

REBUPLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE**



UNIVERSITE SAAD DAHLAB, BLIDA 1

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES.



PROJET DE FIN D'ETUDE

Pour l'obtention du diplôme

MASTER EN ENERGIE RENOUVELABLE.

OPTION : Conversion Photovoltaïque.

Thème :

**Etude, Modélisation et Contrôle Robuste des Systèmes
Photovoltaïques à Deux Etages**

Par :

- **FETHALLAH Yassamine Kawther**
- **MEKAUCHE Lamine**

Soutenu le 13/07/2021 devant le jury composé de :

Mr. Boukenoui Rachid	M.C.B	USDB1	Encadreur
Mr. Ait Sahed Oussama	M.C.B	USDB1	Co-Encadreur
Mr Doumaz Toufik	M.C.B	USDB1	Président
Mr. Bouzaki Moustapha	M.C.B	USDB1	Examineur

Promotion 2020-2021

الملخص

دراسة, نمذجة وتحكم قوي في الأنظمة الكهروضوئية ذات المرحلتين

لا يزال أفضل اتصال بين المولد الكهروضوئي (PVG) والحمل موضوعًا مثيرًا للدراسة. يعد تصميم وحدة تحكم قوية مشكلة تكنولوجية تعني بشكل أساسي نقل أقصى قدر من الطاقة من PVG إلى الحمل. يمكن لـ GPV توفير الطاقة القصوى فقط لقيم معينة للتيار والجهد. لذلك، من أجل استخراج الطاقة القصوى من PVG وتحسين كفاءة الأنظمة الكهروضوئية، من الضروري إدخال المرحلة الأولى (أي محول DC-DC ووحدة التحكم MPPT)، بين GPV والحمل. تم تحقيق هذه المرحلة في حالتنا باستخدام محول DC / DC (نوع Boost) و يتم التحكم فيه بواسطة ثلاثة خوارزميات MPPT مختلفة (Perturbation and Observation, Incremental Conductance) and sliding Mode) بعد ذلك، فإن المشكلة التي تم تناولها في هذا المشروع هي دراسة ونمذجة نظام PV قائم بذاته على مرحلتين لتحويل جهد التيار المستمر (عند مخرج محول DC-DC) إلى جهد متناوب يبلغ 220 فولت RMS و 50 هرتز. وهذا باستخدام محول الجسر الكامل.

الكلمات الرئيسية: الحد الأقصى لتتبع نقطة الطاقة، محول DC / DC، محول DC / AC، مولد ضوئي PVG .STPWM

Résumé

Etude, Modélisation et Contrôle Robuste des Systèmes Photovoltaïques à Deux Etages

La connexion entre le Générateur Photovoltaïque (GPV) et la charge reste encore un sujet d'étude. L'adaptation d'un contrôleur robuste est un problème technologique qui signifie essentiellement le transfert d'une puissance maximale du GPV à la charge. Le GPV ne peut délivrer une puissance maximale que pour des valeurs particulières du courant et de tension. Donc, afin d'extraire le maximum de puissance et améliorer l'efficacité des systèmes PVs, l'insertion du premier étage d'adaptation (i.e, Convertisseur DC-DC et son contrôleur MPPT), entre le GPV et la charge est nécessaire. Cet étage a été réalisé dans notre cas en utilisant un convertisseur DC/DC (i.e, type élévateur) contrôlé par trois différents algorithmes MPPT (i.e, Perturbation et Observation, Incrémentation de la Conductance et Mode de Glissement). Par la suite, le problème abordé dans ce projet est l'étude et la modélisation d'un système PV autonome à deux étages pour transformer la tension contenue (à la sortie du convertisseur DC-DC) à une tension alternative de 220V et 50 Hz en utilisant un onduleur à pont complet.

Mots clés : Poursuite du point de puissance maximale, Convertisseur DC/DC, Convertisseur DC/AC, Générateur photovoltaïque (GPV). STPWM.

Abstract

Study, Modeling and Robust Control of Two-Stage Photovoltaic Systems.

The best connection between the Photovoltaic Generator (PVG) and the load is still an interesting subject of study. A design of a robust controller is a technological problem which essentially means transferring maximum power from the PVG to the load. The GPV can only deliver maximum power for particular values of current and voltage. So, in order to extract the maximum power from the PVG and improve the efficiency of PV systems, the insertion of the first stage (i.e., DC-DC converter and its MPPT controller), between the GPV and the load is necessary. This stage was achieved in our case using a DC / DC converter (i.e., Boost type) controlled by three different MPPT algorithms (i.e., Perturbation and Observation, Incremental Conductance and sliding Mode). Subsequently, the problem addressed in this project is the study and the modeling of a stand-alone two-stage PV system to transform the DC voltage (at the output of the DC-DC converter) to an alternating voltage of 220V RMS and 50 Hz using a full bridge inverter.

Keywords: Maximum power point tracking, DC / DC converter, DC / AC converter, Photovoltaic generator (PVG). STPWM.

Dédicaces

Je dédie ce travail à mes beaux-parents, Je ne pourrais jamais exprimer le respect que j'ai pour vous. Vos prières, vos encouragements et votre soutien m'ont toujours été d'un grand secours. Puisse Dieu, le tout puissant vous préserver du mal, vous combler de santé, de bonheur et vous procurer une longue vie.

A mes frères Chakim et Mouhamed et à ma sœur Djouhra.

A tous mes vrais amis Tarik, Reda, Mohamed, Yanis, Karim et Ghiles.

MEKAOUCHE Lamine

Dédicaces

Tout d'abord, je tiens à remercier le bon dieu tout puissant de m'avoir donné la force et le courage de mener à bien ce modeste travail.

Je dédie ce travail qui n'aura jamais pu voir le jour sans les soutiens indéfectibles et sans limite de mes chers parents qui ne cessent de me donner avec amour le nécessaire pour que je puisse arriver à ce que je suis aujourd'hui.

Que dieux vous protège et que la réussite soit toujours à ma portée pour que je puisse vous combler de bonheur.

Je dédie ce travail à mes grands-parents maternel et paternel : ce travail est le résultat de vos prières incessantes, de votre amour.

Que dieux vous procure santé et joie pour le restant de la vie, je vous aime.

FETHALLAH Yassamine Kawther.

Remerciements :

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui est la source de toutes les connaissances dans ce monde, pour la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur **Dr Boukenoui.R**, notre Co-encadreur **Mr Ait Sahed.O**, pour les précieux conseils et l'aide durant toute la période du travail.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'évaluer.

Nous remercions nos familles et nos amis qui grâce à leurs prières et leurs encouragements, nous avons pu surmonter tous les obstacles.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Table des matières

Résumé :.....	1
Dédicace :.....	3
Remerciement :.....	5
Table des matières :.....	6
Liste des figures :.....	9
Liste de Tableaux :.....	13
Introduction générale :.....	14
Chapitre I : Etude et Modélisation d'un Générateur PV.....	17
I.1. Introduction :.....	17
I.2. Rayonnement solaire :.....	17
I.3. Conversion PV :.....	18
I.3.1. L'effet PV :.....	18
I.3.2. La cellule solaire PV :.....	19
I.3.3. Les différents types de cellule solaire photovoltaïque :.....	21
I.3.4. Circuit équivalent d'une cellule solaire photovoltaïque :.....	22
I.4. Module photovoltaïque :.....	24
I.4.1. Les caractéristiques électriques d'un module PV.....	26
I.4.2. Les critères non atmosphériques.....	28
I.4.3. Les critères atmosphériques.....	29
I.5. Les différents types des systèmes PV :.....	29
I.5.1. Systèmes PV à faible puissance :.....	29
I.5.2. Système PV autonome :.....	29
I.5.3. Système PV raccordées au réseau :.....	31
I.5.4. Système PV hybride :.....	32
I.6. Secteur d'application de photovoltaïque :.....	32
I.7. Avantages et inconvénients de l'énergie PV :.....	33
I.8. Modélisation d'un module PV sous MATLAB Simulink/Simscape :.....	33
I.7.1. Modélisation physique (Simscape) d'un module PV :.....	33
I.9. L'influence de l'éclairement sur le module PV.....	39
I.10. L'influence de la température sur le module PV.....	40
I.11. Résultats de simulations.....	41

I.12. Conclusion :	44
Chapitre II : Etude et Modélisation des Convertisseurs Statiques	45
II.1. Introduction :	45
II.2. Convertisseurs DC-DC (Hacheurs) :	46
II.2.1. Convertisseur élévateur (Boost) :	46
II.2.2. Convertisseur abaisseur (Buck) :	48
II.3. Convertisseur DC-AC (Onduleur) :	50
II.3.1. Onduleur monophasé en Demi-pont (HALF BRIDGE):	51
II.3.2. Onduleur monophasé en Pont complet (FULL BRIDGE):	52
II.4. Modélisation et simulation :	55
II.4.1. Simulation d'un convertisseur DC-DC Boost :	55
II.4.2. Simulation d'un convertisseur DC-DC Buck :	57
II.4.3. Simulation d'un convertisseur DC-AC :	60
II.5. Conclusion :	63
Chapitre III : Etude et Modélisation d'un Système PV Autonome à un Seul Etage	64
III.1. Introduction	64
III.2. Systèmes PV autonomes :	64
III.3. Système PV Autonome à un Seul Etage :	65
III.3.1 Générateur photovoltaïque (GPV) :	65
III.3.2 Convertisseur DC-DC :	66
III.3.3 Suiveur de Point De Puissance Maximale (MPPT) :	66
III.4. Implémentation Simulink-Simscape du système PV autonome à un seul étage :	74
III.5. Simulation, résultats et discussion :	77
III.5.1. Irradiations variables :	77
III.6. Conclusion :	82
Chapitre IV : Etude et Modélisation d'un Système PV Autonome à Deux Etages	84
IV.1. Introduction :	84
IV.2. Système autonome à deux étages :	84
IV.2.1. Etage 1 convertisseur DC-DC :	84
IV2.2. Etage 2 convertisseur DC-AC :	84
IV.2.3. Etage 3 filtre LC :	84

Table des matières

IV.3. Implémentation Simulink-Simscape d'un système photovoltaïque autonome à deux étages :	85
IV.3.1. Paramètres de la simulation de la commande :.....	92
IV.4. Résultat de la simulation :.....	96
IV.5. Conclusion :.....	98
Conclusion générale :.....	99
Acronymes :.....	101
Abréviations :.....	103
Références :	105

Liste des figures

Figure 1: Bilan énergétique annuelle du système « terre-atmosphère».....	18
Figure 2: Effet PV.....	19
Figure 3 : Schéma simplifié illustratif d'une cellule solaire.	20
Figure 4: Jonction PN.....	21
Figure 5: Le principe de fonctionnement de la cellule PV.	21
Figure 6: Silicium polycristallin. Figure 7: Types de cellules photovoltaïques.....	22
Figure 8: Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque.	23
Figure 9: Composant d'un module photovoltaïque.....	25
Figure 10: Composant d'un générateur PV.....	26
Figure 11: Facteur de forme pour une cellule PV.....	28
Figure 12: Différent types de système PV.....	29
Figure 13: Installation électrique PV autonome.....	30
Figure 14: Installation électrique PV autonome.....	31
Figure 15: Installation ou centrale électrique PV hybride.	32
Figure 16: Le bloc d'une cellule solaire sous Simscape (de la bibliothèque: Simscape).....	34
Figure 17: (a) La plaque signalétique du module ET-M53620WW (b) Les paramètres électriques du datasheet de ce module (c) Le nombre de ses cellules.	35
Figure 18: Le modèle Simscape du module PV « ET-M53620WW ».....	36
Figure 19: Fenêtre de réglage des 5 paramètres principaux d'une cellule solaire.	37
Figure 20: Fenêtre de réglage des paramètres de température d'une cellule solaire.	37
Figure 21: Fenêtre de réglage des paramètres de simulation du modèle.	38
Figure 22: Le modèle Simscape d'un module PV avec une résistance variable.	38
Figure 23: Influence de l'éclairement sur les caractéristiques d'un module PV.	39

Figure 24: influence de la température sur les caractéristiques d'un module PV.	40
Figure 25: Connexion de 3 modules en série.....	42
Figure 26: Connexion de 3 modules en parallèle.....	42
Figure 27: Caractéristiques I-V, P-V d'un générateur de 3 modules (b) en série (a) en parallèle.	43
Figure 28: Convertisseur DC-DC.	46
Figure 29: DC-DC convertisseur élévateur.....	47
Figure 30: Convertisseur boost interrupteur fermé.....	47
Figure 31: Convertisseur boost interrupteur ouvert.....	48
Figure 32: DC-DC convertisseur abaisseur (Buck).	48
Figure 33: Convertisseur Buck interrupteur fermé (ON).....	49
Figure 34: Convertisseur Buck interrupteur ouvert (OFF).	50
Figure 35: Onduleur monophasé en demi-pont.....	51
Figure 36: Onduleur monophasé en demi-pont.....	52
Figure 37: Schéma de principe de l'onduleur en Pont complet.	53
Figure 38: Simulation d'un convertisseur DC-DC Boost avec une tension de sortie égale à 12 v.....	56
Figure 39: Simulation d'un convertisseur DC-DC Boost avec une tension de sortie égale à 15 v.....	56
Figure 40: Simulation d'un convertisseur DC-DC Boost avec une tension de sortie égale à 20 v.....	57
Figure 41: Simulation d'un convertisseur DC-AC BUCK avec une tension de sortie égale à 12 v.....	58
Figure 42: Simulation d'un convertisseur DC-AC BUCK avec une tension de sortie égale à 15 v.....	59
Figure 43: Simulation d'un convertisseur DC-AC BUCK avec une tension de sortie égale à 18 v.....	60
Figure 44: Convertisseur DC-AC (full bridge).....	61
Figure 45: La tension de sortie d'un Convertisseur DC-AC (full bridge).....	62
Figure 46: Zoom de la tension de sortie d'un Convertisseur DC/AC (full bridge).	63
Figure 47: Structure d'un GPV.	66
Figure 48: Commande MPPT dans une chaine de conversion PV.	67

Liste des figures

Figure 49: Courbe caractéristique de puissance d'un GPV.....	68
Figure 50: L'organigramme de la méthode du contrôle P&O.	70
Figure 51: L'organigramme de la méthode du contrôle mode de glissement. ...	71
Figure 52: Principe de Fonctionnement de la méthode MPPT INC.....	72
Figure 53: L'organigramme de la méthode du contrôle INC.....	73
Figure 54: Implémentation Simulink-Simscape d'un système PV autonome.....	74
Figure 55: l'implémentation Simscape du module type « ET-M53620WW »	75
Figure 56: Convertisseur DC/DC élévateur + charge résistive.....	75
Figure 57: Modèle Simscape du générateur PWM.....	76
Figure 58: Implémentation Simulink de mode de glissement.	76
Figure 59: Illustration des blocs qui composent le sous-système 5.....	77
Figure 60: Les différentes irradiations de la simulation.	78
Figure 61: Graphe de la puissance générée par le GPV en fonction de temps (mode de glissement).....	78
Figure 62: Implémentation Simulink de l'algorithme perturbation et observation (P&O).....	79
Figure 63: Graphe de la puissance générée par GPV en fonction de temps (P&O).....	79
Figure 64: Implémentation Simulink d'algorithme (INC).....	80
Figure 65: Graphe de la puissance générée par le GPV en fonction de temps (INC).	80
Figure 66: Graphe de la puissance générée par le module PV en fonction de temps des trois algorithmes.	81
Figure 67: Diagramme d'un système PV a deux étages.	84
Figure 68: Implémentation Simulink-Simscape d'un système PV autonome à deux étages.....	86
Figure 69: Illustration des blocs qui composent le sous-système 1.....	87
Figure 70: Illustration des blocs qui composent le sous-système 2.....	88
Figure 71 : Illustration des blocs qui composent le sous-système 3.....	88
Figure 72: convertisseur DC-DC élévateur.	89
Figure 73: Illustration des blocs qui composent le sous-système 5.....	90
Figure 74: Illustration des blocs qui composent le sous-système 6.....	91
Figure 75: Illustration de la commande STPWM utilisée avec le convertisseur DC-AC.....	91

Liste des figures

Figure 76: Fenêtre de réglage des paramètres de signal de référence "sinusoïdale" de la commande.	92
Figure 77: Signal sinusoïdale (référence) de la commande.	93
Figure 78: Fenêtre de réglage des paramètres du signal triangulaire de la commande.	93
Figure 79: Signal triangulaire de la commande.	94
Figure 80: Filtre LC.	94
Figure 81: Illustration des blocs qui composent le sous-système 8.	95
Figure 82: La tension à la sortie de GPV.	96
Figure 83: La tension à la sortie de convertisseur DC-DC.	97
Figure 84: La tension de sortie aux bornes de convertisseurs DC-AC.	97

Liste des Tableaux

Tableau 1: La comparaison entre les trois algorithmes.....	82
Tableau 2: Les paramètres de simulation de la commande.....	92

Introduction Générale

La consommation mondiale d'électricité observée durant ces dernières décennies est fortement liée au développement de l'industrie, du transport et des moyens de communications. De nos jours, une grande partie de la production d'électricité est assurée par des ressources non renouvelables comme le charbon, le gaz naturel, le pétrole et l'uranium...etc. Leur vitesse de régénération est extrêmement lente à l'échelle humaine.

