

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس - سطيف-

UNIVERSITE FERHAT ABBAS - SETIF-

UFAS (ALGERIE)

Faculté de Technologie

Mémoire de Magister

Présenté au département d'Électrotechnique

Pour obtenir le diplôme

De Magister En Electrotechnique

Option :

Réseaux Electriques

Par :

M. SLAMA Fateh

Thème

Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique

Soutenu le 24/06/2012 devant la commission d'examen composée de :

Dr. MOHAMMED MOSTEFAI	Prof.	Université Ferhat Abbas de Sétif	Président
Dr. HAMMOUD RADJIAI	M.C.A	Université Ferhat Abbas de Sétif	Rapporteur
Dr. LAZHAR RAHMANI	Prof.	Université Ferhat Abbas de Sétif	Examineur
Dr. AHMED GHERBI	Prof.	Université Ferhat Abbas de Sétif	Examineur
Dr. AISSA CHOUDER	M.C	CDER, Bouzaréah	Invité

Dédicaces

A mes chers parents

A mon cher frère, à mes sœurs,

Et à tous mes amis.

Remerciements

Je remercie vivement Monsieur Dr. HAMMOUD RADJELI, pour l'honneur qu'il me fait en encadrement, et son entière disponibilité durant toutes les étapes de mon projet.

Je tiens à remercier aussi l'équipe de recherche dans le laboratoire photovoltaïque au CDER, dont fait partie Monsieur Dr. AISSA CHOUDER qui m'a fait l'honneur de présider et d'examiner ce travail. Pour toute sa générosité, sa présence morale et physique, sans oublier sa qualité humaine, et son aide dans l'élaboration de ce travail.

J'exprime mes remerciements à Pr. MOHAMMED MOSTEFAI de m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.

Mes remerciements vont aussi à Messieurs Pr. LAZHAR RAHMANI et Pr. AHMED GHERBI, membres de jury, pour leurs disponibilités et leurs gentillesse.

Mes remerciements vont également à tous les enseignants du département d'électrotechnique pour leurs conseils.

Je n'oublierai pas de remercier aussi mon père, ma mère, mon frère et mes sœurs pour leurs soutiens.

Sétif, le 24 /06/2012

SLAMA FATEH

Sommaire

Introduction générale

Chapitre 01.....	1
------------------	---

Les systèmes photovoltaïques

1.1. Introduction.....	1
1.2. Potentiel solaire.....	2
1.2.1. Potentiel solaire extraterrestre	2
1.2.1.1. Rayonnement solaire extraterrestre.....	2
1.2.1.2. Temps solaire vrai (TSV).....	3
1.2.1.3. Position du soleil.....	4
1.2.1.4. Géométrie d'orientation : collecteur- faisceau du soleil	5
1.2.2. Rayonnement solaire	5
1.2.2.1. Spectre solaire	5
1.3. Masse d'air.....	7
1.4. Semi conducteur.....	8
1.4.1. Formation de la jonction PN.....	8
1.4.2. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.....	9
1.4.3 Type et rendement des cellules photovoltaïques	9
1.5. Protections classiques d'un générateur photovoltaïque	11
1.6. Les systèmes photovoltaïques :.....	11
1.6.1. Les systèmes photovoltaïques avec stockage électrique :	12
1.6.2. Les systèmes à couplage direct sans batterie :.....	12
1.7. Secteurs d'application :.....	13
1.8. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque.....	14
1.8.1. Inconvénients :.....	14
1.8.2. Avantages	14
Conclusion	15

Chapitre 02.....	16
-------------------------	-----------

Modélisation d'un système photovoltaïque

2.1. Introduction.....	16
2.2. Circuit équivalent d'une cellule solaire.....	16
2.2.1. Cas d'une cellule idéale.....	16
2.2.2. Cas d'une cellule réelle.....	17
2.3. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV).....	20
2.3.1. Association des Cellules Photovoltaïques en Parallèle.....	20
2.3.2. Association des Cellules Photovoltaïques en Série.....	21
2.4. Influence de l'Éclairement.....	23
2.5. Influence de la Température.....	24
2.6. Influence de la résistance série.....	25
Conclusion.....	25

Chapitre 03.....	26
-------------------------	-----------

Étage d'adaptation d'un générateur photovoltaïque à la charge

3.1. Introduction.....	26
3.2. Connexion directe source-charge.....	26
3.3. Étage d'adaptation entre un Générateur PV et une charge.....	27
3.3.1. Convertisseurs DC/DC.....	28
3.3.1.1. Le hacheur survolteur (Boost) :.....	28
3.3.1.2. Le hacheur dévolteur (Buck).....	34
3.3.1.3. Le convertisseur Buck-Boost.....	36
3.3.2. Adaptateur continu/alternatif DC/AC.....	37
Conclusion.....	39

Chapitre 04.....	40
-------------------------	-----------

Techniques de poursuite du point de puissance maximale MPPT

4.1. Introduction	40
4.2. Suivi de la puissance maximale du générateur photovoltaïque	40
4.3. Principe du MPPT	40
4.3.1. Adaptation manuelle de la charge au générateur photovoltaïque:.....	41
4.3.2. Méthodes à contre réaction de tension :	42
4.3.2.1. Référence fixe	42
4.3.2.2. Référence en fonction de V_{oc}	43
4.3.2.3. Tension de référence externe (Cellule pilote)	44
4.3.3. Méthodes à contre réaction de courant	44
4.3.3.1. Référence en fonction du courant de court-circuit I_{CC}	45
4.3.3.2. Référence externe (Cellule pilote)	45
4.3.4. Méthodes à contre réaction de puissance.....	45
4.3.4.1. Technique de l'incrémentement de la conductibilité	45
4.3.4.2. Algorithme 'perturbation et observation	48
4.4. Résultats de la méthode de perturbation puis observation	51

Chapitre 05.....	55
-------------------------	-----------

Système photovoltaïque connecté au réseau électrique

5.1. Introduction	55
5.2. Le premier modèle d'un système PV connecté au réseau.....	56
5.3. Deuxième modèle d'un système PV connecté au réseau	60
5.3.1. Convertisseurs Continus-Alternatifs.....	60
5.3.2. Les filtres	61
5.3.3. La charge	61
5.3.4. Le réseau électrique	61
5.3.5. Modèle du dispositif de conditionnement de puissance	61
5.3.5.1. Modèle de la puissance maximale injecté.....	62

5.3.6. Modélisation de l'onduleur.....	65
5.4. Simulation d'un système PV connecté au réseau à travers un onduleur.....	66
5.4.1. Les résultats de simulation et interprétation.....	68
5.4.2. Interprétation.....	71
Conclusion.....	74

Conclusion générale

Liste des figures

Figure 1-1. Géométrie schématique des rapports terre-soleil .	3
Figure 1-2. La position du soleil observée d'après l'origine O.	4
Figure 1-3. Position du soleil observée d'après l'origine O.	5
Figure 1-4. Types de rayonnement solaire reçus au sol.	6
Figure 1-5. Rayonnement solaire capté par un plan horizontal et incliné.	7
Figure 1-6. Intensité de l'enseulement reçu sur un plan horizontal et incliné.	7
Figure 1-7. Description du nombre de masse d'air.	7
Figure 1-8. Génération de la paire électron-trou.	8
Figure 1-9. La jonction PN.	8
Figure 1-10. Structure d'une cellule photovoltaïque.	9
Figure 1-11. Les images de différents types de la cellule photovoltaïque.	10
Figure 1-12. Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour	11
Figure 1-13. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec stockage.	12
Figure 1-14. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque à couplage direct.	12
Figure 1-15. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque.	13
Figure 2-1. Schéma équivalent d'une cellule idéale.	16
Figure 2-2. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.	17
Figure 2-3. Schéma de simulation d'une cellule photovoltaïque réelle.	19
Figure 2-4. Caractéristique P-V d'une cellule PV.	19
Figure 2-5. Caractéristique I-V d'une cellule PV.	19
Figure 2-6. Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en parallèle.	20
Figure 2-7. Caractéristique P-V des cellules PV raccordées en parallèle.	20
Figure 2-8. Caractéristique I-V des cellules	20
Figure 2-9. Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en série.	21
Figure 2-10. Caractéristique P-V des cellules photovoltaïques raccordées en série.	21
Figure 2-11. Caractéristique I-V des cellules photovoltaïques raccordées en série.	21
Figure 2-12. Schéma d'une partie de la centrale de production d'électricité d'un système photovoltaïque installé au CDER.	22
Figure 2-13. Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque.	23
Figure 2-14. Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque.	23
Figure 2-15. Caractéristique P-V du module PV selon l'éclairement.	24
Figure 2-16. Caractéristique I-V du module PV selon l'éclairement.	24
Figure 2-17. Caractéristique P-V du module PV selon la température.	24

Figure 2-18. <i>La caractéristique I-V du module PV selon la température.</i>	24
Figure 2-19. <i>Caractéristique I-V de module PV selon la température.</i>	25
Figure 3-1. <i>Connexion directe source-charge.</i>	26
Figure 3-2. <i>Étage d'adaptation entre un GPV et une charge.</i>	27
Figure 3-3. <i>Circuit électrique de base du hacheur survolteur.</i>	28
Figure 3-4. <i>Allure des variables dynamiques I_L.</i>	30
Figure 3-5. <i>Caractéristique de la tension et du courant du hacheur survolteur.</i>	32
Figure 3-6. <i>Circuit électrique de base du hacheur survolteur.</i>	33
Figure 3-7. <i>Modèle de simulation du hacheur survolteur.</i>	33
Figure 3-8.a : <i>La tension V_c.</i>	33
Figure 3-9. <i>Circuit électrique de base du hacheur dévolteur.</i>	34
Figure 3-10. <i>Caractéristique de la tension et des courants</i>	35
Figure 3-11. <i>Variation de la tension de charge avec le courant de charge</i>	35
Figure 3-12. <i>Circuit électrique de base du hacheur survolteur/dévolteur.</i>	36
Figure 3-13. <i>Caractéristique de la tension et du courant du Buck-Boost.</i>	36
Figure 3-14. <i>Circuit électrique de base d'un onduleur.</i>	37
Figure 3-15. <i>Schéma de bloc par simulink d'un onduleur.</i>	38
Figure 3-16. <i>Différentes courbes des grandeurs transférées par l'onduleur.</i>	38
Figure 4-1. <i>Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT.</i>	41
Figure 4-2. <i>Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence.</i>	42
Figure 4-3. <i>Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence.</i>	43
Figure 4-4. <i>Principe de la méthode MPPT à courant de référence en fonction de I_{sc}.</i>	44
Figure 4-5. <i>Caractéristiques de fonctionnement de la méthode par incrémentation de conductibilité</i>	46
Figure 4-6. <i>Organigramme de l'algorithme INC.</i>	48
Figure 4-7. <i>Caractéristiques de fonctionnement de la méthode de P&O.</i>	50
Figure 4-8. <i>Effet d'une augmentation soudaine de l'ensoleillement sur la poursuite du PPM.</i>	50
Figure 4-9. <i>Organigramme de l'algorithme perturbation et observation.</i>	50
Figure 4-10. <i>Modèle de simulation pour l'algorithme 'perturbation et observation.</i>	51
Figure 4-11. <i>Variation de la tension</i>	51
Figure 4-12. <i>Variation de courant.</i>	51
Figure 4-13. <i>Caractéristique P-V.</i>	52
Figure 4-14. <i>Caractéristique I-V.</i>	52
Figure 4-15. <i>Organigramme de l'algorithme perturbation et observation.</i>	52
Figure 4-16. <i>Modèle de la simulation pour l'algorithme P&O.</i>	53
Figure 4-17. <i>Caractéristique P-V.</i>	53

Figure 4-18. <i>Caractéristique P-V</i>	53
Figure 4-19. <i>Caractéristique P-V</i>	54
Figure 4-20. <i>Caractéristique P-V</i>	54
Figure 5-1. <i>Système PV connecté au réseau électrique</i>	55
Figure 5-2. <i>Système PV connecté au réseau électrique</i>	56
Figure 5-3. <i>Tension Vdc</i>	57
Figure 5-4. <i>Schéma représente le bloc de simulation d'un système PV connecté au réseau</i>	59
Figure 5-5. <i>Tension V_{dc} pour différent valeurs du courant I_{rmsref}</i>	59
Figure 5-6. <i>Grandeurs de sortie de l'onduleur</i>	59
Figure 5-7. <i>Onduleur de courant</i>	60
Figure 5-8. <i>Onduleur de tension</i>	60
Figure 5-9. <i>Onduleur de tension avec filtre L</i>	61
Figure 5-10. <i>Profile de l'éclairement en fonction du temps pour 3 journées</i>	63
Figure 5-11. <i>Profile de la température en fonction du temps pour 3 journées</i>	63
Figure 5-12. <i>Schéma bloc de simulation de MPP</i>	64
Figure 5-13. <i>Courant optimal simulé, I_{mpp}</i>	64
Figure 5-14. <i>Tension optimale simulée, V_{mpp}</i>	64
Figure 5-15. <i>Puissance optimale simulée, P_{mpp}</i>	65
Figure 5-16. <i>Position d'un onduleur en pont-H dans la chaîne PV connectée au réseau</i>	65
Figure 5-17. <i>Diagramme de phase</i>	66
Figure 5-18. <i>Schéma de bloc du système de commande</i>	67
Figure 5-19. <i>Modèle d'un onduleur connecté au réseau</i>	67
Figure 5-20. <i>Forme du courant inverti par l'onduleur</i>	68
Figure 5-21. <i>Forme du courant généré</i>	68
Figure 1-1. <i>Forme d'énergie produite par le générateur photovoltaïque</i>	68
Figure 1-2. <i>Forme d'énergie invertie par l'onduleur</i>	68
Figure 1-3. <i>Comparaison d'énergie produite par le générateur PV et celle invertie par l'onduleur pour les journées 1,2, et 3</i>	69
Figure 1-4. <i>Comparaison du courant photovoltaïque simulé et mesuré au point de puissance maximale pour les deux journées 1 & 3</i>	69
Figure 5-26. <i>Comparaison de la puissance d'entrée de l'onduleur simulée et mesurée pour les deux journées 1 & 3</i>	69
Figure 5-27. <i>Schéma bloc de calcul de la puissance moyenne</i>	70
Figure 5-28. <i>Comparaison de la puissance P_{mpp} et la puissance moyenne</i>	71

Figure 5-29. <i>Tension de réseau avec la tension et courant inversé.</i>	71
Figure 5-30. <i>Absence du courant I inversé.</i>	72
Figure 5-31. <i>Courant I inversé inférieur à celui demandé par la charge.</i>	72
Figure 5-32. <i>I inversé satisfait le courant demandé par la charge.</i>	73
Figure 5-33. <i>Courant I inversé supérieur à celui demandé par la charge.</i>	73

Liste des tableaux

Tableau 1-1. <i>Les différents types des cellules avec leur rendement.</i>	10
Tableau 2-1. <i>Valeurs des paramètres de simulation.</i>	19
Tableau 2-2. <i>Valeurs des paramètres de simulation.</i>	22
Tableau 3-1. <i>Paramètres de simulation.</i>	33
Tableau 3-2. <i>Paramètres de simulation.</i>	38
Tableau 4-1. <i>Table de vérité de l'algorithme 'perturbation et observation</i>	49
Tableau 5-1. <i>Paramètres de simulation.</i>	63
Tableau 5-2. <i>Paramètres de simulation.</i>	70

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

CDER : Centre de Développement des Énergies Renouvelable.

PV : Photovoltaïque.

GPV : Générateur photovoltaïque.

KWc : Kilo-Watt crête.

E_λ : Distribution du rayonnement de corps noirs.

E : Emittance énergétique (éclairage ou ensoleillement).

AM : Masse d'air.

TSL : Temps Standard Local.

TSV : Temps Solaire Vrai.

DC= CC : Courant Continu.

AC=CA : Courant alternatif.

STC : Conditions de tests standard 'Standard Test Conditions'.

MPP : Point de fonctionnement optimal 'Maximum Power Point'.

MPPT : Suiveur/Algorithme du Point de fonctionnement optimal.

CMM : Comportement moyen modelant.

Symboles

λ : longueur d'onde en mètre.

T : la température absolue en °K.

σ : La constante de Stefan-Boltzmann.

ES : Éclairement de la surface du soleil.

EO : Éclairement en dehors de l'atmosphère terrestre, appelée constante solaire.

AS : Surface du soleil.

AOT : Surface de la sphère dont le rayon est l'orbite de la terre/soleil.

A : Longitude géographique du site ;

A_{ref} : Longitude de référence du TSL

γ : L'altitude.

ψ : l'azimut.

A : longitude.

φ : latitude.

η_{STC} : Le rendement de la cellule photovoltaïque.

P_m : La puissance produite par le générateur PV.

E_{STC} : L'éclairement absorbé par la cellule.

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

E : L'éclairement absorbé par la cellule.

E_{ref} : L'éclairement de référence (1000 w/m²).

V_{th} : La tension thermique.

N : Le facteur d'idéalité de la photopile.

K : constant de Boltzmann (1,38.10⁻²³J/K).

q : La charge de l'électron (1,6.10⁻¹⁹ C).

I_{pv} : Courant généré par la cellule photovoltaïque.

I_{ph} : Courant de la cellule PV (Photo-Courant).

I_d : Le courant circulant dans la diode.

I_0 : Le courant de saturation inverse de la diode.

T : Température de la jonction des cellules PV [°K].

T_n : Température de référence des cellules PV [°K].

B ou A : facteur d'idéalité de la jonction.

E_g : Énergie de Gap du matériel de la cellule PV en [ev] .

V_{pv} : La tension de sortie d'un panneau photovoltaïque.

I_p : Le courant circulant dans la résistance R_p .

R_p : Résistance shunt de la cellule PV.

R_s : Résistance série de la cellule PV.

$V_{OC}=V_{CO}$: Tension du circuit ouvert.

$I_{SC}=I_{CC}$: Courant de court circuit.

N_s : Nombres des cellules en sérier.

N_p : Nombres des cellules en parallèle.

η : Rendement.

K_t : Coefficient de variation de courant I_{cc} selon la température.

K : Constante de Boltzmann [$1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K].

A : Facteur d'idéalité de la jonction (cellule PV) p-n

$V_{mpp} = V_m$: Tension d'un module PV au point de puissance maximale [V].

$I_{mpp} = I_m$: Courant d'un module PV au point de puissance maximale [A].

I_{mr} : Courant de référence d'un module PV au point de puissance maximale.

E : Ensoleillement [W/m^2].

E_{ref} : Ensoleillement de référence.

T : Température de la jonction des cellules PV [$^{\circ}K$].

T_{ref} : Température de référence des cellules PV [$^{\circ}K$].

I_{CC} : Courant de court-circuit d'une cellule ou d'un module solaire [A].

V_{CO} : Tension en circuit ouvert d'un module solaire [V].

R_L : Résistance de filtres.

L : Inductance de filtres.

FP : Facteur de puissance.

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures [1].

Poussée par un contexte favorable (volonté politique, intérêt économique...), la production décentralisée se développe dans de nombreux pays. L'observation des programmes de recherche et du développement, des opérations de démonstration actuellement en cours mettent en évidence un développement commercial dans les prochaines années de petits moyens de production inférieurs à 100 kW comme les systèmes photovoltaïques, les micro turbines à gaz associées à différents systèmes de stockage tels que les batteries d'accumulateurs, les supercondensateurs ou le stockage inertiel. Un développement significatif de ce type de production entraînerait un foisonnement important du point d'injection de puissance sur les réseaux basse tension de nature à y générer des difficultés d'exploitation [2].

Le soleil fournit une énergie lumineuse immense à la Terre. Mais le problème réside dans le fait que la forme sous laquelle nous recevons l'énergie n'est pas nécessairement celle sous laquelle cette énergie est utilisable. C'est pourquoi, nous devons utiliser des processus de conversion de l'énergie. Par exemple, les cellules solaires photovoltaïques permettent de convertir l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique [3].

La diminution des sources énergétiques traditionnelles comme (pétrole, gaze..) due à une utilisation croissante [4], fait que l'étude des énergies renouvelables prend une importance cruciale pour les années à venir. Les énergies renouvelables d'actualité sont de plusieurs types tels que : Hydraulique, chauffage solaire actif, éolienne, géothermique, photovoltaïque, biomasse ...etc.

Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse à la filière photovoltaïque et consiste essentiellement à la modélisation et l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau électrique dans le site expérimental du laboratoire CDER (Centre de Développement des Énergies

Renouvelables) à Bouzaréah, Alger est équipé d'un ensemble d'acquisition automatique de mesures permettant de faire des estimations comparatives selon les études à effectuer.

Le mémoire présenté est organisé en cinq chapitres.

Au premier chapitre, on s'intéresse à la description générale et le principe de fonctionnement des systèmes photovoltaïques avec le réseau électrique.

Le second chapitre présente la modélisation du système photovoltaïque et ses caractéristiques.

Le troisième chapitre, est consacré aux techniques de couplage du générateur photovoltaïque au réseau électrique.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons quelques méthodes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) des panneaux solaires.

Dans le dernier chapitre, on analyse l'échange d'énergie entre le panneau photovoltaïque et le réseau électrique grâce à l'étude comportementale d'un onduleur et grâce à une boîte d'acquisition des données. On va faire une comparaison entre les grandeurs mesurées et les grandeurs simulées pour des profils d'éclairement et de températures journalières réels mesurés au toit du laboratoire CDER. Enfin, nous terminons cette étude par une conclusion générale qui résume les travaux réalisés.

Chapitre 01

Les systèmes photovoltaïques

1.1. Introduction

Le soleil est une source énergétique quasiment illimitée, il pourrait couvrir plusieurs milliers de fois notre consommation globale d'énergie [5]. C'est pourquoi, l'homme cherche depuis longtemps à mettre à profit cette énergie importante diffusée sur l'ensemble de la planète, il a pu arriver à réaliser ce but par le moyen dit cellule photovoltaïque.

Le nom Photovoltaïque vient du Grec est composé de deux parties:

Photos : Lumière.

Volt : Unité de tension électrique, du nom Alessandro Volta.

Ce phénomène fut découvert au 19^{ème} siècle par le physicien Alexandre Edmond Becquerel. La première cellule photovoltaïque fut développée début 1954 pour l'alimentation en énergie des satellites. Depuis 1958, les cellules photovoltaïques alimentent seulement le système énergétique des satellites jusqu'à ses premières applications terrestres au début des années 70. Le photovoltaïque fut utiliser pour l'alimentation en énergie de petites maisons isolées et d'équipements de télécommunications. [6]

Aujourd'hui, grâce à sa fiabilité et à son concept respectueux de l'environnement, le photovoltaïque prend une place prépondérante.

Pour comprendre ce phénomène, nous avons rappelé dans ce chapitre quelques notions de base sur le rayonnement solaire et les propriétés des semi-conducteurs ; matériaux de base des cellules photovoltaïques.

Une fois ces rappels théoriques sont faits, il nous sera facile d'expliquer le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque en passant au système photovoltaïque complet et à ses trois types à savoir [7]:

- ❖ Les systèmes autonomes,
- ❖ Les systèmes connectés au réseau,
- ❖ Les systèmes fonctionnant au fil du soleil (Pompage PV).

1.2. Potentiel solaire

1.2.1. Potentiel solaire extraterrestre

1.2.1.1. Rayonnement solaire extraterrestre

Pour comprendre le comportement du rayonnement solaire, les caractéristiques du corps noir devrait être vues brièvement. Le " corps noir " est à la fois un absorbeur et un émetteur de rayonnement électromagnétique avec 100 % d'efficacité à toutes les longueurs d'ondes. La distribution théorique des longueurs d'onde du rayonnement du corps noir est mathématiquement décrite par l'équation de Planck comme suite : [8]

$$E_{\lambda} = \frac{A\lambda^{-5}}{\exp\left(\frac{\beta}{\lambda T}\right) - 1} \quad (1.1)$$

Avec,

$$A = 3.74 \times 10^{-16} \text{ W/m}^2;$$

$$B = 14.39 \times 10^{-3} \text{ m.K};$$

λ : Longueur d'onde en mètre ;

T : Température absolue en °K.

L'ensoleillement, qui représente le flux d'énergie émis par unité de temps et par unité de surface du soleil, exprimée en W/m^2 est donné par la loi de Stefan-Boltzmann [9] :

$$E_s = \sigma T^4 \quad (1.2)$$

Où $\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$ est la constante de Stefan-Boltzmann ;

T est la température absolue du corps noir.

L'ensoleillement reçu en dehors de l'atmosphère terrestre, nommée la constante solaire, peut être approximativement dérivée selon l'expression (1.3), si on suppose que le soleil est un corps noir [8] :

$$E_s A_s = E_0 A_{0T} \quad (1.3)$$

Avec

E_s : Eclairement de la surface du soleil ;

E_0 : Eclairement en dehors de l'atmosphère terrestre, appelé constante solaire ;

A_s : Surface du soleil ;

A_{0T} : Surface de la sphère dont le rayon est l'orbite de la terre/soleil ;

La figure (1.1) montre la géométrie schématique des rapports terre-soleil. En substituant E_s par

l'équation (1.2) et T par 5762°K , on obtient : $E_0=1360 \text{ W/m}^2$

Puisque l'orbite de la terre R_{OT} n'est pas entièrement constant, E_0 change légèrement tout au long de l'année, on peut déduire que $1300 \text{ W/m}^2 < E_0 < 1390 \text{ W/m}^2$.

Les mesures, par satellite, indiquent que la valeur moyenne de l'année E_0 est de 1367 W/m^2 ; qui est dans la gamme précédente.

En raison de l'orbite elliptique de la terre, l'ensoleillement extraterrestre E_0 sur une surface perpendiculaire au faisceau du soleil dans le jour n de l'année est donné (n variant de 1 à 365 et ce du 01/01 au 31/12 de l'année) par l'équation suivante [10]:

$$E_0(n) = \left(1 + 0.033 \frac{2\pi n}{365}\right) E_0 \quad (1.4)$$

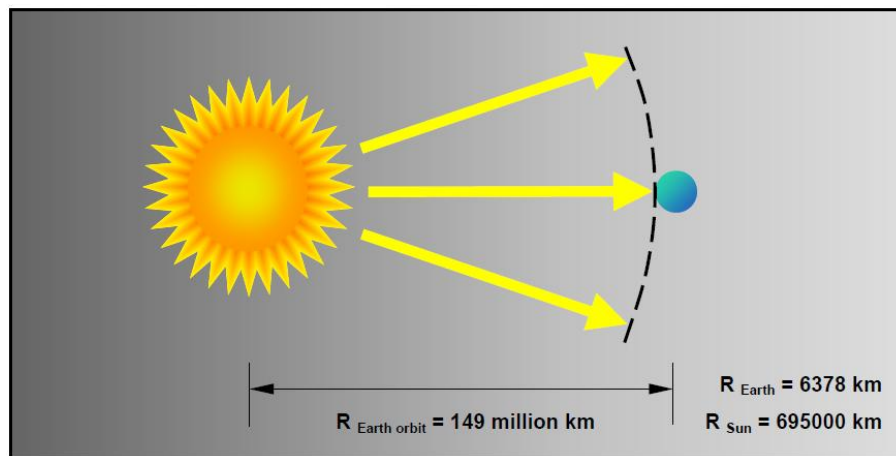


Figure 1-1. Géométrie schématique des rapports terre-soleil [8].

1.2.1.2. Temps solaire vrai (TSV)

Le temps, en heures, appliqué dans les calculs d'énergie solaire est nommé : le temps solaires vrai, là où le soleil croise le méridien de l'observateur à 12:00. La conversion du temps standard local (TSL) au TSV est faite par l'équation (1.5) :

$$T_{TSV} = T_{TSL} + \frac{12h}{\pi} (\Lambda_{ref} - \Lambda) + B_t(n) \quad (1.5)$$

Avec :

Λ est longitude géographique du site ;

Λ_{ref} est longitude de référence du TSL ;

$B_t(n)$, en heures, est un facteur additionnel qui compte pour les perturbations de rotation de la terre, (on peut ajouter jusqu'à 1H) ; il est donné par l'équation (1.6): [11]

$$B_i(n) = 0.1645 \sin\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) - 1255 \cos\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) - 0.025 \sin\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) \quad (1.6)$$

1.2.1.3. Position du soleil

La position du soleil sur la sphère céleste est donnée par l'angle d'altitude γ et l'angle d'azimut ψ figure (1.2). Elle dépend de la date, la période du jour, et de la position géographique de l'observateur [10].

La date, en nombre de jours n , détermine l'angle solaire de déclinaison δ de la terre, qui est au point O en radian. Elle est exprimée par l'équation suivante :

$$\delta = 23.45 \frac{\pi}{180} \sin\left(2\pi \frac{284+n}{365}\right) \quad (1.7)$$

Le temps de la journée, en heures, est le reflet d'un angle nommé angle horaire du soleil, en radian équivalant à l'heure, qui est donné par l'équation suivante :

$$\omega = (TSV - 12h) \frac{\pi}{12h} \quad (1.8)$$

L'altitude γ et l'azimut ψ à un certain temps et date, à longitude Λ et à latitude φ , sont alors calculés à partir des équations (1.9) et (1.10) [10]:

$$\sin(\gamma) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (1.9)$$

$$\cos(\psi) = \frac{\sin(\varphi) \sin(\gamma) - \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cos(\gamma)} \quad (1.10)$$

On note que l'azimut solaire ψ est négatif le matin et positif l'après-midi. Pour des positions sur l'hémisphère nordique, l'angle d'altitude γ est positif entre le lever et le coucher du soleil ; tandis que sur l'hémisphère méridional, il est négatif. L'angle de déclinaison δ est défini positif pendant l'été sur l'hémisphère nordique. L'angle de latitude géographique φ est positif sur l'hémisphère nord et négatif sur l'hémisphère sud.

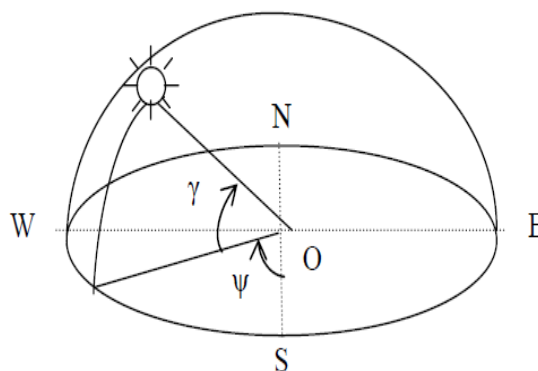


Figure 1-2. La position du soleil observée d'après l'origine O.

1.2.1.4. Géométrie d'orientation : collecteur- faisceau du soleil

La position du soleil vis-à-vis d'un collecteur orienté arbitrairement est déterminée par l'angle d'incidence θ_i du rayon du soleil figure (1.3). Pour le plan d'horizon, l'angle d'incidence est égal à l'angle zénith, équation (1.11) :

$$\cos(\theta_i) = \sin(\gamma) \quad (1.11)$$

Pour un collecteur incliné avec l'angle β et l'azimut α , l'angle d'incidence θ_i est calculé à partir de:

$$\cos(\theta_i) = \sin(\gamma)\cos(\beta) + \cos(\gamma)\sin(\beta)\cos(\alpha - \psi) \quad (1.12)$$

Là où l'angle d'azimut α erre d'est-ouest et zéro pour l'orientation sud. L'ensoleillement extraterrestre E_0 reçue par un collecteur arbitrairement orienté est donnée par l'équation (1.13) :

$$E_{0\alpha\beta} = E_0 \cos(\theta_i) \quad (1.13)$$

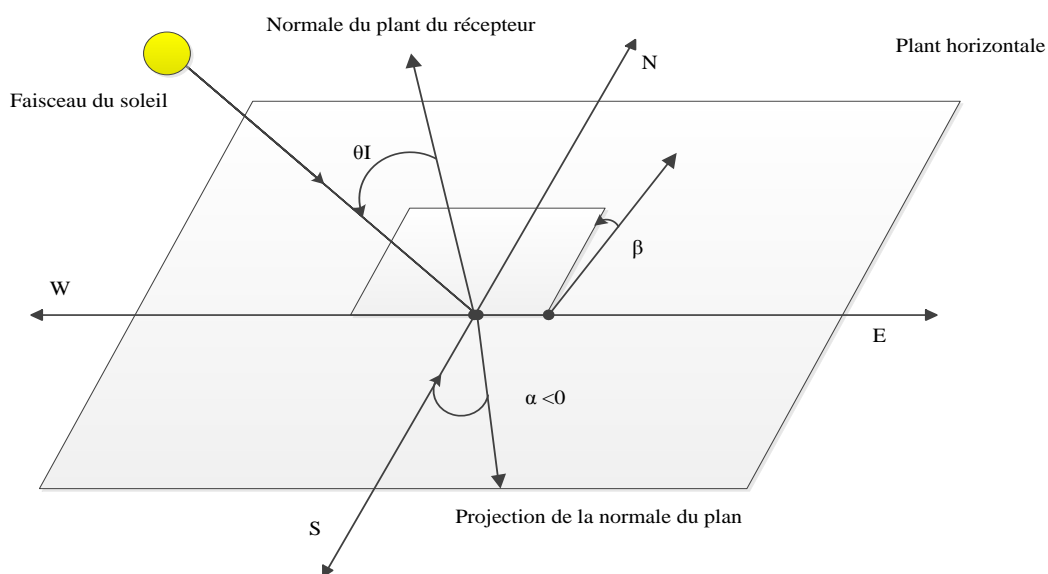


Figure 1-3. Position du soleil observée d'après l'origine O.

