REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de**T**echnologie
Département du **G**énie **E**lectrique

Mémoire de fin d'études de Master

Filière :. Electrotechnique.
Spécialité :. Energies renouvelables en electrotechnique.

Thème

Amélioration de la qualité des tensions d'un réseau électrique connecté a un PV par les méthodes MPPT intelligentes.

Présenté par :

Ait oudhia Khaled

kadache Mohamed Iheb

Proposé et Dirigé par :

Mr. Skender Mohamed Redha.

Année universitaire 2020-2021

Dédicace

Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert, et une immense joie, que je dédie mon travail à mes très chers, respectueux, et magnifiques parents qui m'ont soutenus tout au long de ma vie ainsi à ma chère sœur, cher frère "Mandhar", à toute ma famille, et en particulier à mon binôme "Khaled", mes amis

« Mustapha, Lotfi, Adel, Sidahmed, Ahmed Cherif, Wassim, Riyadh, ... »

A mon ancien club de Handball "Berrouaghia" et mon actuel "Ouled Médéa".

A mes collègues « Nassereddine, Ahmedi, Abdelhak, Adnan, Rachid, Hsen »

A toutes personnes qui m'ont encouragé ou idé au long de mes études.

Mohamed Iheb

JE COMMENCE PAR RENDRE GRACE À DIEU ET A SA BONTE, POUR LA PATIENCE, LA COMPETANCE ET LE COURAGE QU'IL NOUS A DONNE POUR ARRIVE À CE STADE.

Avec tout mon amour éternel et avec l'intensité de mes émotions.

Je dédie ce mémoire

A mes parents .Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour Dont ils ne cessent de me combler. Pour leurs soutien et encouragements. Je n'oublie pas leur sacrifices,Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.

A mon chère grand frère AMINE , mon exemple éternel et sa petite famille , que Dieu vous garde, vous protège et vous offre une vie pleine de joie.

A mes oncles, mes chères grands-parents, mes cousins et tout ma famille

Pour tous les moments inoubliables qu'on a passé ensemble

Je vous souhaiterai beaucoup de succès, de courage et de bonheur tant professionnel que familial.

Khaled

À RAPPORTEUR DE THÈSE DOCTEUR

Skender Mohamed Redha

Nous vous remercions pour la gentillesse et la spontanéité avec lesquelles vous avez bien voulu diriger ce travail.

Nous avons eu le grand plaisir de travailler sous votre direction, et avons trouvé auprès de vous le conseiller et le guide qui nous a reçu en toute circonstance avec sympathie, sourire et bienveillance.

Votre compétence professionnelle incontestable ainsi que vos qualités humaines vous valent l'admiration et le respect de tous.

Veuillez, cher Maître, trouver dans ce modeste travail l'expression de notre haute considération, de notre sincère reconnaissance et de notre profond respect

Liste des tableaux

Tableau (I.1): Classification des modules photovoltaïques selon la puissance de sortie.....10
Tableau récapitulatif du fonctionnement des hacheurs.....37
Tableau(IV. 1): Principales caractéristiques des méthodes MPPT.....64
Tableau(IV. 2): Table de vérité pour l'algorithme amélioré de P&O.....66
Tableau(IV. 3): Base de règles du régulateur flou.....72
Tableau (V-1) : Cahier de charge du panneau solaire utilisé.....80

Liste des figures

Figure (I-1): La jonction PN et le principe de fonctionnement de la cellule PV.....3
Figue (I-2) : Circuit équivalent d'une cellule idéal.....4
Figure (I-3): Schéma équivalent de la cellule solaire d'une seule diode.....5
Figure (I-4): Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque double diodes...6
Figure (I-5): La connexion en série de la cellule PV.....7
Figure (I-7): Connexion parallèle de cellules PV.....8
Figure (I-9) :(a)-Schémas classique d'un panneau solaire PV avec des diodes de protection. (b)-Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de diode de circulation I.....9
Figure(I.10): Différentes technologies de cellules photovoltaïques.....11
Figure (I-11): Photos de cellules monocristallines (a)et multi cristallines (b).....11
Figure (I-12): le convertisseur continu-alternative.....13
Figure (I-13): Différents régimes d'une cellule solaire selon la puissance d'éclairement.....16
Figure (I-14): Influence de la température sur les caractéristiques I(V) d'un module PV.....17
Figure (I-15):Evaluation de la caractéristique P(V) en fonction de la température d'un module PV.....17
Figure (I-16): Evaluation de caractéristique I(V) (a) et P(V) (b) en fonction d'irradiation.....18
Figure (II.1): Symbole d'un convertisseur DC-DC.....20
Figure (II.2): Schéma de principe d'un type d'alimentation à découpage.....21
Figure (II.3): Schéma d'un quadripôle électrique.....21
Figure(II.4) : périodes fermeture et ouverture d'un commutateur.....22
Figure (II.5) : Schéma équivalent d'un hacheur dévolteur.....23
Figure (II.6): Les deux configurations d'un convertisseur Buck suivant l'état de l'interrupteur.....23
Figure (II.7) : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck.....24
Figure (II.8): Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Buck.....24
Figure (II.9): Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Buck en conduction discontinue.....26
Figure (II.10) : Schémas équivalents du hacheur dévolteur. (a): S fermé, (b) : S ouvert.....28
Figure (II.11): Schéma équivalent d'un hacheur survolteur.....30
Figure(II.12): Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost.....30
Figure (II.13) : Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Boost.....31
Figure (II.14): Schéma électrique d'un hacheur boost fermé.....32
Figure (II.15) : Schémas équivalents du hacheur survolteur,(a): S fermé, (b) : S ouvert.....33
Figure (II.16) : Schéma équivalent d'un Convertisseur dévolteur-survolteur.....34
Figure (II.17) : Schéma électrique d'un hacheur buck- boost.....34
Figure (II.18): Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck-boost.....35
Figure (II.19) : Schéma électrique d'un hacheur buck- boost fermé.....35
Figure (II. 20) : Schéma électrique d'un hacheur buck- boost ouvert.....36
Figure (III.1)**:** Représentation de l'ingénierie des systèmes hybrides.....40
Figure (III.2**):** Classification des onduleurs *PV* connectés au réseau.....43
Figure(III.3**):**Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur.....45
Figure (III.4): Bus à basse tension alternative.....46
Figure (III.5): Convertisseur de type forward alimentant le bus continus.....47
Figure (III.6): Structure avec convertisseur de type fly-back.....47
Figure (III.7): Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé.....48
Figure(III.8)**:** Système PV connecté au réseau sans batterie de stockage.....49
Figure(III.9) Système PV connecté au réseau avec batterie.....50
Figure(III.10)**:** Onduleur central (Central-plant inverter).....51
Figure (III.11): Hacheur (Multiple-string DC-DC) et l'onduleur.....51
Figure(III.12)**:** Onduleur Multiple-string.....52

Liste des figures

Figure (III.13)**:** Onduleur modulaire **(**Module-integrated inverter).....52
Figure(III.14): Creux et coupure de tension.....58
Figure (III.15): Fluctuation de la tension.....59
Figure(III.16): Déséquilibre du système triphasé.....60
Figure(III.17): Fluctuation de la fréquence.....60
Figure (III.18): Harmonique et inter-harmonique.....61

Figure.(IV. 1) (a) L'organigramme de l'algorithme P&O (C_P: est le pas de perturbation); (b) Chemin du MPPavec l'algorithme P&O sous changement lent (ligne pointillée) et rapide (ligne continue) de l'ensoleillement.....65

Figure.(IV.2). (a) Principe de la méthode IncCond, (b) L'organigramme de l'algorithme IncCond (C_a: est le pas d'ajustement).....68

Figure(IV.4). 4 Structure du régulateur flou.....70

Figure.(IV.5). Fonctions d'appartenance pour: (a) Variable d'entrée *E*, (b) Variable d'entrée *CE*, (c) variable de sortie Δ*D*.....71

Figure(IV.6) (a): Un aperçu des règles de commande floue, (b): La fenêtre « Ruleviewer » du contrôleur MPPT flou sur Matlab.....73

Figure.(IV.7). Représentation d'un neurone.....74

Figure(IV.8). Modèle de réseaux de neurone MLP pour identification de MPP.....75

Figure (V-1) : Schéma MATLAB/SIMULINK utilisé pour comparer

les commandes MPPT's.....80

Figure (V-2): le courant de la méthode P&O.....81

Figure (V-3): la tension de la méthode P&O.....81

Figure (V-4): la puissance de la méthode P&O.....82

Figure (V-5): le THD de la méthode P&O.....82

Figure (V-6): le courant de la méthode IncCond.....83

Figure (V-7): la tension de la méthode IncCond.....83

Figure (V-8): la puissance de la méthode IncCond.....84

Figure (V-9): le THD de la méthode IncCond.....84

Figure (V-10):le courant de la logique floue.....85

Figure (V-11):la tension de la logique floue.....85

Figure (V-12):la puissance de la logique floue.....86

Figure (V-13):le THD de la logique floue.....86

Figure (V-14):le courant de la technique RNA.....87

Figure (V-15):la tension de la technique RNA.....87

Figure (V-16):la puissance de la technique RNA.....88

Figure (V-17):le courant de la technique RNA.....88

Liste des figures

E : Éclairement absorbée par la cellule

E_{ref} : Éclairement de référence (1000w /m^2)

e : Energie ..... [J]

I_{Ph} : Photo courant ..... [A]

I_d : Le courant délivré à la diode ..... [A]

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode ..... [A]

I_{cell} : Le courant fourni par la cellule ..... [A]

I : Le courant sortant de la cellule ..... [A]

I_s : Le courant de sortie ..... [A]

I_{cc} : Le courant court-circuit ..... [A]

I_L : Le courant traversant l'inductance ..... [A]

I_{ppm} : Le courant optimal ..... [A]

i_c : Le courant qui traverse le condensateur ..... [A]

i_s : Le courant de sortie qui traverse le condensateur ..... [A]

i_i : Le courant d'entré qui traverse le condensateur ..... [A]

ΔI_{Lon} : Le courant dans l'inductance durant l'état passant ..... [A]

ΔI_{Loff} : Le courant dans l'inductance durant l'état bloqué ..... [V]

V : La tension aux bornes de la cellule ..... [V]

V_s : La tension de sortie ..... [V]

V_{co} : La Tension de circuit ouvert ..... [V]

V_L : La tension aux bornes de l'inductance ..... [V]

V_{ppm} : La tension optimale ..... [V]

V_r : La tension de référence ..... [V]

V_0 : La tension d'entrée du convertisseur ..... [V]

V_1 : La tension de sortie inferieur du convertisseur ..... [V]

V_k : La tension emmagasinée dans l'inductance ..... [V]

DC : Le courant continu.

AC : Le courant alternatif.

f_s : La fréquence de coupure.

f_e : Fréquence de découpage.

M: Le rapport de conversion.

S : Interrupteur.

t : Temps(s).

T_{ds} : Temps de fermeture.

T_s : La période de commutation.

T_e: La période des impulsions.

N_s : Cellules identiques en série.

N_p : Cellules identiques en parallèle.

FF : Facteur de forme.

Ƞ : Le rendement.

δ : Coefficient empirique.

C : Le potentiel thermodynamique.

L : l'inductance.

K : La constante Boltzmann ($1{,}381*10^{-23}$j/k).

q: La charge d'électron ($1{,}602*10^{-19}$C).

T_C : La Température absolue ..... [℃]

R_0 : La résistance interne de la diode ..... [Ω]

R_S Et R_P : La résistance série et la résistance parallèle ..... [Ω]

R_{sh}: La résistance de shunt ..... [Ω]

T : La température absolue ..... [℃]

n_1 Et n_2: Les facteurs de puretés de la diode.

P_{IN} : La puissance lumineuse incidente ..... [W]

P_{max} : La puissance maximale ..... [W]

P: La puissance ..... [W]

MPPT : Maximum Power Point Tracking.

PPM : Point de puissance maximal.

α : Le rapport cyclique.

GPV : Générateur photovoltaïque.

PV : Photovoltaïque.

P&O : Perturbation et observation.

INC : Incrémentation de la conductance.

G : La valeur de la conductance.

dG : Variation élémentaire de la conductance.

dI_{pv}: Variation élémentaire du courant.....[A]

dV_{pv}: Variation élémentaires de la tension.....[V]

dP_{pv}: Variation élémentaire de la puissance.....[W]

RNA : Réseau Neurones Artificiels.

Le soleil est une source permanente d'énergie renouvelable mais elle n'est pas stable, ellevarie le long de la journée. Pour une exploitation optimale de cette énergie, il faut utiliser des générateurs PV avec un bon rendement et essayer de choisir la meilleure commande MPPT pourextraire le maximum de puissance de la source.

Dans ce mémoire, nous avons traité la modalisation des différents composants d'une installation photovoltaïque pour la raccorder avec le réseau électrique au but d'améliorer la tension de ce dernier .

Nous avons fais une étude comparative des différentes MPPT's utilisés pour la variation du rapport cyclique du convertisseur DC-DC.

Les résultats de simulation ont été satisfaisants et montrent l'efficacité de l'MPPT pour bénéficier au maximum de la puissance délivré par le panneau PV.

الشمس مصدر دائم للطاقة المتجددة ولكنها غير مستقرة ، فهي تختلف على مدار اليوم. من أجل الاستخدام الأمثل لهذه الطاقة ، من الضروري استخدام المولدات الكهروضوئية بكفاءة جيدة ومحاولة اختيار أفضل تحكم MPPT لاستخراج أقصى طاقة من المصدر.

في هذه الرسالة ، تناولنا تعديل المكونات المختلفة للتركيبات الكهروضوئية لربطها بالشبكة الكهربائية من أجل تحسين الجهد الكهربائي لهذه الأخيرة.

لقد أجرينا دراسة مقارنة لمختلف MPPT's المستخدمة لتغير دورة عمل محول DC-DC.

في الاستفادة القصوى من الطاقة التي توفرها اللوحة MPPT كانت نتائج المحاكاة مرضية وتظهر فعالية الكهروضوئية.

The sun is a permanent source of renewable energy but it is not stable, it varies throughout the day. For an optimal use of this energy, it is necessary to use PV generators with a good efficiency and to try to choose the best MPPT control to extract the maximum power from the source.

In this thesis, we have dealt with the modalization of the various components of a photovoltaic installation to connect it with the electrical network in order to improve the voltage of the latter.

We made a comparative study of the different MPPT's used for the variation of the duty cycle of the DC-DC converter.

The simulation results were satisfactory and show the effectiveness of the MPPT in taking maximum advantage of the power delivered by the PV panel.

Les mots clés : Panneau solaire, Commande MPPT, Convertisseur DC-DC, RNA, P&O,IncCond.

Sommaire

Chapitre I : généralités sur les systèmes photovoltaïques

I.1. Introduction....1
I.2. Historique....1
I.3. Le système Photovoltaïque....2
I.3.1. Les différentes méthodes des modèles électriques d'une cellule PV....3
I.3.1.1. Le modèle idéal....3
a. Le modèle à une seule diode....4
b. Le modèle à double diode....5
I-3-2- L'association des cellules solaire....7
a. Association en série....7
b. Association en parallèle....7
I.3.3. Le rôle des diodes anti-retour et by-pass....8
I.4. Classification des modules photovoltaïques....9
I.4.1. Classification selon la taille....9
I.4.2. Classification selon la technologie de cellule photovoltaïque....10
I.4.2.1. Silicium cristallin....10
I.4.2.2. Silicium amorphe....11
I.4.2.3. Cellules organiques....11
I.4.2.4. Cellules Composites (CIS, CIGS et CdTe)....12
I.5. Les composants d'une installation photovoltaïque....12
I.5.1. Système de stockage (batterie)....12
I.5.2. Les convertisseurs continu- continu DC/DC (Les Hacheurs)....12
I.5.3. Les convertisseurs DC/AC(les onduleurs)....12
I.5.4. Régulateurs et éléments de protection....13
I.6. Paramètres photovoltaïques....14
I.6.1. Facteur de forme (FF)....14
I.6.2. Le rendement η....14
I.6.3. Le courant court-circuit ICC....14
I.6.4. La tension de circuit ouvert VCO....14
I.7. L'influence de différentes conditions climatiques sur le module PV....16
I.7.1. influence de température....16
I.7.2. Influence d'irradiation....17
I.8. Conclusion....18

Sommaire

Chapitre II : les différents hacheurs utilisés dans une installation photovoltaïque

II.1. Introduction.....20

II.2. Les convertisseurs DC-DC ou hacheurs.....20

II.2 .1.Type des hacheurs.....22

II.2.1.1. Hacheur dévolteur (buck).....23

a. Fonctionnement.....23

a.1. Conduction continue.....24

a.2. Conduction discontinue.....26

a.3. Modèle mathématique équivalent.....28

II.2.1.2. Hacheur survolteur.....29

a.Fonctionnement.....30

b. Modèle mathématique équivalent.....32

II.2.1.3. Hacheur dévolteur-survolteur.....34

a. Fonctionnement.....34

b. Modèle mathématique équivalent.....35

II.3.2. Tableau récapitulatif du fonctionnement des hacheurs.....37

II.4.Conclusion.....37

Chapitre III : Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....38

III.1.Introduction.....39

III.2.Le photovoltaïque dans les systèmes énergétiques.....39

III.3.Technologies des onduleurs couplés au réseau.....41

III.3.1Onduleurs modulaires (module inverter).....42

III.3.2.Onduleurs centralisés (central inverter).....42

III.3.3.Onduleurs "String" - ou"de Rangée".....42

III.4.Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau.....43

III.4.1Centrales de petite taille *(Pw=1 à 10 kWc)*.....43

III.4.2Centrales de taille moyenne *(Pw=10 à 100 KWc*).....43

III.4.3. Centrales de grande taille *(Pw=500KWc*).....43

III.5.Les différents types de système photovoltaïque.....44

III.5.1.Structure générale d'un système photovoltaïque.....44

III.5.2.Systèmes *PV* connecté directement au réseau.....45

III.5.2.1.Structure à convertisseur unique.....45

III.5.2.2.Structure avec bus à base tension alternative.....45

III.5.3.Système a bus continu intermédiaire.....46

III.5.3.1.Structure avec convertisseur forward.....46

III.5.3.2.Structure avec convertisseur de type fly-back.....47

III.5.3.3.Structure avec hacheur et onduleur.....48

III.5.4.Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage.....48

III.5.5.Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie.....49

III.6.Configuration des Systèmes PV.....50

III.6.1Onduleur central (Central-plant inverter).....50

III.6.2.Hacheur (Multiple-string dc–dc) avec un onduleur….....51

III.6.3.Onduleur Multiple-string.....51

III.6.4.Onduleur modulaire (Module-integrated inverter).....52

III.7.Caractéristiques des onduleurs compatible avec le réseau..... 53

III.8.Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau.....53

III.9.Conditions techniques d'interconnexions.....53

III.9.1.Raccordement.....53

III.9.2.Jugement de conformité.....54

III.9.3.Accord de raccordemen.....54

III.9.4.Dispositif de coupure.....55

III.9.5.Dispositif de protectio.....55

III.9.6.Couplage.....56

III.9.7.Compensation avec Batteries de condensateurs.....56

III.9.8Harmoniques et inter harmoniques.....57

III.9.9Protection contre l'injection de courant continu.....57

III.10.Perturbations des réseaux électriques.....57

III.10.1.Creux et coupure de tension.....58

III.10.2.Variations et fluctuations de la tension.....59

III.10.3.Déséquilibre du système triphasé.....60

III.10.4.Fluctuation de la fréquence.....60

III.10.5.Harmoniques et inter-harmoniques.....61

III.11.Conclusion.....61

Sommaire

Chapitre IV : Technique de recherche du point maximale MPPT 62
IV.1.Introduction.....63
IV.2.Techniques MPPT conventionnelles.....64
IV.2.1La méthode de Perturbation et Observation (P&O).....64
IV.2.2.La méthode de la Conductance Incrémentale (IncCond).....67
IV.3.Techniques MPPT intelligentes 70
IV.3.1Technique MPPT à base de la logique floue.....70
IV.3.1.1.La fuzzification 70
IV.3.1.2.Moteur d'inférence flou 72
IV.3.1.3.La défuzzification.....73
IV.3.2.Technique MPPT à base des Réseaux de Neurones Artificiels (RNA) 74
IV.3.2.1.Principe et définition 74
IV.3.2.2Prédiction du MPP à base des RNA.....75
IV.4.Conclusion.....76
Chapitre V : Comparaison et implémentation des différents MPPT's
sous MATLAB- SIMULINK.....77
V.1. Introduction.....78
V.2.Description MATLAB/Simulink.....78
a.Définition de MATLAB-SIMULINK.....78
b.Composants de la bibliothèque MATLAB.....79
V.2.2.Processus de simulation sous Simulink.....79
V.3. l'installation photovoltaïque.....79
V.4.Simulation des différents MPPT's.....80
V.4.1.Les résultats de simulation.....80
a. La méthode de Perturbation et Observation (P&O).....80
b.La méthode de la Conductance Incrémentale (IncCond).....83
c.Technique MPPT à base de la logique floue.....85
d.Technique MPPT à base des Réseaux de Neurones Artificiels (RNA)..87
V.4.2.Interprétation des résultats.....89
V.5.Conclusion.....89
Conclusion générale 90

Introduction générale

Introduction générale :

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. Presque toutes les énergies renouvelables sont des dérivées de l'énergie solaire : le vent, le rayonnement solaire, la force de l'eau sont des produits directs ou indirects de l'activité solaire. L'énergie photovoltaïque, basée sur la conversion du rayonnement électromagnétique solaire en électricité, représente l'une des ressources énergétiques renouvelables à part entière.

Le générateur photovoltaïque est le seul convertisseur direct pour transformer le rayonnement solaire en énergie électrique. Il doit être associé à d'autres éléments afin de constituer toute une chaine appelé « système photovoltaïque » ou « installation photovoltaïque ».

L'énergie solaire est intermittente, parmi les problèmes majeurs rencontrés nous citons : le coût très élevé des capteurs mis en œuvre les changements aléatoires de l'énergie solaire reçue par le capteur durant la journée, ça donne des perturbations au niveaux des tensions obtenus par l'installation alors il faut garder toujours les tensions dans des valeurs stables qui convient le réseau.

Pour cela l'objectif de notre travail est l'étude comparative des différents systèmes MPPTs dans le but d'optimiser la production (la puissance) d'une installation photovoltaïque raccorder au réseau éléctrique triphasé.

Notre étude est présentée en quatre chapitres :

Le premier chapitre est consacré aux généralités des systèmes photovoltaïques et leur modélisation mathématiques ainsi ces caractéristiques.

Dans le deuxième chapitre, on étudie quelques types convertisseurs DC-DC, utilisés dans les systèmes photovoltaïques autonomes, vue son importance en tant qu'adaptateur de charge.

Le troisième chapitre présente, une étude descriptive générale des systèmes photovoltaïques reliés au réseau électrique

Le quatrième chapitre présente un état de l'art des différents algorithmes MPPTs, leurs fonctionnement, les différentes études dans lesquelles ils sont utilisés et l'intérêt de leurs utilisations.

Dans le dernier chapitre nous allons faire une comparaison, une implémentation des différentes MPPTs et une simulation sous MATLAB-SIMULINK du convertisseur survolteur « boost » et les commandes MPPTs : « P&O », « INC », «RNA » et « FL ».

Enfin nous terminons notre étude par une conclusion générale.

CHAPITRE I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques.

I.1. Introduction:

Plusieurs sources d'énergie renouvelable sont disponibles dans la nature. Citant à titre d'exemple : l'énergie solaire, le vent, la biomasse, et les vagues. Sachant que, la terre reçoit une capacité énergétique de l'ordre de 1,8 * 10^{11} MW par an, ce qui est plusieurs milliers de fois supérieur à la consommation actuelle de toutes les sources. Ainsi, l'énergie solaire peut subvenir à nos besoins énergétiques actuels et futurs. L'énergie solaire photovoltaïque peut être donc exploitée même dans des sites isolés et joue un rôle très important dans la production d'électricité à l'échèle mondiale.

Cependant, pour bénéficier de cette énergie une étude approfondie de l'emplacement de l'installation photovoltaïque et le choix des composants à utiliser sont nécessaires afin d'avoir un bon rendement et donc minimiser les coûts de l'installation.

I.2.Historique:

Le rayonnement solaire peut être converti en électricité grâce à l'effet photovoltaïque découvert par le scientifique français Edmund Becquerel en 1839[1].

En effet, le rayonnement solaire est composé des photons qui peuvent être absorbés par un matériau semi-conducteur constituant une jonction P-N nommée la cellule solaire. Ce qui provoque la génération des électrons et des trous qui permit donc à la cellule PV de délivrer un courant et donc une puissance pour alimenter une charge électrique. Pour éviter le reflet de rayonnement sur la surface de la cellule et bénéficier au maximum de l'énergie solaire la couleur commercial bleu est choisi grâce à sa nature antireflet (la couleur est due à une couche antireflet) [2].

La crise économique de 1970 qui a causé une élévation dramatique des prix des énergies fossiles a conduit la recherche scientifique pour exploiter d'autres moyens pour produire une énergie moins chère non-polluante et renouvelable. Plusieurs gouvernements incluant USA, japon et plusieurs pays d'Europe ont commencé des projets ambitieux d'exploitation des énergies renouvelables [3].

L'efficacité et le coût de la fabrication de la cellule solaire sont les deux paramètres essentiels qui doivent être pris en considération pour avoir un bon rendement et minimiser les prix des panneaux solaires. L'efficacité des cellules solaires qui se trouvent dans les marchés est du rang de 13 à 16 % [4].

Le semi-conducteur constituant la cellule solaire peut être de technologie amorphe, silicone, silicium, cadmium, Telluride, etc. [5].

La tension délivrée par une seule cellule solaire est de l'ordre de 0.5 à 1V. Donc, on ne peut pas utiliser la cellule solaire seule. La connexion de plusieurs cellules en série augmente la valeur de la tension de sortie alors que la connexion parallèle augmente le courant de sortie.

La puissance électrique générée dépend de la température et l'ensoleillement. Donc pendant la nuit et les journées ombrées la production d'électricité est atténuée. En plus de ça, l'électricité produite a des caractéristiques non-linéaires (tension-courant) et (tension-puissance). Donc, l'utilisation d'un étage de l'électronique de puissance (hacheur ou onduleur) est indispensable afin de bénéficier des avantages de cette énergie et extraire le maximum de puissance possible du panneau solaire [6].

L'avantage major de la technologie des cellules PV est la conversion directe de l'éclairement solaire en électricité sans intermédiaire d'une partie mécanique. Mais les autres énergies renouvelables comme le vent, la biomasse et solaire thermique requirent une partie mécanique afin de pouvoir convertir ces énergies en électricité [7].

La production d'électricité à partir des panneaux photovoltaïques aeu une grande échelle d'installation dans divers domaines d'applications :

- ✓ Les satellites ;
- ✓ Les voitures électriques ;
- ✓ L'éclairage public ;
- ✓ Pompage d'eau ;
- ✓ Les panneaux d'indications routières ;
- ✓ Alimentations des sites isolées ;
- ✓ Bateaux.

I.3. Le système Photovoltaïque:

Un système photovoltaïque est constitué à partir de la connexion d'un ensemble de panneaux solaires, des hacheurs et des onduleurs, des batteries, des charges, des régulateurs (MPPT pour les hacheurs et commande des onduleurs), et des éléments de protection. Ce système peut fonctionner en mode isolé (déconnecté de réseau de distribution), ou bien en mode connecté au réseau.

Le choix de mode de fonctionnement et les composants constituant une installation photovoltaïque dépond de :

- La puissance désirée par le consommateur.
- L'ensoleillement de la région qui influe sur le rendement de l'installation.
- Le type de charge à alimenter (CC ou CA).

L'utilisation de l'électricité pour une longue période requiert l'intégration des éléments de stockage (batteries, super-capacitor …).

La cellule solaire est l'élément de base qui constitue un système photovoltaïque, constitué par deux jonctions P-N comme le montre la figue (I-1), la connexion de plusieurs cellules en série et en parallèle permet d'augmenter la tension et le courant de sortie. Il existe plusieurs façons de modélisation de la cellule PV : modèle idéal, à une seule diode ou à double diode.

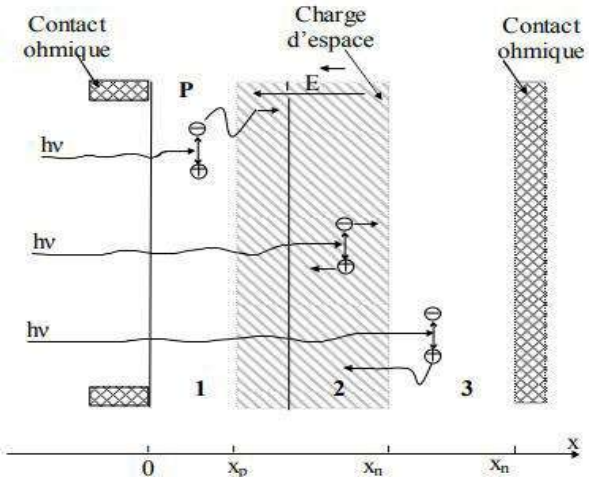
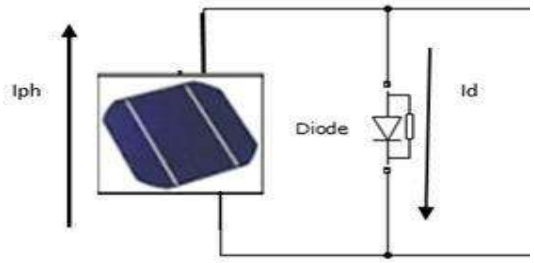


Figure (I-1): La jonction PN et le principe de fonctionnement de la cellule PV

I.3.1. Les différentes méthodes des modèles électriques d'une cellule PV:

I.3.1.1.Le modèle idéal:

Dans ce cas la cellule PV peut être schématisée par un générateur de courant I_{ph}en parallèle avec une diode délivrant un courant continue à sa sortie. Figure (I-2)[19 ,20].



Figue (I-2) : Circuit équivalent d'une cellule idéal.

Remarque : cette résistance représente la résistance de la diode.

En utilisant la loi de Kirchhoff, le courant I délivré par la cellule est donné comme suit :

$$I = I_{Ph} - I_d \quad \text{(I-1)}$$

Avec :

I_{Ph} : Le photo courant [A] proportionnelle à forte éclairement (E)

$I_{Ph} = \frac{E}{E_{ref}}$(I-2)[19, 20]

(E : Éclairement absorbée par la cellule, E_{ref} : éclairement de référence (1000w /m^2)).

I_d :Le courant délivré à la diode est obtenu comme suite

$$I_d = I_0 \left[exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right] \quad \text{(I-3)}$$

$\mathbf{I_0}$: Courant de saturation inverse de la diode; V: $\left(\frac{KT}{q}\right)$

a. Le modèle à une seule diode:

Ce modèle est représenté par une source photo-électrique en parallèle avec une diode, une résistance de contacte et de connexion en série et une autre résistance en parallèle dite la résistance de shunt et qui représente le courant de fuite [8].

