le courant débité équivaut à :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (10)$$

Le courant de saturation de la diode est supposé variable avec la température selon l'expression [24-25-26] :

$$I_s = I_{s-ref} \left(\frac{T_c}{T_{c-ref}} \right)^3 \exp\left(\left(\frac{qE_{gap}}{nK}\right) \cdot \left(\frac{1}{T_{c-ref}}\right) - \left(\frac{1}{T_c}\right)\right) \quad (11)$$

B. modèle à quatre paramètres (L4P)

Le modèle à quatre paramètres est un modèle largement utilisé ; il a été étudié par Townsend. Ce modèle traite la cellule photovoltaïque comme une source de courant, dépendante de l'éclairement, connectée en parallèle avec une diode et en série avec une résistance série.

Les quatre paramètres apparaissant dans l'équation de la caractéristique (12) sont le courant photonique I_{ph} , la résistance série, et deux caractéristiques de la diode. Ces paramètres ne sont pas des quantités mesurables et ne sont pas généralement inclus dans les données des fabricants. Par conséquent, ils doivent être déterminés à partir des systèmes d'équations pour différents points de fonctionnement.

Le schéma électrique équivalent de la cellule PV pour ce modèle est représenté sur la figure II. 6 :

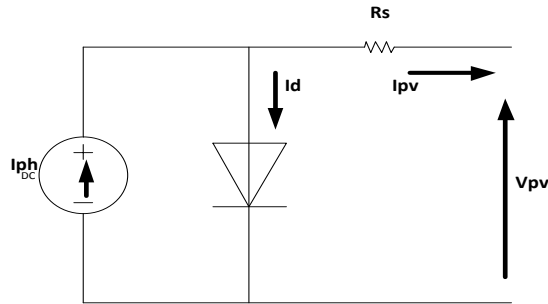


Fig II.6 : Schéma équivalent du modèle exponentielle .L4P

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp^{(V_{pv} + R_s \cdot I_{pv} / V_t \cdot n)} - 1 \right) \tag{12}$$

C. Modèle à cinq paramètres (L5P)

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique de la figure II.7 qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux. Les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance shunt et une résistance série. Le modèle fait donc intervenir les cinq paramètres inconnus suivants : $n, I_{ph}, R_s, R_{sh}, I_s$. Il est connu sous le nom L5P (Lumped, 1 Mécanisme, Paramètres).

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \tag{13}$$

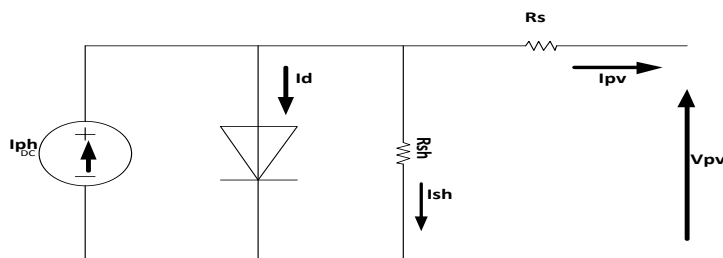


Fig II.7 : Schéma équivalent du modèle exponentielle .L5P

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{V_t} \cdot n\right) - 1 \right) - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}} \right) \quad (14)$$

II.3.2. Modèle à deux diodes

A. Modèle à sept paramètres (2M7P)

Il est connu aussi par le nom 2M7P (Lumped, 2 Mechanism model with 7 Parameters) [17]. Le fonctionnement d'une cellule solaire peut être modélisé en considérant le schéma électrique équivalent ci-dessous (figure II.8). Il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} , les facteurs de diodes n_1 et n_2 et une source de courant produisant un photo-courant I_{ph} qui dépend de l'éclairement solaire [24]

La résistance série R_{ser} rend compte de la résistivité du matériau, celles des électrodes et du contact semi-conducteur/métal. Sa valeur est déterminée par l'inverse de la pente de la caractéristique $I(V)$ pour une tension V égale à V_{c0} . Ce terme doit idéalement être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. Ceci peut être réalisé en optimisant le contact métal/semi-conducteur et en diminuant la résistivité du matériau utilisé.

La résistance parallèle (shunt) ou de court-circuit R_{sh} traduit quant à elle la présence d'un courant de fuite à travers l'émetteur, causé par un défaut. Ceci est le cas lorsque la diffusion des contacts métalliques à haute température perce l'émetteur. Elle peut aussi être due à un court-circuit sur les bords de la cellule. Cette valeur devra être la plus élevée possible [25]

Le modèle à deux diodes est représenté par l'équation implicite du courant qui ne peut être résolue qu'à l'aide de méthodes itératives.

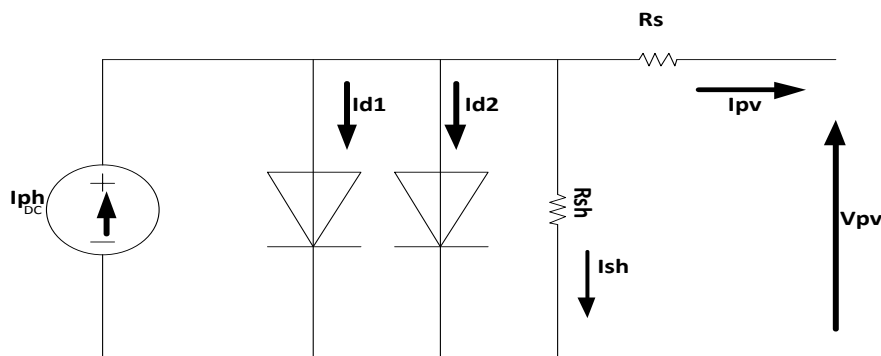


Fig II. 8 : Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P.

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (15)$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_{d1} = \left(\exp\left(\frac{V_d}{V_t * n_1}\right) - 1 \right) \quad (16)$$

$$I_{d2} = \left(\exp\left(\frac{V_d}{V_t * n_2}\right) - 1 \right) \quad (17)$$

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + I_{pv} * R_{ser}}{R_{sh}} \quad (18)$$

Le courant électrique produit par la cellule est donné alors par l'expression (19)

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} * R_{ser}}{V_t * n_1}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} * R_{ser}}{V_t * n_2}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + I_{pv} * R_{ser}}{R_{sh}}$$

(19)

Le courant photonique lié à l'éclairement, la température et au courant photonique mesuré aux conditions de référence est donné par

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{pv_{ref}} - \mu_{cc} (T_c - T_{c_{ref}})) \quad (20)$$

Les courants de saturations I_{s1} et I_{s2} sont donnés par les relations suivantes :

$$I_{s1} = C_{s1} T_c^3 \exp\left(\frac{-E_{gap} \cdot q}{n_1 K T}\right) \quad (21)$$

$$I_{s2} = C_{s2} T_c^{3/2} \exp\left(\frac{-E_{gap} \cdot q}{n_2 K T}\right) \quad (22)$$

avec :

I_{ph} : courant photonique (A)

I_{d1} : courant de diode 1 (A)

I_{d2} : courant de diode 2 (A)

$V_t = \frac{K T_c}{q}$: Représentant la potentielle thermodynamique

T_c : est la température absolue (K)

q : la constante de charge l'électrons $1.602 \cdot 10^{-23} \text{C}$

K : la constante de Boltzmann $1.38 \cdot 10^{-23} \text{(j/k)}$

I_{sh} : le courant de la résistance shunt (A)

I_{ph-ref} : le courant photonique sous condition de référence (A)

μ_{cc} : Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température (A/K)

G, G_{ref} : l'éclairement réel et celui à la condition de référence (W/m^2)

T_c, T_{c-ref} : la température de cellule réelle et à la condition de référence

Les constantes C_{s1} et C_{s2} sont généralement comprises respectivement entre $150-180 \text{ A.K}^{-3}$ et $1,3-1,7 \cdot 10^{-2} \text{ A.K}^{-5/2}$ pour une cellule de 10cm^2 .

Une valeur du facteur d'idéalité n différent de l'unité est associée à un mécanisme de recombinaison prédominant et elle dépend de la nature et de la position des niveaux pièges.

$n=1$: La zone de charge d'espace est dépeuplée (cas idéal)

$1 < n < 2$: Le niveau piège est peu profond dans la zone de charge d'espace et n dépend de la polarisation [20].

$n=2$: Les centres de recombinaison sont distribués uniformément dans la zone de charge d'espace et sur un seul niveau au milieu de la bande interdite.

$2 < n < 4$: Les centres de recombinaison sont distribués de façon non uniforme avec une densité réduite au centre de la zone de charge d'espace par rapport à la surface.

E_{gap} : énergie de gap (silicium cristallin=1,12eV, silicium amorphe : 1,7eV)

B. Modèle à six paramètres (2M6P)

Si la résistance shunt est considérée infinie ($R_{sh} = \infty$), le nombre de paramètres à déterminer devient 6 et le nom du modèle dans ce cas est 2m6p (Lumped, 2 Mechanism model with 6 Parametres) [27]. Cette simplification est justifiée par le

fait que la résistance shunt est d'habitude beaucoup plus grande que les autres résistances, donc le courant qui la traverse est négligeable. Il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} , les facteurs de diodes n_1 et n_2 , une source de courant produisant un photo-courant I_{ph} qui dépend de l'éclairement solaire et de la résistance série R_{ser} .

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique suivant (Fig II.9) :

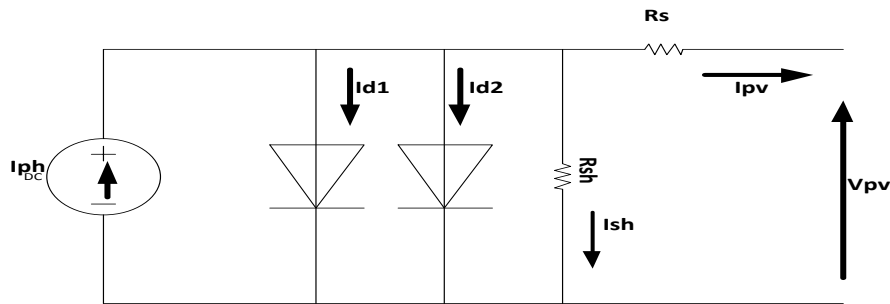


Fig II. 9 :Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M6P.

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} \quad (23)$$

Le courant électrique produit par la cellule est donné alors par l'expression suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} * R_{ser}}{V_t * n_1}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} * R_{ser}}{V_t * n_2}\right) - 1 \right) \quad (24)$$

C. modèle à Cinq Paramètres (2M5P)

Le circuit équivalent de ce modèle est obtenu en utilisant une simplification du circuit du modèle à six paramètres représenté sur la figure II.9 et le nom du modèle dans ce cas est 2M5P (Lumped, 2 Mechanism model with 5 Parametres). Cette simplification se traduit par la supposition que la résistance shunt est infinie et la résistance série est nulle.

Le circuit équivalent sera représenté comme suit, figure (II.10)

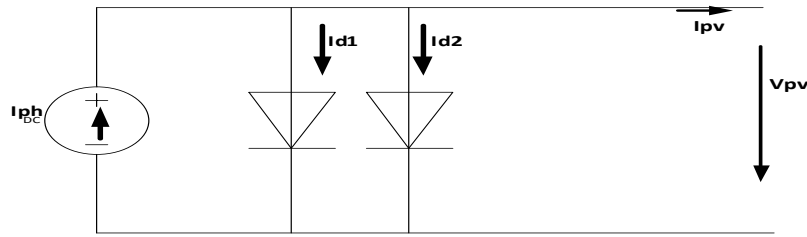


Fig II.10 :Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M5P.

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} \quad (25)$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp^{(V_{pv}/V_t \cdot n1)} - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp^{(V_{pv}/V_t \cdot n2)} - 1 \right) \quad (26)$$

II.4. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

La figure (II.11) présente le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque. Il correspond à un générateur de courant I_{ph} monté en parallèle avec une diode. Deux résistances parasites sont introduites dans ce schéma.

Ces résistances ont une certaine influence sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule [27] :

- la résistance série (R_s) 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 ;
- la résistance shunt (R_{shu}) est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

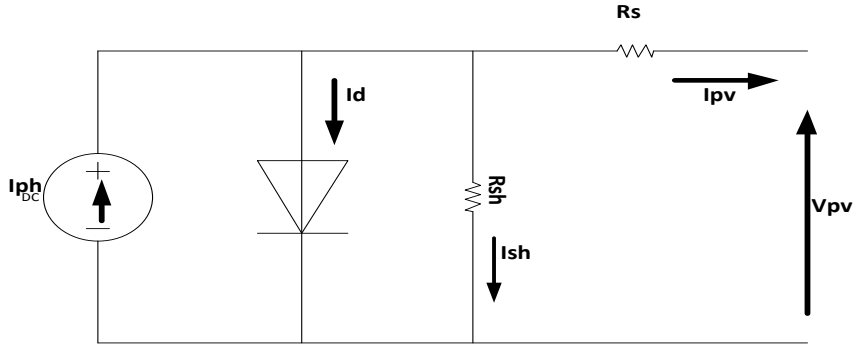


Fig II .11 :Schéma équivalent électrique de la cellule PV

Le modèle mathématique pour la caractéristique courant-tension d'une cellule PV est donné par [27-28] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{e(V_{pv} + (I_{pv} * R_{Ser}))}{nKT}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + (I_{pv} * R_{Ser})}{R_{shu}} \quad (27)$$

où

I_{sat} est le courant de saturation (A)

K est la constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K),

T est la température effective des cellules en Kelvin (K)

e est la charge de l'électron ($e=1,6 \cdot 10^{-19}$ C)

n est le facteur d'idéalité de la jonction ($1 < n < 3$), I_{pv} est le courant fourni par la cellule lorsqu'elle fonctionne en générateur (A)

V_{pv} est la tension aux bornes de cette même cellule (V)

I_{ph} est le photo-courant de la cellule dépendant de l'éclairement et de la température (A)

R_{shu} est la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction

R_{ser} est la résistance série représentant les diverses résistances de contacts et de connexions [28].

II.5. Paramètres d'une cellule photovoltaïque

Ces paramètres peuvent être déterminés à partir des courbes courant-tension, ou de l'équation caractéristique. Les plus usuels sont les suivants :

II.5.1. Courant de court-circuit (I_{cc})

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal (R_{ser} nulle et R_{shu} infinie), ce courant se confond avec le photo-courant

I_{ph} . Dans le cas contraire, en annulant la tension V , on obtient :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{e(I_{cc} + (I_{pv} * R_{Ser}))}{nKT}\right) - 1 \right] - \frac{I_{cc} + (I_{pv} * R_{Ser})}{R_{shu}} \quad (28)$$

Pour la plupart des cellules (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme

$I_{sat} \left[\exp\left(\frac{e(I_{cc} + (I_{pv} * R_{Ser}))}{nKT}\right) - 1 \right]$ devant I_{ph} . L'expression approchée du courant de court-

circuit est alors :

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{1 + \frac{R_{Ser}}{R_{shu}}} \quad (29)$$

Quantitativement, il a la plus grande valeur du courant généré par la cellule (pratiquement

$I_{CC} \approx I_{ph}$).

II.5.2. Tension de circuit-ouvert (V_{co})

C'est la tension V_{co} pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul. (C'est la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque).

$$0 = I_{CC} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{eV_{pv}}{nKT}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv}}{R_{shu}} \quad (30)$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à :

$$V_{co} = V_T \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_{sat}} + 1\right) \quad (31)$$

II.5.3. Rendement énergétique

C'est le rapport entre la puissance électrique maximale fournie par la cellule P_{max} (I_{opt} , V_{opt}) et la puissance solaire incidente. Il est donné par :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inc}} = \frac{I_{opt} * V_{opt}}{P_{inc}} \quad (32)$$

Avec P_{inc} la puissance égale au produit de l'éclairement et de la surface totale des photopiles. Ce paramètre reflète la qualité de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique.

II.5.4. Facteur de forme

On appelle facteur de forme FF, dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage (fill factor), le rapport entre la puissance maximum fournie par la cellule $P_{max}(I_{opt}, V_{opt})$ et le produit du courant de court-circuit I_{cc} par la tension de circuit-ouvert V_{co} (c'est-à-dire la puissance maximale d'une cellule idéale). Le facteur de forme indique la qualité de la cellule ; plus il s'approche de l'unité plus la cellule est performante. Il est de l'ordre de 0,7 pour les cellules performantes et diminue avec la température. Il traduit l'influence des pertes par les deux résistances parasites R_{ser} et R_{shu} . Il est défini par :

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc} * V_{co}} = \frac{I_{opt} * V_{opt}}{I_{cc} * V_{co}} \quad (33)$$

II.6. Influence de l'éclairement et de la température sur les courbes $I=f(V)$ et $P=f(V)$

La figure II.12 montre l'influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$. A une température constante, on constate que le courant subit une variation importante, mais par contre la tension varie légèrement car le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique [28].

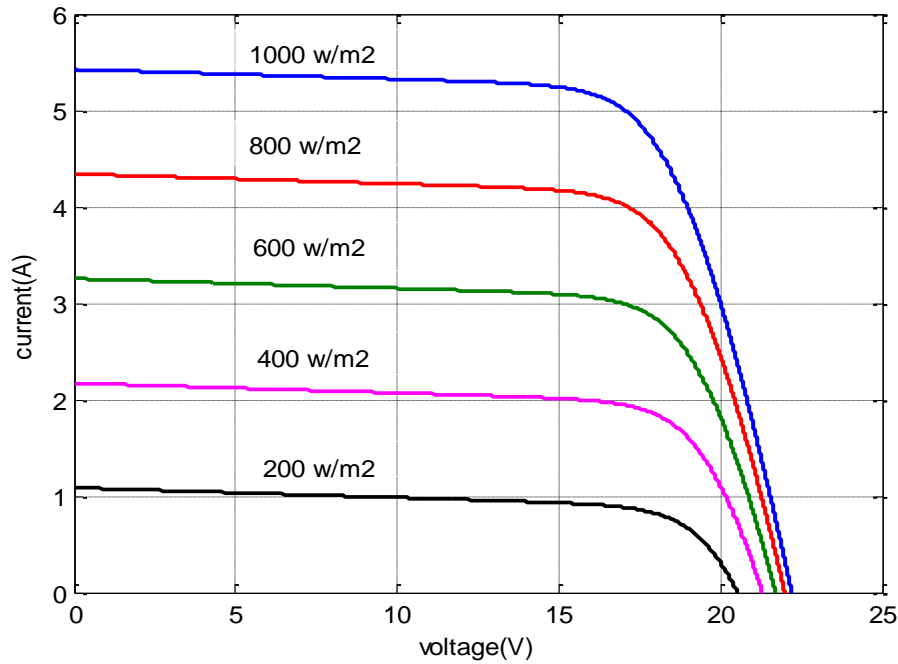


Fig II.12 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$

La figure II.13 illustre la variation de la puissance délivrée par le générateur en fonction de la tension pour différentes valeurs d'éclairement, ce qui nous permet de déduire l'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P(V)$ [28]

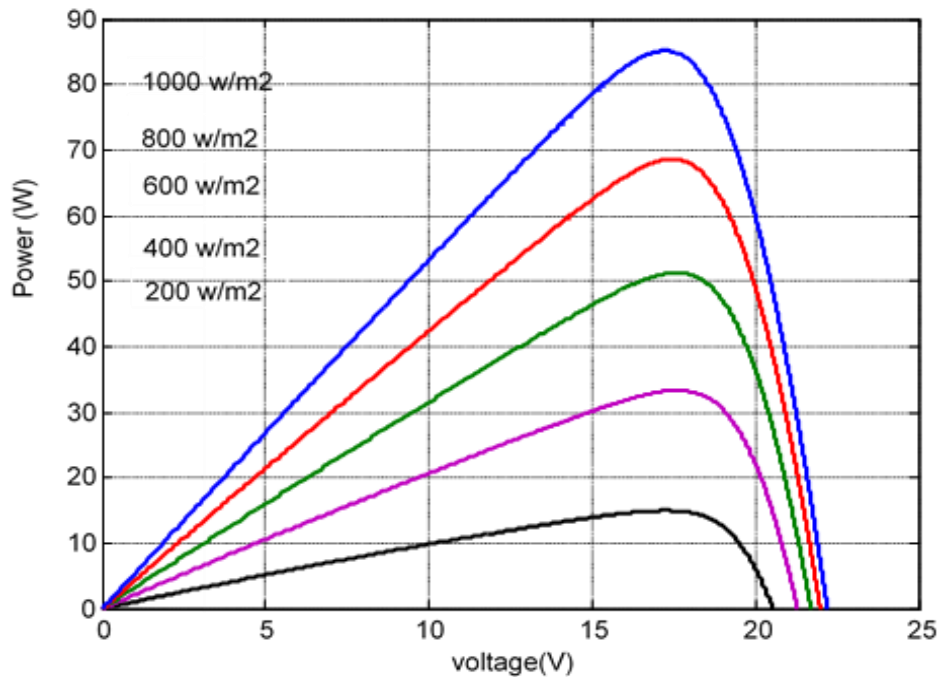


Fig II.13 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $P(V)$

La figure II.14 montre l'influence de la température sur la caractéristique $I(V)$. Il est essentiel de comprendre l'effet de changement de la température d'une cellule solaire sur la caractéristique $I(V)$.

Le courant dépend de la température puisque le courant augmente légèrement à mesure que la température augmente, mais la température influe négativement sur la tension de circuit ouvert. Quand la température augmente la tension de circuit ouvert diminue. Par conséquent la puissance maximale du générateur subit une diminution [28].

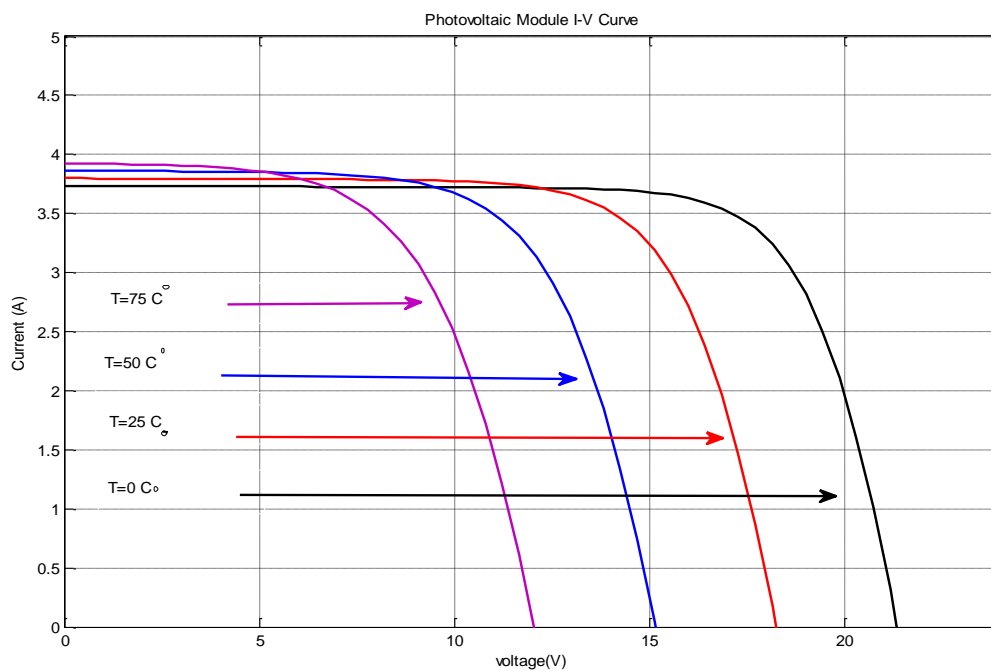


Fig II.14 : Influence de la température sur la caractéristique $I(V)$

La figure II.15 illustre la variation de la puissance délivrée par le générateur en fonction de la tension pour différentes valeurs de la température, ce qui nous permet de déduire l'influence de la température sur la caractéristique $P(V)$ [28].

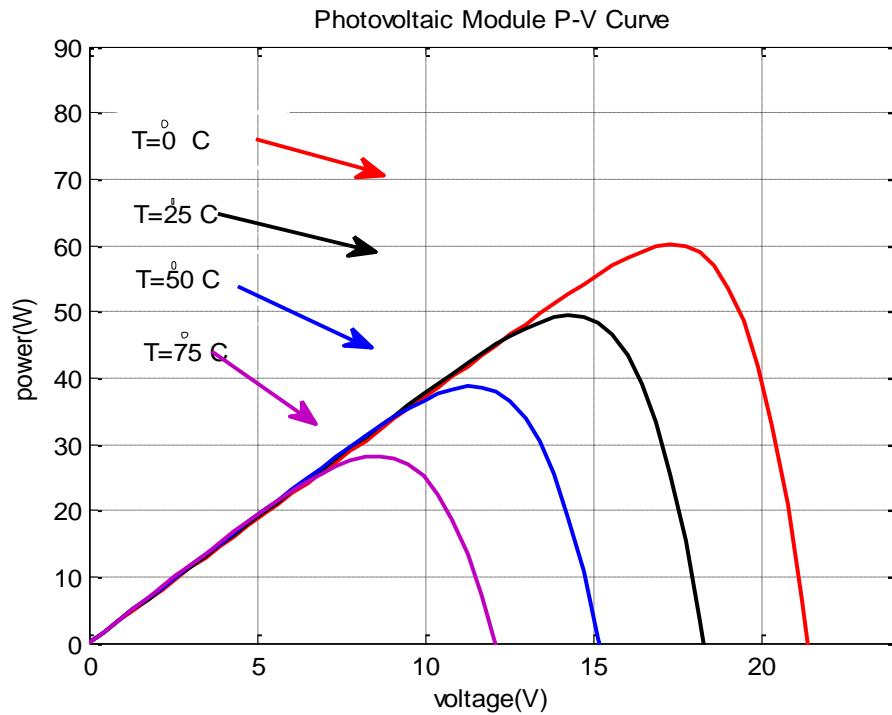


Fig II.15 : Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$

II.7. Influence de l'association des cellules PV

II.7.1. Influence de l'association série des cellules PV

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 0,5 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau). L'association en série des cellules délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule

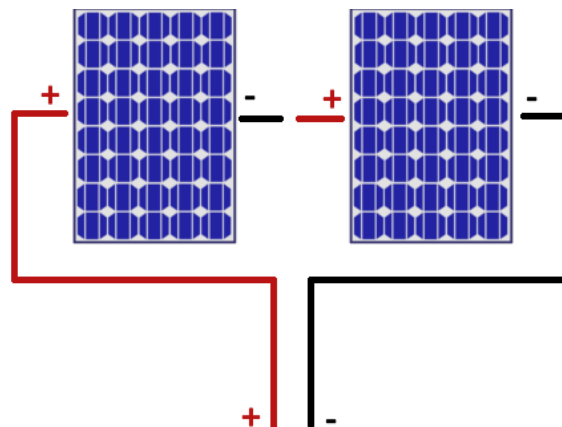


Fig II.16 : Association de N modules solaires en série

II.7.2. Influence de l'association parallèle des cellules PV

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

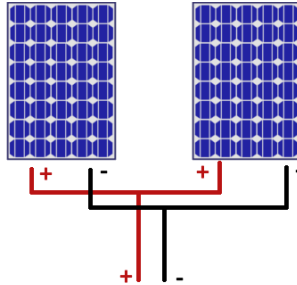


Fig II .17 : Association de N_p modules solaires en parallèle

II.7.3. Influence de l'association mixte (série + parallèle) des cellules PV

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est à dire série-parallèle.



Fig II .18 : Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires

II.8. Modes d'exploitation des systèmes photovoltaïques

Le système photovoltaïque est constitué par un panneau photovoltaïque une interface de puissance et une charge bien qu'il existe une grande variété de modes d'exploitation des systèmes photovoltaïques que relie ces composantes. Ils peuvent être divisés en trois catégories distincts : autonome, raccordés au réseau et aux systèmes hybrides [29] :

II.8.1 Le mode autonome

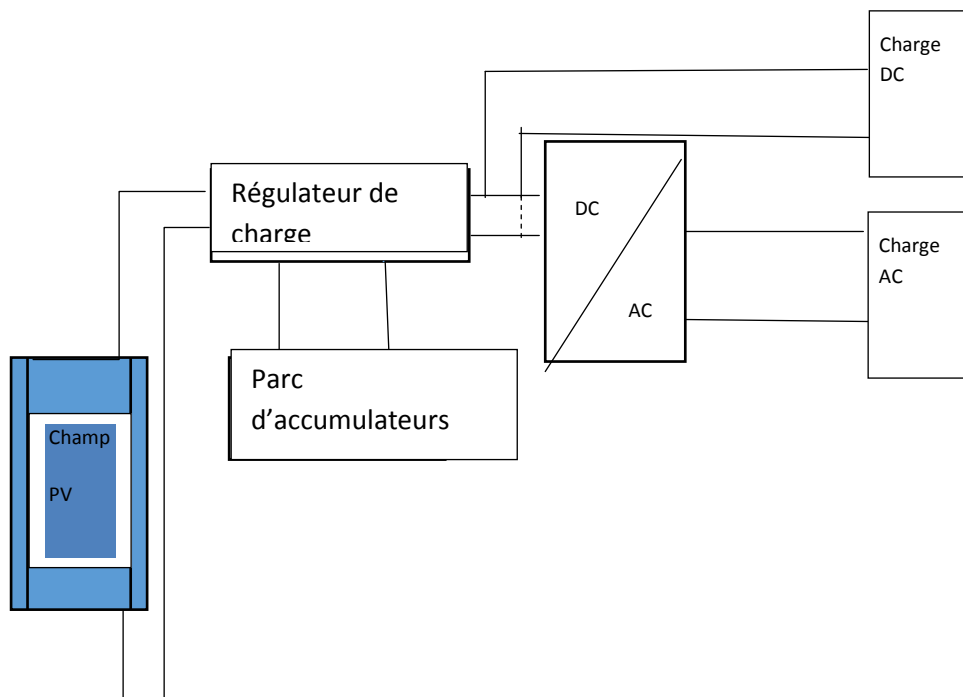


Fig II. 19 :Structure d'un système PV autonome

On distingue deux types selon les besoins de la charge [20] :

II.8.1.1. Système autonome sans batterie

Ce type de système ne requiert pas de stockage d'électricité, soit que la production d'énergie des cellules est suffisante sous un faible éclairage (calculatrice), soit parce que le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (ex. : pompage photovoltaïque : le réservoir d'eau sert de stockage).