1.2.2. Rayonnement solaire

1.2.2.1. Spectre solaire

Afin de quantifier l'énergie développée par le générateur photovoltaïque dans une application donnée, il est nécessaire de connaître le spectre du rayonnement solaire reçu sur sol. En effet, quatre types de rayonnement ont été répertoriés dans la littérature:

✓ Le rayonnement direct

La conversion du rayonnement direct E_D est une question trigonométrique. Le rayonnement direct, sur le plan horizontal, est la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus.

Le rayonnement direct est converti pour un plan avec un angle d'azimut α et d'inclinaison β selon l'équation suivante :

$$E_{D\alpha\beta} = E_D \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(\gamma)} \quad (1.14)$$

Avec γ et θ_i sont donnés selon les équations (1.9) et (1.12).

On note que le paramètre $E_{D\alpha\beta}$ peut être mesuré par un instrument nommé « Pyroheliometer » [8], qui doit être monté sur la monture du générateur PV.

✓ **Le rayonnement diffus** : c'est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire global par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.

✓ **Le rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol** : c'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc....).

✓ **Le rayonnement global** : le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et reflété par le sol) [10]. Dans la figure ci-dessous figure (1.4) est schématisé l'ensemble des rayonnements solaires reçu sur une surface terrestre.

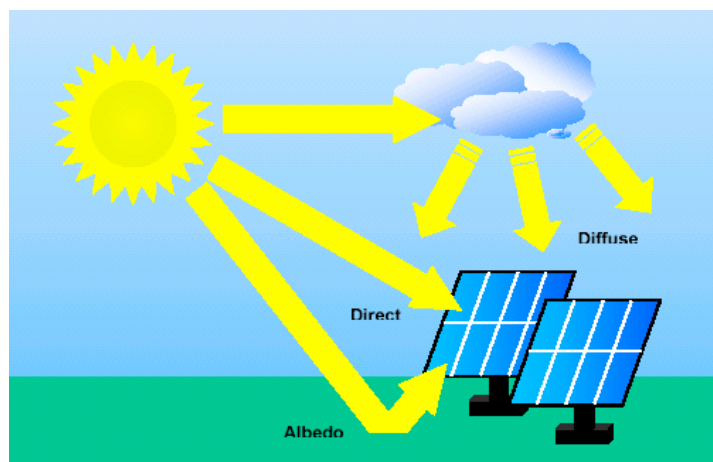


Figure 1-4. Types de rayonnement solaire reçus au sol.

L'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan quelconque à un moment donné est appelée irradiation ou éclairement (noté généralement par la lettre G), il s'exprime en watts par mètre carré (W/m^2).

La valeur du rayonnement reçu par la surface du module photovoltaïque varie selon la position de ce dernier. Le rayonnement solaire atteint son intensité maximale lorsque le plan du module photovoltaïque est perpendiculaire aux rayons [7]:.

Dans la figure (1.6) ci-après est illustré l'effet de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur l'intensité de l'éclairement reçu sur leurs surfaces du levé au couché du soleil.

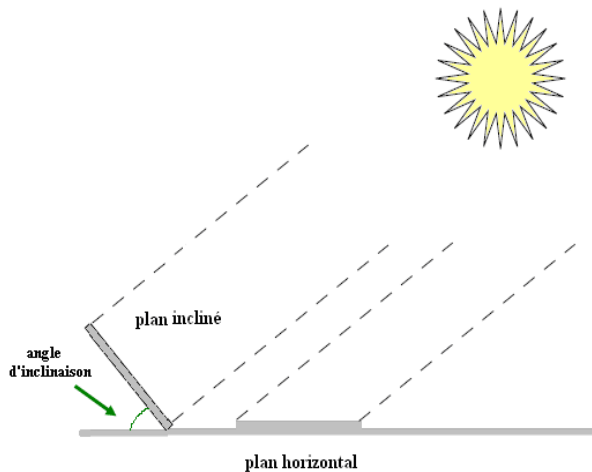


Figure 1-5. Rayonnement solaire capté par un plan horizontal et incliné.

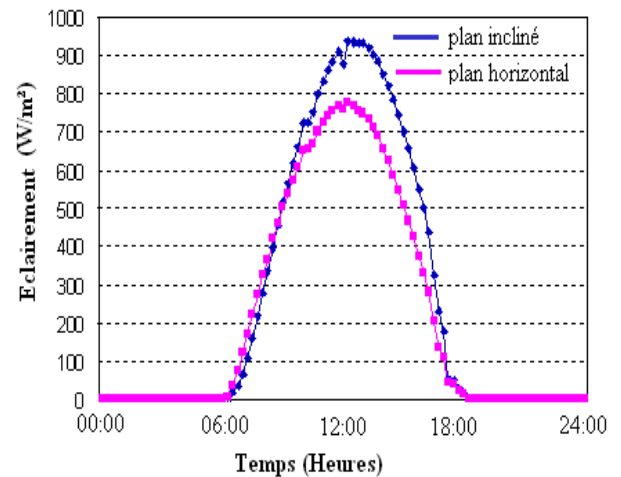


Figure 1-6. Intensité de l'ensoleillement reçu sur un plan horizontal et incliné.

1.3. Masse d'air

On appelle masse d'air AM , la perte de l'énergie solaire par l'absorption atmosphérique. Elle est donnée en fonction de l'angle entre le soleil et le zénith [12].

$$AM \approx \frac{1}{\sin \theta} \tag{1.15}$$

Où :

θ : représente l'angle entre la position du soleil et le zénith exprimée en (Deg).

Le spectre solaire AM_0 correspond à une masse d'air nulle pour un rayonnement arrivant au dessus de la couche atmosphérique à incidence normale, AM_1 pour un soleil vertical à la terre (le soleil est au zénith), et $AM_{1.5}$ pour un rayonnement solaire correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith.

Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith [10].

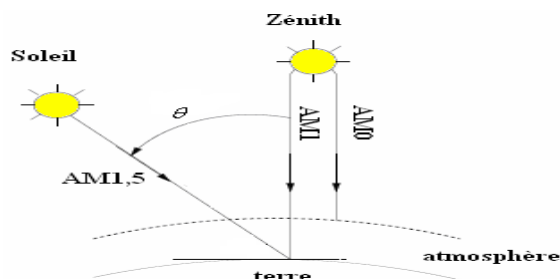


Figure 1-7. Description du nombre de masse d'air.

1.4. Semi conducteur

La filière la plus avancée sur le plan technologique et industrielle est la réalisation de cellules à base de silicium. Ce dernier est l'élément semi-conducteur le plus utilisé car il est peu coûteux et il se trouve en très grande quantité sur terre : il constitue 28% de l'écorce terrestre, sous forme de silice, parfaitement stable et non toxique [13].

1.4.1. Formation de la jonction PN

Le silicium, comme tous les semi-conducteurs, a une bande de valence pleine et une bande de conduction vide. Mais grâce à un apport énergétique suffisant, il est possible de faire passer des électrons de la bande de valence (BV) à la bande de conduction (BC), d'où la génération d'électrons libres, figure (1.8).

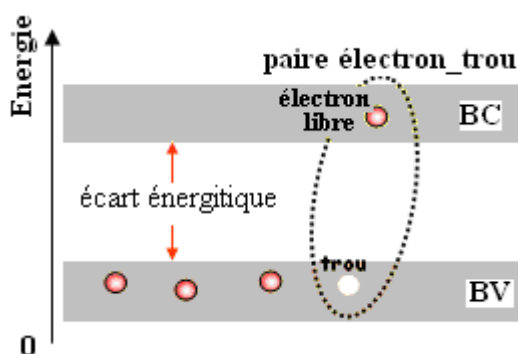


Figure 1-8. Génération de la paire électron-trou.

La présence d'électrons libres dans la bande de conduction d'un matériau n'est pas suffisante pour générer un courant : il est nécessaire de créer une différence de potentiel aux bornes du photogénérateur afin d'entraîner les charges positives d'un côté et les charges négatives de l'autre. Cette opération est possible par dopage du Silicium. Une jonction PN est créée par l'assemblage de deux barreaux de Silicium de type N et P. Le composant ainsi créé est appelé diode.

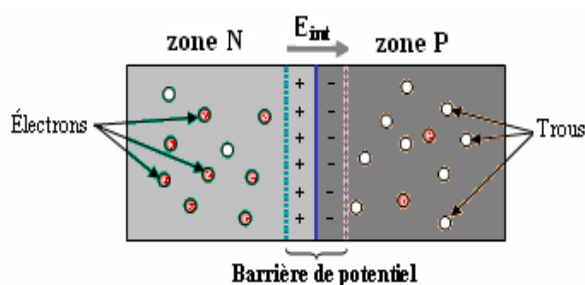


Figure 1-9. La jonction PN.

1.4.2. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif semi-conducteur généralement à base silicium. Elle est réalisée à partir de deux couches, une dopée P et l'autre dopée N créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule [7].

La structure d'une cellule photovoltaïque est illustrée dans la figure (1-10) ci-dessous.

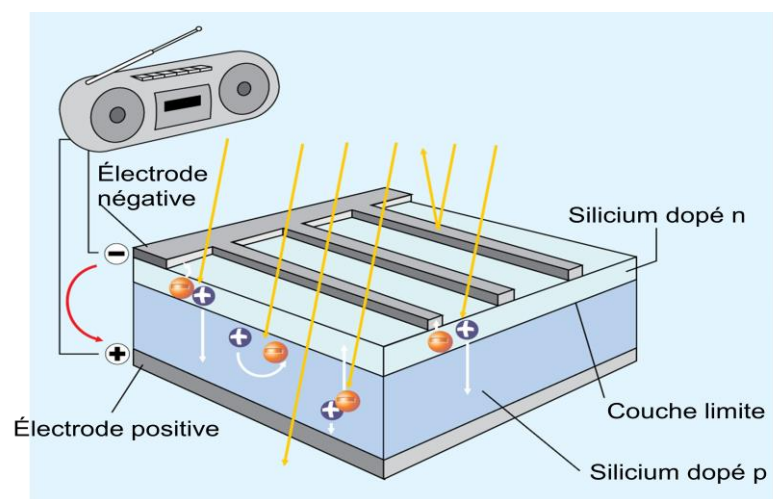


Figure 1-10. Structure d'une cellule photovoltaïque.

1.4.3. Type et rendement des cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules solaires (ou cellules photovoltaïques), et chaque type de cellules a un rendement et un coût qui lui est propre. Cependant, quel que soit leur type, leur rendement reste assez faible: de 8 à 23% de l'énergie qu'elles reçoivent. Il existe trois principaux types de cellules à l'heure actuelle [10].

- **Les cellules monocristallines:** Ce sont celles qui ont le meilleur rendement mais aussi celle qui ont le coût le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée.
- **Les cellules polycristallines:** Leur conception étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement est plus faible.

- **Les cellules amorphes:** Elles ont un faible rendement, mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres.

- **Rendement d'une cellule :**

Le tableau suivant (1-1) présente les différents types des cellules avec leur rendement.

Tableau 1-1. Les différents types des cellules avec leur rendement.

Technologie de cellules	Rendement en laboratoire	Rendement production
Silicium amorphe (a-Si)	13%	5-9%
Silicium polycristallin (p-Si)	19,8%	11 à 15 %
Silicium monocristallin (m-Si)	24,7%	13 à 17%

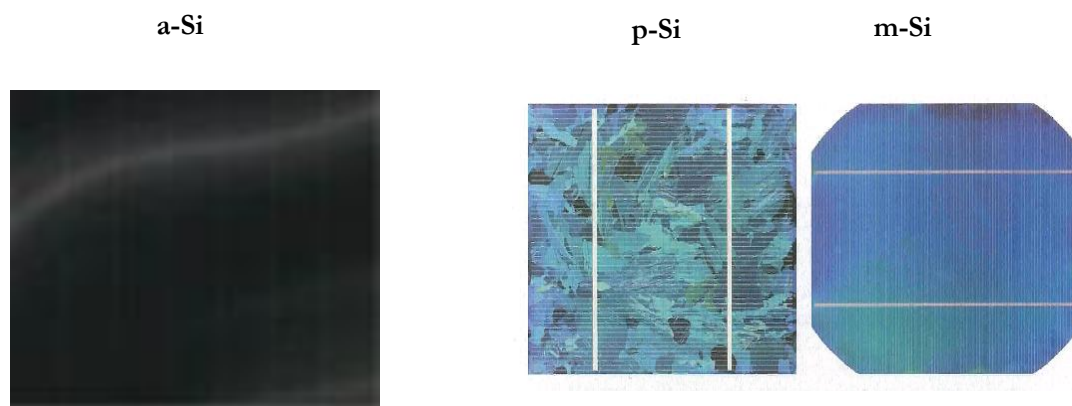


Figure 1-11. Les images de différents types de la cellule photovoltaïque.

$$\eta_{STC} = \frac{P_m}{E_{STC} \times S_{cellule}} \quad (1.16)$$

η_{STC} : Le rendement de la cellule photovoltaïque ;

P_m : La puissance produite par le générateur PV ;

E_{STC} : L'éclairement absorbé par la cellule ;

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

- Ce rendement dépend de plusieurs facteurs [14]:

- Réflexion à la surface.

- Température de jonction des cellules.

- Type de matériau utilisé et technique de fabrication.

- La résistance série et parallèle responsables des pertes par effet Joule.

- Absorption incomplète et excès d'énergie des photons absorbés.

1.5. Protections classiques d'un générateur photovoltaïque

Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage.

Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisés dans les installations actuelles [15] :

- la protection en cas de connexion en parallèle de modules PV pour éviter les courants négatifs dans les GPV (diode anti-retour).
- la protection lors de la mise en série de modules PV permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (diode by-pass) et éviter les points chauds.

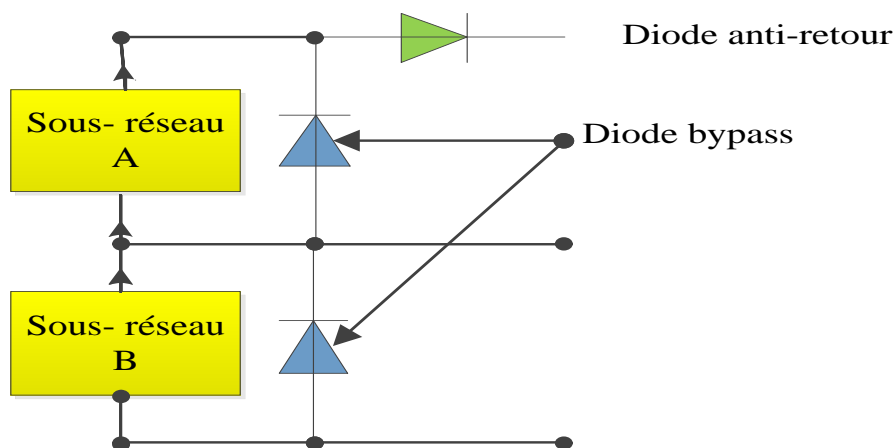


Figure 1-12. Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour [15].

1.6. Les systèmes photovoltaïques :

Partie générale :

On ne peut pas considérer les modules photovoltaïques comme simples générateurs d'énergie électrique en remplacement d'un réseau, mais associer étroitement ces modules à un système complet pour une application bien spécifique correspondant à un besoin bien défini.

Les systèmes photovoltaïques les plus couramment utilisés sont de deux types :

1.6.1. Les systèmes photovoltaïques avec stockage électrique :

Batterie d'accumulateurs électrochimiques, ceux-ci alimentent des appareils d'utilisation :

- soit directement en courant continu.

-soit en courant alternatif par l'intermédiaire d'un convertisseur continu- alternatif (onduleur).

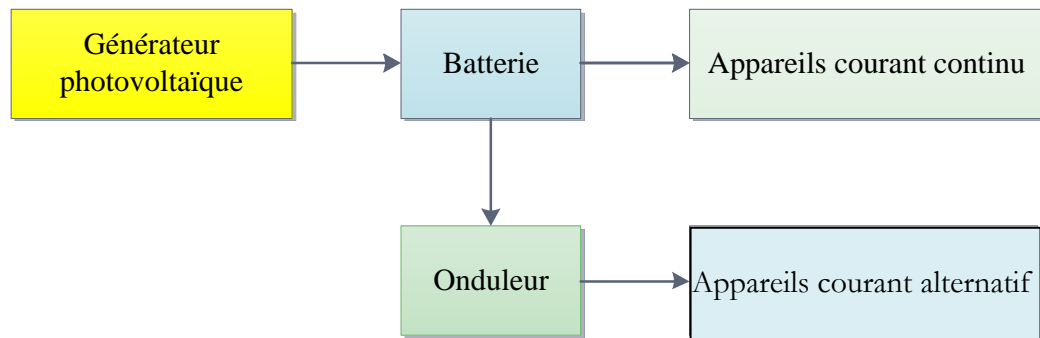


Figure 1-13. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec stockage.

1.6.2. Les systèmes à couplage direct sans batterie :

(Fonctionnement dit aussi < au fil du soleil>).

Les appareils d'utilisation sont branchés soit directement sur le générateur solaire, soit, éventuellement, par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu, adaptateur d'impédance.

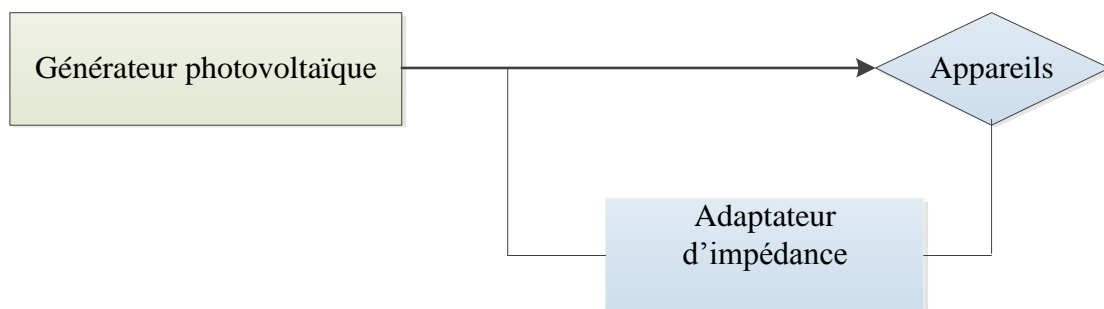


Figure 1-14. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque à couplage direct.

Pour les systèmes sans batterie, il y a possibilité d'avoir recours à un stockage mais qui ne sera pas sous forme électrochimique.

Exemple :

– pompage \Rightarrow stockage par réservoir d'eau.

– Réfrigération \Rightarrow stockage de froid.

Le choix de tel ou tel système se fera en fonction de différents critères : simplicité, application, environnement, etc.

Toutefois l'étude de systèmes photovoltaïques se ramène à l'étude de l'adaptation de la charge constituée, soit d'une batterie, d'une charge quelconque par rapport à l'ensemble des modules solaires.

Comme il a été vu précédemment, on recherchera à optimiser le système pour avoir le meilleur rendement d'adaptation du système (rapport de l'énergie électrique fournie à l'utilisation à l'énergie électrique qu'aurait pu fournir le générateur fonctionnant toujours à son point de puissance maximum).

Un système photovoltaïque est donc constitué du générateur, et des charges à alimenter. Ces charges sont de type courant continu ou courant alternatif.

Les diverses composantes d'un système photovoltaïque sont représentées symboliquement sur le schéma généralisé dans la figure (1-15) ci-dessous.

Cette représentation synoptique recouvre à peu près tous les cas de figure (1-14) mais il est bien certain qu'un système photovoltaïque ne comporte en général qu'un certain nombre des éléments représentés ici.

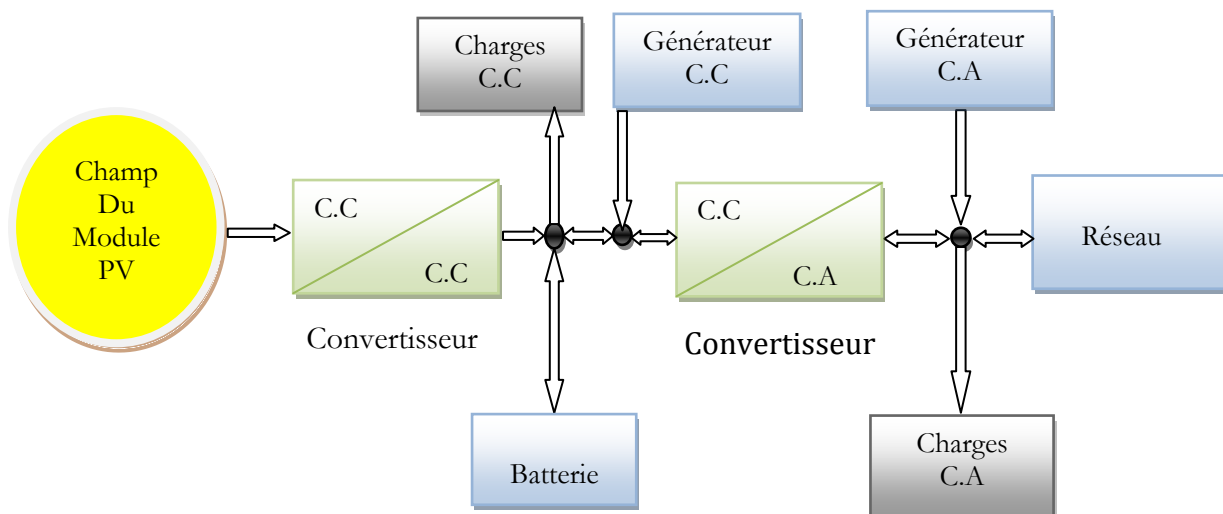


Figure 1-15. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque.

1.7. Secteurs d'application :

Domaine spatial : c'est de loin le secteur le plus ancien puisque les premières utilisations de cellules solaires pour des engins spatiaux (satellites, navettes,...) remontent aux années soixante.

Télécommunications : Téléphonie rurale, radiotéléphonie,...

Sites isolés : Parcs nationaux, service des eaux et forêts, régions isolées, pays en voie de développement. Pompage de l'eau, irrigation, domiciles, villages ...

Acquisition de données : L'énergie photovoltaïque joue un rôle très important pour les stations isolées d'acquisition de données, vu la haute fiabilité de fonctionnement, l'autonomie, la moindre sensibilité à la foudre, la résistance extrême aux conditions naturelles, la maintenance légère et la longévité des équipements (25 ans).

Domaine du transport : Lampadaires, panneaux à messages variables, éclairage de panneaux, signalisation lumineuse routière et ferroviaire.

1.8. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

1.8.1. Inconvénients :

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

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

Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.

Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

1.8.2. Avantages

D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.

Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Mégawatt.

Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.

La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons présenté le potentiel solaire, le principe de la conversion PV et les cellules monocristallines qui ont le meilleur rendement dans les conditions réelles d'utilisation des systèmes photovoltaïques et leurs secteurs d'application.

Chapitre 02

Modélisation d'un système photovoltaïque

2.1. Introduction

Une cellule photovoltaïque (ou photopile) est un dispositif qui transforme l'énergie lumineuse en courant électrique. La première photopile a été développée aux États-Unis en 1954 par les chercheurs de laboratoire Bell [16], qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs. Mais en dépit de l'intérêt des scientifiques au cours des quelques années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quittés les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé. Actuellement, l'objectif essentiel est devenu la production de l'électricité, sans pollution, pour l'alimentation des réseaux de distribution.

2.2. Circuit équivalent d'une cellule solaire

2.2.1. Cas d'une cellule idéale

Dans le cas idéal, la cellule d'une jonction PN soumise à l'éclairement photovoltaïque connectée à une charge peut être schématisée par un générateur de courant en parallèle avec une diode. Ce générateur est délivrer un courant I_{ph} selon la figure (2.1), qui représente le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale [17].

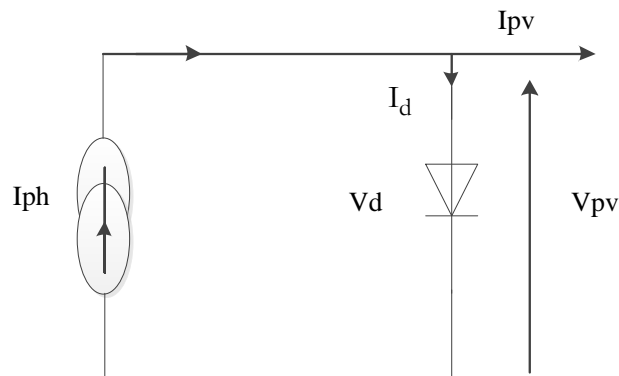


Figure 2-1. Schéma équivalent d'une cellule idéale.

❖ Les équations retenues de ce modèle sont:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \tag{2.1}$$

Le courant I_{ph} est assimilé au courant I_{sc} avec $V_{pv} = 0$, courant de court-circuit obtenu en court circuitant la charge.

$$I_{ph} = I_{sc} = \frac{E}{E_{réf}} \tag{2.2}$$

E : L'éclairement absorbé par la cellule ;

$E_{réf}$: L'éclairement de référence (1000 w/m^2) ;

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \tag{2.3}$$

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode ;

$$V_t = \frac{NkT}{q} \tag{2.4}$$

V_t : Tension thermique ;

N : Facteur d'idéalité de la photopile ;

K : Constant de Boltzmann ($1,38.10^{-23} \text{ J/K}$) ;

q : Charge de l'électron ($1,6.10^{-19} \text{ C}$).

2.2.2. Cas d'une cellule réelle

Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque réelle tient compte d'effets résistifs parasites dues à la fabrication et représenté sur la figure (2.2).

Ce schéma équivalent est constitué d'une diode (d) caractérisant la jonction, une source de courant (I_{ph}) caractérisant le photo-courant, une résistance série (R_s) représentant les pertes par effet Joule, et une résistance shunte (R_{sh}) caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière qui est généralement très supérieure à (R_s) [18].

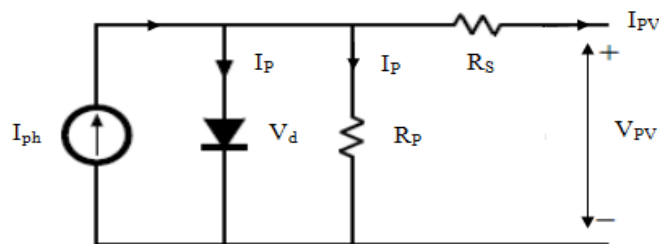


Figure 2-2. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.

Dans notre travail, nous avons utilisé le modèle mathématique du module solaire à exponentiel simple.

Le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_p \quad (2.5)$$

I_{pv} : Courant généré par la cellule photovoltaïque ;

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

I_d : Le courant circulant dans la diode, équation (2.3).

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \quad (2.6)$$

$$I_0 = I_{or} \left(\frac{T}{T_n} \right)^3 e^{\left[\frac{E_g}{BK} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (2.7)$$

I_{or} : est le courant de court circuit de la cellule à la température de référence T_n et l'éclairement de référence $E_{réf}$;

T : Température de la jonction des cellules PV [°K] ;

T_n : Température de référence des cellules PV [°K] ;

B : facteur d'idéalité de la jonction ;

E_g : Énergie de gap [ev] ;

$$V_d = V_{pv} + R_s I_{pv}$$

R_s : résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi conducteur, ainsi les résistances ohmiques et de contact au niveau des connexions des cellules ;

V_{pv} : La tension de sortie ;

I_p : Le courant circulant dans la résistance R_p ;

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

Les résistances R_s et R_p sont calculées par une boucle de programmation voir l'annexe (A.1)

En substituant les équations (2.6 ; 2.7) dans l'équation (2.5) le courant I_{pv} devient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (2.8)$$

$$\text{Donc : } I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t} - 1} \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} - I_{pv} = 0 \quad (2.9)$$

Pour résoudre cette équation on utilise le block 'Algébriques Constraint' qui est intégré dans la bibliothèque 'Simulink/Math Opération'.

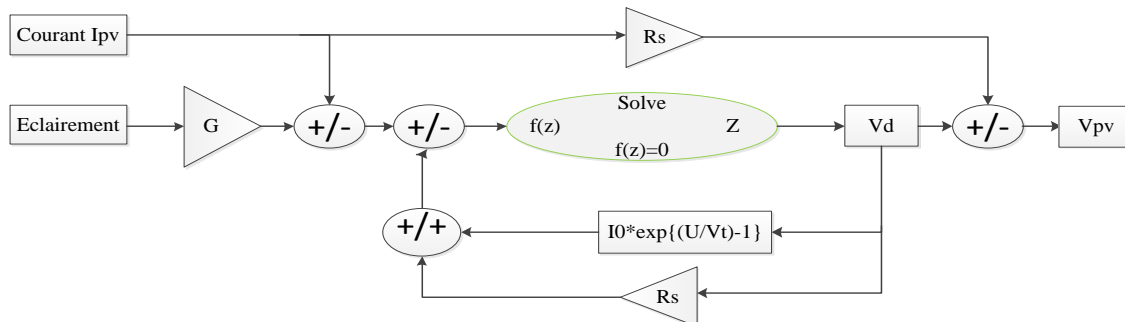


Figure 2-3. Schéma de simulation d'une cellule photovoltaïque réelle.

❖ Les paramètres de simulation sont donnés dans le tableau (2-1) et les autres paramètres sont reportés en détails dans l'annexe annexe (A.2):

Tableau 2-1. Valeurs des paramètres de simulation.

Les paramètres de module	La valeur de chaque paramètre
Le nombre des cellules en série N_s	1
La tension maximale V_r à PPM (V)	0.4822
La tension en circuit ouvert V_{oc} (V)	0.598
Le courant maximal I_r à PPM (A)	3.04
Le courant de court-circuit I_r (A)	3.325

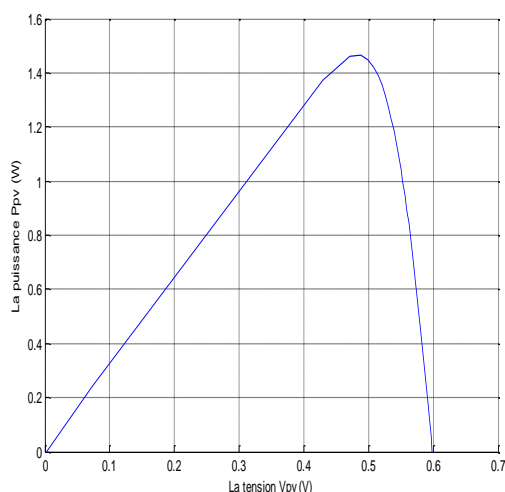


Figure 2-4. Caractéristique P-V d'une cellule PV.

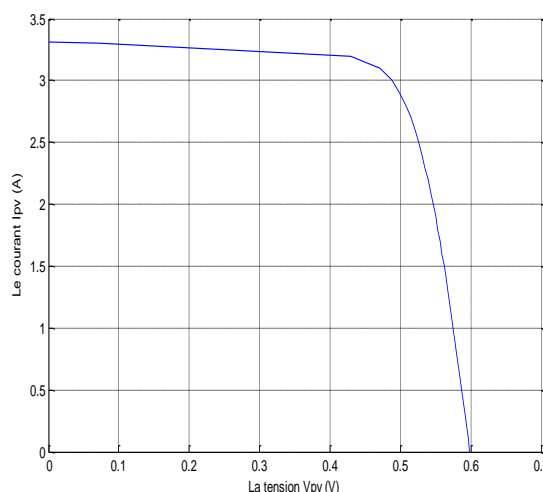


Figure 2-5. Caractéristique I-V d'une cellule PV.