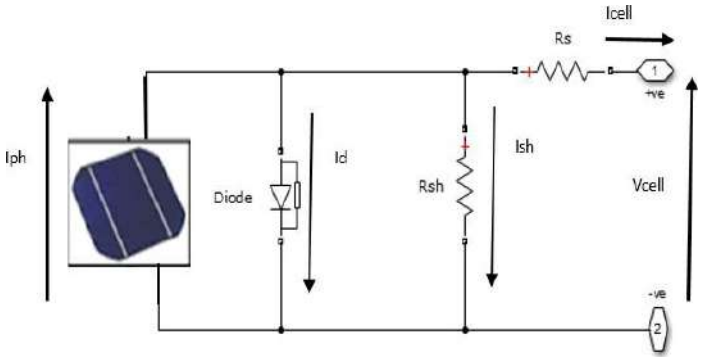


Figure (I-3): Schéma équivalent de la cellule solaire d'une seule diode.

A partir du circuit équivalent de la figure (I-3) et en utilisant la loi de Kirchhoff on peut écrire

$$I = I_{ph} - I_0 \left[exp \frac{q(V+I.R_s)}{nKT} - 1\right] - \frac{V+I.R_s}{R_{sh}} \quad \text{(I-4)[8]}$$

Avec:

I: Le courant fourni par la cellule (A)

I_{ph} : Le courant de sortie de photo-générateur (A)

I_0: Courant de saturation inverse de la diode

V: La tension aux bornes de la cellule (V)

K: La constante de Boltzmann1.38×10^{-23}(J/K),

q: charge1.6×10^{-19} (C).

T: Temperature (K).

b. Le modèle à double diode:

La figure montre un modèle électrique de la cellule photovoltaïque prenant en compte les différents facteurs limitatifs ; on y retrouve le générateur de courant I_{Ph}, correspondant à la jonction PN de la photodiode ainsi que des résistances complémentaires séries (R_S) et parallèles (R_p)et deux diodes D_1et D_2. La résistance série (R_S) est due à la résistivité des différentes couches de la cellule, émetteur base et contactes métalliques (en particulier leur interface avec le semi-conducteur).

[19,20].

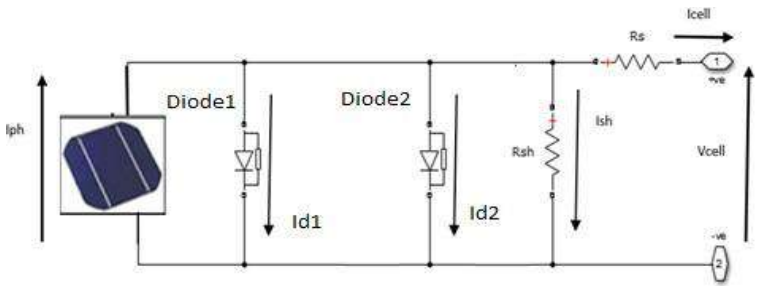


Figure (I-4): Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque double diodes.

Le modèle mathématique qui caractérise le module photovoltaïque à double diode est donné par l'équation (I-5) [19,20] :

$$I = I_{ph} - I_{d1}[exp(\frac{q(V+I.R_s)}{N_s.n_1.KT} - 1] - I_{d_1}[exp(q(\frac{V+R_s}{N_s.n_1.KT})1)] - [\frac{V+I.N_s.R_s}{N_{s.R_p}}] \qquad \text{(I-5)}$$

Avec :

I_{d1}et I_{d2} : Les courants de saturation des diodes.

n_1 et n_2 : Les facteurs de puretés de la diode.

$R_S$et R_P : La résistance série et la résistance parallèle.

T : La température absolue.

q : La charge d'électron (1,602*10^{-19}C).

K : Constante de Boltzmann (1,380*10^{-23} j/k).

V : La tension aux bornes de la cellule.

I : Le courant sortant de la cellule.

I.3.2. L'association des cellules solaire:

Comme cité dans le paragraphe précédent la tension délivrée par une seule cellule solaire est de l'ordre de 0.5 à 1V. Donc plusieurs cellules doivent être associées en série et en parallèle pour avoir une puissance désirée par la charge à alimenter.

a. Association en série:

Une association de $\boldsymbol{N_S}$ cellules en série permet d'augmenter la tension à leurs sorties. En conservant le même courant d'entrée. La figure (I-5) montre N_S cellules identiques en série avec un même courant de sortie Is et une tension de sortie Vs comme dans l'équation (I-6) :

$$V_S = N_S \times V \qquad \text{(I-6)}$$

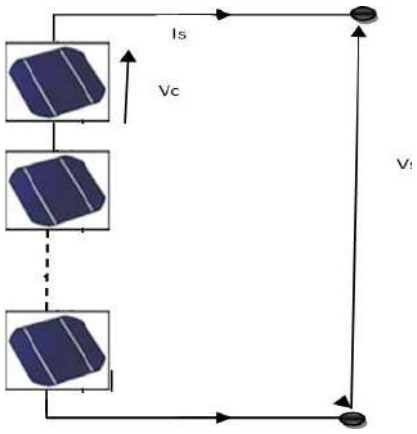


Figure (I-5): La connexion en série de la cellule PV.

b. Association en parallèle:

Dans un groupement de cellules connectées en parallèle figure (I-7), les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante de la connexion est obtenue par addition des courants à tension donnée comme indiqué par l'équation (I-7) suivante :

$$I_s = N_p \times I_{cc} \qquad \text{(I-7)}$$

Avec :

N_p : Cellules identiques en parallèle.

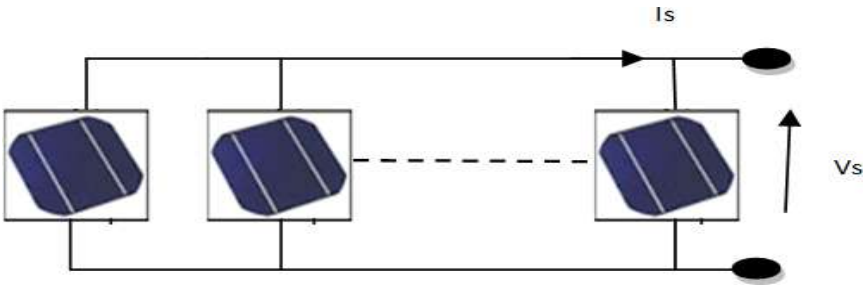


Figure (I-7): Connexion parallèle de cellules PV.

La figure (I-8) montre la caractéristique résultante (I_{PCC} ,V_{PCO}) obtenue en associant en parallèle N_p cellule identique.

Comme la connexion parallèle des cellules pour la construction d'un module n'est généralement pas convenable car un grand courant nécessite une section de câblage plus grande. En plus, une tension basse occasionne des pertes relativement élevées. Pour ces raisons un groupement en série est plus approprié pour la construction des modules photovoltaïque disponible dans le marché [9].

I.3.3. Le rôle des diodes anti-retour et by-pass:

L'ombrage partiel correspond à l'éclairement non-homogène sur les cellules solaires ou sur un ensemble de panneaux solaires dans une installation PV. Ce phénomène provoque une diminution de la puissance de sortie. Dans ce cas la cellule ombrée devient réceptrice plutôt que génératrice. Ce qui endommage le panneau. Donc pour éviter ceci il est évidant de connecter des diodes by-pass pour une ou plusieurs cellules en parallèles pour que le courant ne circule pas dans la cellule ombrée et pour empêcher le courant de traverser dans le mauvais sens (vers le panneau), il est indispensable de connecter dans chaque branche une diode en série (diode anti-retour)[9].

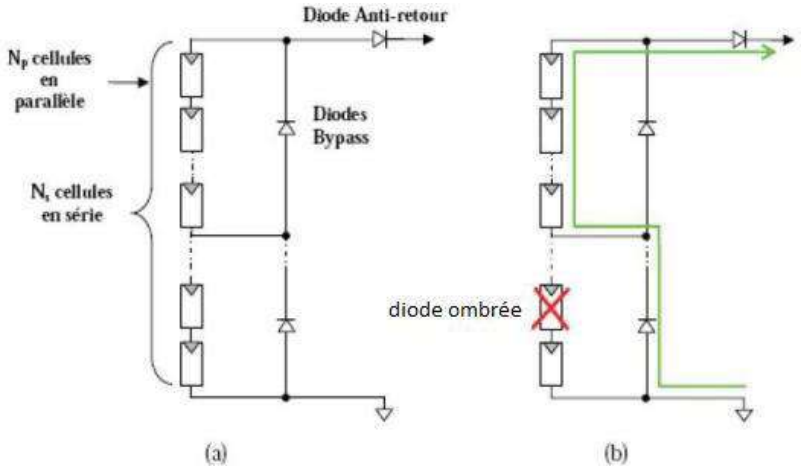


Figure (I-9) :(a)-Schémas classique d'un panneau solaire PV avec des diodes de protection.

(b)-Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de diode de circulation I. [14].

Avec :

I : Le courant photovoltaïque des cellules.

I.4. Classification des modules photovoltaïques:

Le module photovoltaïque est constitué par la connexion en série de plusieurs cellules solaires de même caractéristiques électriques (cellules identiques). Les modules PV peuvent être classifiés selon la taille et la matière utilisée pour la fabrication des cellules comme suite :

I.4.1. Classification selon la taille:

Les modules photovoltaïques sont classés selon la puissance délivrée à leurs sorties en micro-puissance, faible puissance, moyenne puissance et forte puissance, comme indiqué dans le tableau suivant :

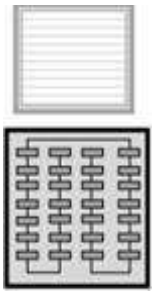
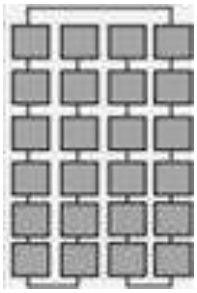
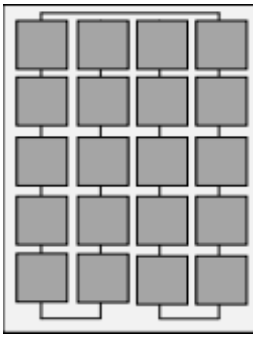
$0-2w_C$	$2-10w_C$	$20-50w_C$	$50-150w_C$
Micro puissance 0-500cm^2	Faible puissance 500cm^2-0.2m^2	Moyenne puissance 0.2-0.5m^2	Forte puissance >0.5m^2
 Cellule solaire Type : intérieur : De 1.5 à 6V  Petit module silicium amorphe de 4 à 12V	 Module en silicium amorphe, CIS ou silicium poly cristallin De 6 à 12V	 Module en silicium cristallin, mono ou poly (et parfois CIS) 6 ou 12V	 Module en silicium cristallin, mono ou poly 12,24 et +
Calculette, montres, jouettes, mesures, téléphones d'urgence, alarmes …	Instrumentation, signalisation routière ; stations météo, paramètre, clôtures électriques, petite électrification rurale, nautisme, caravaning		Habitat isole, électrification rurale, connexion au réseau, relais télécoms, protection cathodique, centrales solaires.

Tableau (I.1): Classification des modules photovoltaïques selon la puissance de sortie [10].

I.4.2. Classification selon la technologie de cellule photovoltaïque:

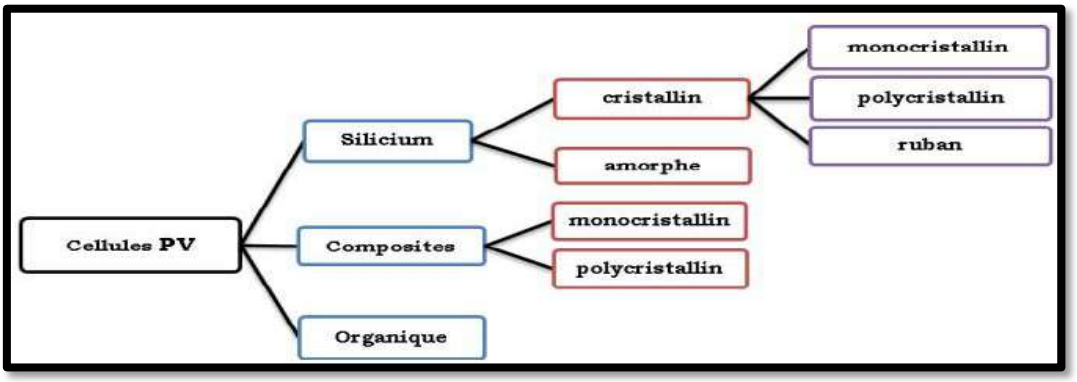
Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque qui sont encore en phase de recherche et développement. Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont : le silicium mono ou poly cristallin et silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium) [11] :

I.4.2.1. Silicium cristallin:

Le silicium cristallin est l'un des matériaux le plus utilisé dans l'industrie photovoltaïque.

On site 2 différents types [11] :

- ✓ **Le silicium monocristallin :** c'est un matériau de très haute pureté. Ce type de matériau qui présente d'excellentes qualités électroniques permet la fabrication de cellules conventionnelles à haut rendement mais il est très couteux.



Figure(I.10): Différentes technologies de cellules photovoltaïques.

- ✓ **Le silicium poly cristallin :** il est fabriqué principalement à partir d'un matériau de sources moins raffinés. C'est le matériau qui conduit au cout plus faible de watt crête.

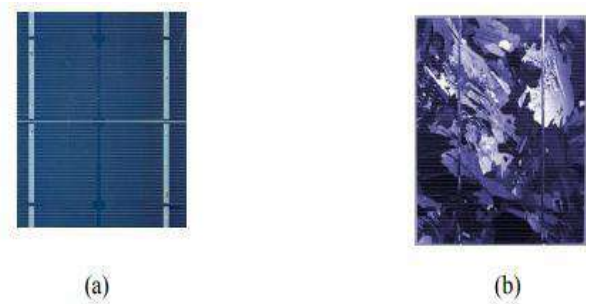


Figure (I-11): Photos de cellules monocristallines (a)et multi cristallines (b).

I.4.2.2. Silicium amorphe:

Une autre forme de silicium est également utilisée pour la fabrication de cellule photovoltaïque : le silicium amorphe hydrogène (a-Si- :H). L'avantage du silicium est qu'il est déposé à basse température ce qui permet l'utilisation de substrats à bas coût (verre)de plus, grâce à sa pseudo-largeur de bande interdite de 1.7Vet une absorption très importante, quelques micros suffisent [11].

Avec des jonctions multiples on peut atteindre des rendements de12% à 13% au laboratoire [12].

I.4.2.3. Cellules organiques:

Les cellules solaires à base de matériaux organiques ou de polymère sont caractérisées par leur faible coût, matière première illimité, facilité de mise en œuvre, dispositifs souples … [11].

Il existe aujourd'hui des cellules photovoltaïques organiques dont le rendement dépasse la barre de 10% [11].

I.4.2.4. Cellules Composites (CIS, CIGS et CdTe):

D'autres matériaux sont également utilisés : le tellurure de cadmium (CdTe), le séléniure de cuivre et d'indium (CIS) et galium (CIGS).Ces technologies basées sur des films minces sont encore très couteuses mais elles laissent espérer des rendements élevés et une durée de vie moins équivalente au silicium [11].

I.5. Les composants d'une installation photovoltaïque:

La connexion directe d'un panneau solaire à une charge peut endommager le panneau et conduit à des pertes de la puissance, donc plusieurs composants sont inclus dans une installation PV parmi ces composants on peut citer :

I.5.1. Système de stockage (batterie):

Comme l'énergie solaire est faible durant les journées ombrées et indisponible pendant la nuit, l'utilisation des éléments de stockage est indispensable pour stocker le surplus de production pour satisfaire le besoin des charges [13].

Plusieurs types de batteries sont inclus dans les installations PV :

- Les batteries au Plomb acide.
- Les batteries au Nickel-cadmium.
- Super capacitor.

I.5.2. Les convertisseurs continu- continu DC/DC (Les Hacheurs):

Les convertisseurs **continu- continu** permettent de faire varier la valeur moyenne de la tension continue à leur sortie, le choix de l'hacheur selon le besoin de la charge en tension élevée ou courant élevé. Les hacheurs sont classés en trois grandes familles et qui sont :

- ✓ les hacheurs dévolteurs : abaissent la tension de sortie ;
- ✓ les hacheurs survolteurs : permettent d'avoir une tension de sortie élevée à celle de l'entrée ;
- ✓ les hacheurs survolteurs-dévolteurs : combinent le fonctionnement des hacheurs survolteurs et dévolteurs.

I.5.3. Les convertisseurs DC/AC(les onduleurs):

La conversion continue alternative a pour rôle la transformation d'un signal de tension (ou de courant) continu en un signal de tension (ou de courant) alternatif d'amplitude, de fréquence et de phase désirées. Cette transformation s'opère dans un convertisseur appelé onduleur Figure (I-12), aussi on distingue deux grands groupes : les onduleurs de tension et les onduleurs de courant. Ils

sont associés pour alimenter une charge à courant alternatif et connecter l'installation au réseau de distribution.

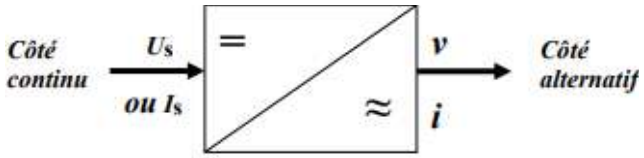


Figure (I-12): le convertisseur continu-alternative.

Il existe plusieurs types d'onduleurs utilisés dans les installations photovoltaïques dont on peut citer :

- ✓ les onduleurs monophasés ;
- ✓ les onduleurs triphasés ;
- ✓ les onduleurs multi-niveaux.

I.5.4. Régulateurs et éléments de protection:

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système PV qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser sa durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complet, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives.

A partir de ce moment il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complet, un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui peut créer un court-circuit. Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

1-La protection des batteries contre les surcharges et décharges profondes,

2-L'optimisation de transfert d'énergie du champ PV et l'utilisation.

Les régulateurs de charge de système photovoltaïque autonome peuvent se classer en quatre groupes principaux :

a- Les régulateurs de charge parallèle (shunt),

b- Les régulateurs de charge sérient,

c- Les régulateurs PWM,

d- Les régulateurs MPPT (maximum power point tracking).

I.6. Paramètres photovoltaïques:

I.6.1. Facteur de forme (FF):

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique I(V) pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV: c'est le facteur de remplissage ou fil facteur (FF).Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximal que peut délivrer la cellule notée P_{MAX} et la puissance formée par le rectangle I_{CC}*V_{OC} plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleurs cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales [15].

Il est défini par la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} + I_{cc}} \qquad \text{(I-8)}$$

I.6.2. Le rendement η:

Le rendement, η des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance, il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente, P_{in}

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \left(\frac{FF.V_{co}.I_{CC}}{P_{in}}\right) \qquad \text{(I-9)}$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert.

Le rendement de conversion est un paramètre essentiel, en effet la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule.

I.6.3. Le courant court-circuit I_{CC}:

Il s'agit de courant de mesure lorsque le potentiel appliqué est nul.C'est le plus grand courant que la cellule peut fournir. Celui-ci est en fonction de la température, de la longueur d'onde du rayonnement, de la surface active de la cellule et de la mobilité des porteurs.Ce courant est linéairement dépendant de l'intensité lumineuse reçue.

I.6.4. La tension de circuit ouvert V_{CO}:

C'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge ou lorsqu'elle est connectée à une charge de résistance infinie. Elle dépend essentiellement du type de cellule solaire (jonction PN et diode Schottky), des matériaux de l'interface active-électrode. Elle dépond aussi de l'intensité lumineuse reçue [16].

$$V_{co} = \left(\frac{KT_c}{q}\right) log\left(\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) + 1\right) \quad \text{(I-10)}$$

Avec :

$\boldsymbol{C}$: Le potentiel thermodynamique.

$\boldsymbol{K}$: La constante Boltzmann ($1{,}381*10^{-23}$j/kelvin).

$\boldsymbol{q}$: La charge d'électron.

$\boldsymbol{T_C}$: La Température absolue.

$\boldsymbol{I_S}$: Courant de saturation inverse.

$\boldsymbol{I_{Ph}}$: Le photo courant.

On peut observer deux régimes d'après la figure (I-13) :

- **Régime des faibles éclairements : dans ce cas $I_{Ph} << I_S$, ce permet d'écrire** :

$$log\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) = \left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) \quad \text{(I-11)}$$

D'où :

$$V_{co} \approx \left(\frac{KT_c}{q}\right)\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) \quad \text{(I-12)}$$

C'est la zone de comportement linéaire de la cellule .La formule précèdent peut s'écrire aussi [17].

$$V_{CO} = R_0 \times I_{Ph} \quad \text{(I-13)}$$

$$R_0 = \left(\frac{KT_c}{q \times I_c}\right) \quad \text{(I-14)}$$

R_0 : La résistance interne de la diode en polarisation externe nulle(circuit ouvert)et sous faible éclairement.

- **Régime des flux lumineux suffisamment intenses pour que $I_{Ph} >> I_S$,**

$\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) \gg 1$

D'où :

$V_{co} = (\frac{KT_C}{q})(\frac{I_{ph}}{I_s})$ (I-15)

C'est le domaine de comportement logarithmique figue (I-13)

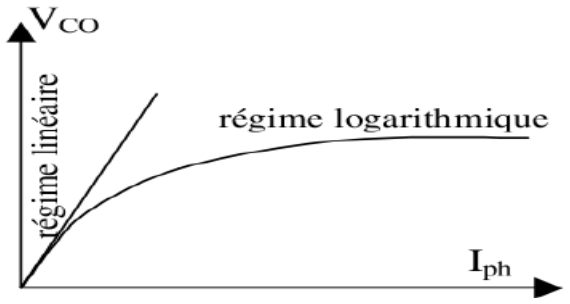


Figure (I-13): Différents régimes d'une cellule solaire selon la puissance d'éclairement.

Il est important de remarquer que cette tension augmente avec log de I_{Ph} donc avec le log de l'illumination .En revanche elle décroit avec la température malgré le terme $(\frac{KTc}{q})$.En effet, le courant de saturation, I_S dépend de la surface de la diode (donc de la cellule) et des caractéristiques de la jonction : il varie exponentiellement avec la température et cette dépendance en température compense largement le terme $(\frac{KTc}{q})$. Donc la tension de circuit ouvert V_{CO} baisse avec la température, ce qu'on doit prendre en considération dans le dimensionnement des systèmes [18].

I.7. L'influence de différentes conditions climatiques sur le module PV:

I.7.1. Influence de température:

La figure (I-14) représente les courbes courant-tension pour différentes températures de fonctionnement de la cellule PV.

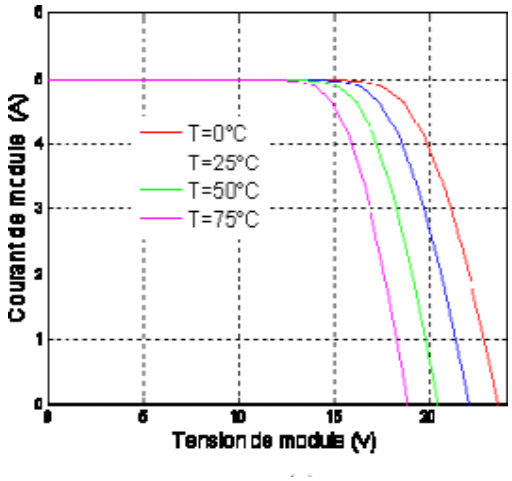


Figure (I-14): Influence de la température sur les caractéristiques I(V) d'un module PV.

On remarque que la température à une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit, par contre la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extraite diminue.

Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.

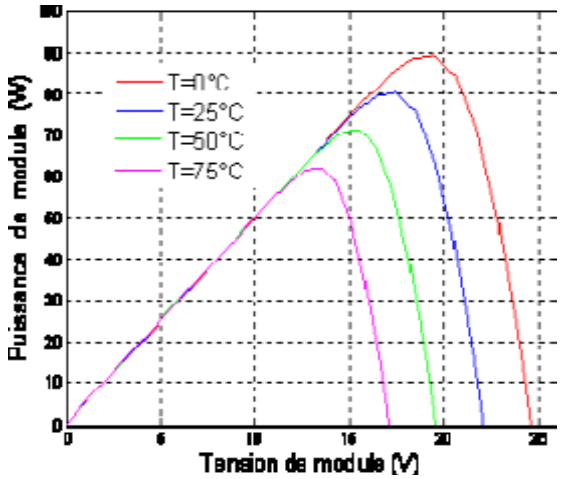


Figure (I-15):Evaluation de la caractéristique P(V) en fonction de la température d'un module PV.

I.7.2. Influence d'irradiation:

La valeur du courant court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité de rayonnement. Par contre la tension de circuit ouvert ne varie pas dans les même proportions, elle reste quasiment identique même a faible éclairement.

L'irradiation standard internationalement acceptée est mesurée suivant la réponse des panneaux PV exposés à une intensité de rayonnement 1000w/m^2 et une température de 25 C.

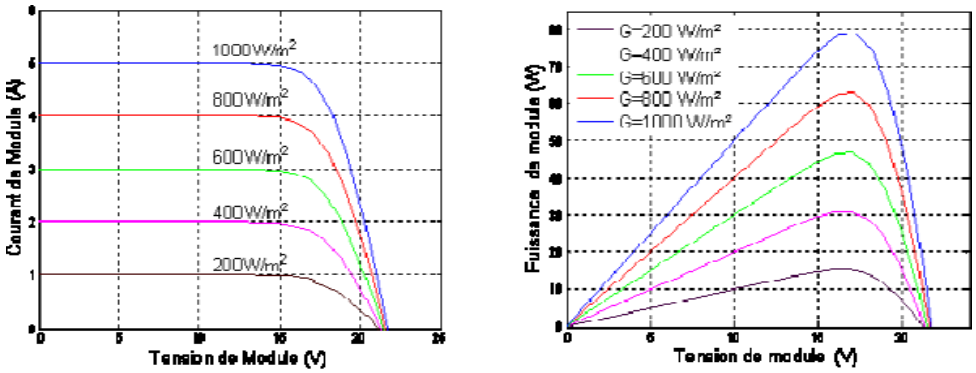


Figure (I-16): Evaluation de caractéristique I(V) (a) et P(V) (b) en fonction d'irradiation.

I.8.Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons parlé sur les généralités des systèmes photovoltaïques etprésenté les différentes caractéristiques du générateur photovoltaïque, et les paramètres à prendre enconsidération pour avoir un bon rendement du système.

Et comme les PV sont non linéaires, l'utilisation d'un convertisseur DC/DC et sa commandeMPPT pour exploiter le maximum de puissance disponible est très important. Pour cela, les différents convertisseurs DC/DC et leurs spécifications seront présentés dans le chapitre suivant.

Chapitre II : Les différents hacheurs utilisés dans une installation photovoltaïque.

II.1. Introduction:

Dans un système de conversion des énergies renouvelables, des convertisseurs continu- continu sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le courant continu en une autre forme de courant continu (abaisser sa valeur ou l'augmenter) selon le besoin de la charge à alimenter. Trois types d'hacheurs sont souvent utilisés dans le domaine des énergies renouvelables: hacheurs survolteurs, dévolteurs et survolteurs-dévolteurs.

L'emploi des convertisseurs a eu un grand challenge pour le transfert d'un maximum de puissance de la source de production vers la charge avec moins de pertes.

Le but de ce chapitre est l'étude de quelques types de convertisseurs DC-DC, utilisés dans les systèmes photovoltaïques.

II.2. Les convertisseurs DC-DC ou 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 [21].

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 [22].

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 faibleondulation [23].

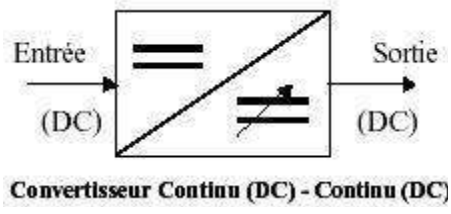


Figure (II.1): Symbole d'un convertisseur DC-DC.

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 [24].

La technique du découpage apparue dans les années soixante environ a apporté une solution au problème du mauvais rendement et de l'encombrement des alimentations séries. Dans une alimentation à découpage Figure (II.1), la tension d'entrée est "hachée" à une fréquence donnée par un transistor alternativement passant et bloqué. Il en résulte une onde carrée de tension qu'il suffit de lisser pour obtenir finalement une tension continue [24].

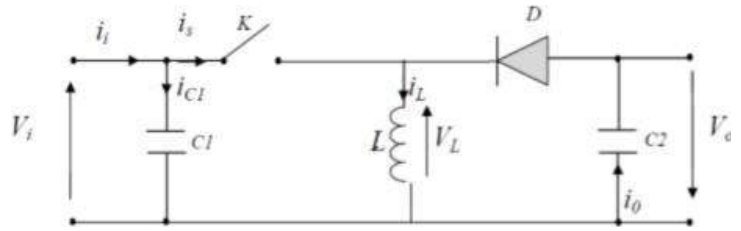


Figure (II.2): Schéma de principe d'un type d'alimentation à découpage.

D'un point de vue circuit, le hacheur apparaît comme un quadripôle (figure II.2), jouant le rôle d'organe de liaison entre deux parties d'un réseau. On peut le considérer comme un transformateur de grandeurs électriques continues [24].

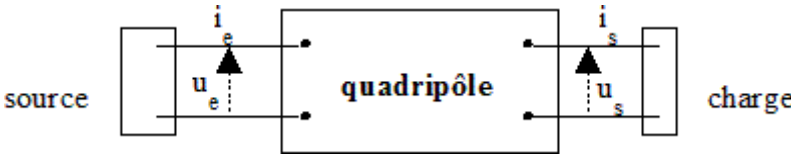
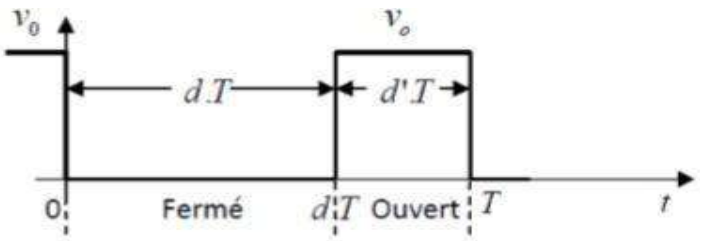


Figure (II.3): Schéma d'un quadripôle électrique.

La régulation de la tension de sortie à un niveau constant est réalisée par une action sur le "rapport cyclique", défini comme la fraction de la période de découpage où l'interrupteur est passant (figure II.3). L'interrupteur est un dispositif semi-conducteur en mode tout-rien (bloqué – saturé), habituellement un transistor MOSFET. Si le dispositif semi-conducteur est bloqué son courant est zéro et par conséquent sa dissipation de puissance est nulle. Si le dispositif est dans l'état saturé la chute de tension à ses bornes sera presque zéro et par conséquent la puissance perdue sera très petite [24].

Pendant le fonctionnement du hacheur le transistor sera commuté à une fréquence constante f_s , avec un temps de fermeture qui est égale à T_{ds} et un temps d'ouverture qui est égale à $(1-\alpha)\ T_s$. Ou :

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



Figure(II.4) : périodes fermeture et ouverture d'un commutateur.