D'autre part, ce type de consommation d'énergie n'est pas neutre sur l'impact environnemental. Pour les hydrocarbures et le charbon par exemple, d'importantes émissions de gaz à effet de serre sont générées en continu jouant un rôle prépondérant au niveau du dérèglement climatique et de l'augmentation de la pollution. Cette constante pousse à rechercher de plus en plus de solutions innovantes limitant l'impact négatif sur l'environnement. Ainsi, le développement des sources non-polluantes à base d'énergie renouvelable est de plus en plus sollicité à la fois par les producteurs d'énergie et les pouvoirs publics.

De plus, les énergies renouvelables utilisent des ressources inépuisables : rayonnement solaire, vents, cycles de l'eau et du carbone dans la biosphère, flux de chaleur interne de la terre, effet de solaire sur les océans. Elles s'opposent ainsi aux énergies fossiles.

Parmi les énergies renouvelables qui connaissent jours après jours des développements considérables est l'énergie solaire qui est considérée depuis longtemps comme l'origine des majorités des énergies.

L'énergie solaire permet d'assurer des conditions de température favorables à la vie et anime les cycles de l'eau, des vents et du carbone dans la biosphère. Mais elle peut aussi être utilisée directement pour produire de la chaleur à différents niveaux de température pour divers usages : chauffage et climatisation de locaux, séchage de produits agricoles, production d'eau chaude et de vapeur, production d'électricité par le biais de cycles thermodynamiques. La production d'électricité peut être aussi obtenue directement par la conversion PV de l'énergie solaire au moyen de photopiles. Cette dernière, bien qu'elle soit connue depuis de

nombreuses années, comme source pouvant produire de l'énergie allant de quelques milliwatts aux mégawatts.

La simulation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire.

En effet, vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ces besoins en énergie solaire, ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées surtout dans les applications photovoltaïques.

Ces différents constats ont motivé différents travaux de recherches pour rendre viables des sources photovoltaïques, dans ces domaines, de nombreux progrès effectués sur les matériaux et les cellules au cours de ces dernières années sont à noter, notamment en termes de réduction de cout.

Par contre, des difficultés engendrées par l'utilisation d'une chaine de conversion PV est focalisée sur le problème du couplage non parfait entre le générateur PV et la charge de type continue ou alternative. Comme les applications sont nombreuses, ce problème reste en grande partie ouvert, un des verrous technologiques qui existe dans ce type de couplage est que lorsqu'il est mal dimensionné, le faisant fonctionner loin de ses ressources maximales. Dans ce projet nous allons diviser notre travail en quatre parties.

Dans le chapitre I, nous allons faire l'étude et la modélisation d'un GPV, par la construction d'un modèle physique du module PV en utilisant des blocs de librairies Simscape, ce module sera utiliser par la suite pour l'implémentation d'une chaine PV ainsi qu'un réseau PV. Finalement, une Simulation des caractéristiques électriques d'un GPV (i.e. module PV, chaine PV, réseau PV) sera faite pour analyser l'influence de l'irradiation et la température sur la conversion PV.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons en détail l'étude et la modélisation des différents convertisseurs statiques DC-DC / DC-AC

Dans le troisième chapitre, nous allons faire l'étude et la modélisation d'un Système PV Autonome à un seul étage, composé d'un GPV, un convertisseur

DC-DC Boost. Ce chapitre a pour but de présenter une étude approfondie sur les contrôleurs MPPT (i.e. Perturbation & Observation, Incrémentation de la Conductance et Mode de Glissement).

Dans le dernier chapitre, un convertisseur DC-AC monophasé (i.e. Onduleur) avec son contrôleur va être implémenté et combiner avec le système présenté dans le chapitre trois pour la réalisation d'un système PV Autonome à deux étages.

Nous terminerons par une conclusion générale sur l'ensemble de cette étude.

Chapitre I : Etude et Modélisation d'un Générateur PV

I.1. Introduction :

Le Soleil est une grande sphère formée de gaz extrêmement chauds. Il est constitué, par la masse, de 75% d'hydrogène, 23% d'hélium et autres (2%). Les atomes d'hydrogène sont transformés en hélium par une réaction de fusion thermonucléaire massive, la masse est alors transformée en énergie selon la fameuse formule d'Einstein, $E=m \times c^2$. Cette réaction maintient la surface du soleil à une température approximative de 5800 °K.

Le processus de conversion PV est assuré par une cellule PV ou cellule solaire ou photopile qui est l'élément de base de la conversion PV. La première cellule PV (ou photopile) a été développée aux Etats-Unis par les chercheurs des laboratoires Bell. Malgré l'intérêt des scientifiques au cours des années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace en 1958. Ce n'est qu'à partir des années 1970 qu'ont eu lieu les premières utilisations terrestres.

I.2. Rayonnement solaire :

Le soleil a une température effective de corps noir de 5777 °K, le rayonnement émis par le soleil atteint la surface terrestre avec une quantité qui dépend de temps, du lieu et de la météo. L'énergie solaire peut varier de 3 MJ/m² à 30 MJ/m² durant une journée [1]. Cette énergie est très puissante et peut-être utilisée dans plusieurs processus tels les processus photochimiques et photophysiques. Le rayonnement émis atteint l'atmosphère à une intensité presque fixe à un constant solaire $C_s = 1367 \text{W/m}^2$ [2] Cette valeur varie en fonction de la distance terre-soleil et la date du jour considéré. La Fig.1 représente le Bilan énergétique annuelle du système "Terre-Atmosphère". Au-dessous de l'atmosphère, le rayonnement solaire va traverser l'atmosphère et quand il arrive au niveau de la mer, une partie du rayonnement va être absorbée. L'intensité du rayonnement n'est pas constante et augmente lors des éruptions solaires

pendant les maxima du cycle solaire. Le rayonnement solaire total reçu sur la terre est la somme du rayonnement direct et de rayonnement diffus. En moyenne sur le globe terrestre, 51% du rayonnement reçu est direct. En fonction de l'endroit où l'on se situe sur terre, cette part varie fortement [3].

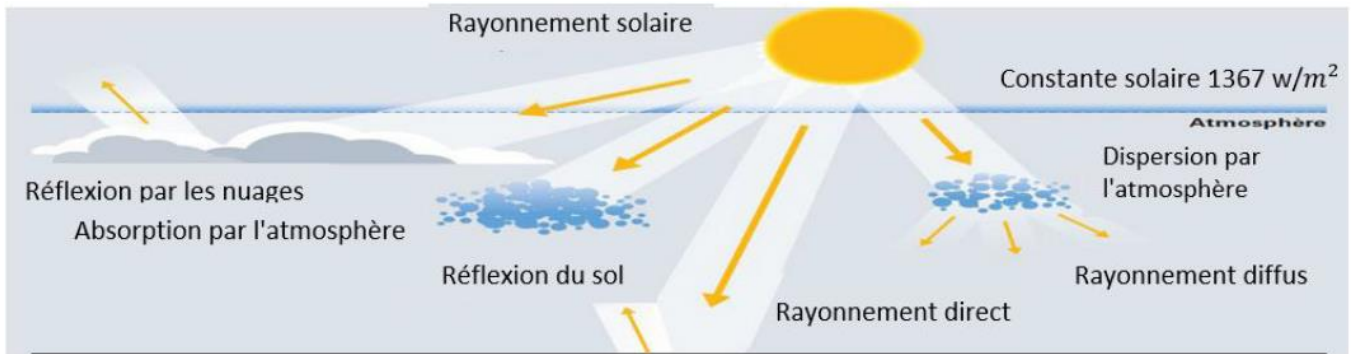


Figure 1: Bilan énergétique annuelle du système « terre-atmosphère ».

I.3. Conversion PV :

I.3.1. L'effet PV :

Le terme « photovoltaïque » est un mot latin, « photon » signifie lumière et « volta » en référence au physicien italien (Alessandro VOLTA) qui donne son nom à l'unité de mesure de la tension électrique [4]. L'effet PV a été découvert par Alexandre Edmond Becquerel en 1839. L'effet PV est obtenu par absorption des photons dans un matériau semi-conducteur qui génère alors une tension électrique. Les cellules PV produisent du courant continu à partir du rayonnement solaire, qui peut être utilisé pour alimenter un appareil ou recharger une batterie [5].

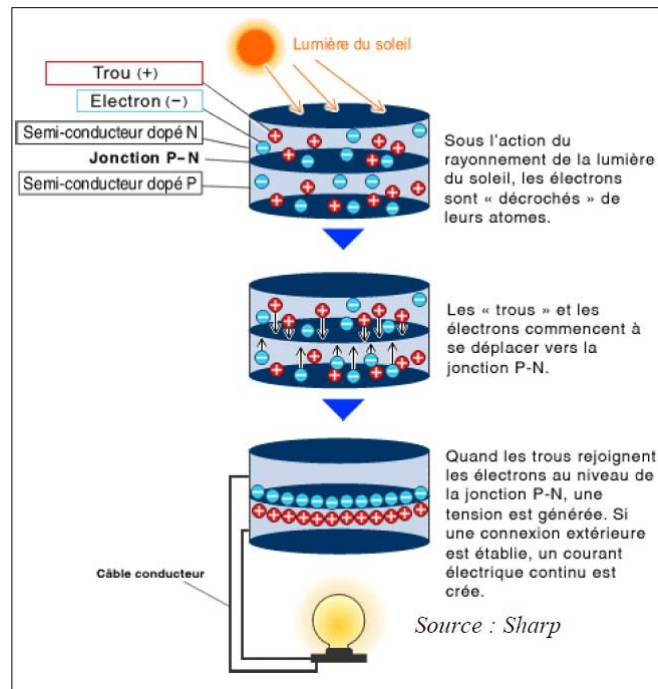


Figure 2: Effet PV.

I.3.2. La cellule solaire PV :

Une cellule PV est un composant électronique qui, exposé aux photons de la lumière, produit de l'électricité. Il faut attendre les années 1960 et les satellites spatiaux pour que les cellules trouvent de réelles applications. Les panneaux solaires, formés par des assemblages de cellules, commencent à arriver sur les toits à la fin des années 1980. L'essor du PV, avec de grands parcs de production électrique, n'a plus cessé depuis le début du XXI^e siècle. Le fonctionnement de la cellule PV est fondé sur les propriétés de semi-conducteurs qui, percutés par les photons, mettent en mouvement un flux d'électrons. Les photons sont des particules élémentaires qui transportent l'énergie solaire à 300 000 km/s et qu'Albert Einstein appelait dans les années 1920 les « grains de lumière ». Lorsqu'ils frappent un élément semi-conducteur comme le silicium, ils arrachent des électrons à ses atomes. Ces électrons se mettent en mouvement, de façon désordonnée, à la recherche d'autres « trous » où se repositionner.

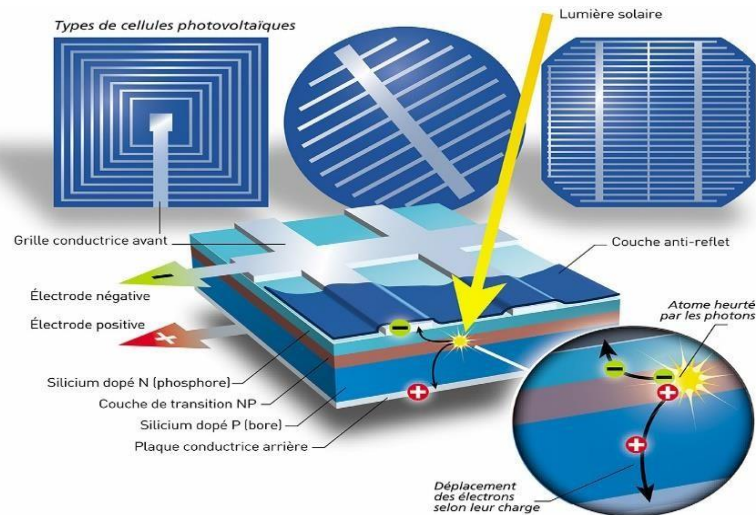


Figure 3 : Schéma simplifié illustratif d'une cellule solaire.

Mais pour qu'il y ait un courant électrique, il faut que ces mouvements d'électrons aillent tous dans le même sens. Pour les y aider, on va associer deux types de silicium. La face exposée au soleil est « dopée » avec des atomes de phosphore qui comportent plus d'électrons que le silicium, l'autre face est dopée avec des atomes de bore qui comportent moins d'électrons. Cette double face devient une sorte de pile : le côté très chargé en électrons devient la borne négative (N), le côté avec moins d'électrons devient la borne positive (P). Entre les deux il se crée un champ électrique.

Quand les photons viennent exciter les électrons, ceux-ci vont migrer vers la zone N grâce au champ électrique, tandis que les « trous » vont vers la zone P. Ils sont récupérés par des contacts électriques déposés à la surface des deux zones avant d'aller dans le circuit extérieur sous forme d'énergie électrique. Un courant continu se crée. Une couche antireflet permet d'éviter que trop de photons se perdent en étant réfléchis par la surface [6].

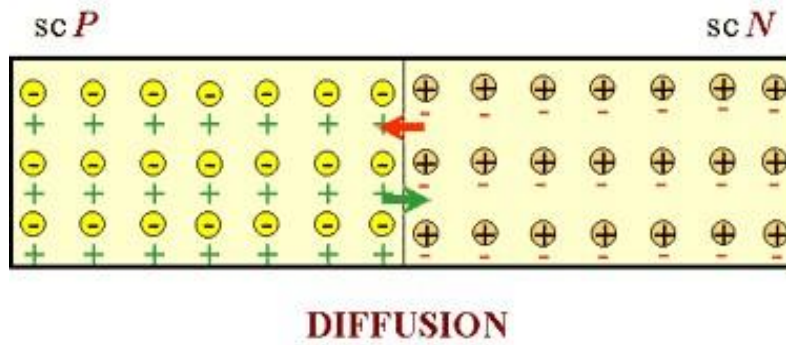


Figure 4: Jonction PN.