2.3. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV)

L'association de plusieurs cellules photovoltaïques en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque. Si les cellules se connectent en série, les tensions de chaque cellule s'additionnent, augmentant la tension totale du générateur. D'une autre part, si les cellules se connectent en parallèle, c'est l'ampérage qui augmentera comme représentés sur les figures suivantes.

2.3.1. Association des Cellules Photovoltaïques en Parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement des cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. Les figures (2. (7 ; 8)) montrent les caractéristiques résultantes (I_{PCC}, V_{PCO}) obtenues en associant en parallèle (indice p) N_p cellules identiques:

$$I_{PCC} = N_p \times I_{CC} \quad \text{et} \quad V_{PCO} = V_{CO}$$

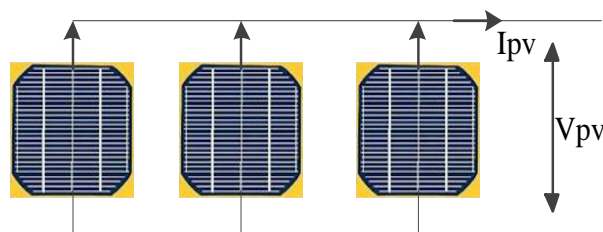


Figure 2-6. Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en parallèle.

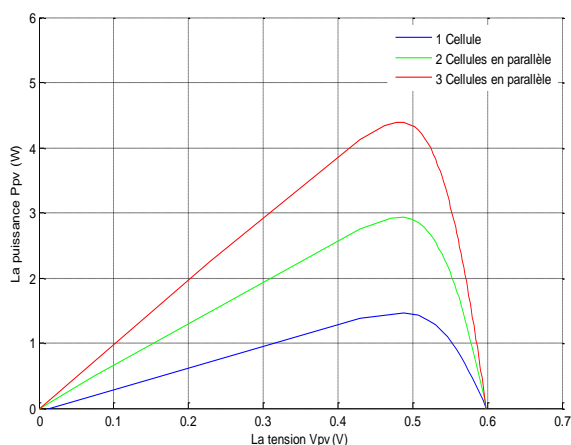


Figure 2-7. Caractéristique P-V des cellules PV raccordées en parallèle.

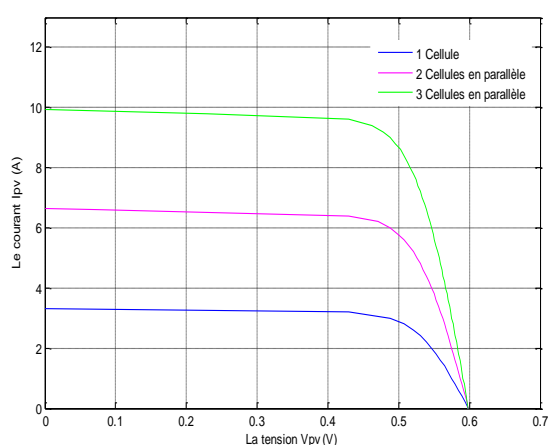


Figure 2-8. Caractéristique I-V des cellules PV raccordées en parallèle.

2.3.2. Association des Cellules Photovoltaïques en Série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. Les figures (2. (10 ; 11)) montrent la caractéristique résultante (I_{SCC}, V_{SCO}) obtenue en associant en série (indice s) N_s cellules identiques (I_{CC}, V_{CO}) :

$$I_{SCC} = I_{CC} \quad \text{et} \quad V_{SCO} = N_s \times V_{CO}$$

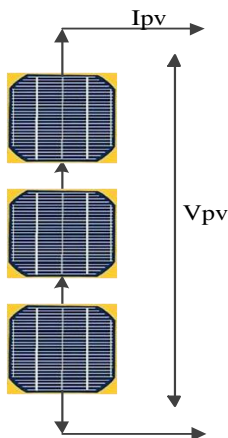


Figure 2-9. Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en série.

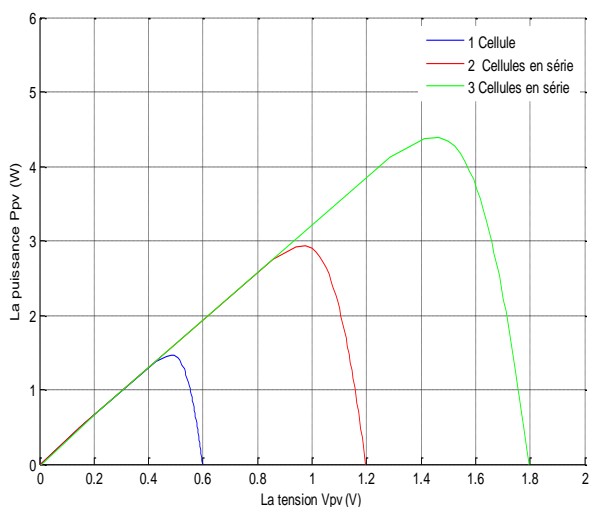


Figure 2-10. Caractéristique P-V des cellules photovoltaïques raccordées en série.

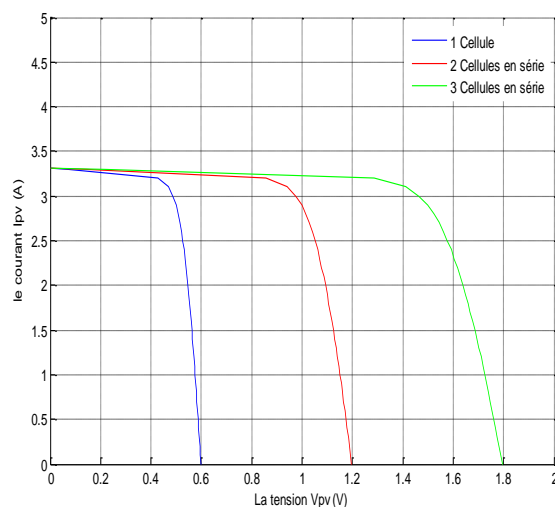


Figure 2-11. Caractéristique I-V des cellules photovoltaïques raccordées en série.

La plupart des panneaux photovoltaïques commerciaux sont constitués par des sous-réseaux de cellules connectées en série. Chacun de ces sous-réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellules photovoltaïques connectés en série. Le nombre de cellules par sous-réseaux est le fruit d'un compromis économique entre protection et pertes d'une partie importante du générateur photovoltaïque en cas de défaut partiel.

Le site de démonstration, CDER, est actuellement doté de 3 panneaux, (figure A.2, dans l'annexe), chacun d'eux est constitué de plusieurs modules connectés entre eux en série et en parallèle, référencés: ISOFOTON 106 W MONOCRISTALLIN, crêtes et structurés comme montre la figure (2.12).

Chaque module est caractérisé par des paramètres illustrés dans le tableau (2.2) donné par le Constructeur voir l'annexe (A.2).

Tableau 2-2. Valeurs des paramètres de simulation.

Les paramètres de module	La valeur de chaque paramètre
Le nombre de cellules en série N_s	36
Le nombre de cellules en parallèle N_p	2
La tension maximale V_r à PPM (V)	17.36
La tension en circuit ouvert V_{oc} (V)	21.54
Le courant maximal I_r à PPM (A)	6.08
Le courant de court-circuit I_{cc} (A)	6.65

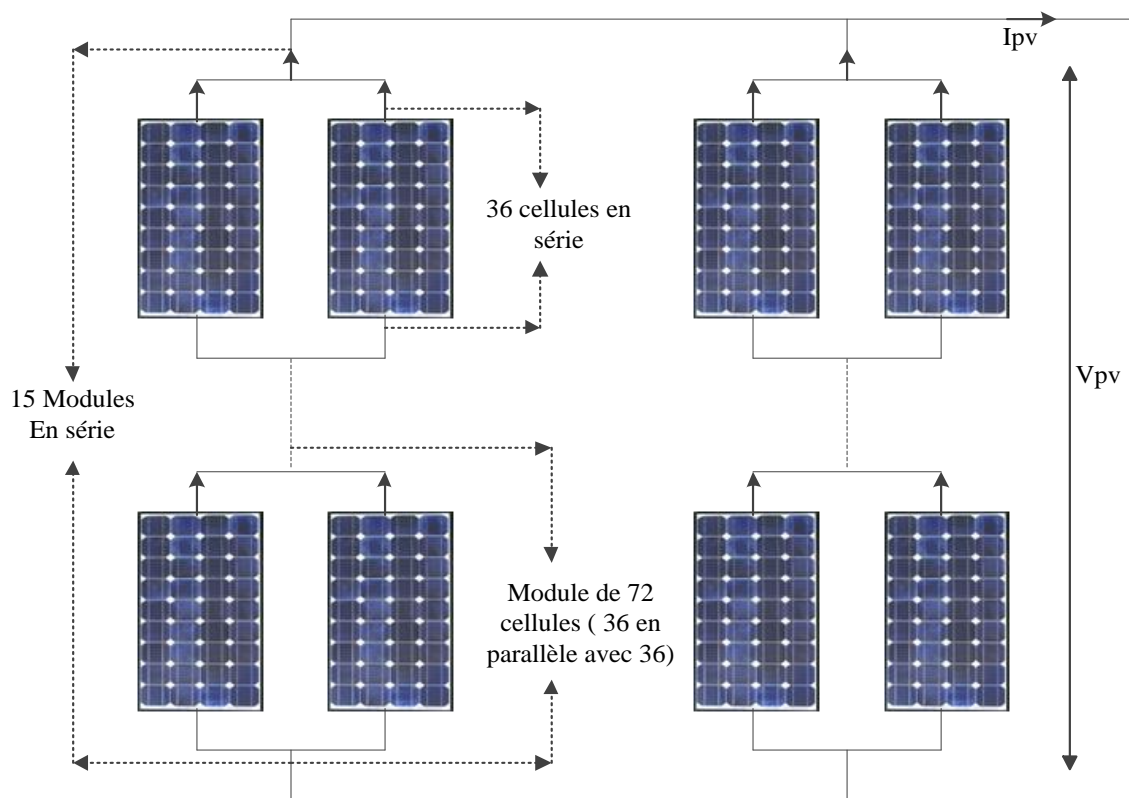


Figure 2-12. Schéma d'une partie de la centrale de production d'électricité d'un système photovoltaïque installé au CDER.

La puissance maximale débitée par le panneau photovoltaïque donnée par le produit entre la tension V_{op} et le courant I_{op} comme représente la formule suivante :

$$P_{max} = V_{op} \times I_{op}$$

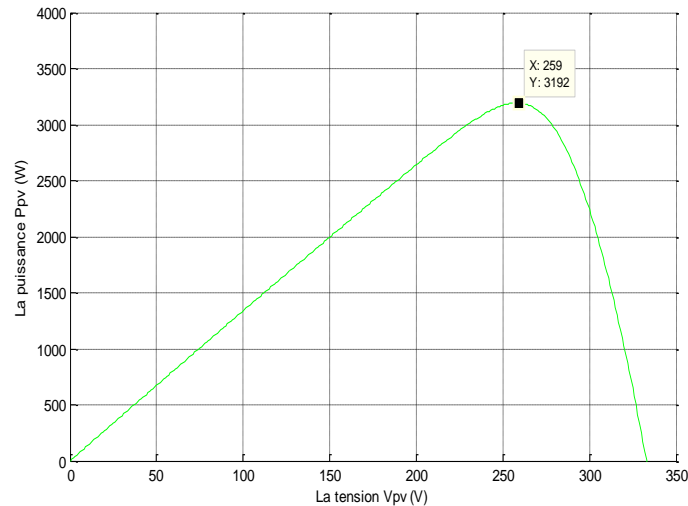


Figure 2-13. Caractéristique P - V d'un générateur photovoltaïque.

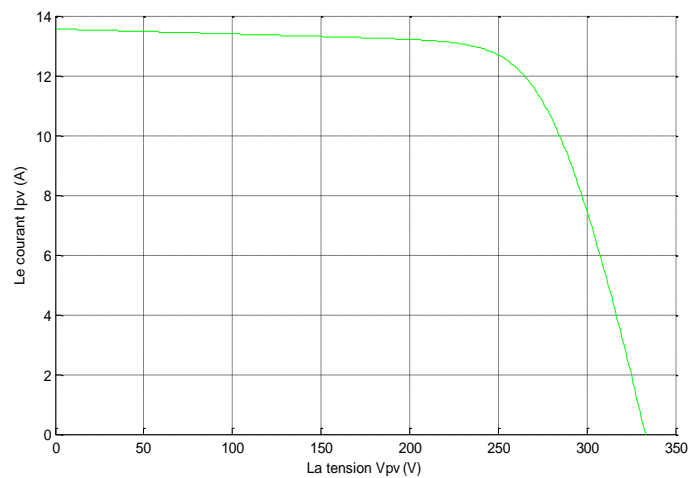


Figure 2-14. Caractéristique I - V d'un générateur photovoltaïque.

2.4. Influence de l'Éclairement

En faisant varier l'éclairement entre 200 w/m^2 et 1000 w/m^2 avec un pas de 200, la caractéristique ($I_{pv}=f(V_{pv})$) est donnée par les figures (2. (15,16)). On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

L'irradiation standard, internationalement acceptée, pour mesurer la réponse des panneaux photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000 W/m^2 et une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

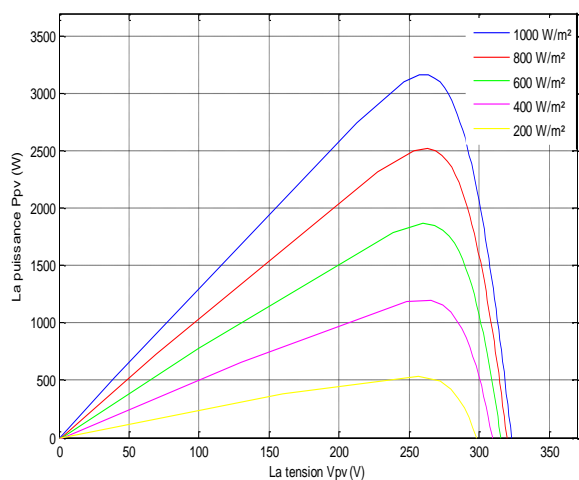


Figure 2-15. Caractéristique P-V du module PV selon l'éclairement.

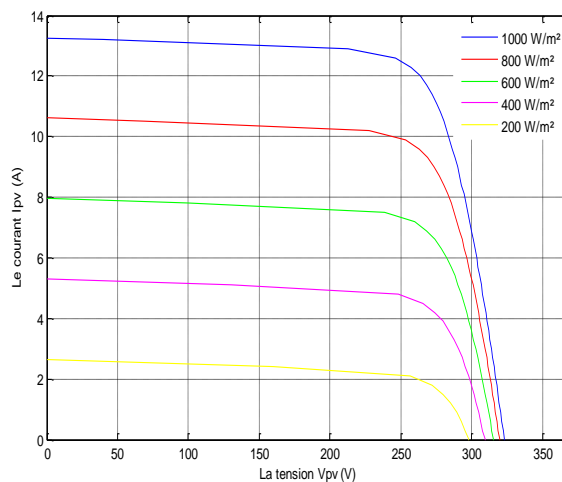


Figure 2-16. Caractéristique I-V du module PV selon l'éclairement.

2.5. Influence de la Température

En faisant varier la température de 25°C jusqu'à 50°C , la caractéristique ($I_{pv}=f(V_{pv})$) est donnée par les figures (2. (17,18)). 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 extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement pris en compte.

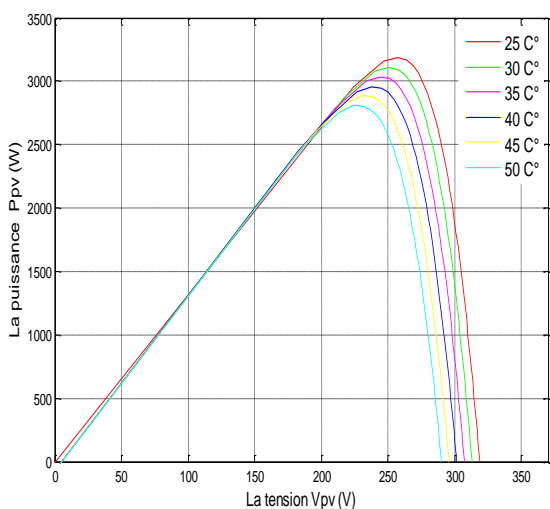


Figure 2-17. Caractéristique P-V du module PV selon la température.

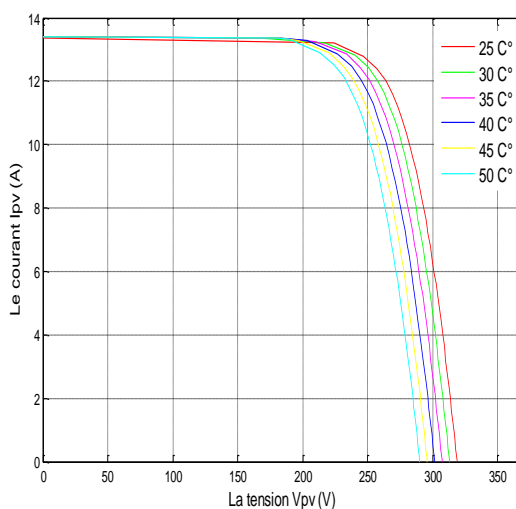


Figure 2-18. La caractéristique I-V du module PV selon la température.

2.6. Influence de la résistance série

La figure (2.19) montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique I-V de la cellule qui se traduit par une diminution de la pente de la courbe de puissance P-V dans la zone où la cellule fonctionne comme générateur de tension constante .

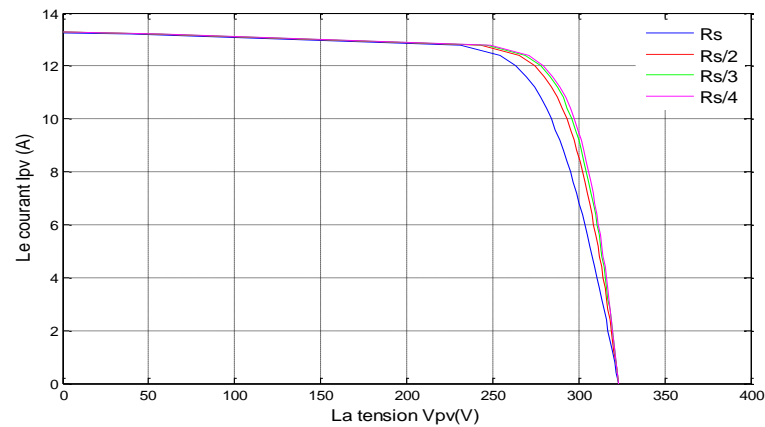


Figure 2-19. Caractéristique I-V de module PV selon la température.

Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons présenté la modélisation d'une cellule photovoltaïque et d'une centrale photovoltaïque, les caractéristiques du générateur PV avec ses performances. Ainsi, l'influence de quelques paramètres sur ses caractéristiques.

Pour le fonctionnement optimal d'un système photovoltaïque, il est nécessaire d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge ou un autre système que nous allons l'étudier dans le chapitre suivant.

Chapitre 03

Étage d'adaptation d'un générateur photovoltaïque à la charge

3.1. Introduction

La conception d'un étage d'adaptation permet aujourd'hui de relier aisément un générateur photovoltaïque (GPV) à une charge de type continu (DC), avec un rendement de conversion très élevé. En fait, le concept de cet étage correspond à la modélisation des fonctions basiques idéalisées d'un convertisseur à découpage continu-continu (DC/DC). Ce concept est nommé ainsi à cause des liens que le convertisseur crée entre ses quatre grandeurs électriques sur les ports d'entrée et de sortie [6].

3.2. Connexion directe source-charge

Actuellement, il reste encore beaucoup d'applications où une connexion directe entre un générateur photovoltaïque et une charge est effectuée. Ce choix est principalement lié à la simplicité de l'opération et le très faible degré de fiabilité, dû fondamentalement à l'absence d'électronique, sans parler d'un faible coût. La figure (3.1) montre ce cas de connexion. Si cette charge était une batterie, lorsque le module n'est pas éclairé, celui-ci pourrait fonctionner en tant que récepteur, la batterie pourrait donc se décharger sur le générateur photovoltaïque et en plus l'endommager irréversiblement. Ainsi, pour éviter cette situation, la connexion doit être assurée à l'aide d'une diode anti-retour placée entre le GPV et la charge. Cette configuration est illustrée à la figure (3.1). L'inconvénient de cette configuration, c'est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou réglage de la tension de la batterie. Le transfert de puissance maximale disponible aux bornes du générateur photovoltaïque vers la charge n'est pas non plus garanti [15].

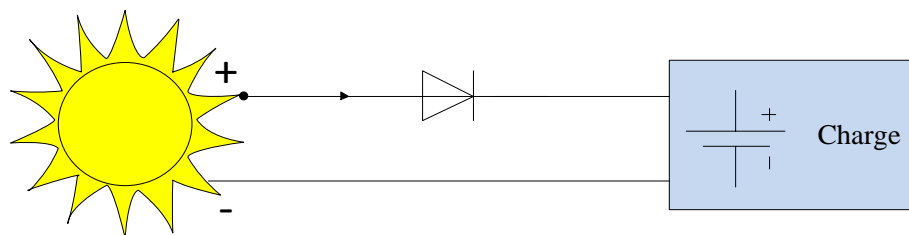


Figure 3-1. Connexion directe source-charge.

3.3. Étage d'adaptation entre un Générateur PV et une charge

Un générateur photovoltaïque présente des caractéristiques I-V non linéaires avec de point de puissance maximum PPM. Ces caractéristiques dépendent entre autre du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le GPV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode de connexion directe.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque et de la transférer à la charge, la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et la charge comme décrit dans la figure (3.2).

Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de puissance maximale disponible [1].



Figure 3-2. *Étage d'adaptation entre un GPV et une charge.*

Ce dernier par le biais d'une commande spécifique est alors susceptible de permettre au générateur de délivrer sa puissance maximale notée ; P_{max} ($P_{max} = V_{opt} \times I_{opt}$, où V_{opt} et I_{opt} représentent respectivement les tensions et les courants optimaux du générateur photovoltaïque, pour une courbe I-V donnée), tout en assurant que la tension ou bien le courant de la charge correspond bien aux caractéristiques de cette dernière.

Pour que le générateur PV fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui joue le rôle d'adaptateur source-charge.

Le rôle du convertisseur DC-DC fait fonctionner les modules à leur point de puissance optimale, quelques soient l'éclairement et la température pour délivrer cette puissance à l'utilisation.

3.3.1. Convertisseurs DC/DC

Pour la conversion de puissance, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et pour éviter les échauffements excessifs dans les composants électroniques. Pour cette raison toute la conversion de puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et les commutateurs. Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander. Les MOSFETS (transistors à effet de champ d'oxyde de métal) sont habituellement utilisés à la puissance relativement basse (quelques kW) et les IGBTs (transistors bipolaires à gâchette isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance [1].

Trois topologies de base de circuit de conversion seront décrites dans les paragraphes suivants (DC-DC) : Dans cette partie nous présentons le principe des trois types de convertisseurs DC/DC (Buck, Boost et Buck-Boost), utilisés fréquemment dans les systèmes photovoltaïques pour générer les tensions et les courants souhaités. Ce type de convertisseurs n'est constitué que par des éléments réactifs (Selfs, Capacités) qui, dans le cas idéal, ne consomment aucune énergie. C'est pour cette raison qu'ils sont caractérisés par un grand rendement [18].

Dans ces études, l'interrupteur du convertisseur est attaqué par un signal MLI (modulation de large d'impulsion), avec une fréquence F_s fixe et un rapport cyclique D variable.

3.3.1.1. Le hacheur survolteur (Boost) :

Le convertisseur Boost est connu par le nom d'élévateur de tension. Le schéma de la figure (3.3), représente le circuit électrique du Boost. Au premier temps (αT), le transistor (S) est fermé, le courant dans l'inductance croît progressivement, et au fur et à mesure, elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin de la première période. Ensuite, le transistor (S) s'ouvre et l'inductance (L) s'opposant à la diminution de courant (I_L), génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge (R) à travers la diode (D).[19]

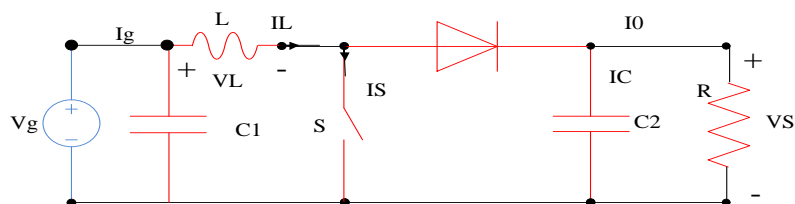


Figure 3-3. Circuit électrique de base du hacheur survolteur.

3.3.1.1.1. Modèle mathématique équivalent

L'application des lois de Kirchhoff sur les deux circuits équivalents des deux phases de fonctionnement donne :

Pour la première période αT_s :

$$I_{C1} = C_1 \frac{dV_g}{dt} = I_g - I_L \quad (3.1)$$

$$I_{C2} = C_2 \frac{dV_0}{dt} = -I_0 \quad (3.2)$$

$$V_L = L \frac{dI_L}{dt} = V_g - R_L I_L \quad (3.3)$$

Pour la deuxième période $(1-\alpha) T_s$

$$I_{C1} = C_1 \frac{dV_g}{dt} = I_g - I_L \quad (3.4)$$

$$I_{C2} = C_2 \frac{dV_0}{dt} = I_L - I_0 \quad (3.5)$$

$$V_L = L \frac{dI_L}{dt} = V_g - V_0 - R_L I_L \quad (3.6)$$

3.3.1.1.2. Modèle approximé du convertisseur Boost

Les systèmes d'équations de base (3. (4, 5,6)) et (3. (7, 8,9)) représentent le convertisseur Boost pour une période αT_s et $(1-\alpha) T_s$ respectivement. Le convertisseur oscillant entre ces deux états avec une fréquence élevée, nous devons trouver une représentation dynamique approximée valable pour les deux intervalles de temps. Pour cela nous considérons que la variation des variables dynamiques C_b , V_L est de forme linéaire, en d'autres termes nous pouvons faire une approche d'exponentielle par un segment ($e^\varepsilon \approx 1 + \varepsilon$ si $\varepsilon \ll 1$) et ainsi la dérivée de ces grandeurs sera constante.

Cette approche nous permet de décomposer l'expression de la valeur moyenne de la dérivée de la variable dynamique x sur les deux laps de temps αT_s et $(1-\alpha) T_s$:

$$\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle_{T_s} = \frac{dx}{dt_{(\alpha T_s)}} \alpha T_s + \frac{dx}{dt_{((1-\alpha) T_s)}} (1-\alpha) T_s \quad (3.7)$$

Où $\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle$ est la valeur moyenne de la dérivée de x sur une période T_s . Cette relation est valide si :

$\frac{dx}{dt_{(\alpha T_s)}}$ et $\frac{dx}{dt_{((1-\alpha) T_s)}}$ sont constants sur les périodes αT_s et $(1-\alpha) T_s$ respectivement en d'autres

termes cette approximation est valable si les périodes αT_s et $(1-\alpha) T_s$ sont très faibles devant la constante de temps du circuit $C_1 R_g$, $C_2 Z$, L/R_L [20].

Dans ce cas la forme exponentielle du courant qui parcourt la self et la tension aux bornes de la capacité est de forme linéaire comme le montre la figure (3.4).

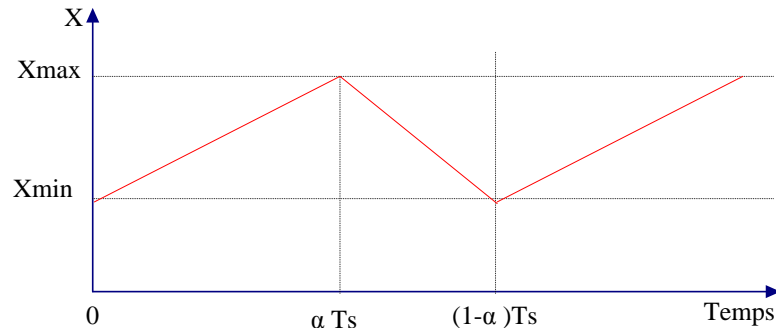


Figure 3-4. Allure des variables dynamiques I_L .

En appliquant la relation (3.7) sur les systèmes d'équations (3. (1, 2,3)) et (3. (4, 5,6)) on obtient les équations qui régissent le système sur une période entière :

$$I_{C1} = C_1 \frac{dV_g}{dt} \alpha T_s = (I_g - I_L) \alpha T_s + (1 - \alpha) T_s (I_g - I_L) \quad (3.8)$$

$$I_{C2} = C_2 \frac{dV_0}{dt} \alpha T_s = -\alpha T_s I_0 + (1 - \alpha) T_s (I_L - I_0) \quad (3.9)$$

$$V_L = L \frac{dI_L}{dt} \alpha T_s = (V_g - R_L I_L) \alpha T_s + (1 - \alpha) T_s (V_g - V_0 - R_L I_L) \quad (3.10)$$

En arrangeant les termes des équations précédentes, (pour qu'on puisse interconnecter le Boost avec les autres blocs de simulation), on obtient la modélisation dynamique du convertisseur Boost

$$I_L = I_g - C_1 \frac{dV_g}{dt} \quad (3.11)$$

$$I_0 = (1 - \alpha) I_L - C_2 \frac{dV_0}{dt} \quad (3.12)$$

$$V_g = (1 - \alpha) V_0 + L \frac{dI_L}{dt} + R_L I_L \quad (3.13)$$

3.3.1.1.3. Les ondulations des courants et des tensions

Pour le dimensionnement des différents composants du circuit afin de diminuer les ondulations des courants et des tensions sans faire un surdimensionnement ce qui accroîtrait le poids et le prix des circuits, un calcul de ces composants en fonction des ondulations voulues est nécessaire. Cette remarque est très importante pour le dimensionnement de l'inductance L afin de

respecter le courant admissible par le transistor MOSFET S , où dans le cas pratique les ondulations du courant I_L sont plus importantes par rapport aux autres ondulations.

En appliquant la relation $V_L = L \frac{dI_L}{dt}$, et par l'approximation des segments d'exponentielles par des droites, la pente du courant I_L pendant la première période de fonctionnement est donnée par :

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{V_L}{L} \approx \frac{V_g - R_L I_L}{L} \quad (3.14)$$

A partir de la relation (3.14), la valeur crête à crête du courant I_L est :

$$I_{LCC} = 2\Delta I_L \approx \frac{V_g - R_L I_L}{L} \alpha T_s \quad (3.15)$$

La valeur de l'inductance L à choisir pour certaine ondulation ΔI_L est :

$$L \approx \frac{V_g - V_0 - R_L I_L}{2\Delta I_L} \alpha T_s \quad (3.16)$$

Pour le calcul des capacités C_1 et C_2 , on a :

$$\frac{dV_g}{dt} = \frac{I_{C1}}{C_1} = \frac{I_g - I_L}{C_1} \quad (3.17)$$

$$\frac{dV_0}{dt} = \frac{I_{C2}}{C_2} = \frac{-I_0}{C_2} \quad (3.18)$$

Les valeurs des ondulations crête à crête des tensions d'entrées et de sorties sont :

$$V_{C1CC} = 2\Delta V_{C1} = \frac{I_g - I_L}{C_1} \alpha T_s \quad (3.19)$$

$$V_{C2CC} = 2\Delta V_{C2} = \frac{-I_0}{C_2} \alpha T_s \quad (3.20)$$

Les valeurs des capacités C_1 et C_2 sont respectivement données par :

$$C_1 = \frac{I_g - I_L}{2\Delta V_{C1}} \alpha T_s \quad (3.21)$$

$$C_2 = \frac{-I_0}{2\Delta V_{C2}} \alpha T_s \quad (3.22)$$

3.3.1.1.4. Étude en régime continu

Le régime continu est obtenu en éliminant les dérivées des variables dynamiques, et en remplaçant ces signaux par leurs valeurs moyennes.

Le système d'équations (3. (11, 12,13)) donne :

$$I_L = I_g \quad (3.23)$$

$$I_o = (1 - \alpha) I_L \quad (3.24)$$

$$Vg = (1 - \alpha) V_o \quad (3.25)$$

Comme présente la figure (3.5), lorsque l'interrupteur du transistor (S) est sur la position (on), le courant de l'inductance du hacheur augmente linéairement et à cet instant la diode (D) est bloquée (off).