Il existe plusieurs types des convertisseurs DC-DC. Parmi lesquels on présente le principe des trios types des convertisseurs à découpage (dévolteur, survolteur et survolteur dévolteur), utilisés fréquemment dans les systèmes photovoltaïques pour générer les tensions et les courants souhaités ainsi que pour l'adaptation des panneaux solaires avec les déférentes charges [25, 26, 24,27].

II.2 .1. Type des hacheurs:

Les hacheurs sont 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.
- Des 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 trois types de convertisseurs statiques (ou hacheurs).

- Hacheur abaisseur (ou buck),
- Hacheur élévateur (ou boost),
- Hacheur abaisseur- élévateur (buck-boost).

II.2.1.1. Hacheur dévolteur (buck):

Le convertisseur dévolteur peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom d'hacheur buck ou hacheur série. La figure (II.5) présente le schéma de principe du convertisseur dévolteur. Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie inférieure, où le rapport de conversion $M = \frac{V0}{V_1}$change avec le rapport cyclique du commutateur.

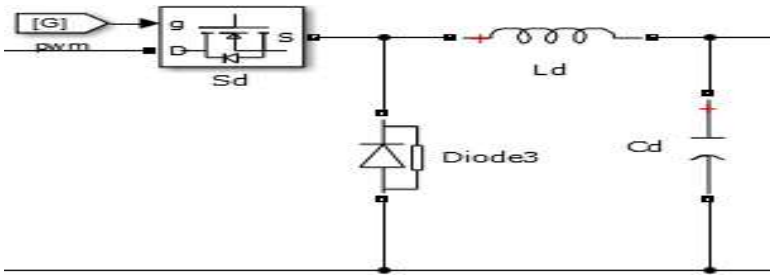


Figure (II.5) : Schéma équivalent d'un hacheur dévolteur.

a. Fonctionnement:



Figure (II.6): Les deux configurations d'un convertisseur Buck suivant l'état de l'interrupteur.

Dans l'état passant, l'interrupteur S est fermé, la tension aux bornes de l'inductance vaut :

$$V_L = V_i - V_0 \qquad \text{(II-1)}$$

Le courant traversant l'inductance augmente linéairement. La tension aux bornes de la diode étant négative, aucun courant ne la traverse.

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 αTe y a une tension appliquée aux bornes de la diode. 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 ϵ [αTe, Te] 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 [28].

Les chronogrammes de la figure (II.4) sont tracés dans le cas d'une conduction continue, (tracés dans le cas idéal) 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 [28].

$$V_0 = \alpha \, . V_i \qquad \text{(II-2)}$$

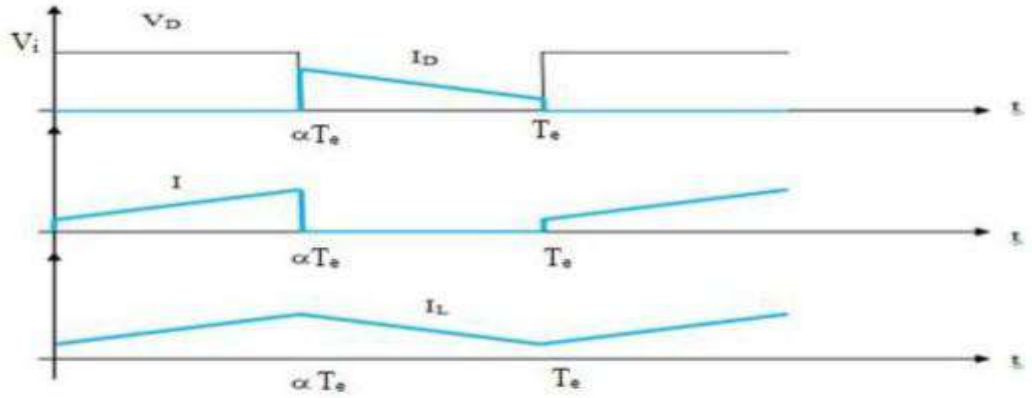


Figure (II.7) : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck.

a.1. Conduction continue:

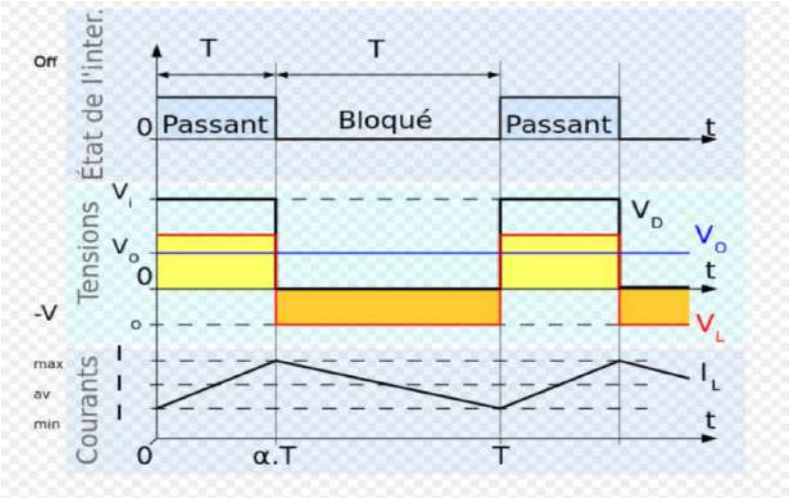


Figure (II.8): Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Buck.

Quand un convertisseur Buck travaille en mode de conduction continue, le courant $I_L$traversant l'inductance ne s'annule jamais. La figure (II-8) montre les formes d'ondes du courant et de la tension dans un convertisseur Buck.

Le taux d'accroissement de I_L est donné par :

$$V_L = L \frac{dI}{d_t} \quad \text{(II-3)}$$

Avec : - V_L égale $V_i - V_0$ pendant l'état passant ;

-V_o durant l'état bloqué.

Par conséquent, l'augmentation de I_L durant l'état passant est donnée par :

$$\Delta I_{Lon} = \int_0^{\alpha.T} dI_L = \int_0^{\alpha.T} \frac{V_L}{L} dt = \frac{(V_i - V_0)\alpha.T}{L} \quad \text{(II-4)}$$

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

$$\Delta I_{Loff} = \int_0^{\alpha.T} dI_L = \int_{\alpha.T}^{T} \frac{V_L}{L} dt = \frac{V_0.(T-\alpha.T)}{L} \quad \text{(II-5)}$$

Si on considère que le convertisseur est en régime permanent, l'énergie stockée dans chaque composant est la même au début et à la fin de chaque cycle de commutation. En particulier, l'énergie stockée dans l'inductance est donnée par :

$$e = \frac{1}{2} \times L I_L^2 \quad \text{(II-6)}$$

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

$$\Delta I_{Lon} + \Delta I_{Loff} = 0 \quad \text{(II-7)}$$

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

$$\frac{V_i - V_0 .\alpha.T}{L} - \frac{V_0.(T-\alpha.T)}{L} = 0 \quad \text{(II-8)}$$

Ce qui peut se réécrire de la façon suivante :

$$V_0 = \alpha V_i \quad \text{(II-9)}$$

Grâce à cette équation, on peut voir que la tension de sortie varie linéairement avec le rapport cyclique. Le rapport cyclique étant compris entre 0 et 1, la tension de sortieV_0 est toujours inférieure à celle d'entrée. C'est pour cela que l'on parle parfois de dévolteur.

a.2. Conduction discontinue:

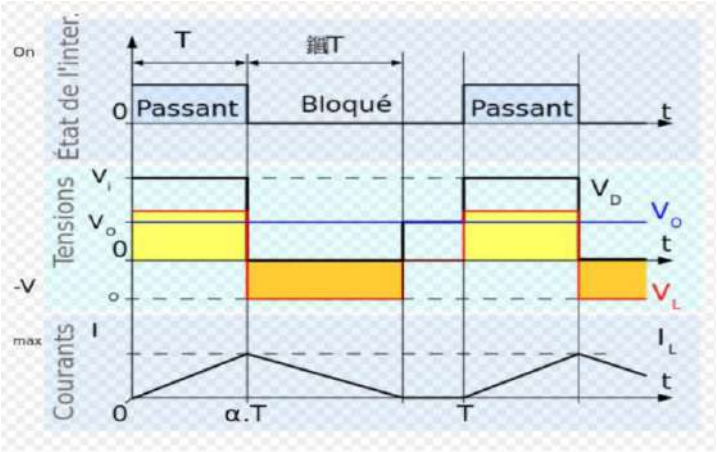


Figure (II.9): Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Buck en conduction discontinue.

Dans certains cas la quantité d'énergie demandée par la charge est assez faible pour être transférée dans un temps plus court qu'une période de commutation. Dans ce cas le courant traversant l'inducteur s'annule pendant une partie de la période. La seule différence avec le principe de fonctionnement décrit précédemment est que l'inductance est complètement déchargée en début de cycle (les formes d'ondes sur la figure (II.9)). Bien que faible, la différence entre conduction continue et discontinue a un fort impact sur la formule de la tension de sortie. La tension de sortie peut être calculée de la façon suivante :

On considère toujours que le convertisseur a atteint le régime permanent. L'énergie stockée dans les composants est donc la même en début et en fin de cycle (elle est nulle dans le cas de la conduction discontinue). Cela engendre aussi que la tension moyenne aux bornes de l'inductance (V_L) est nulle. Ceci se traduit sur la figure (II-4), par une égalité de l'aire des rectangles jaune et orange :

$$(V_i - V_0)\ .\alpha.T - V_0\delta.\mathrm{T} = 0 \qquad \text{(II-10)}$$

$$\delta = \frac{Vi-Vo}{Vo}.\alpha \qquad \text{(II-11)}$$

En supposant que le condensateur de sortie est suffisamment important pour maintenir la tension de sortie constante pendant un cycle de commutation, le courant de sortie délivré à la charge (I_s) est constant. Cela implique que le courant traversant le condensateur est de valeur moyenne nulle. Par conséquent nous avons :

$$I_L = I_s \quad \text{(II-12)}$$

Avec $I_L$le courant moyen traversant l'inductance. Comme on peut le voir sur la figure(II.9), le courant I_L traversant l'inductance est de forme triangulaire. Par conséquent la valeur moyenne de $I_L$peut donc être calculée géométriquement de la façon suivante:

$$I_L = \left(\frac{1}{2}\, I_{Lmax} \,.\, \alpha.T I_{Lmax} \,.\, \delta.T\right)\frac{1}{T} = \frac{I_{Lmax}\ (\alpha.\delta)}{2} = I_s \quad \text{(II-12)}$$

Le courant dans l'inductance est nul en début de cycle puis augmente pendant αT jusqu'à atteindre I_{Lmax} Cela veut dire queI_{Lmax} est égale à :

$$I_{Lmax} = \frac{Vi-V0}{L}\,\alpha.\mathrm{T} \quad \text{(II-13)}$$

En remplaçant I_{Lmax} dans les relations précédentes par son expression, on obtient :

$$I_s = \frac{V_i-V_0\ \ \alpha.T(\alpha+\delta)}{2L} \quad \text{(II-14)}$$

On remplace δ par son expression :

$$\mathrm{I_s} = \frac{V_i-V_0\ \ \alpha.T(\alpha+\frac{V_i-V_0}{V_{V0}}+\alpha)}{2L} \quad \text{(II-16)}$$

Qui peut se mettre sous la forme :

$$\mathrm{V_0} = \mathrm{V_i}\frac{1}{\frac{2LI_s}{\alpha^2.V_i.T}+1} \quad \text{(II-17)}$$

On peut voir que l'expression de la tension de sortie est bien plus compliquée que celle obtenue pour la conduction continue. En effet, la tension de sortie dépend non seulement de la tension d'entrée (V_i)et du rapport cyclique α mais aussi de la valeur de l'inductance (L), de la période de commutation (T) et du courant de sortie (I_s).

a.3.Modèle mathématique équivalent:

Pour savoir le comportement réel de ce convertisseur il est nécessaire de connaître en détail son modèle mathématique. Pour cela nous devons faire la représentation du circuit équivalent par les deux états du commutateur et de tirer par suite le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie.

La figure (II.10) montre les schémas des circuits équivalents d'un convertisseur dévolteur dans les deux cas : l'interrupteur fermé pendant $\boldsymbol{dT_s}$ et l'interrupteur ouvert pendant $\boldsymbol{(1-\alpha)\ T_S}$ [25, 26, 24, 27].

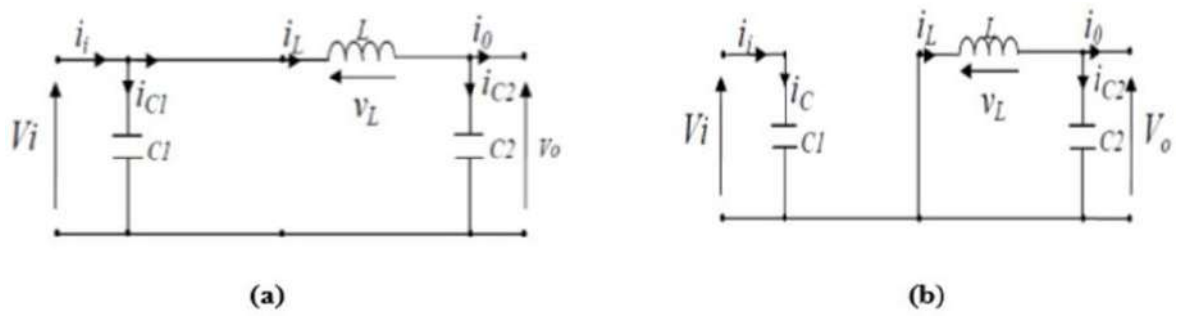


Figure (II.10) : Schémas équivalents du hacheur dévolteur.

(a) : S fermé, (b) : S ouvert.

En appliquant les lois de Kirchhoff sur les deux circuits de la figure (II.10), on obtient les systèmes d'équations suivants :

Pour la première période αT_s:

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dVi(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV0(t)}{dt} = i_L(t) - i_s(t) \\ V_L(t) = L \frac{dLi}{dt} = V_i(t) - V_0(t) \end{cases} \quad \text{(II-18)}$$

Pour la deuxième période (1 -α) Ts :

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dVi(t)}{dt} = i_i(t) \\ i_{c2}(t) = L \frac{dLi(t)}{dt} i_L(t) - i_s(t) \\ V_l(t) = L \frac{dI_L}{dt} = -V_0(t) \end{cases} \quad \text{(II-19)}$$

Pour trouver une représentation dynamique valable pour toute la période T_s, on utilise généralement l'expression suivante [24] :

$$< \frac{dx}{dt} > T_s = \frac{dx}{dt\ \alpha T_s} dT_s + \frac{dx}{dt\,(1-\alpha)T_s} (1-\alpha) T_s \quad \text{(II-20)}$$

En appliquant la relation (II. 20) sur les systèmes d'équations (II.18) et (II.19), on obtient les équations qui régissent le système sur une période entière :

$$\begin{cases} C_1 \frac{dVi(t)}{dt} T_s = dT_s(i_i + i_L) + (1-\alpha)\, T_s i_i \\ C_2 \frac{dV0(t)}{dt} T_s = dT_s(i_L - i_s) + (1-\alpha)\ T_s(i_L + i_s) \\ L \frac{di_L}{dt} = dT_s(V_i - V_0) + (1-\alpha) T_s(-V_0) \end{cases} \quad \text{(II-21)}$$

Après arrangement, on obtient :

$$\begin{cases} i_s(t) = i_L\ t\ - C_2 \frac{dV0(t)}{dt} \\ i_L(t) = \frac{1}{\alpha} (i_i\ t\ - C_1 \frac{dVi\ t}{dt}) \\ V_i(t) = \frac{1}{\alpha} (L \frac{diL\ t}{dt} + V_0(t)) \end{cases} \quad \text{(II-22)}$$

II.2.1.2. Hacheur survolteur:

Ce dernier est un convertisseur survolteur, connu aussi sous le nom de « boost » ou hacheur parallèle, son schéma de principe de base est celui de la figure (II.11).Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure [24].

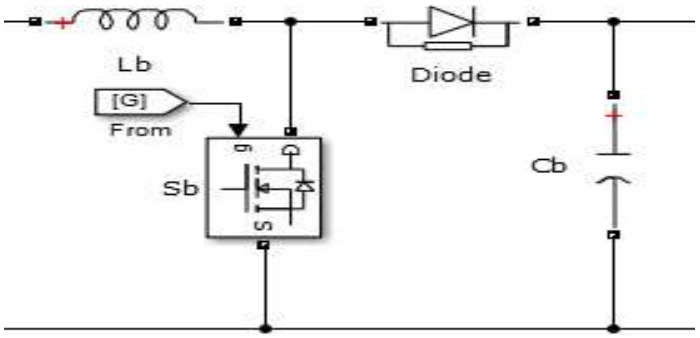


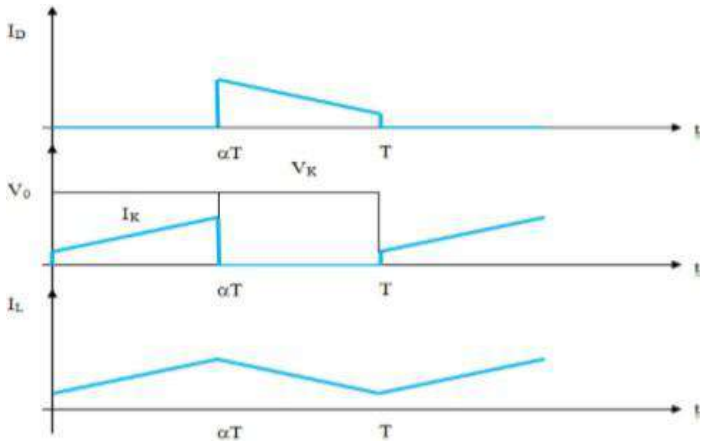
Figure (II.11): Schéma équivalent d'un hacheur survolteur.

a. Fonctionnement:

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée $\alpha. T_e$, le courant dans l'inductance croît linéairement. La tension aux bornes de S est nulle. Pendant le temps t ϵ [αT_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. On a alors $V_k = V_0$.

En écrivant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle, on arrive à [28] :

$$V_0(1-\alpha) = V_i \qquad \text{(II-23)}$$



Figure(II.12): Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost.

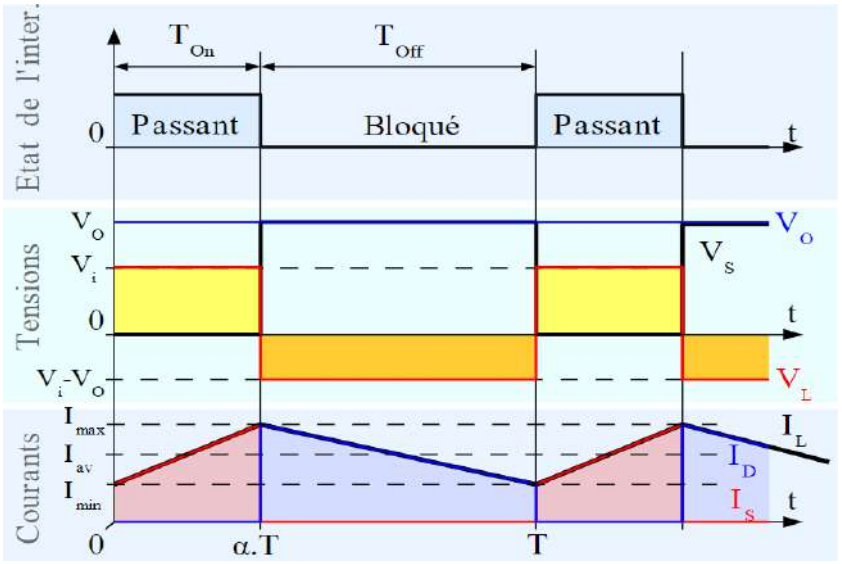


Figure (II.13) : Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Boost.

Quand un convertisseur Boost travaille en mode de conduction continue, le courant i_L traversant l'inductance ne s'annule jamais. La figure (II.13) montre les formes d'ondes du courant et de la tension dans un convertisseur Boost.

La tension de sortie est calculée de la façon suivante (en considérant les composants comme parfaits) :

Durant l'état passant, l'interrupteur S est fermé, entraînant l'augmentation du courant suivant la relation :

$$V_i = L \frac{\alpha IL}{dt} \qquad \text{(II-24)}$$

À la fin de l'état passant, le courant I_L a augmenté de :

$$\Delta I_{Lon} = \int_0^{\alpha T} dI_L = \int_0^{\alpha T} \frac{V_i . dt}{L} = \frac{V_i . \alpha . T}{L} \qquad \text{(II-25)}$$

α étant le rapport cyclique. Il représente la durée de la période T pendant laquelle l'interrupteur S conduit α est compris entre 0 (S ne conduit jamais) et 1 (S conduit tout le temps).

Pendant l'état bloqué, l'interrupteur S est ouvert, le courant traversant l'inductance circule à travers la charge. Si on considère une chute de tension nulle aux bornes de la diode et un condensateur suffisamment grand pour garder sa tension constante, l'évolution de I_L est:

$$V_i - V_0 = L \frac{dIL}{dt} \qquad \text{(II-26)}$$

Par conséquent, la variation de I_L durant l'état bloqué est :

$$\Delta I_{Loff} = \int_0^{(1-\alpha)T} dI_L = \int_0^{(1-\alpha)T} \frac{V_i - V_0.dt}{L} = \frac{(V_i - V_0)(1-\alpha)T}{L} \quad \text{(II-27)}$$

Si on considère que le convertisseur a atteint son régime permanent, la quantité d'énergie stockée dans chacun de ces composants est la même au début et à la fin d'un cycle de fonctionnement. En particulier, l'énergie stockée dans l'inductance est donnée par :

$$e = \frac{1}{2} \times LI_L^2 \quad \text{(II-28)}$$

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 S. Celui de la figure (II.14) présente le circuit équivalent du boost lorsque S est fermé c-à-d d'entre [0,αTe].[28].

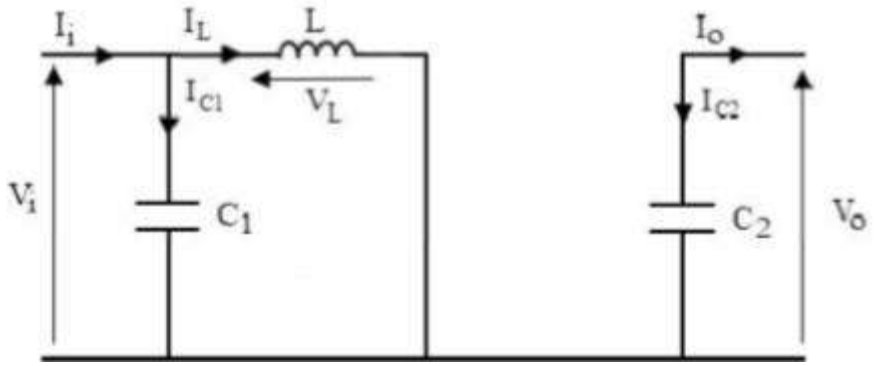


Figure (II.14): Schéma électrique d'un hacheur boost fermé.

Comme pour le convertisseur dévolteur l'application des lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents du convertisseur survolteur de la figure (II.14) des deux phases de fonctionnement donne [24]:

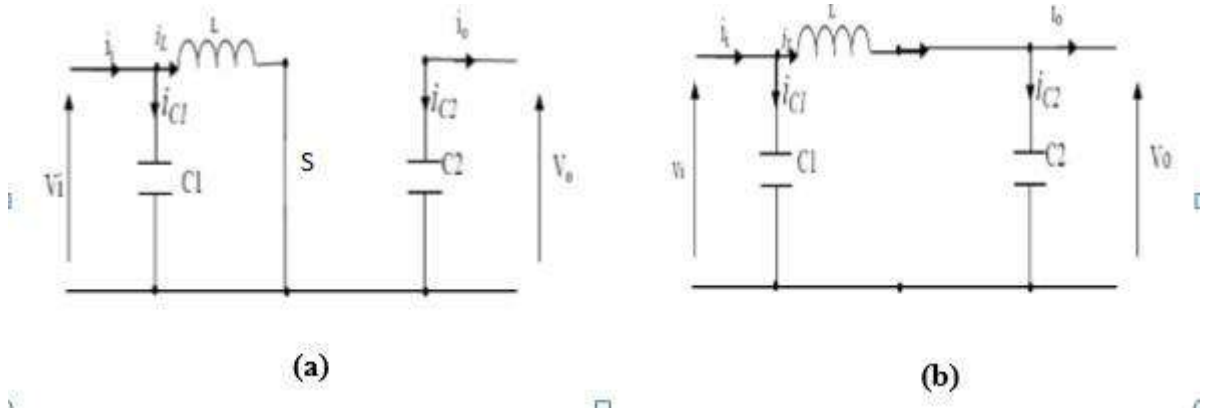


Figure (II.15) : Schémas équivalents du hacheur survolteur,

(a) : S fermé, (b) : S ouvert.

Pour la première période α.Ts :

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dVi\ t}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{c2}\ t\ = L \frac{dV0(t)}{dt} = -i_S(t) \\ V_L\ (t) = L(\frac{dLi}{dt}) = -V_i(t) \end{cases} \quad \text{(II-29)}$$

Pour la deuxième période (1-α) T :

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dVi(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV0(t)}{dt} = -i_L(t) - i_s(t) \\ V_L(t) = L(\frac{dI_L}{dt}) = V_i(t) - V_0(t) \end{cases} \quad \text{(II-30)}$$

En appliquant la relation (II.20) sur les systèmes d'équations (II.29) et (II.30), comme pour le convertisseur dévolteur on trouve le modèle approximé du convertisseur survolteur [24] :

$$\begin{cases} i_L = i_t - C_2 \frac{dV_i(t)}{dt} \\ i_s = (1-\alpha)\, i_t - C_2 \frac{dVi(t)}{dt} \\ V_i = L \frac{di_L}{dt} (1-\alpha) V_0 \end{cases} \quad \text{(II-31)}$$

II.2.1.3. Hacheur dévolteur-survolteur:

Le convertisseur dévolteur-survolteur combine les propriétés des deux convertisseurs précédents, il est utilisé comme un transformateur idéal de n'importe quelle tension d'entrée pour n'importe quelle tension de sortie désirée; son schéma de base est illustré par la figure (II.16) [24].

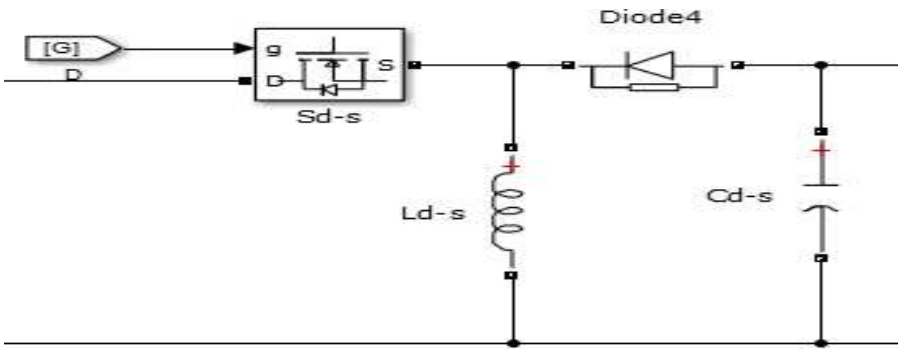


Figure (II.16) : Schéma équivalent d'un Convertisseur dévolteur-survolteur.

a. Fonctionnement:

Cette structure de convertisseur permet d'obtenir des tensions négatives à partir de tension positive.

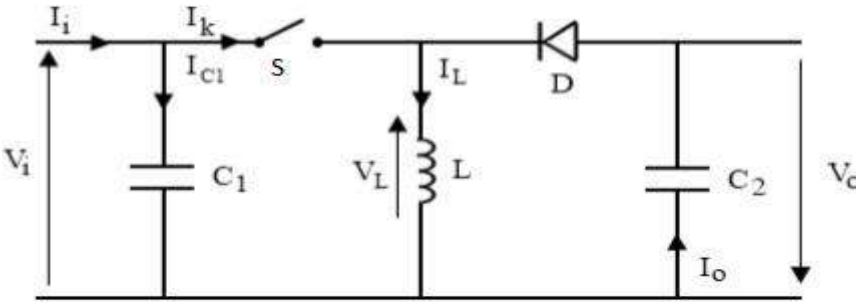


Figure (II.17) : Schéma électrique d'un hacheur buck- boost.

Le schéma de principe est présenté figure (II.17). Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée $\alpha.T_e$, le courant augmente linéairement. La tension est égale à V_i . À l'ouverture de S, la diodeprend le relais et la tensionV_L est égale à$-V_0$. Par définition la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle. Il en résulte que [29] :

$$V_i.\alpha.T = V_0\ 1-\alpha\ T \qquad \text{(II-32)}$$

Quand le rapport cyclique α > 0.5 le hacheur buck-boost fonctionne comme un hacheur boost.

Si le rapport cyclique α< 0.5 le hacheur buck-boost fonction comme un hacheur buck.

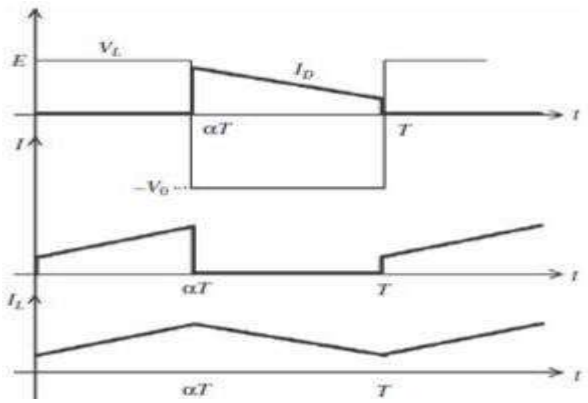


Figure (II.18): Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck-boost.

b.Modèle mathématique équivalent:

Lorsque l'interrupteur S est fermé le circuit équivalent est montré sur la figure (II.13)

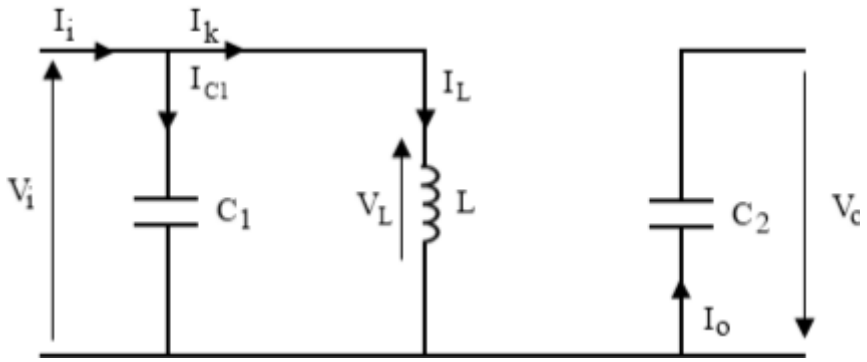


Figure (II.19) : Schéma électrique d'un hacheur buck- boost fermé.