II.8.1.2 Système autonome avec batterie

Il s'agit du système photovoltaïque le plus commun. Le champ PV sert de chargeur pour la batterie. L'électricité peut alors être utilisée en tout temps. (L'éclairage d'une maison dans la nuit).

II.8.2 Le mode raccordée au réseau

Dans ce mode, le panneau PV est connecté au réseau électrique. Le système photovoltaïque est muni de convertisseurs de puissance pour adapter l'énergie produite par les panneaux PV. Ces convertisseurs sont composés d'un hacheur muni d'un MPPT, d'un filtre, d'un onduleur et d'une électronique appropriée pour assurer l'adaptation en amplitude et en fréquence avec le réseau (accrochage au réseau) comme le montre la figure II.20. L'énergie produite par les modules est directement consommée par les charges locales de l'habitat. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté dans le réseau. Le réseau est utilisé en appoint à la production PV.

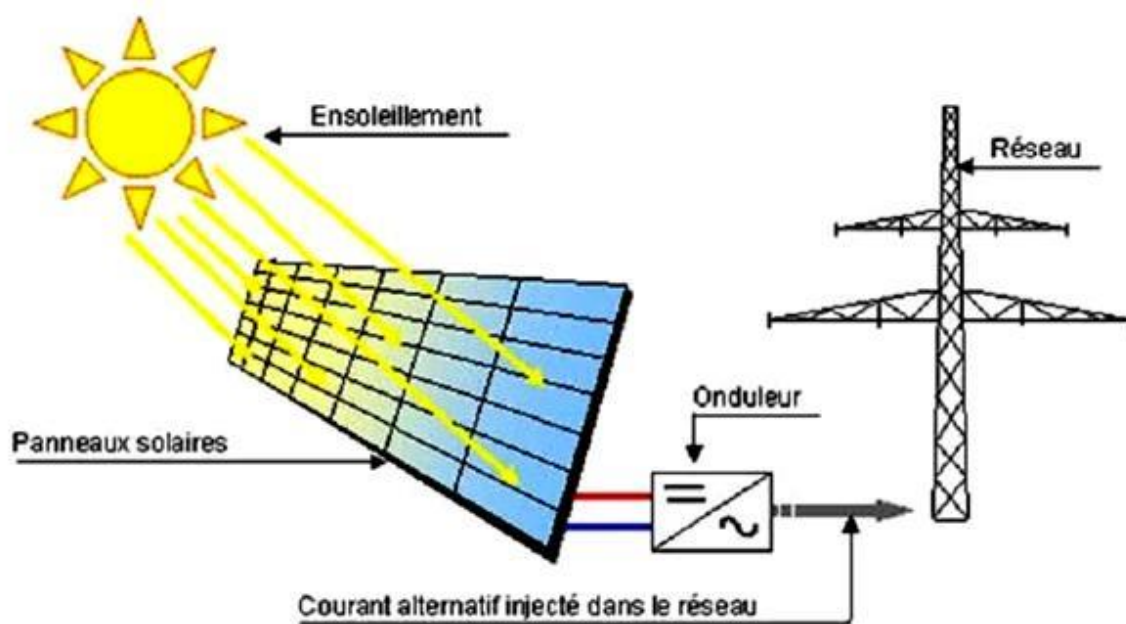


Fig II. 20 : Exemple de la structure d'un système PV connecté au réseau

II.8.3 Le mode hybride

Les systèmes PV hybrides sont souvent utilisés pour les tours de communications ainsi que pour les refuges et les camps forestiers en régions éloignées. Ils peuvent également être

couplés avec d'autres sources d'énergie telles les éoliennes et les microcentrales hydrauliques, lorsqu'il y a une complémentarité des productions électriques. Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser le système photovoltaïque seul avec les batteries (fig II.21).

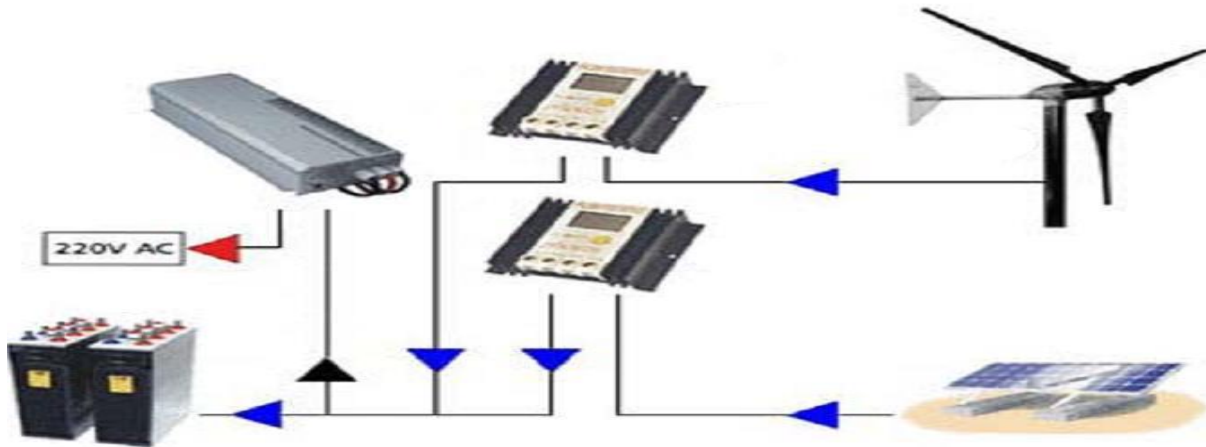


Fig II.21 : Exemple de la structure d'un système PV hybride

II.9. La protection des modules solaires

Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commerciaux afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en séries et de panneaux en parallèles. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles (fig II.22).

II.9.1 La diode anti-retour

Elle empêche un courant négatif dans les GPV 'Générateur photovoltaïque' (pour éviter les courants inverses) [20]. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur [30].

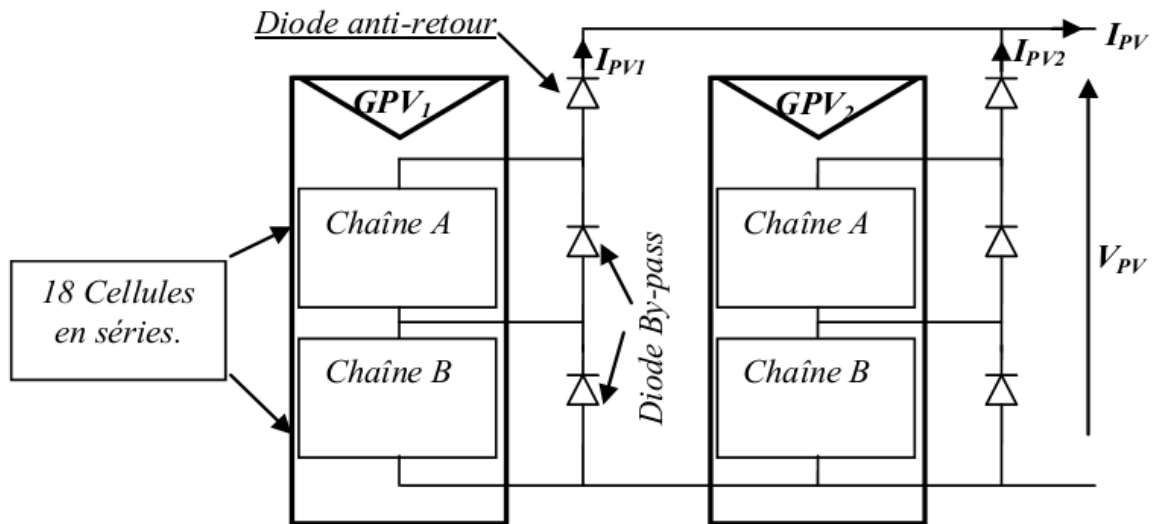


Fig II.22 :Exemple d'association sécurisée de deux modules PV commerciaux en parallèle avec leurs diodes de protection.

II.9.2 Les diodes by-pass

Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées.

La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, comme illustré sur Fig II.23, par la perte d'une partie de la production d'énergie et par la présence de deux maximums de puissance. Toutefois, il importe de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs cellules (dus à de l'ombrage, de la poussière, etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente [20, 30].

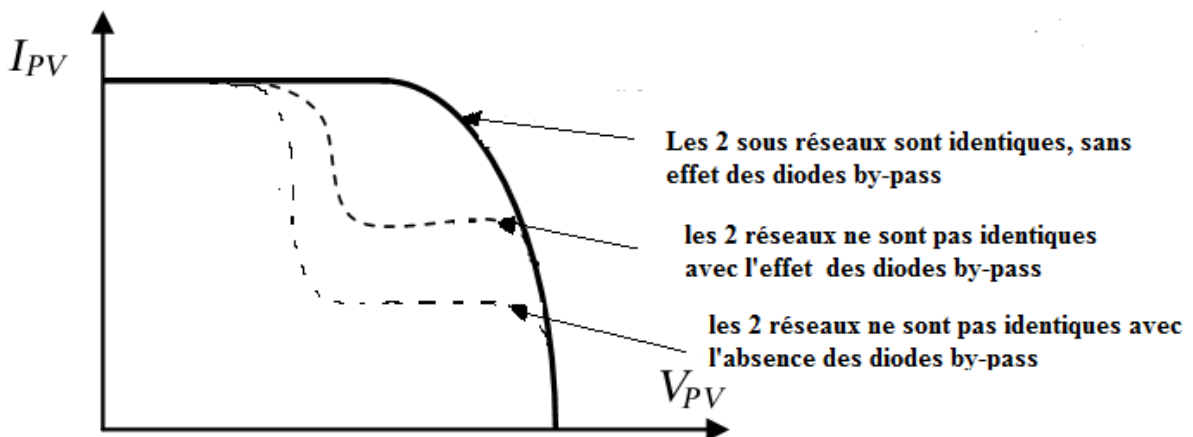


Fig II.23 : Effet de la diode by-pass sur la caractéristique I(V)

II.10. Avantages et inconvénients d'une installation PV

II.10.1. Avantages

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage Simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt (mW) au Méga Watt (MW).
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

II.10.2. Inconvénients

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel, que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- La production d'énergie photovoltaïque est tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes. Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

Chapitre III

Etude du convertisseur DC/DC

III.1. Introduction

Dans un système de conversion des énergies renouvelables, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le courant continu encourant alternatif et inversement. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dansles énergies renouvelables : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs.

L'étude du convertisseur est intéressante dans la mesure où il est utilisé dans la plupart des nouveaux types de sources de production d'énergie connectée au réseau(éolienne, photovoltaïque, pile à combustible...).

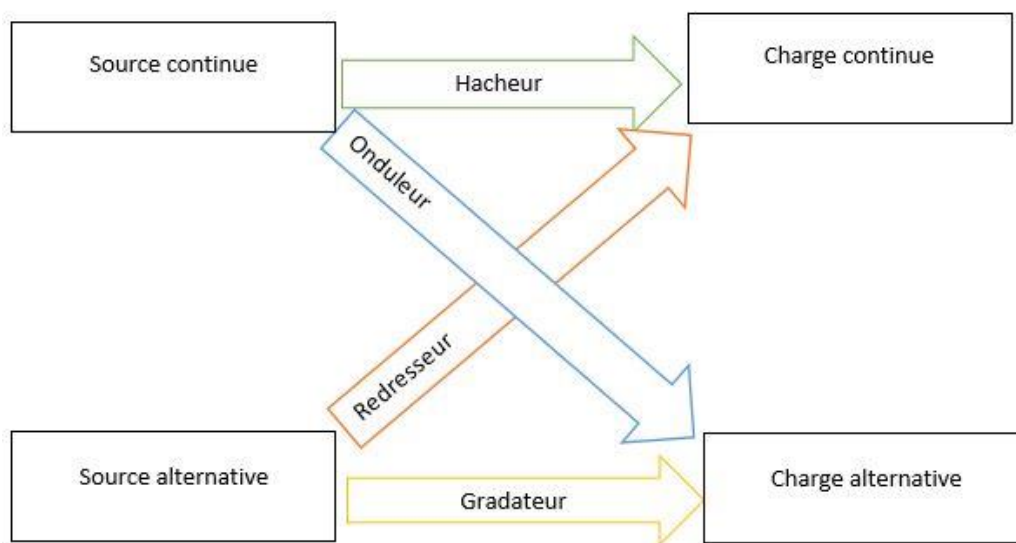


Fig III.1 :les différents types de convertisseurs statiques

Dans ce chapitre nous présentons les différents types de convertisseurs statiques (DC/DC) et quelques méthodes MPPT basées sur réaction de puissance, comme l'algorithme d'incrémentement de l'inductance et méthode de perturbation et observation.

III.2. Les hacheurs

Le hacheur est un convertisseur continu/continu permettant de convertir une énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension (ou de courant). Son utilisation s'avère nécessaire pour stocker l'énergie photovoltaïque dans des batteries ou pour alimenter une charge continue.

Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductance et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements dans les hacheurs.

Les hacheurs sont des convertisseurs continus qui procèdent par découpage d'une grandeur d'entrée continue, tension ou courant et dont la grandeur de sortie est également continue ou à faible ondulation [31].

III.2.1. Type de hacheurs

Nous traitons dans cette partie des convertisseurs unidirectionnels en courant et en tension. Cela implique que la fluence d'énergie ne peut se faire, au sein du convertisseur, que dans un seul sens. Cela revient également à considérer : des sources de tension non réversibles, unidirectionnelles en courant et de sources de courant non réversibles, unidirectionnelles en tension. Cela conduit à l'étude des convertisseurs DC-DC les plus simples qui puissent être. Dans ce cadre, on distingue deux familles de convertisseurs statiques (ou hacheurs).

- hacheur abaisseur (ou buck).
- hacheur élévateur (ou boost) .

III.2.1.1. Hacheur buck

C'est un convertisseur direct DC-DC. Le convertisseur buck dévolteur peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom de hacheur dévolteur ou hacheur série. La source d'entrée est de type tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant.

L'interrupteur K Fig III.2 peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

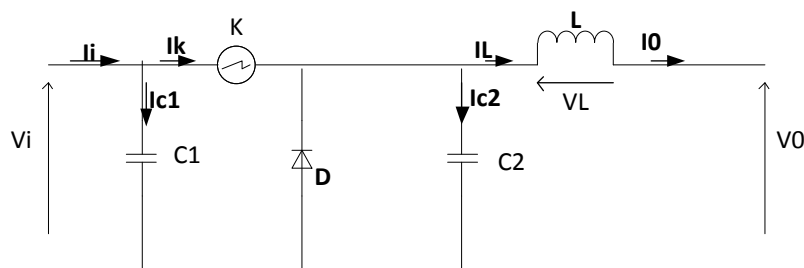


Fig III.2 : Schéma électrique d'un hacheur buck

A. Fonctionnement

On note

α : Le rapport cyclique des impulsions qui commandent l'interrupteur.

T_e : étant la période des impulsions.

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , la tension appliquée aux bornes de la diode est. L'interrupteur est commandé à la fréquence de découpage $f_e = \frac{1}{T_e}$, la source

V_i fournit de l'énergie à la charge et à l'inductance. Pendant le temps $t \in [\alpha T_e, T_e]$ l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. La tension à ses bornes est donc nulle.

Les chronogrammes (tracés dans le cas idéal) de la figure (III.3) sont tracés dans le cas d'une conduction continue, c'est-à-dire que le courant ne repasse jamais par zéro. Pour calculer la relation entre la tension d'entrée et celle de sortie, on exprime que la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle.

$$V_0 = \alpha V_i \quad (1)$$

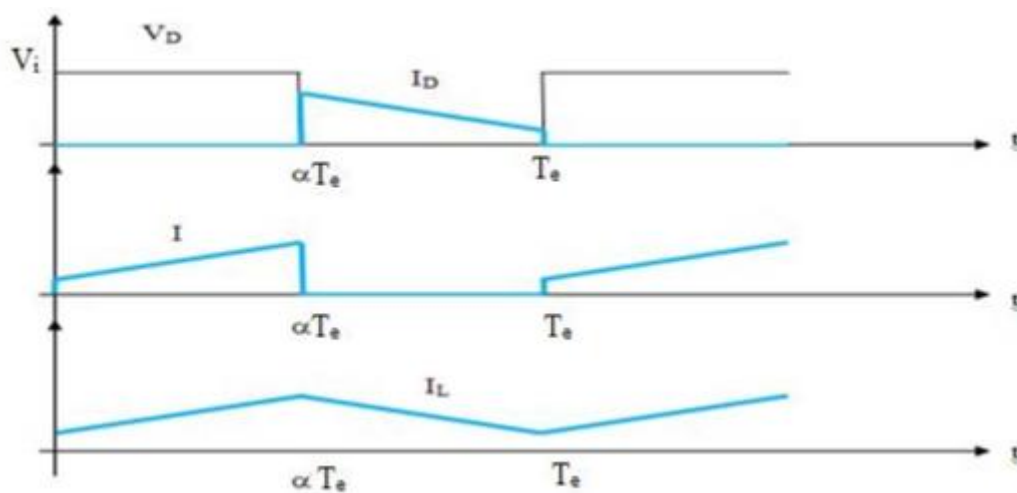


Fig III.3 :Chronogrammes du courant et de tension d'un hacheur buck

B. modèle mathématique équivalent

Pour savoir le comportement réel nous devons faire la représentation du circuit équivalent par les deux états du commutateur et tirer par suite le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie. La figure III.4 montre le schéma du circuit équivalent d'un convertisseur dévolteur avec le commutateur fermé, tandis que la figure 5 représente le convertisseur dévolteur avec le commutateur ouvert pendant $(1-\alpha)T_e$.

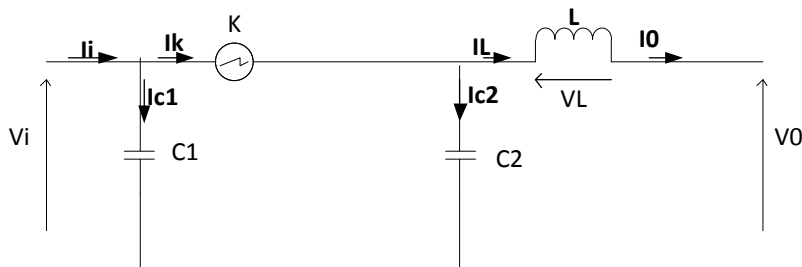


Fig III.4 :Schéma électrique d'un hacheur buck fermé

Lorsqu'on applique la loi de Kirchoff sur le circuit ci-dessus on a les équations suivantes :

$$I_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \tag{2}$$

$$I_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = I_i(t) - I_0(t) \tag{3}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_0(t) \tag{4}$$

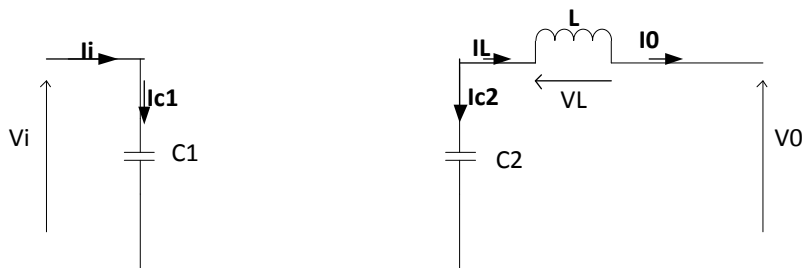


Fig III.5 :Schéma électrique d'un hacheur buck ouvert

$$I_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) \tag{5}$$

$$I_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = I_L(t) - I_0(t) \tag{6}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = -V_0(t) \tag{7}$$

III.2.1.2. Hacheur boost

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) Connue aussi sous le nom de « boost » ou hacheur parallèle, son schéma de principe de base est celui de la figure (III.6).

Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure [31].

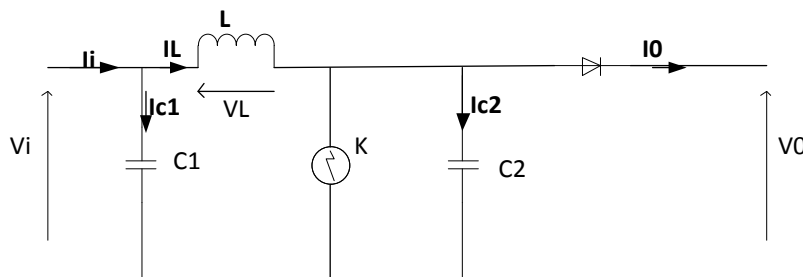


Fig III.6 : Schéma électrique d'un hacheur boost

A. Fonctionnement

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT , le courant dans l'inductance croît linéairement. La tension aux bornes de K est nulle. Pendant le temps, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. En écrivant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle, on arrive à

$$V_0 = (1 - \alpha)V_i \quad (8)$$

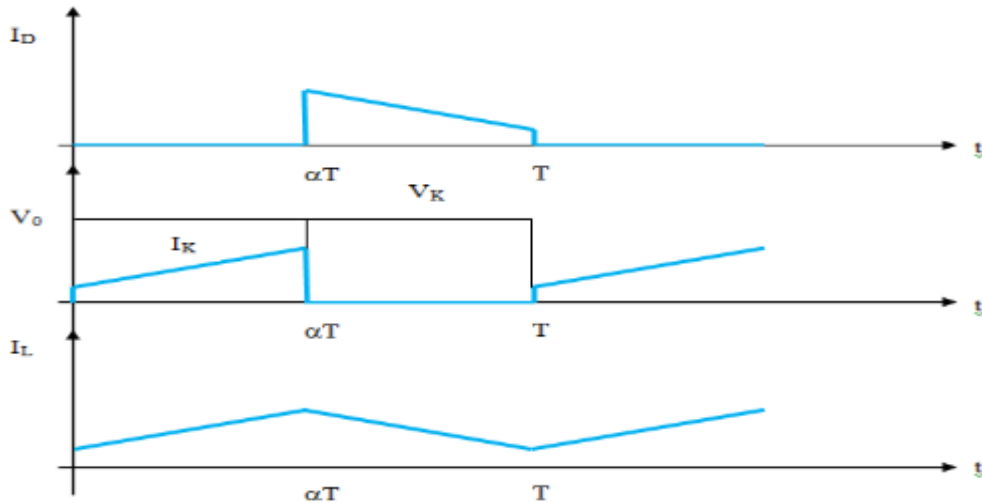


Fig III.7 :Chronogrammes du courant et de tension d'un hacheur boost

B. Modèle mathématique équivalent

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions du hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K. Celui de la figure (III.8) présente le circuit équivalent du boost lorsque K est fermé c'est-à-dire dans l'intervalle $[0, \alpha T_e]$.

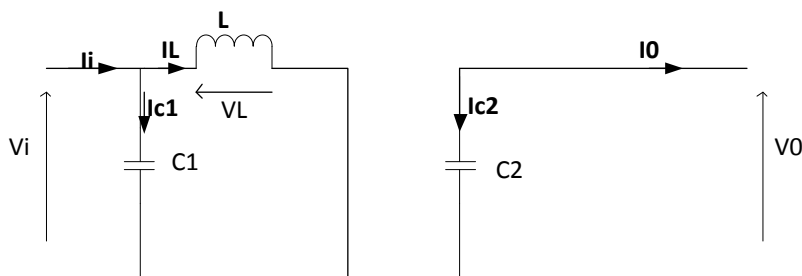


Fig III.8 :Schéma électrique d'un hacheur boost fermé

Comme pour le circuit buck, l'application des lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents des deux phases de fonctionnement donnent les calculs suivants :

$$I_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (9)$$

$$I_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = -I_0(t) \quad (10)$$

III.3.2 Principe du MPPT

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un générateur PV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quels que soient les conditions météorologiques (température et l'éclairement), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum (V_{mpp} , I_{mpp}) [31]. L'adaptation d'impédance est souvent sous forme d'un convertisseur DC – DC comme représenté sur la figure (III.10).

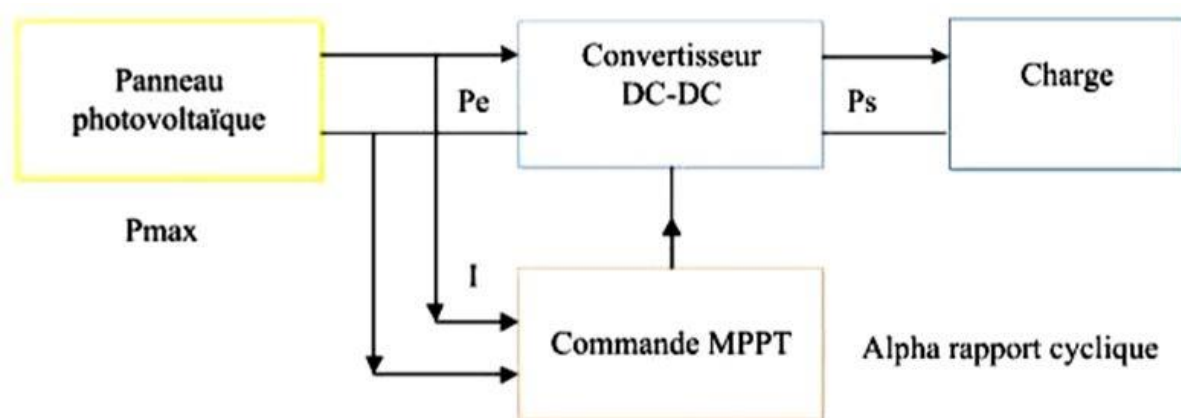


Fig III.10 : Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT.

La technique de contrôle communément utilisée consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le générateur à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir.

La figure 11 illustre trois cas de perturbations. Suivant le type de perturbation, le point de fonctionnement bascule du point de puissance maximal PPM1 vers un nouveau point P1 de fonctionnement plus ou moins éloigné de l'optimum.

-Pour une variation d'ensoleillement (cas a), il suffit de réajuster la valeur du rapport cyclique pour converger vers le nouveau point de puissance maximum PPM2.

-Variations de température de fonctionnement du GPV (cas c). Bien qu'il faille également agir au niveau de la commande.

-Pour une variation de charge (cas b). On peut également constater une modification du point de fonctionnement qui peut retrouver une nouvelle position optimale grâce à l'action d'une commande.

En résumé, le suivi du PPM réalisé au moyen d'une commande spécifique nommée MPPT agit essentiellement sur le rapport cyclique du convertisseur statique (CS) pour rechercher et atteindre le PPM du GPV. Il existe plusieurs principes de fonctionnement des commandes MPPT plus ou moins performantes basées sur les propriétés du GPV [31].