LE PRINCIPE DE LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE

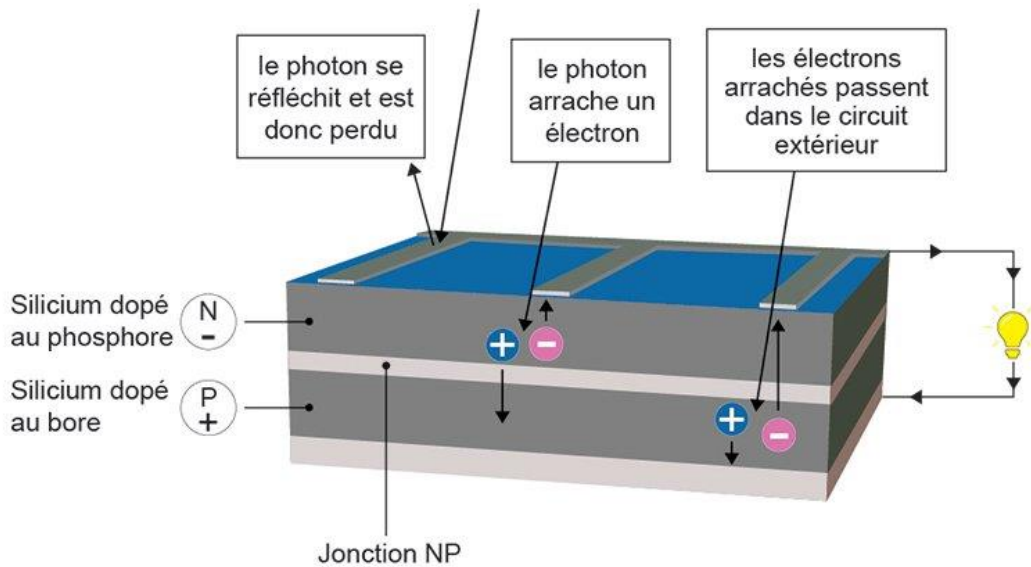


Figure 5: Le principe de fonctionnement de la cellule PV.

I.3.3. Les différents types de cellule solaire photovoltaïque :

Les cellules PV sont constituées de semi-conducteurs à base de Si, Ge, Se, CdS, CdTe ou d'arséniure de GaAs. Le silicium (fig.6) est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules PV, car il est très abondant dans la nature. On le trouve dans la nature sous forme de pierre de silice. Le silice est un composant chimique (dioxyde de silicium) et un minéral de formule SiO_2 . Il est le principalement constitué des roches sédimentaires détritiques (sables, grès) [7].

Les différents types de cellules PV existants sont [8] :

- Cellule en silicium monocristallin (rendement : 26.1% en 2021).
- Cellule en silicium polycristallin (rendement : 23.3 % en 2021).
- Cellule en CIGS (rendement : 23.4% en 2021).
- Cellule en CdTe (rendement : 22.1% en 2021).
- Cellule en silicium amorphe (rendement : 10 à 14 % en 2021).



Figure 6: Silicium polycristallin.

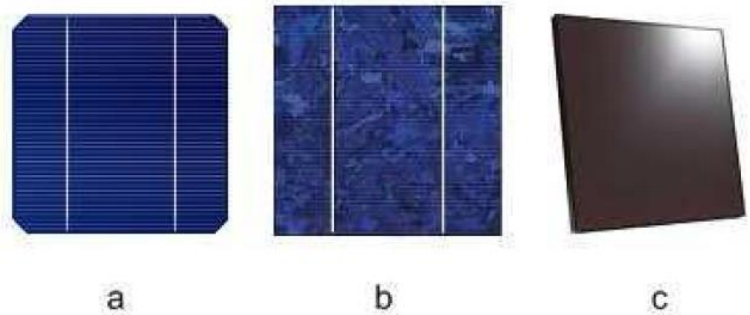


Figure 7: Types de cellules photovoltaïques.
(a) Silicium monocristallin, (b) Silicium polycristallin
(c) Silicium amorphe

I.3.4. Circuit équivalent d'une cellule solaire photovoltaïque :

Une cellule PV peut être représentée par le circuit électrique équivalent représenté sur la (Fig.8). Selon la théorie des SC, ce circuit est constitué d'une diode qui représente la jonction PN de la cellule et d'une source de courant constant dont l'amplitude du courant dépend de l'intensité du rayonnement [9] De plus, le modèle doit inclure les résistances série (R_S) et parallèle (R_P) de la cellule PV.

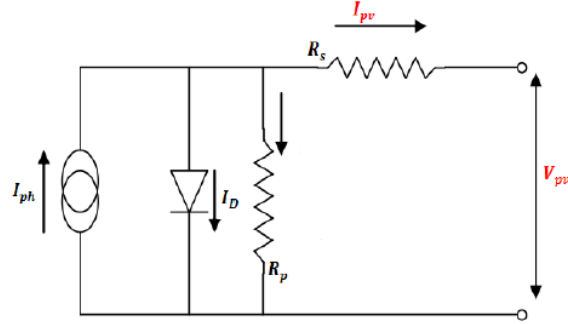


Figure 8: Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque.

En effet, la résistance parallèle R_p caractérise le courant de fuite à la surface de la cellule du fait de la non-idéalité de la jonction PN et des impuretés à proximité de la jonction, tandis que La résistance série R_s représente les différentes résistances de contact et la résistance du semi-conducteur. Habituellement, R_s est très petit alors que R_p est très grand [10]. Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la cellule.

En se basant sur le circuit, le courant généré par la cellule pourra être présenté par l'équation suivante :

$$\text{Avec :} \quad I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{Rp} \quad (1.1)$$

$$I_D = I_s \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + R_s \times I_{pv}}{V_t} \right) - 1 \right) \quad (1.2)$$

$$I_{Rp} = \frac{(V_{pv} + R_s \times I_{pv})}{R_p} \quad (1.3)$$

Par conséquent, le courant de sortie de la cellule PV sera donné par l'équation :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + R_s \times I_{pv}}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{(V_{pv} + R_s \times I_{pv})}{R_p} \quad (1.4)$$

Il faut noter que le photo-courant I_{ph} varie avec l'irradiation \mathbf{G} , il est déterminé par rapport à des valeurs données aux conditions de référence, il est donné par l'équation :

$$I_{ph} = (I_{CC} + k \times (T - T_0)) \frac{G}{G_0} \quad (1.5)$$

Le courant de saturation de la diode I_s est supposé variable avec la température selon l'expression :

$$I_s = I_{rs} \times \left(\frac{T}{T_0}\right)^3 \exp\left(\frac{E_{g0} \times \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T}\right)}{V_t}\right) \quad (1.6)$$

Avec I_{rs} est le courant de saturation inverse donné par la relation :

$$I_{rs} = \frac{I_{CC}}{e^{\left(\frac{V_{CO}}{V_t}\right) - 1}} \quad (1.7)$$

Où I_{CC} et V_{CO} sont respectivement le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert donnés par le fabricant, et qui sont mesurés aux conditions standard (STC) : $G_0 = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T_0 = 25 \text{ °C}$ et le spectre AM1.5 [11].

I.4. Module photovoltaïque :

Un Module PV ou un panneau solaire est conçu pour l'utilisation de l'énergie solaire PV. Sa fonction est de transformer l'énergie solaire en électricité. Les modules PV peuvent être utilisés pour générer de l'énergie électrique dans des applications domestiques et commerciales.

Les modules PV sont constitués d'un ensemble de cellules PV interconnectées entre elles. Le panneau PV est en charge de la transformation directe de l'énergie du rayonnement solaire en électricité, sous forme de courant continu.

L'association des cellules en modules permet :

- D'obtenir une tension suffisante
- De protéger les cellules et leurs contacts métalliques de l'ambiance extérieure (humidité,...)
- De protéger mécaniquement les cellules (chocs,...)

Les modules les plus courants (communément appelés panneaux) sont généralement constitués :

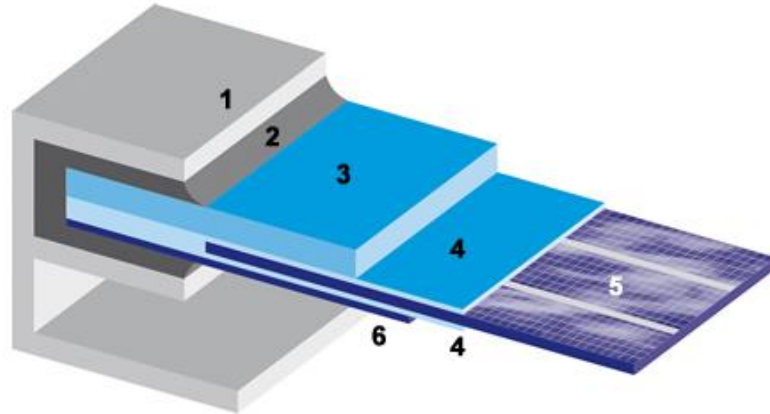
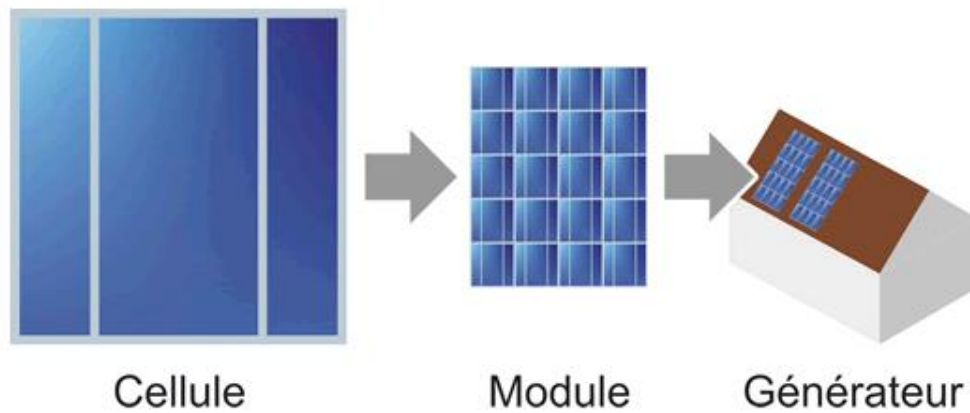


Figure 9: Composant d'un module photovoltaïque.

- D'un cadre de support et un joint d'étanchéité (1 et 2).
- D'une plaque de verre extra claire (favorisant la transmission lumineuse) (3).
- De deux couches d'Ethylène-Acétate de Vynile (EVA) qui enrobent les cellules assurant leur protection contre les intempéries et l'humidité(4).
- Des différents strings de cellules (5).
- D'une feuille de tedlar (ou éventuellement du verre) comme face arrière du module. Ce polymère à haute résistance aux UV et à la haute température assure au module sa résistance mécanique face aux chocs externes (vent, transport,...) (6).

Les modules sont connectés entre eux (en série ou parallèle) par des fils électriques. Ils forment alors un champ de capteurs (appelés aussi générateur).



Figur10: Composant d'un générateur PV.

I.4.1. Les caractéristiques électriques d'un module PV

I.4.1.1. La tension de circuit ouvert

Si l'on place une photopile sous une source lumineuse constante, sans aucune charge à son borne, celle-ci va produire une tension continue. d'environ 0,6 V, appelée tension en circuit ouvert U_{CO} ou à vide (elle varie légèrement avec la température et l'éclairement) [12].

I.4.1.2. Le courant de court-circuit

A l'inverse du cas précédent, si l'on place une photopile en court-circuit, elle va débiter un courant maximal à tension nulle. Ce courant est dit courant de court-circuit I_{CC} . De plus, comme nous l'avons vu au paragraphe précédent, le photocourant fourni par la cellule est proportionnel à l'intensité lumineuse et à la surface du panneau mis en œuvre, Ainsi, plus ces deux paramètres seront élevés, plus l'intensité produite sera grande [12].

I.4.1.3. La puissance maximale

L'objectif principal de l'utilisateur de GPV est que l'énergie produite soit la plus optimale possible, c'est la puissance électrique maximum que peut fournir le module, qui est associé à une tension maximale U_m et à une

intensité maximale I_m . Lorsqu'il est question de puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC standard (25°C et un éclairement de 1000 W/m²), on parle alors de puissance crête, mesurée en watts-crête (Wc) [12].

I.4.1.4. Le rendement

Le rendement énergétique est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale produite et la puissance du rayonnement solaire parvenant au module. Soit S la surface du module et E l'éclairement en W/m², ce rendement a pour formule [12]:

$$\eta = \frac{P_m}{s \times E} \quad (1.8)$$

I.4.1.5. Le facteur de forme

Le facteur de forme est un paramètre important souvent utilisé à partir de la caractéristique I-V pour évaluer la qualité d'une cellule ou d'un GPV. Il est illustré sur la Fig.11. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et la puissance formée par le rectangle $I_{CC} \times V_{CO}$. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de révolution technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales [13]:

$$FF = \frac{P_m}{V_{OC} \times I_{CC}} \quad (1.9)$$

Le facteur de forme pour une cellule de bonne qualité est supérieur à 0.7, Il diminue avec l'augmentation de la température.

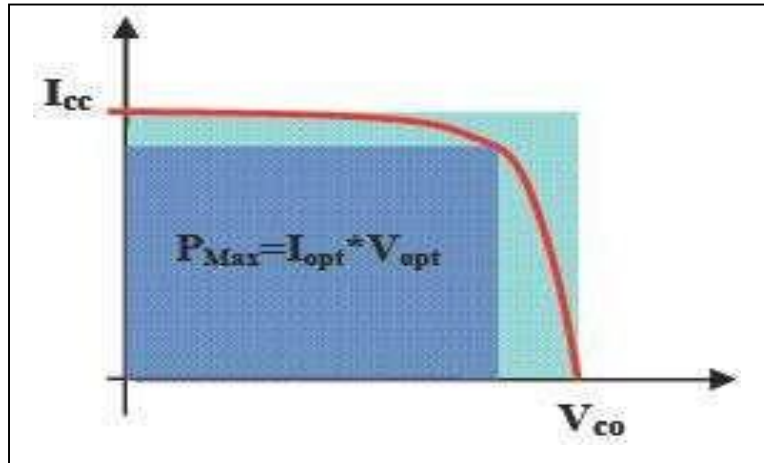


Figure 11: Facteur de forme pour une cellule PV.

I.4.2. Les critères non atmosphériques

Ce sont les critères qui ne dépendent pas de l'atmosphère et en fonction de ceux-ci on peut augmenter le rendement du module, Les principaux sont les suivants :

I.4.2.1. Le matériau de fabrication

Ce facteur est très important, et influe directement sur la conversion PV, en général le silicium reste le matériau le plus fiable dans la fabrication du module et son rendement est le plus élevé.

I.4.2.2. L'inclinaison et l'orientation du module

En général, les modules sont statiques et comme le soleil est en mouvement permanent, il faut donc leur donner une orientation et une inclinaison qui optimise l'énergie fournie annuelle.

L'orientation plein Sud des modules permet de capter un maximum de lumière au cours de la journée et résulte en un pic de production autour de midi [14].

L'inclinaison joue un rôle très important pour attirer le maximum de flux solaire, les expériences ont montré qu'il suffit incliner le module d'un angle de 30 degrés pour obtenir un meilleur rendement [14].

I.4.2.3. L'utilisation des régulateurs de charge

Afin d'améliorer les performances des modules PV et d'assurer une meilleure durée de vie, il est primordial d'installer les régulateurs de charge

[12].

I.4.3. Les critères atmosphériques

Ces critères sont imposés généralement par les conditions climatiques et dépendent principalement de l'atmosphère et les lieux des installations, on peut citer plusieurs paramètres tel que l'éclairement, la température, la vitesse du vent, la présence de poussières...etc.