En appliquant la loi de Kirchhoff à ce circuit on obtiendra les équations suivantes :

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dVi(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV0(t)}{dt} = -i_s(t) \\ V_L(t) = L(\frac{di_L}{dt}) = -V_i(t) \end{cases} \quad \text{(II-33)}$$

Lorsque l'interrupteur S est ouvert le circuit équivalent apparait à la figure (II.14)

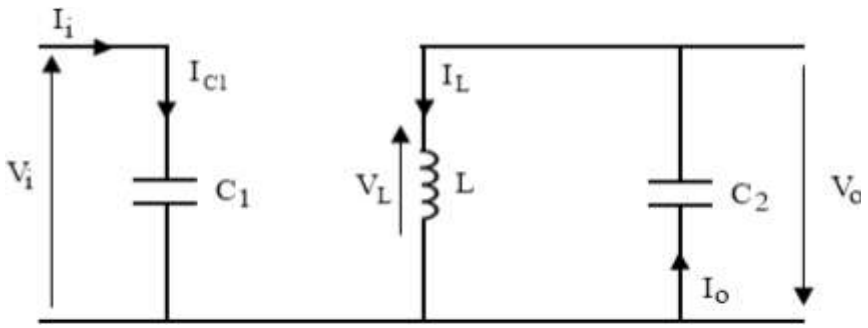


Figure (II. 20) : Schéma électrique d'un hacheur buck- boost ouvert.

Le modèle d'équation dans cette configuration est comme suit :

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dVi(t)}{dt} = i_i(t) \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV0(t)}{dt} = i_s(t) - i_L(t) \\ V_L(t) = L(\frac{di_L(t)}{dt}) = V_0(t) \end{cases} \quad \text{(II-34)}$$

II.3.2.Tableau récapitulatif du fonctionnement des hacheurs:

Hacheur	Le fonctionnement	Les équations
Hacheur survolteur	La tension moyenne de sortie V_s est supérieure à la tension d'entrée.	$V_s = \frac{E}{1-\alpha}$
Hacheur dévolteur	La tension moyenne de sortie V_s est inférieure à celle de l'entrée**.**	$V_s = \alpha \, . E$
Hacheur survolteur-dévolteur	La tension moyenne de sortie V_s peut être supérieure ou inférieure à celle de l'entrée en fonction de l'état de l'interrupteur (ouvert ou fermé).	$V_S = \frac{\alpha V_e}{1-\alpha}$

II.4.Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons exposé quelques topologies de base des alimentations à découpage, ce sont les différents convertisseurs continu-continu. Ce sont les convertisseurs dévolteur, survolteur et dévolteurs-survolteur, permettant de modifier la valeur de la tension (moyenne) d'une source de tension continue[1] avec un rendement élevé et peuvent être utilisé dans une installation photovoltaïque.

Nous avons aussi vue le fonctionnement et les caractéristiques électriques de ces convertisseurs d'une manière détaillée.

Dans le chapitre suivant nous allons étudier quelques méthodes MPPT basées sur contre réaction de puissance comme l'algorithme d'incrémentation de l'inductance et méthode de perturbation et observation.

Chapitre III : Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau.

III.1.Introduction:

Les problèmes d'approvisionnement en énergie rencontrés à l'échelle mondiale ne sont pas uniquement dus à la destruction de l'environnement et aux changements climatiques qui en découlent, mais bien aussi à une croissance de la consommation et à la tarification des ressources fossiles. Une consommation mondiale en hausse, en particulier en ce qui concerne l'énergie électrique et une tendance à la libéralisation sont à l'origine de changements considérables, tant dans le domaine des réseaux d'alimentation que pour le remplacement du parc des centrales électriques. Les conséquences, pour le moins préoccupantes, se répercutent sur la disponibilité et la qualité de l'énergie[30]. C'est pourquoi les solutions recherchées doivent être réalisables techniquement parlant tout en répondant aux exigences en matière de durabilité.

Dans ce chapitre, une étude descriptive générale des systèmes photovoltaïques reliés au réseau électrique est présentée. Cette étude comprend : la conception des systèmes photovoltaïques, leurs types, les problèmes produits, les techniques et les conditions des normes d'interconnexions.

III.2.Le photovoltaïque dans les systèmes énergétiques:

A l'heure actuelle, les consommateurs de l'énergie électrique sont surtout alimentés par des centrales électriques situées à de grandes distances. Ceci nécessite de longues lignes de transmission et réseaux de distribution. Ces réseaux d'alimentation fournissent au consommateur un courant alternatif présentant une fréquence et une tension pratiquement constantes (par exemple 220V pour 50 Hz). Il est concevable de compléter ces infrastructures par des systèmes décentralisés de génération de chaleur et d'électricité. Cette alimentation en énergie décentralisée se caractérise par des unités d'alimentation relativement petites et situées à proximité immédiate du consommateur. Ceci permet de faire une exploitation plus intense de l'électricité permettant ainsi d'améliorer l'utilisation de sources d'énergie sur le terrain (en particulier les énergies renouvelables d'origine solaire, éolienne ou hydraulique ou encore celle issue de la biomasse). En résumé, on peut parler d'une augmentation de l'efficacité globale allant de pair avec une amélioration de la situation économique qui répond aux critères de durabilité.

Cette structure décentralisée de l'alimentation en énergie correspond au caractère décentralisé des énergies renouvelables. En fonction des conditions régionales, leconcept peut être mis en application soit par le raccordement d'une installation photovoltaïque au réseau public, soit par le montage d'un système autonome ou en îlotage servant à alimenter les consommateurs éloignés non raccordés à un réseau d'alimentation. Ainsi, on peut opérer la classification des configurations des systèmes photovoltaïques décentralisés pour l'alimentation en courant alternatif comme suit:

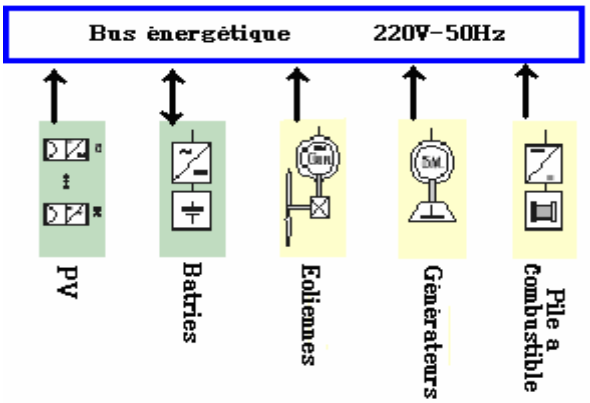
a)- Photovoltaïque dans les réseaux d'alimentation:

- Photovoltaïque seul.
- Photovoltaïque avec accumulateurs électriques.

b)- Photovoltaïque dans des applications éloignées du réseau:

- Systèmes photovoltaïque batterie.
- Systèmes hybrides photovoltaïques (avec présence d'autres sources).

Les configurations d'alimentation représentées par la Figure III.1 possèdent une structure modulaire. La structure couplée au réseau est l'application photovoltaïque qui prédomine actuellement dans les nations industrialisées que sont l'Europe, le Japon et les Etats-Unis[31] .



(Figure III.1)**:** Représentation de l'ingénierie des systèmes hybrides

Dans les applications photovoltaïques servant à la réalisation de solutions en îlotage pour l'alimentation de consommateurs éloignés non raccordés à un réseau public, l'installation *PV* est équipée de batteries afin d'augmenter la disponibilité de l'alimentation. Avec les applications relevant d'un domaine de puissance plus important, l'installation *PV* peut être combinée à d'autres générateurs d'énergie (par ex.générateurs éoliens, générateurs diesel) ou à des unités de stockage pour former un système hybride (voir Figure III.1).

Actuellement, les différents modèles de batteries au plomb sont le moyen d'accumulation qui prédomine dans les applications *PV* en îlotage. En raison des coûts élevés, on à recours à une batterie que pour l'accumulation d'énergie à court et moyen terme.

En guise de soutien, on intègre des générateurs supplémentaires, par exemple diesel ou micro-turbines. Ils ont une fonction de soutien et ont pour rôle d'augmenter la disponibilité de l'alimentation de ces systèmes photovoltaïques autonomes.

III.3.Technologies des onduleurs couplés au réseau:

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. 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.

L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de d'énergie électrique.

Pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces 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[32].

III.3.1.Onduleurs modulaires (module inverter):

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 solaire correspondant[33] .

III.3.2.Onduleurs centralisés (central inverter):

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif.

Le champ de cellules solaires est en règle générale constituées de plusieurs rangées connectées en parallèle.

Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série[33] .

III.3.3.Onduleurs "String" - ou"de Rangée":

L'onduleur String est le plus utilisé. Le plus souvent, huit (ou plus) de modules solaires sont connectés en série. Comme une seule connexion série est nécessaire, les coûts d'installation sont réduits. Ilest important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y a pas de perte, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé[33] .

Les installations jusqu'à 3 Kilowatt de puissance sont fréquemment réalisées avec un onduleur String. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs String en parallèle, côté courant alternatif. L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée est défaillante.

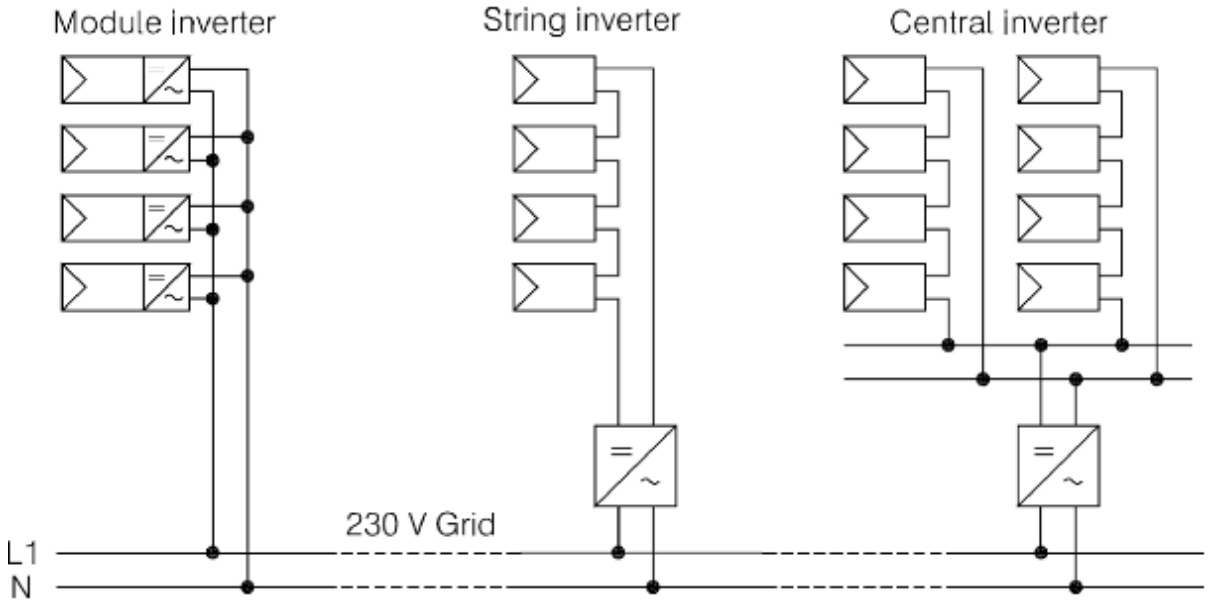


Figure (III.2**.)** Classification des onduleurs *PV* connectés au réseau [33]

Ils sont toujours conçus en triphasé. La plupart du temps, les systèmes (*PV)* sont installés dans les réseaux de distribution basse tension avec une puissance allant jusqu'à 30 *kVA.* Le type du réseau choisi au raccordement détermine la possibilité du choix des systèmes de surveillance, et la détection en cas d'islanding (défaut).

III.4.Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau:

Une première classification des (*CPCR)* en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante **:**

III.4.1.Centrales de petite taille *(Pw=1 à 10 KW):*

Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elles se connectent au réseau basse tension[34] .

III.4.2.Centrales de taille moyenne *(Pw=10 à 100 KW):*

Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille[34] **.**

III.4.3. Centrales de grande taille *(Pw≥500 KW)*

Ce sont des systèmes centralisés et sont du propriétés de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non [34].

III.5.Les différents types de systèmes photovoltaïques:

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi "Balace of System" ou BOS, comprend tous leséquipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser les modules, les câblages, la batterie en cas de stockage et sont régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif[35] .

IIII.5.1.Structure générale d'un système photovoltaïque:

Il existe deux types de structures de système photovoltaïque[35] :

- **Les systèmes à connexion directe au réseau** : cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque connecté directement, à l'aide d'un onduleur au réseau électrique.

- **Le système à bus continu intermédiaire** : Le générateur photovoltaïque est connecté par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée, celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique, on obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau.

Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable (230V).

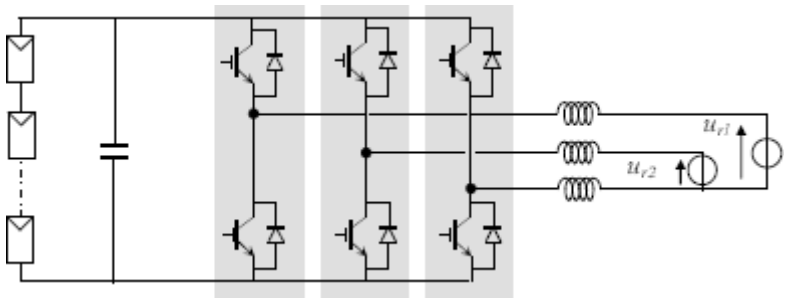
Dans la suite de cette partie, différents montages seront décrits, en précisant leurs avantages et inconvénients.

III.5.2.Systèmes *PV* connecté directement au réseau:

III.5.2.1.Structure à convertisseur unique:

Le dispositif présenté par la Figure III.3 est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles.

On associe plusieurs modules photovoltaïques en sérié pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (220 V). Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau. L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus, le contrôle du point de puissance maximum de la puissance est voisin, car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement[35] .

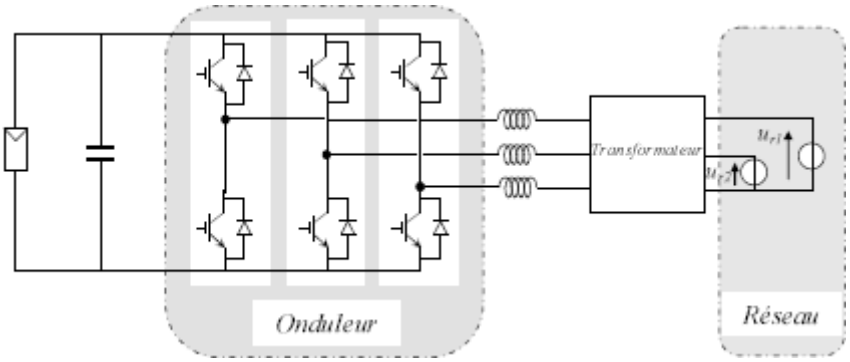


(Figure III.3**):**Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur

III.5.2.2.Structure avec bus à basse tension alternative:

La figure II.4 montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connecté au module photovoltaïque. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50 Hz. Cette tension esttransportée grâce à un bus alternatif (220 V – 50 Hz, exemple du schéma) vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré.

Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, puisqu'il assure la sécurité des personnels. Cependant, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant important qui traverse les câbles et qui génère des pertes joules. Il y a un compromis à faire au niveau de la tension du bus alternatif. D'une part, il faut que sa valeur crête soit inférieure à celle délivrée par les modules (même avec un faible ensoleillement). D'autre part, une tension faible dans ce bus diminue le rendement[35] .



(Figure III.4): Bus à basse tension alternative .

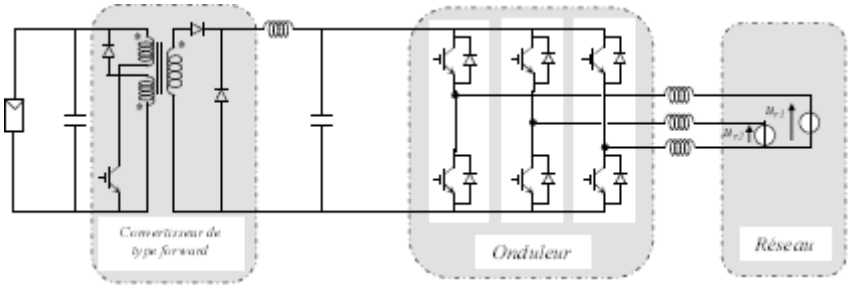
III.5.3.Système à bus continu intermédiaire:

III.5.3.1.Structure avec convertisseur forward:

La figure III.5 présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en série du module photovoltaïque jusqu'à 350 V (tension désirée). L'utilisation d'un transformateur pour la connexion au réseau n'est donc pas nécessaire, la conversion continu-alternative se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé. Les inconvénients majeurs de ce montage sont[35] :

- la capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module.
- Le bus continu supportera un signal en créneau qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite ; l'induction du transformateur compris dans le convertisseur génèrera des pertes de fuite.

- La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.



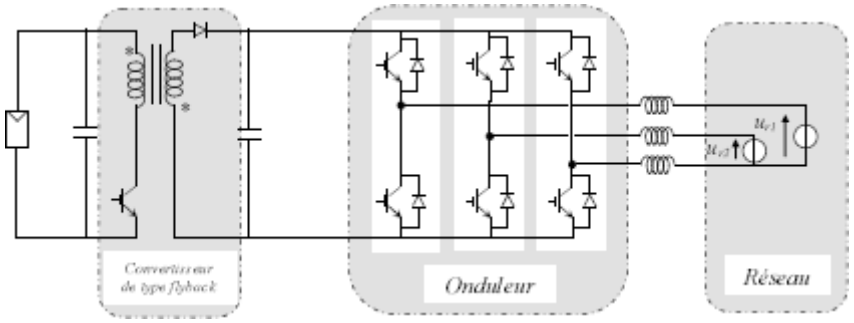
(Figure III.5): Convertisseur de type forward alimentant le bus continus .

III.5.3.2.Structure avec convertisseur de type fly-back:

La figure III.6 montre une structure à base d'un convertisseur de type fly-back qui élève la tension sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désirée.

La caractéristique principale du fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique.

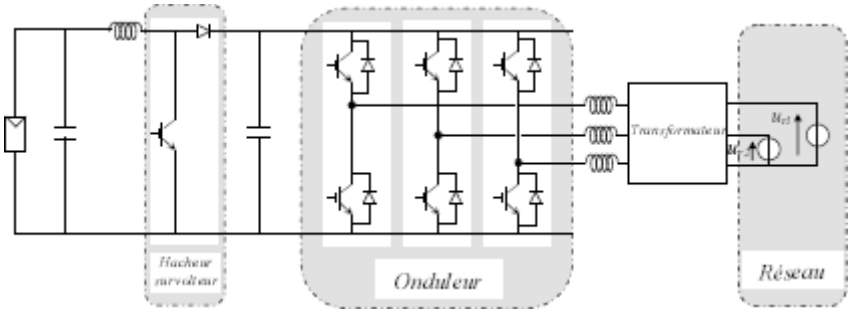
Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante et le transfert de puissance vers le réseau. L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qui augmente le coût de l'installation[35] .



(Figure III.6): Structure avec convertisseur de type fly-back .

III.5.3.3.Structure avec hacheur et onduleur:

La figure III.7 représente un hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque en une tension de (100 V) délivrée sur le bus continu. Avec lehacheur, il est difficile d'élever la tension en sortie des modules plus de 4 à 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale, puis un transformateur pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et pour assurer l'isolation entre la partie " production " et la partie " utilisation ". L'avantagede ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome. Le courant d'entrée est relativement lisse, c'est pour cela que la capacité peut être faible[35] .



(Figure III.7): Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé .

III.5.4.Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage:

Ces systèmes sont ainsi conçus pour fonctionner en parallèle et en interconnexion avec le réseau public d'électricité (figure III.8).

Le principal composant de ce type de système est l'onduleur. Il convertit la puissance continue *(DC)* obtenue à partir des modules *PV* en puissance alternative en respectant les conditions de qualité de la tension et de la puissance exigées par le réseau, avec une possibilité d'arrêt automatique quand le réseau n'est pas en fonctionnement.

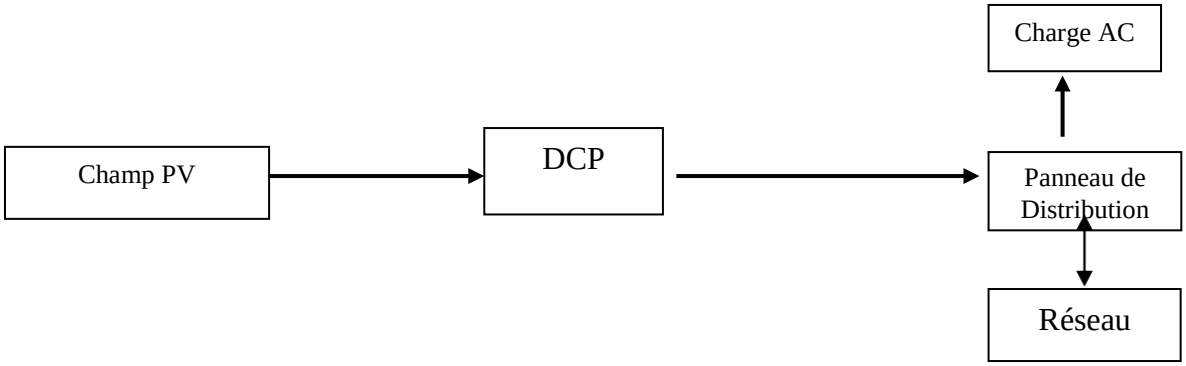
Une interface bidirectionnelle est placée entre la sortie alternative du système *PV* et le réseau constitué par un panneau de distribution. Cela permet de produire une puissance alternative à partir du système *PV* soit en alimentant directement toutes les charges

électriques, soit en injectant le surplus d'électricité (*PV)* dans le réseau lorsque les besoins sont plus importants. La nuit ou par faible ensoleillement durant les périodesoù les besoins des consommateurs sont supérieurs à la production (*PV),* le réseau fournit l'appoint nécessaire, l'équilibre énergétique peut être ainsi obtenue.

Lorsque le réseau est à l'arrêt, le système (*PV)* est automatiquement coupé et déconnecté du réseau à partir du panneau de distribution. Ce facteur de sécuritésupplémentaire est exigé pour s'assurer que la centrale (*PV)* est coupée du réseau lorsque celui-ci est hors service pour raison de maintenance ou autre (cette fonction estappelée îlotage ou islanding)[34] .

La maintenance des (*CPCR)* fonctionnant sans batterie, est particulièrement facile **:**

Elle se résume a la vérification de l'état de propreté des modules (*PV).*

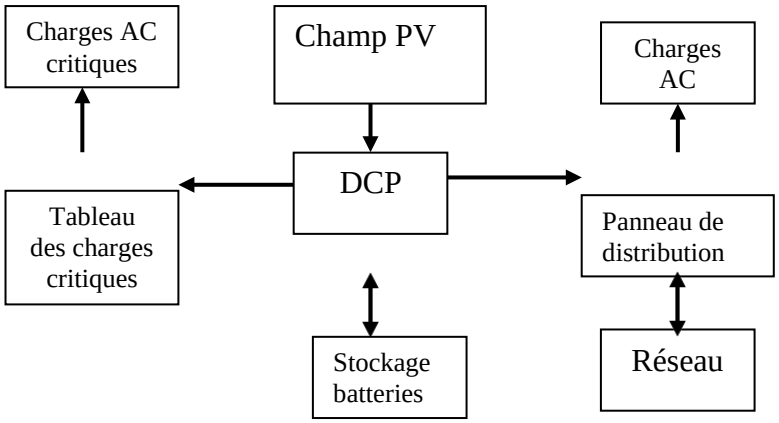


(Figure III.8)**:** Système PV connecté au réseau sans batterie de stockage .

III.5.5.Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie:

Ce type de système est utilisé généralement lorsqu'une puissance supplémentaire est nécessaire pour alimenter des charges critiques telles que la réfrigération, les pompes à eau, l'éclairage ou autres (Figure III.9)[34] .

Dans des circonstances normales, le système fonctionne en mode relié au réseau en alimentant toutes les charges ou en renvoyant la puissance en surplus sur le réseau tout en maintenant la batterie en pleine charge.



(Figure III.9) Système PV connecté au réseau avec batterie .

III.6.Configuration des Systèmes PV:

Les convertisseurs utilisés doivent être utile et compatibles pour le traitement de puissance et la synchronisation avec la puissance de service.

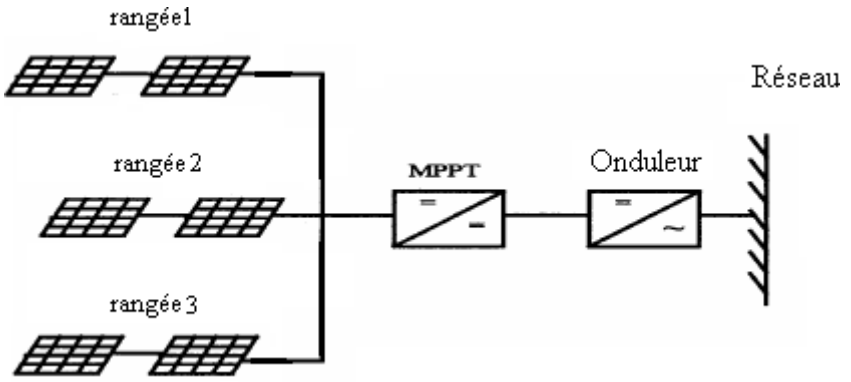
En général, quatre types de système PV connecté au réseau sans batterie de stockage sont identifiés, leurs configurations ont été conçues comme suivent[36] :

- Onduleur central (Central-plant inverter).
- Hacheur (Multiple-string dc–dc) avec un onduleur unique.
- Onduleur Multiple-string.
- Onduleur modulaire (Module-integrated inverter).

III.6.1.Onduleur central (Central-plant inverter):

Dans les onduleurs centraux, habituellement on utilise un grand onduleur pour convertir la puissance du côté *(DC-DC)* des modules (*PV)* à une puissance (*AC)* sur le côté alternatif. Dans ce système, les modules de (*PV)* sont en série pour former un panneau, et plusieurs de ces panneaux sont reliés en parallèle au hacheur .

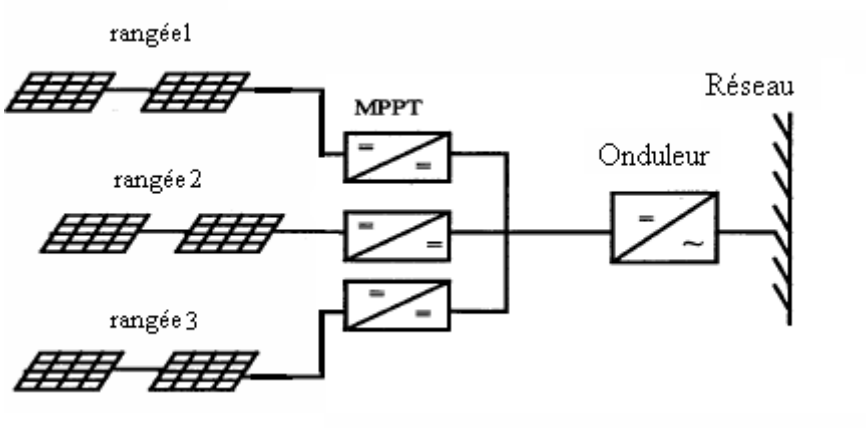
Le schéma bloc d'un tel arrangement est donné par la Figure.III.10 :



(Figure III.10)**:** Onduleur central (Central-plant inverter) .

III.6.2.Hacheur (Multiple-string DC–DC) avec un onduleur:

Le schéma du montage est donné par la Figure III.11, Dans le multiple-string du convertisseur *(DC-DC),* chaque hacheur boost possède un transformateur qui assure l'isolation galvanique et un lien de conversion commun *(DC-DC)* .

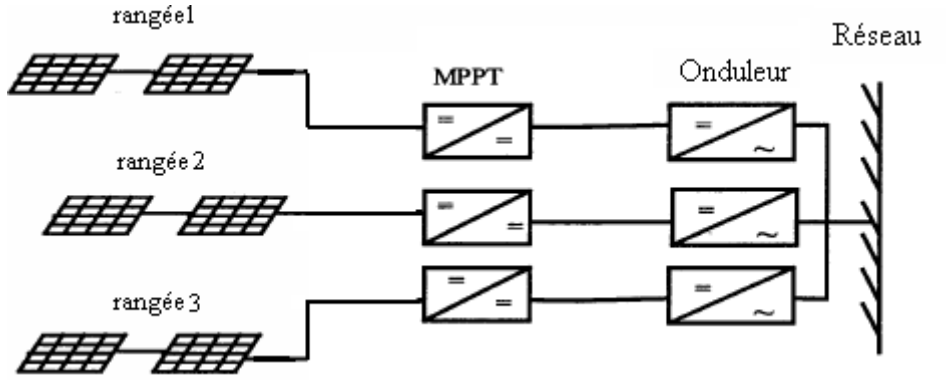


(Figure III.11). Hacheur (Multiple-string DC-DC) et l'onduleur .

III.6.3.Onduleur Multiple-string:

La Figure III.12 montre le schéma fonctionnel d'un système de conversion de multiple convertisseur (multiple-string). Il se comporte d'un ensemble de modules reliés en série du côté (*DC)*, et la conversion individuelle de la puissance de (*DC)* en (*AC)* est assurée par un petit onduleur.

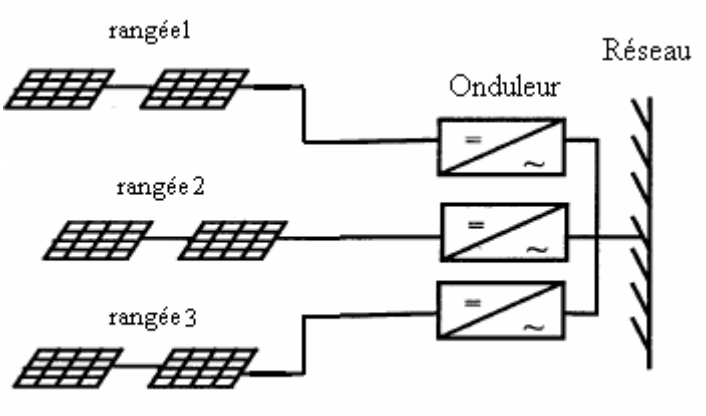
Beaucoup de tels onduleurs sont reliés en parallèle du côté *(AC).* Cet arrangement n'est pas affecté en ombrageant des panneaux. Il n'est pas aussi sérieusement affecté par l'échec de l'onduleur .



(Figure III.12**):** Onduleur Multiple-string .

III.6.4.Onduleur modulaire (Module-integrated inverter):

Dans les systèmes d'onduleur modulaire de la Figure III.13, chaque module photovoltaïque aura un petit onduleur (typiquement 50W à 300W) et aucun câblage n'est requis. On prévoit de petits onduleurs pour réduire le coût .



(Figure III.13)**:** Onduleur modulaire **(**Module-integrated inverter) .

III.7.Caractéristiques des onduleurs compatibles avec le réseau:

Les critères de compatibilité de l'onduleur avec le réseau sont :

- Temps de réponse
- Facteur de puissance
- Commande de fréquence
- Rendement harmonique
- Synchronisation
- Contribution de courant de défaut
- Injection de courant continu
- Protection

III.8.Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau:

Les problèmes concernant l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau sont[37] [38]:

- Le débrochage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding).
- La protection contre la foudre.
- La qualité de puissance fournie au réseau.
- Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré.
- Le dosage fiable des flux de puissance.
- Risques techniques et financiers.