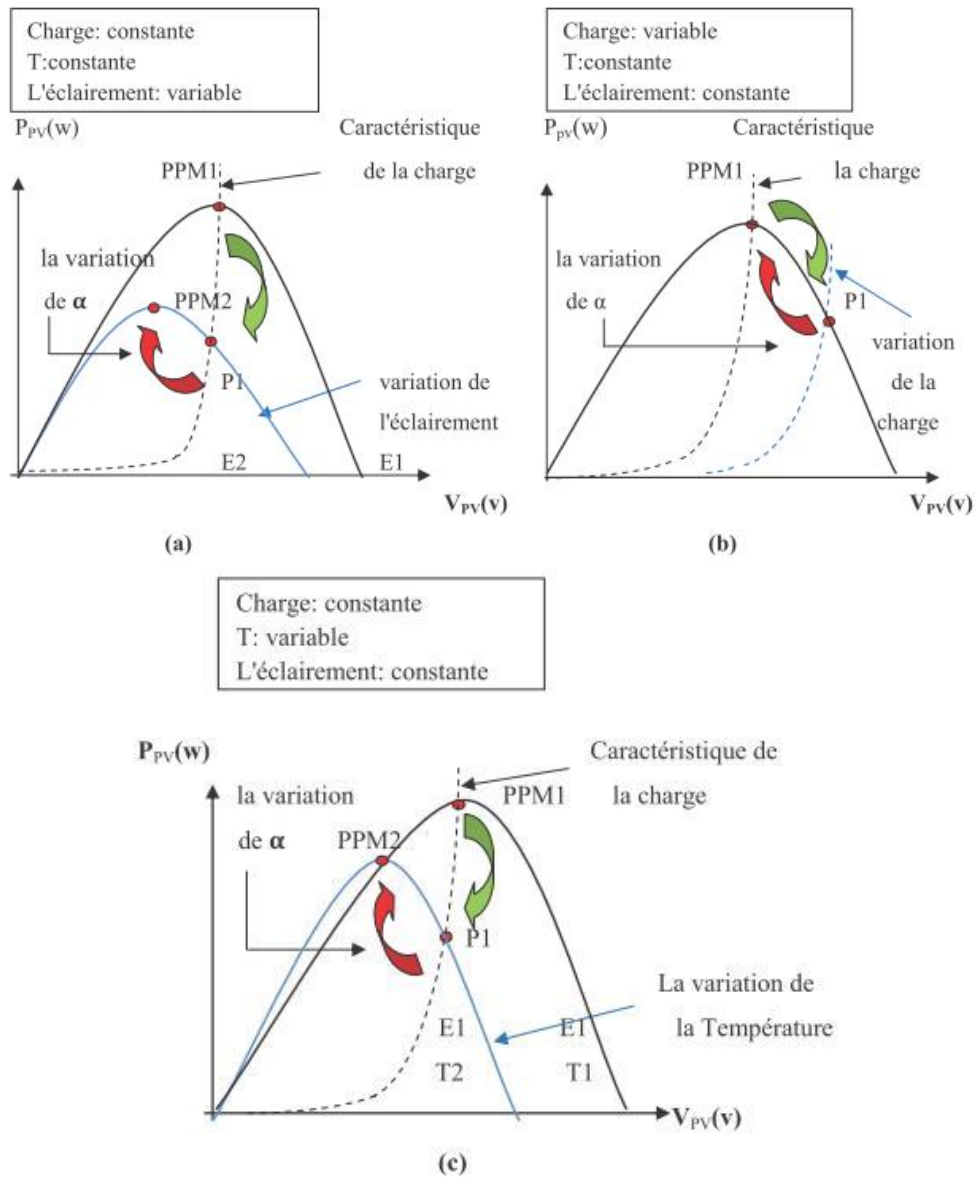


Fig III.11 :Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximale a) suite à une variation d'éclairement, b) suite à une variation de charge, c) suite à une variation de température.

III.3.3 Classification des techniques MPPT

Diverses publications sur les commandes assurant un fonctionnement de type commande MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date

depublication de la première loi de commande de ce genre, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type photovoltaïque. Etant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, nous avons fait une classification des différentes méthodes MPPT existantes en les regroupant selon leur principe de base. La classification, en plus du principe, s'est effectuée selon des critères comme la précision de la recherche ou sa rapidité pour en faire une évaluation comparative [31].

3.4. Les premiers types de technique MPPT

L'algorithme mis en œuvre dans les premières commandes MPPT était relativement simple. En effet, les capacités des microcontrôleurs disponibles à l'époque étaient faibles et les applications surtout destinées au spatial avaient beaucoup moins de contraintes en variation de température et d'éclairement que les applications terrestres appliquées initialement. Concernant le photovoltaïque, son principe a d'abord été décrit par A.F. Bohringer. Cette commande est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permettant de maintenir le système à son point de puissance maximum (PPM) [31]. Ce dernier est décrit dans la figure III.12 et peut être implanté entièrement en numérique.

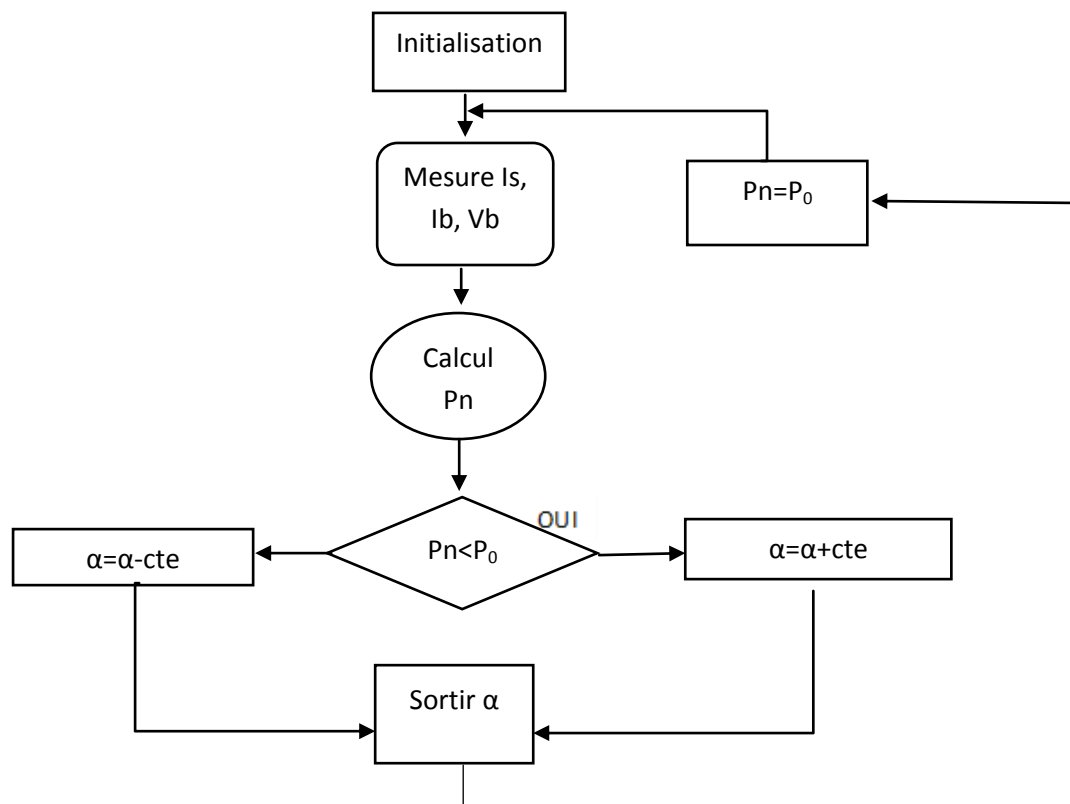


Fig III.12 :Principe classique d'une MPPT pouvant être implantée en numérique.

Le système démarre d'un rapport cyclique initial et d'une puissance initiale P_0 après avoir effectué la mesure du courant I_b et de la tension V_b aux bornes de la batterie et du courant de charge I_S , le produit $(I_b + I_S) \times V_b$ est calculé. Ce dernier est l'image de la puissance instantanée P_n délivrée par le générateur PV à l'instant où la mesure a été effectuée. Cette image est alors comparée à la puissance P_0 , si P_n est inférieure à P_0 , alors est incrémenté, sinon est réduit. Une fois modifié, P_0 prend la valeur P_n et on effectue une nouvelle mesure d' I_b , V_b et I_S pour calculer la nouvelle puissance eP_n .

Ainsi, par un algorithme numérique de recherche, on peut régler la précision de cette commande de façon à obtenir un rendement MPPT proche de 100% en fonction de l'algorithme implanté. De plus, le temps de calcul de la MPPT est directement fonction de l'algorithme implanté ainsi que des performances du microprocesseur [31].

III.3.5. Evolution du point d'opération du générateur PV

Nous devons chercher le point de puissance maximale, pour cela, nous comparons un point de puissance (P_2) mesuré à l'instant (t) avec un point de puissance (P_1) mesuré à l'instant ($t-1$) (fig III.13).

-Si $P_1 < P_2$, la dérivée est positive, cela signifie que nous nous rapprochons du point de puissance maximal.

-Si la dérivée de puissance est négative, cela veut dire que nous avons dépassé le point de puissance maximale.

Les commandes MPPT présentent finalement un bon compromis de rendement en statique et dynamique mais aussi de robustesse sont basées sur une continuelle évaluation de la puissance et une comparaison avec l'état à l'instant précédent [31].

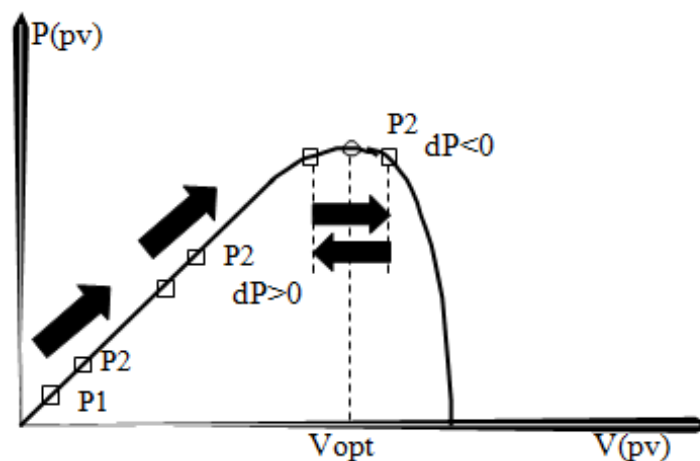


Fig III.13 : Principe de fonctionnement d'une commande MPPT.

Cependant, pour la plupart des commandes MPPT, pour arriver à converger dans de bonnes conditions, quel que soit l'algorithme, il faut que les courbes de puissance délivrées par le générateur soient constantes ou lentement variables. Si cette hypothèse n'est pas respectée (changements brutaux des conditions de fonctionnement) le système peut diverger.

Nous avons répertorié les différents problèmes qui peuvent survenir [31] :

-la puissance délivrée par le générateur peut présenter plusieurs maximums. Cela peut se produire, en particulier, lorsque les diodes de protections (diodes by-pass) des cellules PV associées en série et ou en parallèle se ferment.

-des changements brutaux d'éclairement et de charge peuvent survenir à tout moment sans que la fréquence de ces changements soit prévisible. Ainsi, le générateur peut à tout instant avoir sa courbe de puissance modifiée et donc son PPM comme l'illustre la figure(14). Le point de fonctionnement (P1) se trouve sur la partie montante de la courbe de puissance avant le changement d'éclairement. Suite à la variation d'éclairement, le point de fonctionnement passe de P1 à P2 qui se trouve sur la courbe de puissance 2. En comparant la puissance P2 et P1, on en déduit une dérivée négative, donc on inverse le sens de poursuite pensant avoir dépassé le point de puissance maximum, ici la commande MPPT perd momentanément le PPM. De plus, le changement du sens de la poursuite fait éloigner encore plus le point d'opération du PPM.

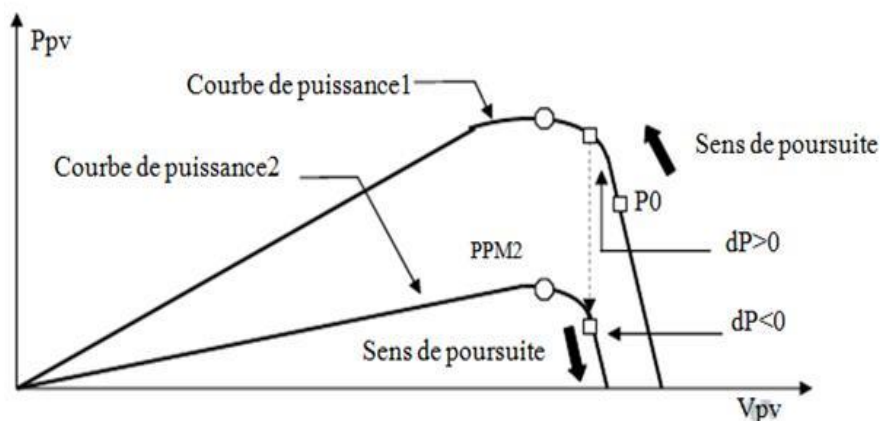


Fig III.14 : Changement d'éclairement et conséquence sur les courbes de puissance d'un générateur PV ainsi que sur l'adaptation source-charge.

III.4. Les méthodes de poursuite de MPP

Il existe de nombreux algorithmes utilisés pour trouver le point de puissance maximale. Idéalement, le suivi de la puissance se fait automatiquement pour s'adapter aux conditions météorologiques variables.

III.4.1. Méthodes à contre réaction de tension

Dans ce cas on se repose sur la commande de la tension de fonctionnement des panneaux, par la comparaison de cette tension avec une tension de référence. Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la commande PWM afin d'annuler cette erreur [31].

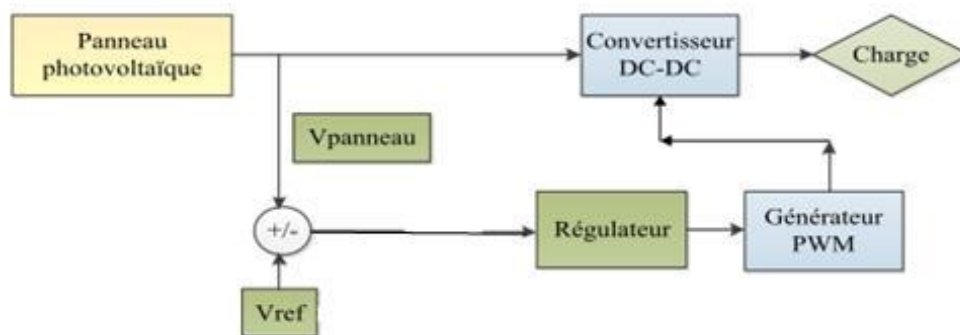


Fig III.15 : Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence.

On a trois types de cette méthode selon la nature de la tension de référence (fixe ou variable, interne ou externe).

III.4.2. Méthodes à contre réaction de courant

Par analogie avec les méthodes à contre réaction de tension on a le schéma décrit par la figure III.16 [31].

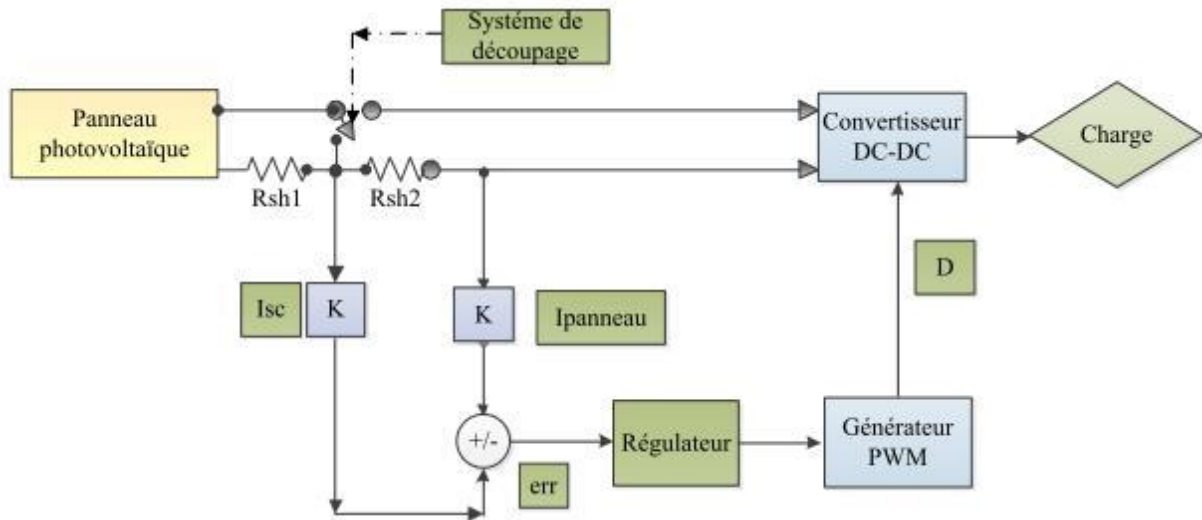


Fig III.16 :Principe de la méthode MPPT à courant de référence en fonction de I_{sc}

III.4.3. Méthodes à contre réaction de puissance

Les méthodes à contre réaction de puissance se basent sur des algorithmes de recherche itérative pour trouver le point de fonctionnement du panneau afin que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement du système.

La puissance extraite du panneau est calculée à partir des mesures de courant I et de tension V du panneau et la multiplication de ces deux grandeurs $P = V \times I$ [31].

III.4.3.1. Algorithme perturbation et observation

C'est l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale (PPM) le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de la tension de référence, ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur (DC-DC), puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie en vue d'une éventuelle correction de ce rapport cyclique (D).

Si la valeur de la puissance actuelle du générateur est supérieure à la valeur précédente alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent.

L'organigramme de l'algorithme de perturbation et de l'observation (P&O) est donné par la Figure III.17 où D est le rapport cyclique.

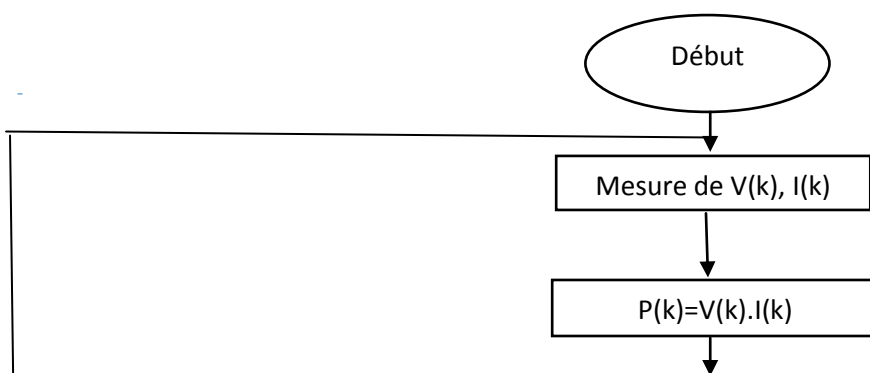




Fig III.17 : Algorithme de perturbation et d’observation (P&O).

III.4.3.2. Algorithme incrémentation de la conductance

L’algorithme par incrémentation de conductance se résulte en dérivant la puissance du panneau photovoltaïque par rapport à la tension et en mettant le résultat égal à zéro. Ceci peut être décrit par les équations suivantes

$$\frac{dp}{dV} = 1 + V \frac{dI}{dV} \tag{15}$$

$$\frac{1}{V} \frac{dP}{dV} = \frac{1}{V} \tag{16}$$

On définit la conductance de la source et l’incrémentation de la conductance puisque la tension V du panneau est toujours positive. La relation (16) explique que le point de puissance maximale MPP est atteint si la conductance de la source égale à l’incrémentation de la conductance de la source avec un signe moins, et qu’elle est à gauche de ce point lorsque la conductance est supérieure. Il incrémente la conductance et vice-versa, comme suit :

$$\text{Si } \frac{dP}{dV} > 0 \Rightarrow \frac{1}{V} > - \frac{dI}{dV} \tag{17}$$

$$\text{Si } \frac{dP}{dV} = 0 \Rightarrow \frac{1}{V} = -\frac{dI}{dV} \quad (18)$$

$$\text{Si } \frac{dP}{dV} < 0 \Rightarrow \frac{1}{V} < -\frac{dI}{dV} \quad (19)$$

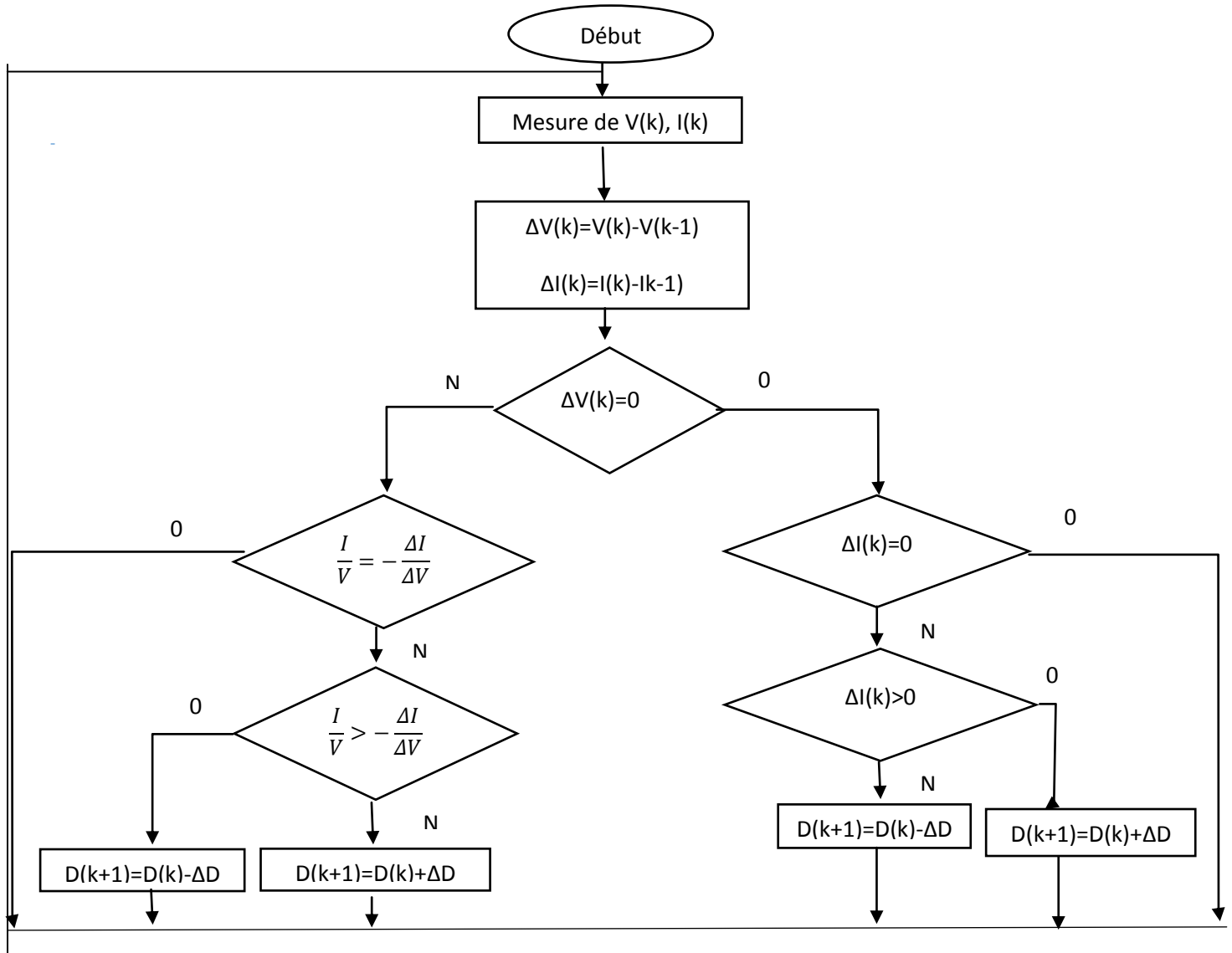


Fig III.18 : Algorithme d'incrément de la conductance.

4.4. La méthode d'étude proposée

Toutes ces techniques ont un inconvénient commun, qui est le compromis entre le temps de convergence et les oscillations autour du point maximum de puissance [33]. Ce que nous désirons faire est d'attribuer à chaque éclaircissement une valeur la plus proche de l'optimum (MMP).

Pour ce faire deux voies nous sont offertes, soit le réglage à base de la tension, soit celui la base du courant. Ces grandeurs de contrôles permettent de définir le rapport cyclique du hacheur afin qu'il puisse atteindre la valeur maximale de sa puissance (Fig III.19). [34]

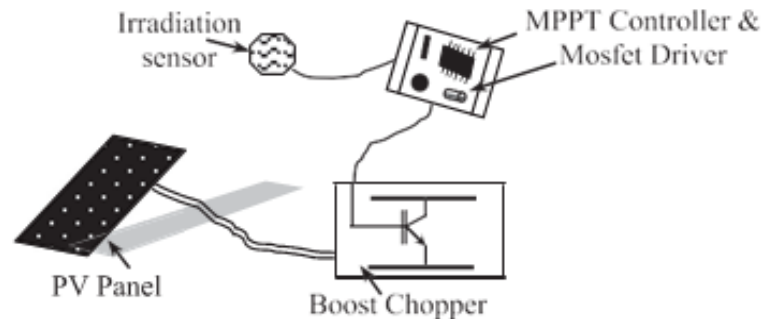


Fig III.19 :Le système proposé.

III.4.4.1 Contrôle par la tension

Après avoir fait les essais il est remarqué que la fonction qui lie la tension de réglage et l'éclairement a une forme quadratique. Sur cette base un ajustement est proposé

L'expression de la tension en fonction de l'éclairement est donnée par la relation générale suivante :

$$V = a.E^2 + b.E + c \quad (15)$$

Pour déterminer les constantes quadratiques a,b et c on a choisi un ajustement prenant comme références l'éclairement minimum, l'éclairement moyen et l'éclairement maximum correspondant aux trois jours choisis dans le premier chapitre.

$$E_{ref} = [E_{min}; E_{moy}; E_{max}] \quad (16)$$

$$M = \begin{bmatrix} E_{min}^2 & E_{min} & 1 \\ E_{moy}^2 & E_{moy} & 1 \\ E_{max}^2 & E_{max} & 1 \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$[a; b; c] = M^{-1}E_{ref} \quad (18)$$

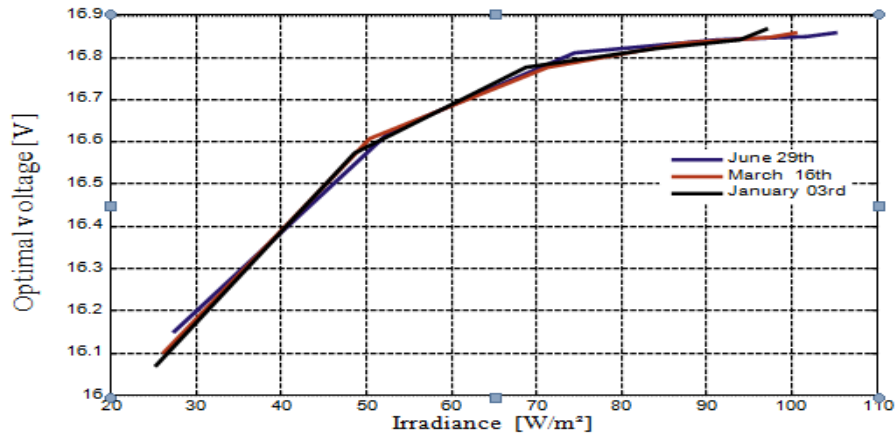


Fig III.20 :La caractéristique V(E) pour les 3 jours

III.4.4.2 Contrôle par le courant

Le contrôle par le courant est une forme linéaire (19) où α et β sont déterminés pour des éclairements extrêmes min et max.

$$I = \alpha \cdot E + \beta \tag{19}$$

La caractéristique I(E) pour les 3 jours

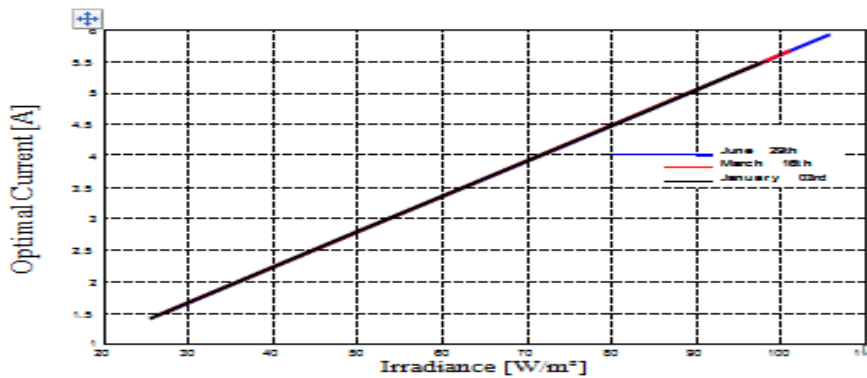


Fig III.21 :La caractéristique I(E) pour les 3 jours

Chaque technique offre des paramètres de contrôles proches de la valeur optimale. La simulation du système PV a permis de faire le relevé des caractéristique courant/ tension et puissance du panneau (* pour les valeurs calculées et ° pour les valeurs réelles) (Fig III.20/III.21).

La lecture de la valeur de l'irradiation émanant du luxmètre est introduite dans l'algorithme par une fonction de contrôle. L'estimation des grandeurs optimales qui permettent

d'atteindre le maximum de puissance offert par le panneau photovoltaïque, déterminent le rapport cyclique auquel doit fonctionner le hacheur [36].