I.5. Les différents types des systèmes PV :

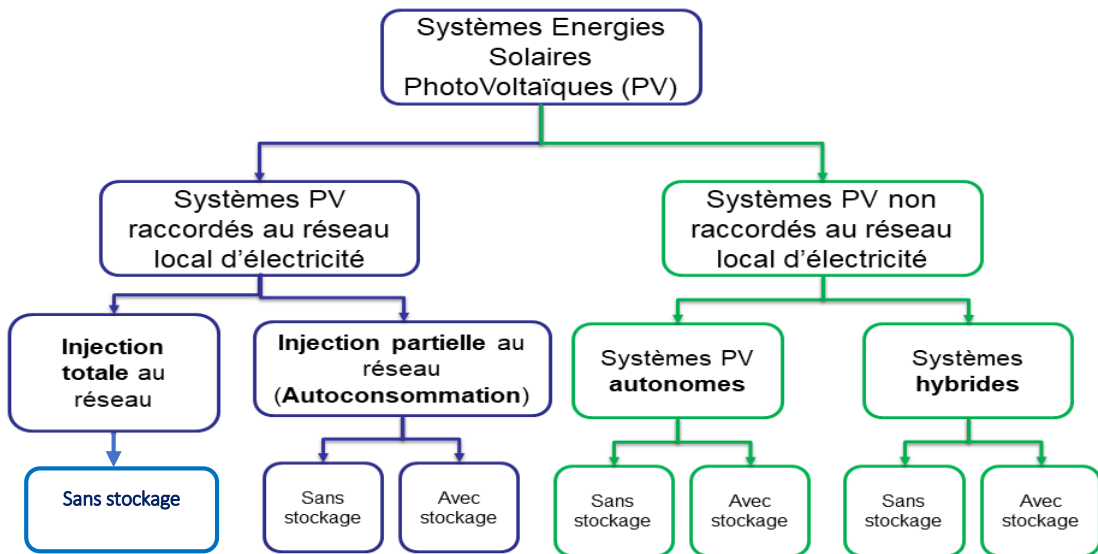


Figure 12: Diffèrent types de système PV.

I.5.1. Systèmes PV à faible puissance :

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

I.5.2. Système PV autonome :

Certaines structures où habitats sont difficiles d'accès et donc onéreux à raccorder au réseau électrique, ce qui est le cas en montagne ou dans les îles. Dans ces cas-là, il est plus avantageux d'opter pour une installation solaire autonome, L'utilisation d'une installation solaire autonome consiste à utiliser l'électricité produite directement ou en la stockant dans des batteries.

Cette installation est constituée des éléments suivants :

- un ou plusieurs panneaux (x) PV (s).
- un régulateur solaire.
- une ou plusieurs batteries d'accumulation.
- un onduleur (seulement pour obtenir du courant alternatif).

Le principal avantage de ce système est qu'il est dans certains cas moins onéreux qu'un raccordement électrique. Plusieurs structures ont profité de ce système [15]:

- Les relais de communications.
- La signalisation routière, ferroviaire, maritime et aérienne.
- La téléphonie de secours.
- Les petites stations météorologiques.
- La sécurité de zones isolées.

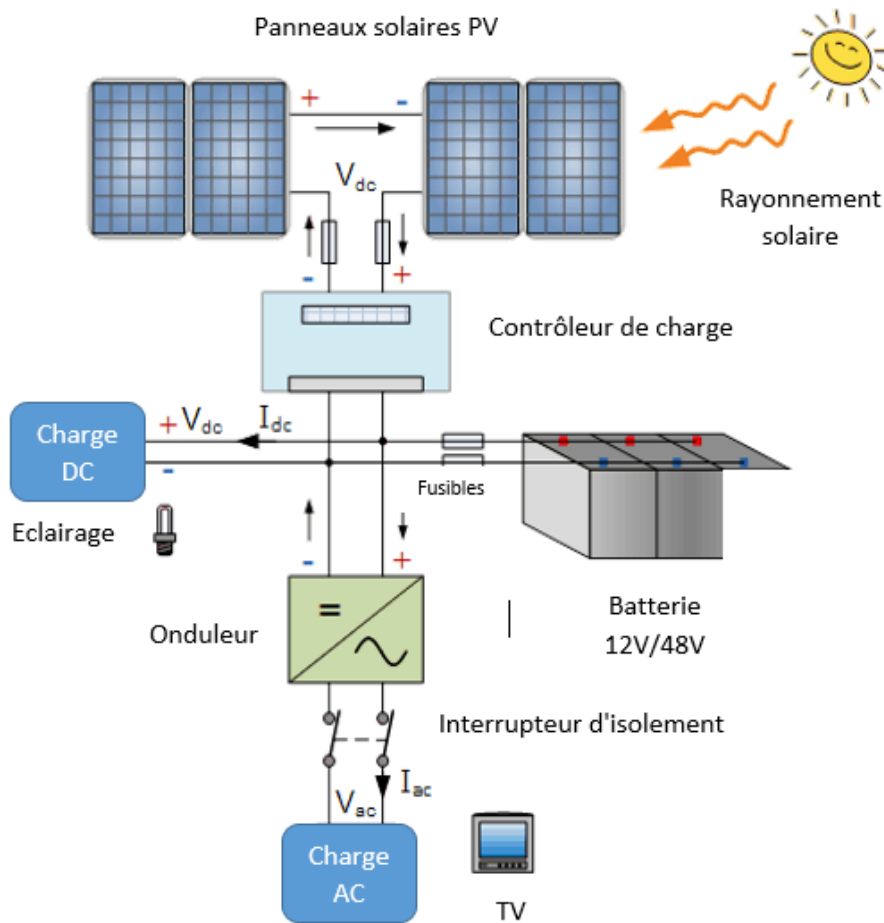


Figure 13: Installation électrique PV autonome.

I.5.3. Système PV raccordées au réseau :

Une installation PV raccordée au réseau permet de produire de l'électricité pour l'envoyer sur le réseau électrique nationale. Ainsi la totalité de la production électrique est utilisée par les consommateurs proches.

Une installation PV raccordée au réseau est généralement composée d'un GPV, d'un système de pose au sol ou sur toiture, d'un ou plusieurs onduleurs, d'un système de protection électrique, de câbles électriques et d'un compteur réseau. Parfois, l'installation est dotée d'un système de supervision local ou à distance. Dans le cas de l'autoconsommation, des batteries peuvent être ajoutées pour permettre le stockage de l'électricité. Ce type d'installation permet de produire de l'électricité qui sera envoyée directement sur le réseau électrique national avec les caractéristiques adéquates (fréquences, voltage,...) [15].

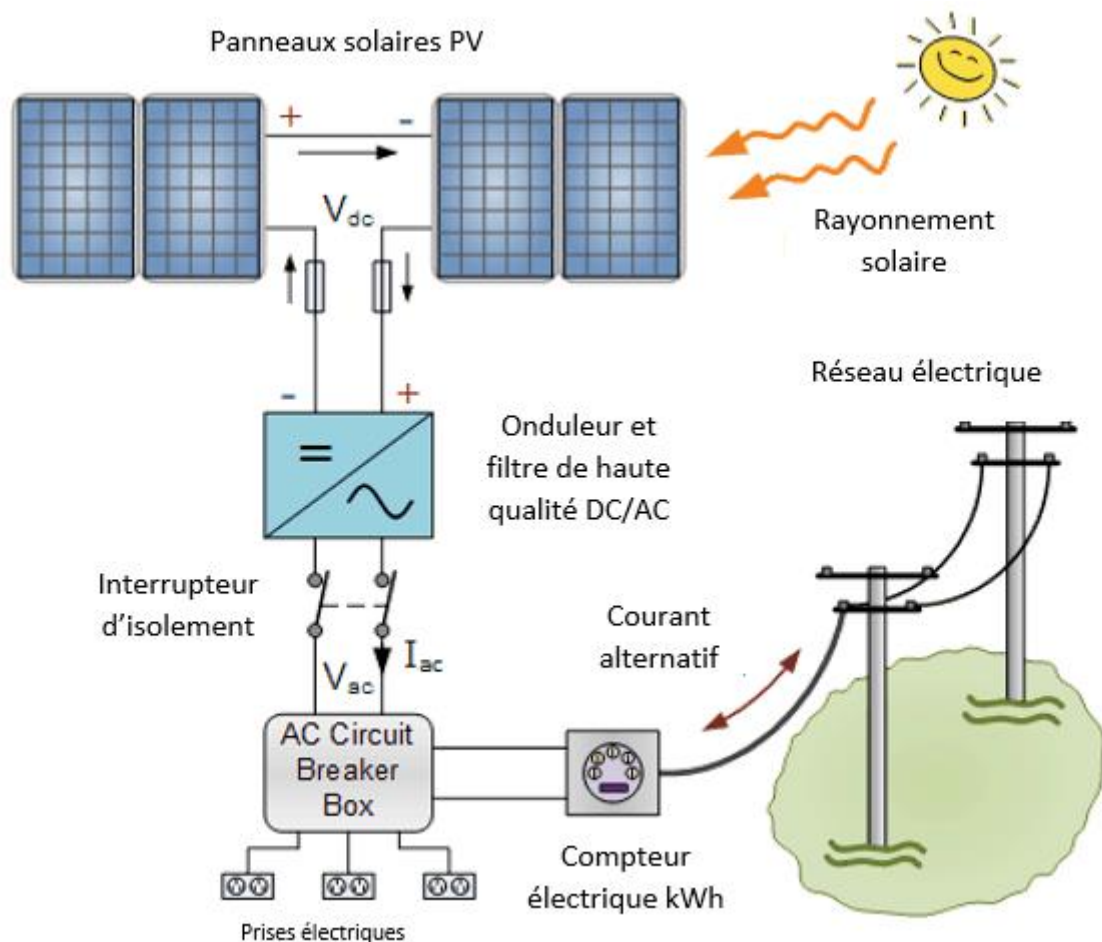


Figure 14: Installation électrique PV autonome.

I.5.4. Système PV hybride :

Il s'agit de systèmes qui regroupent des sources d'énergie de nature différentes telle une installation Éolienne, un générateur diesel ou une centrale de cogénération en plus du GPV.

Ce type d'installation est utilisé lorsque le GPV seul ne couvre pas toute l'énergie requise.

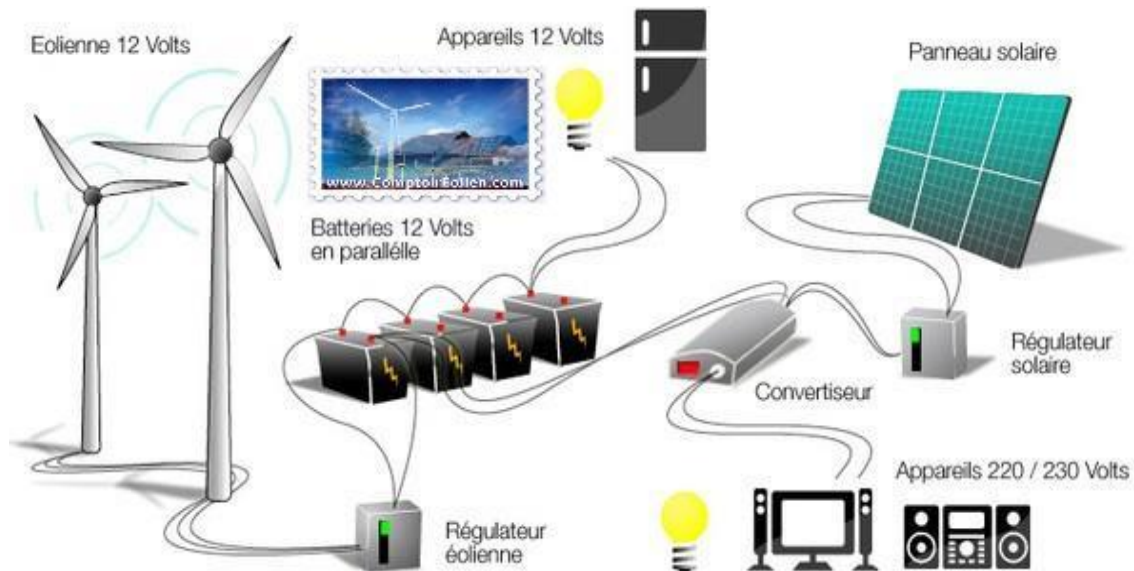


Figure 15: Installation ou centrale électrique PV hybride.

I.6. Secteur d'application de photovoltaïque :

- 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 ... [16].
- Domaine du transport : Lampadaires, panneaux à messages variables, éclairage de panneaux, signalisation lumineuse routière et ferroviaire.

I.7. Avantages et inconvénients de l'énergie PV :

Les principaux avantages de l'énergie PV sont :

- Pas de pollution.
- Sa fiabilité et la longue vie de l'installation.
- Sa structure fixe.
- Son coup de maintenance bas.
- Sa flexibilité (dimensionnement selon les besoins, modularité).
- L'installation ne produit aucun bruit.
- Son potentiel illimité 5% de la surface des déserts suffirait pour alimenter la planète entière

Les inconvénients de l'énergie PV sont :

- Le coût élevé de l'installation.
- Le rendement relativement bas de l'effet PV.
- La puissance est réduite lorsque les conditions climatiques sont défavorables (nuages).
- Le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire pour une installation autonome.
- Même si l'électricité produite par une installation PV est sans pollution, la fabrication, l'installation et l'élimination des panneaux ont un impact sur l'environnement.

I.8. Modélisation d'un module PV sous MATLAB Simulink/Simscape :

I.7.1. Modélisation physique (Simscape) d'un module PV :

Un module PV est constitué essentiellement des cellules PV et des diodes Bypass. d'où la modélisation dans l'environnement Simscape consiste à utiliser les outils constitués de blocs de composants physiques (Solar Cell block, bypass diode bloc) et de réseaux physiques pour connecter ensemble toute configuration de pièces PV ainsi que pour transmettre la puissance entre elles.

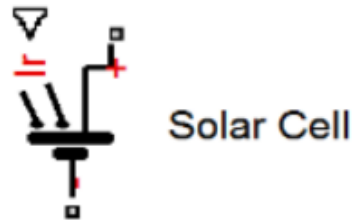


Figure 16: Le bloc d'une cellule solaire sous Simscape (de la bibliothèque : Simscape).

Le courant de sortie de la cellule PV est donné par l'équation

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + R_s \times I_{pv}}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s \times I_{pv}}{R_p} \quad (I.10)$$

Alors, pour caractériser un bloc de cellule PV, la tension en circuit ouvert (V_{CO}), le courant de court-circuit (I_{CC}) (obtenus à partir de la fiche technique), le facteur d'idéalité et la résistance série (R_s) sont les principaux paramètres électriques à définir. Alors que l'irradiation et la température sont les paramètres d'entrée du bloc. La valeur de (R_s) peut être ajustée par la méthode d'essai-erreur.

Le choix a été fixé sur le module « ET-M53620WW », qui est un module PV composé de 36 cellules connectées en série.

Pratiquement, pour déterminer les caractéristiques électriques d'un module PV ($P_{mpp}, V_{mpp}, I_{mpp}, V_{oc}, I_{sc} \dots \dots$) il est nécessaire d'utiliser *la plaque signalétique* ou le datasheet du module, comme il est illustré sur la (Fig.17).