III.9.Conditions techniques d'interconnexions:

Les conditions techniques d'interconnexion au réseau électrique sont :

III.9.1Raccordement:

En fonction de la puissance à raccorder, des caractéristiques du réseau sur lequel elleest appelée à être raccordée et du maintien d'une qualité de tension dans les limites fixées par des normes, le gestionnaire du réseau établit les dispositions du

raccordement. Le réseau qui doit assurer le transit de la production décentralisée est soumis à plusieurs contraintes.

Il doit pouvoir maintenir le plan de tension dans les limites d'exploitation avec et sansla présence de la production décentralisée.

Dans un réseau basse tension, la puissance totale des productions décentralisées ne doit pas dépasser la puissance du transformateur moyenne tension / basse tension (MT/BT). De plus, le transit de la puissance doit se faire sans excéder la capacité des éléments du réseau.

Enfin le supplément de puissance de court-circuit cumulé à la valeur de la puissance de court-circuit du réseau doit être compatible avec le niveau réel du matériel. En conséquence, le raccordement peut nécessiter des renforcements du réseau et de cefait, une participation financière du producteur décentralisé dans ces renforcements peut être demandée.

Sur la base de ces critères, le gestionnaire du réseau fixe le mode de raccordement de l'installation de production au réseau de distribution. Chaque cas fait l'objet d'un examen particulier qui tient compte des conditions réelles rencontrées.

:

II.9.2.Jugement de conformité:

Le producteur est tenu de soumettre un rapport de contrôle rédigé à ses frais par un organisme agréé qui démontre la conformité de l'installation au règlement général des installations électriques. En outre, le gestionnaire du réseau contrôle avant le raccordement de l'installation du producteur décentralisé en ce qui concerne les aspects particuliers de l'installation de fourniture d'énergie. Ceci inclut entre autre le schéma de raccordement, le fonctionnement de l'appareil de découplage, le réglage et le fonctionnement de l'ensemble constituant les protections particulières, le dispositif de mise en parallèle, l'éventuelle protection contre l'injection de courant continu.

III.9.3.Accord de raccordement:

L'installation de production décentralisée ne peut être raccordée au réseau de distribution qu'après accord écrit du gestionnaire du réseau (sonelgaz). Cet accord n'est pas encore fonctionnel au cas où le producteur décentralisé envisage une

modification de son installation de production, notamment s'il modifie la puissance concernée.

III.9.4.Dispositif de coupure:

Lors de travaux hors tension sur le branchement ou sur le réseau de distribution, l'installation de production décentralisée doit pouvoir être séparée du réseau par un dispositif de coupure de sécurité. La coupure de sécurité doit être visible, verrouillable et accessible en permanence au gestionnaire du réseau. Ces dispositifs sont de type agréé par ce dernier.

Lorsque la puissance de l'installation de production décentralisée est < 10 kW, la coupure de sécurité peut éventuellement être réalisée pour chaque unité de production, par un système automatique de sectionnement. Les installations photovoltaïques < 5 kW doivent être pourvues de ce système automatique.

III.9.5.Dispositif de protection:

Comme pour tout autre raccordement au réseau de distribution, les installations sont munies en tête de leur raccordement au réseau de distribution d'un appareil assurant la coupure des phases en cas de défaut interne occasionnant le dépassement d'un courant fixé pendant un temps donné. Les valeurs du courant et de la temporisation sont données par le gestionnaire du réseau. Les systèmes de protection doivent constituer un minimum de technicité. Dans certaines configurations des déclenchements intempestifs peuvent se produire. Ces déclenchements qui n'entament pas l'aspect sécurité tel que défini dans le domaine d'application, pourraient gêner les conditions d'exploitation.

Il pourrait donc s'avérer utile de faire usage soit d'une protection par asservissement soit d'ajouter d'autres fonctionnalités à la chaîne de relais prévu ou d'en modifier certaines. Les variantes sont autorisées dans la mesure où elles remplissent les fonctions des relais qu'elles remplacent.

III.9.6.Couplage:

Une mise en parallèle de l'installation de production décentralisée avec le réseau publicde distribution est toujours réalisée au moyen d'un relais synchro-check équipé d'un syncronoscope pour des installations avec une puissance supérieur à 10 kW.

Lors de la connexion en parallèle, la tension, la fréquence et l'écart de phase sont tels qu'ils ne provoquent pas de variations brusques relatives de la tension supérieures a6 %. Si la connexion en parallèle se répète plusieurs fois par jour, les variations brusques de tension dues à la connexion parallèle seront limitées aux mêmes valeurs que celles requises pour le fonctionnement et définies dans le paragraphe suivant.

Pendant le fonctionnement, les variations brusques de la tension seront limitées en valeur relative à 3 % au maximum et en fonction de leur fréquence d'apparition à des valeurs inférieures de façon à ne pas perturber les autres utilisateurs raccordés au réseau. Ces considérations impliquent que la production décentralisée qui fonctionne en îlotage ne peut être reconnectée au réseau qu'après vérification de la tension, de la fréquence et de l'écart de phase et qu'il ne peut pas être possible d'effectuer une prise en parallèle à un endroit non prévu, des verrouillages sont installés pour empêcher ces éventualités.

Après un déclenchement commandé par la protection de découplage, lorsque les conditions sont redevenues normales, la reconnexion au réseau peut se faire automatiquement à condition de disposer d'un système de synchronisation automatique. Ces automatismes font partie des aspects particuliers de la production décentralisée.

III.9.7.Compensation avec Batteries de condensateurs:

S'il est fait usage de batteries de condensateurs, l'installation de production décentralisée sera pourvue, si nécessaire, de filtres destinés à éviter l'amortissementdes signaux.

D'autre part, les condensateurs doivent être débranchés en même temps que l'engin de production. Si les conditions techniques le justifient, le gestionnaire du réseau peut imposer au producteur décentralisé le placement de condensateurs.

III.9.8.Harmoniques et inter harmoniques:

Le niveau des harmoniques et inter harmoniques qui sont générés par l'installation de production décentralisée ne doit pas provoquer des perturbations dans le réseau de distribution.

L'impact de l'installation sur le réseau (pour le changement de période tarifaire, pour l'éclairage public…) doit également rester à des niveaux de perturbation acceptables.

Dans la plupart des cas, le niveau de perturbation de la production décentralisées'ajoute aux niveaux de perturbation déjà existant par la présence des utilisateurs et des autres producteurs.

C'est pourquoi des mesures doivent être étudiées et appliquées au niveau de la production décentralisée de manière à ce que tout reste compatible avec un niveau de signal acceptable.

III.9.9.Protection contre l'injection de courant continu:

Les onduleurs, qui sont équipés d'un transformateur, n'injectent pas de courant continu dans le réseau de distribution et ne nécessitent par conséquent pas de mesures de sécurité complémentaires. Les onduleurs avec une technologie sans transformateur sont également acceptés pour autant qu'ils soient certifiés ne jamais injecter un courant continu supérieur à 1% du courant nominal ou qu'ils disposent d'un système de protection contre l'injection de courant continu. Celui-ci débranche l'onduleur enmoins de 0,2 s au cas où le courant continu dépasse la valeur de seuil établie à 1% du courant nominal.

III.10.Perturbations des réseaux électriques:

L'énergie électrique est fournie sous forme de tension constituant un systèmesinusoïdal triphasé dont les paramètres caractéristiques sont les suivants [39]:

- La fréquence
- L'amplitude des trois tensions
- La forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde
- La symétrie du système triphasé (égalité des modules des trois tensions, leurdéphasage et l'ordre de succession des phases).

Des relations contractuelles peuvent s'établir entre fournisseur d'énergie et utilisateur final, mais aussi entre producteur et transporteur ou entre transporteur et distributeur dans le cadre d'un marcher. Une application contractuelle nécessite que les termes soient définis en commun et acceptés par les différentes parties .

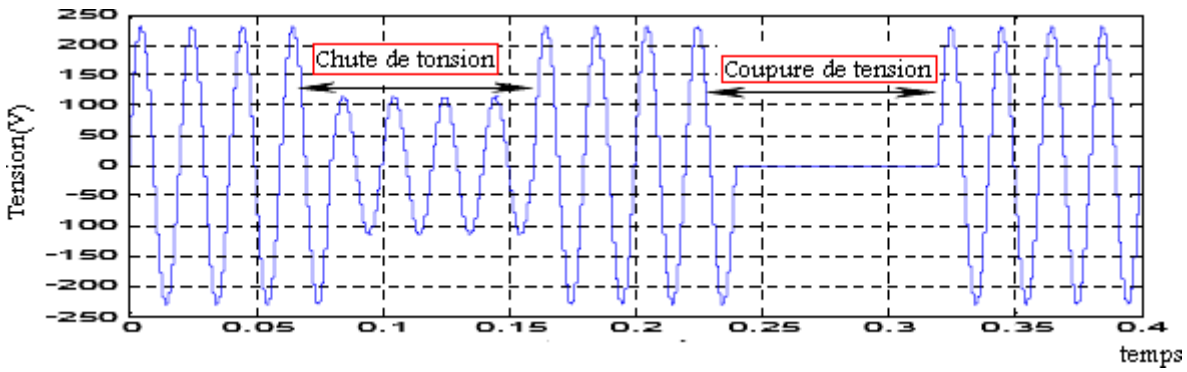
Afin de décrire certaines perturbations et de donner le niveau de conformité de l'énergie fournie, des normes ont déjà été établies (voir la section I. 5).

Les perturbations électriques affectant l'un des quatre paramètres cités précédemment peuvent se manifester par : un creux ou une coupure de tension, une fluctuation de la tension, un déséquilibre du système triphasé de tension, une fluctuation de la fréquence, la présence d'harmoniques et/ou d'inter-harmoniques .

III.10.1. Creux et coupure de tension:

Un creux de tension est une baisse brutale de la tension en un point d'un réseau d'énergie électrique, à une valeur comprise entre 10 % et 90 % suivie d'un rétablissement de la tension après un court laps de temps allant de 10 ms jusqu'à quelques secondes.

Les coupures représentant un cas particulier des creux de tension de profondeur supérieure à 90 % de la tension nominale ou disparition totale pendant une durée généralement comprise entre 10 ms et une minute pour les coupures brèves et supérieure à une minute pour les coupure longues. La Figure III.14 montre un exemple de creux et de coupure de tension :



(Figure III.14): Creux et coupure de tension .

Les creux de tension sont dus aux courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle.

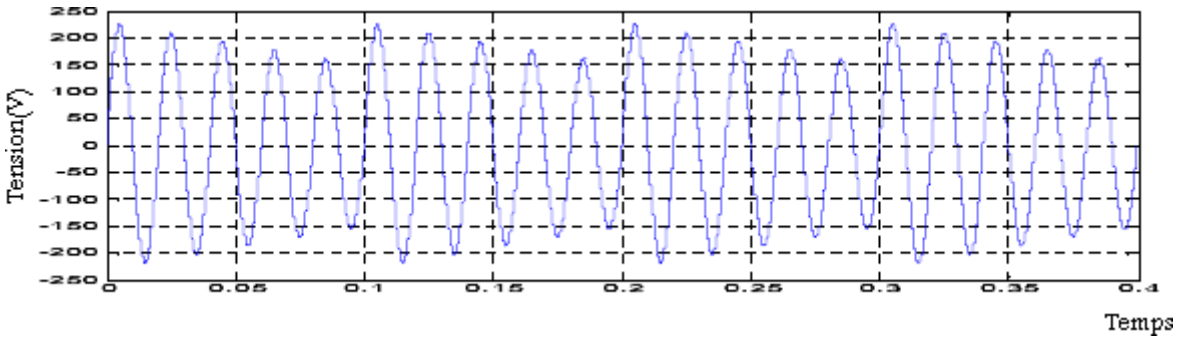
Les courts-circuits sont des événements aléatoires ; ils peuvent résulter de phénomènes atmosphériques (foudres, givre, tempête, etc.), de défaillances d'appareils ou d'accidents. Ils apparaissent également lors de fonctionnement d'appareils à charge fluctuante ou de la mise en service d'appareils appelant un courant élevé au démarrage(moteur, transformateurs, etc.).

Les conséquences des creux de tension sont susceptibles de perturber le fonctionnement de certaines installations industrielles et tertiaires. En effet, ce type de perturbations peut causer des dégradations de fonctionnement des équipements électriques qui peuvent aller jusqu'à la destruction totale de ces équipements.

III.10.2. Variations et fluctuations de la tension:

Les variations de tension sont des variations de la valeur efficace ou de la valeur crête d'amplitude inférieure à 10 % de la tension nominale et les fluctuations de tension sont une suite de variations de tension ou des variations cycliques ou aléatoires de l'enveloppe d'une tension dont les caractéristiques sont la fréquence de la variation et l'amplitude, comme illustré par la Figure III.15 .

Les fluctuations de tension sont principalement dues à des charges industrielles rapidement variables comme les machines à souder, les fours à arc et les laminoirs.



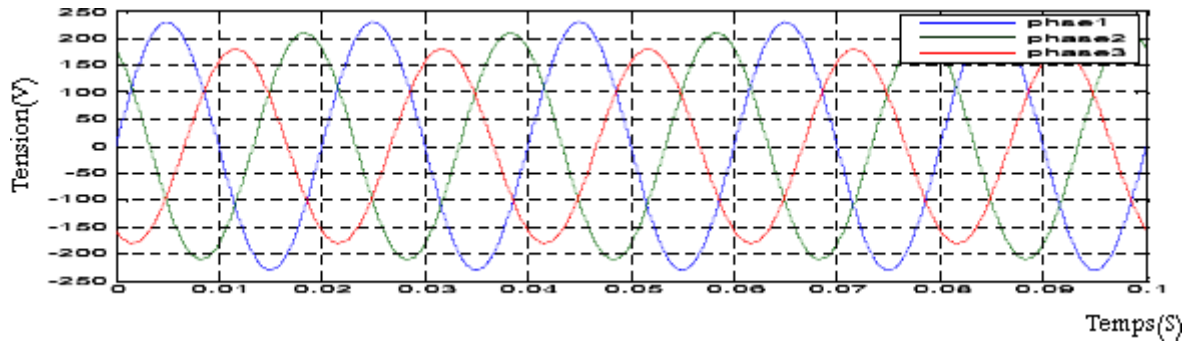
(Figure III.15): Fluctuation de la tension.

Comme les fluctuations ont une amplitude qui n'excède pas ± 10 %, la plupart des appareils ne sont pas perturbés.

Le principal effet des fluctuations de tension est la fluctuation de la luminosité des lampes (papillotement ou flicker).

III.10.3. Déséquilibre du système triphasé :

Les dissymétries du réseau ne provoquent que de faibles niveaux de déséquilibre de la tension (généralement limités à quelques dixièmes de pour-cent). Par contre, certaines charges monophasées (en particulier la traction ferroviaire en courant alternatif) sont la cause de courants déséquilibrés importants et dès lors d'un déséquilibre significatif de la tension[40] .

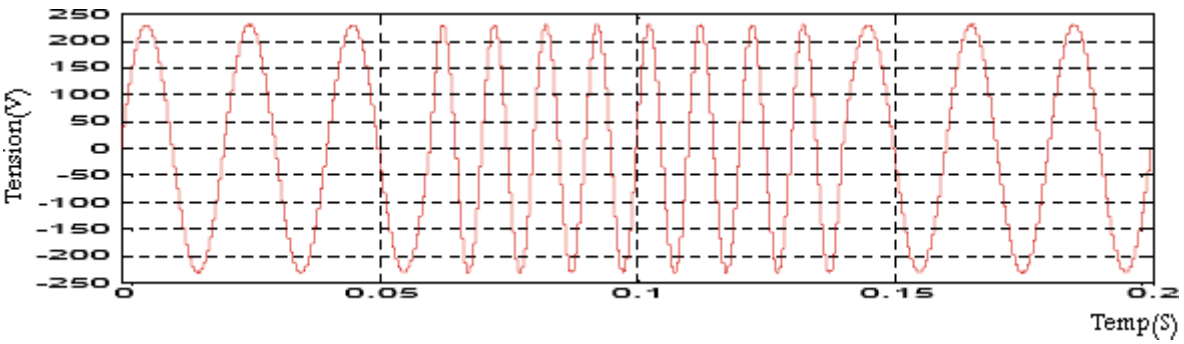


(Figure III.16)**:** Déséquilibre du système triphasé .

Le problème principal engendré par le déséquilibre est l'échauffement supplémentaire des machines tournantes triphasées.

III.10.4.Fluctuation de la fréquence:

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou alimentés par une source thermique autonome.

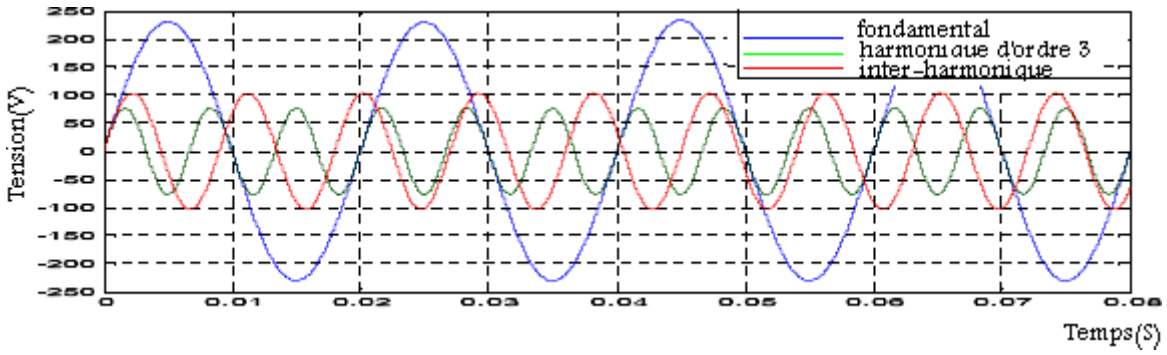


(Figure III.17): Fluctuation de la fréquence .

III.10.5.Harmoniques et inter-harmoniques:

Les harmoniques sont une superposition sur l'onde fondamentale à 50 Hz, d'ondes également sinusoïdales mais de fréquences multiples entières de celui du fondamental (voir la Figure III.18).

Les inter-harmoniques sont des composantes sinusoïdales, qui ne sont pas à des fréquences multiples entières de celui du fondamental [32].



(Figure III.18**):** Harmonique et inter-harmonique .

III.11.Conclusion:

Le fonctionnement du générateur photovoltaïque et le récepteur à leur rendement optimal, nécessitent l'insertion des convertisseurs statiques entre le générateur et le récepteur.

Dans la littérature, plusieurs travaux se sont intéressés à l'étude des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Ce chapitre (III) a été consacré à l'introduction de quelques notions et définitions relatives aux systèmes photovoltaïques. Des informations au sujet de ces systèmes ont été décrites en donnant leur structure générale et en abordant les problèmes comportant l'interconnexion et les conditions standards d'interconnexion ou de raccordement.

Chapitre IV : Technique de recherche du point maximale MPPT.

IV.1.Introduction:

Dans les systèmes PV autonomes, les algorithmes MPPT sont généralement implémentés dans les convertisseurs DC-DC[41]. Les techniques MPPT peuvent être classéesen méthodes directes et indirectes . Les méthodes indirectes, telles que celles se basant sur la tension de circuit ouvert et le courant de court-circuit[42] , nécessitent une connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV, ou sont basés sur des relations mathématiques qui ne répondent pas à toutes les conditions météorologiques. Par conséquent, elles ne peuvent pas suivre précisément le MPP du module PV à tout ensoleillement et température de la cellule.

la détection directe de la température et de l'ensoleillement n'est pas conseillée, parce que leur mesure nécessite des dispositifs coûteux qui doivent être placés tout le long du panneau PV, afin d'obtenir les valeurs de telles variables pour chaque panneau ou groupe de panneaux, ce qui rend la mesure très coûteuse, en particulier pour les grandes installations PV.

D'autre part, les méthodes directes fonctionnent sous toutes les conditions météorologiques. Les méthodes directes les plus utilisées sont la méthode de Perturbation et Observation (P&O) la méthode de la Conductance Incrémentale (IncCond) ,et la méthode MPPT à base de la logique floue (FL) , Les produits qu'on trouve sur le marché utilisent généralement des méthodes MPPT perturbatrices, déterminant, instant par instant, la valeur de la tension à laquelle le module PV délivre sa puissance maximale. Les méthodes P&O et IncCond permettent habituellement de contrôler le signal de référence du convertisseur DC-DC qui adapte la tension du module PV avec celle du bus continu ou fonctionne comme un chargeur de batterie .

Les principaux avantages de ces deux méthodes est qu'elles sont compatibles avec n'importe quel générateur PV, elles ne nécessitent pas d'informations sur le générateur PV, et sont simples à implémenter sur un contrôleur numérique[43] . En plus, il est possibled'intégrer ces méthodes dans des onduleurs commerciaux .En outre, les méthodes MPPT peuvent être classées en méthodes conventionnelles et méthodes intelligentes. Comme le montre le Tableau. IV.1, les techniques intelligentes (méthodes à base de la logique floue (FL) et des réseaux de neurones artificiels (RNA)) sont plus efficaces. Elles ont une réponse rapide, mais elles sont plus complexes par rapport aux techniques classiques qui sont généralement simples, pas chers et moins efficaces. Bien qu'il existe plusieurs techniques

MPPT qui sont mentionnées dans la littérature, ce chapitre présente une étude sur les techniques les plus utilisées dans les systèmes PV.

Tableau. IV. 1. Principales caractéristiques des méthodes MPPT.

Méthode MPPT		Paramètres mesurés	Dépend-elle du module PV?	Directe ou indirecte?	Analogique ou numérique?	Rendement	Rapidité/ réponse	Coût	Complexité d'implémentation
Méthodes conventionnelles	P&O	Tension, courant	Non	Directe	Les deux	Faible	Varie	Faible	Faible
	IncCond	Tension, courant	Non	Directe	Numérique	Moyen	Varie	Faible	Moyenne
	Méthode de la tension en circuit ouvert	Tension	Oui	Indirecte	Les deux	Faible	Moyenne	Faible	Faible
	Méthode du courant de court-circuit	courant	Oui	Indirecte	Les deux	Moyen	Moyenne	Faible	Moyenne
Méthodes intelligentes	Logique floue	Tension, courant	Oui	Directe	Numérique	Élevé	Rapide	Élevé	Moyenne
	Réseaux de neurones	Varie	Oui	Indirecte	Numérique	Élevé	Rapide	Elevé	Grande

IV.2.Techniques MPPT conventionnelles:

De nombreuses méthodes de poursuite du point de puissance maximale ont été proposées. Deux algorithmes sont souvent utilisés pour atteindre le MPP à savoir: la méthode de Perturbation et Observation (P&O) et la méthode de la Conductance Incrémentale (IncCond).Récemment, ces deux méthodes ont été implémentées sur onduleurs MPPT commerciaux. Il y a aussi d'autres techniques MPPT classiques telles que : la méthode à base de la tension en circuit ouvert et la méthode à base du courant de court- circuit[42][44].

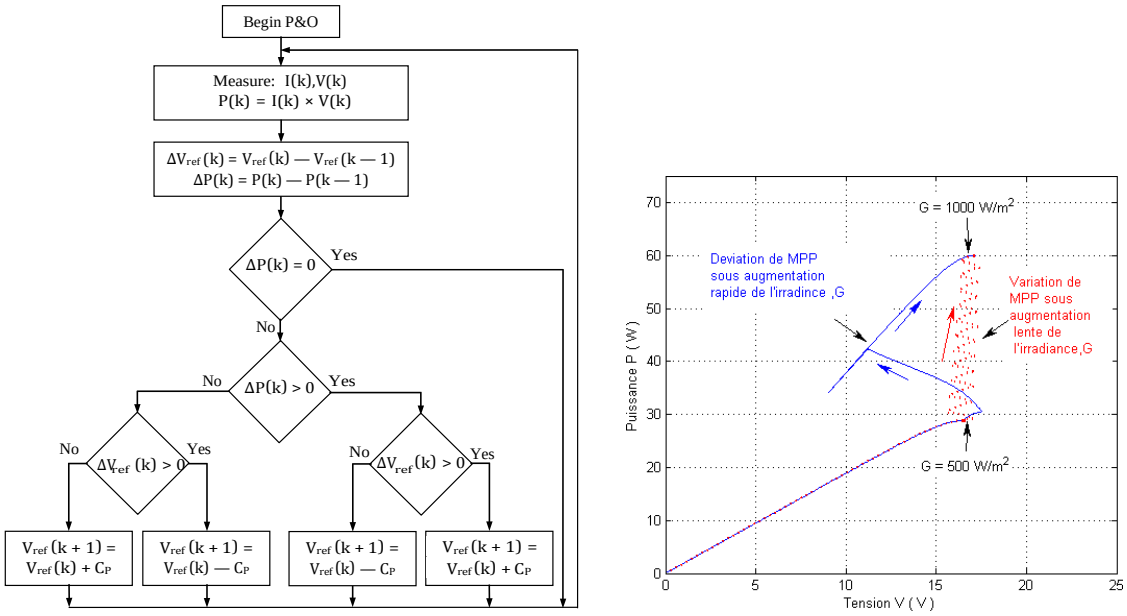
IV.2.1.La méthode de Perturbation et Observation (P&O):

La méthode P&O est largement utilisé en produits commerciaux et est la base de la plus grande partie des algorithmes plus sophistiqués présentés dans la littérature. Il est largement utilisé dans la pratique, en raison de son faible coût, sa simplicité et facilitéd'implémentation. L'algorithme P&O fonctionne périodiquement en perturbant la tension de fonctionnement (V) et en observant la variation de puissance afin de déduire la direction du changement à donner à la tension de référence V_{ref}.

Ainsi, si la tension de fonctionnement V du générateur PV est perturbée dans une direction donnée et si la puissance fournie par le générateur PV augmente, cela signifie que le point de fonctionnement est déplacé vers le MPP et, par conséquent, la tension de fonctionnement doit encore être perturbée dans la même direction. Dans le cas contraire, si la

puissance tirée du générateur PV diminue, le point de fonctionnement est éloigné de la MPP et, par conséquent, la direction de la perturbation de tension de fonctionnement doit être inversée[45].

La Figure. IV.1.a montre un organigramme de l'algorithme P&O. Avec cet algorithme la tension de fonctionnement V est perturbée à chaque cycle de MPPT. Dès que le MPP est atteint, V va osciller autour de la tension de fonctionnement idéale V_{mpp}. Cela entraîne une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas de perturbation C_P.Le principal inconvénient de la technique P&O est la déviation occasionnelle depuis le point de fonctionnement optimal en cas de changement rapide des conditions atmosphériques, tels que les nuages épars. En outre, une taille de pas de perturbation appropriée est importante pour assurer une bonne performance, tant en réponse permanente qu'en réponse dynamique [46].



(a) **(b)**

Figure.(IV. 1) (a) L'organigramme de l'algorithme P&O (C_P: est le pas de perturbation); (b) Chemin du MPPavec l'algorithme P&O sous changement lent (ligne pointillée) et rapide (ligne continue) de l'ensoleillement**.**

Plusieurs améliorations de l'algorithme P&O ont été proposées afin de réduire le nombre d'oscillations autour du MPP en régime permanent, mais elles ralentissent l'algorithme au changement des conditions atmosphériques et diminuent le rendement de l'algorithme durant les jours nuageux . Cet inconvénient peut être montré sur la Figure. (IV.1). (b), où la trajectoire du point de fonctionnement du P&O pour une variation de

l'ensoleillement de 500W/m^2 à 1000/m^2 est rapportée. L'exemple en montre deux de comportements différents la puissance (*P*) en fonction de la tension (*V*).

La ligne pointillée sur la Figure. IV.1. (b) montre la trajectoire du point de fonctionnement sous changement lent de l'ensoleillement, alors que la ligne continue montre la défaillance du contrôleur P&O à poursuivre le MPP quand une augmentation rapide de l'ensoleillement se produit.

L'augmentation rapide de l'ensoleillement peut être caractérisée par l'augmentation de puissance deux fois au cours des deux derniers cycles de l'algorithme P&O ou par la direction de la perturbation qui reste la même pour les deux dernières étapes. Une solution à ce problème est d'ajouter une nouvelle condition dans l'algorithme P&O . Par conséquent, l'algorithme doit prendre en compte les variations de puissance (ΔP) et de tension (ΔV) à des intervalles de temps consécutifs (*k-1*) et (*k*). L'algorithme P&O amélioré utilise alors quatre variables (c.-à-d.:ΔV (*k-1*), ΔP (*k-1*), ΔV (*k*) et ΔP (*k*)), ce qui donne 16 cas possibles, comme indiqué dans le Tableau. IV.2. Si l'augmentation de la puissance est causée par la perturbation et non pas par l'augmentation de l'ensoleillement, l'algorithme P&O améliorée entraîne une diminution de la puissance pour un cycle (mauvaise direction de perturbation), mais il reprend dans la bonne direction pour le cycle suivant [47].

Tableau. IV. 2. Table de vérité pour l'algorithme amélioré de P&O .

ΔV (*k-1*)	ΔP (*k-1*)	ΔV (*k*)	ΔP (*k*)	ΔV (*k+1*)
-	-	-	-	+
-	-	-	+	+
-	-	+	-	-
-	-	+	+	+
-	+	-	-	+
-	+	-	+	+
-	+	+	-	-
-	+	+	+	-
+	-	-	-	+
+	-	-	+	-
+	-	+	-	-
+	-	+	+	-
+	+	-	-	+
+	+	-	+	+
+	+	+	-	-
+	+	+	+	-

IV.2.2.La méthode de la Conductance Incrémentale (IncCond):

La méthode de la conductance incrémentale (IncCond) est basée sur le fait que la pente de la courbe puissance-tension (*P-V*), est égale à zéro au MPP. Elle a été proposée pour améliorer la précision de poursuite et la performance dynamique dans des conditions qui varient rapidement .La tension et le courant du générateur PV sont les grandeurs surlesquelles le contrôleur MPPT repose pour calculer la conductance et la conductance incrémentale, et de prendre sa décision (pour augmenter ou diminuer le rapport cyclique de sortie). La puissance de sortie du générateur PV peut être exprimée comme: $P=V\cdot I$. Ensuite, ledérivée de ce produit donne:

$$\frac{dP}{dV}=\frac{d\left(V\cdot I\right)}{dV}=I+V\frac{dI}{dV}\Rightarrow\frac{1}{V}\cdot\frac{dP}{dV}=\frac{I}{V}+\frac{dI}{dV} \tag{IV.1}$$

P, *V* et *I*, sont respectivement, la puissance, la tension, et le courant du générateur PV.