Commande par la tension optimale

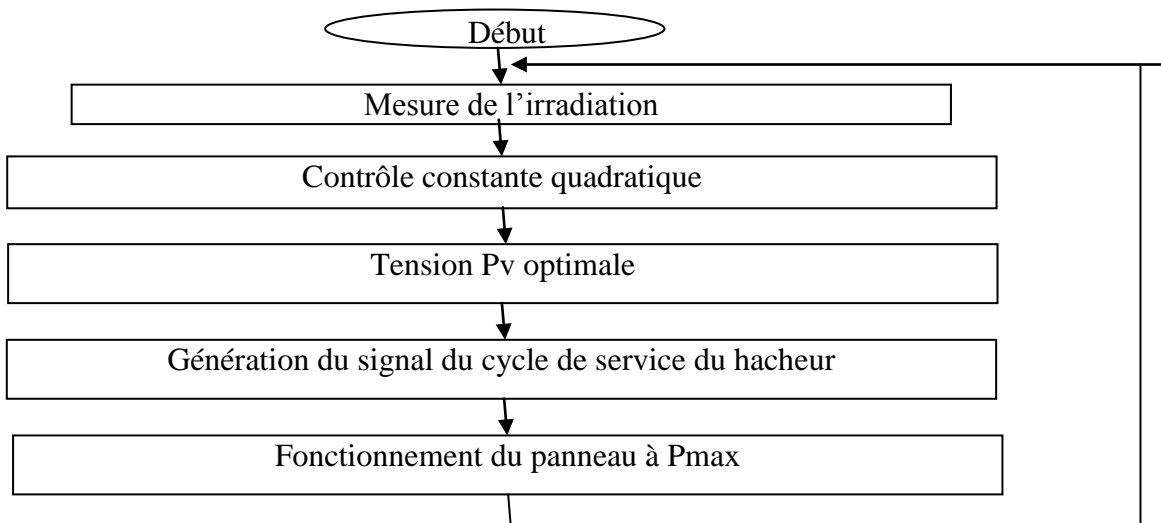
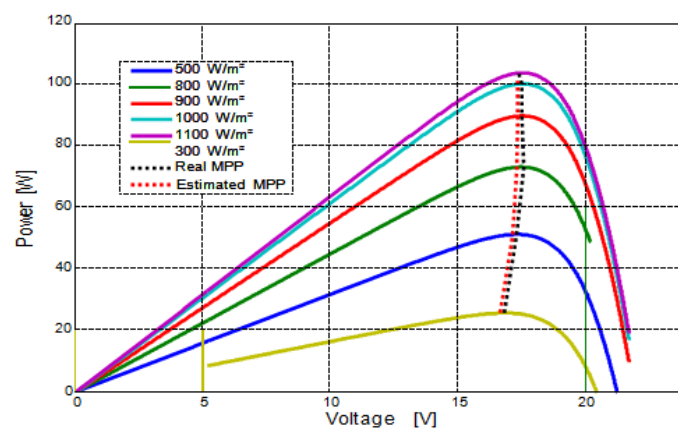


Fig III.22 :Algorithme du MPPT par la méthode calculée

Commande par la tension optimale

Pour valider notre méthode d'étude on a testé pour d'autres jours du relevé annuel de l'éclairement de la ville d'Annaba

Les résultats de simulation obtenues sont représentés respectivement sur les fig III.23/III.24/III.25 et cela pour les deux commandes proposées.



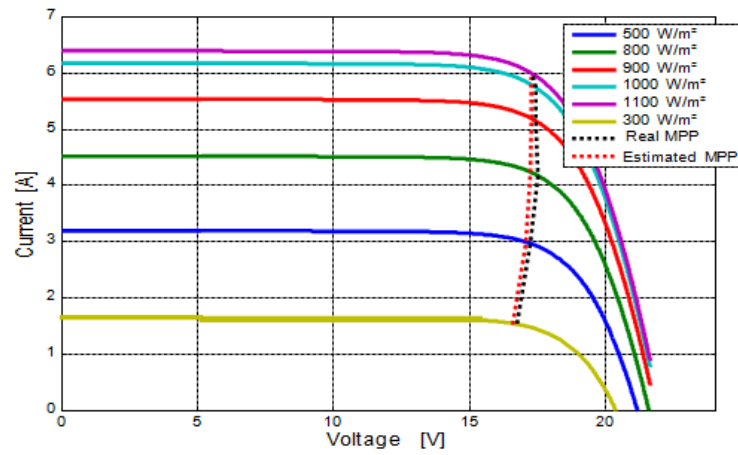


Fig III.23 :Caractéristiques P_{PV}/V et I/V pour le 02 Avril

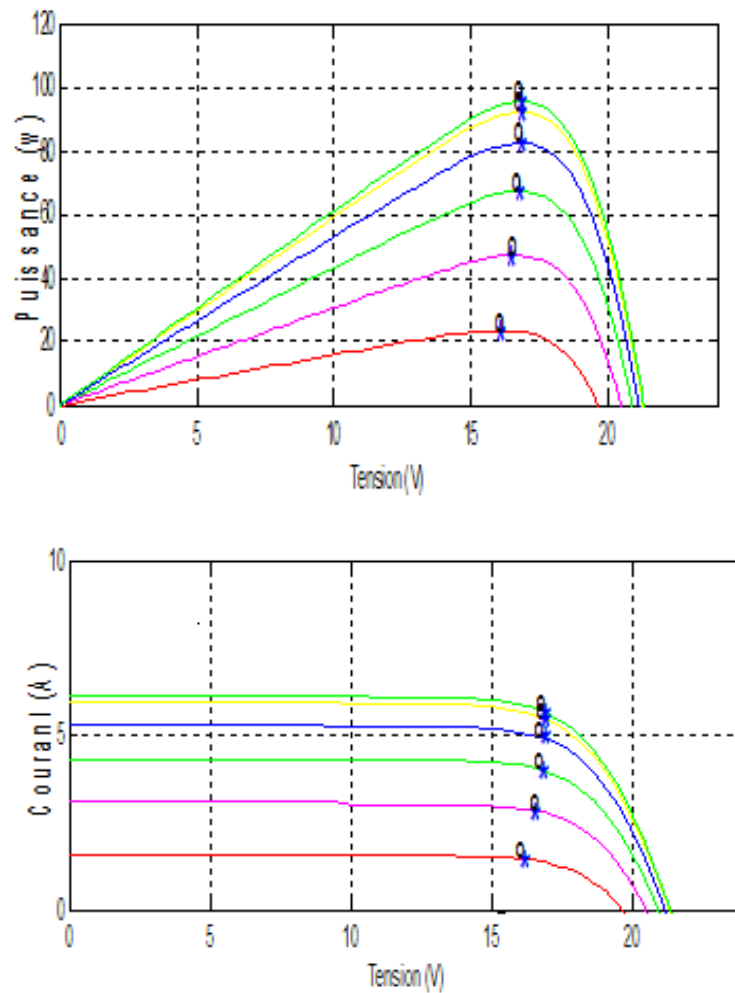


Fig III.24 :Caractéristiques P_{PV}/V et I/V Pour le 08 Juin

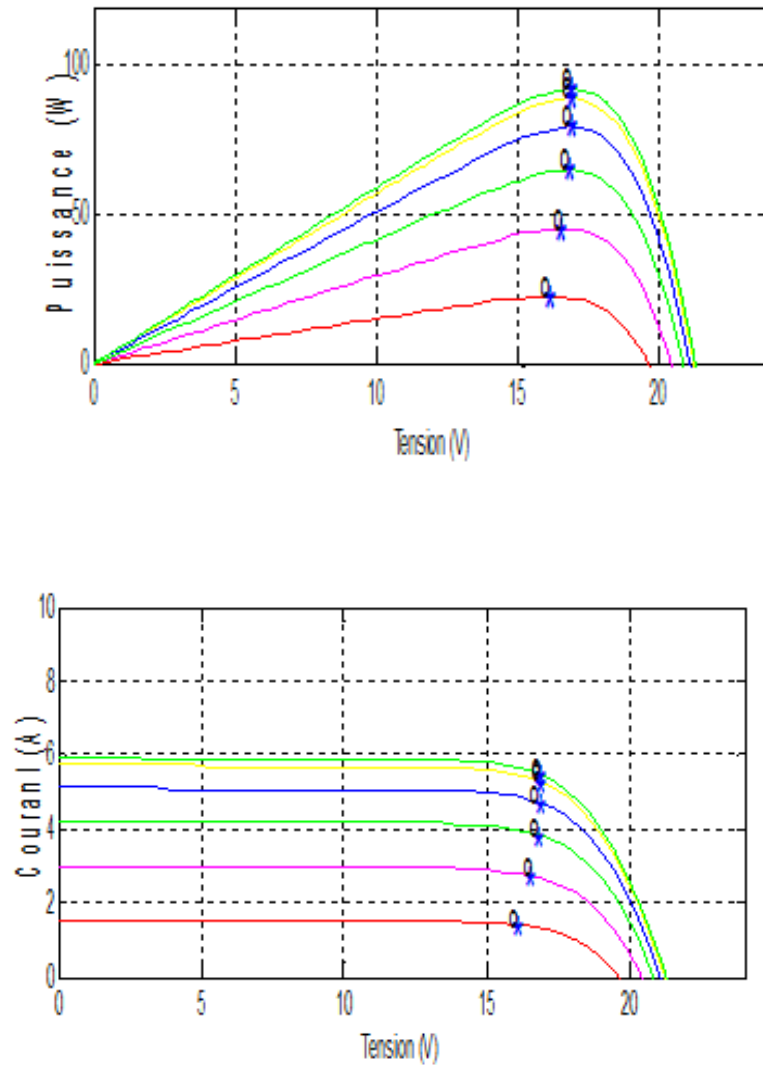
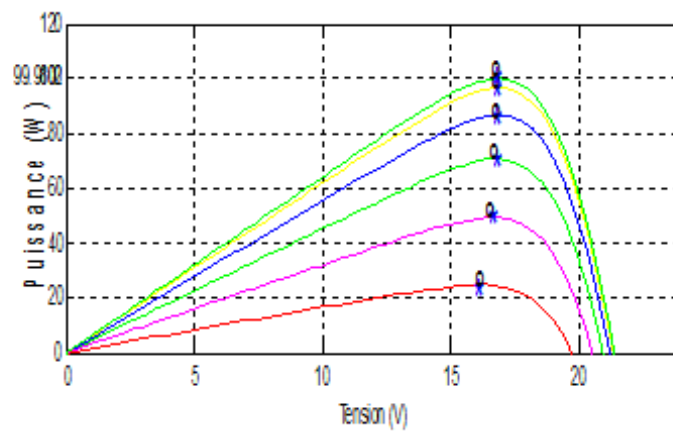


Fig III.25 : Caractéristiques P_{PV}/V et I/V Pour le 01 Juillet

Commande par le courant optimal



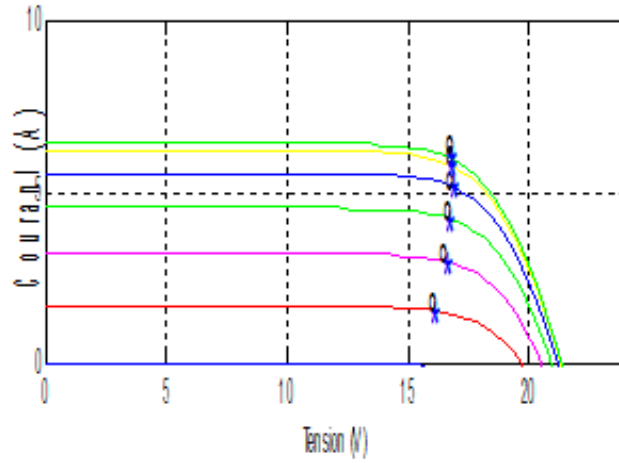


Fig III.26 :Caractéristiques P_{PV}/V et I/V Pour le 02 Avril

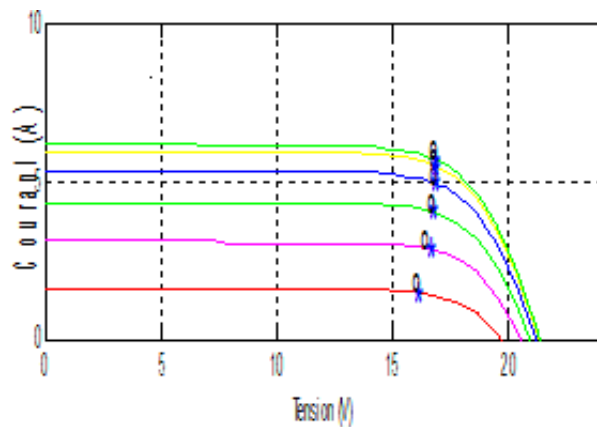
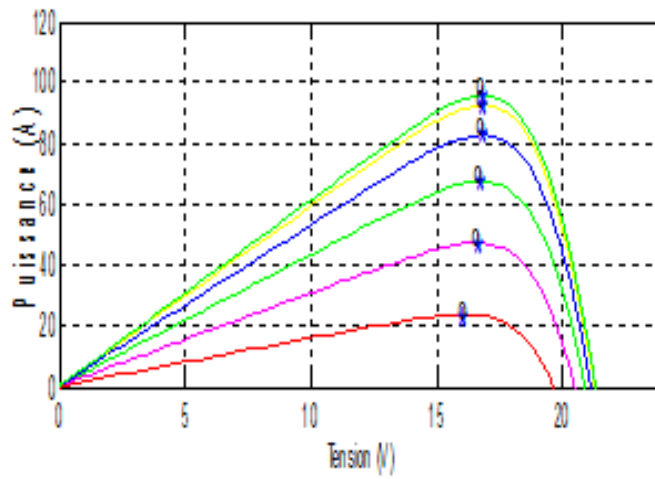


Fig III.27 :Caractéristiques P_{PV}/V et I/V Pour le 08 Juin

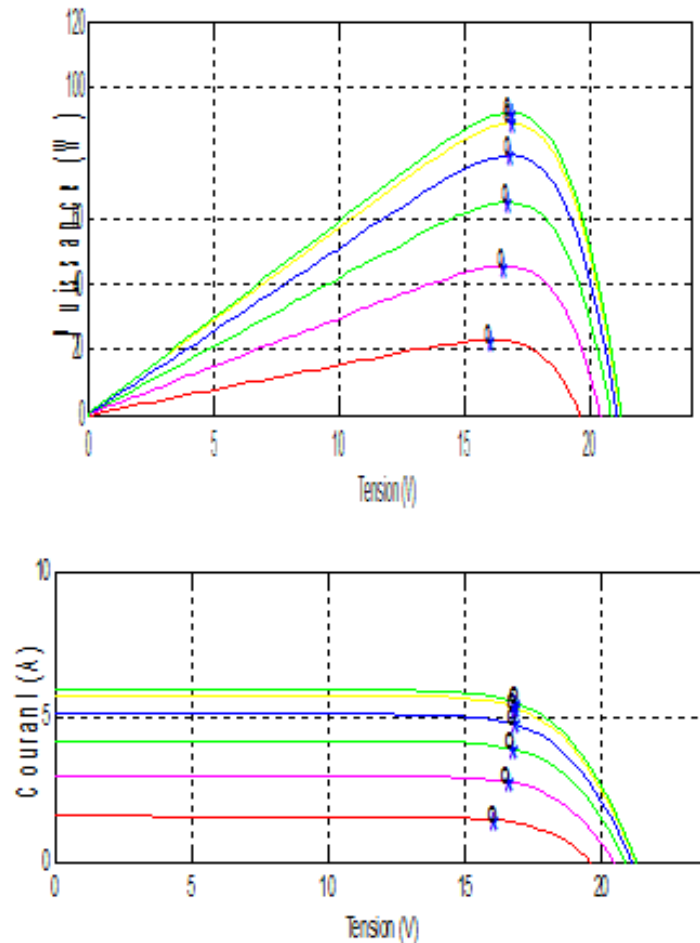


Fig III.28 :Caractéristiques P_{PV}/V et I/V Pour le 01 Juillet

Une analyse approfondie des caractéristiques obtenues pour les deux modes de contrôle proposés montre que :

Le contrôle par la tension (Fig III.23.24.25) nécessite l'implémentation d'une fonction non linéaire par contre le contrôle par le courant est linéaire (Fig III.26.27.28), donc plus précise. D'où une rapidité de convergence. Ces valeurs de consigne peuvent être directement estimées par un circuitsimple hardware prenant comme l'entrée du signal émanant du capteur d'éclairément. Afin de tester le bon fonctionnement de la technique nous avons simulé pour des variations brutales de l'éclairément Fig III.29 dans les deux sens, augmentation puis diminution.

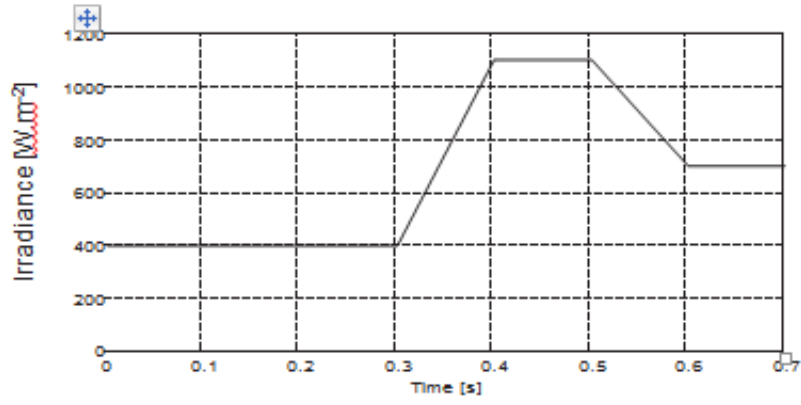
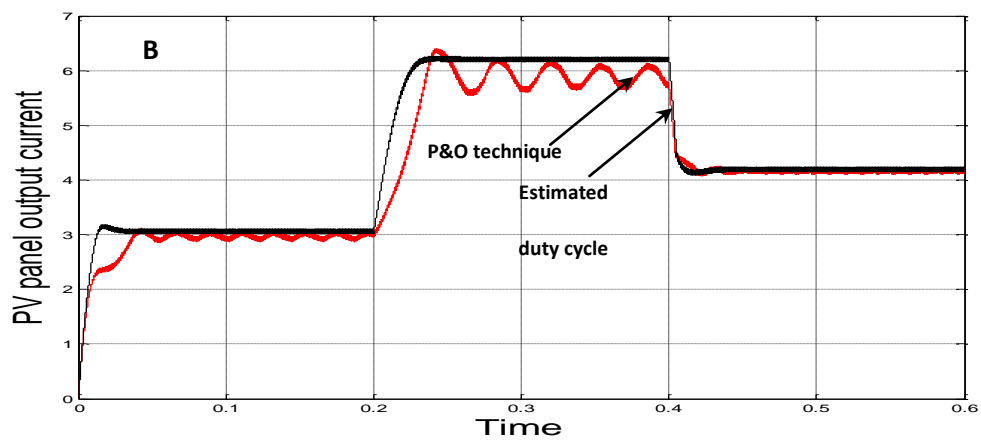
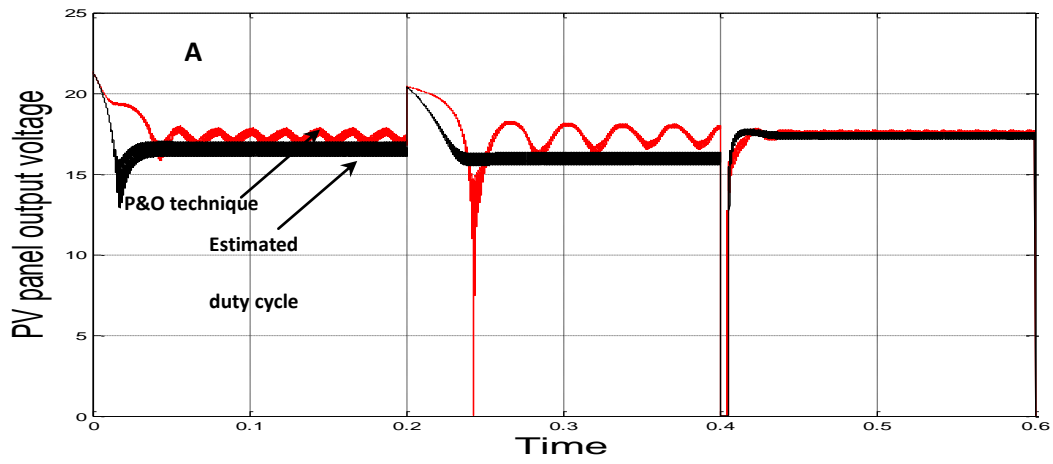


Fig III.29 :Profil d'irradiation testé



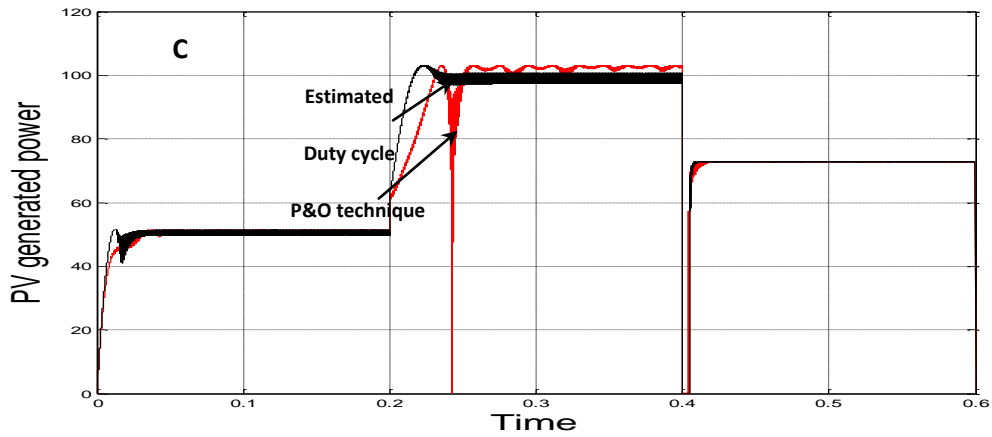
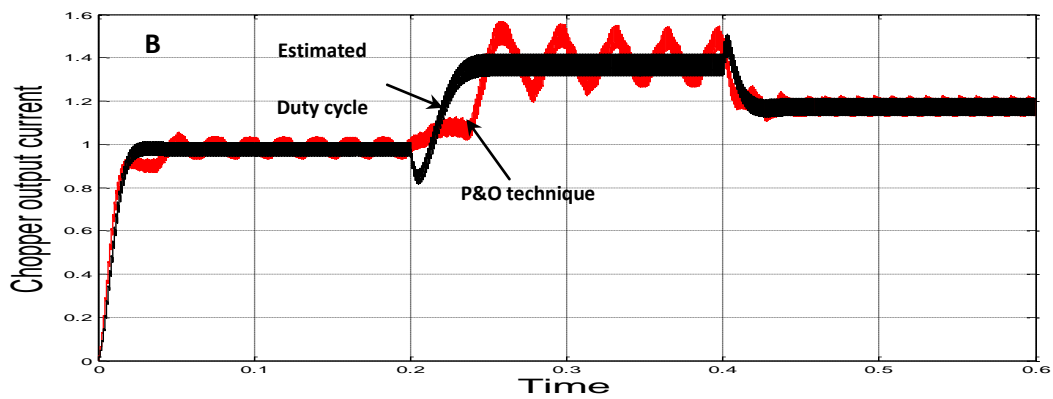
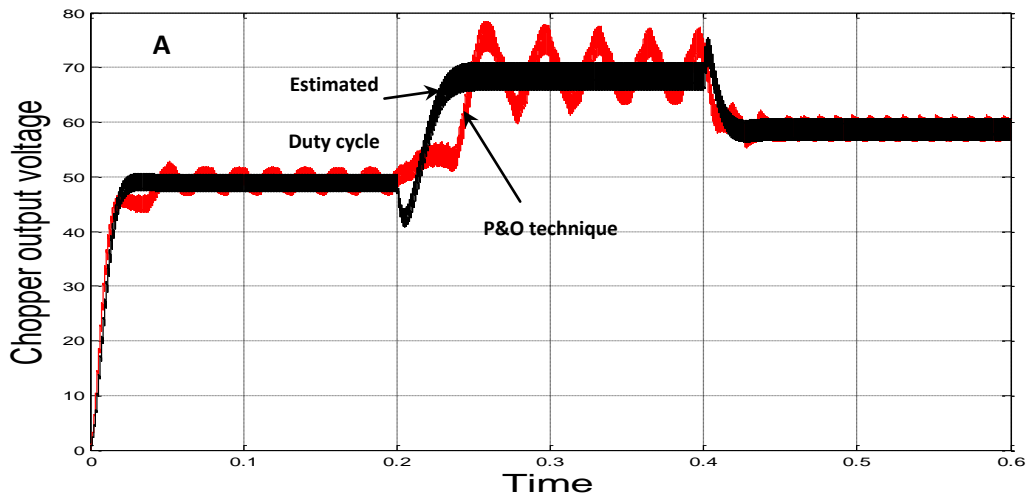


Fig III.30 : Grandeurs de sorties du panneau



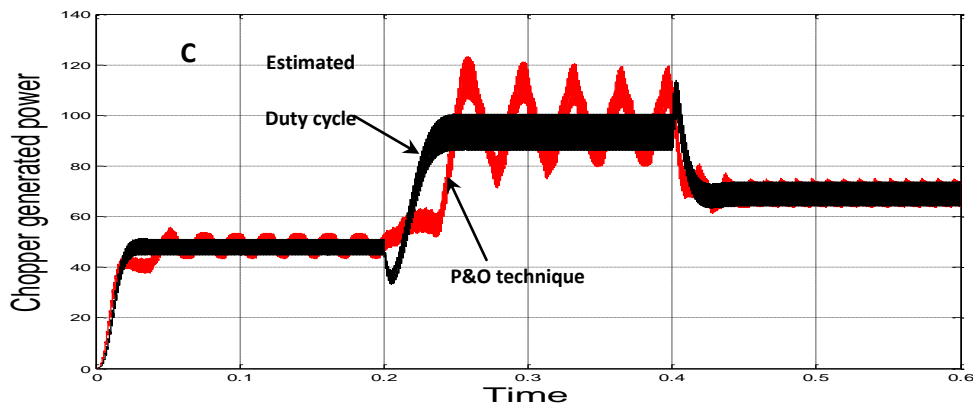


Fig III.31 :Grandeurs de sorties du hacheur

Le hacheur boost que nous avons utilisé fonctionne parfaitement car la tension de sortie est nettement supérieur à celle de l'entrée Fig III.30.a, b et Fig III.31.a, b, avec une conservation d'énergie Fig III.30.c et Fig III.31.c.

Le teste de la commande a montré une excellente poursuite du MPP. Le temps de réponse est rapide contrairement à la technique perturb and observe, cette technique ne nécessite ni de capteur de courant ni de capteur de tension.

Notre proposition est plus précise par rapport à la technique P&O les courants et tensions présentent moins d'oscillations Fig III.30-31 La qualité de l'énergie transmise est meilleure Fig III.30.c et Fig III.31.c.

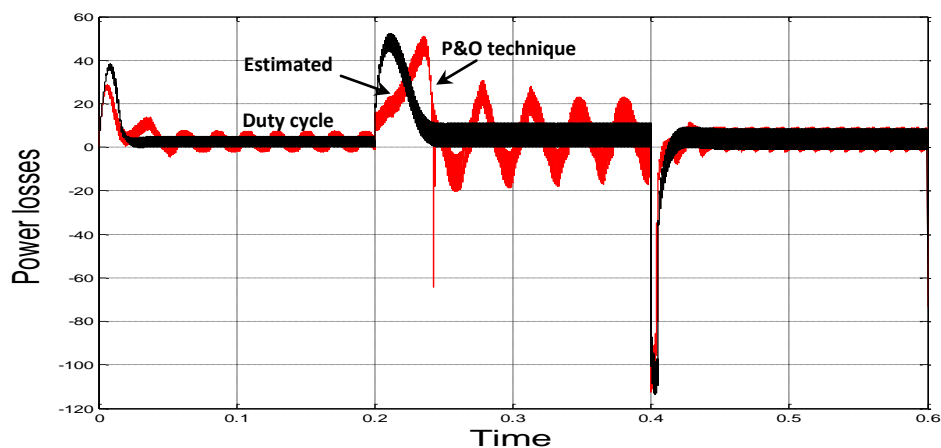


Fig III.32 : Pertes de puissances consommées par le hacheur

L'application de notre technique améliore considérablement le rendement du hacheur par rapport à la technique P&O comme il est montré sur la Fig III.32. Pour les forts éclaircissements le rendement du hacheur passe de 78% atteint par la technique MPPT basée sur l'approche P&O à 98% avec notre proposition. Soit un gain de 20%. [34]

Chapitre IV

Etude du système PV connecté au réseau

VI.1. Introduction

Une installation photovoltaïque peut être connectée en parallèle avec le réseau d'électricité. Les panneaux solaires sont connectés en série pour former des « strings », eux même reliés à un onduleur. La tâche de l'onduleur est de transformer le courant continu sortant des panneaux en courant alternatif. Chaque onduleur est choisi en fonction de la puissance des panneaux et peut accueillir un ou plusieurs strings.

Si la consommation locale est supérieure à la production de l'installation PV, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs (Fig IV.8).

VI.2. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution

Dans le passé, les réseaux de distribution se comportaient comme des éléments passifs dans lesquels les flux de puissance s'écoulaient de manière unidirectionnelle du poste source vers les consommateurs finaux. Du fait de l'insertion des productions décentralisées, les flux de puissance et les tensions sont impactés non seulement par les charges mais aussi par les sources.

Par suite de ces spécificités techniques des installations photovoltaïques, le raccordement des systèmes PV au réseau peut avoir des impacts importants sur son fonctionnement. Les influences les plus significatives des systèmes PV sur le réseau de distribution sont les suivantes [36].

VI.2.1 Influence sur le plan de tension

La présence de générateurs PV a une influence sur le plan de la tension et sur les dispositifs de réglage du réseau. La tension varie en fonction des injections de puissances active et réactive sur le réseau. En particulier pendant une période de fort ensoleillement et de faible consommation, la tension de certains nœuds du réseau peut dépasser le seuil admissible [37]. Une étude de l'université d'agriculture et technologie de Tokyo montre que, dans la localité d'Ota City qui concentre quelques 550 installations PV, l'injection d'énergie sur le réseau fait croître la tension jusqu'à un seuil provoquant le découplage de certains systèmes, notamment en fin de semaine lorsque la consommation est faible [36].