Et lorsque (S) se met sur la position (off), l'énergie emmagasinée par l'inductance est dissipée dans le circuit (RC) bien que la diode (D) est passante. Les caractéristiques de tension et du courant de charge du convertisseur Boost dans le cas de la conduction continue sont décrites par la figure (3.5), comme suit :

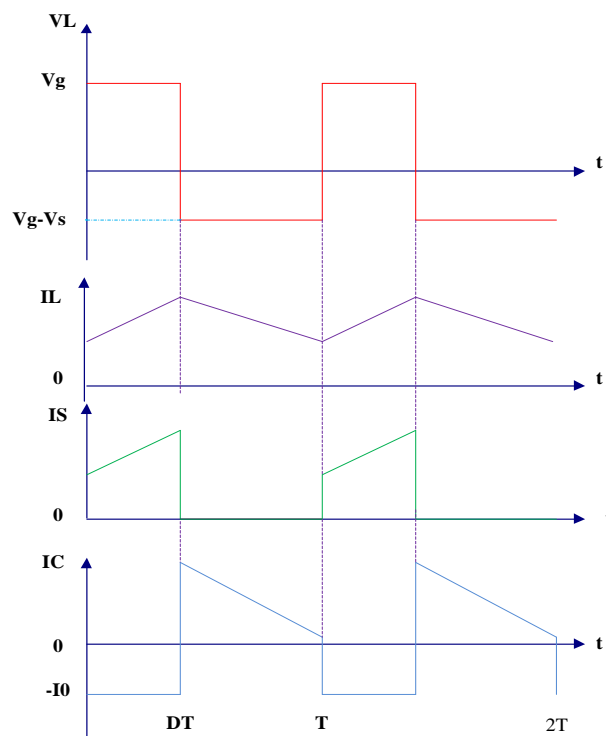


Figure 3-5. Caractéristique de la tension et du courant du hacheur survolteur.

On utilise le système d'équations (3. (23,24 ,25)) pour implanter le modèle du convertisseur survolteur figure (3.6), sous l'environnement MATLAB /SIMULINK on obtient le modèle représenté par la figure (3.7).

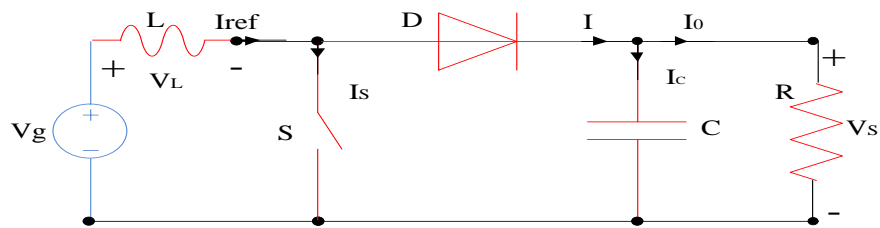


Figure 3-6. Circuit électrique de base du hacheur survolteur.

Les paramètres de simulation d'un convertisseur survolteur sont donnés dans le tableau suivant.

Tableau 3-1. Paramètres de simulation. [21]

paramètres	V_g (V)	I_{ref} (A)	I_0 (A)	I_s (A)	C (F)	$R_L(\Omega)$
valeurs	100	6.25	3	0.03	10e-6	0.5

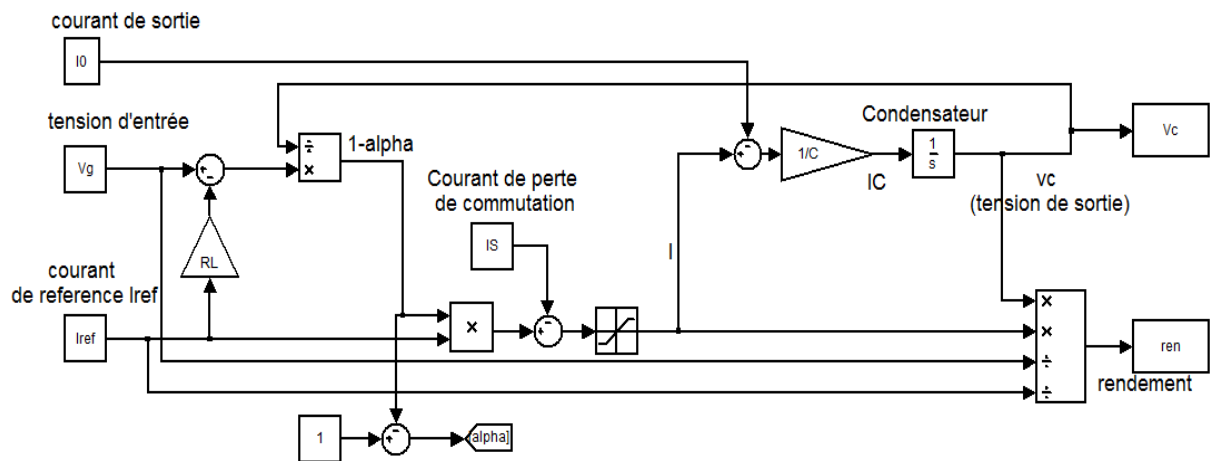


Figure 3-7. Modèle de simulation du hacheur survolteur.

➤ Les résultats de simulation sont illustrés par les figures ci-dessous.

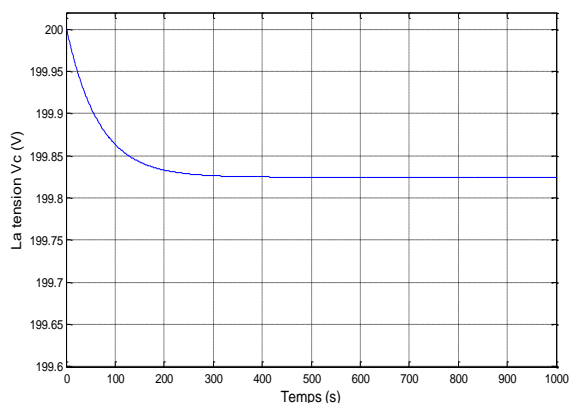


Figure 3-8.a : La tension V_c .

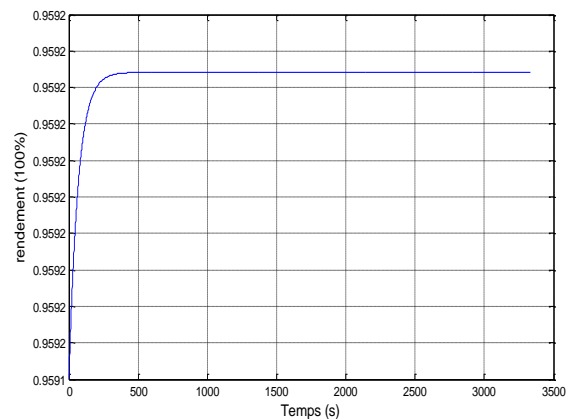


Figure 3.8. b: Le rendement du convertisseur.

3.3.1.2. Hacheur dévolteur (Buck)

Le hacheur dévolteur, sous sa forme de base est présenté par la figure (3.9). Les composantes clés sont l'inductance (L), le commutateur (Transistor) (S), la diode (D,) et le condensateur (C). Celui-ci se charge par le commutateur (S) qui maintient la tension à ces bornes jusqu'à l'ouverture ce qui fait décharger son énergie à travers la diode sur la charge pour un cycle de période de fonctionnement.

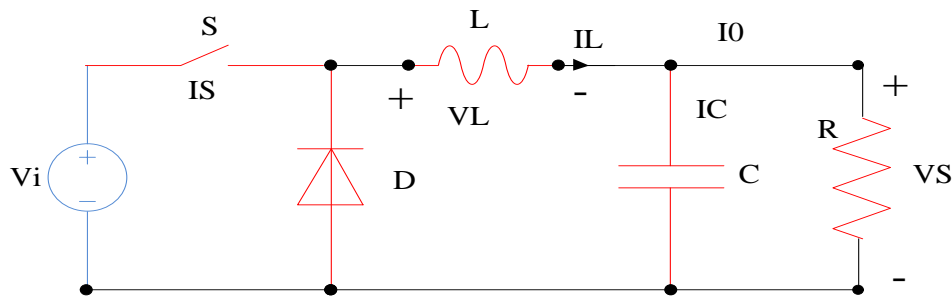


Figure 3-9. Circuit électrique de base du hacheur dévolteur.

Le commutateur peut être un transistor MOSFET ou un IGBT qui peut se commuter sur deux positions, marche ou arrêt rapidement. La tension de la source doit être plus grande que la tension aux bornes de la charge. L'équation mathématique caractérisant le courant de l'inductance est donnée par l'équation suivante.

$$\frac{\partial I}{\partial t} = \frac{V_i - V_s}{L} \quad (3.26)$$

I_L : Le courant dans l'inductance

Le processus de commutation est décrit par la position de l'interrupteur (S). Dans le premier laps de temps (αT) le transistor est dans un état de saturation, alors l'inductance (L) se charge d'énergie avec augmentation du courant I_L . Dans le deuxième laps de temps $(\alpha-1) T$, l'inductance (L) libère cette énergie à la charge avec une diminution de courant I_L .

En négligeant la chute de tension à travers la diode, le taux de changement du courant est donné par :

$$\frac{\partial I}{\partial t} = -\frac{V_i}{L} \quad (3.27)$$

Lorsque le courant de l'inductance ne se décroît pas vers zéro avant la commutation du transistor, le convertisseur fonctionne dans le mode de conduction continu, comme illustré sur la figure (3.10), et dans ce cas, si la tension de charge dépend seulement de la tension de source et du rapport cyclique $\alpha = T_{on} / T$, la tension aux bornes de la charge :

$$V_s = \alpha V_i \quad (3.28)$$

Dans le mode de conduction discontinu le courant de l'inductance s'annule dans un cycle de commutation entre le transistor (S) et la diode. Dans ce cas, la tension de charge dépend d'une manière plus complexe du rapport cyclique et le courant de la charge, la figure (3.11) montre comment la tension de charge varie avec le courant de charge. Les caractéristiques des courants et la tension représentant le fonctionnement du hacheur dévolteur sont données par la figure (3.10) :

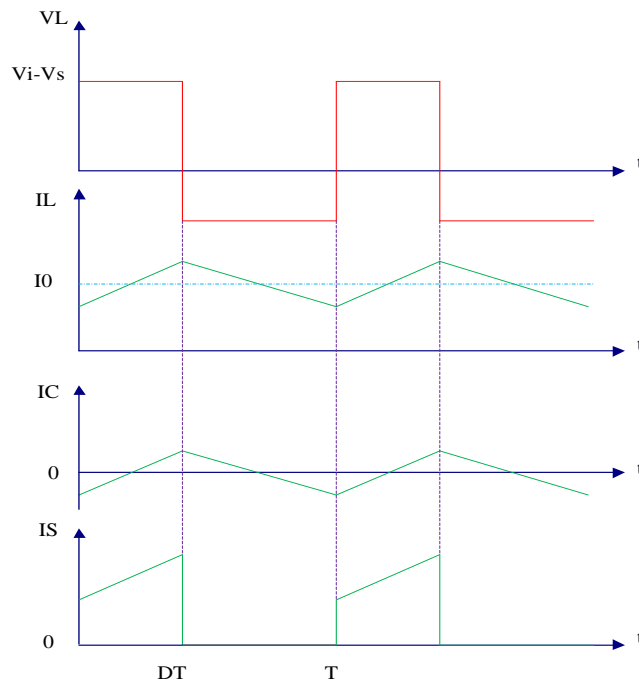


Figure 3-10. Caractéristique de la tension et des courants dans le transistor et l'inductance d'un convertisseur Buck.

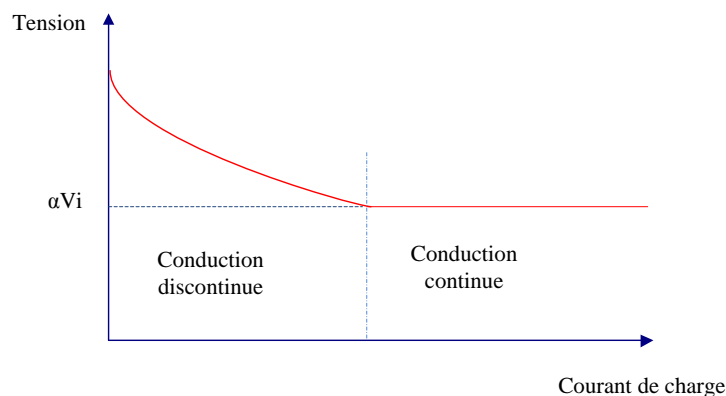


Figure 3-11. Variation de la tension de charge avec le courant de charge pour un convertisseur Buck. [20]

3.3.1.3. Le convertisseur Buck-Boost

La troisième topologie de base de ce convertisseur est donnée par la figure (3.12). Dans ce dispositif, la tension peut être augmentée ou diminuée selon le mode de commutation. Cependant, La tension de sortie est de signe opposé à la tension d'entrée.

Tandis que, lorsque le transistor est sur la position (on) le courant dans l'inductance augmente, l'énergie est stockée ; et quand le commutateur se met sur la position (off). La tension à travers l'inductance est inversée et l'énergie stockée se transfère vers la charge via la diode. Dans ce cas, l'équation de la tension aux bornes de la charge décrivant le fonctionnement en conduction continue est donnée comme suit:

$$V_s = \frac{\alpha}{1-\alpha} V_i \tag{3.29}$$

Le circuit électrique de base du hacheur dévolteur-survolteur, et les caractéristiques du courant et de la tension de charge sont données par la figure (3.12).

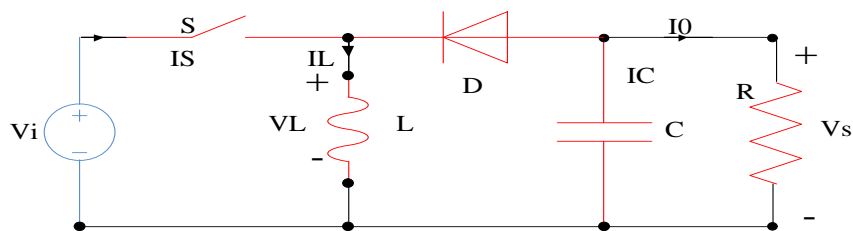


Figure 3-12. Circuit électrique de base du hacheur survolteur/dévolteur.

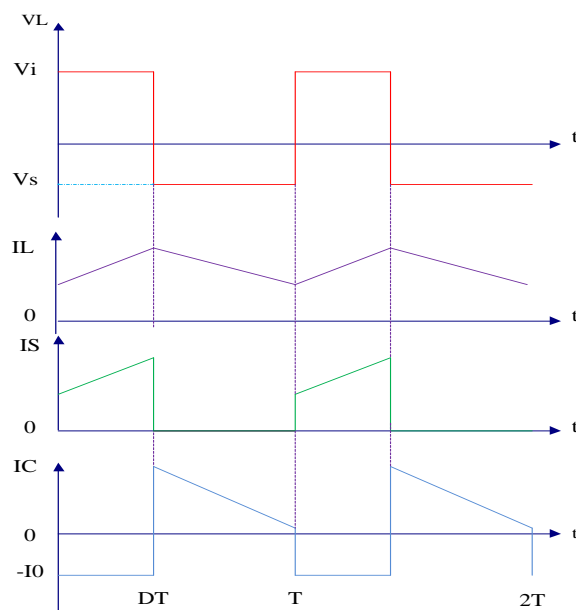


Figure 3-13. Caractéristique de la tension et du courant du Buck-Boost.

3.3.2. Adaptateur continu/alternatif DC/AC.

Ce type d'adaptation, bien connu également, fait appel à des structures de convertisseurs continu/alternatif de type onduleur. On peut distinguer aujourd'hui trois grands types de structures utilisées en milieu industriel [22] :

- les onduleurs à source de courant.
- les onduleurs à source de tension et modulation de largeur d'impulsion.
- les onduleurs à résonance.

Le principe de conversion d'un onduleur est schématisé sur la figure (3.14) ci-après.

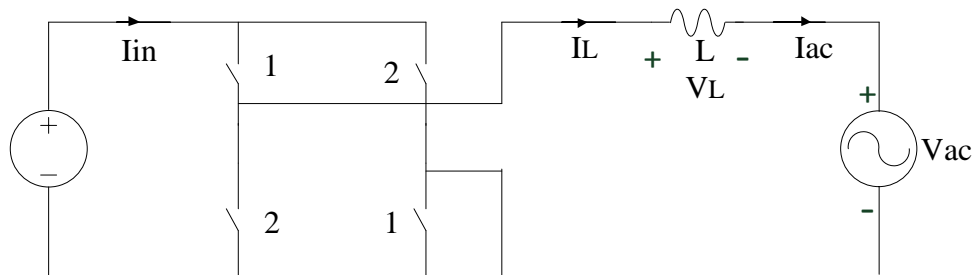


Figure 3-14. Circuit électrique de base d'un onduleur.

Pour le premier cas position (1)

$$V_L = V_{dc} - V_{ac} \tag{3.30}$$

$$I_L = I_{ac} \tag{3.31}$$

$$I_{in} = I_L \tag{3.32}$$

Pour le deuxième cas la position (2)

$$V_L = -V_{dc} - V_{ac} \tag{3.33}$$

$$I_L = I_{ac} \tag{3.34}$$

$$I_{in} = -I_L \tag{3.35}$$

$$V_L = \begin{cases} +V_{dc} - V_{ac}; & (0 \leq t \leq \alpha T_s) \\ -V_{dc} - V_{ac}. & (\alpha T_s \leq t \leq T_s) \end{cases} \tag{3.36}$$

$$V_L = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} V_L(t) dt = \alpha \times (V_{dc} - V_{ac}) + (1 - \alpha) \times (-V_{dc} - V_{ac}) = (2\alpha - 1) \times V_{dc} - V_{ac} = 0 \tag{3.37}$$

$$V_L + V_{ac} = (2\alpha - 1) V_{dc} \tag{3.38}$$

L'implantation de ces équations dans l'environnement MATLAB/SIMULINK on obtient le modèle représenté dans la figure (3.15):

Les paramètres de simulation d'un onduleur sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau 3-2. Paramètres de simulation. [21]

paramètres	V_{dc} (V)	I_{ref} (A)	I_s (A)	$R_L(\Omega)$	V_{rms} (V)
valeurs	391	13.67	0.8	0.05	220

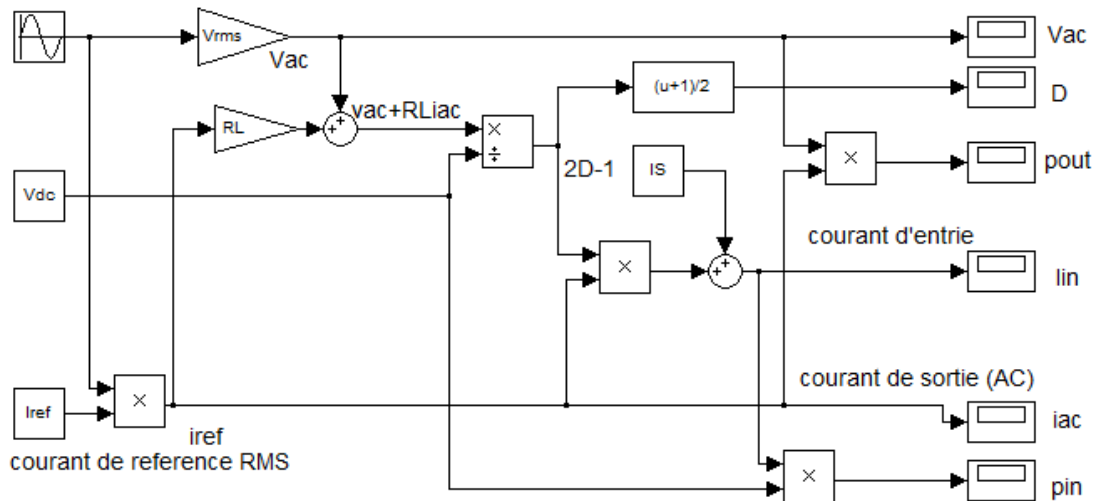


Figure 3-15. Schéma de bloc par simulink d'un onduleur.

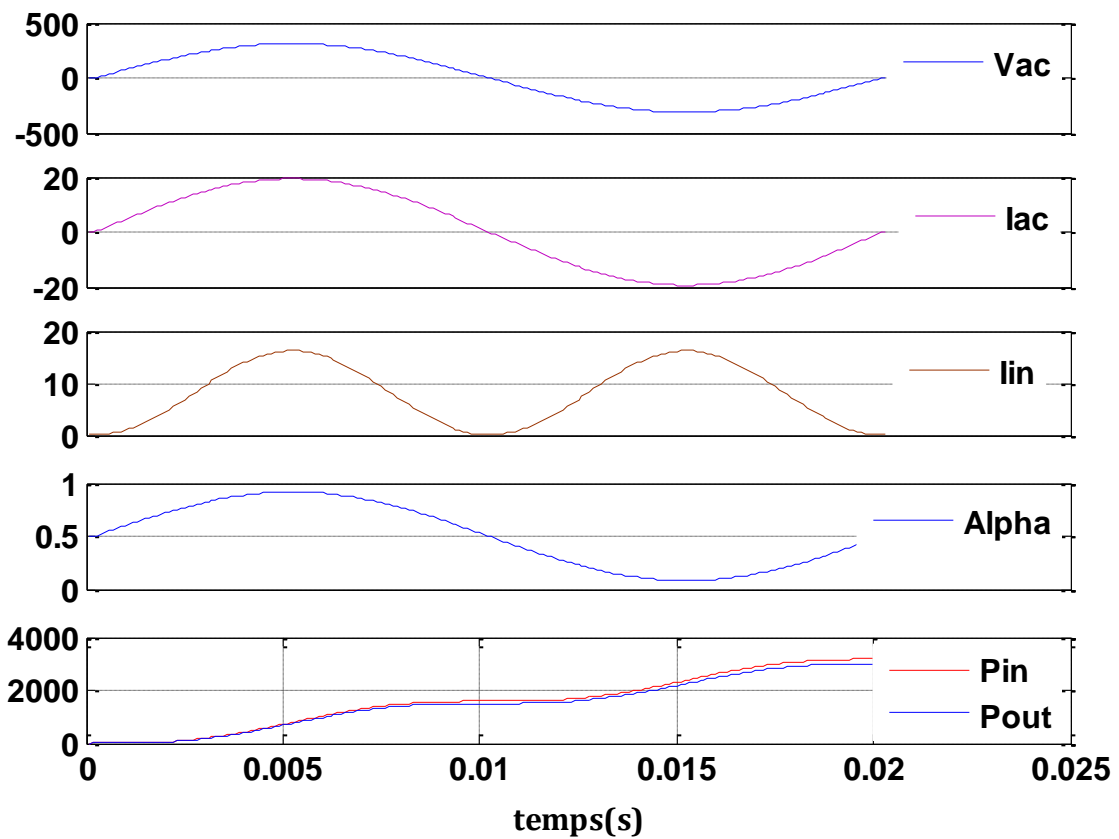


Figure 3-16. Différentes courbes des grandeurs transférées par l'onduleur.

Conclusion

Le fonctionnement du générateur photovoltaïque à un rendement optimal nécessite l'insertion des convertisseurs statiques (hacheur) entre le générateur et le récepteur (charge) à une tension constante peut être optimisé en ajustant le rapport cyclique α afin que le générateur puisse fonctionner à R_{opt} . Mais pour la connexion avec le réseau nécessite un convertisseur de type onduleur.

Chapitre 04

Techniques de poursuite du point de puissance maximale MPPT

4.1. Introduction

Le branchement d'une charge à un générateur photovoltaïque est le mode de couplage le plus simple. Le point de fonctionnement dans ce cas se situe à l'intersection de la droite de charge et de la caractéristique I-V du générateur. Ce point ne coïncide pas avec le point de puissance maximale, il s'ensuit une perte de puissance maximale du système.

Ce problème peut être résolu soit par le changement de configuration du générateur photovoltaïque, soit par l'adjonction d'un dispositif de recherche de point de puissance maximale placé entre le générateur et la charge pour assurer l'adaptation d'impédance.

L'exploitation optimale de l'énergie électrique disponible aux bornes du générateur photovoltaïque peut contribuer à la réduction du coût global du système. Il existe plusieurs techniques pour satisfaire ce but.

Dans ce chapitre nous allons citer et expliquer différentes méthodes de poursuite du point de puissance maximale et en terminant par notre méthode qui est choisie parmi les précédents s'appelle 'perturbation et observation', (P&O : Perturb-and-Observe).

4.2. Suivi de la puissance maximale du générateur photovoltaïque

La poursuite du point maximum de la puissance (MPPT) est une partie essentielle dans les systèmes photovoltaïque. Plusieurs techniques sont développées depuis 1968 dates de publication de la première loi de commande de ce type adaptées à une source d'énergie renouvelable de type PV. Ces techniques se différencient entre elles par leur complexité, nombre de capteurs requis, la vitesse de convergence, coût, rendement et domaine d'application. [23]

4.3. Principe du MPPT

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un générateur PV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quels que soient les conditions météorologiques (température et éclairage), la

commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum (V_{mpp} , I_{mpp}). [6]

L'adaptation d'impédance est souvent sous forme d'un convertisseur DC – DC comme représenté sur la figure (4.1).

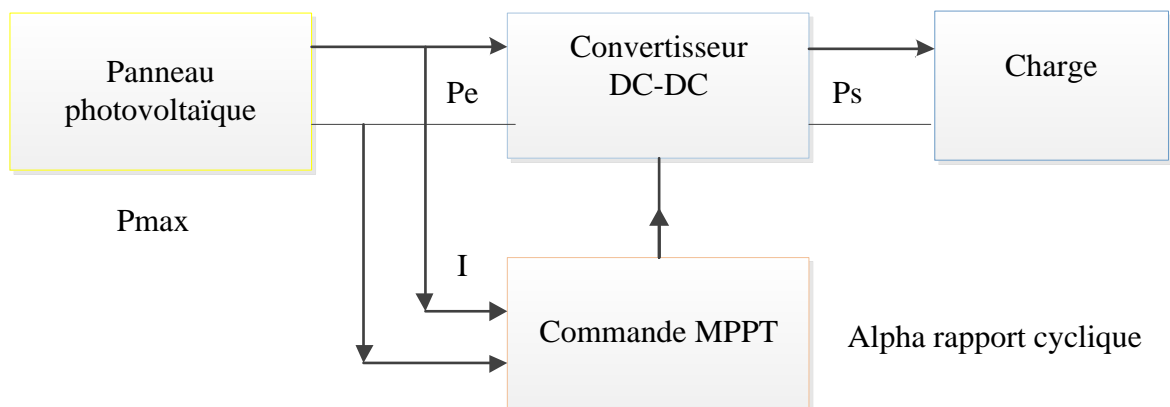


Figure 4-1. Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT.

4.3.1. Adaptation manuelle de la charge au générateur photovoltaïque:

Dans cette méthode, le MPP du panneau solaire est déterminé par une série de mesures ou théoriquement, dans les conditions normales de fonctionnement. Ensuite les mesures, des valeurs du courant et de la tension correspondants à cette puissance, sont relevées. Par la suite la valeur de la charge correspondante à ces valeurs est fixée. [24]

L'avantage de cette méthode est qu'elle est très simple. Car aucun circuit additionnel n'est employé, et la perte de puissance entre le panneau et les batteries est réduite aux pertes dans les conducteurs. L'inconvénient de ce système est qu'il ne prend en compte aucun changement d'insolation ou de température qui provoquent bien sûr le changement du point de fonctionnement correspondant à la puissance maximale (V_{mpp} et I_{mpp}), sans tenir compte des angles d'incidence sur les panneaux qui sont négligés. Les effets comme le vieillissement des cellules photovoltaïques ou d'une surface poussiéreuse du panneau peuvent également causer une variation du point de fonctionnement correspondant à la puissance maximale.

Par conséquent, une méthode plus sophistiquée pour l'adaptation panneau-charge doit être trouvée si on veut avoir un rendement de puissance plus élevé.

Un certain nombre de batteries contrôlables sont connectées en série. Selon la tension d'opération désirée des modules photovoltaïque, le nombre de cellules de batterie en série peut être modifié. On peut aussi en réarrangeant la disposition en série et parallèles des différents panneaux entres eux, l'assortiment entre la charge et les panneaux photovoltaïques est amélioré. Ceci permet au système de réagir aux changements des conditions environnementales telles que la température

et l'insolation et donc de fonctionner plus près du MPP réel.

Cette approche exige du câblage et des circuits supplémentaires. En plus, l'augmentation ou la diminution par étapes de la tension de fonctionnement ne permet pas la poursuite précise du MPP. Cette approche dans le long terme dégrade la vie des batteries [20]. Ces méthodes pourraient être rentables pour des usages avec cellules photovoltaïques stationnaires à condition de trouver des systèmes ingénieux et économiques de commande.

4.3.2. Méthodes à contre réaction de tension :

Dans ce cas on se repose sur la commande de la tension de fonctionnement des panneaux, par la comparaison de cette tension avec une tension de référence. Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la commande PWM afin d'annuler cette erreur. [20]

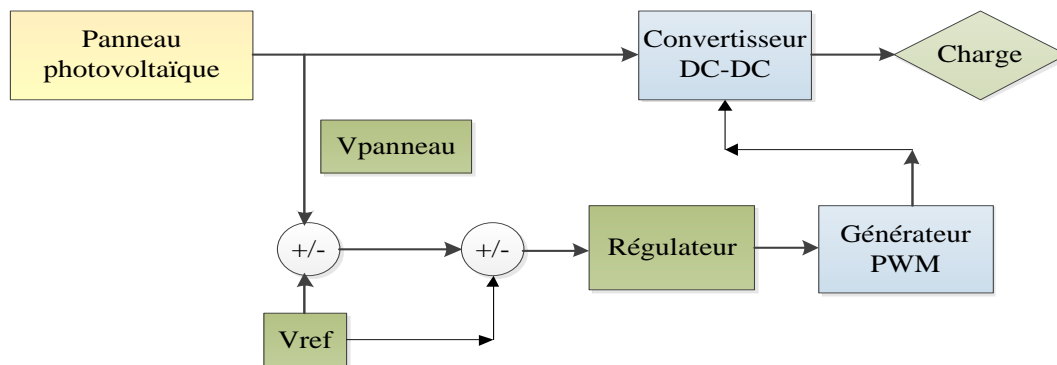


Figure 4-2. Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence.

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

4.3.2.1. Référence fixe

A cause de la dépendance de la tension du panneau avec l'ensoleillement et la température, la tension de puissance maximale est déviée, alors la tension de référence doit être corrigée pour différents ensoleillements et températures au long des périodes de l'année.

Dans cette méthode la tension de référence est prédéfinie figure (4.2). Elle correspond à la tension moyenne de l'intervalle des points des puissances maximales relevées par des tests sous différentes conditions d'ensoleillement et de température.

Afin de générer le maximum de puissance on fait varier simplement les différents facteurs de pondération lors de la mise au point.

4.3.2.2. Référence en fonction de V_{oc}

Pour un ensoleillement et une température donnés la tension qui correspond à la puissance maximale du panneau est exprimée comme une fonction linéaire de la tension en circuit ouvert du panneau.

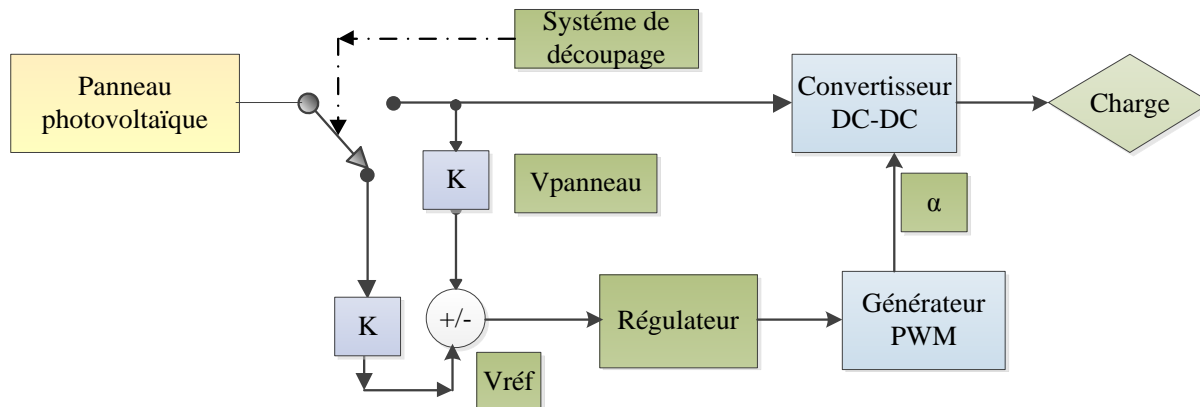


Figure 4-3. Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence. [20]

La fonction ($V_{mpp}=f(V_{oc})$) est pratiquement linéaire et elle est de forme $V_{mpp}=K*V_{oc}$. Pour cela la tension en circuit ouvert du panneau est prélevée régulièrement par le débranchement du panneau pour une courte durée pour ajuster la tension de référence précédente par une certaine proportionnalité généralement égale à 0.77 figure (4.3).