Le but de cet algorithme est de trouver le point de tension de fonctionnement à laquelle la conductance instantanée du générateur photovoltaïque (*I/V*) est égale à la conductance incrémentale (*dI/dV*). Comme cela est représenté sur la Figure. IV.2 (a), la pente de la courbe de puissance est zéro au MPP, positive sur la gauche du MPP et négative sur la droite du MPP. Ceci est exprimé par les équations suivantes:

$dP/dV=0$ si $dI/dV=-I/V$, (au MPP) (IV.2)

$dP/dV>0$ si $dI/dV>-I/V$, (sur la gauche du MPP) (IV.3)

$dP/dV<0$ si $dI/dV<-I/V$, (sur la droite du MPP) (IV.4)

L'organigramme de l'algorithme IncCond est représenté sur la Figure. V.2 (b). Dans cette méthode, deux capteurs sont utilisés pour mesurer la tension *V* et le courant *I*de fonctionnement. Les changements incrémentaux *dV* et *dI* peuvent être calculés numériquement en échantillonnant le courant *I* et la tension *V* du générateur PV à des intervalles de temps consécutifs (*k-1*) et (*k*), comme suit :

$$dV(k)=V(k)-V(k-1) \tag{IV.5}$$

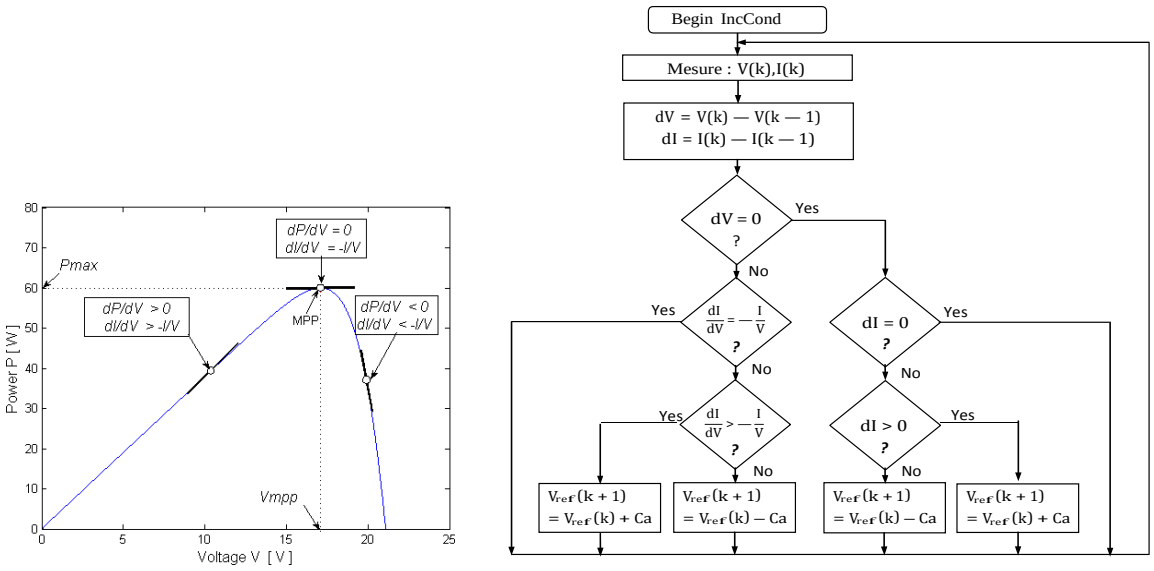
$$dI(k)=I(k)-I(k-1) \tag{IV.6}$$

Comme on le voit sur la Figure. IV.2 (b), V_{ref} est la tension de référence à laquelle le générateur photovoltaïque est forcé de fonctionner. Au MPP, V_{ref} est égale à V_{mpp}. Une fois, le

MPP atteint, le fonctionnement du générateur PV est maintenu en ce point, sauf si un changement de *dI* est observé, ce qui indique un changement des conditions météorologiques et alors un déplacement du MPP.L'algorithme décrémente ou incrémente la valeur de V_{ref} en utilisant un pas d'ajustement constant (C_a) afin de poursuivre le nouveau MPP .

L'algorithme IncCond peut effectivement calculer la direction dans laquelle doit être perturbé le point de fonctionnement pour atteindre le MPP. Ainsi, sous l'augmentation rapide d'ensoleillement, elle ne devrait pas être dans la mauvaise direction, comme cela se produit par la méthode P&O.

Dans , une comparaison complète entre la méthode P&O et la méthode IncCond est présentée; elle montre que le rendement des résultats expérimentaux est de 95%. Dans, le rendement a atteint 98,2%, mais des problèmes de fiabilité se posent concernant la méthode IncCond à cause du bruit des composants[48].



(a) **(b)**

Figure.(IV.2). (a) Principe de la méthode IncCond, (b) L'organigramme de l'algorithme IncCond (C_a: est le pas d'ajustement)

En raison des erreurs de mesure et de quantification, la condition (*I/V=-dI/dV*) est rarement atteinte, par conséquent, dans les conditions environnementales stables, le système oscille autour du MPP.

Une tentative a été faite pour résoudre ce problème en prenant un pas variable Mais, il nécessite des circuits de commande complexes et coûteux. Une solution à ce problème serait de tolérer une petite et positive erreur marginale (ε) à la condition de puissance maximale ($I/V + dI/dV = 0$) de telle sorte que le MPP est présumée être trouvée si[48] :

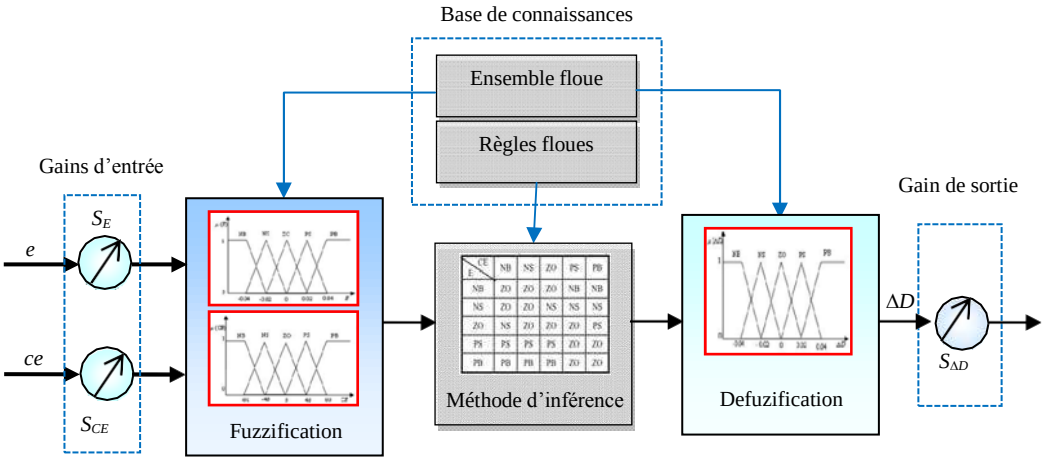
$$\left|\frac{dI}{dV} + \frac{I}{V}\right| \leq \varepsilon \qquad \text{(IV.7)}$$

.

IV.3.Techniques MPPT intelligentes:

IV.3.1.Technique MPPT à base de la logique floue:

La logique floue a reçu beaucoup d'attention d'un certain nombre de chercheurs dans le domaine de l'électronique de puissance. La logique floue ou de la théorie des ensembles flous est une nouvelle méthode de commande MPPT pour atteindre le point de puissance maximale du générateur photovoltaïque. La commande par logique floue est assez facile à implémenter, car elle ne nécessite pas de modèle mathématique exact du système. Le régulateur MPPT flou est composé de trois composantes de base, fuzzyfication, moteur d'inférence, et défuzzyfication, comme le montre la figure. IV.4 [49].



Figure(IV.4). Structure du régulateur flou.

IV.3.1.1.La fuzzification:

La fuzzification permet de transformer les variables réelles en variables floues. La tension (V) et le courant (I) réels du générateur PV peuvent être mesurés en continu et la puissance peut être calculée ($P = V \times I$).Les variables d'entrée du régulateur flou proposée sont : l'erreur (E) et la variation de l'erreur (CE). À un instant d'échantillonnage k, ces variables sont exprimées comme suit: [132, 169]:

$$E(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{I(k) - I(k-1)} \tag{IV.8}$$

$$CE(k) = E(k) - E(k-1) \tag{IV.9}$$

Où $P(k)$ et $I(k)$ sont respectivement la puissance et le courant du générateur PV.

La variation du rapport cyclique (ΔD) d'un convertisseur DC-DC est utilisée comme une sortie du régulateur proposé.

Comme illustré en Figure.IV.4, les variables d'entrée du régulateur flou (*E*, *CE*) sont déterminées à partir des signaux réels (*e*, *ce*) en multipliant par les gains (ou facteurs) d'échelle correspondants (S_E, S_{CE}), puis converties en variables linguistiques tels que GB (grand positif), PP (petit positif), Z0 (zéro), PN (petit négatif), GN (grand négatif) en utilisant des sous-ensembles flous de base.

La Figure.IV.5 montre les fonctions d'appartenance des cinq sous-ensembles flous pour les variables d'entrée et de sortie. Toutes ces fonctions sont de forme triangulaire afin de simplifier le traitement informatique.

L'entrée $E(k)$ montre si le point de fonctionnement à l'instant *k* se trouve sur la gauche ou sur la droite du MPP dans la caractéristique *P-I* de générateur PV, tandis que l'entrée *CE(k)* exprime le sens de déplacement de ce point. Par conséquent, la commande est effectuée en modifiant le rapport cyclique (ΔD) en fonction de la pente $E(k)$ afin de ramener le point de fonctionnement au point maximum où la pente est nulle.

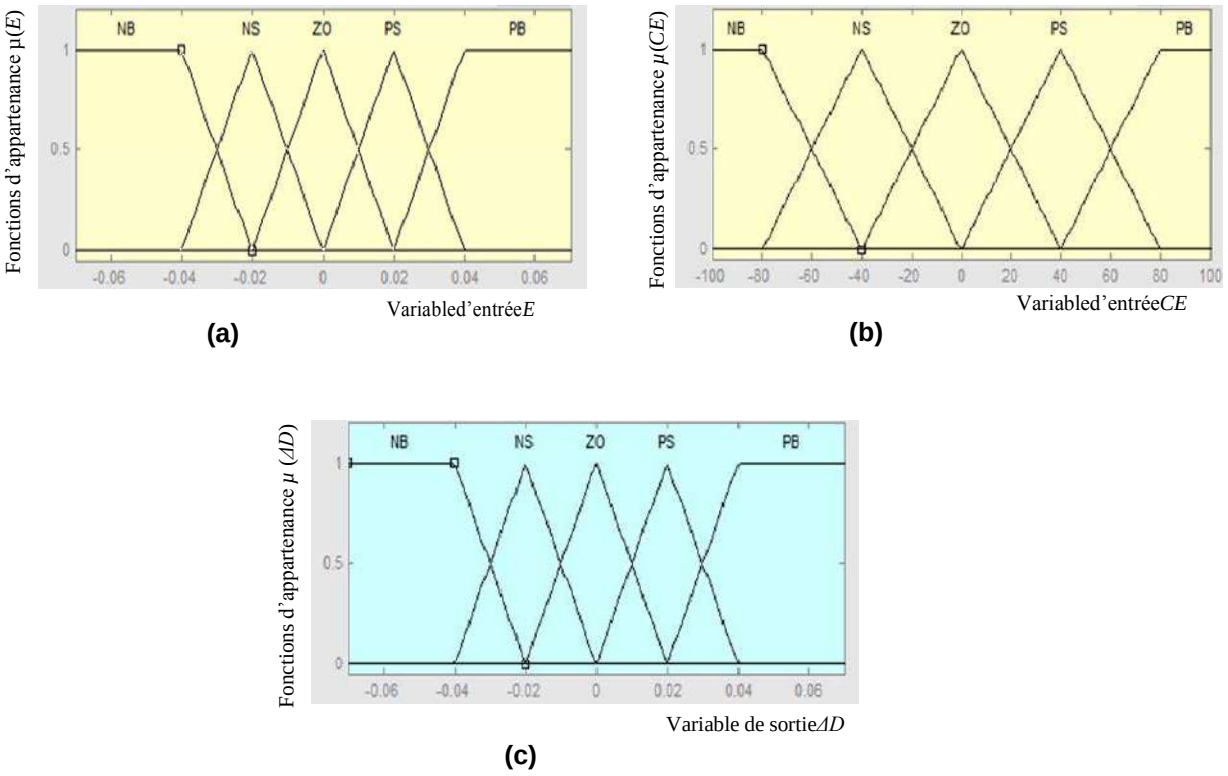


Figure.(IV.5). Fonctions d'appartenance pour: (a) Variable d'entrée *E*, (b) Variable d'entrée *CE*, (c) variable de sortie ΔD.

IV.3.1.2.Moteur d'inférence flou:

Le moteur d'inférence applique les règles aux entrées floues (celles qui ont été générées par le processus de fuzzification) pour déterminer les sorties floues. Par conséquent, avant que les règles ne puissent être évaluées, les valeurs d'entrée 'crisp' doivent être fuzzifiées pour obtenir les valeurs linguistiques correspondantes (qui sont nécessaires pour déterminer les règles actives) et le degré auquel chaque partie de l'antécédent a été satisfaite pour chaque règle. Le Tableau. IV.3 présente les règles du régulateur flou, où toutes les entrées de la matrice sont des ensembles flous de l'erreur (*E*), le changement de l'erreur (*CE*) et le changement de rapport cyclique (Δ*D*) au convertisseur.

Les règles floues de commande incluses dans le Tableau. V.3 peuvent être présentées en graphique *3-dimensions* (*3-D*) comme le montre la figure. IV.6. (a). Ces règles sont utilisées pour la commande du convertisseur DC-DC tel que le MPP du générateur PV soit atteint.

Comme illustré dans le Tableau.IV.3, l'idée principale des règles est d'apporter le point de fonctionnement au MPP en augmentant ou en diminuant le rapport cyclique selon la position du point de fonctionnement par rapport au MPP. Si le point de fonctionnement est éloigné du MPP, le rapport cyclique sera augmenté ou diminué largement.

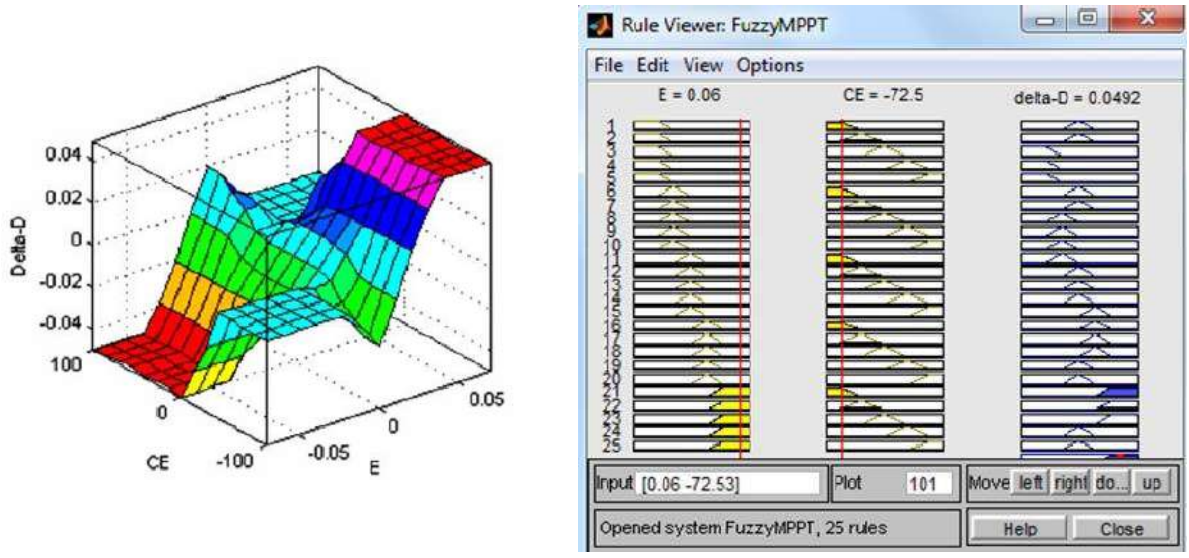
La Figure. IV.6 (b) montre un exemple de règle de contrôle: si *E* est GP et *CE* est GN alors Δ*D* est GP. Cela implique que si le point de fonctionnement est éloigné du MPP vers le côté gauche et le changement de pente dans caractéristique *P-I* est grand dans la direction opposée, il faudrait augmenter largement le rapport cyclique.

La commande floue utilise généralement l'une des méthodes d'inférence suivantes:Max-Min, Max-Prod et Somme-Prod. Dans ce chapitre, la méthode d'inférence de Mamdani , qui est la combinaison floue Max-Min, est utilisée[50].

Tableau. IV. 3. Base de règles du régulateur flou.

E	*CE*				
	GN	PN	ZO	PP	GP
GN	ZO	ZO	GN	GN	GN
PN	ZO	ZO	PN	PN	PN
ZO	PN	ZO	ZO	ZO	PP
PP	PP	PP	PP	ZO	ZO
GP	GP	GP	GP	ZO	ZO

Si *E* est GP et *CE* est GN Alors Δ*D* est GP



(a) **(b)**

Figure(IV.6) (a): Un aperçu des règles de commande floue, (b): La fenêtre « Ruleviewer » du contrôleur MPPT flou sur Matlab.

IV.3.1.3.La défuzzification:

On a constaté que la méthode d'inférence fournit une fonction pour la variable d'appartenance résultante; il s'agit donc d'une information floue. Puisque le convertisseur DC-DC nécessite un signal de commande *D* précis à son entrée, il est nécessaire de transformer cette information floue en une information déterministe, cette transformation est appelée défuzzification.

Les méthodes les plus utilisées pour la défuzzification sont: le centre de la surface (centre of area, COA), la moyenne des maxima (MOM) et la méthode du critère maximal (MCM) .

Dans ce travail, la défuzzification est effectuée en utilisant la méthode de la détermination du centre de gravité (COA) du dernier ensemble flou combiné[50].

Le dernier ensemble flou combiné est défini par l'union de tous les ensembles flous produits par les règles floues en utilisant la méthode d'agrégation maximale .

Dans ce travail, la méthode COA est utilisée pour déterminer la sortie de régulateur flou (ΔD), qui peut être exprimée comme suit:

$$\Delta D(k) = \frac{\sum_{j=1}^{n} \mu\left(\Delta D_j(k)\right) \cdot \Delta D_j(k)}{\sum_{j=1}^{n} \mu\left(\Delta D_j(k)\right)} \quad \text{(IV.10)}$$

La sortie du régulateur flou est le changement du rapport cyclique $\Delta D(k)$, qui est converti en rapport cyclique $D(k)$ par:

$$D(k) = D(k-1) + S_{\Delta D} \cdot \Delta D(k) \quad \text{(IV.11)}$$

IV.3.2.Technique MPPT à base des Réseaux de Neurones Artificiels (RNA):

IV.3.2.1.Principe et définition:

En général, un neurone formel est un élément de traitement possédant n entrées $x_1, x_2, \ldots, x_n$ (qui sont les entrées externes ou les sorties des autres neurones) et une seule sortie (Figure. IV.7). Son traitement consiste à affecter à sa sortie y_i le résultat d'une fonction de seuillage f (dite aussi la fonction d'activation).

$$y_i = f(a_i) = f([\sum_{j=1}^{n} w_{ij} * x_j] + b_i) \quad \text{(IV.12)}$$

Où a_i : est l'état d'activation du neurone, f : est la fonction d'activation du neurone, b_i : le biais (représentant le seuil interne du neurone). Les paramètres w_{ij} reliant les entrées aux neurones sont appelés poids synaptiques ou tout simplement poids.

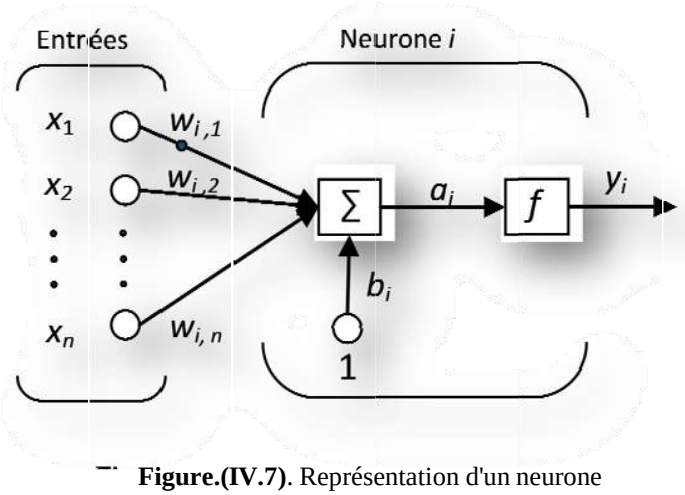


Figure.(IV.7). Représentation d'un neurone

Un réseau de neurones artificiels (RNA) est un ensemble d'éléments de traitement d'information (neurones élémentaires), avec une topologie spécifique d'interconnexions entre ces éléments et une loi d'apprentissage pour adapter les poids de connexions. Un très grand nombre de modèles et d'architectures de réseau existent[51] .

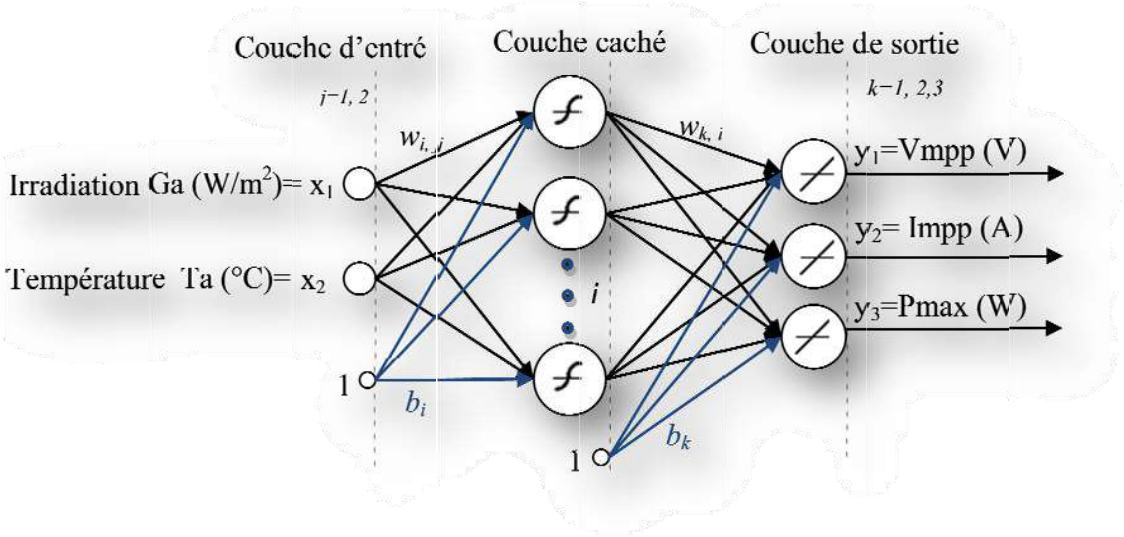
IV.3.2.2.Prédiction du MPP à base des RNA:

Les RNA peuvent être classés en deux grandes catégories en fonction de leurs structures de connexion: Les réseaux 'Feed-forward'' (ou non-récurrents) et les réseaux ''Feedback'' de rétroaction (ou récurrente).

Les réseaux ''feed-forward'' sont le type le plus couramment utilisé, principalement en raison de la difficulté d'apprentissage des réseaux de rétroaction, malgré ce dernier sont plus appropriés pour représenter des systèmes dynamiques[52] .

Les Perceptrons Multicouches (MLP) sont les réseaux de neurones les plus connus. Un perceptron est un réseau de neurones artificiel du type feedforward, c'est à dire à propagation directe. Dans notre cas, pour modéliser un générateur photovoltaïque (MSX60), nous proposons un réseau MLP à trois couches (comme montré sur la Figure.IV.8):

- La première est celle des entrées (l'irradiation G_a et la Température T_a).
- La deuxième est dite couche cachée (ou couche intermédiaire) et constitue le cœur du réseau de neurones. Ses fonctions d'activation sont du type sigmoïde (*tansig*).
- La troisième, constituée ici par trois neurones (V_{mpp}, I_{mpp}, P_{max}), est la couche de sortie. Ses fonctions d'activation sont du type linéaire (*purelin*).



Figure(IV.8). Modèle de réseaux de neurone MLP pour identification de MPP.

IV.4. Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons présenté une étude sur les différentes techniques de poursuite de point de puissance maximale (MPPT). les méthodes directes fonctionnent dans toutes les conditions climatiques. Les méthodes directes les plus utilisées sont: la méthode P&O, la méthode IncCond, et la méthode MPPT floue. Les méthodes P&O et IncCond sont compatibles avec n'importe quel générateur PV, elles ne nécessitent pas d'informations sur le module PV, et sont simples à implémenter sur un contrôleur numérique.

les méthodes MPPT peuvent être classées en méthodes conventionnelles et méthodes intelligentes. Les techniques intelligentes (c.à.d. les méthodes MPPT à base de la logique floue (FL) et des réseaux de neurones artificiels (RNA)) sont plus efficaces. Elles ont une réponse rapide, mais elles sont plus complexes par rapport aux techniques classiques qui sont généralement simples, pas chers et moins efficaces.

Chapitre V : Comparaison et implémentation des différents MPPT’s sous MATLAB-SIMULINK.

V.1. Introduction:

Nous avons étudié précédemment dans les deux premiers chapitres, les systèmes d'énergies photovoltaïques en utilisant le PV comme une source d'énergie pour s'approcher aux limites du pointde puissance maximal (PPM), qui varie fortement avec des conditions métrologiques (irradiation/température). La recherche du point de puissance maximal (PPM) est basée sur des convertisseurs statiques DC/DC (les hacheurs), qui sont des éléments de base pour l'optimisation de la puissance et l'adaptation de la charge.

Le cinquième chapitre présente une étude détaillée sur les différentes méthodes MPPT's (directes, indirectes ou intelligentes) les plus populaires pour dépister le point de puissance dans les systèmes et les installations photovoltaïques. Dans ce chapitre nous allons faire une analyse et une simulation des différents convertisseurs statiques puis on va analyser les différentes caractéristiques du PV, une simulation et une comparaison des différents MPPT sous MATLAB-SIMULINK.

V.2.Description MATLAB/Simulink:

Le logiciel MATLAB, développé par la société « The MathWorks », est devenu un langage de référence pour l'analyse et la résolution de problèmes scientifiques. Il intègre à la fois des solutions de calcul, de visualisation et un environnement de développement.

a. Définition de MATLAB-SIMULINK:

Matlab est un logiciel de calcul numérique, qui signifie Matrix laboratory. C'est un langage pour le calcul scientifique, l'analyse de données, leur visualisation et le développement d'algorithmes. Son interface propose, d'une part, une fenêtre interactive type console pour l'exécution de commandes, et d'autre part, un environnement de développement intégré (IDE) pour la programmation d'applications. Matlab trouve ses applications dans de nombreuses disciplines. Il constitue un outil numérique puissant pour la modélisation de systèmes physiques, la simulation de modèles mathématiques, la conception et la validation (tests en simulation et expérimentation) d'applications. Le logiciel de base peut être complété par de multiples toolboxes, c'est-à-dire des boîtes à outils. Celles-ci sont des bibliothèques de fonctions dédiées à des domaines particuliers. Nous pouvons citer par exemple : l'Automatique, le traitement du signal, l'analyse statistique, l'optimisation…

.

b. Composants de la bibliothèque MATLAB:

Simscape Power Systèmes propose des bibliothèques de composants et des outils d'analyse pour la modélisation et la simulation de systèmes d'alimentation électrique, y compris des machines triphasées, des commandes électriques et des composants pour des applications comme les systèmes FACTS (Flexible AC transmission systèms) et les systèmes à énergie renouvelable. L'analyse harmonique, le calcul de la distorsion harmonique totale (THD), le flux de charge et les autres analyses essentielles pour les systèmes d'alimentation électrique sont automatisés, ce qui nous permet d'étudier les performances de notre conception.

V.2.2.Processus de simulation sous Simulink:

Ouvrir Matlab et lancer Simulink en tapant « Simulink » dans la fenêtre de commande.
Il est possible de réaliser la simulation du fonctionnement d'un convertisseur statique en utilisantMatlab /Simulink et le module « Power Systems ».

« Cliquer » sur la case « Blank Model ». Ouvrir le menu « Tools » et cliquer sur « Library Browser

». Dans le menu, ouvrir l'onglet Simscape, puis « Power Systems », « Specialized Technology », « Fundamental Blocks » et « Power Electronics ».

V.3. l'installation photovoltaïque:

Les spécifications du panneau solaire utilisé dans notre simulation et le cahier de charge du système sont données dans le tableau suivant:

Nombre de module	En série	10
	En parallèle	47
Puissance maximale (W)	213.15	
Tension en circuit ouvert Voc (V)	36.3	
La tension au point de puissance maximale Vpm (V)	29	
Coefficient de température de Voc (%deg.C)	-0.36099	
Cellules par module (Ncel)	60	
Courant du court-circuit Isc (A)	7.84	

Le courant au point de puissance maximale Imp (A	7.35
Coefficient de température de Isc (%deg.C)	0.102
Connexion générée par la lumière IL (A)	7.8649
Courant de saturation de diode I0 (A)	2.9259 e-10
Facteur d'idéalité de diode	0.98117
Résistance shunt Rsh (ohms)	313.3991
Résistance série Rs (ohms)	0.39383

Tableau (V-1) : Cahier de charge du panneau solaire utilisé.

V.4.Simulation des différents MPPT's:

Dans notre simulation nous avons utilisé un système photovoltaïque isolé, composé de 470 panneaux photovoltaïque , de puissance $P = 10\text{K}W$, une commande MPPT et d'un hacheur élévateur triphasé , composé d'une inductance L pour diminuer l'ondulation du courant ($L = 1.45e^{-3}H$), une capacité C pour limiter l'ondulation de tension de sortie de valeur ($C = 100e^{-6}\ F$, r = $1\text{e}^{-3}\ \boldsymbol{\Omega}$), , un IGBT et une diode connecté par suite a un onduleur multiniveaux (2) et le filtre.