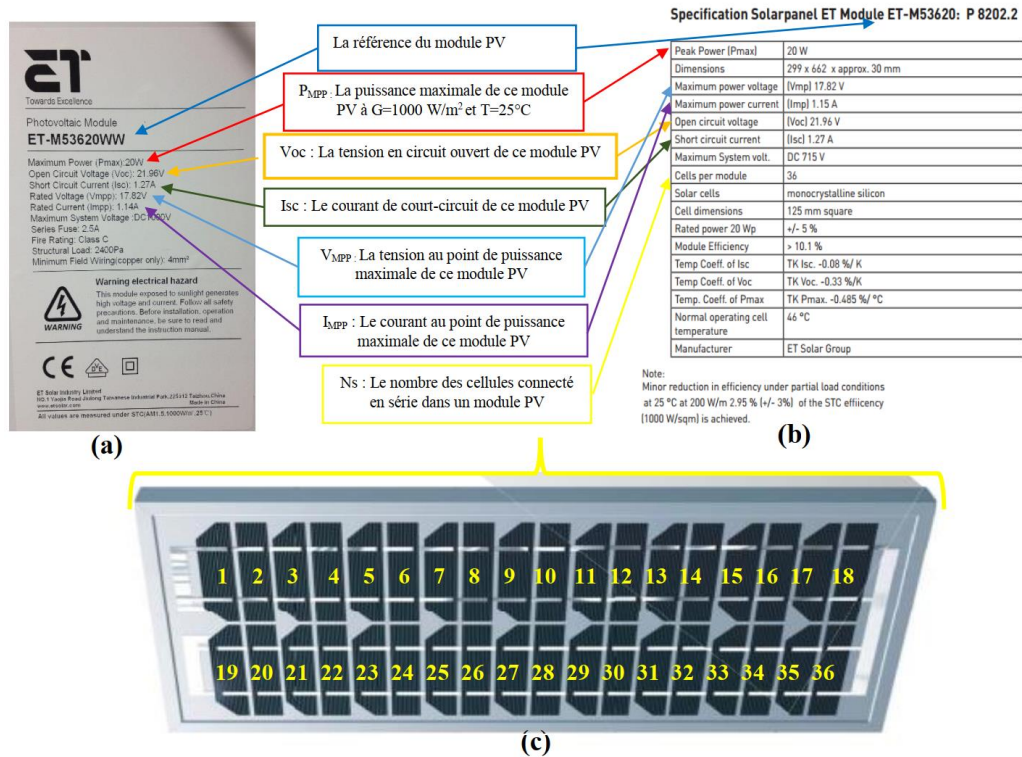


Figure 17: (a) La plaque signalétique du module ET-M53620WW (b) Les paramètres électriques du datasheet de ce module (c) Le nombre de ses cellules.

Les mesures standards, internationalement acceptées, pour mesurer la réponse des panneaux PV sont une intensité rayonnante de 1000W/m² et une température de 25°C.

Le modèle de notre module PV est représenté sur la (Fig.18) :

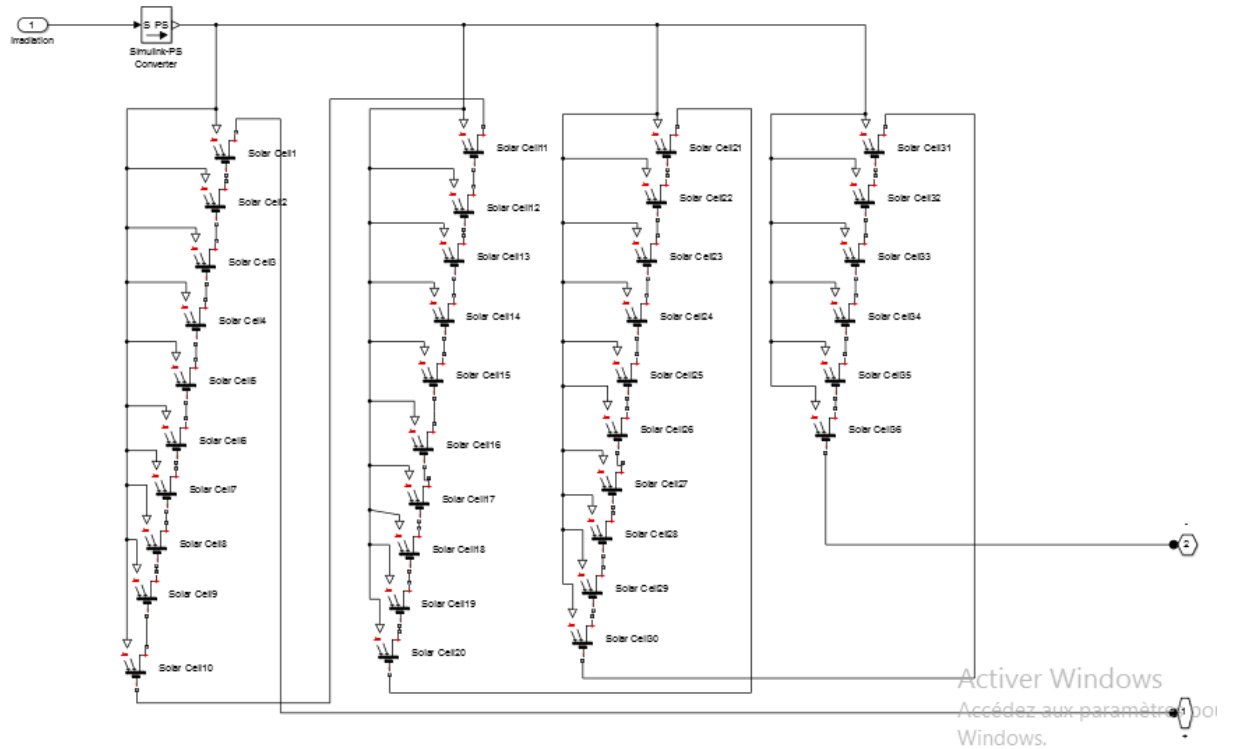


Figure 18: Le modèle Simscape du module PV « ET-M53620WW ».

Les paramètres de la cellule PV ont bien été précisés selon les caractéristiques électriques du module « ET-M53620WW » et ils ont été spécifiés dans le bloc de paramètres. Les sorties du module PV sont les bornes positive et négative.

Les paramètres nécessaires à la modélisation de la cellule sont illustrés dans les (Fig.19), (Fig.20).

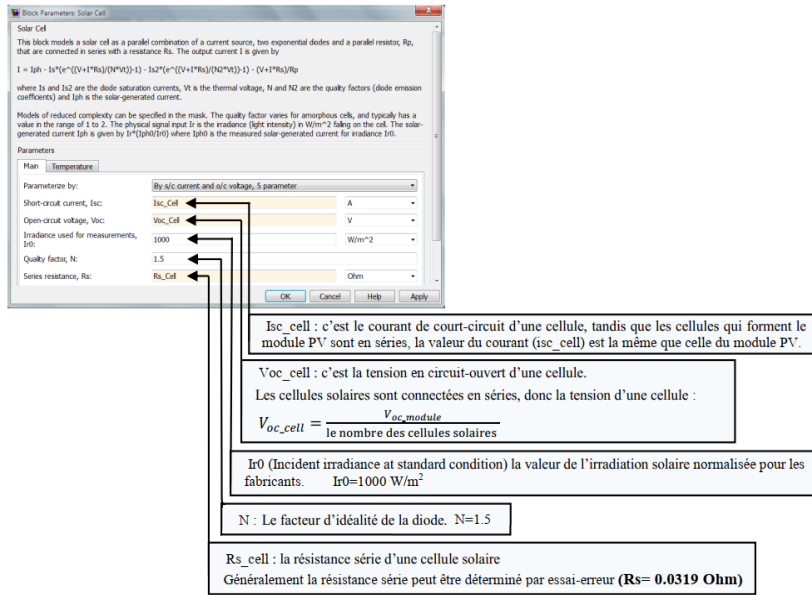


Figure 19: Fenêtre de réglage des 5 paramètres principaux d'une cellule solaire.

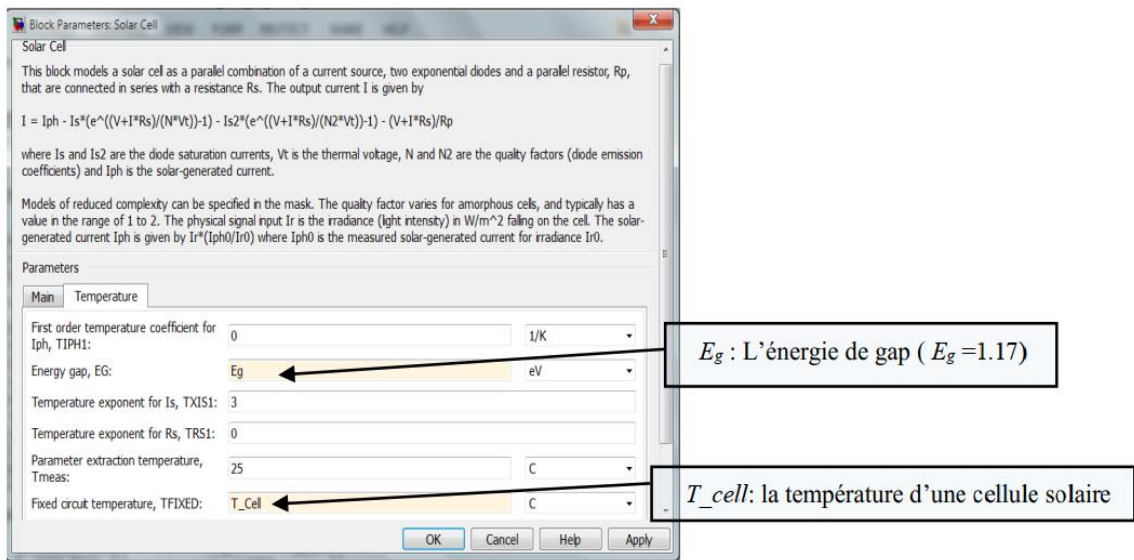


Figure 20: Fenêtre de réglage des paramètres de température d'une cellule solaire.

Avant de lancer la simulation il faut qu'on règle les paramètres de la simulation comme illustré dans la figure suivante :

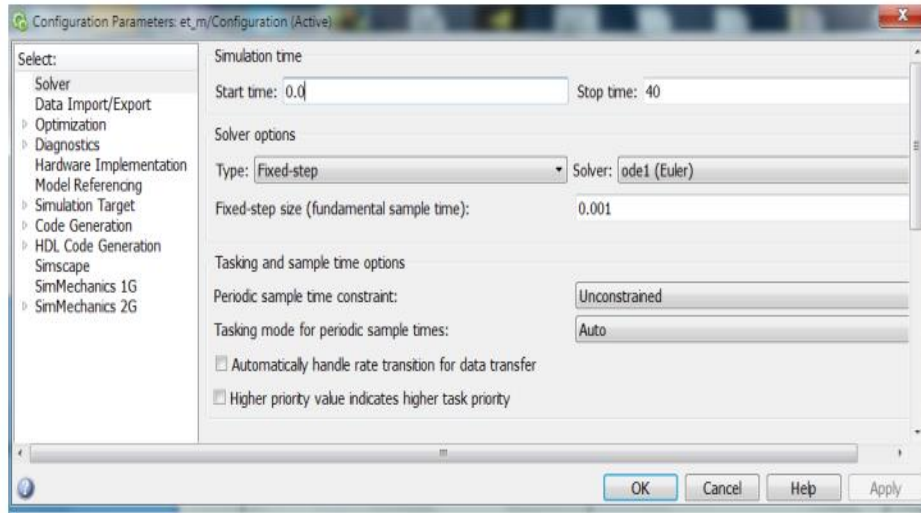


Figure 21: Fenêtre de réglage des paramètres de simulation du modèle.

NB : le module choisi ne contient pas de diodes bypass, mais vu leur intérêt, nous lui avons intégré une à sa sortie.

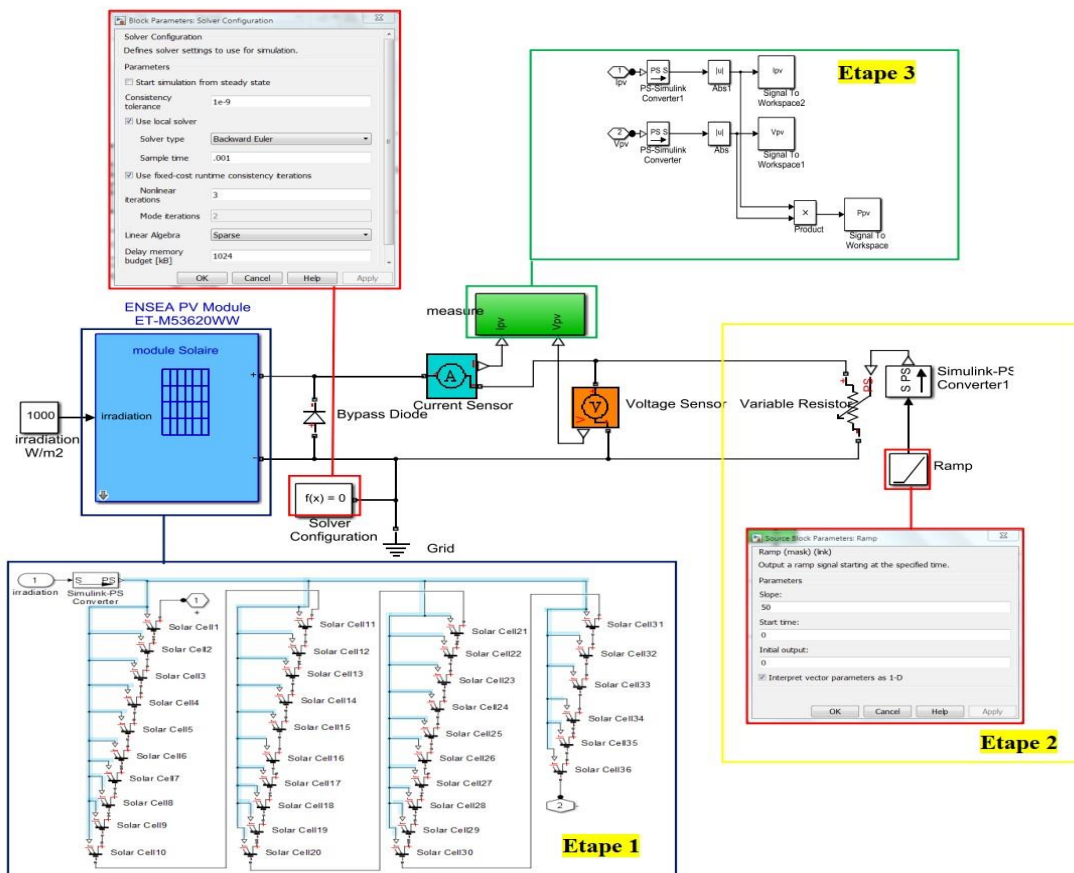


Figure 22: Le modèle Simscape d'un module PV avec une résistance variable.

I.9. L'influence de l'éclairement sur le module PV

D'après la formule :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{Rp} \quad (1.11)$$

On constate que le rendement dépend de l'éclairement, ce facteur est variable le long de la journée. Donc on doit choisir un endroit de fort ensoleillement pour exposer les modules.

L'irradiation est le paramètre le plus important dans le comportement du module. La (Fig.23) illustre respectivement les caractéristiques I-V et P-V du module simulé sous une température de 25 °C à différents niveaux d'éclairement (allant de 200W/m² à 1000 W/m² avec un pas de 200 W/m²).