En exploitant cette propriété, on peut traquer en permanence le point de puissance maximale. L'avantage est que la commande de la tension de fonctionnement du panneau photovoltaïque prend en considération l'insolation et la température, le vieillissement et l'accumulation de la poussière sur la surface de cellules.

L'inconvénient c'est que l'ajustement de la tension de référence à 77% de la tension à vide du panneau est toujours une fraction fixe, cette méthode ne peut pas être considérée comme un vrai moyen de poursuite de MPP. L'exactitude de l'ajustement de la tension de fonctionnement à la tension maximum V_{mpp} de puissance dépend du choix de cette fraction comparée au vrai rapport V_{mpp}/V_{oc} .

Un autre défaut est que l'interruption du fonctionnement du système avec une certaine fréquence engendre des pertes qui sont estimées par Sullivan et Powers à 0,05% de la puissance maximale disponible. [20]

4.3.2.3. Tension de référence externe (Cellule pilote)

Pour éviter les problèmes de la méthode précédente une cellule pilote est ajoutée au panneau solaire (C'est une cellule photovoltaïque simple qui est électriquement indépendante du reste de la rangée). La tension à circuit ouvert de cette cellule mesurée continuellement va nous donner une information implicite de la tension en circuit ouvert de l'ensemble des panneaux solaires, en multipliant cette tension avec le nombre de cellules en série. [20]

Cette méthode évite l'interruption du système mais il existe des problèmes, car la cellule pilote utilisé comme référence pour le comportement de la rangée n'est pas facile à mettre en application. La superficie des modules photovoltaïques et l'emplacement de la cellule, font que la celle ci ne soit pas toujours fidèle à ce qui est ressentie par le panneau.

Pour limiter cet inconvénient, on place une cellule pilote individuelle pour chaque petit groupe de panneaux afin de pouvoir estimer le facteur de fonctionnement optimal. Et comme pour les méthodes précédentes, celle ci utilise un facteur fixe pour estimer la tension V_{mpp} à partir de la tension V_{oc} ce qui fait que le MPP (Maximum Power Point) n'est pas suivi correctement.

4.3.3. Méthodes à contre réaction de courant

Par analogie avec les méthodes de contre réaction de tension nous avons le schéma décrit par la figure (4.4). [25]

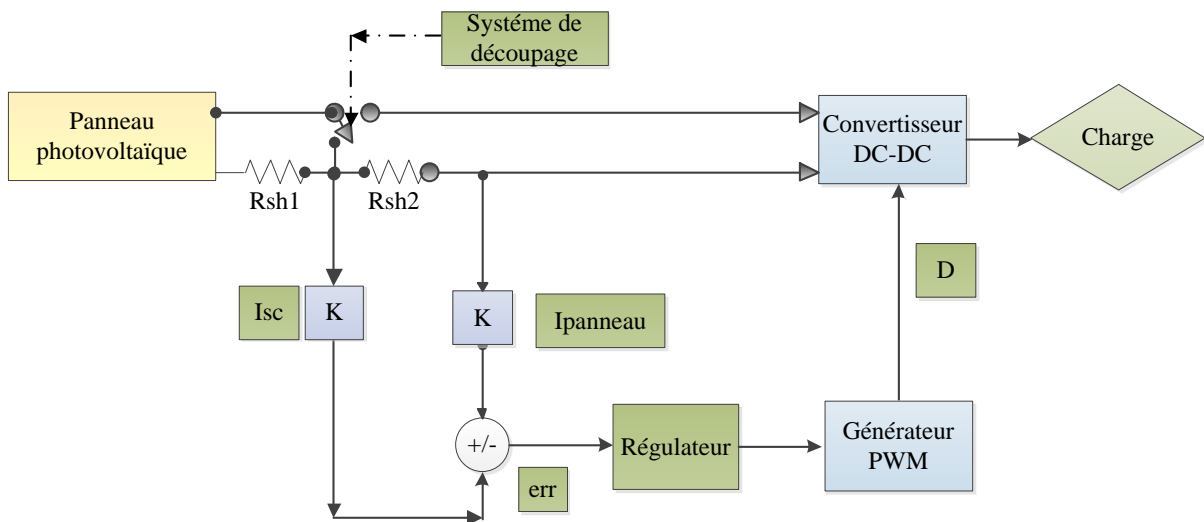


Figure 4-4. Principe de la méthode MPPT à courant de référence en fonction de I_{sc} .

❖ **Ainsi nous avons les méthodes suivantes :**

4.3.3.1. Référence en fonction du courant de court-circuit I_{CC}

Le courant de court-circuit du panneau solaire permet de savoir la valeur du courant optimal dans lequel doit fonctionner le panneau. Le courant optimal est proportionnel au courant de court circuit, cette proportionnalité est presque constante en fonction des conditions d'ensoleillement et de température.

La fonction $I_{mpp} = f(I_{CC})$ est pratiquement linéaire et elle est de forme $I_{mpp} = K \times I_{CC}$. [25] Mais généralement cette méthode à tension de référence fixe n'est pas applicable dans le cas de la contre réaction de courant à cause de la grande déviation du courant optimal pour différents ensoleillements et températures.

4.3.3.2. Référence externe (Cellule pilote)

Dans cette méthode l'utilisation d'une cellule pilote comme source d'information de courant de court-circuit de l'ensemble des panneaux est impossible par le fait que court-circuiter en permanence cette cellule cause un échauffement supplémentaire qui va fausser l'information générée par cette cellule et emmenés sa destruction rapide.

4.3.4. Méthodes à contre réaction de puissance

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

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

4.3.4.1. Technique de l'incrémentatiion de la conductibilité

Cette méthode s'intéresse directement aux variations de la puissance en fonction de la tension. La conductance est une grandeur physique relativement connue : il s'agit du quotient de l'intensité par la tension ($G=I/V$) La conductance incrémentielle est beaucoup plus rarement définie, il s'agit du quotient de la variation, entre deux instants, de l'intensité par celle de la tension ($G = dI / dV$).En comparant la conductance G à la conductance incrémentielle ΔG , nous allons chercher le maximum de la courbe figure (4.5) en cherchant le point d'annulation de la dérivée de la puissance. [26]

Précisément la puissance en sortie de la source peut s'écrire :

$$P = V \times I \tag{4.1}$$

D’ou en écrivant la dérivée :

$$\frac{dP}{dV} = V \frac{dI}{dV} + \frac{dV}{dV} I \tag{4.2}$$

$$\frac{dP}{dV} = V \frac{dI}{dV} + I$$

$$\frac{dP}{dV} \cong V \frac{\Delta I}{\Delta V} + I \tag{4.3}$$

Donc

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} = 0 \\ \frac{dP}{dV} > 0 \\ \frac{dP}{dV} < 0 \end{cases} \quad \text{Ou} \quad \begin{cases} \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} & \text{(a) Au point MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} & \text{(b) A gauche du MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} & \text{(c) A droite du MPP} \end{cases} \tag{4.4}$$

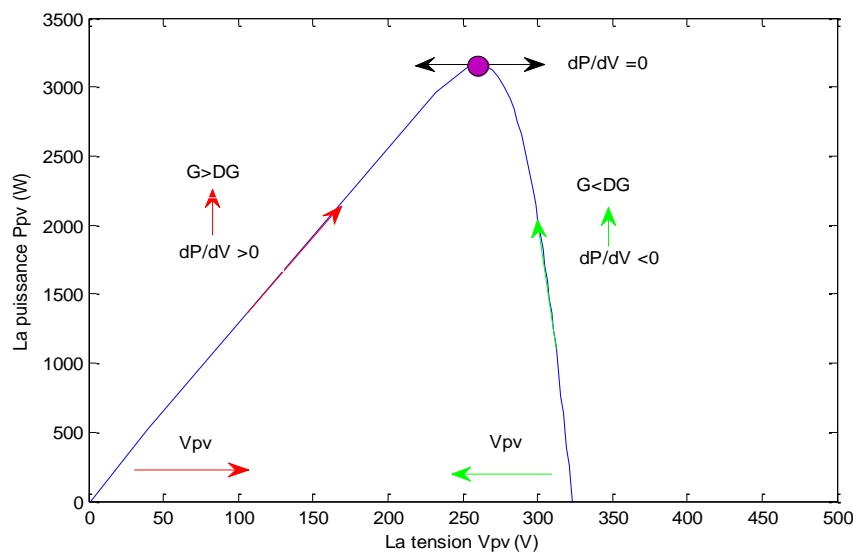


Figure 4-5.Caractéristiques de fonctionnement de la méthode par incrémentation de conductibilité

Les équations (4.4.b) et (4.4.c) sont employées pour déterminer la direction dans laquelle une perturbation doit se produire pour déplacer le point de fonctionnement vers le MPP. Cette perturbation est répétée jusqu'à ce que l'équation (4.4.a) soit satisfaite. Une fois le MPP est atteint, le MPPT continue à fonctionner avec cette valeur jusqu'à ce qu'un changement de la valeur du courant soit détecté ; ce dernier résulte d'un changement au niveau de l'éclairement. Quand l'éclairement augmente, le MPP se déplace vers la droite de la tension de fonctionnement. Pour

compenser ce mouvement du MPP, le MPPT doit augmenter la tension de fonctionnement. La même chose pour le cas contraire, quand l'éclairement diminue, le MPPT doit diminuer cette dernière.

Les valeurs actuelles et précédentes de la tension et du courant sont utilisées pour calculer (ΔV) et (ΔI) . Si $\Delta V=0$ et $\Delta I=0$, alors les conditions atmosphériques n'ont pas changé et le MPPT fonctionne toujours au MPP. Si $\Delta V=0$ et $\Delta I>0$, alors l'éclairement a augmenté. Ceci exige l'algorithme d'augmenter la tension de fonctionnement pour retrouver de nouveau le MPP. Contrairement si $\Delta I<0$, l'éclairement a diminué tout en exigeant l'algorithme de diminuer la tension de fonctionnement. Si le changement de la tension n'est pas nul, les rapports dans les équations (4.4.b) et (4.4.c) peuvent être employés pour déterminer la direction dans laquelle la tension doit être changée afin d'atteindre le MPP.

Si $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$ (c'est-à-dire le rapport $\frac{dP}{dV} > 0$) donc le point de fonctionnement est à gauche du MPP.

Ainsi, la tension de fonctionnement doit être augmentée pour atteindre le MPP. De même, si

$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$ (c'est-à-dire le rapport $\frac{dP}{dV} < 0$) le point de fonctionnement se trouve à droite du MPP

tout en signifiant que la tension doit être réduite pour atteindre le MPP. [27] Le schéma de la figure (4.6) montre l'organigramme de l'algorithme INC.

En réalité, cet algorithme est une correction de l'algorithme "P&O" puisqu'il est capable de calculer la direction dans laquelle la perturbation du point de fonctionnement devrait être pour atteindre le MPP, et il peut aussi déterminer l'atteinte du MPP. De plus, dans les conditions de changement rapide de l'ensoleillement, l'algorithme ne devrait pas prendre la mauvaise direction comme c'est le cas avec l'algorithme "P&O", et d'ailleurs, il n'oscille pas autour du MPP une fois qu'il l'atteint. [28]

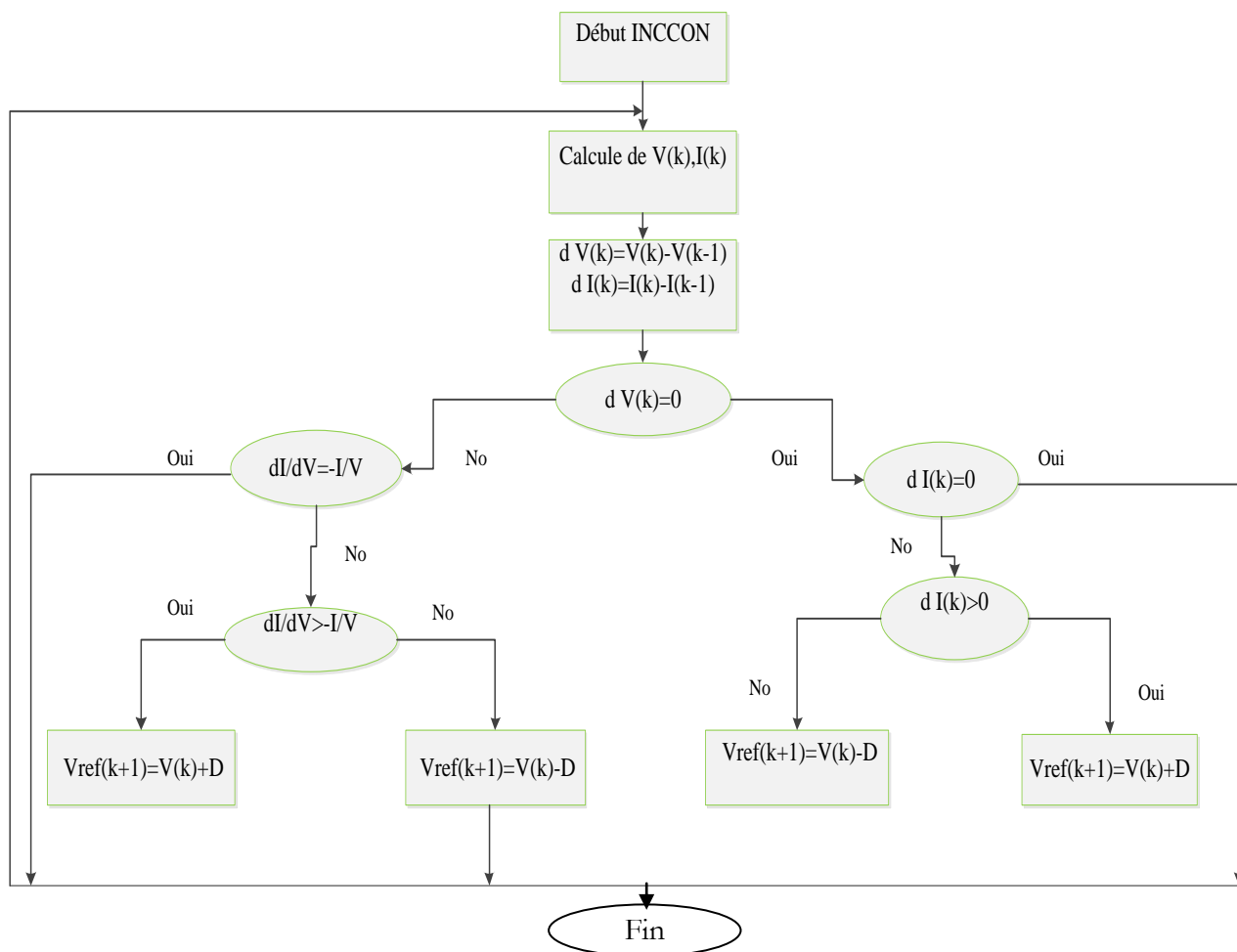


Figure 4-6. Organigramme de l'algorithm INC.

4.3.4.2. Algorithme ‘perturbation et observation (P&O)

C’est l’algorithme de poursuite du PPM le plus utilisé. [20] Comme son nom l’indique il est basé sur la perturbation du système à travers l’augmentation ou la diminution de V_{ref} ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis par l’observation des effets de ces perturbations sur la puissance de sortie du panneau. Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du panneau est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$ alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent. La figure (4.9) montre l’organigramme de l’algorithme de P&O tel qu’il doit être implémenté dans le microprocesseur de contrôle.

Avec cet algorithme la tension de fonctionnement V est perturbée à chaque cycle du MPPT. Dès que le MPP sera atteint, V oscillera autour de la tension idéale V_{mp} de fonctionnement Ceci cause une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas d’une perturbation simple.

Si la largeur du pas est grande, l’algorithme du MPPT répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement, mais les pertes seront accrues relativement aux

conditions stables ou lentement changeantes.

Si la largeur du pas est très petite les pertes dans les conditions de stabilité ou lentement changeantes seront réduites, mais le système ne pourra plus suivre les changements rapides de la température ou de l'insolation. La valeur pour la largeur idéale du pas ΔD dépend du système, elle doit être déterminée expérimentalement.

Un inconvénient de la méthode de P&O est décrit par Hussein et al. [20]. Si une augmentation brutale de l'ensoleillement est produite on aura une augmentation de la puissance du panneau, l'algorithme précédent réagit comme si cette augmentation est produite par l'effet de perturbation précédente, alors il continue dans la même direction qui est une mauvaise direction, ce qui fait qu'il s'éloigne du vrai point de puissance maximale. Ce processus continue jusqu'à la stabilité de l'ensoleillement, moment où il revient vers le vrai point de puissance maximale.

Ceci cause un retard de réponse lors des changements soudains des conditions de fonctionnement et des pertes de puissance, figure (4.8).

Ces changements atmosphériques sont souvent produits dans les véhicules solaires lors de leurs passages dans une zone d'ombre tels que végétation ou bâtiments ainsi que le changement de l'angle d'incidence pour des véhicules en mouvement.

Tableau 4-1. Table de vérité de l'algorithme 'perturbation et observation.

Perturbation de la tension	Observation de la puissance	Prochaine Perturbation
Positive (+)	Positive (+)	Positive (+)
Positive (+)	Négative (-)	Négative (-)
Négative (-)	Positive (+)	Négative (-)
Négative (-)	Négative (-)	Positive (+)

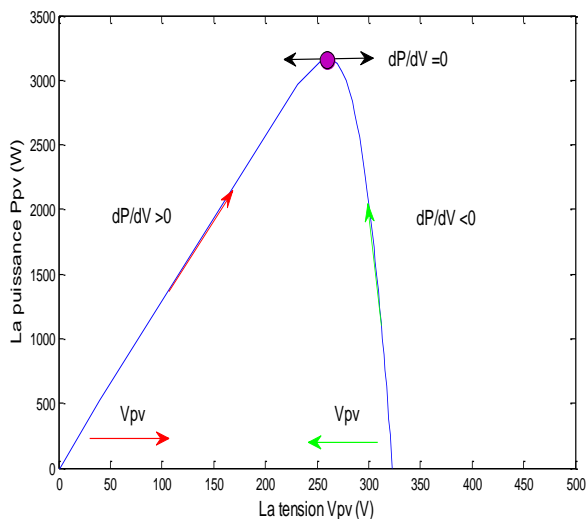


Figure 4-7. Caractéristiques de fonctionnement de la méthode de P&O.

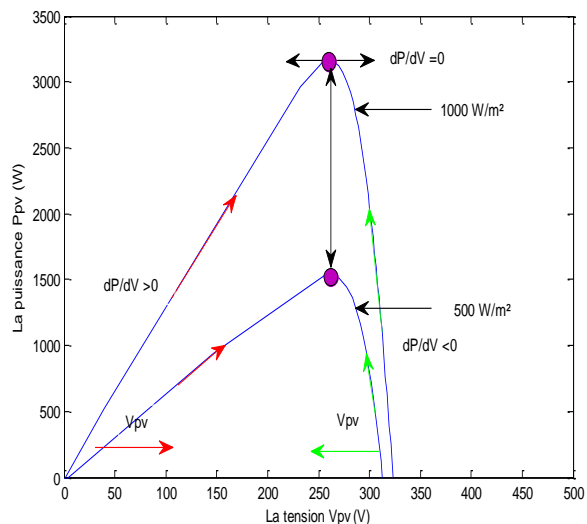


Figure 4-8. Effet d'une augmentation soudaine de l'ensoleillement sur la poursuite du PPM.

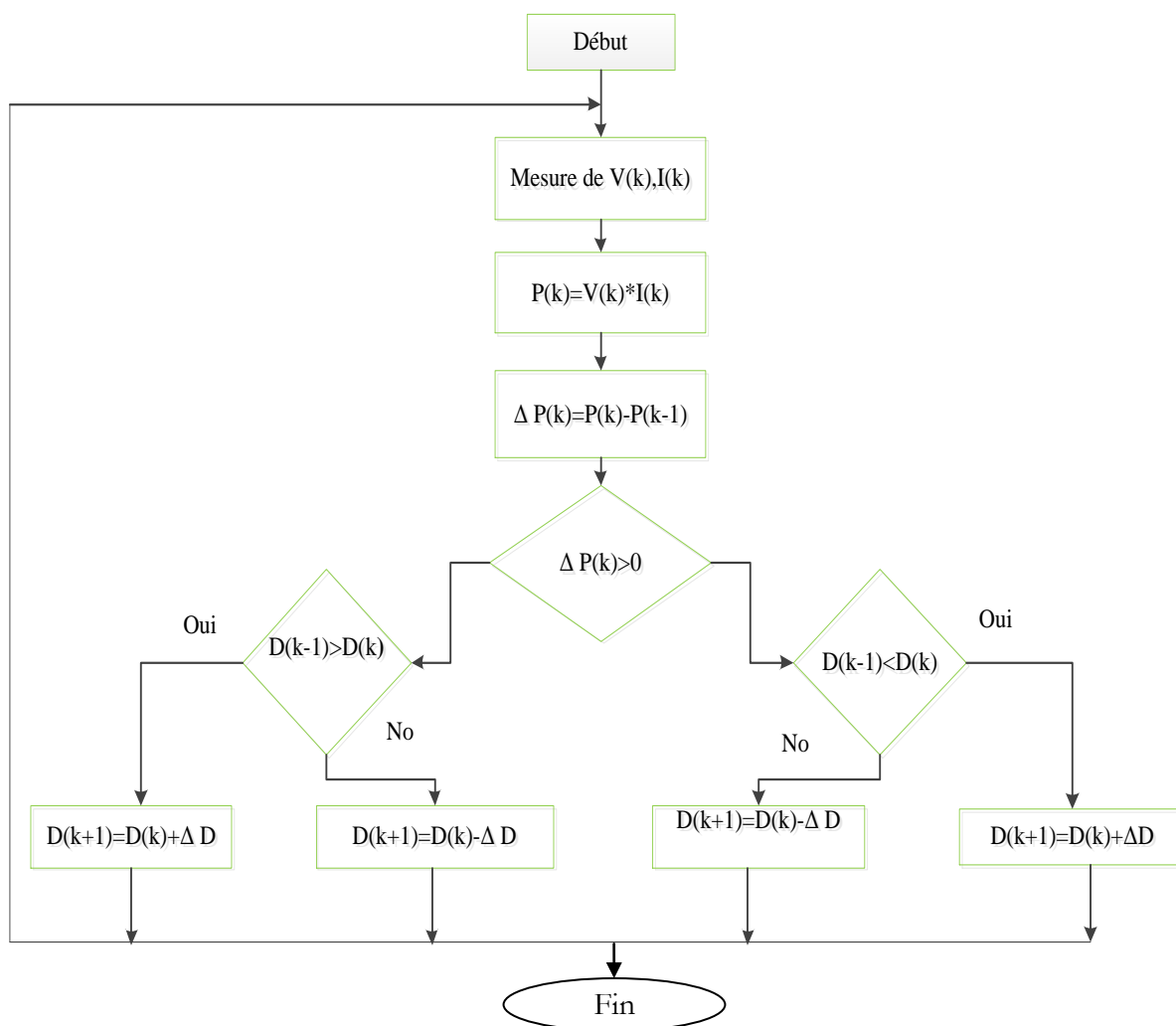


Figure 4-9. Organigramme de l'algorithme perturbation et observation. [29] [30]

- L'implantation de cet algorithme sur l'environnement MATLAB/SIMULINK.

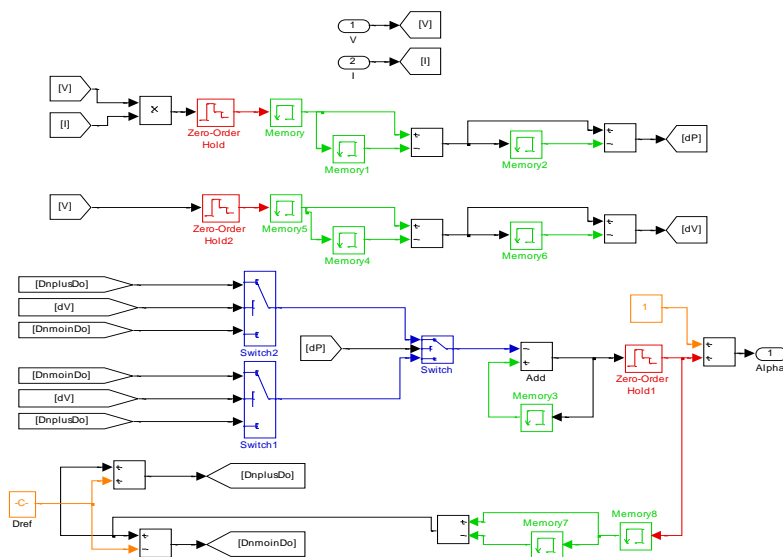


Figure 4-10. Modèle de simulation pour l'algorithme 'perturbation et observation'.

4.4. Résultats de la méthode de perturbation et observation

Cette méthode a la particularité d'avoir une structure de régulation simple, et peu de paramètres de mesure. Il opère en perturbant périodiquement la tension du panneau, et en comparant l'énergie précédemment délivrée avec la nouvelle après perturbation, en suivant l'organigramme figure (4.5), les résultats de simulation sont les suivants:

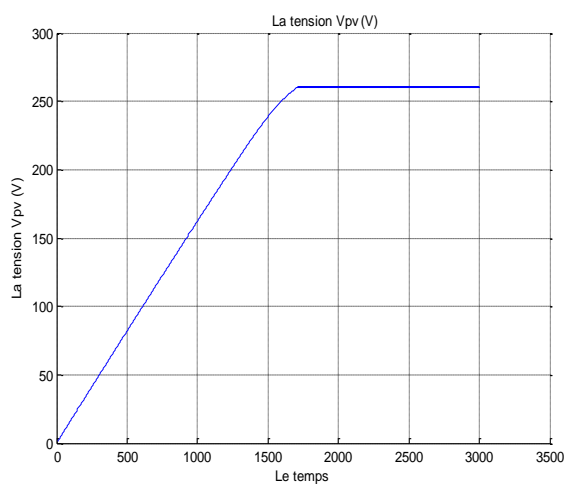


Figure 4-11. Variation de la tension en fonction du temps.

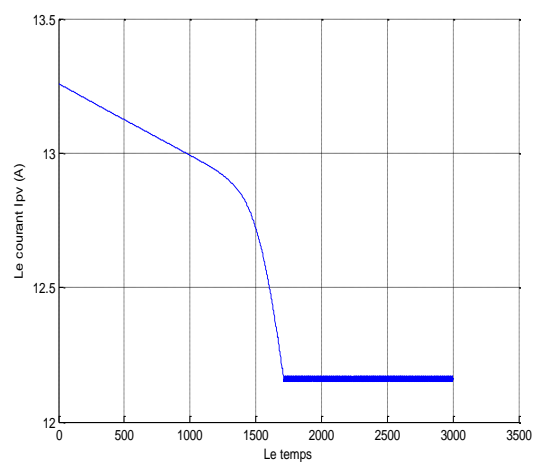


Figure 4-12. Variation de courant en fonction du temps.

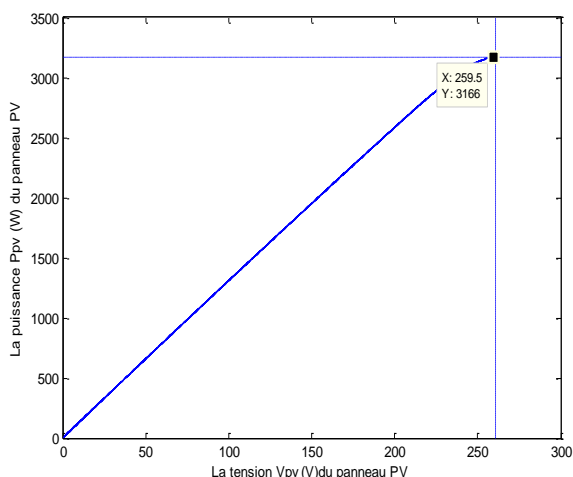


Figure 4-13. Caractéristique P-V.

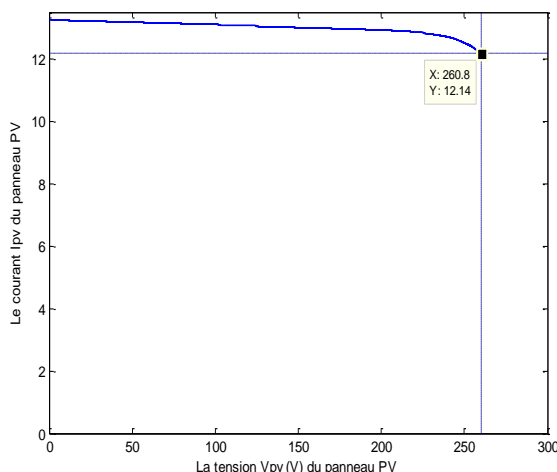


Figure 4-14. Caractéristique I-V.

Dans notre travail nous avons développé un algorithme qui répond à notre modèle de simulation, ce dernier est basé sur I_{ref} comme un courant de retour. Pour cette raison et avec initialisation des données du modèle qu'il peut fonctionner sans convertisseur de puissance et on peut trouver les point de puissance maximale selon différentes valeurs d'éclairéments.

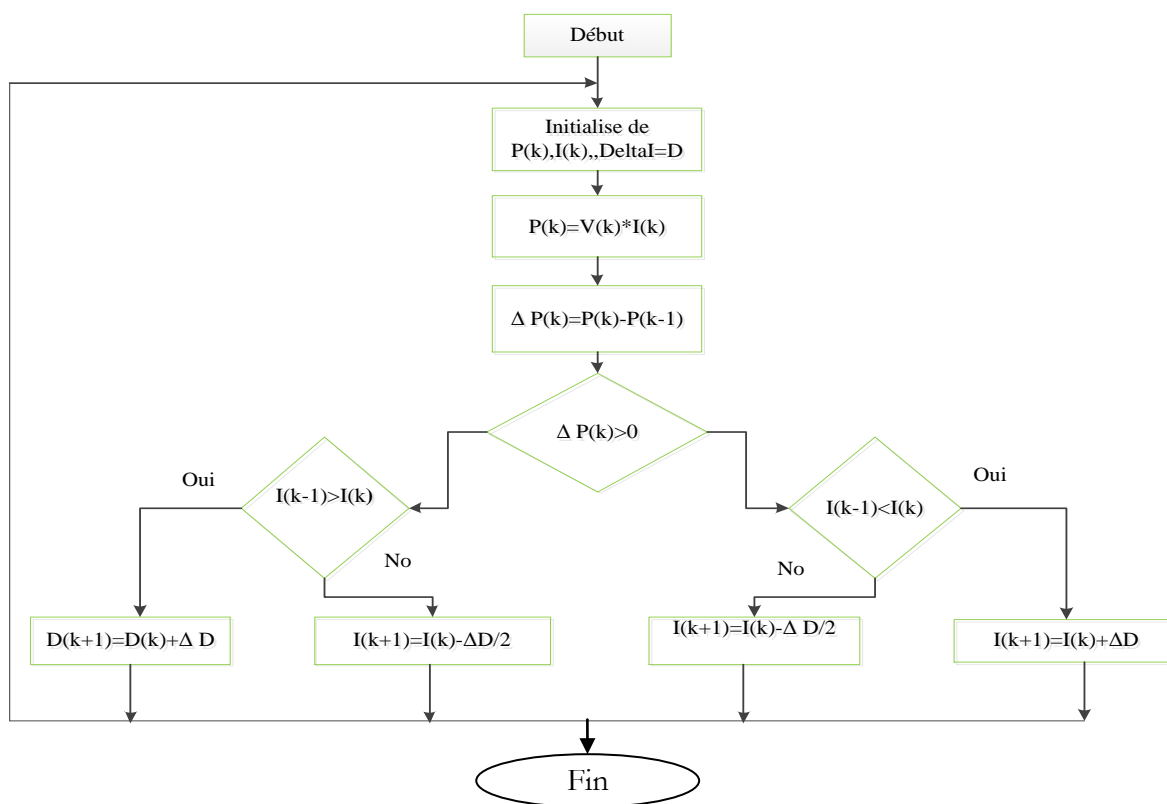


Figure 4-15. Organigramme de l'algorithme perturbation et observation.