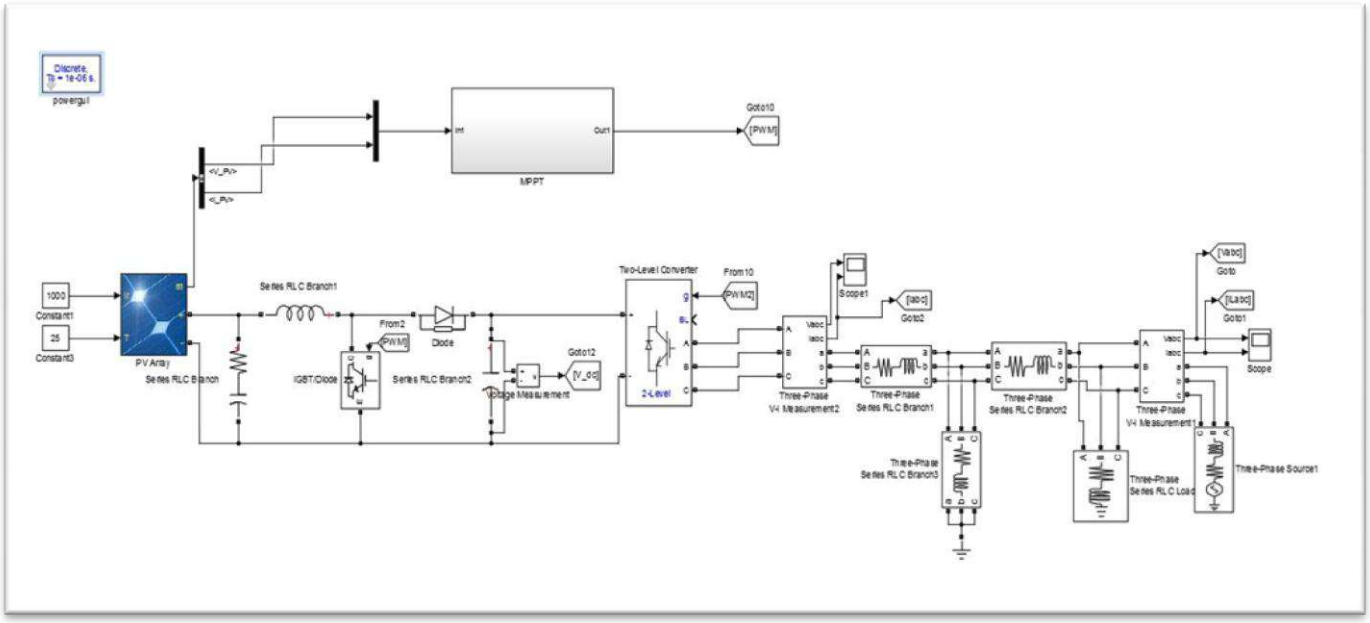


Figure (V-1) : Schéma MATLAB/SIMULINK utilisé pour comparer les commandes MPPT's.

V.4.1.Les résultats de simulation:

a. La méthode de Perturbation et Observation (P&O):

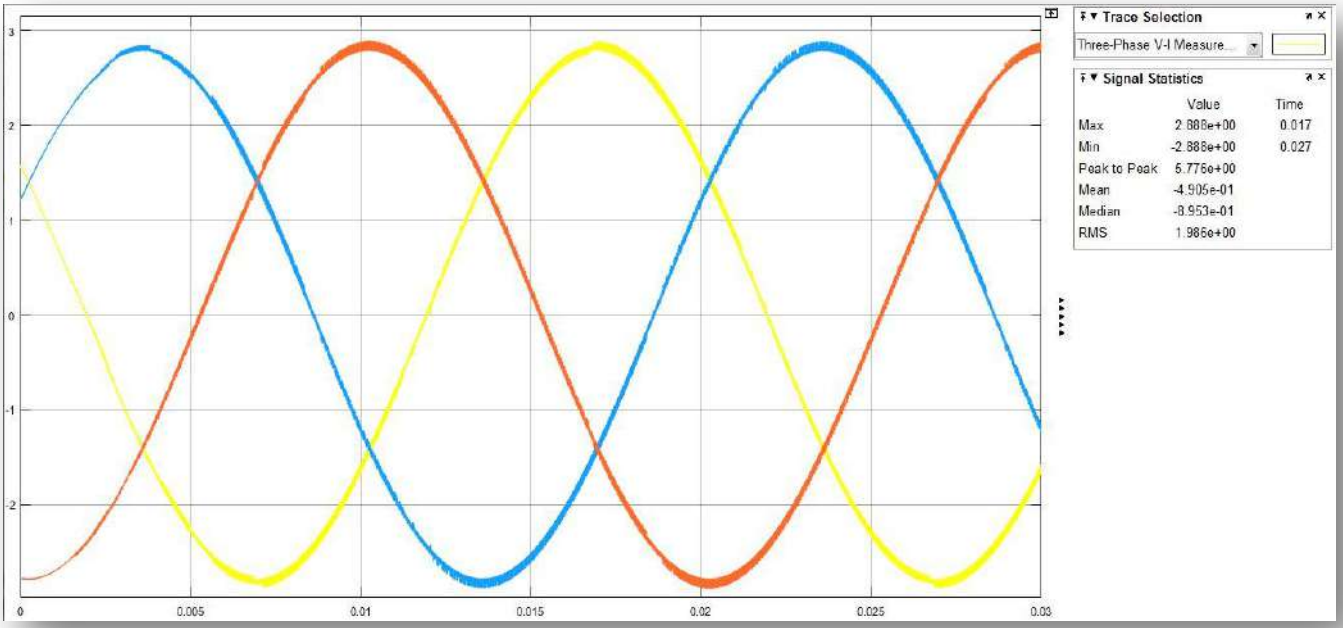


Figure (V-2): le courant de la méthode P&O.

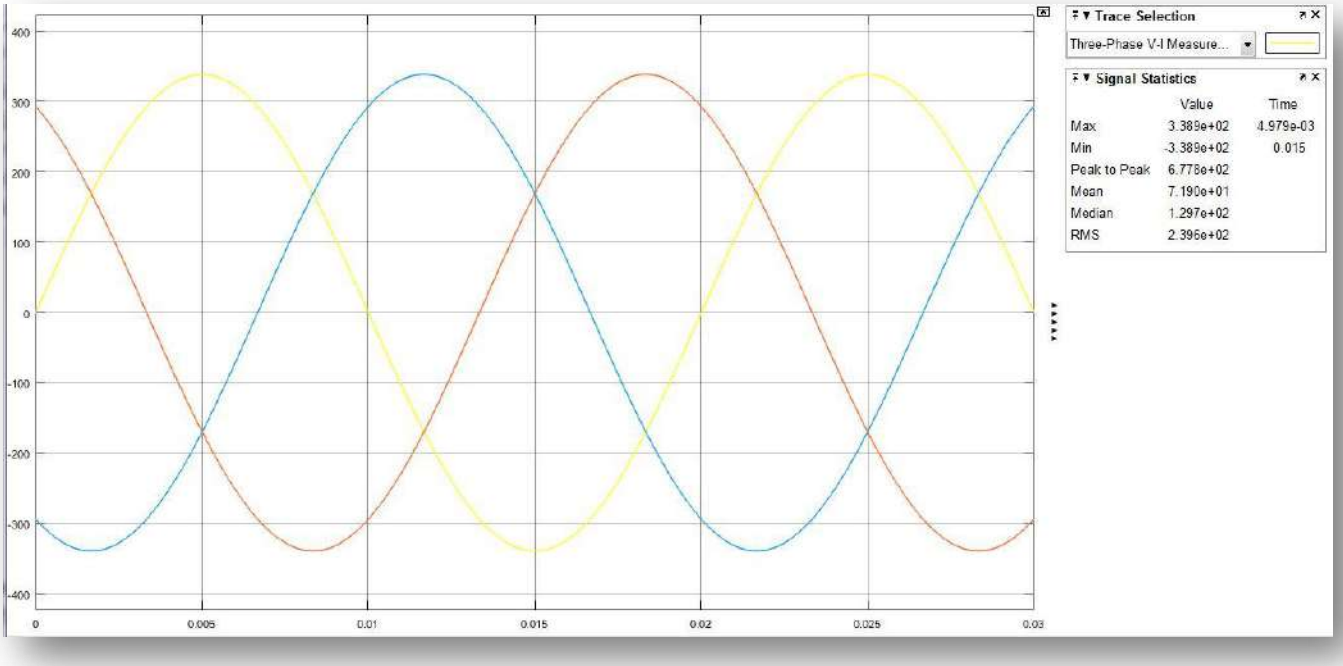


Figure (V-3): la tension de la méthode P&O.

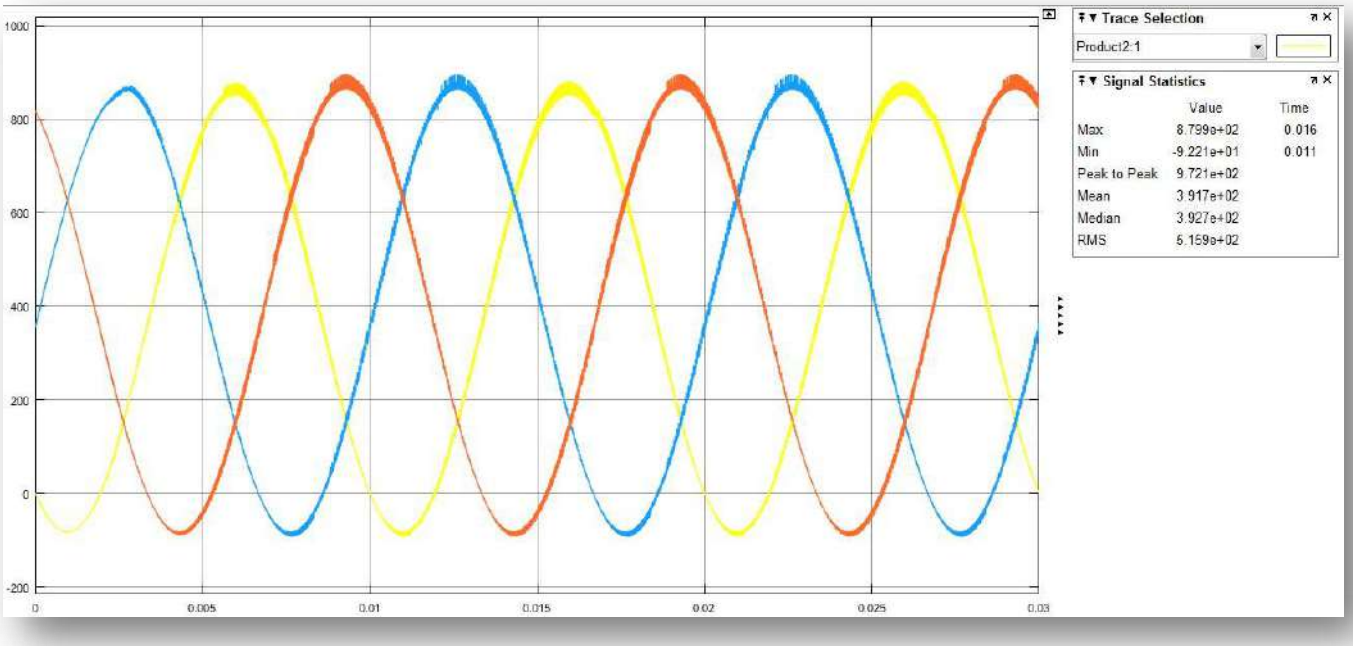


Figure (V-4): la puissance de la méthode P&O.

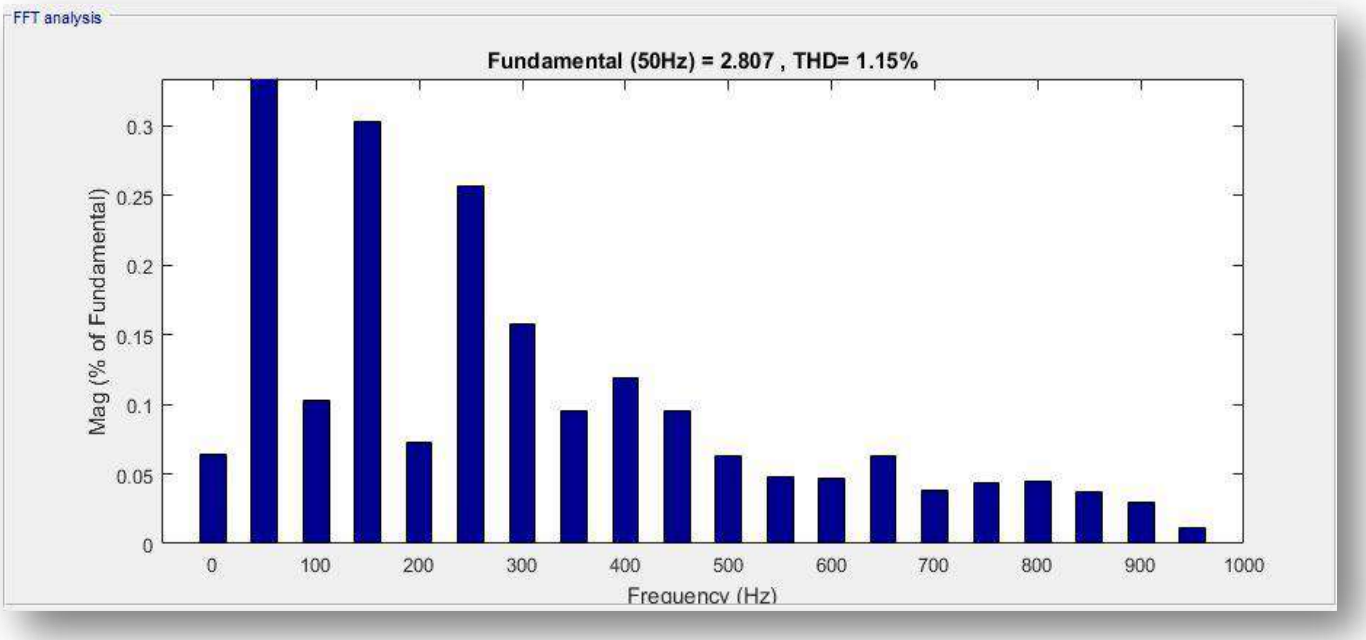


Figure (V-5): le THD de la méthode P&O.

Depuis les figures (V-2,3,4,5) ,on peut constater des petits perturbations au niveau des courants , puissance et tension avec une bonne forme sinusoïdale , un bon porcentage de THD vu que il est inferieur à 2.5%.

b.La méthode de la Conductance Incrémentale (IncCond):

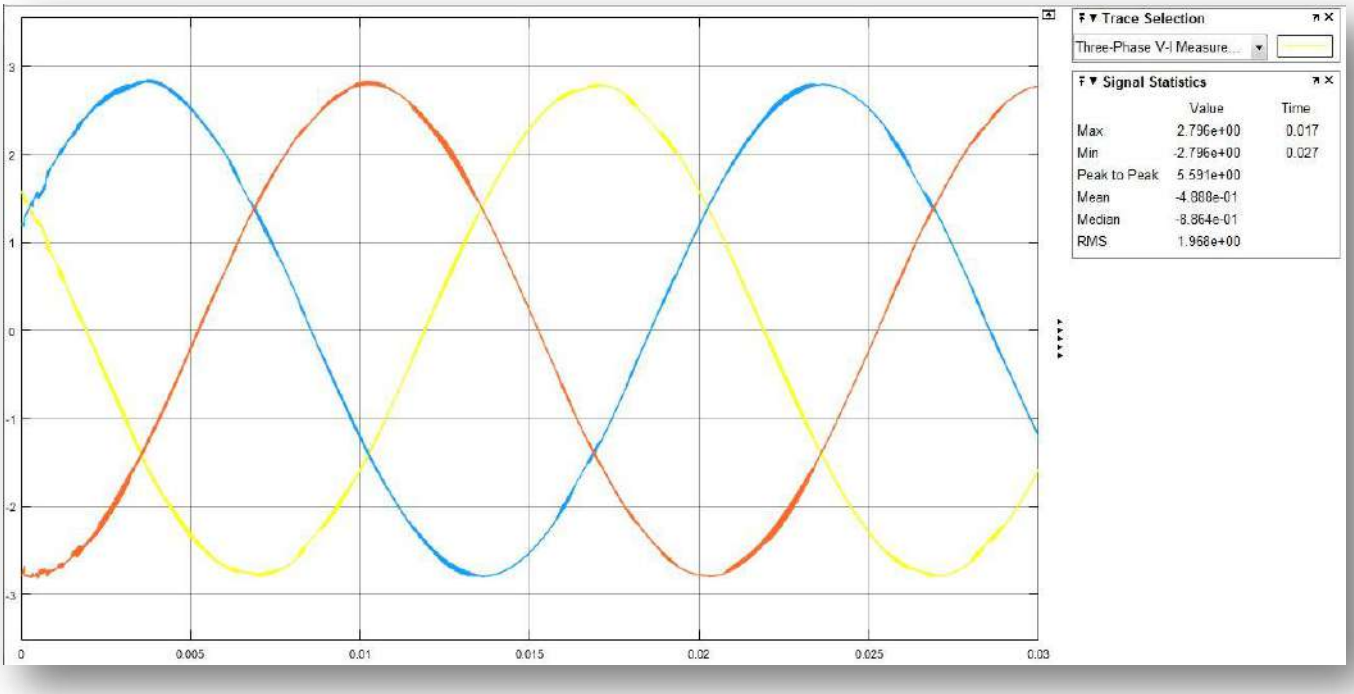


Figure (V-6): le courant de la méthode IncCond.

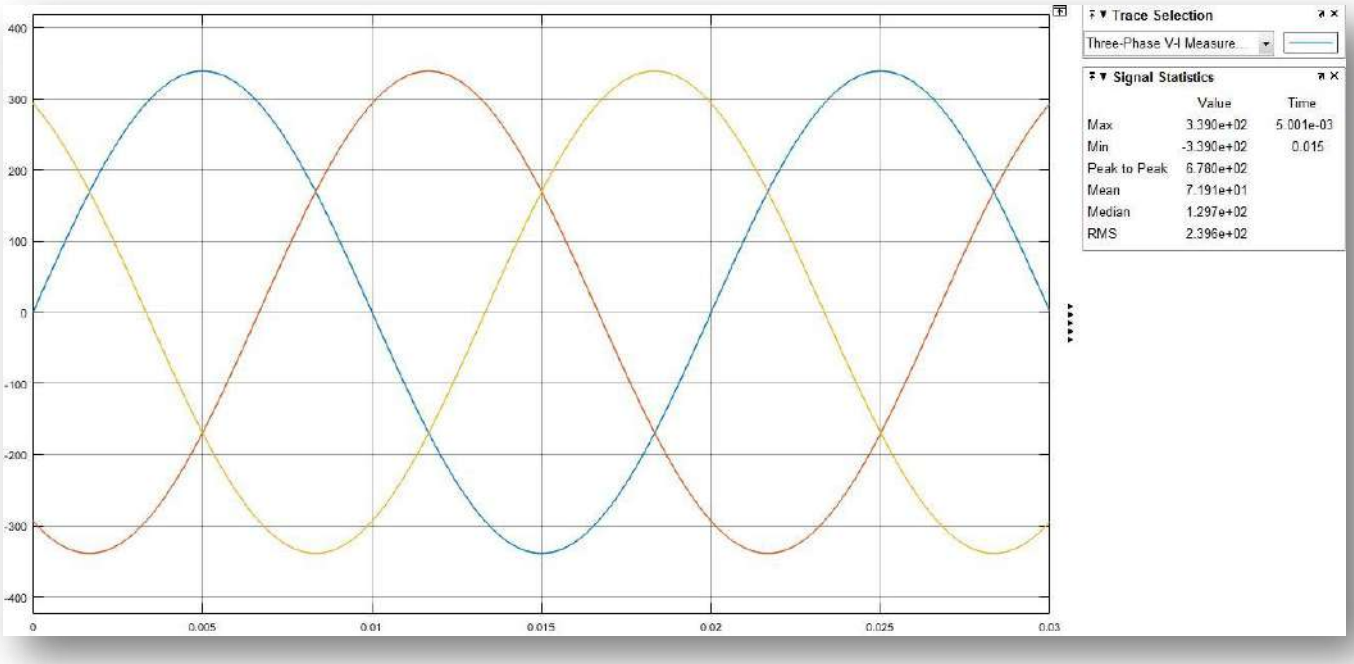


Figure (V-7): la tension de la méthode IncCond.

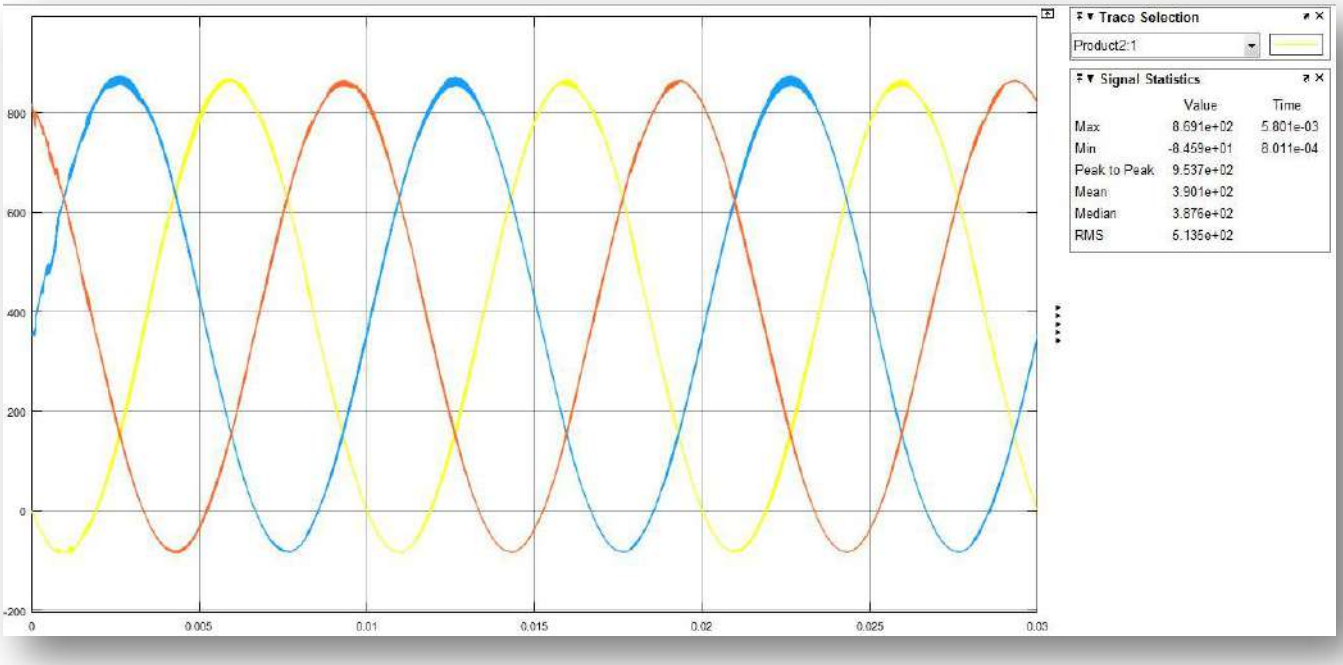


Figure (V-8): la puissance de la méthode IncCond.

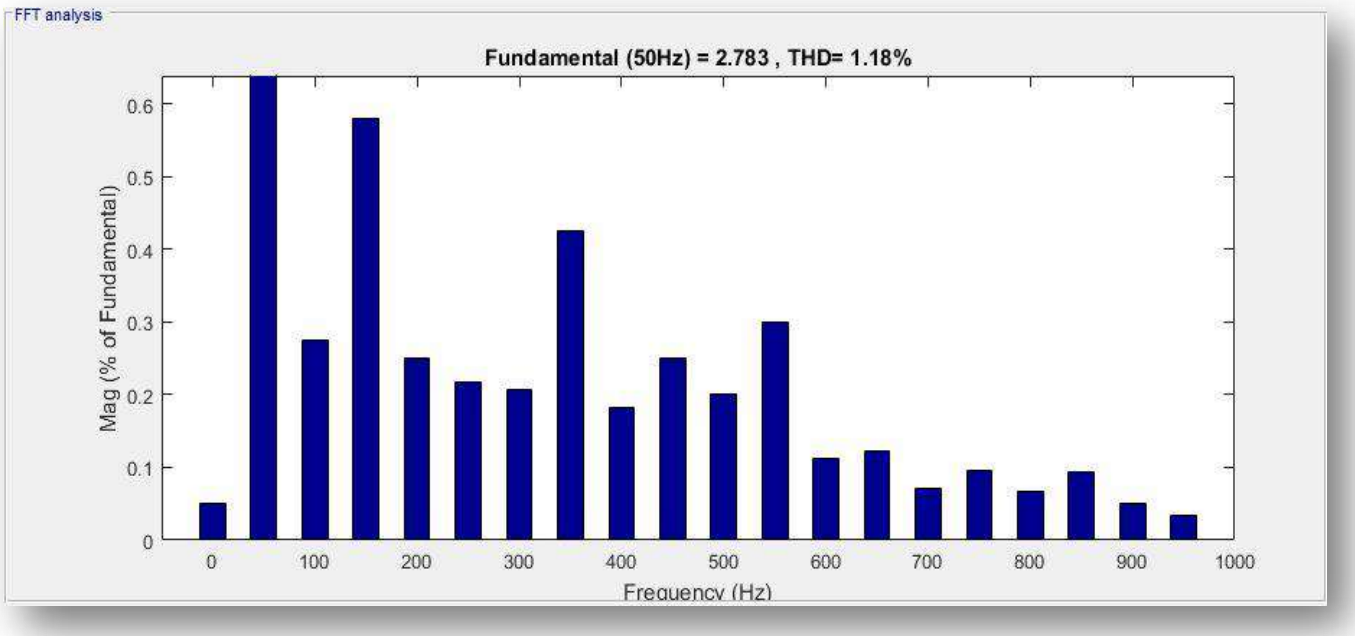


Figure (V-9): le THD de la méthode IncCond.

On peut remarquer au figure(V-6) que les courants sont perturbés, les tensions et la puissance ont diminué par rapport a la méthode précédente.

c.Technique MPPT à base de la logique floue :

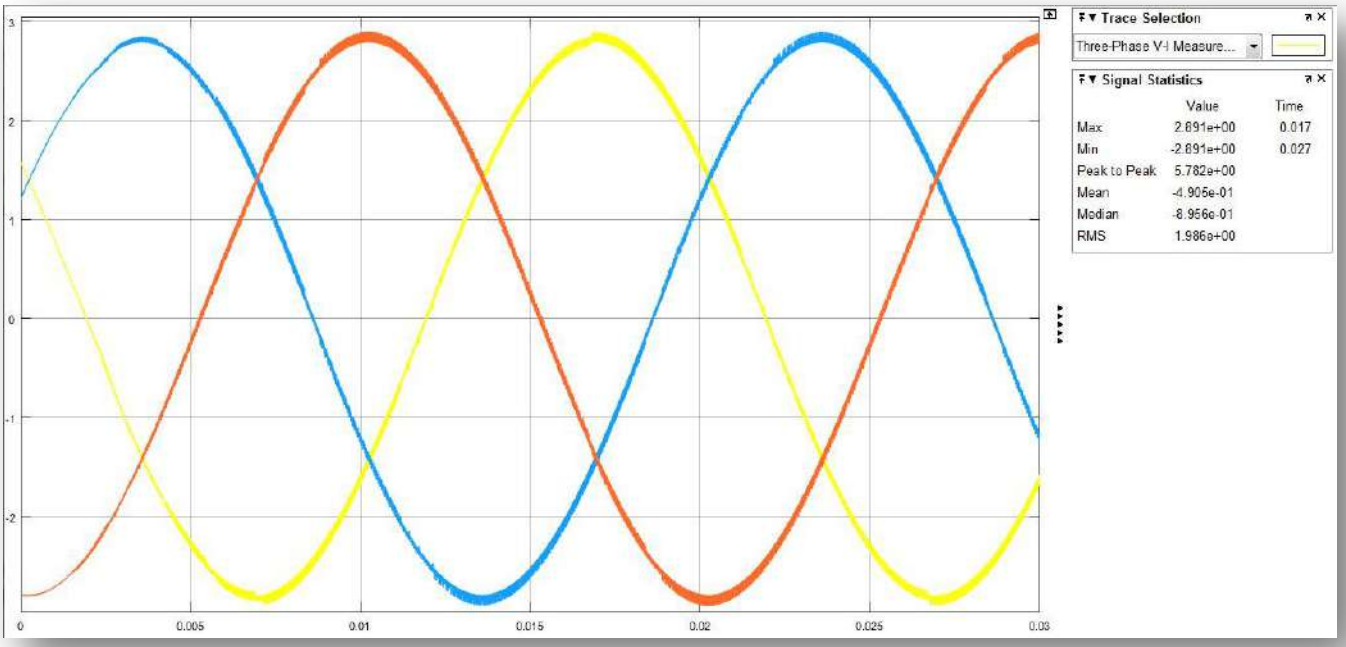


Figure (V-10):le courant de la logique floue.

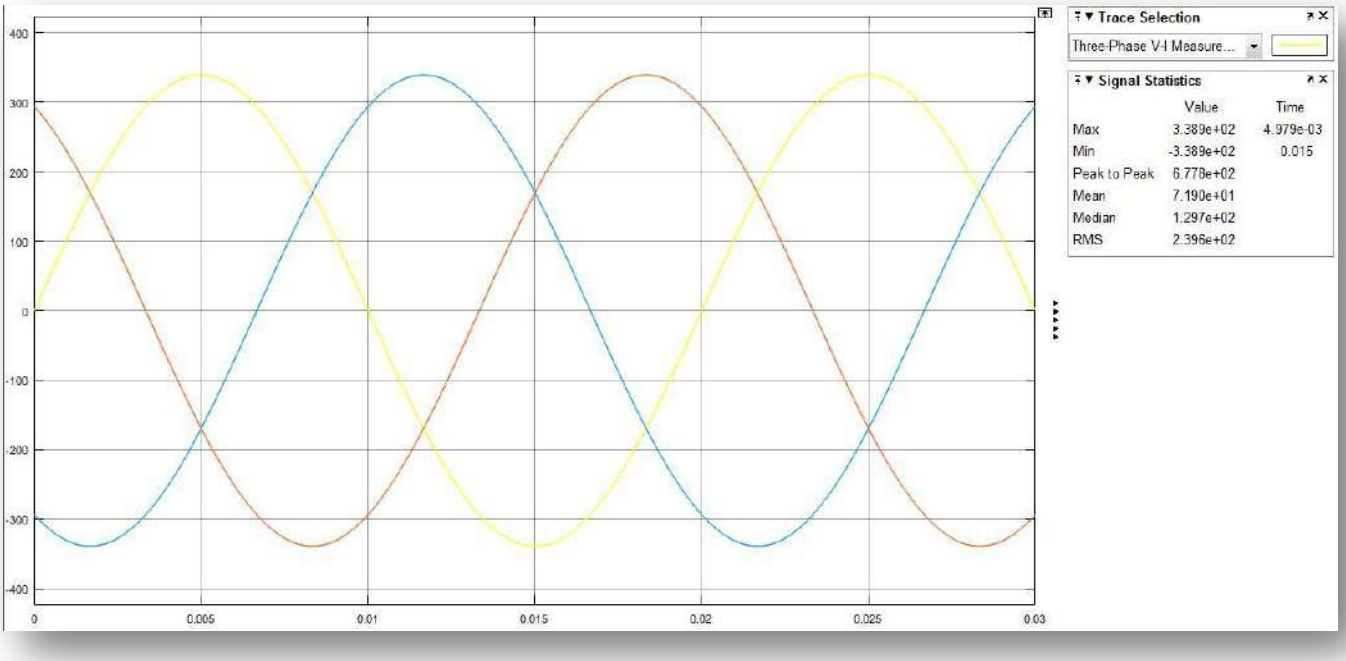


Figure (V-11):la tension de la logique floue.