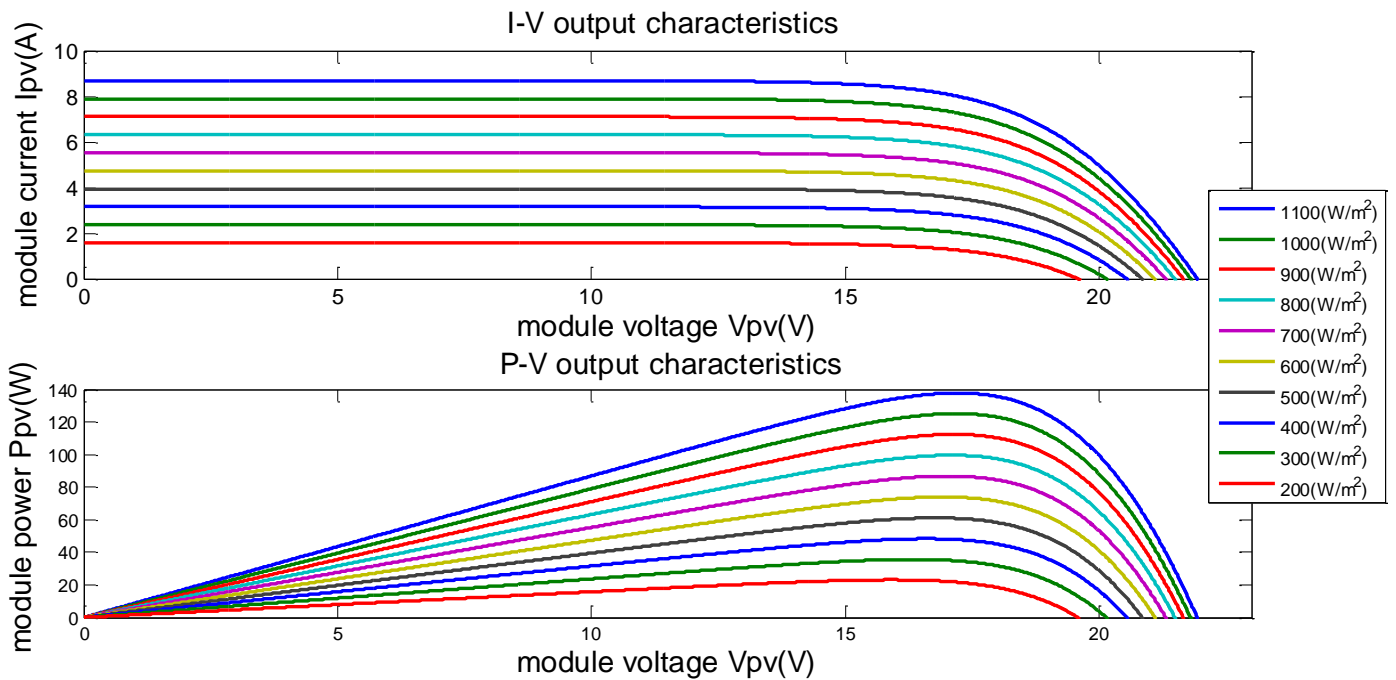


Figure 23: Influence de l'éclairement sur les caractéristiques d'un module PV.

On constate que les fortes variations du niveau d'éclairement provoquent des variations relativement importantes du courant optimal, contrairement à la tension, qui varie très peu en fonction de l'éclairement, par conséquent la variation du PPM est proportionnelle à l'éclairement.

Ceci implique que les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension.

I.10. L'influence de la température sur le module PV

L'augmentation de la température influe directement sur le comportement de la photopile, elle engendre la diminution de la tension de l'ordre de 2 mV par degré, cette augmentation se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible, donc une diminution de rendement de la cellule.

La température est le second paramètre le plus important dans le comportement du module. La Fig.24 illustre respectivement les caractéristiques I-V et P-V du module simulé sous un éclairement de 1000 W/m² à différentes températures (allant de -25°C à 75 °C avec un pas de 25°C).

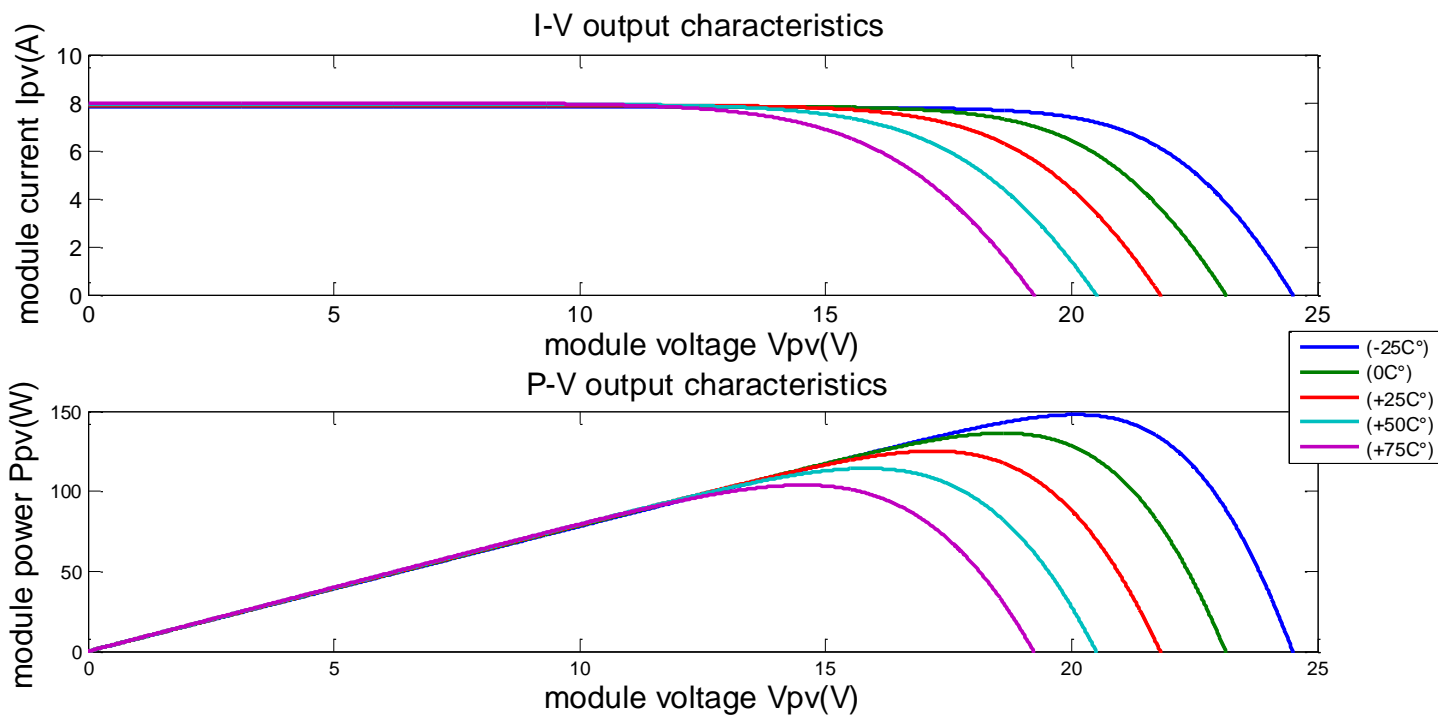


Figure 24: influence de la température sur les caractéristiques d'un module PV.

On remarque que le courant du court-circuit I_{CC} reste très peu sensible à la variation de la température mais la tension du circuit ouvert V_{CO} diminue en

augmentant la température ce qui cause une diminution de la puissance à la sortie du module.

Par conséquent, on peut noter que l'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique d'un GPV, de sorte qu'un niveau de température inférieur donne une tension de circuit ouvert V_{CO} plus grande et une puissance de sortie plus élevée et vice versa.

I.11. Résultats de simulations

La modélisation d'un GPV doit tenir en compte des différentes configurations de modules et des diodes bypass, ainsi que les différentes conditions météorologiques de fonctionnement (différents niveaux d'irradiation et de température, sans et avec ombrage). Différentes topologies de panneaux PV existent, elles diffèrent selon les connections entre modules constituant les chaînes et les connections entre chaînes constituant le champ PV.

Pour cela, on considère un GPV composé de trois modules type «ET-M53620WW». On fixe la température à la valeur de référence (25°C) et on met les trois modules à des éclairagements constants (500 W/m²).

Au début on a connecté les trois modules en série (Fig.25) puis en parallèle (Fig.26).

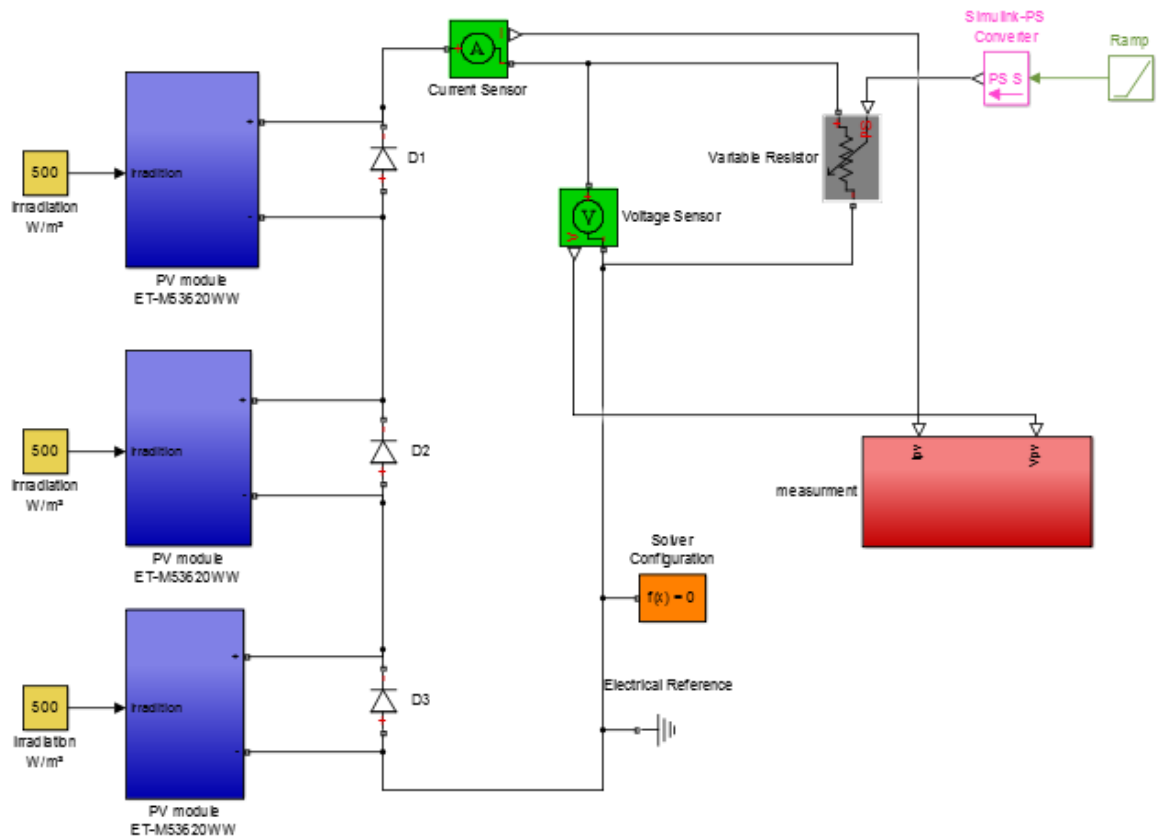


Figure 25: Connexion de 3 modules en série.

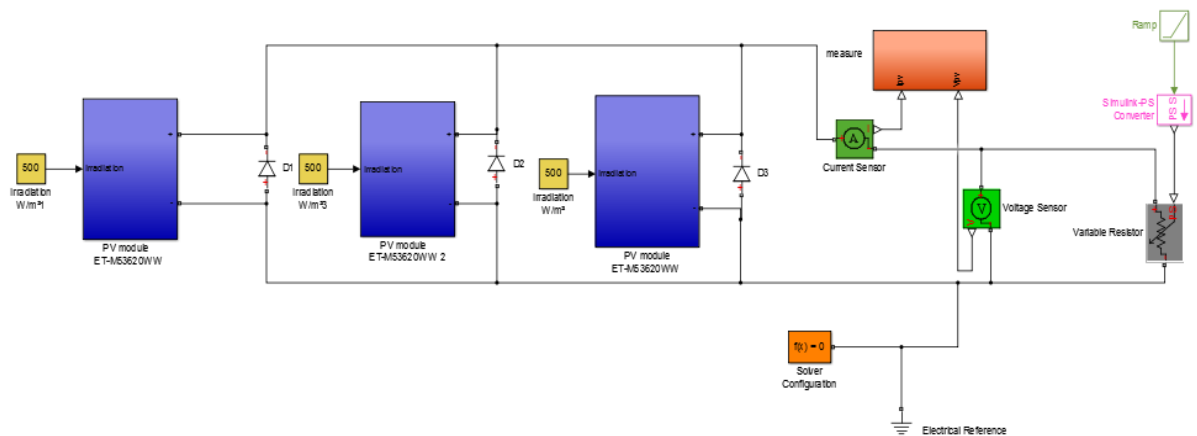


Figure 26: Connexion de 3 modules en parallèle.

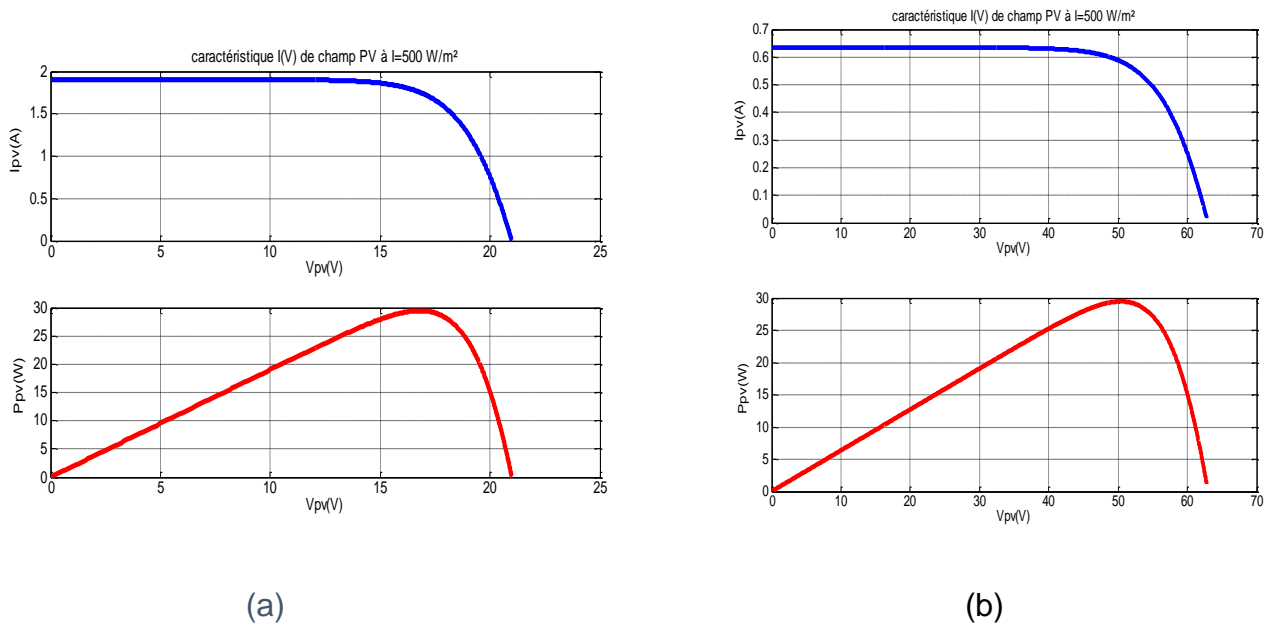


Figure 27: Caractéristiques I-V, P-V d'un générateur de 3 modules (b) en série (a) en parallèle.

Un GPV se compose d'un certain nombre de modules qui sont constitués par l'association de cellules en série. La mise en série et en parallèle des panneaux permet d'obtenir la tension et le courant exigés dont les performances dépendent de l'association des cellules et de la matière qui les compose [17].

Nous avons brièvement présenté les différentes configurations des deux modèles par la déformation des courbes $I_{PV}(V_{PV})$ et $P_{PV}(V_{PV})$ observant que :

L'association en série des modules délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'un seul module.

L'association en parallèle des modules délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'un seul module.

I.12. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons fait des descriptions générales sur l'énergie PV, tous les éléments ont été introduits (cellule, module, panneau, champ PV) afin de permettre une bonne compréhension du fonctionnement des systèmes PV.

Ce chapitre nous a permis d'explorer le principe de la conversion PV ainsi que les différentes technologies utilisées dans la réalisation du GPV. Des aspects aussi bien technologiques qu'électriques ont été abordés afin de mieux comprendre l'ensemble du mécanisme de conversion PV.