- L'implantation de cet algorithme sur l'environnement MATLAB/SIMULINK est représentée par la figure (4.16).

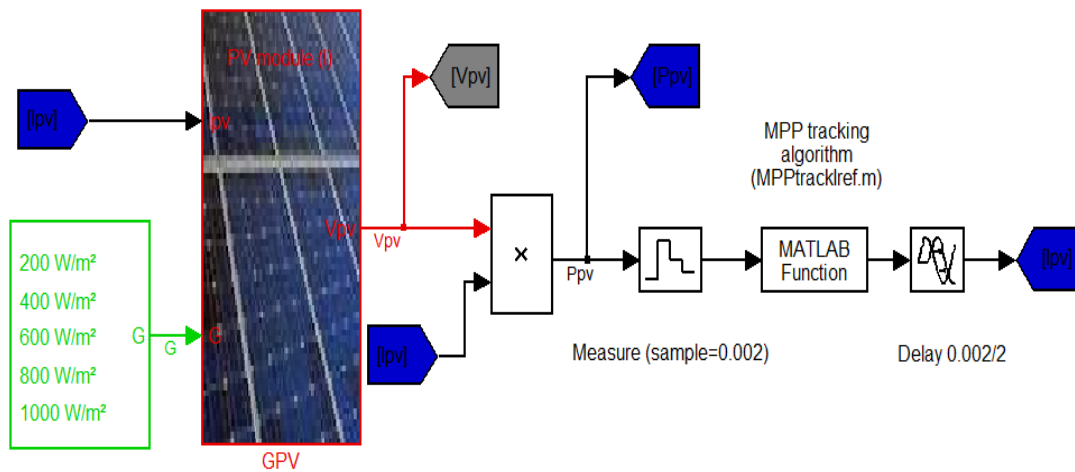


Figure 4-16. Modèle de simulation pour l'algorithme P&O.

- ✓ Les résultats de simulation obtenus pour Delta I=D = (0.2, 0.02, 0.002) sont :

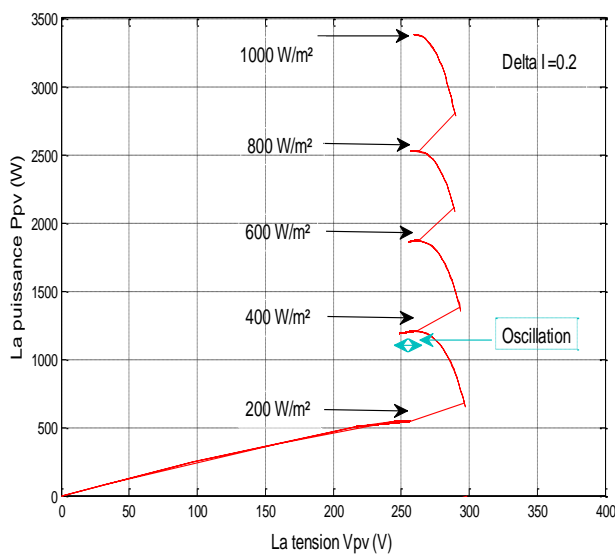


Figure 4-17. Caractéristique P-V pour D=0.2

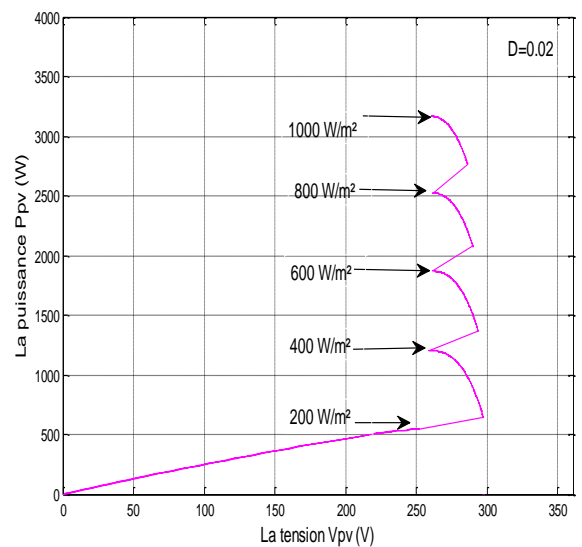


Figure 4-18. Caractéristique P-V pour D=0.02

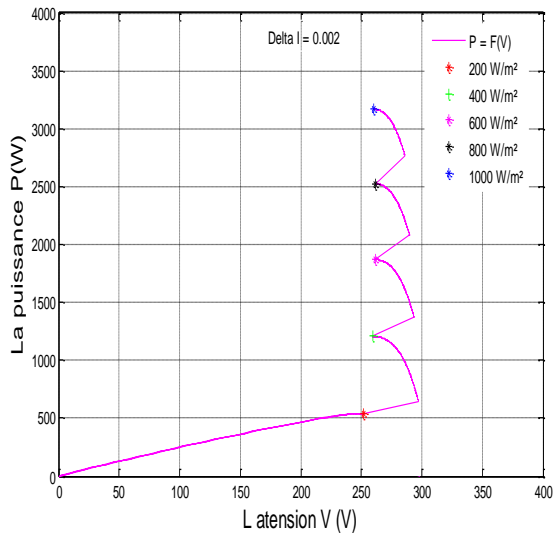


Figure 4-19.Caractéristique P-V

pour $D=0.002$.

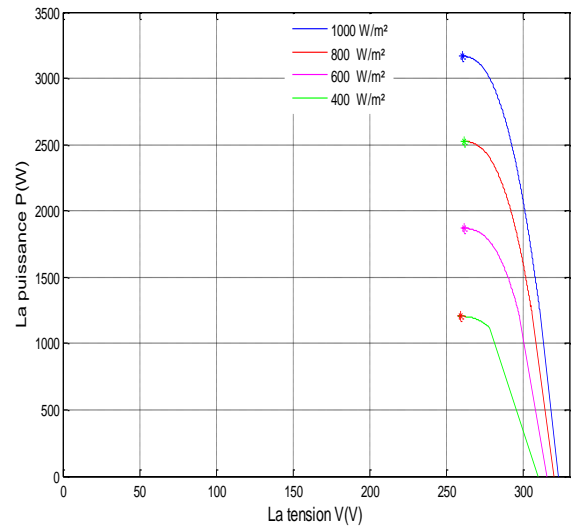


Figure 4-20.Caractéristique P-V

pour $D=0.002$.

On constate que l’algorithme P&O rattrape le point optimal pour différentes valeurs d’éclairement avec une oscillation autour du point de puissance maximale, tel que le pas delta I égal 0.2. Par contre si on diminue le delta I à des valeurs 0.02 et 0.002 on aura l’absence des oscillations, c’est-à-dire avec une précision, mais le temps d’exécution est long par rapport à la première valeur de delta I, pour moins des pertes de puissance et avec un temps d’exécution acceptable, on a choisi la valeur 0.02 qui représente le pas de delta I.

Chapitre 05

Systeme photovoltaïque connecté au réseau électrique

5.1. Introduction

Dans ce chapitre nous présentons deux modèles pour un système photovoltaïque connecté au réseau électrique qui est représenté sur la figure (5.1) :

Le premier modèle montre un système photovoltaïque connecté au réseau électrique à travers des convertisseurs de puissance survolteur DC/DC et d'un onduleur DC/AC, dans ce modèle on a fixé les conditions météorologiques tel que (l'éclairement solaire incident et la température), ainsi les variables de référence I_{pvref} au coté DC/DC et I_{rmsref} au coté DC/AC sont fixés. Le modèle est schématisé sur la figure (5.2).

Le deuxième, c'est un modèle global ou comportemental, dans ce cas on a utilisé le logiciel MATLAB pour la modélisation des différents composants d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique (à savoir le modèle du générateur photovoltaïque PV), à partir du système des équations simulées sur l'environnement MATLAB, on peut déduire les points de puissances maximales. La réponse d'un tel système dépend dans une grande mesure du lieu géographique, où l'installation sera réalisée et des facteurs aléatoires, tels que des conditions atmosphériques variables (éclairage solaire incident, température), donnera directement l'énergie électrique produite par la centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique. Le but de la modélisation et la simulation des composants de la centrale grâce au logiciel MATLAB est d'aider à comprendre les critères de conception et de dimensionnement des systèmes PV connectés au réseau. Ces critères permettent de déduire et d'estimer l'énergie électrique injectée au réseau.

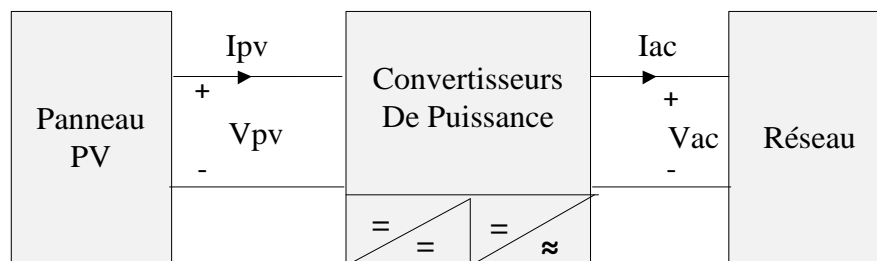


Figure 5-1. Système PV connecté au réseau électrique.

5.2. Le premier modèle d'un système PV connecté au réseau

Les convertisseurs de puissance hacheur et onduleur sont implantés pour ces raisons :

- ✓ Forcer le générateur photovoltaïque à fonctionner au point de puissance maximale.
- ✓ Produire le courant de sortie I_{ac} sinusoïdale et en phase avec la tension du réseau.
- ✓ Conversion de puissance avec un rendement η plus proche de 100%.
- ✓ Fournir l'énergie stockée pour équilibrer la différence entre $P_{ac}=P_{PV}$ et $P_{ac}(t)$.

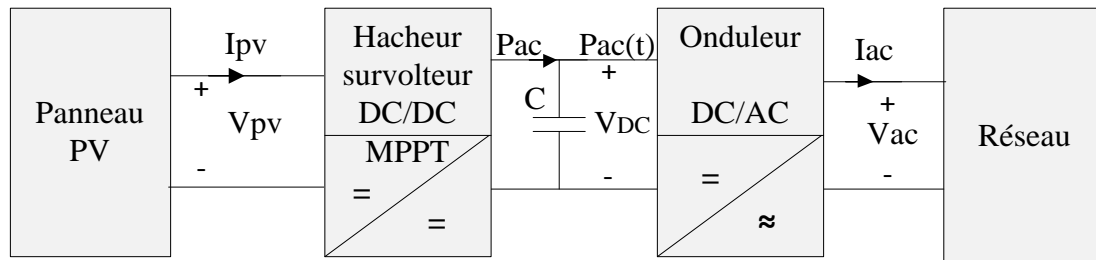


Figure 5-2. Système PV connecté au réseau électrique.

- Si le système perd son énergie, il sera déconnecté du réseau.
 - Les équations de la première partie DC/DC:

$$P_{pv} = V_{pv} \times I_{pv} \tag{5.1}$$

$I_{pvref}=I_{mpp}$ (à des conditions météorologiques données)

Le convertisseur hacheur survolteur place le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque au point maximum MPP, ainsi il augmentera la tension d'entrée à la valeur désirée, cette dernière chargera le condensateur (C).

- Les équations de la deuxième partie DC/AC :

$$V_{ac}(t) = \sqrt{2}V_{rms} \sin(\omega t) \tag{5.2}$$

$$I_{ac}(t) = \sqrt{2}I_{rms} \sin(\omega t) \tag{5.3}$$

$$P_{ac} = V_{rms} I_{rms} \tag{5.4}$$

$$P_{ac}(t) = V_{ac} I_{ac} = V_{rms} I_{rms} (1 - \cos(2\omega t)) \tag{5.5}$$

$$\eta = \frac{P_{ac}(t)}{P_{pv}} = \frac{V_{rms} \times I_{rms}}{V_{pv} \times I_{pv}} \tag{5.6}$$

Le courant de référence I_{rmsref} représente la variable de la commande d'onduleur donné par l'équation (5.7) suivante:

$$I_{rmsref} = \frac{V_{pv} \times I_{pv}}{V_{rms}} \eta_{dc-dc} \times \eta_{dc-ac} \tag{5.7}$$

Le convertisseur onduleur assure l'injection d'un courant I_{ac} sinusoïdale en phase avec la tension du réseau V_{ac} , et qui a une amplitude correspondante à la valeur du courant I_{mpp} au point de puissance maximale. Ainsi il équilibre la puissance moyenne produite par le panneau photovoltaïque et l'injecte dans le réseau à travers une loi de commande qui est représentée par l'équation (5.8) ci-dessous.

$$P_{ac} = P_{dc} \times \eta_{dc-dc} \times \eta_{dc-ac} \tag{5.8}$$

- Condensateur de stockage d'énergie (C).

Le condensateur équilibre la différence entre la puissance moyenne P_{dc} et la puissance instantanée $P_{ac}(t)$. La fréquence de l'ondulation résultante de tension V_{dc} égale deux fois la fréquence de réseau ($2 \times 50 = 100$ hertz), cette dernière dépend de la puissance $P_{ac}(t)$ et de la capacité moyenne C.

- Pour calculer la valeur du condensateur (C) on utilise les équations suivantes:

$$(P_{pv} = P_{ac}) - P_{ac}(t) = P_{ac} - P_{ac}(t)(1 - \cos(2\omega t)) = P_{ac} \cos(2\omega t) \tag{5.9}$$

L'énergie assurée au condensateur pendant le moment où la puissance P_{ac} est supérieure de la puissance $P_{ac}(t)$, c'est-à-dire le condensateur sera charger à partir de la valeur V_{dcmin} jusqu'à V_{dcmax} est représentée dans la figure (5.3).

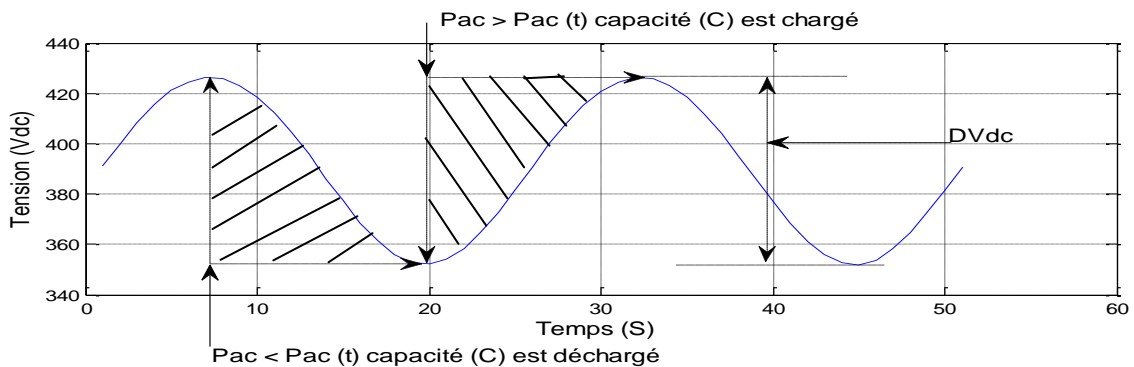


Figure 5-3. Tension Vdc.

$$\Delta E = \int_{-T_{ac}/8}^{T_{ac}/8} P_{ac} \cos(2\omega t) dt = \frac{P_{ac}}{2\omega} \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \cos(\theta) d\theta = \frac{P_{ac}}{\omega} \tag{5.10}$$

Cette énergie recouvre le changement de l'énergie stockée dans le condensateur :

$$\Delta E = \frac{1}{2} CV_{dc\max}^2 - \frac{1}{2} CV_{dc\min}^2 \quad (5.11)$$

$$\Delta E = C(V_{dc\max} - V_{dc\min}) \frac{(V_{dc\max} + V_{dc\min})}{2} \approx CV_{dc} \Delta V_{dc} \quad (5.12)$$

A partir des équations (5.10, 5.12), on trouve:

$$\text{On a : } CV_{dc} \Delta V_{dc} = \frac{P_{ac}}{\omega} \quad \text{Donc } \Delta V_{dc} = \frac{P_{ac}}{\omega CV_{dc}} \quad (5.13)$$

En fixant la variation de tension $\Delta V_C = \pm 10V$ afin que la tension de sortie soit la moins ondulatoire possible. On obtient la valeur de la capacité correspondante donnée par l'équation (5.14) ci-dessous.

$$C = \frac{P_{ac}}{\omega \Delta V_{dc} V_{dc}} \quad (5.14)$$

On utilise l'algorithme qui est présenté dans le chapitre (4) précédent, pour calculer les coordonnées des points maximums V_{mpp} et I_{mpp} selon l'éclairement donné qui est égale 950 W/m^2 , pour une tension d'entrée à l'onduleur égale 391.05 V , qui correspond à la valeur du rapport cyclique égale 0.5 . Une puissance moyenne fournit vers le réseau égale $(106 \times 30) \text{ W}$ et pour une variation de tension $\Delta V_{dc} = 78.91 \text{ V}$ on a :

$$C = \frac{3180}{78.91 \times 391.05 \times 2 \times \pi \times 50} = 3.2803e^{-4} F \quad (5.15)$$

$$I_{rmsref} = \frac{260.7 \times 11.54}{220} = 13.6749 A \quad (5.16)$$

Pour comprendre la relation entre les puissances (P_{ac} , $P_{ac}(t)$) et la tension V_{dc} nous avons simulé pour trois valeurs de I_{rmsref} différentes, on constate que la tension V_{dc} est plus stable c'est-à-dire qu'elle oscille autour d'une valeur bien définie, si le courant de référence est ajusté à une valeur où les puissances sont égales, comme montre la figure (5.4).

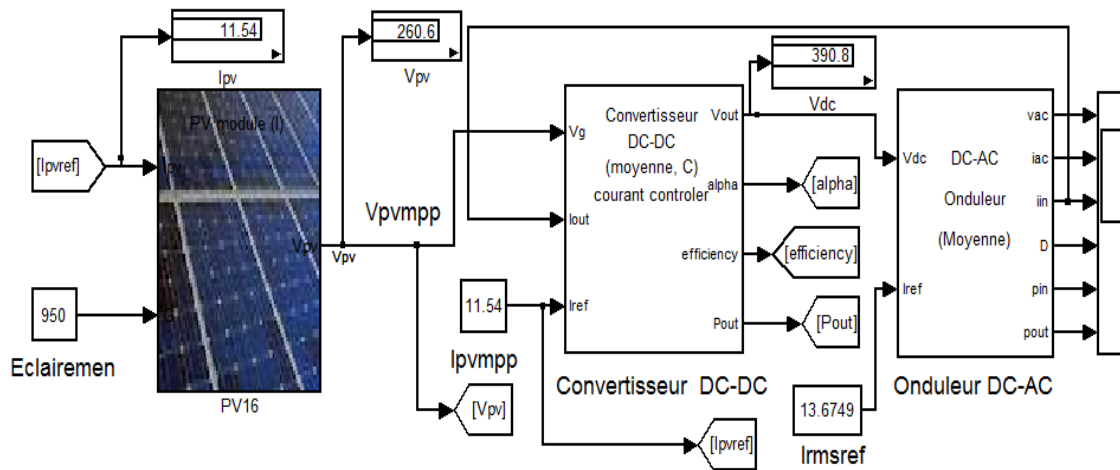


Figure 5-4. Schéma représente le bloc de simulation d'un système PV connecté au réseau.

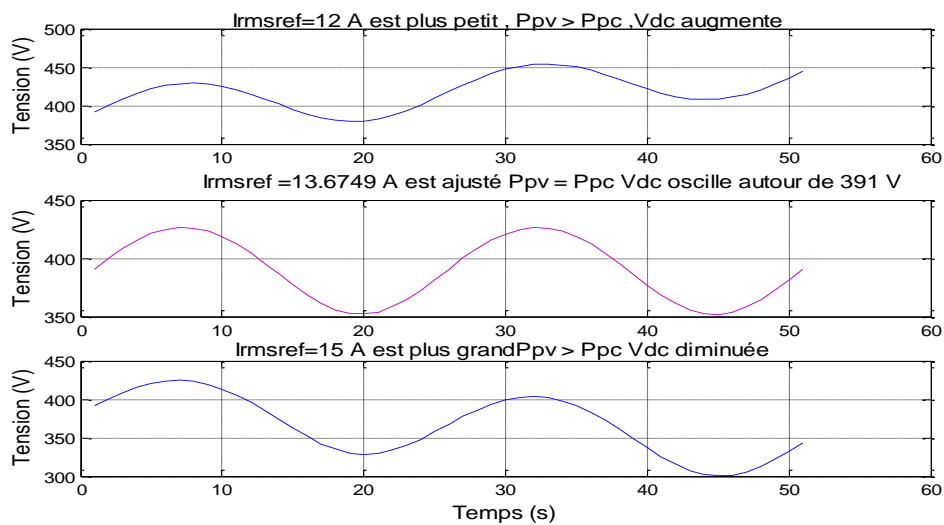


Figure 5-5. Tension V_{dc} pour différentes valeurs du courant I_{rmsref} .

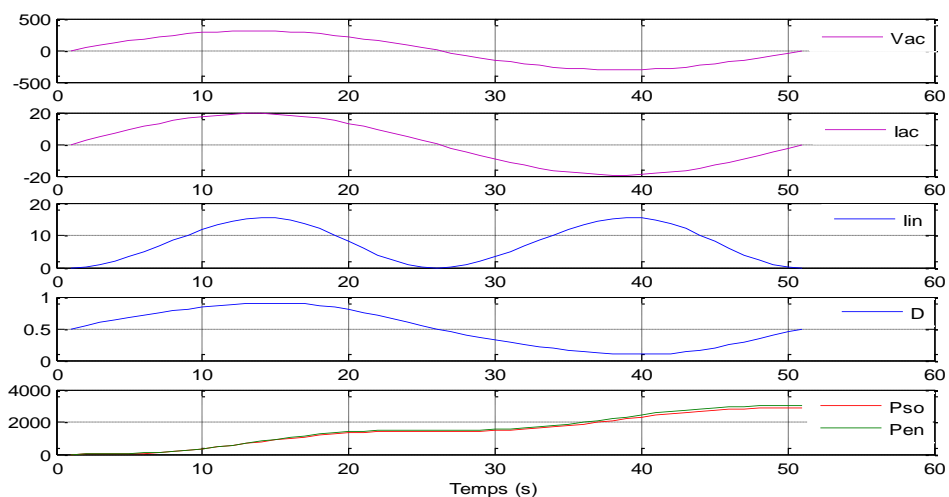


Figure 5-6. Grandeurs de sortie de l'onduleur.

Si les valeurs d'éclairement et de température sont constantes, l'algorithme MPPT donne un courant I_{pvmpmp} , ce dernier force le panneau photovoltaïque à générer une tension V_{pvmpmp} , c'est-à-dire le générateur photovoltaïque fonctionne au point de puissance maximale, la valeur de tension V_{pvmpmp} joue le rôle d'une source d'alimentation de convertisseur survolteur, qui augmente cette tension à la valeur V_{dc} grâce à son rapport cyclique.

La commande de l'onduleur se base sur le courant $I_{rmsref} \times \sqrt{2}$ qui représente la valeur maximale du courant sinusoïdal I_{ac} (figure 5-6), qui donnera un courant I_{in} grâce à un rapport cyclique d'onduleur. Le courant d'entrée de l'onduleur I_{in} est celui qui ajuste la valeur de tension d'entrée V_{dc} . La figure (5-6) illustre les courbes des grandeurs d'entrées et de sorties de l'onduleur.

5.3. Deuxième modèle d'un système PV connecté au réseau

5.3.1. Convertisseurs Continu-Alternatifs

Les convertisseurs «Continu-Alternatif» se distinguent principalement par la nature de l'étage continu et par le nombre de phases de la source alternative. Si l'étage continu est vu comme étant une source de courant, les convertisseurs continu-alternatif associés sont des onduleurs de courant. Si l'étage continu est vu comme étant une source de tension, les convertisseurs continu-alternatif associés sont des onduleurs de tension.

Le plus souvent, on utilise deux ou trois phases. Ces convertisseurs continu-alternatif sont des convertisseurs directs, ils ne sont composés que d'interrupteurs semi-conducteurs, et la nature de la source continue impose la nature de la source alternative : Les commutateurs du courant sont connectés à une source de tension alternative (Figure 5.7) : Les onduleurs de tension sont connectés à une source de courant alternatif (Figure 5.8).

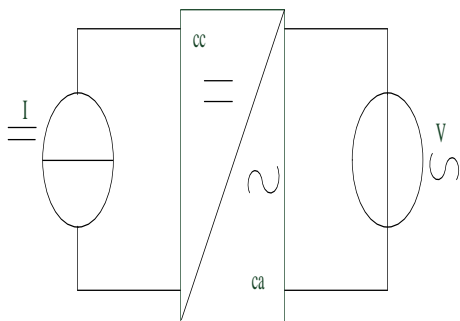


Figure 5-7. Onduleur de courant.

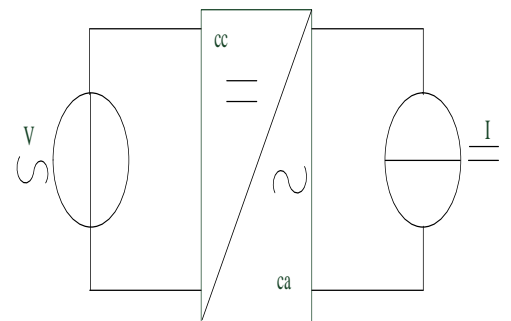


Figure 5-8. Onduleur de tension.

5.3.2. Les filtres.

Le filtre L élimine les harmoniques de découpage presque parfaitement et son comportement est quasiment idéal, lorsqu'on travaille à vide (courant de sortie nul) avec des signaux de fréquences voisines de la fréquence fondamentale. [31] Pour pouvoir connecter l'onduleur de tension en parallèle avec le réseau et rendre son comportement similaire à une source de courant, il est nécessaire d'utiliser un filtre de raccordement de la nature inductive (L ou LCL). La fonction de ce filtre permet d'une part de convertir le compensateur en un dipôle de courant du point de vue du réseau, et d'autre part de réduire la dynamique du courant de façon à le rendre plus facile à contrôler. Le filtre de type (L) permet de diminuer les harmoniques autour de la fréquence de commutation. Pour obtenir cela, la valeur de cette inductance doit être relativement élevée.

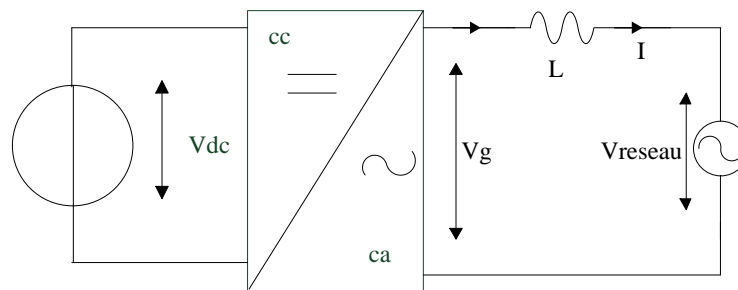


Figure 5-9. Onduleur de tension avec filtre L .

Tel que $R_L=0.02 \Omega$ et $L=0.02 \text{ H}$.

5.3.3. La charge

Nous avons choisi une charge équilibrée (R) sur le côté alternatif (AC).

5.3.4. Le réseau électrique

On représente le réseau électrique de distribution publique d'amplitude $V_{réseau}=220 \text{ V}$ et de fréquence $f=50 \text{ HZ}$.

5.3.5. Modèle du dispositif de conditionnement de puissance

Le modèle de l'onduleur sera réalisé en considérant les coordonnées du point de puissance maximale (PPM). I_{mpp} et V_{mpp} seront considérés comme étant les entrées de l'onduleur. Un modèle du réseau sera introduit pour en tirer la puissance injectée dans le réseau selon un certain profil réel d'éclairage et de température.

5.3.5.1. Modèle de la puissance maximale injectée

Les équations (5.17) et (5.18) donnent les coordonnées du PPM à n'importe quelle condition d'éclairement et de température. [32]

$$I_{mpp} = I_{mr} \times \frac{E}{E_{ref}} + K_t (T - T_{ref}) \quad (5.17)$$

$$V_{mpp} = V_t \ln \left[I + \frac{I_{cc} - I_{mpp}}{I_{cc}} \left(e^{\frac{V_{co}}{V_t}} - 1 \right) \right] - R_s I_{mpp} \quad (5.18)$$

I_{mpp} : Courant d'un module PV au point de puissance maximale [V] ;

I_{mr} : Courant de référence d'un module PV au point de puissance maximale [V] avec des conditions météorologique de référence ($E_{ref}=1000 \text{ W/m}^2$ et $T_C=25^\circ\text{C}$) ;

E : Ensoleillement [W/m^2] ;

E_{ref} : Ensoleillement de référence [$E_{ref}=1000\text{W/m}^2$] ;

K_t : Coefficient de la variation du courant I_{cc} selon la température ;

T : Température de la jonction de la cellule [$^\circ\text{K}$] ;

T_{ref} : Température de référence de la cellule [$^\circ\text{K}$] ;

V_{mpp} : Tension d'un module PV au point de puissance maximale [V] ;

V_t : Tension thermique [V] ;

I_{CC} : Courant de court-circuit d'une cellule ou d'un module solaire [A] ;

V_{CO} : Tension en circuit ouvert d'un module solaire [V] ;

R_S : Résistance série d'une cellule ou d'un module solaire [Ω].

$$V_t = \frac{TKB}{q} \quad (5.19)$$

$$V_{CO} = \frac{BK}{q} \ln \left(\frac{I_{CC}}{I_0} + 1 \right) \quad (5.20)$$

$$I_0 = I_{or} \left(\frac{T}{T_n} \right)^3 e^{\left[\frac{E_g}{BK} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (5.21)$$

I_{or} : Courant de court circuit de la cellule à la température de référence T_n et l'éclairement de référence E_{ref} .

➤ Les paramètres de simulation sont affichés dans le tableau (5-1) ci-dessous (voir l'annexe (A.2)).

Tableau 5-1. Paramètres de simulation.

Paramètre	I_{mr} (A)	K_t ($^{\circ}C/K$)	I_{or} (A)	B	E_g
Valeur	3.0150	0.0012	7.029010^{-008}	1.3	1.12

➤ Résultats de simulation

Les résultats de simulation pour des entrées météorologiques réelles, (Éclairement et température) sont captés chaque minute pendant une journée au toit de laboratoire de recherche CDER. On a 1440 valeurs d'éclairement et de température, chaque minute en temps réel correspond à 0.02s au cours de la simulation :

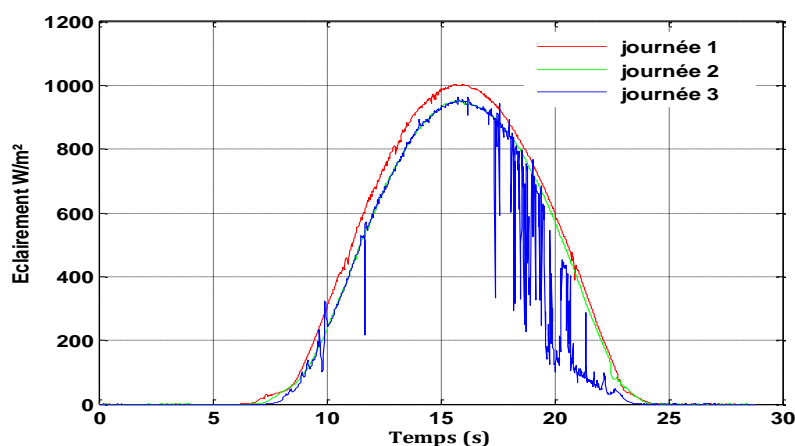


Figure 5-10. Profile de l'éclairement en fonction du temps pour 3 journées.