VI.2.2. Influence sur la qualité de l'énergie

VI.2.2.1. Injection d'harmoniques de courant

La présence d'interfaces d'électronique de puissance peut injecter des harmoniques de découpage au réseau si les onduleurs ne sont pas munis de filtres efficaces. Les onduleurs actuels contribuent tout de même à l'augmentation des harmoniques de courant car ils fonctionnent le plus souvent à puissance réduite (un appareil fonctionnant à puissance réduite ne peut fournir la même qualité de courant qu'à puissance nominale), ainsi les THD sont plus importants. Les conséquences de ces harmoniques peuvent être instantanées sur certains appareils électroniques : troubles fonctionnels (synchronisation, commutation), disjonctions intempestives, erreurs de mesure sur des compteurs d'énergie... [36]

VI.2.2.2. Injection de courant continu au réseau

Une étude réalisée en Espagne montre que les onduleurs actuels (avec transformateur haute fréquence et avec ou sans transformateur basse fréquence) du marché européen injectent une composante continue dans le réseau. La présence de courants DC dans les réseaux de distribution peut affecter le bon fonctionnement des dispositifs de coupure différentielle, créer des erreurs sur les compteurs d'énergie, affecter la durée de vie des composants du réseau, notamment à travers une augmentation de leur corrosion et enfin contribuer à une saturation des transformateurs [36].

VI.2.2.3. Déséquilibre entre phases

L'insertion des systèmes PV engendre un déséquilibre entre phases en cas d'utilisation d'onduleurs monophasés. Si la puissance produite n'est pas correctement répartie entre les 3 phases d'un même système PV triphasé, alors ce système va contribuer à déséquilibrer le réseau BT (Base Tension) [36].

VI.3. Influence du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques

Les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations des réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement normal des systèmes PV. Ceci provient généralement, soit des caractéristiques intrinsèques des réseaux de distribution, soit de la qualité de tension dégradée par d'autres utilisateurs du réseau, soit d'une association de ces deux causes. [36].

Ces effets entraînent généralement des découplages injustifiés des onduleurs. Les influences du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques peuvent se résumer comme suit :

VI.3.1. Régime de neutre et courants de fuite

Pour un régime de neutre de TT (point milieu du transformateur du poste de distribution à la terre, masse métallique des appareils à la terre). La protection des personnes s'effectue à l'aide de disjoncteurs ou d'interrupteurs différentiels qui ont pour fonction de s'ouvrir en cas de fuite de courant.

Les installations PV peuvent produire des courants de fuite du fait des caractéristiques capacitatives des panneaux, et des onduleurs (capacités des filtres MEC).

Ces capacités en présence d'une composante alternative sur le circuit à courant continu engendrent des courants de fuite dans la liaison de mise à la terre. Ces courants de fuite peuvent être d'amplitude importante et devenir potentiellement dangereux pour les personnes en cas de contact direct avec le fil de terre.

VI.3.2. Creux de tension et tenue des systèmes

Les creux de tension sont ainsi l'une des principales causes de déclenchements des systèmes PV. La déconnexion d'un nombre important de systèmes PV pourrait avoir des impacts locaux et globaux sur le fonctionnement du réseau, en particulier sur des réseaux faibles.

VI.3.3. Présence de composante continue et d'harmoniques de tension

Les onduleurs pour systèmes photovoltaïques hachent le courant continu issu des modules photovoltaïques en modulation à largeur d'impulsion (MLI ou PWM pour "Pulse Width Modulation") pour le convertir en courant alternatif sinusoïdal.

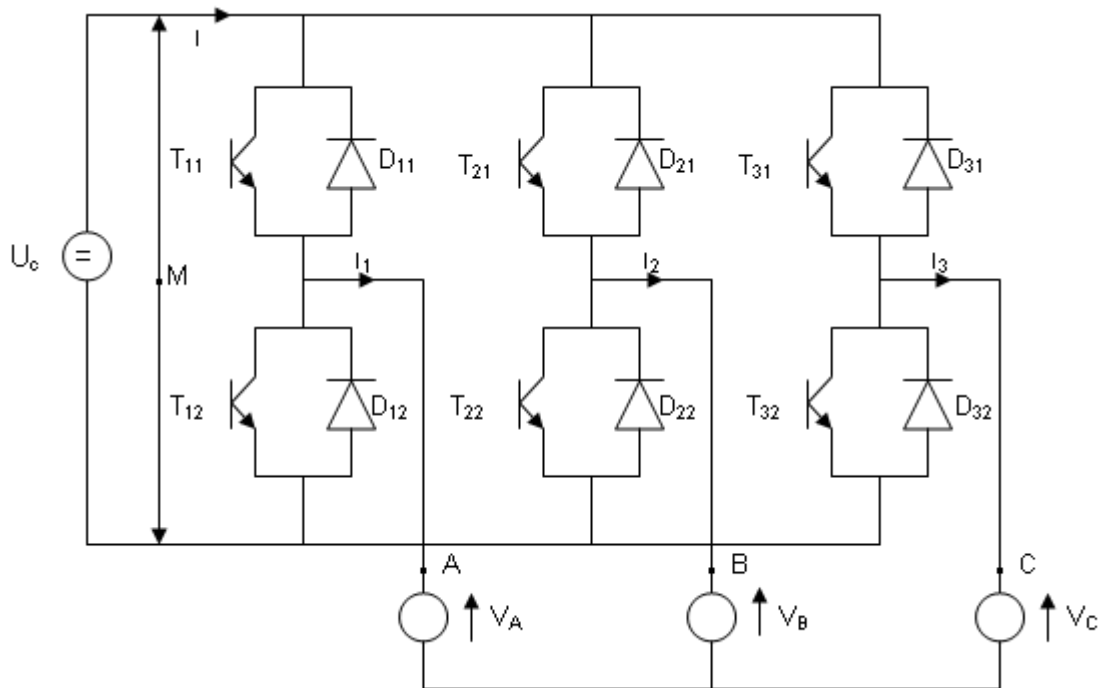
Le fonctionnement des onduleurs sans transformateur peut être affecté par une asymétrie des tensions du réseau (déformation de la sinusoïde par addition d'harmoniques paires), par exemple en présence d'harmoniques issues de charges non-linéaires, qui se traduirait par l'ajout d'une composante DC dans la tension injectée par l'onduleur.

VI.4. Convertisseurs DC/AC pour les systèmes photovoltaïques

VI.4.1. Définition

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu généré par le générateur PV en courant alternatif. Il utilise des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances.

La plupart des onduleurs sont des structures en pont constituées le plus souvent d'interrupteurs électroniques comme des IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) Le choix de ce type de composant relève, d'une part de sa particularité à pouvoir commuter de très grandes valeurs de courant et tension à des fréquences de découpage de plusieurs dizaines de kHz et d'autre part, il permet la suppression de tous les circuits d'aide à la commutation des montages à thyristors .



FigVI.1 : Schéma d'un onduleur à deux niveaux

Grace à un jeu de commutation approprié, réalisé souvent par MLI, l'énergie électrique continue est modulée afin d'obtenir un signal alternatif à la fréquence du réseau. Un exemple d'onduleur à deux niveaux est donné par la figure 1.

L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distribution de l'énergie électrique. Pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ses perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau.

VI.4.2. Stratégie de commande

Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (Pulse Width Modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale. Avec ce système de MLI, on obtient :

- un rendement élevé sur une large plage de la charge.
- de faibles pertes à vide.

Les signaux de commande des interrupteurs sont déterminés par l'intersection d'une référence sinusoïdale appelée "modulatrice" de fréquence f avec une triangulaire de haute fréquence f_p appelée "porteuse". On définit par conséquent deux indices [37] :

- l'indice de modulation de fréquence : $M_f = \frac{f_p}{f} (1)$

- l'indice de réglage de tension m_a compris entre 0 et 1 : $m_a = \frac{V_m}{V_p} (2)$

Le module PWM, servant à générer un signal modulé en largeur d'impulsion (PWM), dont le rapport cyclique α est modifiable par le programme du PIC ou par une commande analogique.

VI.4.3 Caractéristiques propres d'un onduleur pour les systèmes photovoltaïques

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. Donc la principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du

meilleur point de fonctionnement du système. En effet, le générateur PV a une courbe caractéristique I V non linéaire.

Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau.

Donc, un système de régulation est obligatoire pour maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales du réseau, quelle que soit la tension d'entrée et aussi un filtrage en sortie de l'onduleur, qui tend à lisser la forme de la tension donc à réduire le taux harmonique.

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques diffèrent quelque peu des onduleurs classiques en électrotechnique, mais l'objectif de conversion DC/AC est le même. La principale caractéristique de l'onduleur PV réside dans la recherche du point de fonctionnement maximal ou MPPT en anglais «Maximum Power Point Tracking» car le générateur PV a une caractéristique courant/tension non-linéaire.

VI.4.4 Dimensionnement des onduleurs des systèmes photovoltaïques couplés aux réseaux

Le dimensionnement des onduleurs d'une installation PV est souvent source de confusion car il faut distinguer les puissances AC et DC. Du côté DC il faut distinguer la puissance crête de l'installation et sa puissance réelle (instantanée) en cours de fonctionnement. Enfin, il faut prendre garde à la tension des strings connectés à l'onduleur.

Pour un système qui n'est pas orienté de manière optimale par rapport à la course du soleil, on tolérera plus facilement le sous dimensionnement [38]

La compatibilité onduleur / string consiste à vérifier que : [38]

- la puissance nominale de l'onduleur est comprise entre 80% et 110% de la puissance crête.
- les tensions générées doivent être dans les limites acceptables de l'onduleur

En effet, la tension de circuit ouvert est sensible à la température et diminue quand la température augmente.

Donc, il faut prendre en compte ces variations :

- la tension maximale à vide pour 1000 W/m^2 et une température de -10° , doit être inférieure à la tension DC maximale admissible. C'est la tension de sécurité : au-delà de cette tension maximale, l'onduleur va disjoncter.

-la tension minimale en charge, pour un éclairement de 1000 W/m² et à une température de 70°, doit être supérieure à la tension MPP2 minimale admissible. C'est la tension d'accrochage : sous cette tension minimale, l'onduleur va décrocher, l'installation ne produira plus.

Tension maximale à -10 °C : $U_{\max} = M(V_{oc} + \mu V_{oc} * 35)$ (3)

Tension minimale à +70 °C : $V_{\min} = M(V_{MPP} + \mu V_{oc} * 45)$ (4)

où

M : est le nombre de modules d'un string

V_{oc} : la tension du circuit ouvert d'un module dans CST (25°C)

μVOC : le coefficient de température

VMPP : la tension en charge au Point de Puissance Maximal.

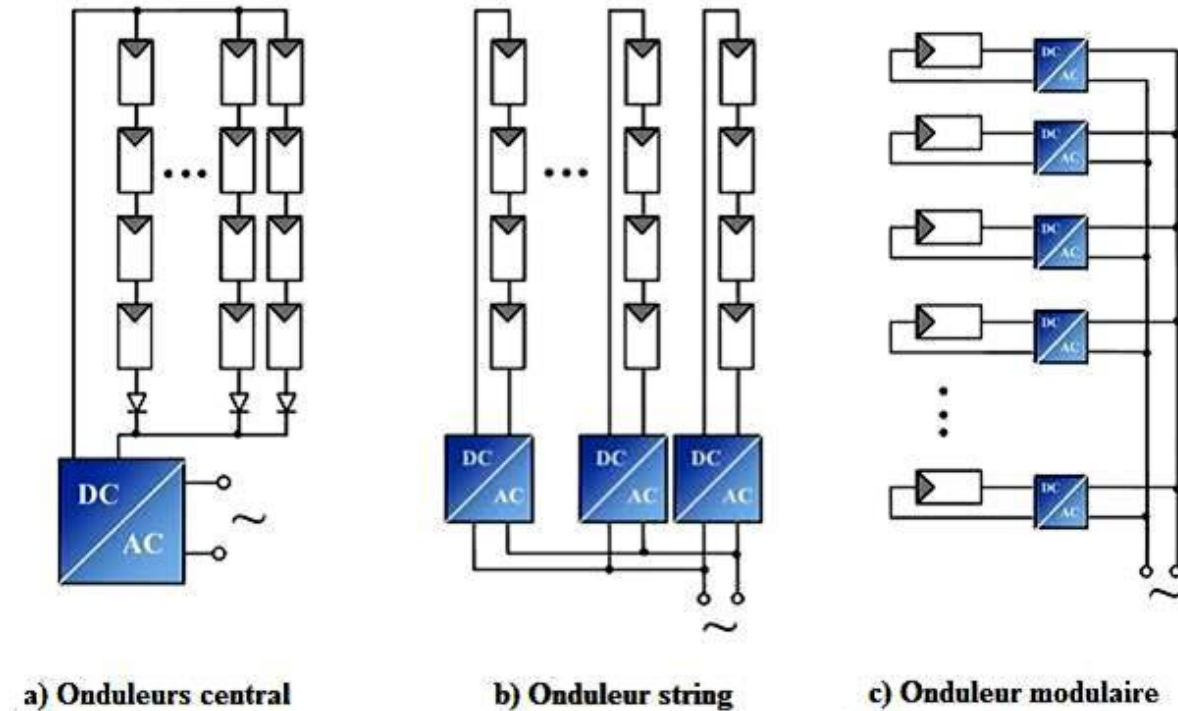
-Ainsi, Le courant de court -circuit est quant à lui proportionnel à l'éclairement augmente si l'éclairement augmente. Donc, le courant maximal doit être inférieur au courant admissible de l'onduleur

VI.4.5. Configuration de raccordement du champ solaire avec le réseau électrique

Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue (DC) générée par les panneaux solaires en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée (par exemple 230V/400V - 50Hz) mais ils exploitent également la puissance délivrée par le GPV en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum. De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre l'alimentation en cas de problèmes survenant soit du réseau soit de l'installation. Actuellement, il existe principalement trois architectures d'onduleurs donnant de bonnes solutions techniques:

- Un seul onduleur pour toutes les installations (onduleur simple ou central, fig VI.2.a).
- Un onduleur string (pour chaque string, fig VI.2.b).
- Installations multi-onduleurs (installations multi-onduleurs, figVI. 2.c).

Nous décrivons brièvement leur propriété ci-dessous.



FigVI. 2 :Différentes topologies des installations PV connectés aux réseaux électriques.

VI.4.5.1 Installation mono-onduleur (onduleur central)

Cette configuration est utilisée dans les petites installations avec des modules du même type ayant la même exposition. La présence d'un onduleur unique présente des avantages économiques, en réduisant l'investissement initial et les coûts d'entretien. Cependant, la défaillance de l'onduleur peut entraîner l'arrêt de la production de l'ensemble de l'installation. De plus, cette solution n'est pas très adaptée à l'agrandissement de l'installation PV, car elle augmente les problèmes de protection contre les surintensités et ceux liés à un ombrage différent, autrement dit lorsque l'exposition des panneaux n'est pas la même dans l'ensemble de l'installation.

Le fonctionnement de l'onduleur est régulé par le MPPT en tenant compte des paramètres moyens des strings raccordés à l'onduleur ; par conséquent, si tous les strings sont raccordés à un onduleur unique, l'ombrage ou la défaillance de tout ou partie des strings entraîne une réduction accrue des performances électriques de l'installation par rapport à d'autres configurations.

VI.4.5.2 Installation avec un onduleur pour chaque string (onduleur string)

Dans une installation de taille moyenne, chaque string peut être directement raccordé à son propre onduleur et donc fonctionner selon son propre Maximum Power Point.

Dans cette configuration, la diode, qui empêche la source de circuler dans le sens inverse, est généralement incluse dans l'onduleur. Ce dernier réalise un diagnostic de la production et assure également la protection contre les surintensités et les surtensions d'origine atmosphérique du côté DC.

De plus, la présence d'un onduleur sur chaque string limite les problèmes de couplage entre les modules et les onduleurs de même que la réduction des performances causée par l'ombrage ou une exposition différente. Par ailleurs, avec plusieurs strings, des modules présentant différentes caractéristiques peuvent être utilisés, augmentant par conséquent l'efficacité et la fiabilité de l'ensemble de l'installation.

VI.4.5.3 Installation multi-onduleurs (Onduleur modulaire)

Suivant ce concept, chaque module solaire dispose d'un onduleur individuel. Pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module.

Dans les installations de grande taille, le champ PV est généralement divisé en un plus grand nombre de parties (sous-champs), chacune étant alimentée par un onduleur auquel différents strings sont raccordés en parallèle. Par rapport à la configuration précédente, le nombre d'onduleurs est dans ce cas inférieur, entraînant une réduction conséquente de l'investissement et des coûts d'entretien.

Cette configuration présente également l'avantage de réduire les problèmes liés à l'ombrage et à la différence d'exposition des strings mais également ceux liés à l'utilisation de modules différents, à condition que les strings du sous-champ ayant des modules et une exposition identiques soient raccordés au même onduleur.

De plus, la défaillance d'un onduleur n'implique pas la perte de production de l'ensemble de l'installation (comme dans le cas de l'onduleur unique) mais du sous-champ correspondant uniquement. Il est recommandé de pouvoir déconnecter chaque string séparément, de manière à ce que les vérifications de fonctionnement et d'entretien requises puissent être réalisées sans mettre hors service l'ensemble du générateur PV. Dans cette configuration, le diagnostic de l'installation est réalisé par un système de supervision qui vérifie la production des différents strings.

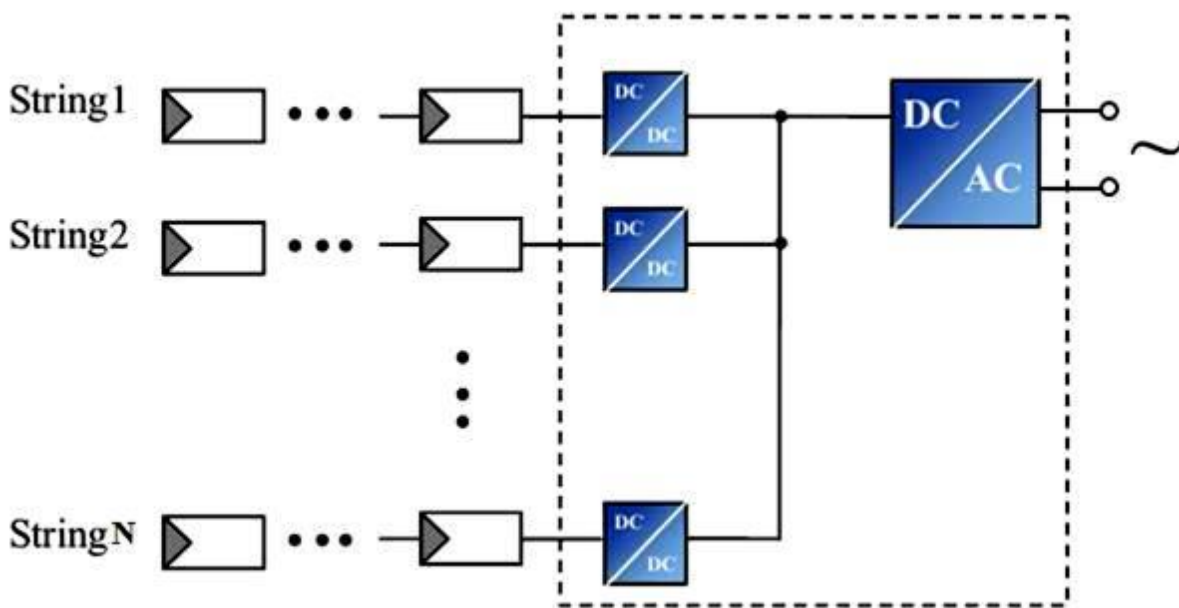
VI.4.5.4. La conversion multi-string mixte

En fait, la gestion multi-string est née de la combinaison entre la gestion par onduleur central et la gestion par strings. Comme illustré sur la figure VI.3, le principe de la conversion

multi-string est basé sur de nombreux convertisseurs DC-DC modulables connectés à un onduleur central via un bus continu. Chaque convertisseur DC-DC dispose de sa propre commande MPPT permettant à chaque string de fonctionner à son PPM. Par conséquent, le dysfonctionnement d'un GPV peut être rapidement détecté et localisé. Le fonctionnement de l'ensemble du champ ne sera donc pas affecté par le dysfonctionnement d'un seul GPV. Grâce aux convertisseurs DC-DC, il est possible de travailler sur une plus large gamme de tension PV (tension plus faible en entrée des DC/DC) optimisant ainsi la production photovoltaïque [25].

Ce concept permet une grande modularité des GPV. On peut imaginer des systèmes dont chaque string possède des GPV de technologies ou de tailles différentes ou orientés différemment par rapport au reste du système [25].

Plus récemment, avec le développement d'une électronique de puissance spécifique dédiée aux applications photovoltaïques, beaucoup de systèmes de conversion innovants ont été conçus, notamment des onduleurs ayant des premiers étages d'adaptation en entrée assurant la recherche de PPM.

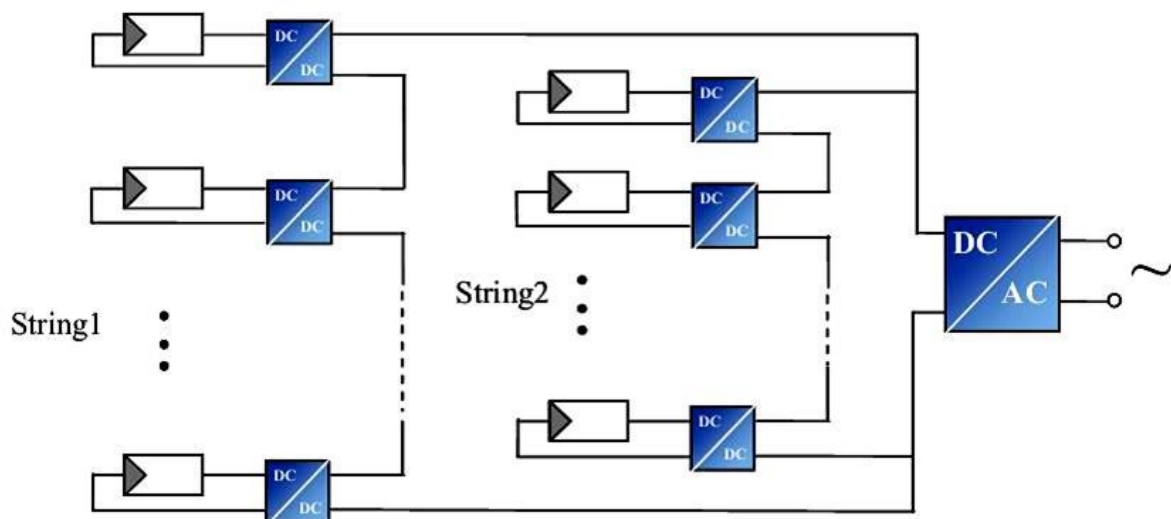


FigVI.3 : Structure de conversion multi-string mixte.

En effet, ces dispositifs permettent aujourd'hui d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de convertisseurs de puissance DC-DC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur. Généralement, ces étages disposent de commandes de gestion électrique plus ou moins complexes permettant d'adapter la tension PV à la tension d'entrée de l'onduleur [25].

VI.4.5.5 Conversion multi-string avec distribution des DC-DC MPPT en série

Ce dernier concept n'en est encore qu'à ses débuts. Une étude théorique a déjà démontré la faisabilité et la stabilité d'un tel système. La gestion distribuée montre un gain en rendement MPPT de l'ordre de 3 à 30% (suivant l'inhomogénéité d'irradiance du string) comparé à une gestion MPPT classique. Cependant, une étude réelle ainsi qu'une étude du rendement de l'ensemble de l'installation restent encore à développer afin de démontrer la viabilité de cette nouvelle gestion multi-string.



FigVI.4 : Structure de conversion multi-string avec distribution des DC-DC MPPT en série.

VI.4.6. Les inconvénients des onduleurs conventionnels

Les onduleurs les plus connus jusqu'ici sont les onduleurs à deux niveaux. Ils sont largement utilisés, mais les appareils existants ont l'inconvénient majeur de présenter des pertes, à vide ou à faible charge, très élevées, leur rendement n'est donc acceptable qu'à pleine charge].

Ces onduleurs à deux niveaux sont limités en tension (1,4 kV) et en puissance (1 MVA). Pour monter en puissance et en tension, on associe généralement plusieurs onduleurs en séries ou en parallèles, d'où une complication dans la commande et une augmentation du coût du système. Pour remédier à ces inconvénients, la solution naturelle consiste à réaliser une mise en série des éléments conducteurs de manière à réduire la tension à commuter en des valeurs plus petites et directement commutables par les semi-conducteurs actuels.

Les onduleurs multi-niveaux permettent d'augmenter la tension de sortie des convertisseurs statiques au-delà des limites des semi-conducteurs.

VI.5. Onduleur de tension à modulation de largeur d'impulsions

En groupant trois demi-points monophasés. On obtient l'onduleur de six interrupteurs dans le montage (fig VI.1).

Cet onduleur fonctionnant en MLI est très utilisé pour alimenter à tension et fréquence variables des récepteurs triphasés équilibrés. Si l'on concerne une fréquence sinusoïdale l'onduleur triphasé présente les avantages que l'onduleur monophasé en demi-pont :

- possibilité de faire varier le fondamental des tensions de sortie.
- rejet vers les fréquences élevées des harmoniques de ces tensions.

Mais de plus, si le récepteur est en étoile sans conducteur neutre ou en triangle, on peut supprimer les principaux harmoniques de ces tensions. Souvent on modifie la référence pour réduire le «déchets de tensions» cela permet de plus une diminution de certains harmoniques restant dans les tensions de sortie.

- a- commande des interrupteurs
- c- référence sinusoïdale

VI.5.1 Stratégie de commande triangulo-sinusoïdale à une seule porteuse

Les instants de fermeture des interrupteurs sont déterminés par les intersections de l'onde de référence $V_{réf}$, représentant la tension de sortie désirée de fréquence f , avec l'onde de modulation ou porteuse ' V_p ' figure (IV.5) tel que la porteuse est toujours caractérisée par :

- L'indice de modulation $m = f_p/f$
- L'indice de réglage $r = V_{réf} / V_p$

Les tensions de références sont définies par :

$$V_{réf1} = V_m \cdot \sin(\omega t)$$

$$V_{réf2} = V_m \cdot \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right)$$

$$V_{réf3} = V_m \cdot \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right)$$

VI.5.2 Modélisation d'un bras de l'onduleur triphasé

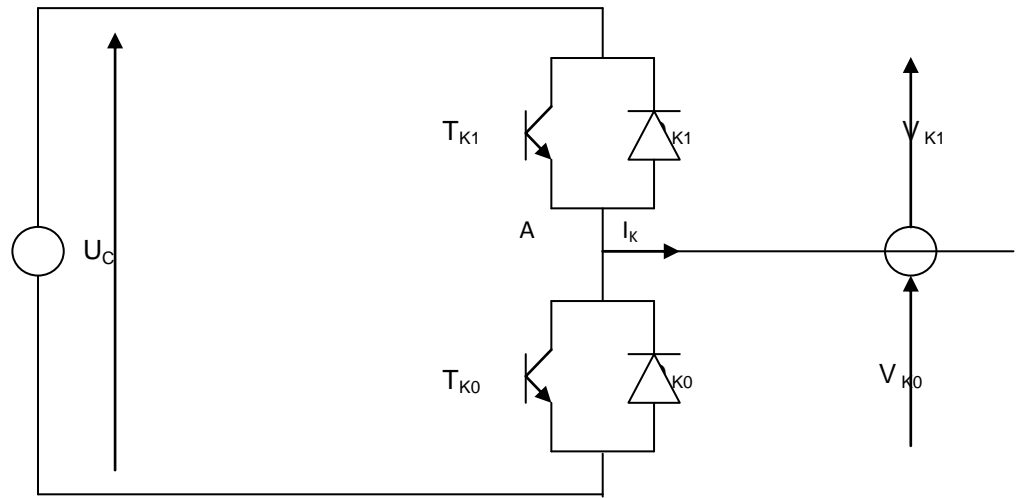
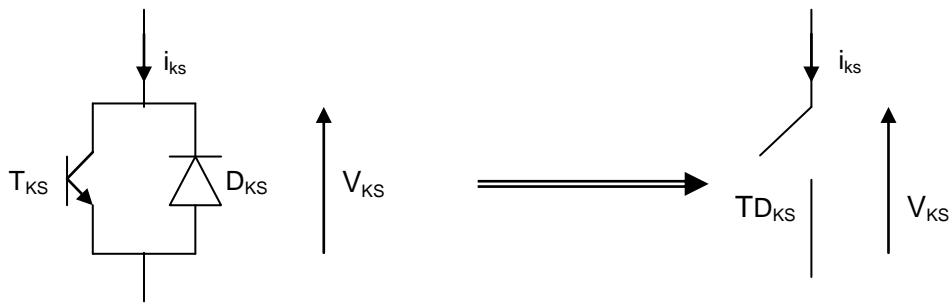
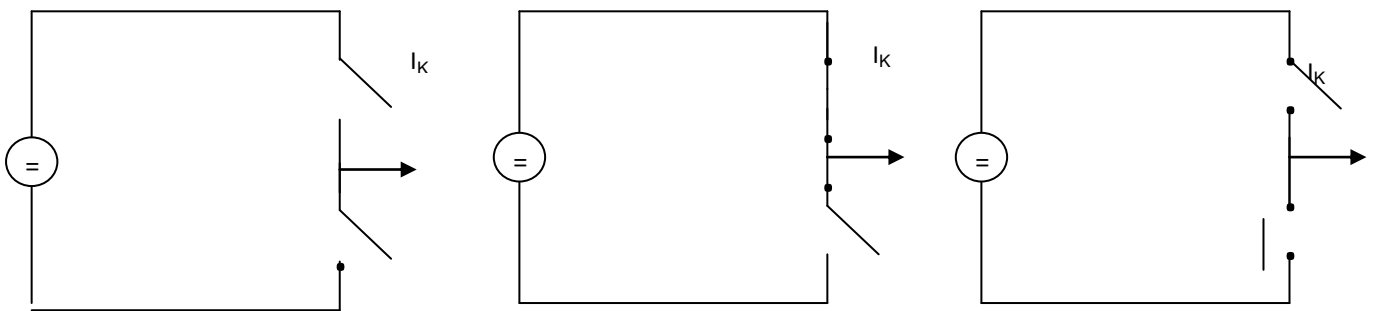


Fig VI.5 : Un bras de l'onduleur à deux niveaux



VI.5.2.1 Configuration d'un bras



Configuration C₀

Configuration C₁

Configuration C₂

$$V_K = -U_c / 2 \Rightarrow (B_{K1}, B_{K0}) = (0, 1)$$

a. Tableau récapitulatif

On a : T_{K1}, T_{K0} , les transistors d'un bras tel que $K = 1, 2, 3$ bras l'onduleur.