Pour la modélisation mathématique de la cellule on s'est basé sur le modèle électrique à une seule diode, et de là, on a procédé à la simulation avec MATLAB-Simulink/Simscape d'un GPV, nous avons donc tracé ses caractéristiques qui ont bien montré que sa puissance délivrée dépend fortement des conditions climatiques. Nous avons simulé un GPV en utilisant plusieurs configurations (série/parallèle).

Le prochain chapitre sera sur les convertisseurs DC-DC et DC-AC, leurs caractéristiques et leur fonctionnement. Ces convertisseurs seront simulés sous MATLAB-Simulink/simscap.

Chapitre II : Etude et Modélisation des Convertisseurs Statiques

II.1. Introduction :

La puissance délivrée par un GPV ne dépend pas uniquement du niveau d'éclairement, de la température de la cellule et du vieillissement de l'ensemble, mais aussi de la charge qu'il alimente. Afin de maintenir une production stable et maximale, il faut assurer les conditions suivantes :

- Un éclairement élevé avec une température basse et installation récente.
- Une mécanisme d'adaptation de charge vue par le GPV.

La fluctuation de l'éclairement et la température au cours de la journée sont imposées par les conditions climatiques, par contre, l'atteinte de la charge optimale est l'objectif de ce travail.

Le problème du couplage parfait entre un GPV et une charge n'est pas encore réellement résolu. Un des verrous technologiques qui existe dans ce type de couplage est le transfert de la puissance maximale du GPV à la charge qui souffre souvent d'une mauvaise adaptation. Le point de fonctionnement qui en découle est alors parfois très éloigné du PPM [18].

Aujourd'hui, on peut trouver deux types d'étages d'adaptation électroniques distincts commercialisés. Le premier type permet de connecter le GPV à une charge continue telle qu'une batterie. Il fait appel à des convertisseurs DC-DC. Ce type d'architecture est généralement utilisé pour les installations en site isolé (hors réseau, off-grid en anglais).

Lorsqu'on veut générer une tension alternative, on doit ajouter un nouvel étage pour faire la conversion (DC-AC).

On trouve quatre types de convertisseurs souvent utilisée en pratique : les redresseurs (AC-DC), les onduleurs (DC-AC), les hacheurs (DC-DC) et les gradateurs (AC-AC).

Dans ce chapitre, on va permettre les convertisseurs d'intérêt pour une installation PV. Notamment les convertisseurs DC-DC et DC-AC.

Nous allons aussi simuler sous Matlab un convertisseur DC-DC du type Boost. Les résultats obtenus seront présentés et commentés.

II.2. Convertisseurs DC-DC (Hacheurs) :

Les convertisseurs DC-DC jouent un rôle très important dans le domaine des énergies renouvelables.

Ce type de convertisseur peut produire une tension de sortie en courant continu fixe ou variable à partir d'une tension en courant continu fixe ou variable comme le montre la (Fig.28) [19].

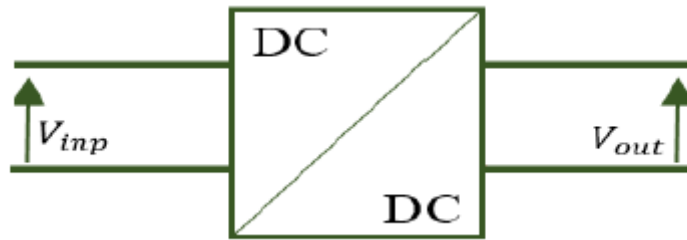


Figure 28: Convertisseur DC-DC.

Les convertisseurs DC-DC dans les applications PV sont utilisés pour faire l'adaptation entre le GPV (ou le champ) et la charge pour avoir un transfert maximal de puissance. Il existe deux types de convertisseurs DC-DC largement utilisés, sont le convertisseur élévateur (Boost) et le convertisseur abaisseur (Buck).

II.2.1. Convertisseur élévateur (Boost) :

On utilise un convertisseur Boost quand on désire augmenter la tension disponible d'une source continue. Un convertisseur Boost permet d'augmenter la tension d'entrée pour atteindre le niveau de tension désiré. Les véhicules hybrides et les dispositifs d'éclairage sont deux exemples typiques d'utilisation des convertisseurs Boost [20].

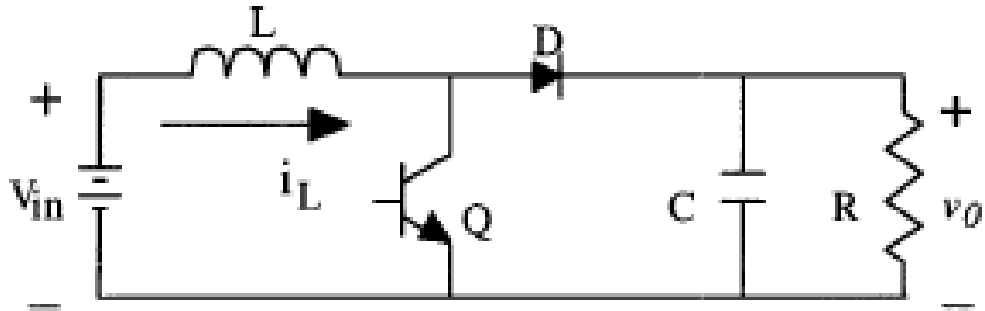


Figure 29: DC-DC convertisseur élévateur.

Un convertisseur élévateur avec une période de commutation de T et un rapport cyclique de α est présenté dans la (fig.29). Encore une fois, en supposant un mode de fonctionnement à conduction continue, les équations de l'espace d'état lorsque l'interrupteur principal est sur ON est représentées par [21]:

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(V_{in}) \\ \frac{dv_o}{dt} = \frac{1}{C}(-\frac{v_o}{R}) \end{cases}, \quad 0 < t < dT, \quad Q: ON \quad (II.1)$$

C'est la phase d'accumulation d'énergie : quand l'interrupteur Q (Fig.30) est fermé (état passant), cela entraîne l'augmentation du courant dans l'inductance par conséquent le stockage d'une quantité d'énergie sous forme d'énergie magnétique. La diode D est alors bloquée et la charge est alors déconnectée de l'alimentation [20].

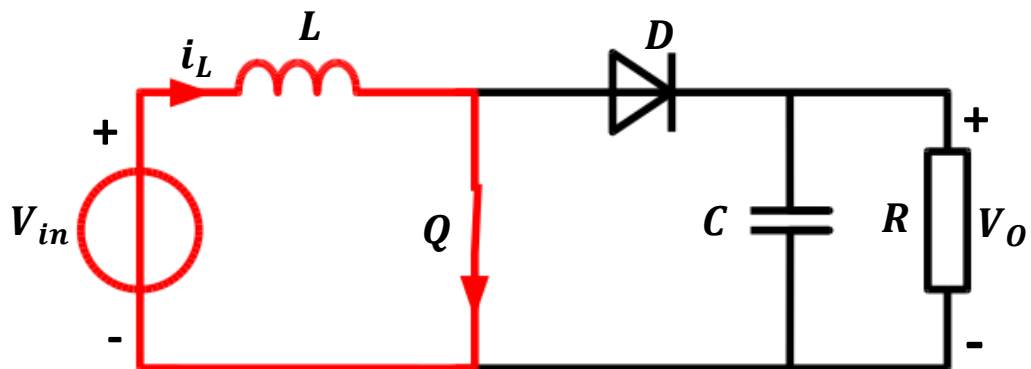


Figure 30: Convertisseur boost interrupteur fermé.

Lorsque l'interrupteur principal est sur OFF :

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(V_{in} - v_o) \\ \frac{dv_o}{dt} = \frac{1}{C}(i_L - \frac{v_o}{R}) \end{cases}, \quad dT < t < T, \quad Q: OFF \quad (II.2)$$

Quand l'interrupteur est ouvert, l'inductance se trouve alors en série avec le générateur et sa f. e. m. s'additionne à celle du générateur (effet survolteur). Le courant traversant l'inductance traverse ensuite la diode D, le condensateur C et la charge R. Il en résulte un transfert de l'énergie accumulée dans l'inductance vers la capacité.

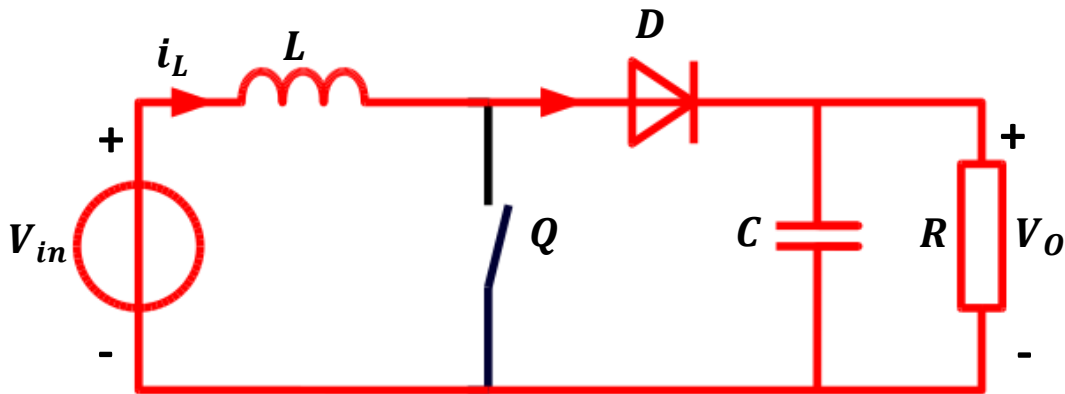


Figure 31: Convertisseur boost interrupteur ouvert.

II.2.2. Convertisseur abaisseur (Buck) :

Un convertisseur Buck possédant un fort rendement (jusqu'à 95%), il a pour rôle de générer une tension de sortie qui varie entre '0' et la tension d'entrée. [20].

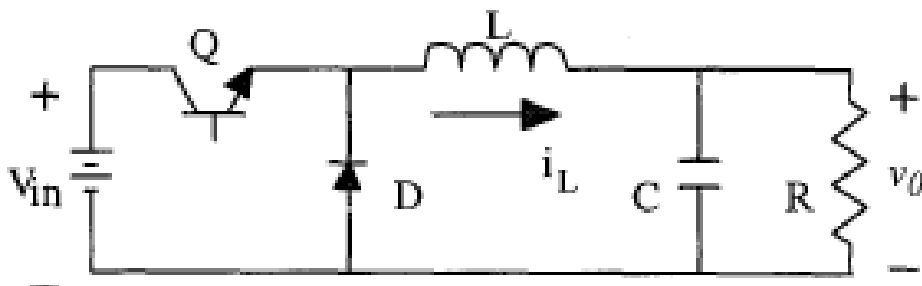


Figure 32: DC-DC convertisseur abaisseur (Buck).

Les équations d'état obtenues au convertisseur en mode de conduction continue (CCM) peuvent être facilement comprises en appliquant la loi de tension de Kirchhoff sur la boucle contenant l'inductance et la loi de courant de Kirchhoff sur le nœud auquel la branche de condensateur est connectée. Lorsque l'interrupteur idéal est sur ON, la dynamique du courant inducteur et la tension du condensateur sont données par :

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(V_{in} - v_o) \\ \frac{dv_o}{dt} = \frac{1}{C}(i_L - \frac{v_o}{R}) \end{cases}, \quad 0 < t < dT, \quad Q:ON \quad (II.3)$$

Dans l'état passant, l'interrupteur Q (Fig.33) est fermé, la tension V_L aux bornes de l'inductance égale $V_L = V_{in} - V_{out}$. Le courant traversant l'inductance augmente linéairement. La tension aux bornes de la diode étant négative, aucun courant ne la traverse [20].

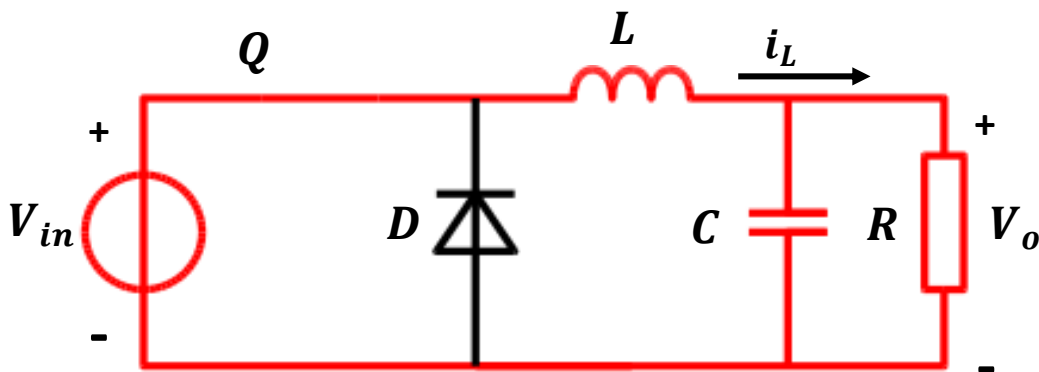


Figure 33: Convertisseur Buck interrupteur fermé (ON).

Lorsque l'interrupteur principal est sur OFF :

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(-v_o) \\ \frac{dv_o}{dt} = \frac{1}{C}(i_L - \frac{v_o}{R}) \end{cases}, \quad dT < t < T, \quad Q:OFF \quad (II.4)$$

Dans l'état bloqué, l'interrupteur est ouvert. La diode devient passante afin d'assurer la continuité du courant dans l'inductance. La tension aux bornes de l'inductance vaut $V_L = -V_{out}$. Le courant traversant l'inductance décroît [20].

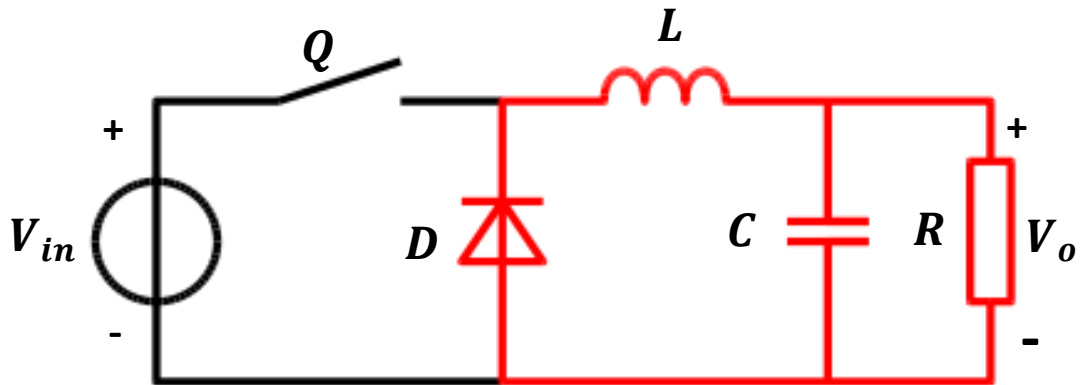


Figure 34: Convertisseur Buck interrupteur ouvert (OFF).

II.3. Convertisseur DC-AC (Onduleur) :

Le convertisseur DC-AC, également appelé "Onduleur", est un circuit qui convertit une source DC en une tension alternative sinusoïdale pour alimenter des charges AC. Semblable à un convertisseur DC-DC, l'entrée d'un onduleur peut être une source directe telle qu'une batterie, une cellule solaire ou une pile à combustible. La forme d'onde de la tension/courant de sortie d'un onduleur idéal doit être sinusoïdale. Mais en pratique elle peut prendre la forme :

1. onde carrée.
2. onde carrée modifiée.
3. onde sinusoïdale modifiée.

Les onduleurs peuvent généralement être classés en fonction du :

- Nombre de phase.
- Nature de la source d'entrée.
- Nature des interrupteurs.
- Nombre des niveaux de tension de sortie.