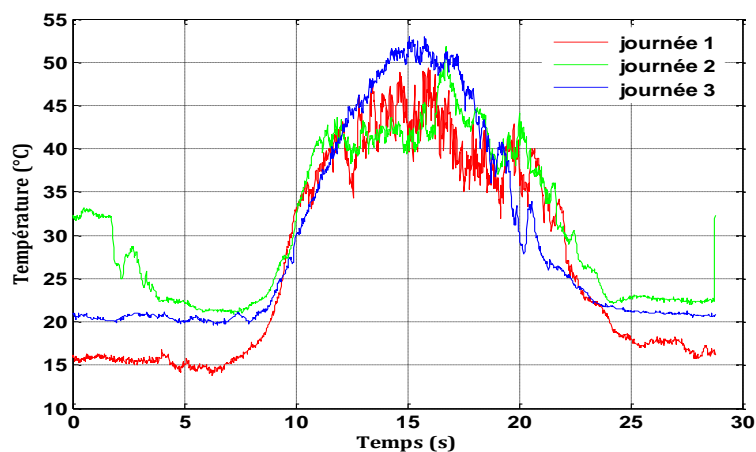


Figure 5-11. Profile de la température en fonction du temps pour 3 journées.

La figure (5-10) ci-dessus représente la variation de l'éclairement pendant toute la journée. On constate que, il prend sa valeur maximum 1000 w/m² autour de midi, nul pour le matin et le soir, mais la température représentée par la figure (5-11) est faiblement variable, atteint sa valeur maximale au moment la où l'éclairement est maximal.

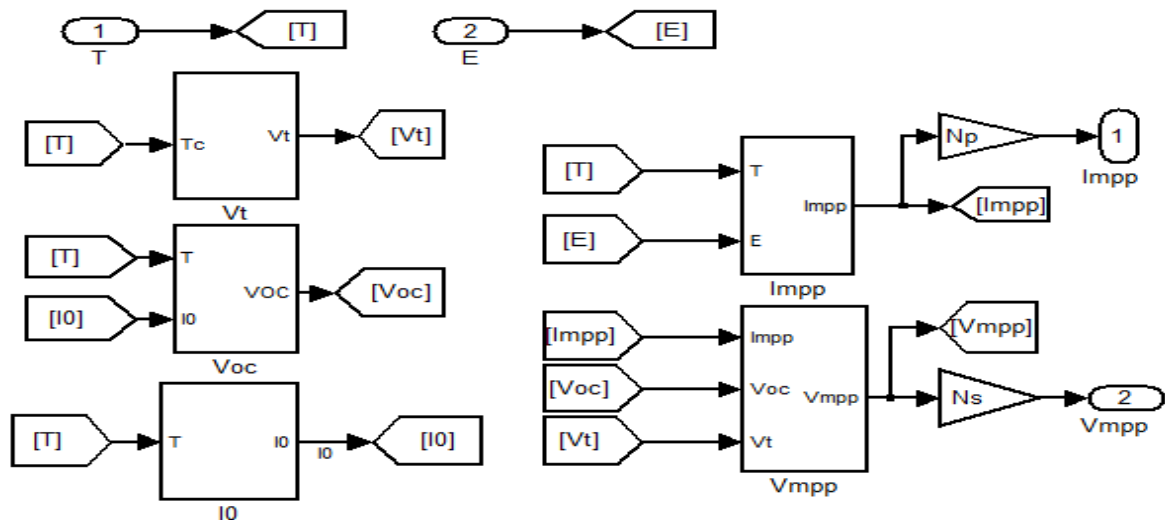


Figure 5-12. Schéma bloc de simulation de MPP.

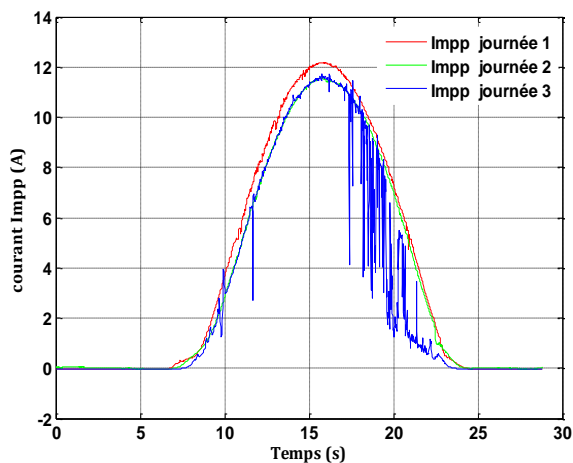


Figure 5-13. Courant optimal simulé, I_{mpp} .

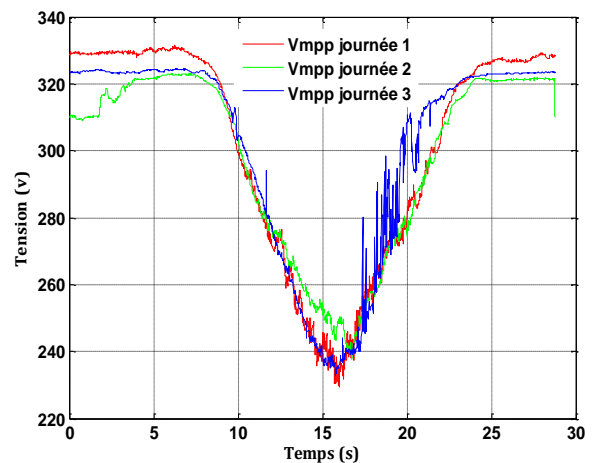


Figure 5-14. Tension optimale simulée, V_{mpp} .

❖ **Allure du modèle du PPM**

En fonction du profil de l'éclairement pour les 3 journées, nous voyons la variation du courant et de la tension du PPM. Nous remarquons que le courant du PPM suit le profil de l'éclairement et que la tension du PPM varie très légèrement, par rapport à la variation de l'éclairement dans les journées, comme montre respectivement les figures (5-13) et (5-14). La puissance instantanée maximale suit la variation du profil de l'éclairement dans chaque journée comme montrée en figure (5-15).

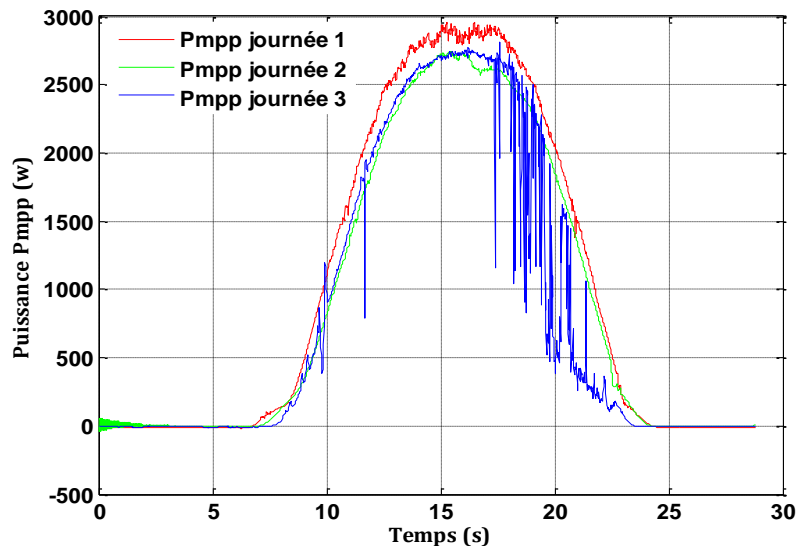


Figure 5-15. Puissance optimale simulée, P_{mpp} .

5.3.6. Modélisation de l'onduleur

L'onduleur connecté au réseau est spécifié principalement par un courant injecté dans le réseau électrique produit par le générateur photovoltaïque caractérisé par un facteur de puissance égal à 1, cette modélisation est représentée par la figure (5.16) suivante. [33]

- V_{inv} : La composante fondamentale de la tension de sortie de l'onduleur.
- V_L : Chute de tension à travers l'inductance de la liaison.
- V_{ac} : La tension de réseau.

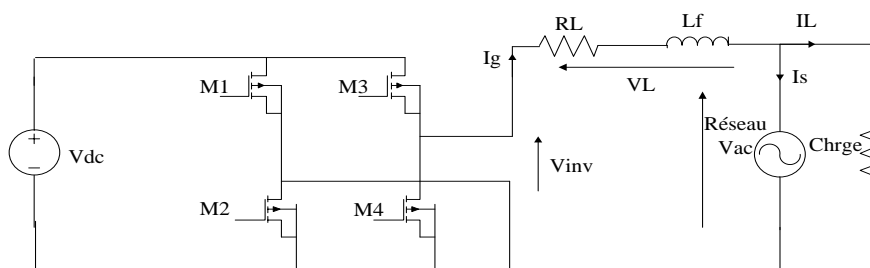


Figure 5-16. Position d'un onduleur en pont-H dans la chaîne PV connectée au réseau.

Supposant que les pertes sont négligeables, on a :

$$V_{inv} = V_{ac} + V_L \tag{5.22}$$

Tel que toutes les variables sont des vecteurs de la forme: $V = Ve^{j\phi}$

Donc:

$$V_{inv} = V_{ac} + jL_f \omega I_g \tag{5.23}$$

L'une des conditions pour laquelle l'injection au réseau se fait avec un facteur d'unité (FP=1) qui peut être déduit dans la figure (5.17), représentée par l'équation (5.24).

$$I_g = \frac{V_{inv} - V_{ac}}{jL_f \omega} \quad (5.24)$$

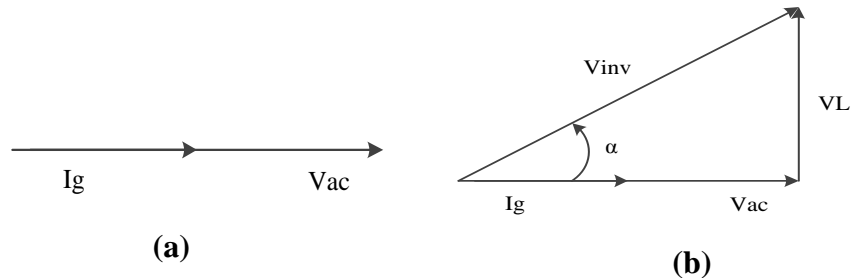


Figure 5-17. *Diagramme de phase.*

La phase ci-dessus dans la figure (5.17 (b)) montre l'importance de la direction de l'écoulement du courant (flux de puissance) peut être commandée par l'angle \$\alpha\$ de déphasage.

5.4. Simulation d'un système PV connecté au réseau à travers un onduleur

En raison des capacités informatiques de calcul limitées, la commande MLI prend une longue durée, pour cela on a simplifié le modèle de l'onduleur. L'onduleur de pont est modélisé en tant que source de tension commandée en tension (figure (5-19)), où le contenu harmonique est ignoré. Dans ce cas là, une commande courante indirecte est employée pour tirer un courant de référence donné par la puissance maximale du générateur PV. Ce courant qui doit être injecté dans le réseau, il est modélisé en tant que source de courant commandée en courant.

L'importance du courant que l'onduleur doit imposer est indiquée par les principes d'équilibrage de puissance : [33]

$$I_g = \frac{2 \times I_{mpp} \times V_{mpp} \times \eta}{V_{max}} \quad (5.25)$$

Tel que \$\eta\$ est le rendement d'un onduleur considéré comme constant.

Le diagramme de bloc de la commande de tension d'onduleur est donné par la figure (5.18) ci-dessous :

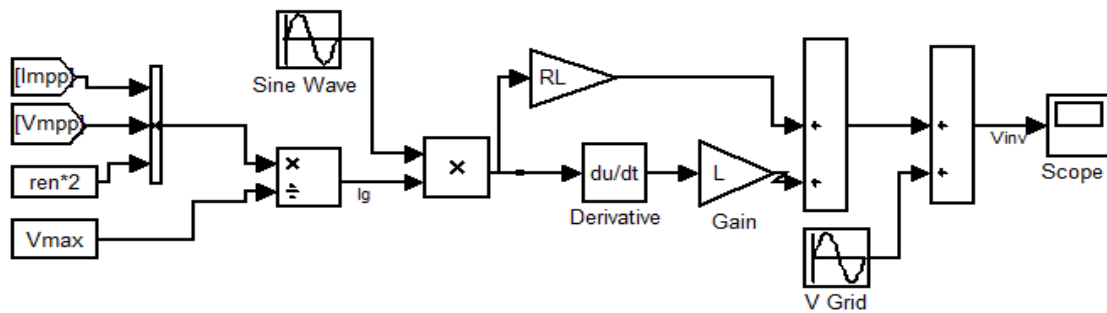


Figure 5-18. Schéma de bloc du système de commande.

L'approche que nous avons développée est l'utilisation de logiciel MATLAB, où les principales grandeurs météorologiques telles que la température ambiante (T_a) et l'éclairement (E) sont introduits comme paramètres d'entrées. En sortie, toutes les caractéristiques électriques de la cellule, du module et du générateur.

La bibliothèque SimPowerSystems du logiciel de simulation MATLAB sera utilisée pour réaliser l'analyse comportementale de circuits électriques correspondant aux modèles mathématiques des différentes parties de la centrale. Ces expressions étant des équations à fonctions variables (tension, courant, temps de simulation) amènent à utiliser des sources de tension et de courant contrôlées. [34]

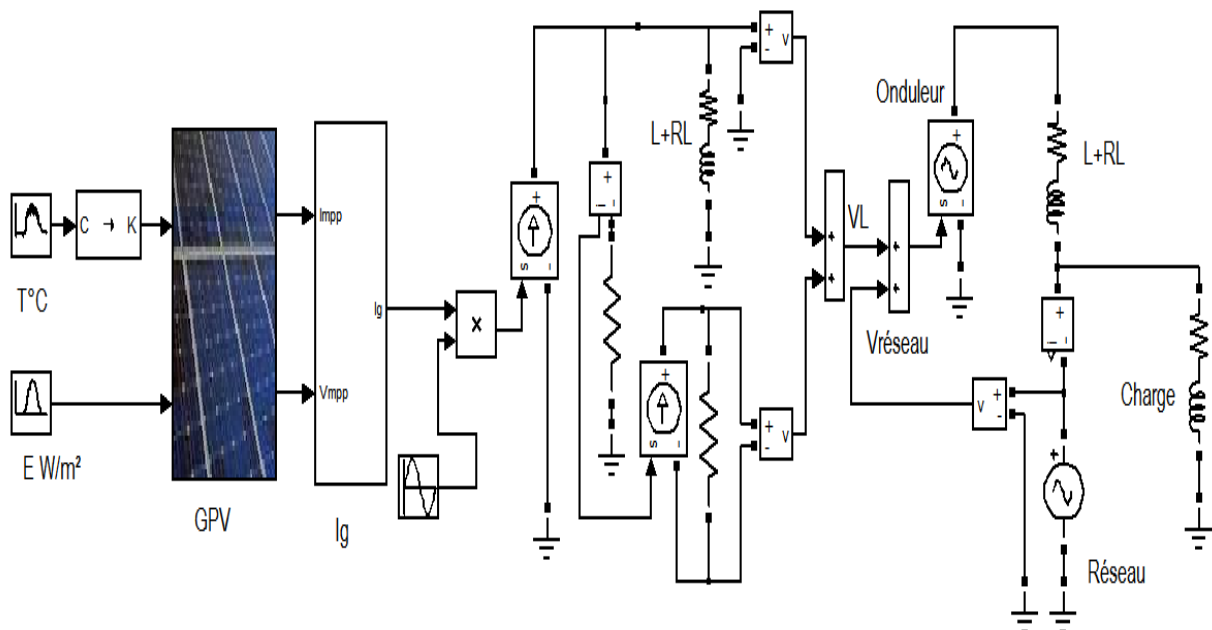


Figure 5-19. Modèle d'un onduleur connecté au réseau.

5.4.1. Les résultats de simulation et interprétation.

Le bloc de simulation représenté sur la figure (5.19) montre le comportement de l'onduleur pour un système photovoltaïque connecté au réseau électrique. Celui-ci donne des résultats des courbes pour différents grandeurs sont illustrés sur les figures ci-après.

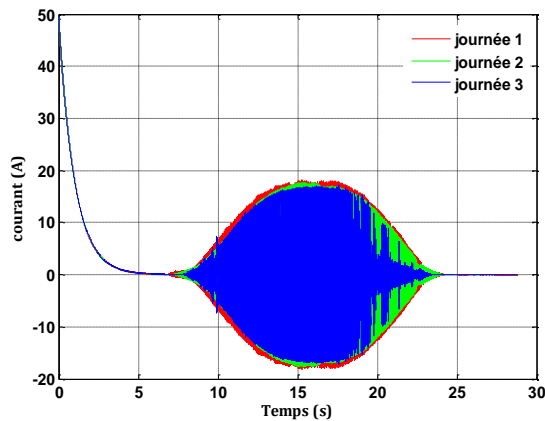


Figure 5-20. *Forme du courant inversé par l'onduleur.*

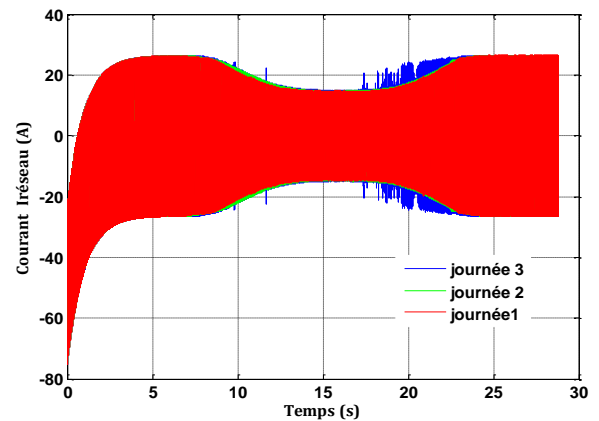


Figure 5-21. *Forme du courant généré par le réseau.*

Dans le cas précis de la centrale du CDER, chacun des trois générateurs est formé d'un nombre de cellules en série N_s de 540 et de branches de modules en parallèle N_p de 4. En tenant compte des caractéristiques techniques de l'onduleur. La simulation sous MATLAB du modèle de l'énergie injectée dans le réseau nous donne des valeurs d'énergie de 23.4 kWh, 22 kWh, et 19 kWh injectés dans le réseau pour les trois journées, avec un champ PV de 30 modules de type Isofoton de 106 WC (Figure. 5-23). L'énergie totale qui sera injectée par les trois générateurs au réseau durant les trois journées sera donc 70.2 kWh, 66 KWh et 57 KWh, respectivement.

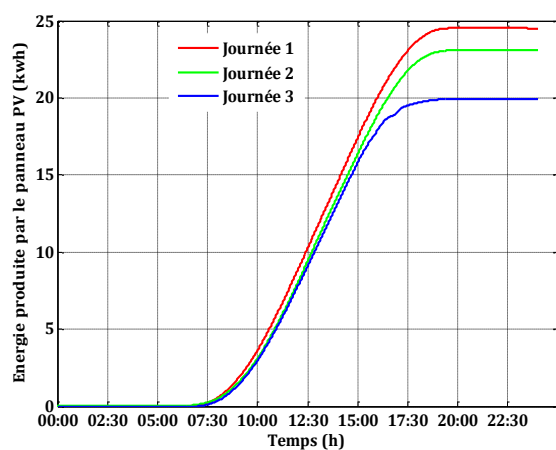


Figure 5-22. *Forme d'énergie produite par le générateur photovoltaïque.*

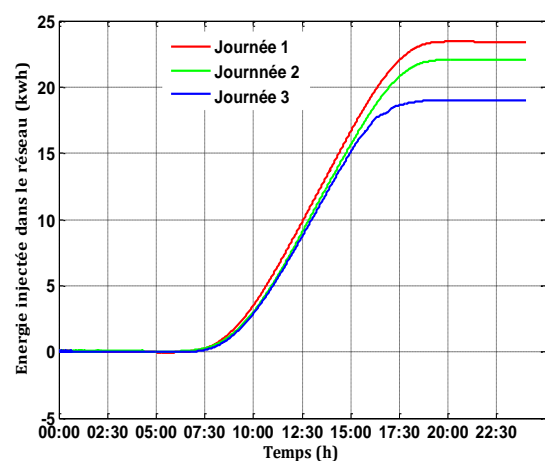


Figure 5-23. *Forme d'énergie injectée par l'onduleur.*

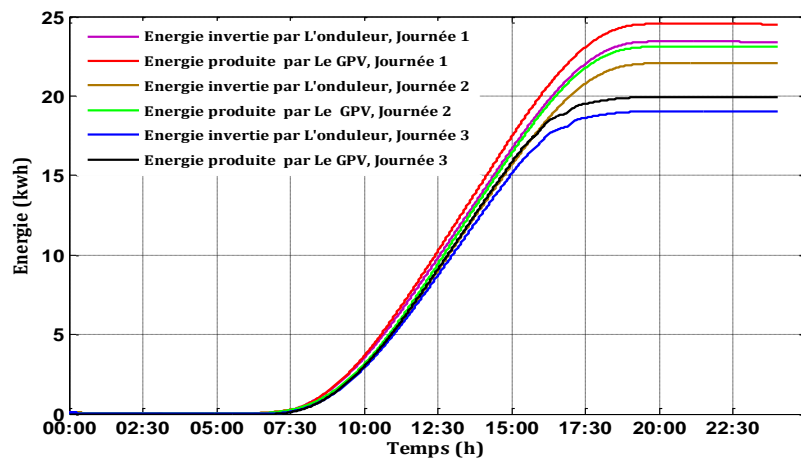


Figure 5-24 .Comparaison d'énergie produite par le générateur PV et celle invertie par l'onduleur pour les journées 1,2, et 3.

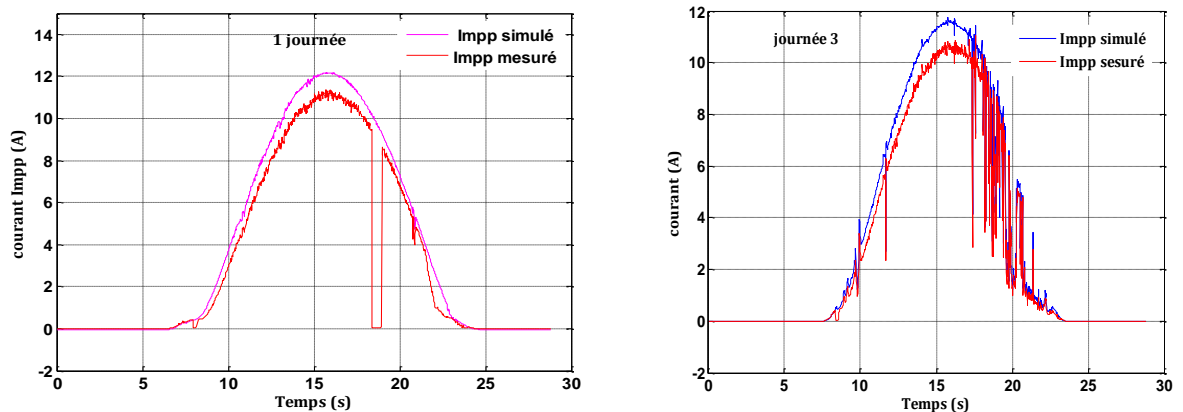


Figure 5-25 .Comparaison du courant photovoltaïque simulé et mesuré au point de puissance maximale pour les deux journées 1 & 3.

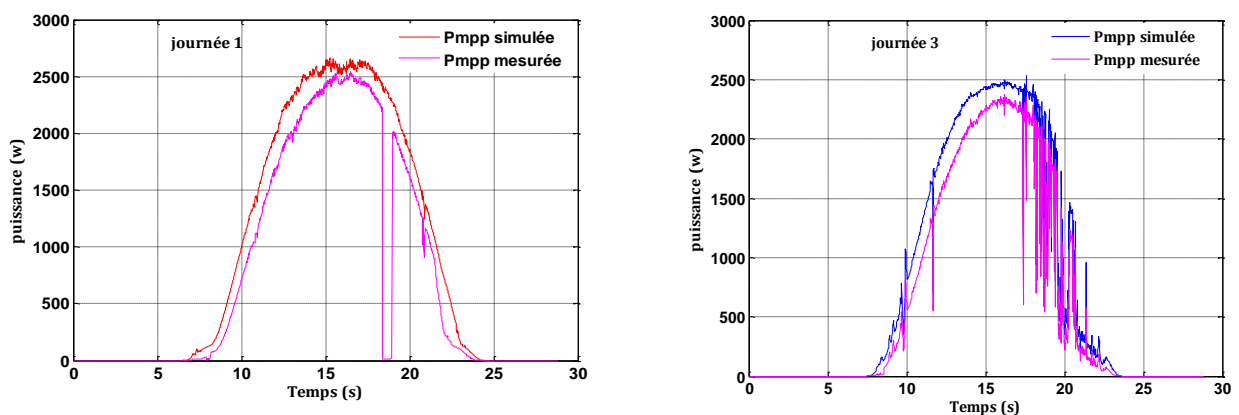


Figure 5-26.Comparaison de la puissance d'entrée de l'onduleur simulée et mesurée pour les deux journées 1 & 3.

Dans ce qui suit les résultats de simulation sont obtenus à partir des conditions météorologiques de la journée 1.

Les compteurs réversibles monophasés et triphasés, ainsi que l'acquisition de données montée en sortie des onduleurs, ont permis de vérifier la valeur simulée de l'énergie injectée dans le réseau. La simulation sous le logiciel MATLAB peut être appliquée à un éclairage moyen mensuel ou annuel pour prédire l'énergie injectée mensuellement ou annuellement dans le réseau. Ce type de prédiction est important lors de l'étude de faisabilité d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau. Donc il est nécessaire de calculer la puissance moyenne à partir de la puissance instantanée délivrée par l'onduleur comme représente la figure (5-27).

- Les paramètres de simulation pour calculer la puissance moyenne sont donnés dans le tableau (5.2) ci après :
- En utilisant le bloc d'intégrateur du Temps discret (Discret-Time) au lieu du bloc d'intégrateur pour créer un système purement discret.

Tableau 5-2. Paramètres de simulation.

	V_{max}	rendement	F	D	T_s
Valeur	$\sqrt{2} * 220$	0.95	1/0.02	0.02	0.0002

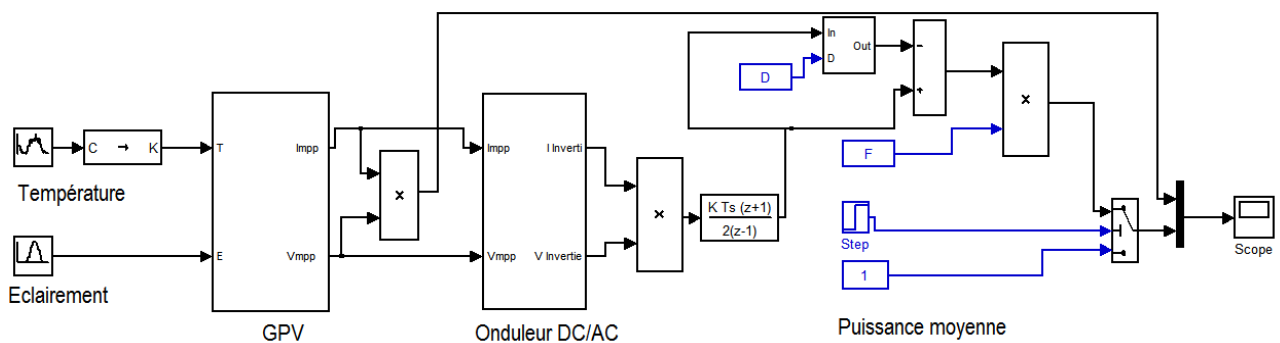


Figure 5-27. Schéma bloc du calcul de la puissance moyenne.

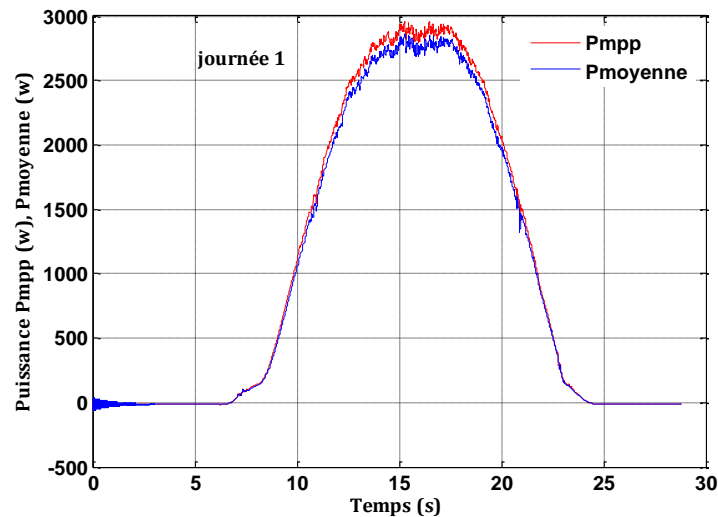


Figure 5-28. Comparaison de la puissance P_{mpp} et la puissance moyenne.

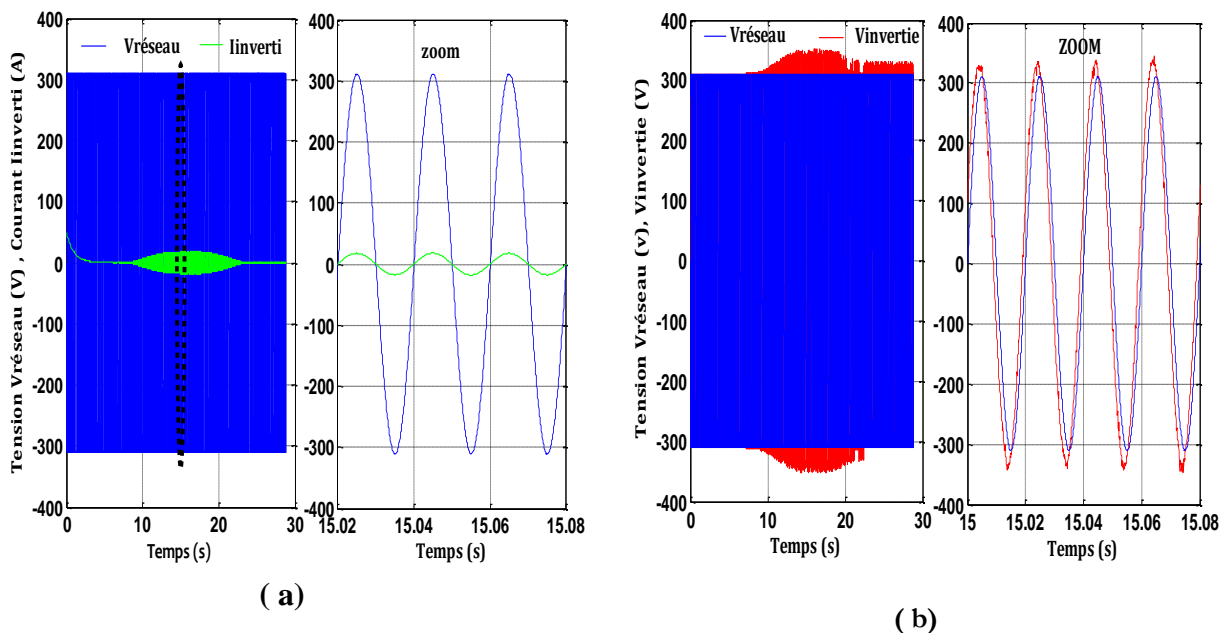


Figure 5-29. Tension du réseau avec la tension et courant inverti.

La tension de réseau et le courant de l'onduleur sont présentés sur la même figure (5-29 (a)). La forme d'onde du courant injecté avec une charge (RL), est clairement sinusoïdale et en phase avec la tension du réseau.

5.4.2. Interprétation

Basé sur la considération de la demande quotidienne de charge résistive égale 20.5Ω et des conditions atmosphériques, cette simulation est focalisée pour assumer quelques instants tandis que le système est prévu pour respecter les modes quotidiens d'opération. Pour réaliser cela, et grâce

Aux profils des conditions météorologiques d'irradiation, qui a été augmentée graduellement de zéro jusqu'à sa valeur maximum d'une part et de la température d'autre part. Les résultats appropriés sont donnés dans les courbes comme montre les figures ci-dessous.