Un bras de l'onduleur triphasé, peut avoir trois configurations pour sa structure.

Le tableau suivant contient les valeurs VK (le potentiel) du point K par rapport au point milieu fictif (M) caractérisant chacune des configurations.

Configuration	Tension VK
C_0	Dépend de la charge
$C_0(TK_1)$	$U_C / 2$
$C_2(TK_0)$	$-U_C / 2$

Afin d'avoir un fonctionnement totalement commandable qui permet à l'onduleur de délivrer les tensions VK désignées, on doit le faire fonctionner en son mode commandable.

La commande appliquée est $BK_0 = \overline{BK_1}$

Cette commande va nous donner les deux créneaux de tension, donc qui permet le fonctionnement en mode commandable.

Ce tableau nous montre les résultats de cette commande

BK_1	BK_0
0	1
1	0

Avec $K=1, 2, 3$.

Tel que :

BK_1 : commande de base du transite Ti^\wedge et c'est cette commande qu'on va adapter pour la suite de notre étude

V_{KM}	BK_1	BK_0
$U_C / 2$	1	0
$-U_C / 2$	0	1

Avec : $K = 1, 2, 3$.

$VK = V_{AM}$: 1^{er} bras

V_{BM} : 2^{ème} bras

V_{CM} : 3^{ème} bras

$V_{ref} > U_p \Rightarrow VK = U_C / 2$

$V_{ref} < U_p \Rightarrow VK = -U_C / 2$

$VK = U_C / 2 \Rightarrow (BK_1, BK_0) = (1, 0)$

$VK = -U_C / 2 \Rightarrow (BK_1, BK_0) = (0, 1)$

b. Fonctions de connexion

Elle définit l'état de l'interrupteur :

Elle vaut 1 : si l'interrupteur est fermé

· Elle vaut 0 : si l'interrupteur est ouvert

En mode commandable, les fonctions de connexions de l'onduleur sont liées par la relation suivante :

$$F_{K1} = 1 - F_{K0} \quad \text{avec } K \in \{1,2,3\}$$

c. Les potentiels des nœuds

Les potentiels des nœuds A , B , C par rapport au point milieu fictif (M) de l'onduleur triphasé, s'exprime comme suit :

$$V_{am} = F_{11} \cdot U_C / 2 - F_{10} \cdot U_C / 2$$

$$V_{bm} = F_{21} \cdot U_C / 2 - F_{20} \cdot U_C / 2$$

$$V_{cm} = F_{31} \cdot U_C / 2 - F_{30} \cdot U_C / 2$$

d. Tensions composées

Les différentes tensions composées de cet onduleur s'expriment au moyen des fonctions de connexion comme suit :

$$V_{AB} = V_{AM} - V_{BM} = (F_{11} - F_{21}) U_C / 2 - (F_{10} - F_{20}) U_C / 2$$

$$V_{BC} = V_{BM} - V_{CM} = (F_{21} - F_{31}) U_C / 2 - (F_{20} - F_{30}) U_C / 2$$

$$V_{CA} = V_{CM} - V_{AM} = (F_{31} - F_{11}) U_C / 2 - (F_{30} - F_{10}) U_C / 2$$

On peut exprimer les tensions composées sous la forme

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \frac{U_c}{2} \left(\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{11} \\ F_{21} \\ F_{31} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{10} \\ F_{20} \\ F_{30} \end{bmatrix} \right)$$

e. Les tensions simples

Les tensions V_A, V_B, V_C ont nécessairement une somme nulle.

Pour obtenir les valeurs instantanées des ces tensions, on part des tensions V_{AM}, V_{BM}, V_{CM} entre les trois bornes de sortie de l'onduleur et le point milieu M (fictif) de la source de tension continue.

On a donc :

$$V_A = \frac{1}{3}(2V_{AM} - V_{BM} - V_{CM})$$

$$V_B = \frac{1}{3}(-V_{AM} + 2V_{BM} - V_{CM})$$

I.6. Modélisation du fonctionnement des onduleurs à trois niveaux

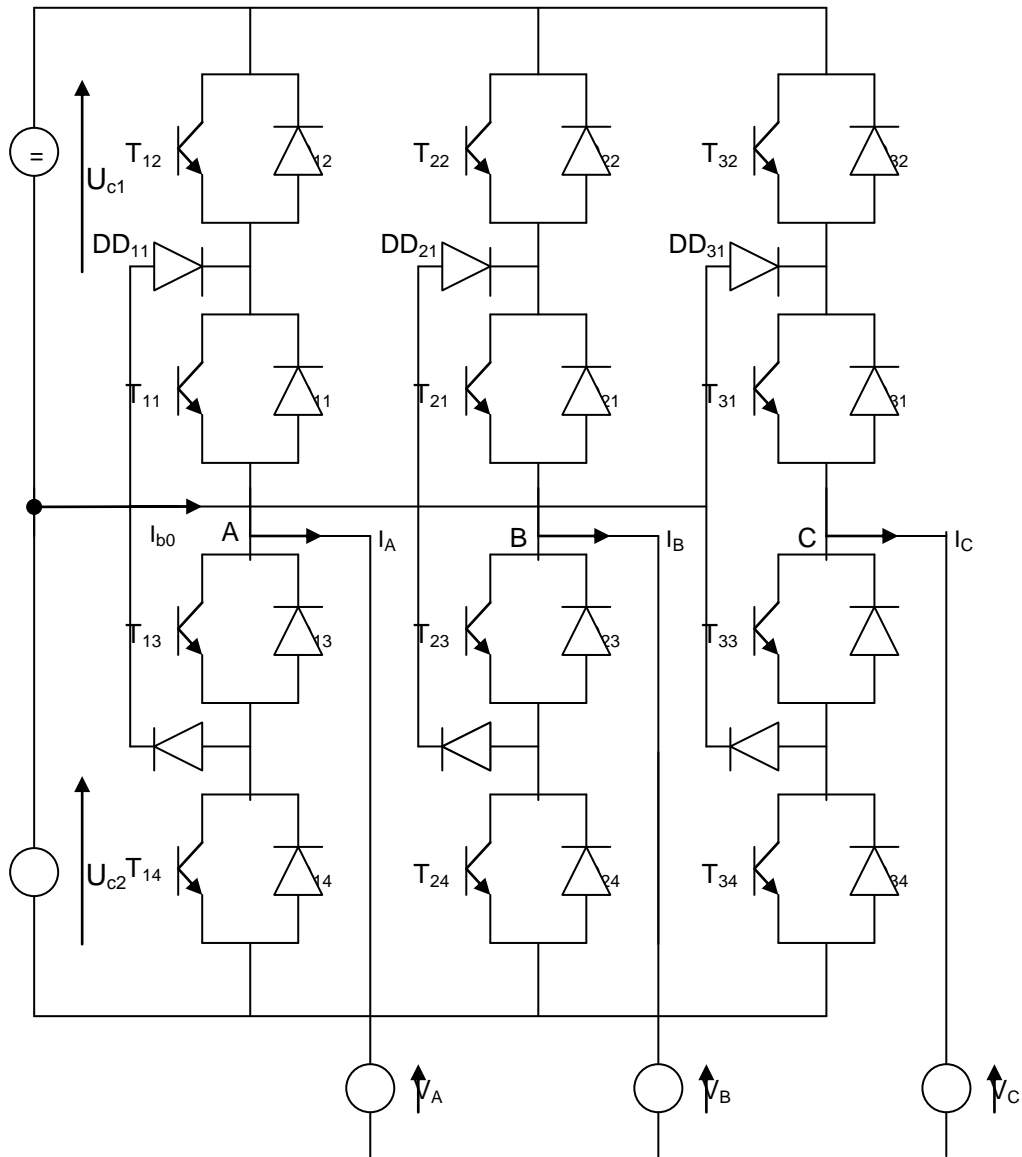
VI.6.1 Structure de l'onduleur à trois niveaux

L'onduleur triphasé à trois niveaux utilisé, se décompose en trois bras, chaque bras est composé de quatre interrupteurs en série et deux diodes médianes. Chaque interrupteur est composé d'un transistor et une diode montée en tête bêche.

Le point milieu de chaque bras est reliée à une alimentation continue, de force électromotrice ($U_{C1} + U_{C2}$). Ces deux générateurs U_{C1} , U_{C2} étant connectés entre eux en un point noté M.

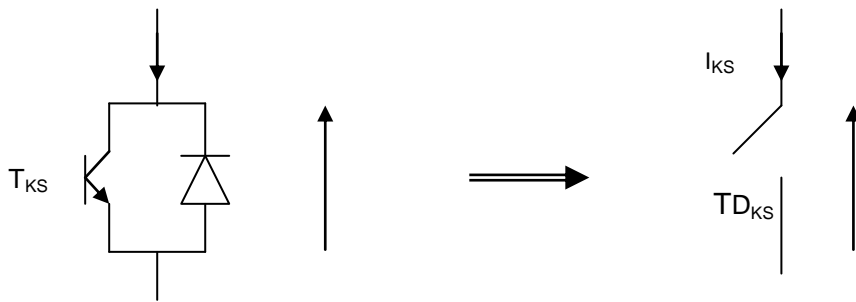
Le point M est connecté avec les deux diodes médianes (DD_{K1} , DD_{K2}).

La figure (VI.6) fournit une représentation schématique de cet onduleur.

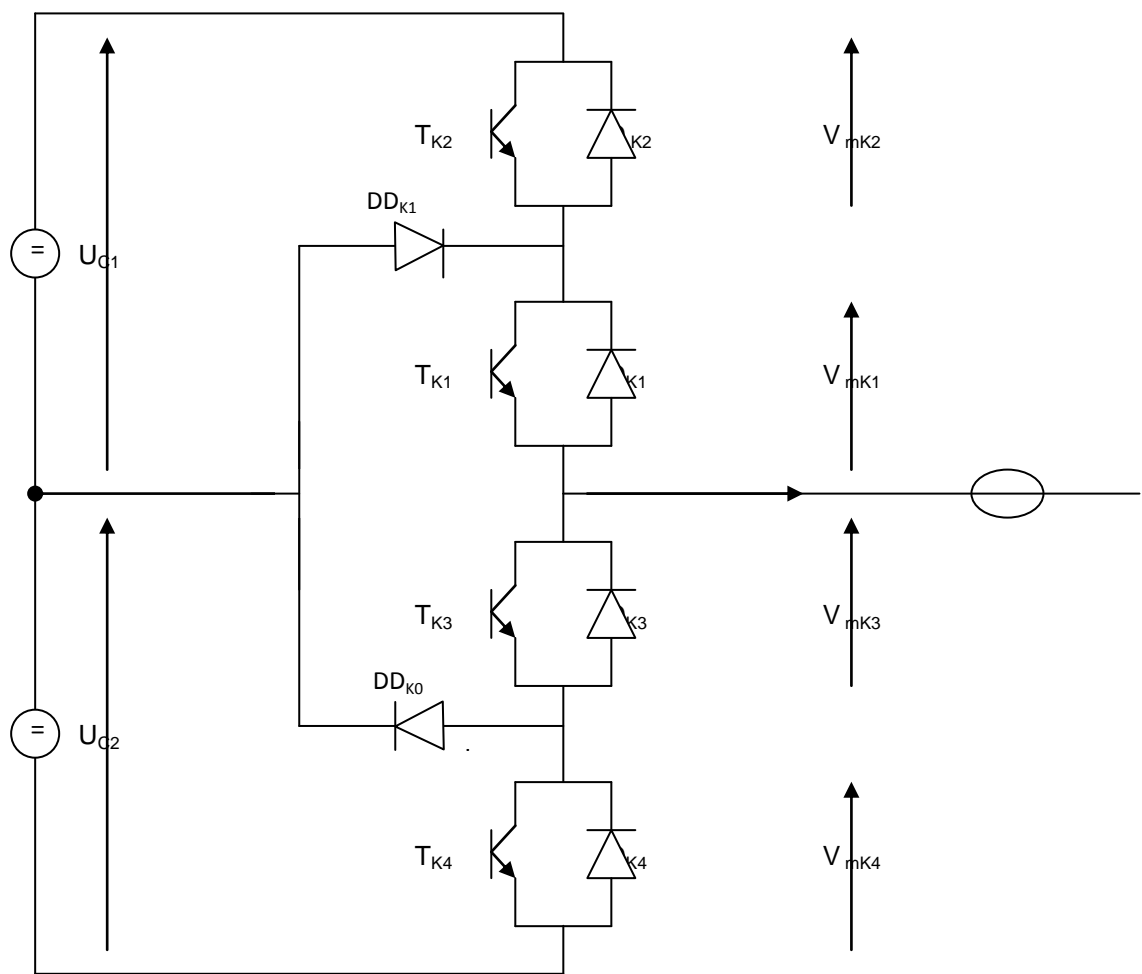


FigVI.6 : onduleur triphasé à trois niveaux

Pour simplifier la complexité de la structure de l'onduleur à trois niveaux, on présente chaque paire (transistor - diode) par un seul interrupteur bidirectionnel K_i (fig VI.6.a), et vue la symétrie de la structure, on présente la configuration d'un seul bras (fig VI.6.b)



FigVI.6.a : interrupteur bidirectionnel équivalent du pair transistor – diode



FigVI.6.b : un bras de l'onduleur à trois bras niveaux

L'ouverture et la fermeture des interrupteurs dépend de :

- La commande externe B_{KS} (l'ordre d'amorçage ou de blocage du semi-conducteur bicommandable T_{KS}).
- Une commande interne définie par les signes du courant du bras.

VI.6.2 Modélisation du fonctionnement d'un bras de l'onduleur à trois niveaux

VI.6.2.1 Différentes configurations d'un bras

Comme on a déjà vu que l'onduleur à trois niveaux est symétrique, on peut étudier seulement un bras, où on distingue cinq configurations possibles (Fig 7).

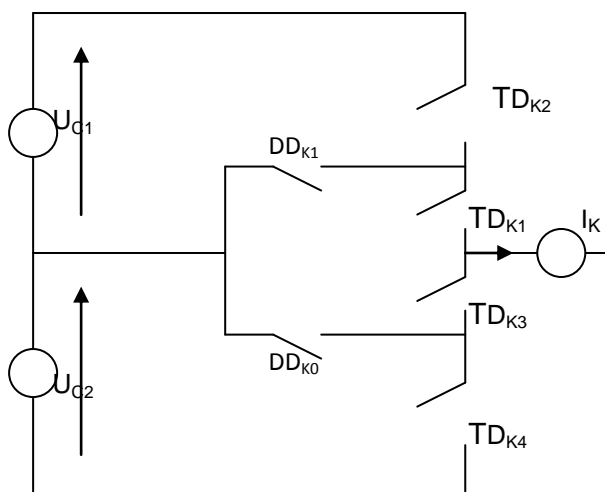
On donne ci-dessous le tableau récapitulatif (tableau.1) des grandeurs électriques caractérisant ces configurations.

Ce qu'il y a de plus par rapport à l'onduleur à deux niveaux, c'est qu'ici dans chaque demi-bras au lieu d'utiliser une seule paire de (transistor-diode) on a utilisé deux paires dont le but de pouvoir effectuer une commande décalée.

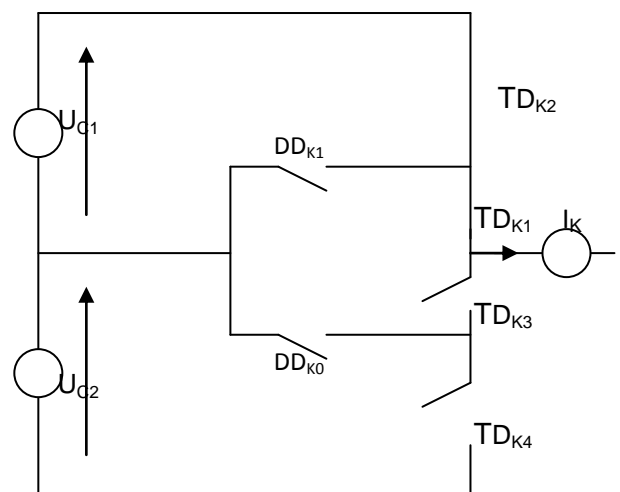
- Le point milieu c'est pour l'obtention de deux tensions U_{C1} et U_{C2} .

Tableau.1 : Grandeurs connues pour chacune des configurations d'un bras K d'onduleur

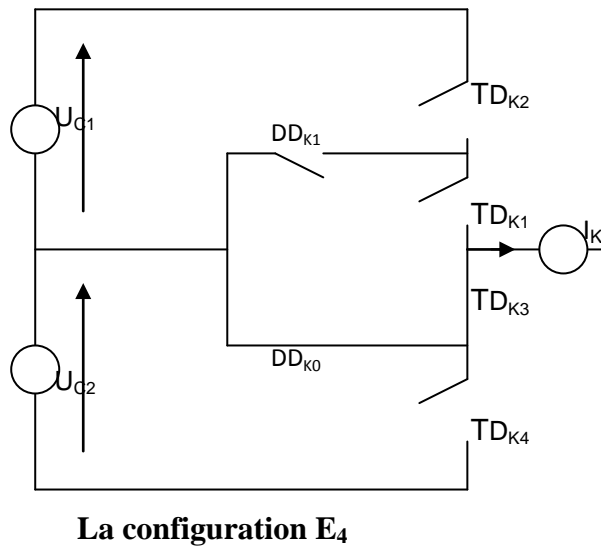
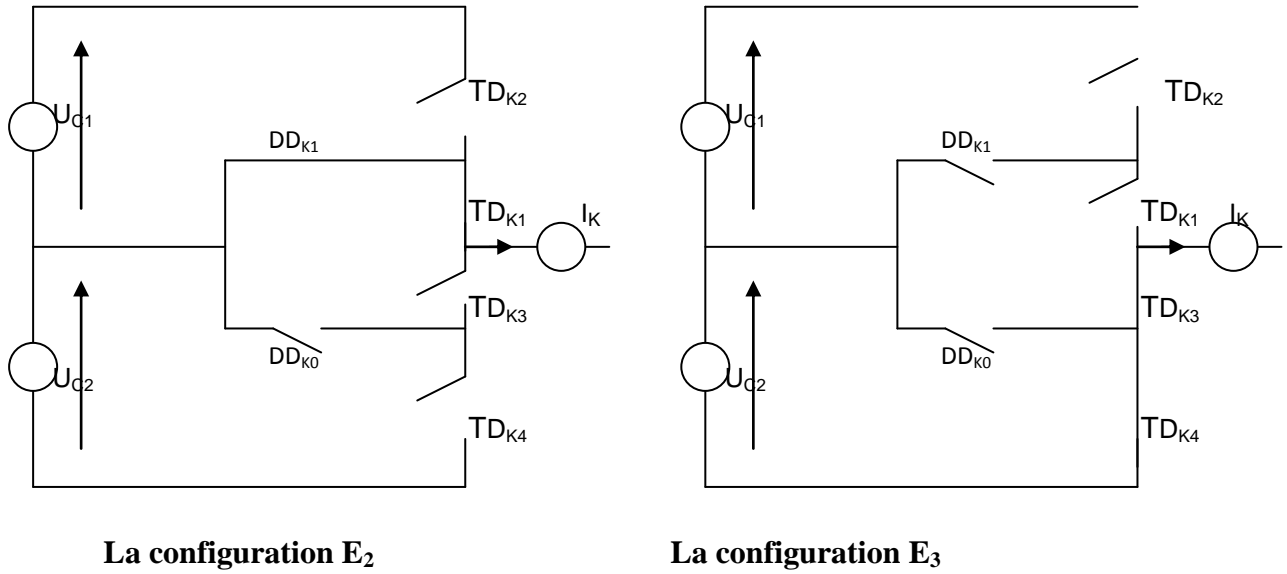
E_0	$I_K = 0$
E_1	$V_{KM} = U_{C1} = U_c/2$
E_2	$V_{KM} = 0$
E_3	$V_{KM} = -U_{C2} = -U_c/2$
E_4	$V_{KM} = 0$



La configuration E_0



La configuration E_1



FigVI.7 :Les configurations possibles pour un bras de l'onduleur à trois niveaux

Ces structures décrivent toutes les configurations possibles avec l'onduleur de tension à trois niveaux

VI.6.3 Modèle de la commande de l'onduleur à trois niveaux

Afin d'avoir un fonctionnement totalement commandable qui permet à l'onduleur de délivrer les trois niveaux de tensions désirées, on doit le faire fonctionner en son mode commandable .

Trois commandes complémentaires peuvent être appliquées à un bras.

$$\left\{ \begin{array}{l} B_{K1} = \bar{B}_{K2} \\ B_{K3} = \bar{B}_{K4} \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} B_{K1} = \bar{B}_{K3} \\ B_{K2} = \bar{B}_{K4} \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} B_{K1} = \bar{B}_{K4} \\ B_{K2} = \bar{B}_{K3} \end{array} \right.$$

VI.6.3.1 Commande N° 1

Soit la commande complémentaire suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} B_{K1} = \bar{B}_{K2} \\ B_{K3} = \bar{B}_{K4} \end{array} \right.$$

B_{KS} : commande de la base du transistor T_{KS} du bras K.

La table logique correspondante à cette commande est définie comme suit :

Tableau 2

B_{K1}	B_{K2}	B_{K3}	B_{K4}	Tension de sortie du bras K p/p à M.
0	1	0	1	Inconnu (dépend de la charge)
0	1	1	0	$V = 0$ ou $I = 0$ (inconnue)
1	0	0	1	$V = 0$ ou $I = 0$ (inconnue)
1	0	1	0	$V = 0$

Cette commande rend le système pratiquement incommandable.

VI.6.3.2 Commande N°2

Soit la commande complémentaire suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} B_{K1} = \bar{B}_{K3} \\ B_{K2} = \bar{B}_{K4} \end{array} \right.$$

La table logique correspondante à cette commande est définie comme suit :

Tableau 3

B_{K1}	B_{K2}	B_{K3}	B_{K4}	Tension de sortie du bras K p/p à M.
0	0	1	1	$-U_{C2} = -U_C/2$
0	1	1	0	(inconnue)
1	0	0	1	(inconnue)
1	1	0	0	$U_{C1} = U_C/2$

La commande dans ce cas n'est possible qu'à deux niveaux.

VI.6.3.3 Commande N°3

Soit la commande complémentaire suivante :

$$\begin{cases} B_{K1} = \overline{B}_{K4} \\ B_{K2} = \overline{B}_{K3} \end{cases}$$

La table logique correspondante à cette commande est définie comme suit :

Tableau 4

B_{K1}	B_{K2}	B_{K3}	B_{K4}	Tension de sortie du bras K p/p à M.
0	0	1	1	$-U_{C2} = U_C/2$
0	1	0	1	(inconnue)
1	0	1	0	$V = 0$
1	1	0	0	$U_{C1} = U_C/2$

Cette commande complémentaire rend le système totalement commandable à trois niveaux.

La commande N°3 est la seule qui permet d'exploiter les trois niveaux de tension de sortie possible pour un bras (U_{C1} , 0, $-U_{C2}$), avec $U_{C1} = U_{C2} = U_C/2$.

C'est cette commande qui va être adoptée pour la modélisation de l'onduleur à trois niveaux.

VI.6.4 Fonctions de connexion

Chaque interrupteur T_{DKS} ($K \in \{1,2,3\}; S \in \{1,2,3\}$) Supposé idéal introduit une fonction de connexion F_{KS} .

Cette fonction vaut '1' si l'interrupteur est fermé, et '0' dans le cas contraire.

VI.6.4.1 Relation entre les fonctions de connexion

Ainsi les fonctions de connexions des interrupteurs du bras K sont liées par les relations suivantes :

$$F_{K1} = 1 - F_{K4}$$

$$F_{K2} = 1 - F_{K3}$$

VI.6.4.2 Relation entre les fonctions des demi-bras

On définit la fonction de connexion du demi-bras qu'on notera F_{KM}^b avec K : numéro du bras, m = 1 pour le demi bras du haut et m = 0 pour le demi bras.

Pour un bras K , les fonctions de connexions des demi bras s'expriment au moyen des fonctions de connexions des interrupteurs comme suit :

$$F_{K1}^b = F_{K1} \cdot F_{K2}$$

$$F_{K0}^b = F_{K4} \cdot F_{K3}$$

F_{K1}^b est associé au demi bras du haut (la paire (T_{Dk1} , T_{Dk2}))

F_{K0}^b est associé au demi bras du bas (la paire (T_{Dk3} , T_{Dk4}))

VI.6.5 Modélisation des valeurs instantanées

Cette modélisation sera effectuée en considérant l'association de l'onduleur de tension triphasé avec une charge triphasé équilibrée.

-Tension simple aux bornes de chaque phase de la charge : V_A , V_B , V_C

-Tension entre point milieu K de chaque bras de l'onduleur et le point milieu M de l'alimentation continue de l'onduleur : V_{AM} , V_{BM} , V_{CM}

-Charge triphasé équilibrée couplée en étoile.

VI.6.5.1 Les potentiels V_K

Les potentiel des nœuds A, B, C de l'onduleur triphasé à trois niveau par rapport au point milieu M, sont donnés par le système suivant :

$$V_{AM} = F_{11} \cdot F_{12} \cdot U_{c1} - F_{13} \cdot F_{14} \cdot U_{c2} = (F_{11} \cdot F_{12} - F_{13} \cdot F_{14}) \cdot U_c / 2$$

$$V_{BM} = F_{21} \cdot F_{22} \cdot U_{c1} - F_{23} \cdot F_{24} \cdot U_{c2} = (F_{21} \cdot F_{22} - F_{23} \cdot F_{24}) \cdot U_c / 2$$

$$V_{CM} = F_{31} \cdot F_{32} \cdot U_{c1} - F_{33} \cdot F_{34} \cdot U_{c2} = (F_{31} \cdot F_{32} - F_{33} \cdot F_{34}) \cdot U_c / 2$$

Pour l'onduleur triphasé à trois niveaux, les fonctions déconnexions des demi-bras sont définies selon les relations suivantes :

$$F_{11}^b = F_{11} \cdot F_{12}$$

$$F_{21}^b = F_{21} \cdot F_{22}$$

$$F_{31}^b = F_{31} \cdot F_{32}$$

$$F_{10}^b = F_{13} \cdot F_{14}$$

$$F_{20}^b = F_{23} \cdot F_{24}$$

$$F_{30}^b = F_{33} \cdot F_{34}$$

En traduisant ces fonctions de connexions des demis bras dans le système ; on aboutit à :

$$V_{AM} = F_{11}^b \cdot U_{c1} - F_{10}^b \cdot U_{c2} = (F_{11}^b - F_{10}^b) \cdot U_c / 2$$

$$V_{BM} = F_{21}^b \cdot U_{c1} - F_{20}^b \cdot U_{c2} = (F_{21}^b - F_{20}^b) \cdot U_c / 2$$

$$V_{CM} = F_{31}^b \cdot U_{c1} - F_{30}^b \cdot U_{c2} = (F_{31}^b - F_{30}^b) \cdot U_c / 2$$

VI.6.5.2 Tensions de sortie

Le système d'équation nous permet d'avoir les tensions de sortie de l'onduleur à trois niveaux qui s'exprime en fonction des deux tensions d'entrées U_{c1} et U_{c2}

On peut considérer l'onduleur à trois niveaux comme étant l'association en série de deux onduleurs à deux niveaux et chaque bras de l'un de ces onduleurs sera un demi-bras de l'onduleur à trois niveaux.

Dans ces conditions, nous pourrions définir le modèle liant les fonctions des demi bras et les tensions aux bornes de la charge V_A, V_B, V_C .