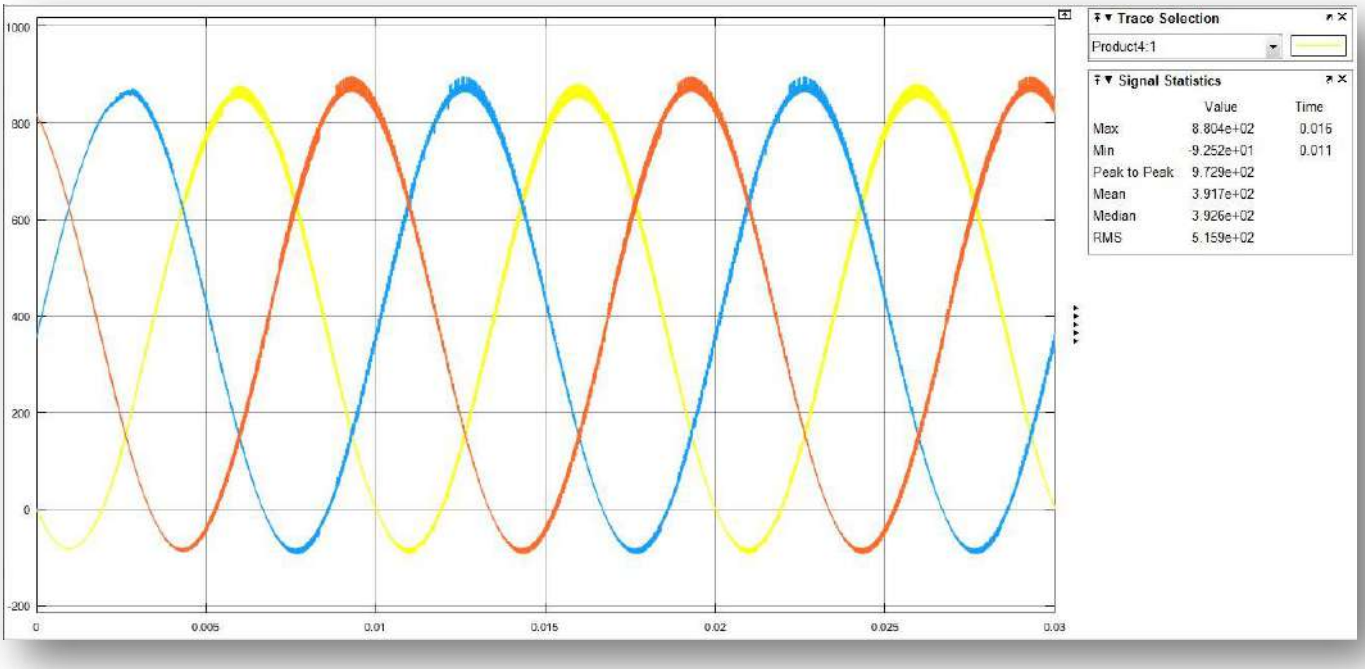


Figure (V-12):la puissance de la logique floue.

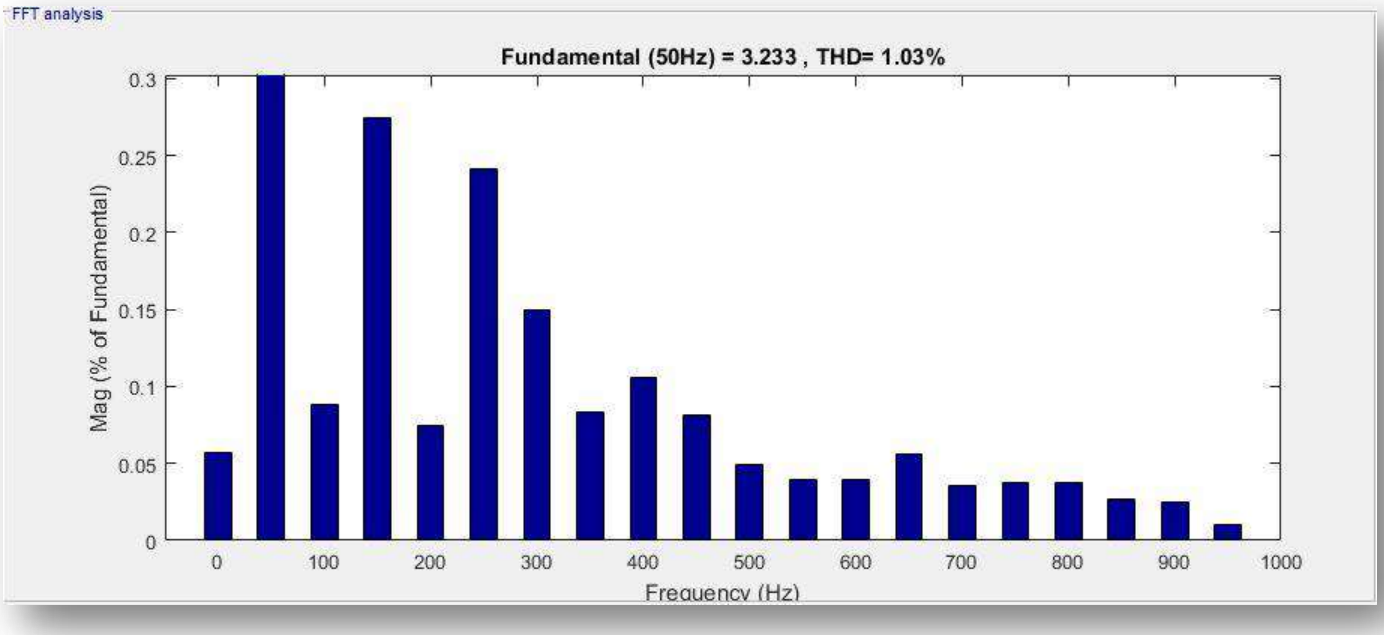


Figure (V-13):le THD de la logique floue.

D'après les résultats de simulation obtenus, on remarque que le contrôleur flou conduit à des meilleures performances, avec l'absence des oscillations dans le régime permanant, et un temps de réponse plus rapide.

d.Technique MPPT à base des Réseaux de Neurones Artificiels (RNA):

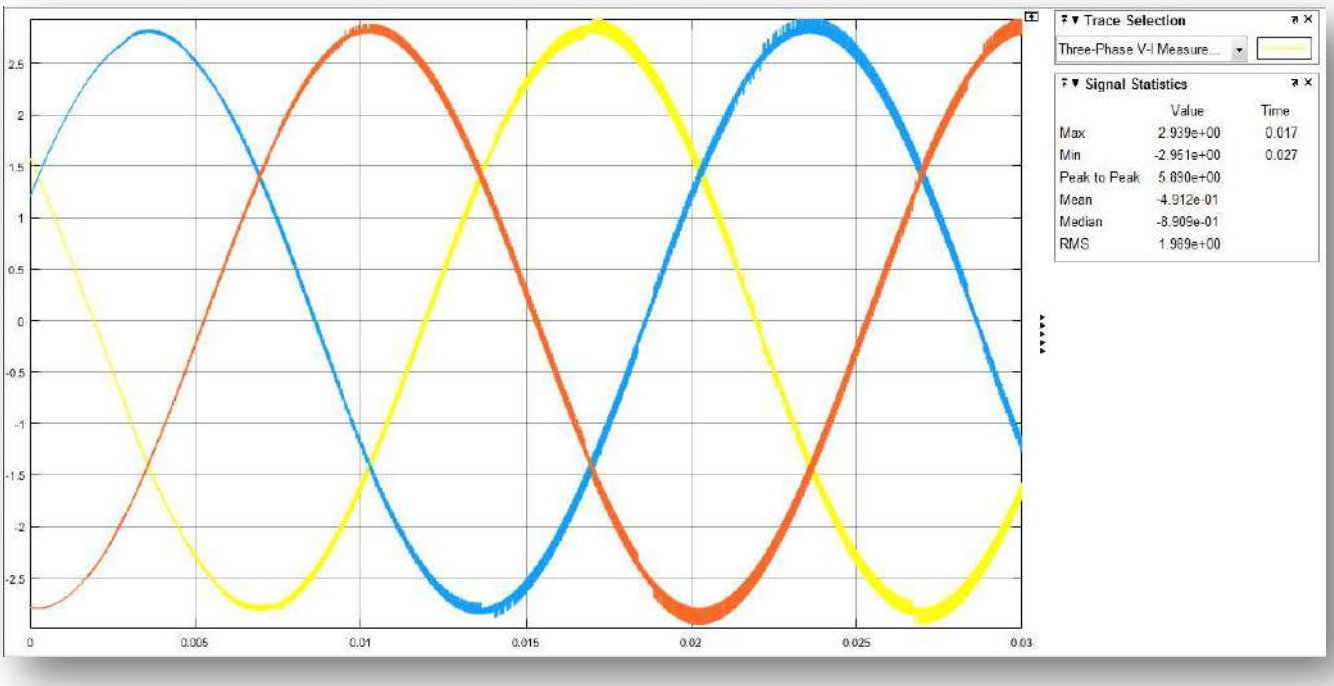


Figure (V-14):le courant de la technique RNA.

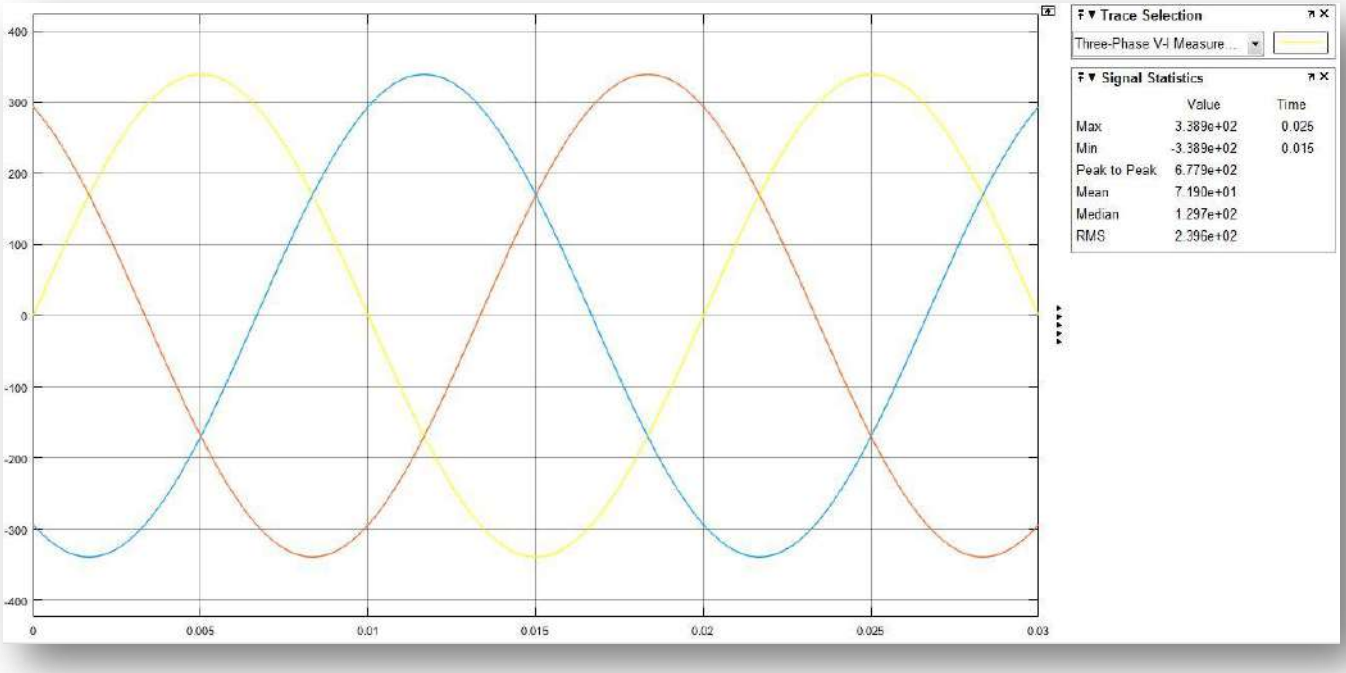


Figure (V-15):la tension de la technique RNA.

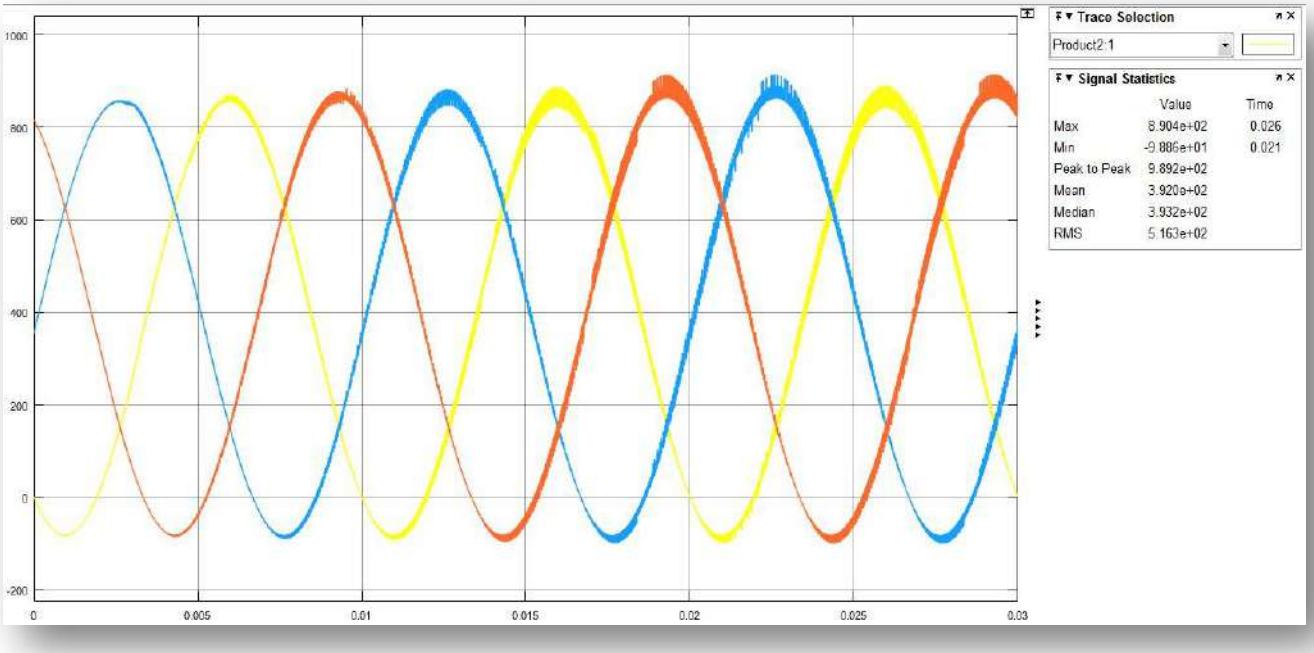


Figure (V-16):la puissance de la technique RNA.

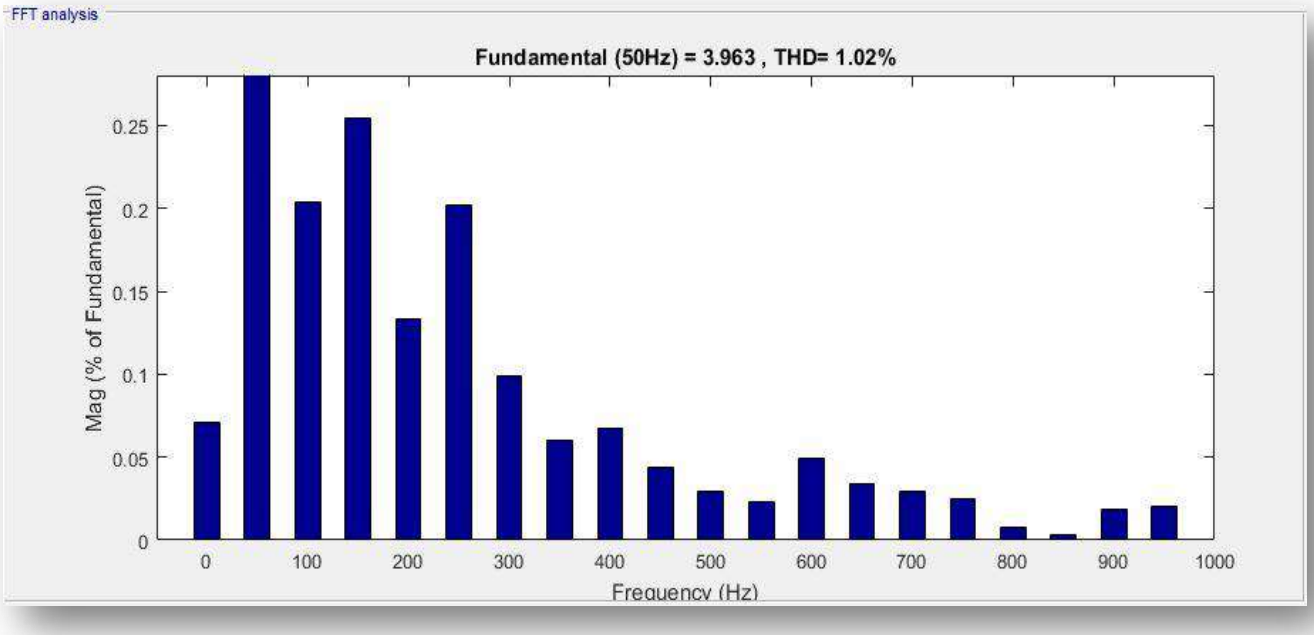


Figure (V-17):le courant de la technique RNA.

On voit que les courants sont bien formés sans avoir des perturbations , meilleures valeurs des courants, tensions et puissance et un taux de THD le plus elvé par rapport a la qualité .

V.4.2.Interprétation des résultats:

Les figures précédentes montrent les formes d'ondes dans le temps des courants, tensions et puissances de sortie du convertisseur DC-DC en utilisant les commandes Logique flou, P&O, INC et RNA . Dans tous les cas nous avons simulé les algorithmes à des conditions standards dela température et de l'éclairement (25°C, 1000 W/m^2). Nous avons une détection du point maximal avec des ondulations assez faibles dans le régime transitoire, avec un recouvrement du PPM. Nous avons remarqué aussi que la réponse dynamique de les commandes logique flou et RNA est élevée en la comparant aux autres algorithmes, ce qui signifie que ces techniques ont des meilleurs performances en terme de précision et de rapidité de recouvrement de PPM, nous avons analyser les autres courbes et nous avons ordonner les autres méthodes selon la réponse dynamique : l'IncCond atteint le PPM avec une grande précision suivi de P&O qui oscille autour de PPM mais elle n'atteint jamais le point maximal, par contre le temps mis par IncCond pour se stabiliser sur un nouveau PPM est élevé en comparant à la commande P&O. La commande floue et RNA font de temps plus rapide que les autres algorithmes.

En résumé, la commande flou s'avère être performante, cependant sa précision en statique est fortement liée à la complexité de la table de vérité employée entraînant la nécessité du choix obligatoire d'un microcontrôleur ayant une grande capacité de calculs tenant compte des nombreuses disparités des paramètres électriques du panneau , mais la commande RNA a preuvé qu'elle est trés performante , a cause de son traitement de l'ensemble des entrées rapidement et aussi le simplifier en une fonction d'activation. Donc elles entrainent une consommation énergétique non négligeable. Mais elles peuvent traiter des problèmes d'une grande complexité grâce à des paramètres interdépendants. enfin RNA c'est l'algorithme la plus efficace et fiable pour extraire le maximum de la puissance du PV malgré son coût élevé.

V.5.Conclusion:

Afin d'améliorer la performance du systeme photovoltaïque (PV), diverses méthodes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) conventionnelles et intelligentes ont été utilisées. Ce chapitre a présenté une étude sur les techniques MPPT les plus utilisées dans les systèmes PV, à savoir : la méthode de perturbation et d'observation (P&O), la méthode conductance incrémentale (IncCond) , la méthode MPPT à base de la logique floue,et la méthode MPPT à base des reseaux de neurones artificiels (RNA). Dans le cadre de ce travail, des simulations numériques (en utilisant Simulink/Matlab) ont été réalisées sur les systèmes PV contenant des contrôleurs MPPT classiques et intelligents. Les résultats obtenus ont montré en général, que les performances des techniques MPPT intelligents, en termes de stabilité, de précision et de rapidité dans la poursuite du MPP sont beaucoup mieux que celles des techniques classiques .

Conclusion générale

Conclusion générale

Nous avons entamé un sujet qui est en plein développement qui consiste « une étude comparative entre les différents MPPT's photovoltaïques ». Nous vous avons fait un aperçu sur l'énergie solaire, le principe de fonctionnement des panneaux photovoltaïques et les différentes modélisations utilisées pour la simulation des cellules solaires.

En général, un convertisseur DC/DC est placé entre le PV et la charge, en faisant varier le rapport cyclique du point de fonctionnement pour poursuivre le point de puissance maximale (MPPT) qui est nécessaire pour extraire le maximum de puissance du module PV.

Les différentes topologies des convertisseurs continu-continu que nous pouvons utiliser dans une installation PV, leurs principes de fonctionnement et le choix de l'inductance et la capacité. En raison du coût très élevé du générateur photovoltaïque et au rendement faible du panneau photovoltaïque qui est due aux caractéristiques électriques non linéaires des cellules et leur association, une solution a été mise au point, qui consiste la recherche du point de puissance maximale (dite MPPT) pour avoir un meilleur résultat et produire un maximum de puissance.

Pour dépister ce point de fonctionnement qui varie par rapport aux conditions métrologiques, une méthode de dépistage est utilisée pour trouver le point de puissance maximale qui est basé sur des convertisseurs statiques considérés comme éléments de base pour l'optimisationde la puissance et l'adaptation de la charge.

Nous avons aussi présenté une étude sur les différentes méthodes de la commande MPPT, tout en donnant de multiples algorithmes contrôlant cette commande.

En dernier nous avons analysé et simulé, et faire une comparaison des différents MPPT en utilisant le logiciel MATLAB-SIMULINK a été effectué.

L'analyse des résultats obtenus, montre l'efficacité de l'intelligence artificiel (logique floue et RNA) pour avoir un bon rendement, et l'utilité de l'MPPT pour extraire le maximum de puissance du module PV et la protection de l'installation.

Dans ce sens la, les prochains travaux doivent prendre en compte l'influence de l'ombrage partielle sur la puissance produite, l'adaptation de l'MPPT à ce phénomène et le raccordement de l'installation au réseau de distribution.

bibliographie

bibliographie

[1]H.J.Moller, ʿSemiconductors for solarcells‟Artch House INC,MA,1993.

[2]H.Knopf , ʿAnalysis,Simulation and maximum of evaluation power point tracking(MPPT),Méthode for a solar powerd vehicule‟, Master of science in Electrical and computer engineering, Portland state university 1999.

[3]I.Protin. S.Astier, ʿʿConvertisseur photovoltaique‟‟‟, technique de l‟ingénieur, réf D3360-Vol DAB.

[4]Group 01 gr 509 , ʿʿPowersupply for the AAU cubesat‟‟‟, report AALBORG University2001.

[5]Antonio luque and Steven Hegedus,ʿʿHandbook of photovoltaique science andengineering‟‟‟, JhonWiley & sous LTd,2003.

[6]A.Ould Mohamed yahia et al ʿʿ Etude et modalisation d‟un générateur photovoltaïque

‟‟‟revue des énergies renouvelables Vol.11N3°,2008pp473-483.

[7]A.Boyette, ʿʿContrôle commande d‟un générateur asynchrone à double alimentation avecsystème de stockage pour la production éolienne‟‟‟, thèse doctorat de l‟université Henri Poincaré Nancy I, énergie électrique 2006.

[8]R. Jimmy et Al, ‟ le pompage photovoltaïque ”, Edition Multi mondes, 1999.

[9]M. Boukli-hacene Omar, « Conception et Réalisation d‟un générateur PV MUN d‟un convertisseur MPPT pour une meilleur gestion énergétique», Université Abou Bakr Belkaid,Telemcen, 2010/2011.

[10] A .LABOURET, M.VILLOZ, ‟ énergie solaire photovoltaïque ” ,DUNOD, France,2^{éme} édition, 2005.

[11] F.Abdo, ‟ Croissance de couche minces de silicium par épitaxie en phase à vase température pour application photovoltaïque ”, Thèse de doctorat Institut National des scienceappliquées de Lyon, 2007 .

[12] A .Ricaud, ‟ modules photovoltaïque –Filière technologique” ; Technique de l‟ingénieur

, D3940, 2009.

[13] C.Bernard , J.Chauvin, D.Lebrun, J.FMuraz, P.Stassi , « Station solaire autonome pour l‟alimentation des antennes de l‟expérience de radio détection à l‟observatoire Pierre Auger »,L‟archive ouverte pluridisciplinaire HAL.2006.

[14] S.Petibon, « Nouvelles architecture distribuer de gestion et de conversion de l‟énergie pour les applications photovoltaïques », Thèse de doctorat de l‟université de Toulouse, janvier2009.

[15] M.Nkouimi, « Outil d‟aide au dimensionnement des systèmes photovoltaïque domestique», Mémoire de fin d‟étude pour l‟obtention du diplôme d‟ingénieur de conception,Ecole National supérieur Polytechnique de Yaoundé, 2010.

[16] Hnnes. Knopf, « Analysis and simulation tools for solararray power systems », Universtyof Centrale Floride.2005.

[17] Lionel Vichiu, « modélisation et analyse de l‟intégration des énergies renouvelables dansun réseau autonome », Université Havre, 2005.

[18] Nattorn Pongtatananukul, « Analysis and Simulation tools for solararraysystems »,Universty of Centrale Floride.2005.

[19] H. Knopf, « Analysis, Simulation and Maximum of Evaluation Power Point Tracking (MPPT) Methods for a SolarPoweredVehicle », Master of Science in Electrical and ComputerEngineering, Portland State University, 1999.

[20] C. Alonso, « Contribution à l‟Optimisation, la Gestion et le Traitement de l‟Energie »,Mémoire en vue de l‟obtention de l‟Habilitation à Diriger les Recherches, Université Paul Sabatier, Toulouse 3, Décembre 2003

[21] CH.Maher, « Gestion Energétique des Panneaux photovoltaïque », Mémoire MasterUniversité Sfax 2007-2008

[22] K.Sobaihi, « étude et réalisation d‟un hacheur de Tracking du point de puissance Maximale (MPPT) a contre réaction », Mémoire de Magister Ecole Nationale polytechnique 10, Avenue Hassen Badi El –Harrach Alger.

[23] Alain Bilbao learreta, « Réalisation de commandes MPPT Numériques », Rapport destage Projet Fin d‟Etudes Universtat Rovira Virgili 2006.

[24]N. Abouchabana, « Etude d‟une nouvelle topologie buck-boost appliquée à un MPPT », Mémoire de Magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2009.

[25]S. M. Ait-Cheikh, «Etude, Investigation et conception d‟algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques», Thèse de Doctorat d‟état, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2007.

[26]S. Issaadi, « Commande d‟une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par les Réseaux de Neurones », Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2006.

[27]M. Moulay-Amar et M. Loghouini, «Etude et réalisation d‟un système de poursuite de point de puissance maximale à base de microcontrôleur destiné a une installation photovoltaïque », Mémoire d‟ingéniorat, université de Ouargla, Algérie, 2005

[28]M.N.Mchalikh et CH.Hmada, « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau », Mémoire de Master Université Kasdi Merbah–Ouargla 2013.

[29]Bogdan Grabowski, Christian Ripoll,« Aide-mémoire Électronique », Dunod, 5eédition, 2008.

[30].S .Ait cheikh, «Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques». Thèse de doctorat, Ecole National Polytechnique El-Harrach, Décembre 2007.

[31].A. Mabrouk, «Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique». Mémoire de magister en électricité solaire de l'école Nationale Polytechnique El Harrach, ALGER, 2008.

[32]. A. Oi, «Design and simulation of photovoltaic water pumping system ». Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Science in Electrical Engineering, Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo September 2005.

[33]. Detlef Schulz, Matthias Jahn and Thomas Pfeifer «Grid Integration of Photovoltaics and Fuel Cells». Department of Electrical Engineering, Electrical Power Engineering, Helmut-Schmidt-University, Holstenhofweg 85, D-22043 Hamburg, Germany

[34].F. Bouchtouche cherfa «Etude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT». Mémoire de magister, Ecole National Polytechnique Elharach, 2004.

[35].Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisé dans un réseau basse tension». Thèse de doctorat de l'école National supérieure d'Art et Métiers,décembre 2004.

[36].J. David Irwin, MUHAMMAD H. RASHID «Power electronics Handbook». University of West Florida Joint Program and Computer Engineering, Copyright # 2001 by ACADEMIC PRESS.

[37]. Synergrid**,** «Prescriptions techniques spécifiques de raccordement d'installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution». Fédération des Gestionnaires de Réseaux électrique et Gaz en Belgique.

[38]. Annexe de l'arrêté du 30 décembre 1999 relatif aux conditions techniques de

raccordement au réseau public de transport des installations de production d'énergie électrique de puissance installée inférieure ou égale à 120 MW, d'EDF en France.

[39]. M.A.E. Alali, « Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension ». Automatisation des systèmes de puissance électriques, Thèse de doctorat, Université Louis Pasteur, 2002.

[40]. M. Boudjdaimi «Commande d'un onduleur par des approches basées sur des réseaux de neurones artificiels». Mémoire de magister, UMMTO, 27/09/2009.

[41]. M. Hankins, *Stand-alone Solar Eectric Systems: the Earthscan Expert Handbook for Planning, Design and Installation*. London, UK: Earthscan, 2010.

[42]. G. Hart, H. Branz, and C. Cox, "Experimental tests of open-loop maximum-power-point tracking techniques for photovoltaic arrays," *Solar cells*, vol. 13, pp. 185-195, 1984.

[43]. D. Sera, L. Mathe, T. Kerekes, S. V. Spataru, and R. Teodorescu, "On the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods for PV systems," *IEEE journal of photovoltaics*, vol. 3, pp. 1070-1078, 2013.

[44]M. A. Masoum, H. Dehbonei, and E. F. Fuchs, "Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltageand current-based maximum power-point tracking," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, pp. 514-522, 2002.

[45]. N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, pp. 963-973, 2005.

[46]. B. Subudhi and R. Pradhan, "A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems," *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 4, pp. 89-98, 2013.

[47]. A. Chermitti, O. Boukli-Hacene, and B. Mohamed, "Improvement of the" Perturb and Observe" MPPT Algorithm in a Photovoltaic System under Rapidly Changing Climatic Conditions," *International Journal of Computer Applications*, vol. 56, pp. 5-10, 2012.

[48]. A. Safari and S. Mekhilef, "Simulation and hardware implementation of incremental conductance MPPT with direct control method using cuk converter," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 1154-1161, 2011.

[49]. B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, M. Almi, and S. Boulouma, "Advanced Fuzzy MPPT Controller for a stand-alone PV system," *Energy Procedia*, vol. 50, pp. 383-392, 2014.

[50].E. Mamdani and S. Assilian, "An experiment in linguistic synthesis with a

fuzzy logic controller,"*International journal of human-computer studies*, vol. 51, pp. 135-147, 1999

[51]. S. H. Huang and H.-C. Zhang, "Artificial neural networks in manufacturing: concepts, applications, and perspectives," *IEEE Transactions on Components, Packaging, and Manufacturing Technology: Part A*, vol. 17, pp. 212-228, 1994.

[52]. D. A. Linkens and H. O. Nyongesa, "Learning systems in intelligent control: an appraisal of fuzzy, neural and genetic algorithm control applications," *IEE Proceedings-Control Theory and Applications*, vol. 143, pp. 367-386, 1996.