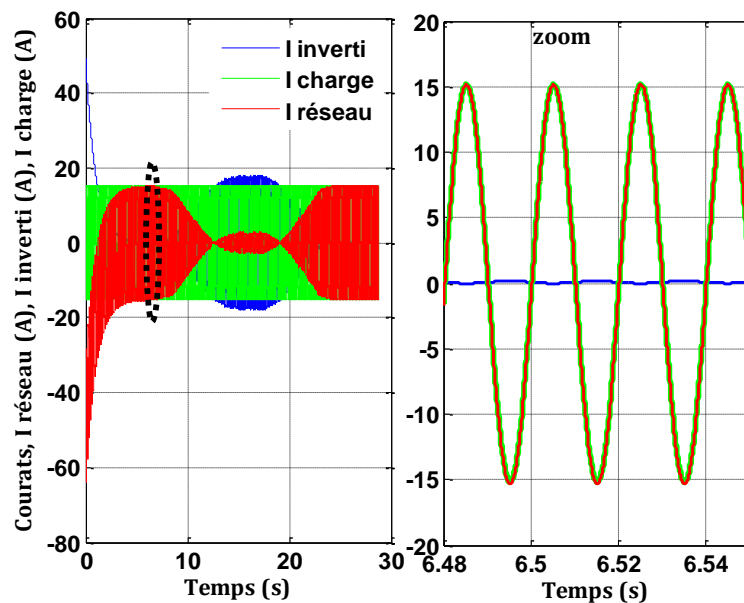


Figure 5-30. Absence du courant I inversi.

❖ La figure (5-30) montre que l'énergie de panneau photovoltaïque PV est nulle et le courant de charge est assuré complètement par le réseau. Cette condition se produit habituellement aux nuits ou aux conditions atmosphériques spécifiques courtes où le panneau photovoltaïque PV peut être couvert par un nuage.

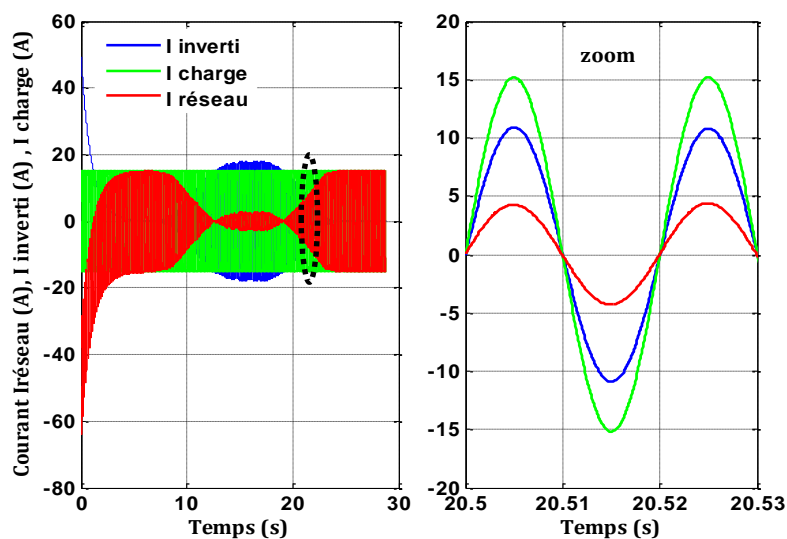


Figure 5-31. Courant I inversi inférieur à celui demandé par la charge.

❖ La figure (5-31) indique qu'il y a une énergie insuffisante de panneau photovoltaïque PV, par lequel le réseau soit concerné pour couvrir cette imperfection d'énergie. Cette condition se produit habituellement à des périodes de bas éclairage, en matin tôt ou soirée en retard.

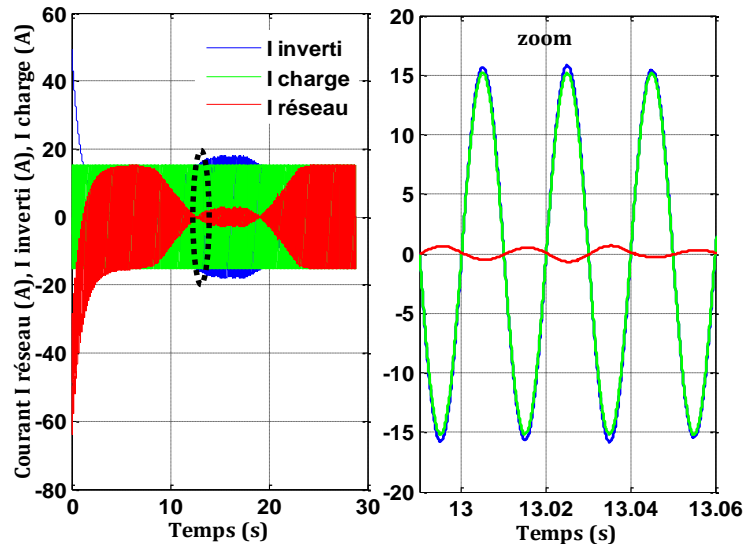


Figure 5-32. *I inverti satisfait le courant demandé par la charge.*

❖ Dans la figure (5-32) on constate que l'énergie fournie par le générateur photovoltaïque est satisfaite l'énergie demandé par la charge. Ce cas est réalisable pendant une période courte où l'éclairage est maximal.

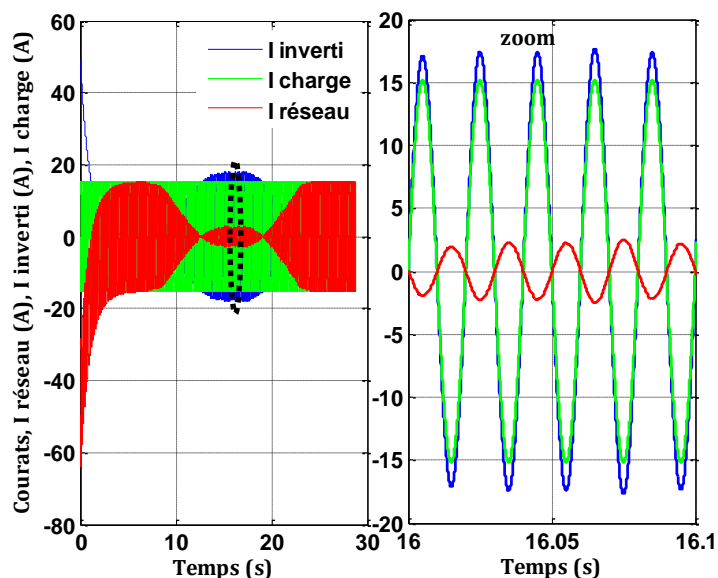


Figure 5-33. *Courant I inverti supérieur à celui demandé par la charge.*

❖ La figure (5-33) illustre que l'énergie fournie par le générateur photovoltaïque PV est plus grande que celle demandée par la charge ; l'énergie excessive est exportée vers le réseau. Les temps appropriés pour celui ont lieu habituellement de midi jusqu'à quelques heures après.

Conclusion

Dans ce chapitre, les composants proposés de système sont mis en application dans des environnements de logiciel MATLAB/SIMULINK. Le comportement dynamique du système est étudié, à l'aide des outils de ce logiciel, montrant l'interaction entre différents paramètres de panneau photovoltaïque PV connecté au réseau électrique. En plus de la recherche dynamique de comportement, la simulation a montré l'échange de flux de puissance entre différents composants du système pour différents modes d'opération.

Conclusion générale

L'amélioration de la tension au bout d'un réseau électrique est une préoccupation du distributeur d'électricité. Dans le réseau BT rural, la qualité de la tension sera inacceptable lorsque la chute de tension excède 10 %. Parmi les moyens qui améliorent la qualité du réseau, nous citons le renforcement des sections des conducteurs, l'installation de nouveaux postes MT/BT, etc. Le raccordement des mini-centrales photovoltaïques au réseau électrique BT, est une solution très adoptée pour résoudre ce problème en produisant l'énergie électrique à l'endroit du déficit.

Ce travail a donc porté sur la modélisation et la simulation d'un système : photovoltaïque connecté au réseau électrique au moyen du logiciel MATLAB (Simulink). Nous avons procédé à cette étude en cinq étapes : état de l'art des énergies renouvelables appropriées (photovoltaïque), la modélisation du système photovoltaïque, les convertisseurs statiques, la méthode de poursuite de point de puissance maximale et système photovoltaïque connecté au réseau électrique enfin : la simulation de tout l'ensemble.

L'état de l'art des énergies renouvelables (photovoltaïque) joue un rôle prépondérant dans un tel travail. Nous avons commencé par une étude théorique des caractéristiques d'une source primaire (ensoleillement), ensuite nous avons intéressé aux modes d'intégration d'un système photovoltaïque au réseau électrique.

La modélisation du système PV consiste à la mise en équations des différentes parties les constituant : la source primaire (température et ensoleillement), les convertisseurs statiques : l'hacheur survolteur (Boost) et dévolteur (Buck), permettant la commande en tension du panneau photovoltaïque. Il s'agit donc d'optimiser le traitement global de l'énergie électrique au sein du système et en particulier au niveau du générateur, en plaçant celui-ci à chaque instant à son point optimal de fonctionnement grâce à un système de poursuite de type MPPT.

De plus, en raison de leur fonctionnement en commutation, ces convertisseurs statiques sont des générateurs de perturbations susceptibles de nuire au bon fonctionnement du générateur tant sur le plan électrique que énergétique. Sur le plan énergétique, les ondulations de la tension ou du courant à l'entrée de certains convertisseurs se traduisent par une oscillation du point de fonctionnement sur la caractéristique autour du point de puissance optimale, qui implique une dégradation de la conversion photovoltaïque.

Pour avoir l'échange d'énergie entre le générateur photovoltaïque et le réseau électrique pendant une journée, il est préférable de faire une comparaison entre les grandeurs simulées et celles mesurées où les conditions météorologiques (éclairage et température) sont variables.

En raison des capacités de calcul informatique limité, la commande MLI prend une longue durée d'exécution, pour cela on a simplifié le modèle de l'onduleur. Ce dernier est modélisé en tant que source de tension commandée en tension, où le contenu harmonique est ignoré. Dans ce cas là, une commande courante indirecte est employée pour tirer un courant de référence donné par la puissance maximale calculée à partir d'un système d'équations dépend directement des profils des conditions atmosphériques (éclairage et température) sont captés au toit du laboratoire de recherche CDER, la puissance citée précédemment représente celle fournie par le panneau photovoltaïque PV.

La simulation sous le logiciel MATLAB peut être appliquée à un éclairage moyen mensuel ou annuel pour prédire l'énergie injectée mensuellement ou annuellement dans le réseau. Ce type de prédiction est important lors de l'étude de faisabilité d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau. Comme perspective nous aurons étudié l'impact de l'injection de l'énergie électrique photovoltaïque sur la tension et le courant du réseau électrique BT.

Bibliographie et Webographie

- [1] A. Lyes, "Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque," UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI OUZOU Mémoire de Magister, 2011.
- [2] M. LOPEZ, "CONTRIBUTION A L'OPTIMISATION D'UN SYSTEME DE CONVERSION," Ecole Doctorale Université Paris-sud 11 THÈSE DE DOCTORAT.
- [3] Y. PANKOW, "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque," Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Thèse de Doctorat, 2004.
- [4] (2006) www.iea.org/papers/2006/birol.pdf.
- [5] (2010) <http://www.solarserver.de/?gclid=CJWA1ruS-K4CFS4NtAodSzY7xw>.
- [6] BOUALEM, DENDIB, "Technique conventionnelles et avancée de poursuite MPPT pour des application photovoltaïque : étude comparative.," Université Ferhat Abbas-Sétif Mémoire de Magister TS4/6338, 2007.
- [7] S. NAOUAL, "Modélisation et Extraction Automatique des Paramètres d'un Générateur," Université Ferhat Abbas de Sétif Mémoire de Magister, département d'électrotechnique, 2010.
- [8] Uni. Kassel, 'Photovoltaic Systems Technology', Kassel, Germany, 2003, www.uni-Kassel.de/re.
- [9] al., S. Zheng , "Study on Improving Output Current Waveform of Photovoltaic Grid-Connected system," *IEEE*, pp. 1-5, 2006.
- [10] Djarallah, Mohamed, "CONTRIBUTION A L'ETUDE DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES RESIDENTIELS COUPLES AU RESEAU ELECTRIQUE," UNIVERSITE DE BATNA Thèse de Doctorat en Science, 2008.
- [11] al, J.E. Cotter , "P-Type Versus n-Type Silicon Wafers: Prospects for High-Efficiency commercial silicon solar cells," *IEEE*, vol. 53, no. 8, pp. 1893-1901, 2006.
- [12] N. Oleksiy, "Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigtés," Ecole Doctorale Thèse de Doctorat, 2005.
- [13] F. HEROGUEL, "les cellules photovoltaïques," Ecole Normale Supérieure, Lyon Epreuve de projet, 2007.
- [14] B. Mohammed, "Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque autonome," Centre Universitaire De Bechar Mémoire de Magister, 2008.
- [15] A. C. Pastor, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques ," Institut National de Science Appliquée de toulouse Thèse de doctorat.
- [16] <http://wzeu.ask.com/r?t=p&d=eu&s=uk&c=a&app=a16&dqi=&askid=&l=dis&o=38302770&oo=38302770&sv=0a65290d&ip=29621b59&id=B4011E3025F896AF23B4A41C3E046CB0&q=Une+cellule+photovolta%C3%AFque+%28ou+photopile%29+est+un+dispositif+qui+transforme+l%27%C3%A9nergie+lum>.
- [17] M. Z. F.Z. Zerhouni, "Optimisation d'un système à énergie verte avec validation pratique," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 11 , no. N°1, p. 41–49, 2008.
- [18] A.Saadi, "Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque," Université de Biskra Mémoire de Magister, 2000.
- [19] Mme.OBEIDI, "Commande des hacheurs MPPT par logique floue", Ecole Nationale Polytechnique Mémoire de Magister, 2006.
- [20] AIT-CHEIKH, SALAH MOHAMED, "Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques," Ecole Nationale Polytechnique

-
- Mémoire de Magister, 2007.
- [21] <http://wzeu.ask.com/r?t=p&d=eu&s=uk&c=a&app=a16&dqi=&askid=&l=dis&o=38302770&oo=38302770&sv=0a652912&ip=29627603&id=FA5A4B3687844347C8D322E9D6C05CFD&q=Introduction+to+Power+Electronics+in+PV+Systems&p=1&q=999&ac=803&g=516ewZDmzjEtVQ&cu.wz=0&en=te&io=0&ep>.
- [22] Doncker, Prof. Rik W. , "Power Converter for PV-Systems," Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA) ECPE Seminar: Renewable Energies.
- [23] V. D. s. I. d. d. B. Gaidon, "Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l'Art et Etude des performances," site internet : www.hespul.org Rapport , 2007.
- [24] M. L. LOUAZENE, "Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de ourgla," UNIVERSITE EL HADJ LAKHDAR - BATNA Mémoire de Magister, 2008.
- [25] T. S. a. K. U. Verachary, "Voltage-based maximum power point tracking control of PV systems," *IEEE Trans. Aerop.Electron*, vol. 38, pp. 262-270, 2002.
- [26] C. S. B. J. Surya Kumari, "COMPARISON OF MAXIMUM POWER POINT TRACKING ALGORITHMS FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEM," *International Journal of Advances in Engineering & Technology (©IJAET)*, vol. 1 , no. 5, pp. 133-148, 2011.
- [27] R. K. N. G. A. Savita Nema, "Matlab / simulink based study of photovoltaic cells / modules / array and their experimental verification," *INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY AND ENVIRONMENT*, vol. 1, no. 3, pp. 487-500, 2010.
- [28] chihchiang hua, chihming shen, "Study of maximum power tracking techniques and control of DC/DC converters for photovoltaic power system," *Power Electronics Specialists Conference, PESC 98 Record. 29th Annual IEEE*, vol. 1, pp. 86-93, 2002.
- [29] A. Oi, "DESIGN AND SIMULATION OF PHOTOVOLTAIC WATER PUMPING SYSTEM," Mémoire de Master, Presented to the Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo, California , 2005.
- [30] F. L. M. S. Issam Houssamo, "Maximum power tracking for photovoltaic power system: Development and experimental comparison of two algorithms," (*elsevier*) *Contents lists available at ScienceDirect* , 2010.
- [31] Zeidane, Bouna Ould, "Contribution to the Study of the Grid Connected Photovoltaic System," université de Batna Faculté des Sciences de l'Ingénieur Mémoire de Magister, 2006.
- [32] Silvestre, luis castaner and santiago" Modeling photovoltaic systems using Pspice".Book, Universidad Politecnica Cataluna, Barcelona, Spain.
- [33] A. Chouder, S. Silvestre and A. Malek , "Simulation of photovoltaic grid connected inverter in case of grid-failure," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 9, no. 4, pp. 285-296, 2006.
- [34] F. Cherfa, A. Chouder, A. Hadj Arab, R. Oussaïd, F. Chenlo et S. Sylverter, "Modélisation et simulation des composants de la mini-centrale photovoltaïque connectée au réseau du CDER," *Revue des Energies Renouvelables ICRES*, pp. 29-34, 2007.
-

Annexes

A.1 : Programme pour calculer les résistances R_s (résistance série) et R_p (résistance parallèle).

```

for i=1:10

Idm = Isc - Ir - Vdm/Rp; % pn-junction (diode) current at MPP
Io = (Isc-Vocc/Rp) / (exp(Vocc/Vt)-1); % pn-junction reverse saturation
current
Vdm = Vt*log(Idm/Io+1); % pn-junction (diode) voltage at MPP
Rs = (Vdm-Vmpc)/Ir; % cell series resistance
Rd = (Rmpp - Rs)*Rp/(Rp-Rmpp+Rs); % diode incremental resistance at MPP
Idm = Vt/Rd; % diode current at MPP based on incremental resistance
Rp = Vdm/(Isc-Ir-Idm); % cell parallel resistance

end

```

A.2: Characteristics of a PV module

Manufacturer, model : **Isofoton, I_106**
 Availability : Available until 2005
 Data source : Manufacturer

STC power (manufacturer)	Pnom 106 Wp	Technology	Si-mono
Module size (W x L)	0.652 x 1.308 m ²	Rough module area	A module 0.85 m ²
Number of cells	2 x 36	Sensitive area (cells)	A cells 0.75 m ²

Specifications for the model (manufacturer or measurement data)

Reference temperature	TRef 25 °C	Reference irradiance	GRef 1000 W/m ²
Open circuit voltage	Voc 21.8 V	Short-circuit current	Isc 6.54 A
Max. Power point voltage	Vmpp 17.4 V	Max. power point current, Impp	6.10 A

One-diode model parameters

Shunt resistance	Rshunt	200 Ω	Diode saturation current	I0Ret	86 nA
Shunt resistance	Rserie	0.15 Ω	Voc. Temp. Coefficient	MuVoc	-74 mV/ $^{\circ}$ C
Diode quality factor			Gamma		1.30

Model results for standard conditions (STC=25 $^{\circ}$ C , G=1000 W/m², AM= 1.5)

Max: power point voltage, Vmpp	17.6 V	Max: power point current, Impp	6.03 A
Maximum power	Pmpp 106.3 W	Max: temper: coefficient, muPmpp	-0.44 %/ $^{\circ}$ C
Efficiency (/module area)	Eff-mod 12.5	fill factor	FF 0.746
Efficiency (/cells area)	Eff-mod 14.52		

A.3 : Description de la centrale PV réelle

La centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique du Centre de développement des énergies renouvelables constitue le premier système PV connecté au réseau en Algérie.

Ce projet est l'une des tâches à réaliser du projet de l'Agence Espagnole de Coopération Internationale (AECI) intitulé "centre d'expérimentation photovoltaïque pour l'Algérie".

A.3.1 : Description des composants de la centrale PV connectée au réseau

Le synoptique de cette centrale est comme montre la figure (A-1) ci-dessous :

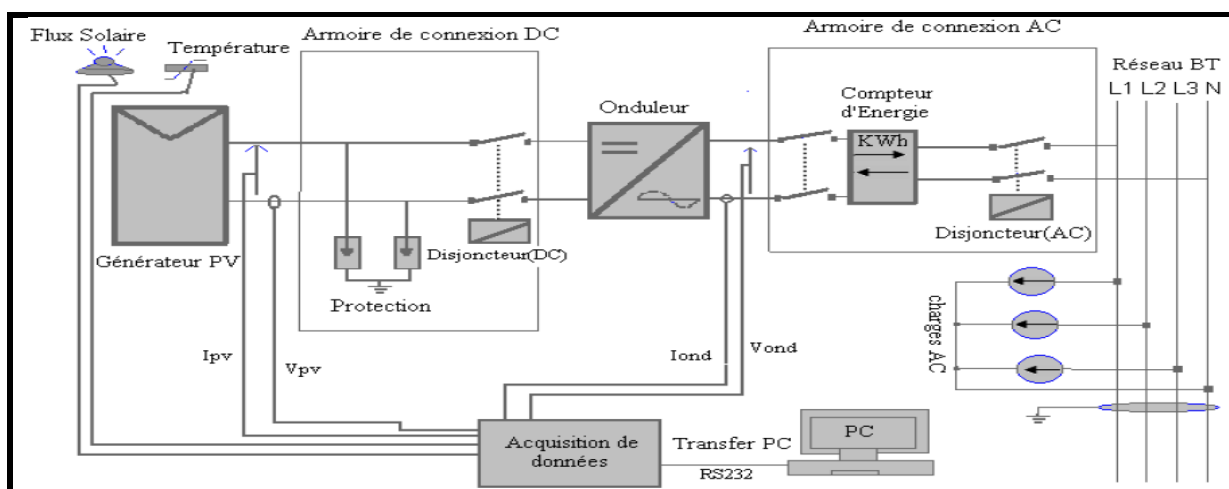


Figure A.1 : Le synoptique de la centrale:

A.3.2 : Générateur PV

Le générateur photovoltaïque est formé de 90 modules monocristallins. Ces modules sont répartis en trois champs de 30 modules orientés de 10° sud ouest avec une inclinaison de 25° par rapport au plan horizontal.

Chaque module est constitué de 36 cellules PV connectées en série et deux branches parallèles.

Les caractéristiques électriques du module ISOFOTON 106/12 sont:

- Puissance maximale installée 106Wc.
- Tension nominale 12 V

La puissance de chaque champ de 30 modules est donc 3180 Wc et la puissance maximale totale de la centrale sera égale à 9540 Wc.

La photo ci-dessous montre le générateur PV réparti sur trois champs installé sur le toit du Centre de Développement des Energies Renouvelables.



Figure A.2. Installation du générateur photovoltaïque sur le toit de CDER.

A. 3.3 : Pyranomètre

Le Pyranomètre est un appareil qui mesure le rayonnement solaire sur le plan horizontal. Cet appareil est fixé à proximité des modules PV comme le montre la photo ci-dessous (Figure A.3) La cellule pilote permet de mesurer le rayonnement solaire sur le plan des modules



Figure A.3 : *Photo du Pyranomètre.*

A.3.4 : Cellule pilote

Deux sondes de températures sont installées, une sous la cellule pilote pour la mesure de la température de la cellule et l'autre à proximité du générateur *PV* pour mesurer la température ambiante. La figure (Figure A.4) montre une photo de la cellule pilote sur le plan des modules photovoltaïques.

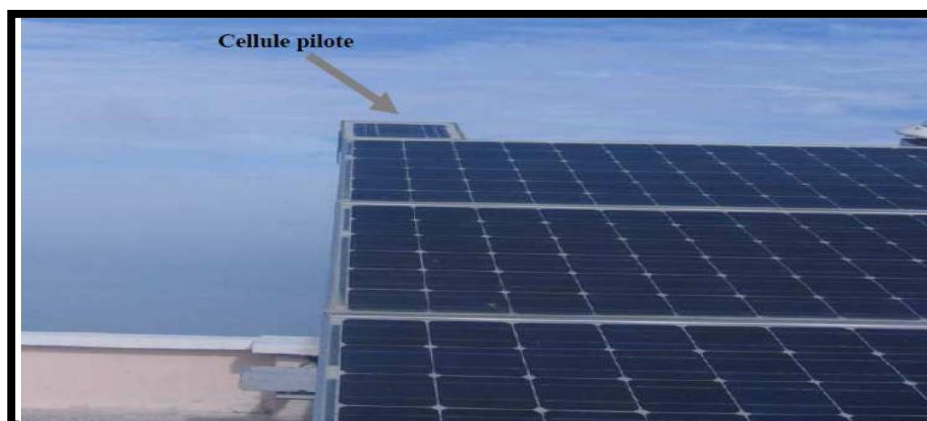


Figure A.4 : *Photo de la cellule pilote*

A.3.5 : Armoire de connexion DC

Cette armoire assure la protection entre le générateur *PV* et l'onduleur. De chacun des trois champs partants trois câbles, le positif, le négatif et le neutre qui arrivent dans le local technique sur cette armoire *DC*. La figure (A.5) ci dessous est constituée de deux photo, une montre la face avant de l'armoire *DC* qui comprend deux afficheurs analogiques indiquant le

courant et la tension en sortie du générateur *PV*, et l'autre montre le contenu de cette armoire qui est constitué de fusibles, câblage et varistances.



Figure A.5 : Photo de l'armoire DC

A.3.6 : Onduleur

L'onduleur est le composant le plus important de la centrale *PV* connectée au réseau car il transforme le courant continu issu des modules photovoltaïques en courant alternatif synchronisé sur le réseau électrique. L'onduleur utilisé est de marque « INGECON Sun 2.5 » du fabricant espagnol INGETEAM. Les caractéristiques techniques les plus importantes sont les suivantes:

Onduleur monophasé
Puissance nominale 2500 W
Tension nominale 220V à 230 V
Fréquence 50Hz
 $\text{Cos } \phi = 1$



Figure A.6 : Photo de la face avant de l'onduleur.

A.3.7 : Armoire AC

Cette armoire est constituée de la partie protection, d'un compteur d'énergie et d'un transformateur de courant. La partie protection se compose de : Des fusibles
Un disjoncteur différentiel de type MERLIN GERIN K60NC16 / 400V qui sert à la fois de sectionneur, de disjoncteur (protection contre la surchauffe des circuits) et de différentiel (détection de courant de fuite). Un disjoncteur magnétothermique MERLIN GERIN 40A/230V.

Le compteur d'énergie affiche l'énergie cumulée depuis la mise en service du système, la tension de sortie de l'onduleur, le courant de sortie de l'onduleur et la puissance instantanée. Sur la face avant de l'armoire AC on dispose de deux afficheurs analogiques donnant la tension et le courant de sortie de l'onduleur.

Chaque groupe de générateur PV (ensemble de 30 modules PV) est connecté à une armoire DC puis à l'onduleur et enfin à une armoire AC. De chaque armoire AC nous sortons avec une phase et un neutre comme le montre la photo ci-dessous (Figure A-7) :

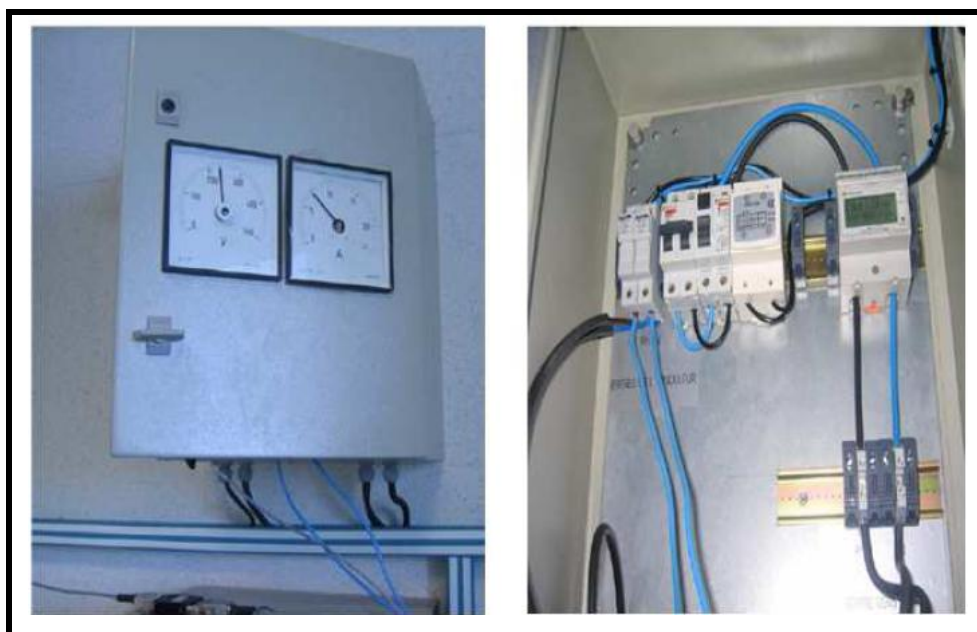


Figure A.7 : Photo de l'armoire AC

Les trois neutres sont connectés entre eux en étoile dans une armoire de connexion au réseau. Cette armoire est constituée de trois disjoncteurs sur lesquels sont branchées les trois phases comme le montre la photo ci-dessous figure (A.8). À la sortie du disjoncteur les trois phases ainsi que le neutre vont vers trois transformateurs de courant qui vont permettre de lire les courants de chaque phase grâce à un compteur d'énergie "SIMEAS".



Figure A.8 : Photo de l'armoire de connexion.

A.3.8 : Acquisition de données AGILENT

Cet appareil sert à mesurer et à stocker les données suivantes :

- Flux de rayonnement solaire (Pyranomètre et cellule pilote)
- Température de la cellule (capteur de température)
- Courant et tension fournis par le générateur *PV*
- Courant et tension à la sortie de l'onduleur.

A.3.9 : Local technique

Le générateur *PV* est installé sur le toit du département administratif du CDER, les autres composants sont dans un local technique à proximité de ce dernier. La figure ci-dessous montre une photo du local technique qui comprend les composants déjà décrits ci-dessus.



Figure A.10 : Locale technique de la centrale *PV* connectée au réseau de CDER...

ملخص:

في هذه المذكرة لدينا كهدف: دراسة، نمذجة و تحسين متابعة النقطة الأعظمية للطاقة المستخدمة للنظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة الكهربائية و ذلك باستخدام نموذجين للربط: الأول، نمذج كنظام كهر وضوئي متصل بالشبكة الكهربائية و ذلك بواسطة محولات الطاقة، تيار مستمر|تيار مستمر و مموج، تيار مستمر| تيار متناوب. أما النموذج الثاني فهو سلوكي للنظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة الكهربائية، المولد الكهروضوئي و المموج أحادي الطور، قد تم نمذجتهم على التوالي،الأول بالاعتماد على نموذج رياضي الذي يعطي قيم للطاقة الأعظمية وفق لظروف الطقس المتغيرة، والثاني باستخدام منبع التوتر المراقب من طرف التوتر من أجل صب تيار جيببي في الشبكة الكهربائية . بفضل هذا النموذج نستطيع تقدير الطاقة المتدفقة للشبكة خلال أسبوع أو سنة. كلمات مفتاحية: نمذجة، مولد كهر وضوئي، تتبع نقطة الطاقة الأعظمية، الربط في الشبكة الكهربائية.

Résumé

Dans ce mémoire nous avons comme objectif: d'étudier, modéliser et optimiser la puissance MPPT exploitée d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique. Nous avons également utilisée deux modèles de l'interconnexion, Le premier est modélisé comme un système photovoltaïque connecté au réseau électrique à travers des convertisseurs de puissance survolteur DC/DC, et d'un onduleur DC/AC. Le second, c'est un modèle comportemental d'un système photovoltaïque connecté au réseau, qui a été présenté et simulé. Le générateur photovoltaïque et l'onduleur monophasé sont modélisés respectivement, l'un à l'aide d'un modèle mathématique qui donne les valeurs de la puissance maximale selon la variation des conditions météorologiques, et l'autre à l'aide d'une source de tension contrôlée en tension, afin d'injecter un courant sinusoïdal et d'estimer ou prédire l'énergie injectée mensuellement ou annuellement dans le réseau.

Ce type de prédiction est important lors de l'étude de faisabilité d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau.

Mots clés : Modélisation, générateur photovoltaïque, MPPT, connexion au réseau, hacheur, onduleur.

Abstract

Our objective in this work is: to study, model and optimize exploited power MPPT of photovoltaic system connected to grid. We also used two models of the interconnection, first is modeled as photovoltaic system connected to grid through power converters, boost DC/DC and an inverter DC/AC, the second, is a behavioural model of a photovoltaic system connected to grid, this model is presented and simulated. The photovoltaic generator and the inverter single-phase current are respectively modeled by using a mathematical model which gives the values of maximum power according to the variation of the weather conditions, and by a voltage source controlled in voltage in order to inject a sinusoidal current and to estimate or predict the energy injected monthly or annually into the network.

This type of prediction is significant at the time of the feasibility study of a Photovoltaic Power station Connected to the Network.

Key words: Modeling, photovoltaic generator, MPPT, grid connection, chopper, inverter.