VI.6.5.2.1 Tensions composées

Les différentes tensions composées de l'onduleur triphasé à trois niveaux s'expriment à l'aide des fonctions de connexions des interrupteurs comme suit :

$$V_{AB} = V_{AM} - V_{BM} = (F_{11} \cdot F_{12} - F_{21} \cdot F_{22}) U_{c1} - (F_{13} \cdot F_{14} - F_{23} \cdot F_{24}) \cdot U_{c2}$$

$$V_{BC} = V_{BM} - V_{CM} = (F_{11} \cdot F_{12} - F_{31} \cdot F_{32}) U_{c1} - (F_{23} \cdot F_{24} - F_{33} \cdot F_{34}) \cdot U_{c2}$$

$$V_{CA} = V_{CM} - V_{AM} = (F_{31} \cdot F_{32} - F_{11} \cdot F_{12}) U_{c1} - (F_{33} \cdot F_{34} - F_{13} \cdot F_{14}) \cdot U_{c2}$$

Dans le cas où $U_{c1} = U_{c2} = U_c/2$ le système devient :

$$V_{AB} = [(F_{11} \cdot F_{12} - F_{21} \cdot F_{22}) - (F_{13} \cdot F_{14} - F_{23} \cdot F_{24})] \cdot U_c / 2$$

$$V_{BC} = \left[(F_{11} \cdot F_{12} - F_{31} \cdot F_{32}) - (F_{23} \cdot F_{24} - F_{33} \cdot F_{34}) \right] \cdot U_c / 2$$

$$V_{CA} = \left[(F_{31} \cdot F_{32} - F_{11} \cdot F_{12}) - (F_{33} \cdot F_{34} - F_{13} \cdot F_{14}) \right] U_c / 2$$

Les différentes tensions composées de l'onduleur triphasé à trois niveaux s'expriment à l'aide des fonctions des demi-bras comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} F_{11}^b \\ F_{21}^b \\ F_{31}^b \end{bmatrix} U_{c1} - \begin{bmatrix} F_{10}^b \\ F_{20}^b \\ F_{30}^b \end{bmatrix} U_{c2} \right\}$$

Dans le cas où $U_{c1} = U_{c2}$, cette relation se réduit à :

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{11}^b - F_{10}^b \\ F_{21}^b - F_{20}^b \\ F_{31}^b - F_{30}^b \end{bmatrix} U_c / 2$$

VI.6.5.2.2 Tensions simples

Les tensions simples de sorties sont :

$$\begin{aligned} V_A &= (2V_{AM} - V_{BM} - V_{CM}) / 3 \\ V_B &= (-V_{AM} + 2V_{BM} - V_{CM}) / 3 \\ V_C &= (-V_{AM} - V_{BM} + 2V_{CM}) / 3 \end{aligned}$$

Sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{11}^b - F_{10}^b \\ F_{21}^b - F_{20}^b \\ F_{31}^b - F_{30}^b \end{bmatrix} U_c / 2$$

VI.6.5.2.3 Courants d'entrée

Les courants d'entrée de l'onduleur à trois niveaux en fonctions des courants de la charge I_A , I_B , I_C , en utilisant les fonctions de connexion des interrupteurs s'expriment comme suit :

$$I_{d1} = F_{11} \cdot F_{12} \cdot I_A + F_{21} \cdot F_{22} \cdot I_B + F_{31} \cdot F_{32} \cdot I_C$$

$$I_{d2} = F_{13} \cdot F_{14} \cdot I_A + F_{23} \cdot F_{24} \cdot I_B + F_{33} \cdot F_{34} \cdot I_C$$

Le système devient en remplaçant les fonctions de connexion des interrupteurs par les fonctions de connexion de demi bras :

$$I_{d1} = F_{11}^b \cdot I_A + F_{21}^b \cdot I_B + F_{31}^b \cdot I_C$$

$$I_{d2} = F_{10}^b \cdot I_A + F_{20}^b \cdot I_B + F_{30}^b \cdot I_C$$

Le courant I_{d0} s'exprime en fonction des courants d'entrées (I_{d1} , I_{d2}) et des courants de charges I_A , I_B , I_C par la relation :

$$I_{d0} + I_{d1} + I_{d2} = I_A + I_B + I_C$$

D'où le courant I_{d0} :

$$I_{d0} = (I_A + I_B + I_C) - (F_{11}^b + F_{10}^b)I_A - (F_{21}^b + F_{20}^b)I_B - (F_{31}^b + F_{30}^b)I_C$$

Où: pour l'onduleur triphasé à trois niveaux, le vecteur d'état s'écrit :

$[U_{c1} \ U_{c2} \ I_A \ I_B \ I_C]^t$, et ses entrées internes sont :

$[V_A \ V_B \ V_C \ I_{d1} \ I_{d2} \ I_{d0}]$ ou bien $[V_{AB} \ V_{BC} \ V_{CA} \ I_{d1} \ I_{d2} \ I_{d0}]$

VI.6.6 Stratégie de commande de l'onduleur à trois niveaux

VI.6.6.1 Introduction

Il nous importe ici de voir de quelle manière les signaux de commande de l'onduleur sont élaborés pour générer une source de tension la plus sinusoïdale possible, pour cela différentes stratégies sont utilisées :

- Commande triangulo-sinusoidale avec une ou deux porteuses
- Commande triangulo-sinusoidale avec injection d'harmoniques
- Technique d'élimination des harmoniques.

Notre étude sera développée pour deux techniques de commandes, à savoir : la commande triangulo-sinusoidale à deux porteuses où on considérera deux types de porteuses, en dent de scie et triangulaire, et la commande triangulo-sinusoidale avec injection d'harmoniques.

VI.6.6.2 Commande triangulo - sinusoïdale

Le principe de cette stratégie est de comparer une tension de référence à une porteuse ; pour cette dernière on distingue une porteuse triangulaire unipolaire ou bipolaire, porteuse en dent de scie unipolaire ou bipolaire ; à ce propos, on note que les porteuses en dent de scie bipolaires permettent de donner des tensions de sorties ayant la symétrie par rapport à la demi période.

En revanche, les porteuses triangulaires permettent de donner les tensions de sorties ayant la symétrie par rapport au quart et à la demi période ; dans la présente étude, on traitera ces deux types de porteuses.

La porteuse est définie par deux paramètres :

- L'indice de modulation 'm' est égal au rapport f_p/f_{des} fréquences de la porteuse et de la fréquence de l'onde de référence.

- L'indice de réglage de tension 'r' est égal au rapport de l'amplitude de la tension de référence à la valeur de crête U_{pm} de la porteuse.

D'ordinaire la modulation est synchrone, c'est-à-dire que f_p est un multiple de f (m : entier), elle est dite asynchrone dans le cas contraire.

VI.6.6.2.1 Commande triangulo – sinusoïdale à une seule porteuse

L'algorithme de cette stratégie pour un bras K peut se résumer en deux étapes :

Etape 1 : Détermination des signaux intermédiaires V_{k0} et V_{k1} .

$$|V_{ref_k}| \leq V_p \Rightarrow V_{k0} = 0$$

$$|V_{ref_k}| > V_p \text{ et } (V_{ref_k} > 0) \Rightarrow V_{k0} = U_c/2$$

$$|V_{ref_k}| > V_p \text{ et } (V_{ref_k} < 0) \Rightarrow V_{k0} = -U_c/2$$

Etape 2 : Détermination des ondes de commande des interrupteurs :

$$V_k = 0 \Rightarrow B_{k1} = 1, \quad B_{k2} = 0$$

$$V_k = U_c/2 \Rightarrow B_{k1} = 1, \quad B_{k2} = 1$$

$$V_k = -U_c/2 \Rightarrow B_{k1} = 0, \quad B_{k2} = 0$$

Les tensions de référence de l'onduleur triphasé utilisé, qui permettent d'avoir une symétrie triphasée équilibrée directe ou inverse, sont données par le système d'équations suivant :

$$V_{ref1} = V_m \cdot \sin(\omega t - \varphi)$$

$$V_{ref2} = V_m \cdot \sin\left(\omega t - \varphi - \frac{2\pi}{3}\right)$$

$$V_{ref3} = V_m \cdot \sin\left(\omega t - \varphi - \frac{4\pi}{3}\right)$$

VI.6.6.2.2 Commande triangulo -sinusoïdale à deux porteuses

Pour améliorer le taux d'harmoniques des tensions de sortie d'un onduleur à trois niveaux, on utilise, au lieu d'une porteuse deux identiques déphasées d'une demi période de hachage $1/2f_p$ l'une de l'autre (f_p : fréquence des porteuses) .

L'algorithme de cette stratégie pour un bras K peut se résumer en deux étapes.

Etape 1 : Détermination des signaux intermédiaires V_{k0} et V_{k1} .

$$V_{ref_k} \geq V_{p1} \quad \Rightarrow \quad V_{k1} = U_{c1} = U_c/2$$

$$V_{ref_k} < V_{p1} \quad \Rightarrow \quad V_{k1} = 0$$

Et

$$V_{ref_k} \geq V_{p2} \quad \Rightarrow \quad V_{k0} = 0$$

$$V_{ref_k} < V_{p2} \quad \Rightarrow \quad V_{k0} = -U_{c2} = -U_c/2$$

Etape 2 : Détermination du signal V_k et des ondes de commande des interrupteurs

$$V_k = U_c/2 \quad \Rightarrow \quad B_{k1} = 1, \quad B_{k2} = 1$$

$$V_k = -U_c/2 \quad \Rightarrow \quad B_{k1} = 0, \quad B_{k2} = 0$$

$$V_k = 0 \quad \Rightarrow \quad B_{k1} = 1, \quad B_{k2} = 0$$

avec :

$$V_k = V_{k1} + V_{k0}$$

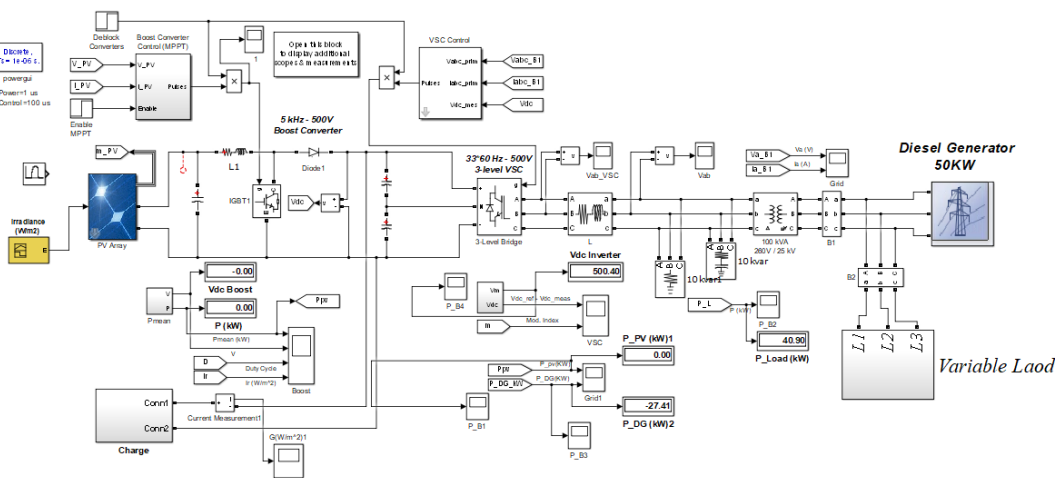
$$B_{K3} = \overline{B_{K2}}$$

$$\overline{B_{K4}} = B_{K1}$$

VI.7. Résultats de simulations

Le raccordement de notre système au réseau électrique se fait par l'intermédiaire de l'onduleur à deux niveaux avec filtre et un onduleur à trois niveaux sans filtre en calculant le Taux d'Harmonique de Distorsion en tension et en courant pour chaque cas, les onduleurs sont déjà modéliser au paravent. Comme on va voir aussi l'influence de l'éclairement sur la puissance du réseau, et de prouver que l'onduleur à trois niveaux améliore la qualité d'énergie mieux qu'un onduleur à deux niveaux avec filtre.

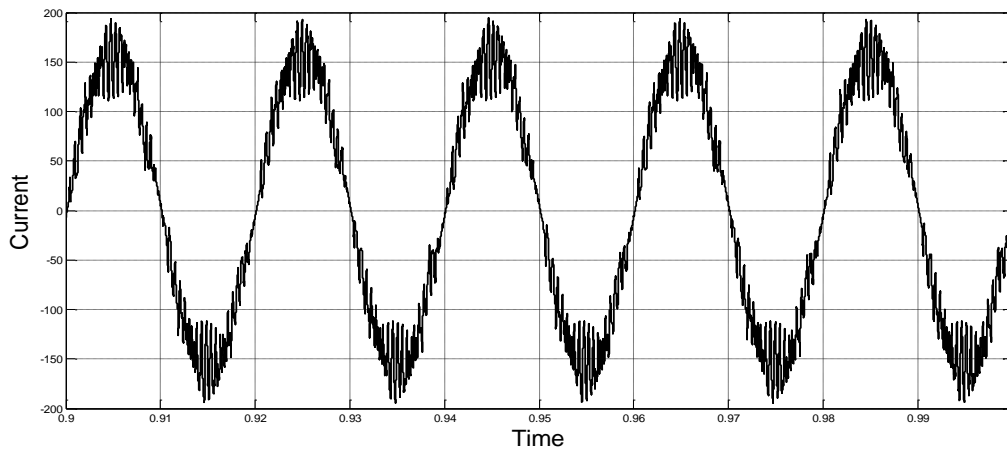
La représentation du système étudié est montrée dans la Fig VI.8



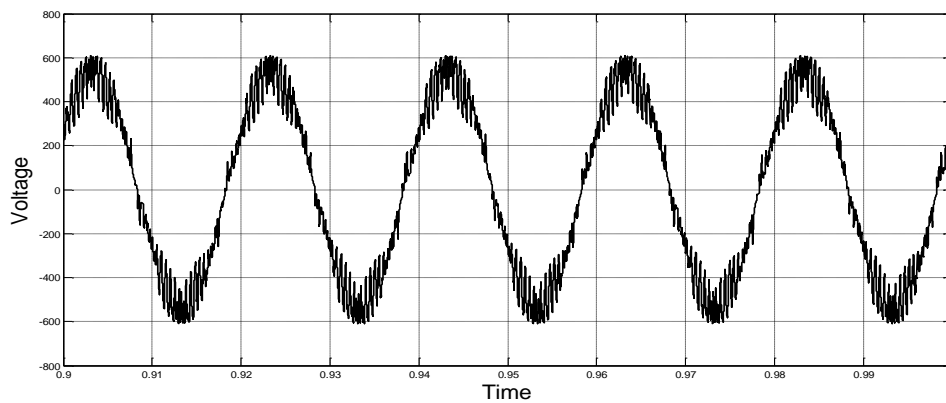
FigVI. 8 :Le bloc du système proposé

Dans notre étude on a considéré deux cas d'éclairement différents l'un constant et l'autre variable et cela pour les deux configurations d'onduleurs proposés.

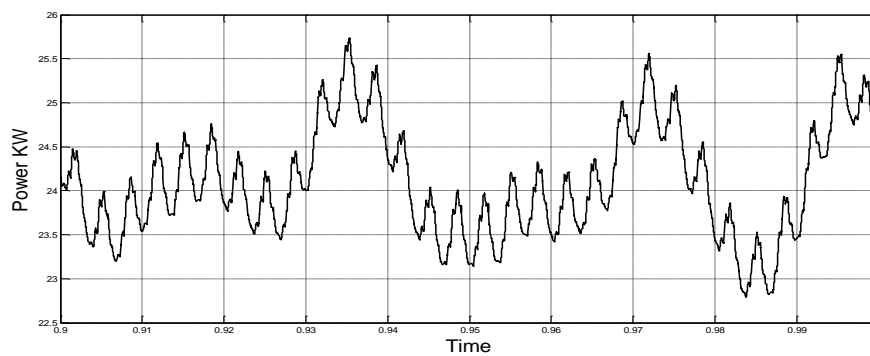
VI.7. a éclairage constant

1^{er} cas: Onduleur à deux niveaux et filtre

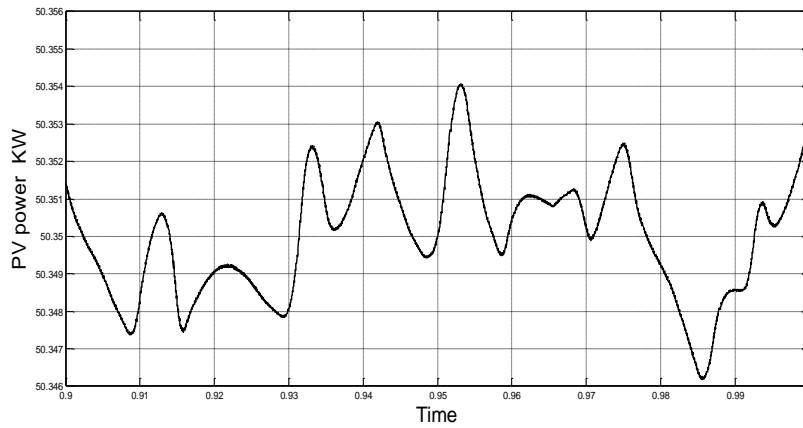
FigVI. 9 :Le courant de réseau pour un système PV



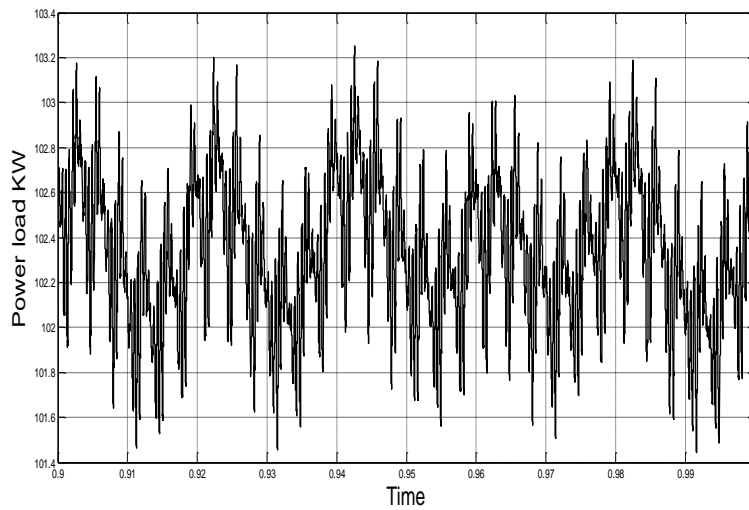
FigVI. 10 :la tension du réseau pour un système PV



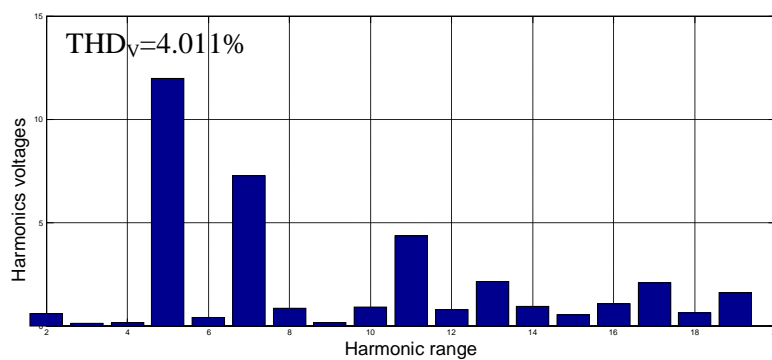
FigVI.11 : la puissance du réseau pour un système PV



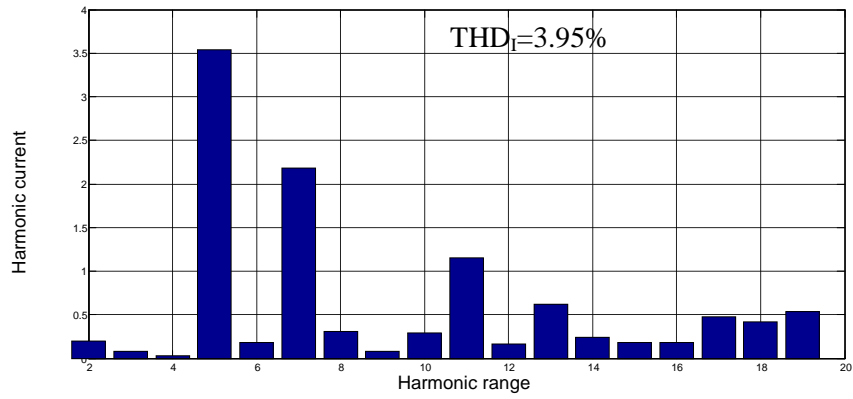
FigVI.12 : la puissance délivrée par le PV



FigVI.13 : la puissance de la charge pour un système PV

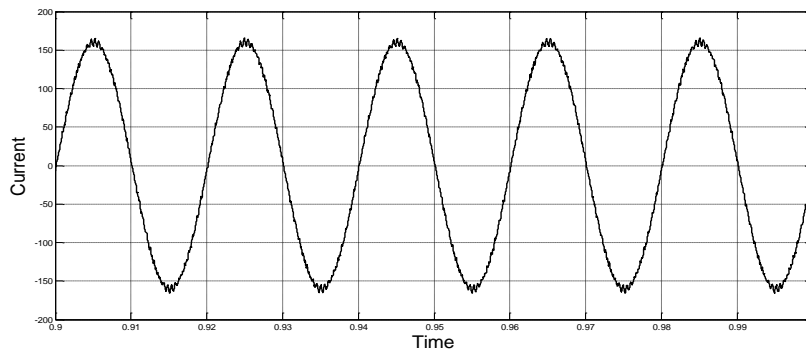


FigVI.14 :taux de distorsion harmonique en tension THD_V pour un système PV

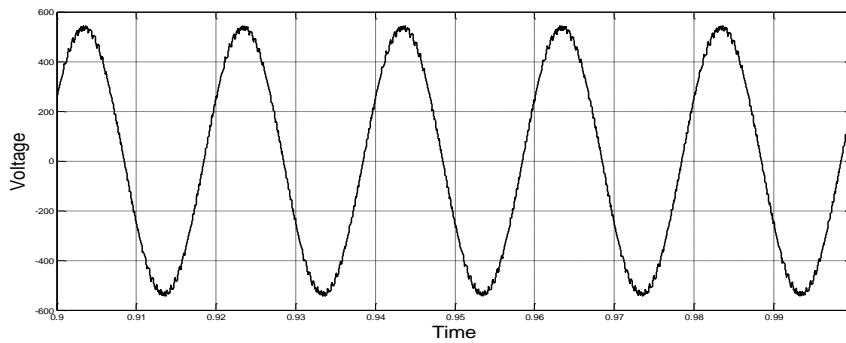


FigVI. 15 : taux de distorsion harmonique en courant THD_I pour un système PV

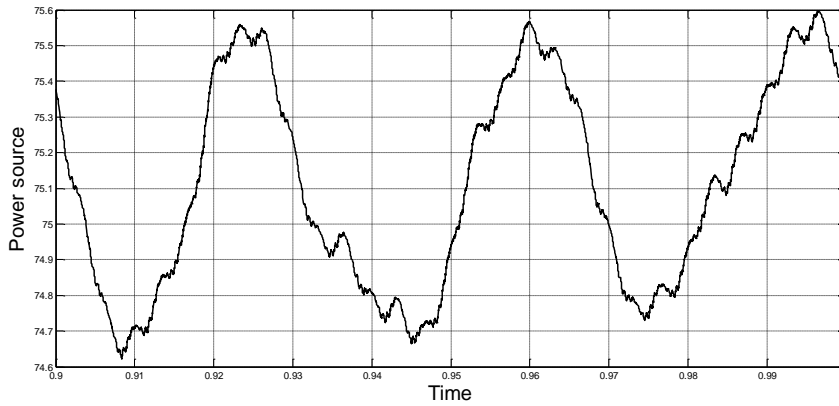
2^{ème} cas : Onduleur à trois niveaux



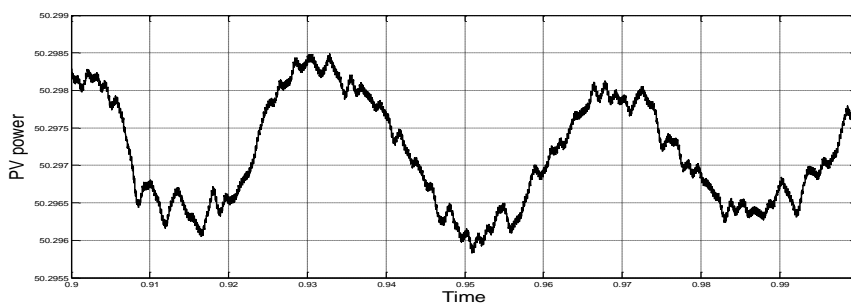
FigVI.16 :Le courant de réseau pour un système PV



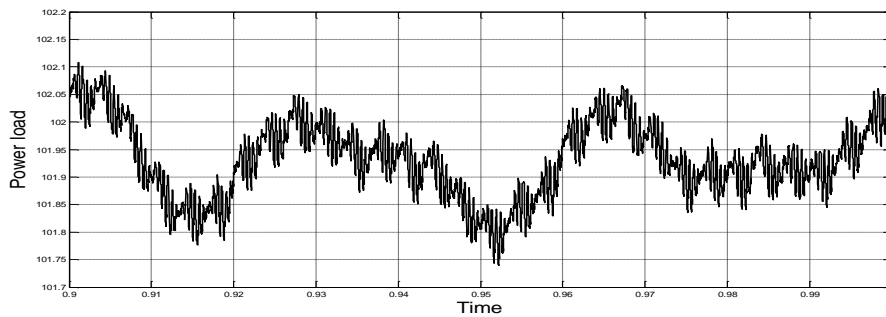
FigVI.17 : la tension du réseau pour un système PV



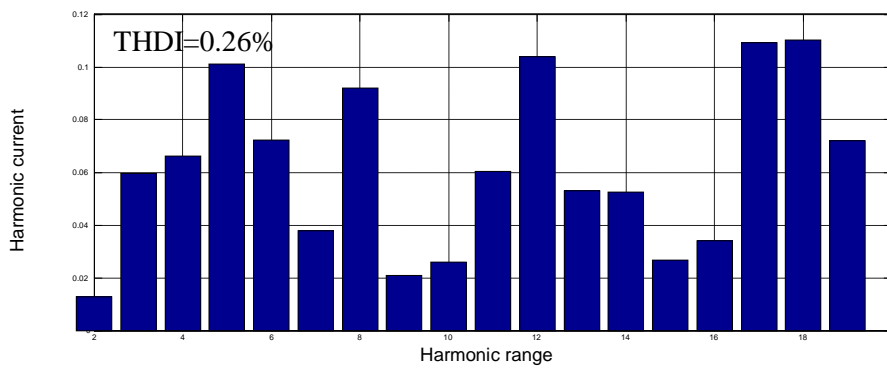
FigVI. 18 :la puissance du réseau pour un système PV



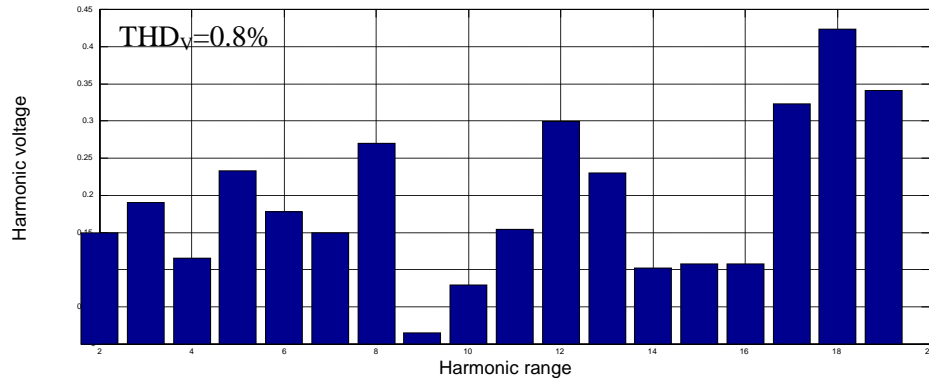
FigVI.19 :la puissance délivrée par le PV pour un système PV



FigVI.20 :la puissance de la charge pour un système PV



FigVI. 21 :taux de distorsion harmonique en courant THD_1 pour un système PV



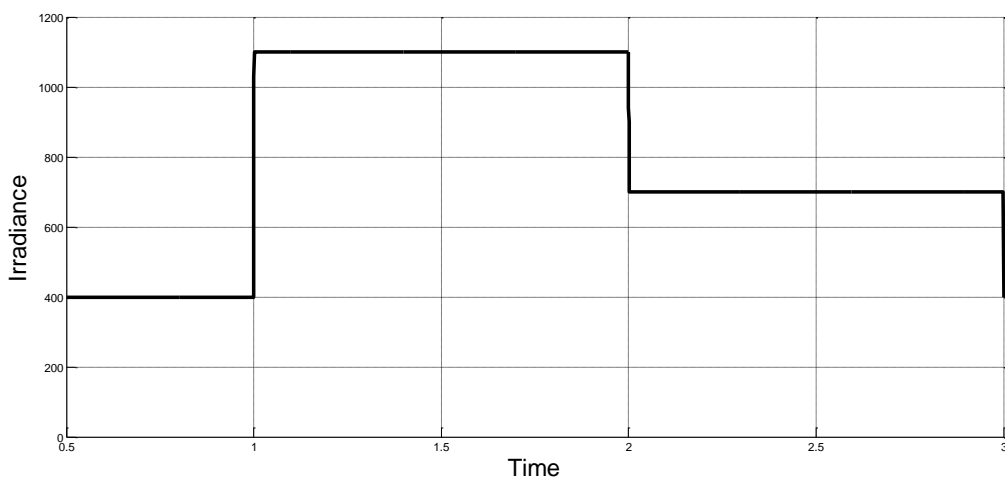
FigVI. 22 :taux de distorsion harmonique en tension THD_V pour un système PV

On remarque que le THD en tension et en courant pour le 1^{er} cas (onduleur à deux niveaux avec filtre) est plus grand que le THD en tension et en courant pour le 2^{ème} cas (onduleur à 3 niveaux sans filtre).

Tous les deux restent en-dessous de la limite de 5% imposée par (IEE5-STANDARD STD 19-1992). Les valeurs sont dans les normes, et que le système à onduleur à 3 niveaux sans filtre est plus efficace que le système à onduleur à 2 niveaux avec filtre.

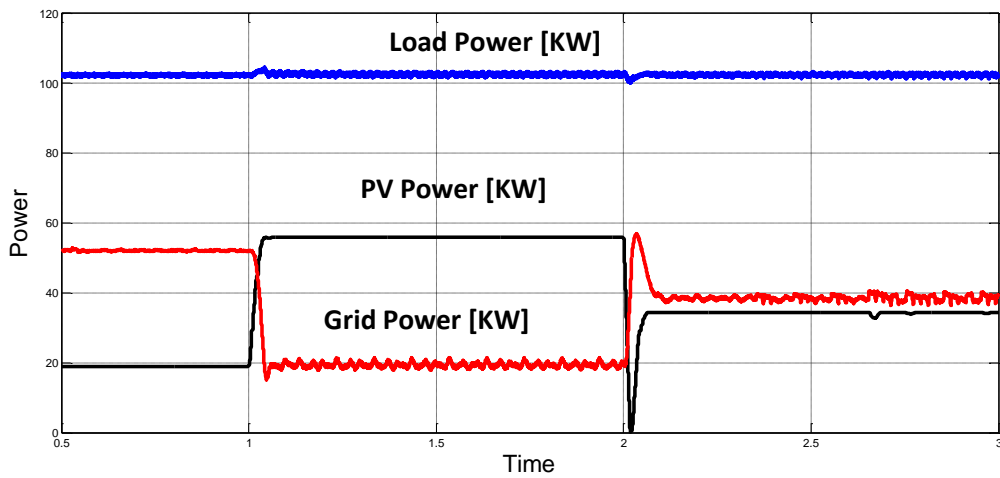
VI.7. b éclairage variable

L'objectif de cette partie du travail est de voir l'influence de l'éclairage sur la puissance du réseau, et de prouver que l'onduleur à trois niveaux améliore la qualité d'énergie mieux qu'un onduleur à deux niveaux avec filtre.



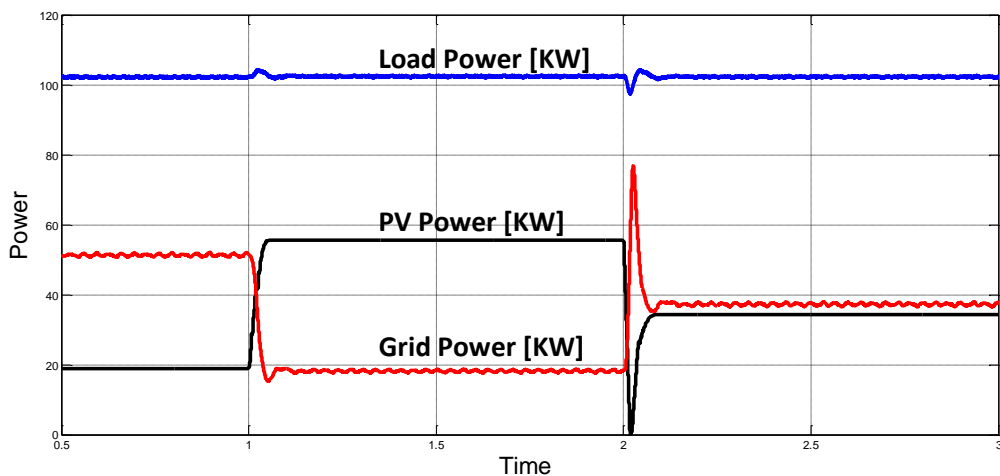
FigVI.23 :profil d'éclairage testé

1^{er} cas : Onduleur à deux niveaux et filtre



FigVI.24 :L'influence de l'éclairement sur les différentes puissances (charge, puissance et réseau)

2^{eme} cas : Onduleur à trois niveaux



FigVI. 25 :L'influence de l'éclairement sur les différentes puissances (charge, puissance et réseau).

On remarque que le manque en puissance est assuré par le réseau. La puissance délivrée par le réseau est d'autant plus fluctuante que la puissance délivrée par le panneau est importante. Ceci est dû aux courants harmoniques délivrés par le convertisseur des panneaux qui augmentent en amplitude avec l'augmentation de la puissance. Mais l'utilisation de l'onduleur trois niveaux réduit considérablement ces fluctuations. C'est une autre preuve de qualité de l'énergie délivrée par l'onduleur à trois niveaux.

VI.8 Système de stockage électrique

L'énergie solaire, tout comme l'énergie éolienne et la plupart des énergies nouvelles et renouvelables ne peut, que très rarement, être utilisée au moment où elle est produite. De cette simple constatation, il découle que l'énergie produite doit être stockée.

Le stockage de l'énergie peut être effectué sous quatre principales formes : stockage mécanique, stockage électrique, stockage thermique, stockage chimique ou biologique.

Les générateurs photovoltaïques autonomes ont besoin d'un stockage électrique pour assurer une fourniture d'énergie quasi permanente quelles que soient les séquences d'ensoleillement.

VI.8.1 Le principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement d'un générateur électrochimique ou bien d'une cellule secondaire est essentiellement basé sur la conversion de l'énergie chimique en énergie électrique.

Toute réaction chimique d'oxydoréduction spontanée, c'est-à-dire accompagnée d'une diminution d'énergie libre, est susceptible de donner naissance à un courant électrique lorsqu'elle a lieu dans des conditions appropriées. Pour cela, il faut que l'échange des électrons de valence s'effectue par le canal d'un circuit extérieur au système. Les accumulateurs présentent un grand intérêt dans les études actuelles de stockage d'énergie électrique, dans la gamme des moyennes puissances et des durées de stockage limitées. Ils présentent le triple avantage : d'exister industriellement, d'être parfaitement modulaires et d'entrer immédiatement en action.

D'autre part, ils peuvent être installés chez l'utilisateur, ce qui résout le problème de l'encombrement des lignes de transport en période de pointe, réduit le coût de transport et les pertes en lignes.

Les principaux paramètres qui définissent les performances d'un accumulateur rechargeable sont l'énergie massique ou la quantité d'énergie stockée rapportée à la masse de l'accumulateur, le rendement énergétique qui dépend des vitesses de charge et de décharge [40].

VI.8.2 Types d'accumulateurs

Il existe plusieurs types de stockage dans le système PV, les puissances rencontrées sont inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique.

Les principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont : les accumulateurs au plomb acide / les accumulateurs au Nickel-cadmium / les accumulateurs Lithium

L'insertion à grande échelle de systèmes photovoltaïques couplés au réseau peut ainsi devenir problématique si un moyen de régulation et de contrôle de la production n'est pas développé. Pour assurer une bonne gestion de l'énergie, l'ajout d'un élément de stockage dans les installations connectées au réseau devient inévitable.

L'avantage d'un système de stockage est qu'il peut répondre instantanément à la demande, ce qui le rend plus efficace qu'une centrale d'appoint. Un premier bénéfice est ainsi engendré sur le coût de fonctionnement d'une centrale d'appoint.

De plus, si de nombreux systèmes de stockage sont implantés, il n'est plus nécessaire de construire de centrales d'appoints, ou du moins l'investissement est retardé. Les centrales de production n'ont également plus de raison d'être surdimensionnées. Enfin, le risque lié à l'investissement dans de nouvelles centrales est limité car les incertitudes liées à la variation de la consommation sont réduites grâce au stockage. Nous pouvons également ajouter que selon la technologie choisie, le stockage peut être utilisé pour différentes applications.

L'ajout d'un élément de stockage dans un système photovoltaïque couplé au réseau est un cas particulier. Comme nous l'avons cité précédemment, la fonction principale du stockage est de permettre le contrôle des périodes d'injections de l'énergie solaire sur le réseau et vers les charges.

Ainsi, les applications de ce type de systèmes concernent principalement la gestion de la demande et la sécurité approvisionnement. Nous présentons ci-dessous une liste des applications les plus pertinentes pour un système photovoltaïque avec stockage couplé au réseau.[41]

L'énergie est stockée lors des périodes de faibles demandes pour être utilisée lors des périodes de pointes afin de minimiser la consommation. Le stockage permet ainsi une gestion de la facture énergétique.

La puissance d'abonnement au réseau est limitée à une valeur moyenne de la consommation journalière. Le stockage et le photovoltaïque assurent l'alimentation lorsque la puissance de consommation est supérieure à celle de l'abonnement (suppression des pointes de consommations).

La puissance soutirée au réseau est constante, limitée à une valeur moyenne de consommation journalière. La charge et la décharge du stockage sont gérées en fonction de la consommation afin d'assurer avec le photovoltaïque l'alimentation des charges.

Le stockage vient alimenter les charges lors d'une interruption d'alimentation de la part du réseau électrique. Le système fonctionne alors en mode autonome.

On présente ci-dessous les différentes figures de puissance du notre système avec l'insertion de la batterie (voir fig VI.8)

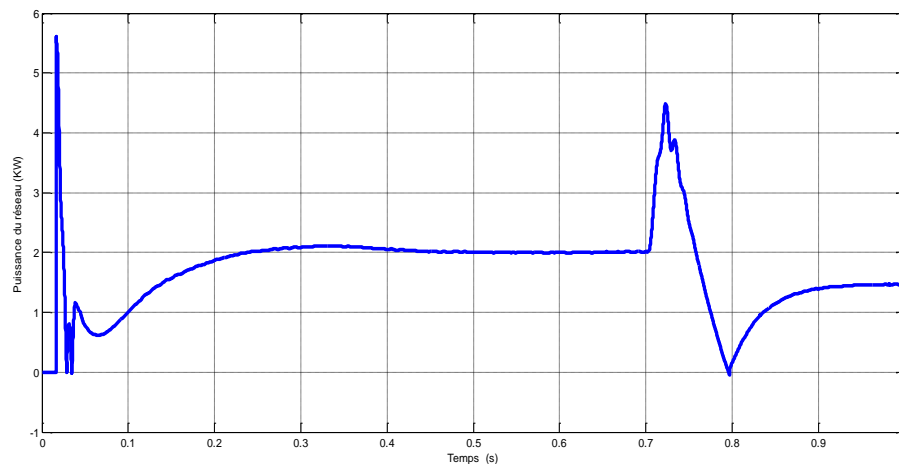


Fig VI.26 : la puissance du réseau

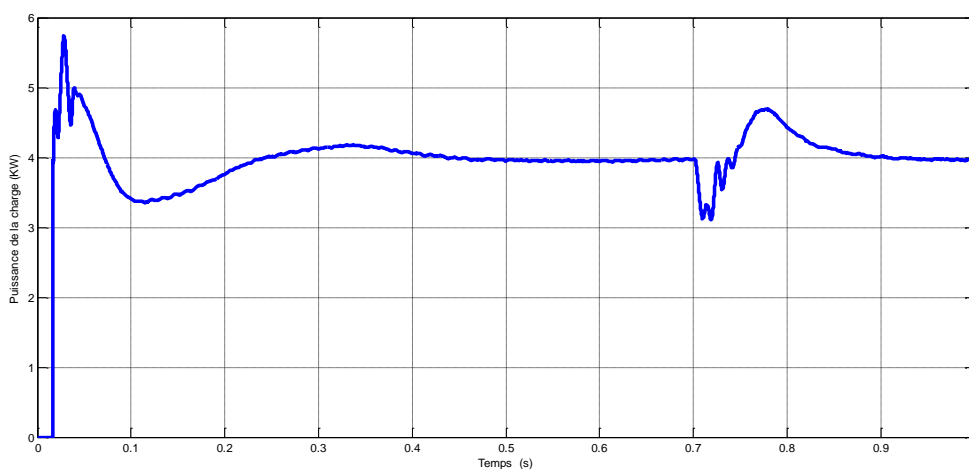


Fig VI.27 : la puissance de la charge

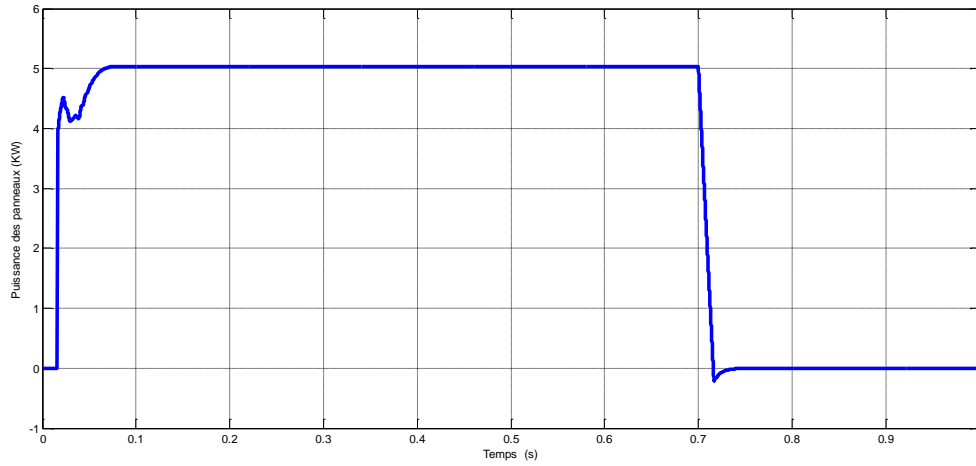


Fig VI.28 : la puissance des panneaux

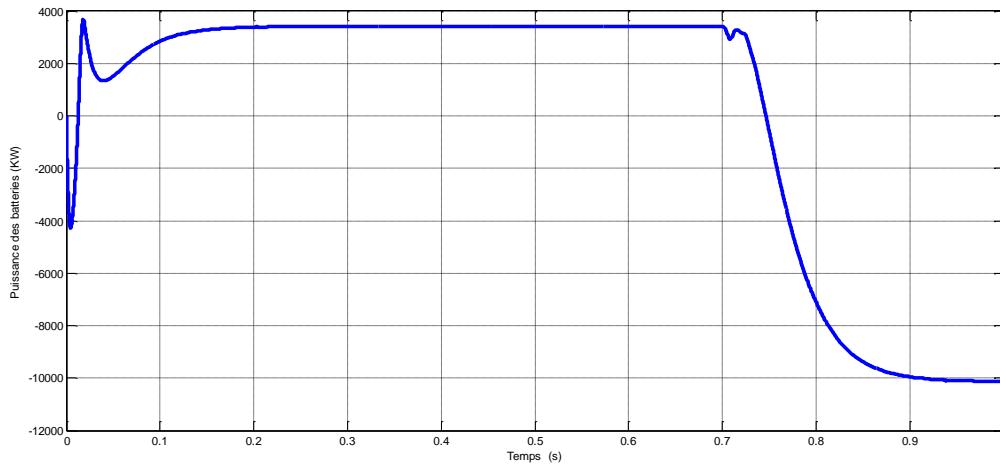


Fig VI.29 : la puissance des batteries

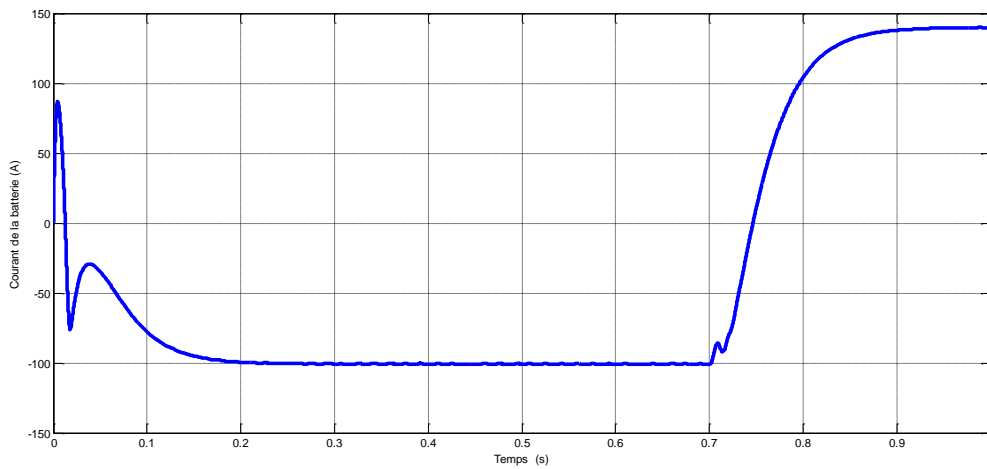


Fig VI.30 : le courant de la batterie

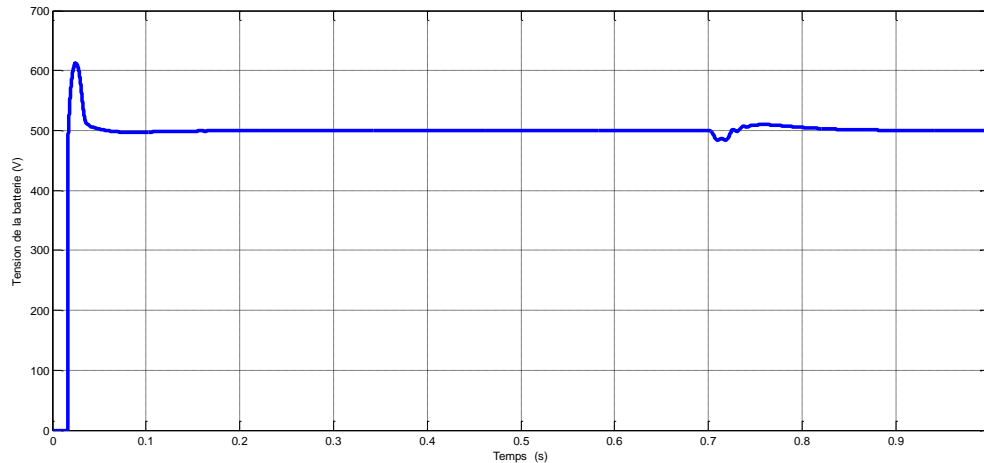


Fig VI.31 : la tension de la batterie

La demande de la charge est à peu près de 4KW, le réseau donne 2KW, les 2KW restant vont être donné par le panneau qui produit 5KW dont 3KW seront orienté vers le stockage comme il est montré sur les figures de puissances précédentes.

Lorsque le panneau photovoltaïque est soumis à un éclairage nul, l'alimentation de la charge est assurée par le réseau et la batterie d'où le passage de la partie positive à la partie négative de la batterie caractérisant la place de charge et décharge de la batterie.

La charge et la décharge de la batterie peuvent se voir aussi dans le sens de variation du courant. Ce système est stable car la tension aux bornes de la batterie n'est pas trop sensible aux deux places de charge et décharge ainsi que la profondeur de charge.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse concernent, la modélisation et la simulation de systèmes de production d'énergie électrique à partir de ressource renouvelable (photovoltaïque) pour des applications intégrés aux réseaux électriques.

En effet, pour la conception des systèmes photovoltaïques, la donnée la plus utile concernant les relevés mensuels du rayonnement global reçu pour un panneau photovoltaïque solaire, ce dernier incliné par rapport à l'horizontal d'un angle correspondant à la latitude du lieu pour favoriser la captation de l'énergie solaire.

Le travail qu'on a présenté porte sur l'analyse d'une modélisation et simulation du fonctionnement électrique d'un système photovoltaïque (PV) adapté par une commande numérique (commande MPPT) assurant la poursuite de la puissance maximale fournie par le générateur PV.

En première partie, les premiers objectifs ont été d'effectuer un état de l'art sur les énergies renouvelables, on a présenté aussi les notions essentielles sur le gisement solaire à savoir les coordonnées terrestres et horaires, les temps de base, le mouvement de la terre autour du soleil et les différents types du rayonnement, une solution a été proposé pour récupérer le maximum d'énergie c'est d'orienter le panneau photovoltaïque et d'incliner sa structure suivant un angle optimale pour le site considéré(Annaba).

En deuxième partie, nous avons étudié le principe des systèmes photovoltaïques où on a présenté l'influence de l'éclairement et la température et l'association des cellules sur les caractéristiques $I(V)$, $P(V)$. Le fonctionnement d'une cellule solaire est régi par un modèle déduit à partir d'un circuit électrique équivalent, comme on a étudié aussi la protection des modules solaires, ainsi, les avantages et les inconvénients.

En troisième partie, nous avons brièvement présenté les différentes configurations des convertisseurs de puissance DC/DC, ainsi, approfondie sur les différents algorithmes des techniques de poursuite de point de puissance maximale basés sur contre réaction (tension courant puissance), algorithme perturbation et observation algorithme incrémentation.

Le choix du convertisseur élévateur (BOOST) adapté à notre application nous a facilité la tâche de développement d'un modèle de recherche du MPPT qui a été bien détaillé dans ce chapitre, en le comparant avec la technique P&O.

L'association des onduleurs multi niveaux à notre chaîne de conversion a fait l'objet de la quatrième partie où il a été prouvé que l'onduleur à trois niveaux améliore la qualité d'énergie mieux qu'un onduleur à deux niveaux avec filtre. Dans ce chapitre on a aussi étudié l'importance et l'avantage de l'insertion d'un élément de stockage pour les applications PV connecté au réseau pour assurer une bonne gestion de l'énergie.

De ce fait, quelques conclusions ont été déduites :

- ❖ Nous avons mené une étude qui donne une estimation de l'énergie solaire selon les saisons et l'inclinaison du panneau. Pour ce qui de notre site d'étude, la meilleure inclinaison d'un panneau fixe est de 36° .
- ❖ La technique proposée se basant sur des paramètres de contrôle prévisibles a été testée avec succès puisque l'efficacité du suivi du MMP s'est améliorée. Pour preuve, la meilleure convergence pour atteindre le MPP, des outputs de tension et de courant plus précis avec de légers changements comparé aux techniques généralement utilisées comme celle de Perturb et Observe.
- ❖ l'onduleur à trois niveaux améliore la qualité d'énergie mieux qu'un onduleur à deux niveaux avec filtre pour les systèmes PV connecté au réseau.
- ❖ L'ajout d'un élément de stockage pour les applications PV connecté au réseau a l'avantage d'assurer une bonne gestion de l'énergie

Références

Références

- [1]:Site Internet, <http://www.scribd.com/doc/46661921/Les-energies-renouvelables>, consulté le 12/06/2013.
- [2] <http://www.futura-sciences.com/>
- [3] <https://prezi.com/>
- [4] <http://fr.wikipedia.org/>
- [5] <http://jeunes.edf.com/>
- [6][http://fr.wikipedia.org/wiki/Biomasse_\(énergie\)](http://fr.wikipedia.org/wiki/Biomasse_(énergie))
- [7] F. Lasnier, T.G. Ang, “Photovoltaic Engineering Handbook” IOP Publishing Ltd.1980. ISBN 0-85274-311-4
- [8] S. Belakehal, "Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables", Thèse de doctorat de l’université de Constantine, Juin 2010.
- [9] : Mohamed Arrouf, « optimisation de l’ensemble onduleur, moteur et pompe branche sur un générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat d’État, Université Mentouri, Constantine, 2007.
- [10] <https://sites.google.com/site/tpesoleil2012/fayolle/composition-des-rayons>.
- [11] :Olivier Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de doctorat en Electrotechnique de l’école Normale Supérieure de Cachan, 2002.
- [12]: M.F. Yaden, M. El Ouariachi, T. Mrabti , Ka. Kassmi, B. Tidhaf, E. Chadli et K. Kassmi, « Conception et réalisation d’un système photovoltaïque muni d’une commande MPPT numérique », Revue des Energies Renouvelables Vol. 14 N°1 (2011) 171 – 186, Université Mohamed Premier, Faculté des Sciences, Laboratoire LEPAS, Oujda, Maroc 2011.
- [13] Zekai ,Sen “Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques”, 2008 Springer-Verlag London Limited, PP73, 74, 77, 87, 89
- [14] John A. Duffie, William A. Beckman, “Solar engineering of thermal processes”, John Wiley & sons, Inc. second edition 1991, p 5 10 13-15, 25, 39-40, 43, 77, 83, 87, 95-98, 109.
- [15] Roger A. Messenger Jerry Ventre, “Photovoltaic Systems Engineering”, CRC press Second edition, pp 26
- [16] Soteris Kalogirou , “Solar energy engineering ”, Academic Press is an imprint of Elsevier, Printed in the United States of America, PP 59-61
- [17] S.Bellakehel, « conception & commande des machines à aimants permanents Dédiées aux énergies renouvelables », thèse de doctorat, Université de Constantine 2010
- [18] Anne Labouret et Michel Viloz « énergie solaire photovoltaïque ». Edition de Lemoniteur ,2005
- [19] : Belhadj Mohammed, « Modélisation d’un Système de captage photovoltaïque autonome », Mémoire de Magister en Microélectronique –Photovoltaïque, Centre Universitaire de Bechar, 2008.
- [20] : J. Royer,T. Djiako,E. Schiller,B. Sada Sy, « Le pompage photovoltaïque : Manuel de cours à l’intention des ingénieurs et des techniciens», Université d’Ottawa, 1998.

- [21] A.Benabda, M.S.Kelaiaia, H.Labar: 1-The third international conference on electrical engineering and first and control applications ICEEA'2017 university Constantine Algeria « MPPT based on the estimation of the optimal quantities of a photovoltaic panel»
- [22] M.M. Kassaby, "Monthly and Daily Optimum Tilt Angle for South Facing Solar Collectors, Theoretical Model, Experimental and Empirical Correlations", Solar and Wind Technology, Vol. 5, pp. 589 – 596, 1988.
- [23] R.Khezzar et al. « Comparaison entre les différents modèles électriques et détermination des paramètres de la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque », Revue des énergies renouvelables vol.13 N°3, pp 379-388,2010
- [24] K.H.Hussein I.Mutta T.Hoshino M.Osakada « maximum photovoltaic power tracking : an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions », IEE Proc Gener. Trans.Distrib, Vol 142 N°1, pp 59-64 1995
- [25] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, Ernesto Ruppert Filho « Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic array »,10th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP) ,2009
- [26] Salima Kebaili .Achour Betka « Efficiency model of DC/DC PWM converter photovoltaic applications », GCREEDER, Amman Jordan, March 31st-2nd April, pp1-5,2009
- [27] J.A. Gow and C,D.Manning « Development of a photovoltaic array model for use in power electronics simulation studies », IEE Proceedings on Electric power applications ,Vol 146,N°2, pp 193-200,1999
- [28] Petibon Stéphane, « nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques», thèse de doctorat, Université de Toulouse 2009
- [29] R.Merahi,R.Chenni,M.Houbes « Modélisation et simulation d'un module PV par Matlab » Journal of Scientific Research N°0,Vol 1,2010
- [30] H. Heywood, "Operating Experience with Solar Water Heating", Journal of the Industrial Heat Ventilation Engineering, Vol. 39, pp. 63 – 69, 1971.
- [31] P. Kern and I. Harris, "On the Optimum Tilt of Solar Collector", Solar Energy, Vol. 17, N°2, pp. 92 –112, 1975.
- [32] : M. Hatti, « Contrôleur Flou pour la Poursuite du Point de Puissance Maximum d'un Système Photovoltaïque », JCGE'08, Lyon, 16 et17 décembre, 2008.
- [33]Julien LABBÉ, « l'Hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés », Thèse de Doctorat de l'école des Mines de Paris Spécialité "Énergétique", 2006.
- [34] A.Benabda, M.S.Kelaiaia, H.Labar, Pierre Olivier LOGERAIS, Jean Felix DURSTANTI "Boost chopper MPP assesement based on solar irradiance and predictive duty cycle applied to a PV system", International Journal of Hydrogen Energy. June 2017
- [35] S.M.Ait Chikh, « étude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques », thèse de doctorat d'état, Ecole Nationale, Polytechnique, Alger 2007
- [36] T. Minh Chau Le, « Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations » Thèse de Doctorat, Université de Grenoble France 2012.

-
- [37] : A. Betka, A. Moussi, « Rendement maximise d'un moteur asynchrone alimente par une source photovoltaïque », Larhyss Journal,ISSN 1112-3680, pp. 151-162 Laboratoire de Recherche en Hydraulique Souterraine et de Surface, 2003.
- [38]: Apere, Infos fichiers Energie, « Le photovoltaïque dimensionnement d'une installation PV», [http : //documentation.bruxellesenvironnement.be](http://documentation.bruxellesenvironnement.be), consulté novembre 2010.
- [39]: A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud, I. Youm, « Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque », Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008) 473 – 483, 2008.
- [40] : Akassewa Tchapo Singo « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome », Thèse de Doctorat de l'Université Henri Poincare, Nancy-I.
- [41] : Y. Riffonneau, F. Barruel and S. Bacha « Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau »,Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008) 407 - 422