II.3.1. Onduleur monophasé en Demi-pont (HALF BRIDGE) :

La topologie d'un onduleur de source de tension en demi-pont monophasé est illustrée à la (Fig.35). Comme le montre cette figure, ce type d'onduleur se compose de deux cellules de commutation à base des interrupteurs semi-conducteurs de puissance. Chaque cellule est composée d'un interrupteur de type transistor (BJT, MOSFET, IGBT, etc.) et d'une diode de roue libre placée en parallèle avec l'interrupteur principal et sert à fournir un chemin alternatif pour le courant. Dans cette topologie, soit S_1 est passante ou S'_1 , c'est-à-dire les deux interrupteurs de puissance ne peuvent pas être passants simultanément pour ne pas court-circuiter la source DC, ils fonctionnent toujours d'une manière complémentaire. Les diodes de roue libre sont conductrices lorsqu'une charge est de nature inductive et avec changement de la polarité de la tension de sortie, le courant circule dans le sens inverse. En effet, pour les charges résistives, ces diodes ne fonctionnent pas. Lorsque S_1 est passante, la tension continue d'entrée de $(0.5V_{dc})$ apparaît aux bornes de la charge. En revanche, lorsque le transistor S'_1 est passant, la tension aux bornes de la charge est de $(-0.5V_{dc})$. Les états de commutation des deux interrupteurs de puissance, le chemin du courant et la polarité de la tension de sortie pour une commande à pleine onde sont présentes dans la (Fig.36). La fréquence fondamentale de la tension de sortie de l'onduleur peut être modifiée en changeant la fréquence de commande de la pleine onde et l'amplitude de la tension peut être modifiée en changeant la valeur de la tension de la liaison DC V_{ao} [22].

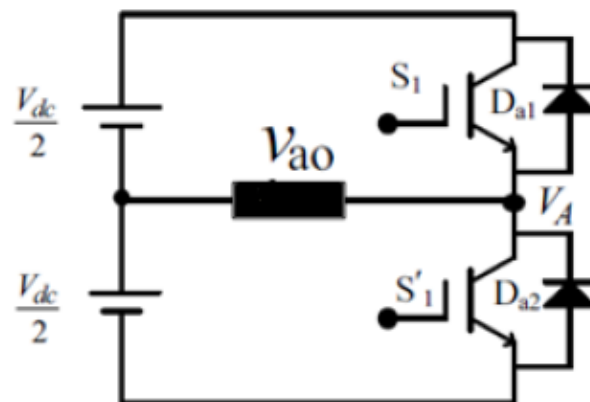


Figure 35: Onduleur monophasé en demi-pont.

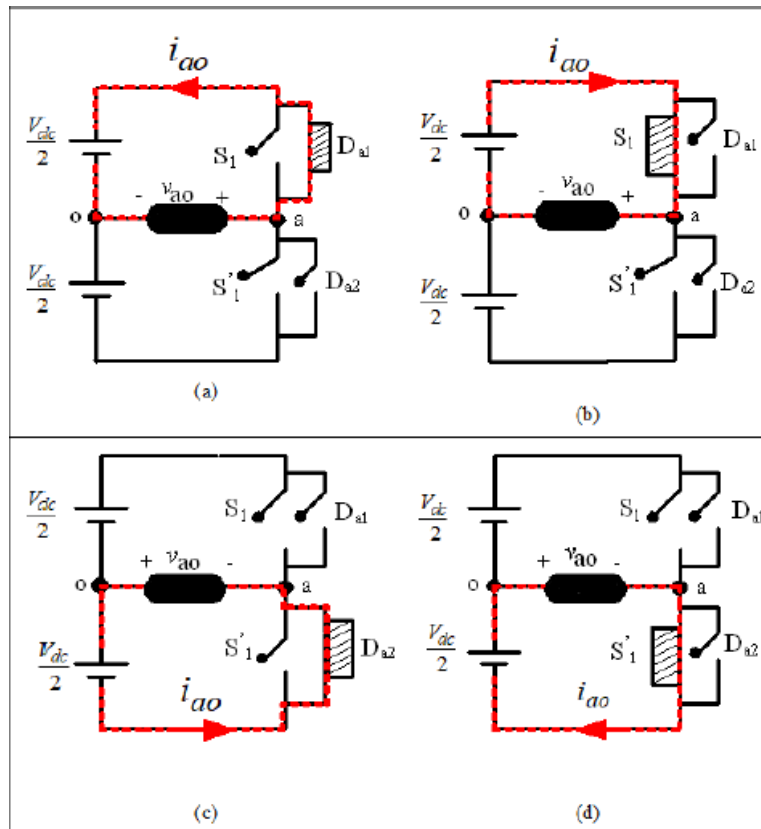


Figure 36: Onduleur monophasé en demi-pont.

II.3.2. Onduleur monophasé en Pont complet (FULL BRIDGE) :

La topologie d'un onduleur monophasé à pont complet est illustrée dans la (Fig.37) Cette topologie comporte quatre cellules de commutation de puissance à semi-conducteurs. En raison de sa forme, cet onduleur est également appelé à pont en H (H-bridge). Chaque cellule de commutation est composée d'un interrupteur semi-conducteur de puissance commandable (IGBT, MOSFET, BJT, etc.) et d'une diode de roue libre, qui fournit un chemin alternatif pour le courant [22].

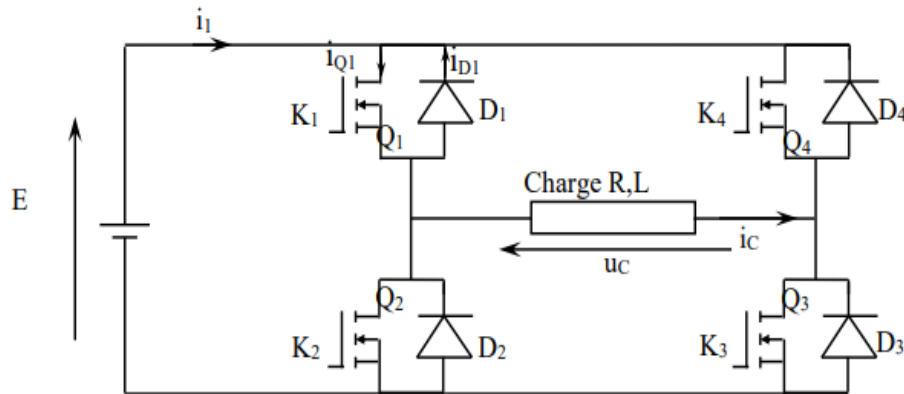


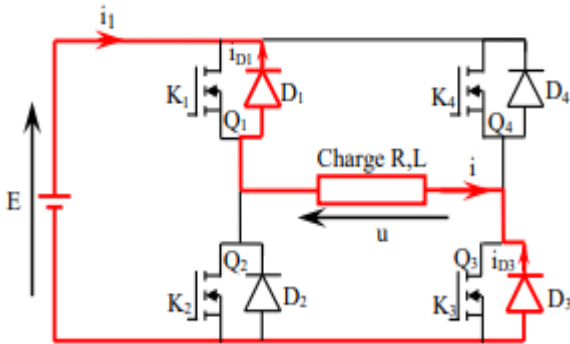
Figure 37: Schéma de principe de l'onduleur en Pont complet.

Le montage de la (Fig.37) est constitué de deux bras d'onduleur : le bras A constitué de K_1 et K_2 , le bras B constitué de K_4 et K_3 .

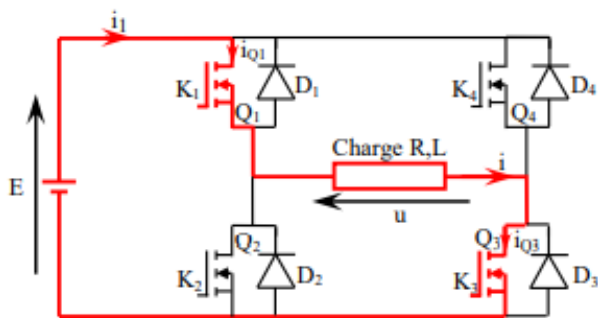
- La source est un générateur de tension continue réversible en courant.
- Les interrupteurs K_1, K_2, K_3 et K_4 sont des interrupteurs commandable à l'ouverture et à la fermeture.
- D_1, D_2, D_3 et D_4 sont des diodes supposées idéales.
- Si on considère A, K_1, K_2, B, K_4, K_3 comme des variables logiques (fonctionnement en soupapes), on obtient les équations logiques suivantes:
 - Soupape K_i $K_i=0 \Rightarrow$ Transistor bloqué $K_i=1 \Rightarrow$ Transistor saturé
 - Bras A $A = 0 \Rightarrow K_1 = 0, K_2 = 1$ $A = 1 \Rightarrow K_1 = 1, K_2 = 0$
 - Bras B $B = 0 \Rightarrow K_3 = 1, K_4 = 0$ $B = 1 \Rightarrow K_3 = 0, K_4 = 1$

La commande des interrupteurs impose un fonctionnement périodique de période T réglable. Pendant la première demi-période ($0 \leq t < T/2$), la commande active les interrupteurs K_1 et K_3 tandis que K_2 et K_4 sont ouverts. Chaque alternance débute par une phase de restitution et se termine par une phase d'accumulation [22].

Pour $0 \leq t < T/2$: K_1 et K_3 fermés et K_2 et K_4 ouverts donc :

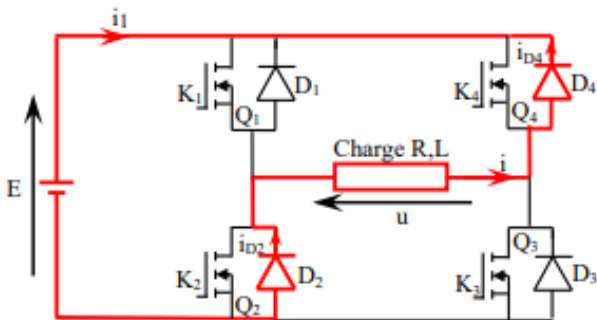


Pour $0 \leq t < t_1$: le courant dans la charge est négatif $i < 0$. Le courant circule par les diodes D_1 et D_3 : $i_{D1} = i_{D3} = -i$. Les interrupteurs Q_1 et Q_3 ne conduisent pas. La puissance instantanée $p = u \cdot i < 0$: il y a transfert d'énergie de la charge vers la source de tension. Il s'agit d'une phase de récupération ou restitution.

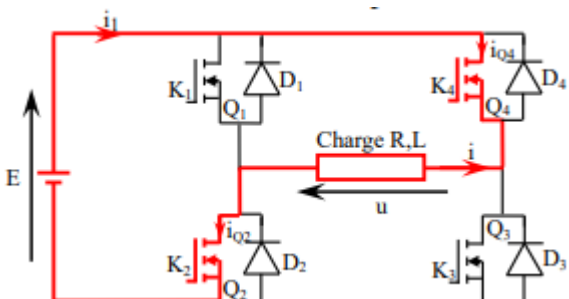


Pour $t_1 \leq t < T/2$: le courant dans la charge est positif $i \geq 0$. Le courant circule par les interrupteurs Q_1 et Q_3 : $i_{Q1} = i_{Q3} = i$. Les diodes D_1 et D_3 sont bloquées. La puissance instantanée $p = u \cdot i \geq 0$: il y a transfert d'énergie de la source vers la charge. Il s'agit d'une phase d'alimentation ou accumulation.

Pour $T/2 \leq t < T$: K_2 et K_4 fermés et K_1 et K_3 ouverts donc :



Pour $T/2 \leq t < t_2$: le courant dans la charge est positif $i > 0$. Le courant circule par les diodes D_2 et D_4 : $i_{D2} = i_{D4} = i$. Les interrupteurs Q_2 et Q_4 ne conduisent pas. La puissance instantanée $P = u \cdot i < 0$: il y a transfert d'énergie de la charge vers la source de tension. Il s'agit d'une phase de récupération ou restitution.



Pour $t_2 \leq t < T$: le courant dans la charge est négatif $i \leq 0$. Le courant circule par les interrupteurs Q_2 et Q_4 : $i_{Q2} = i_{Q4} = -i$. Les diodes D_2 et D_4 sont bloquées. La puissance instantanée $p = u \cdot i \geq 0$: il y a transfert d'énergie de la source vers la charge. Il s'agit d'une phase d'alimentation ou accumulation.

II.4. Modélisation et simulation :

II.4.1. Simulation d'un convertisseur DC-DC Boost :

Les figures 38, 39 et 40 montre les résultats de la simulation du convertisseur Boost modéliser par un programme Matlab, nous avons simulé 3 cas de figure dans chaque cas la tension d'entrée V_{in} a été fixé à 10V et le rapport cyclique α est donnée en fonction de la tension de sortie V_{out} que nous souterions avoir.

II.4.1.1. Résultat de la simulation :

Dans cette simulation le duty cycle (rapport cyclique) est égale a :

$$\alpha = 1 - \frac{V_{in}}{V_{out}} \quad (II.5)$$

Avec :

- Tension d'entrée de $V_{in} = 10$ v.
 - Inductance $L = 69 \times 10^{-3}$ Ohm
 - Condensateur $C = 220 \times 10^{-6}$ F
 - Résistance $R = 13 \Omega$
- Pour avoir une tension de sortie égale à 12 v on doit fixer le rapport cyclique à $\alpha = 0.1667$.

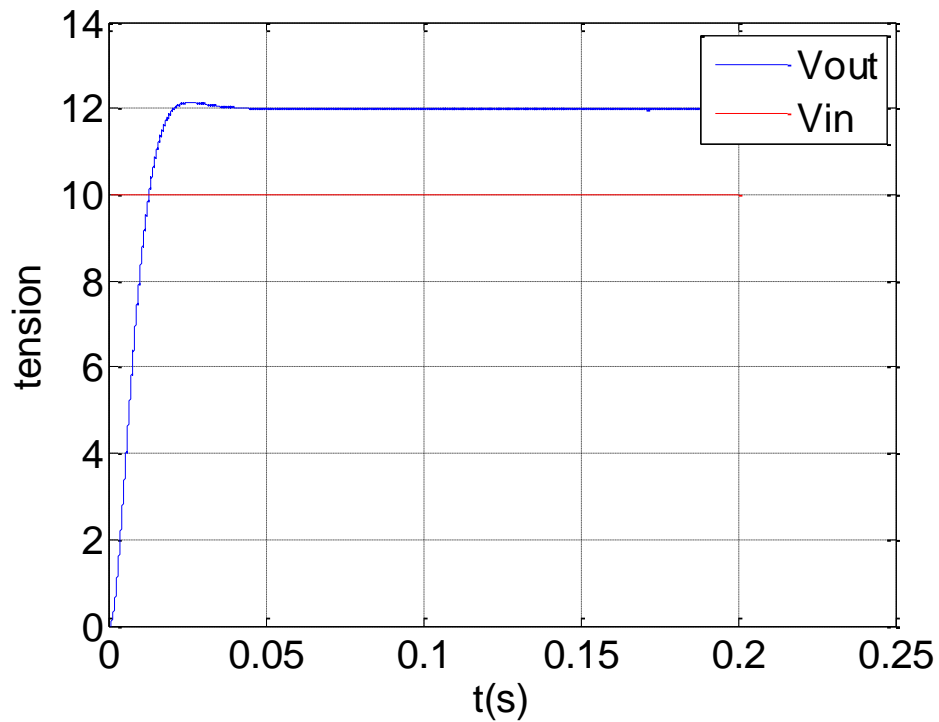


Figure 38: Simulation d'un convertisseur DC-DC Boost avec une tension de sortie égale à 12 v.

- Pour avoir une tension de sortie égale à $V_{out} = 15$ v on doit fixer le rapport cyclique à $\alpha = 0.334$.

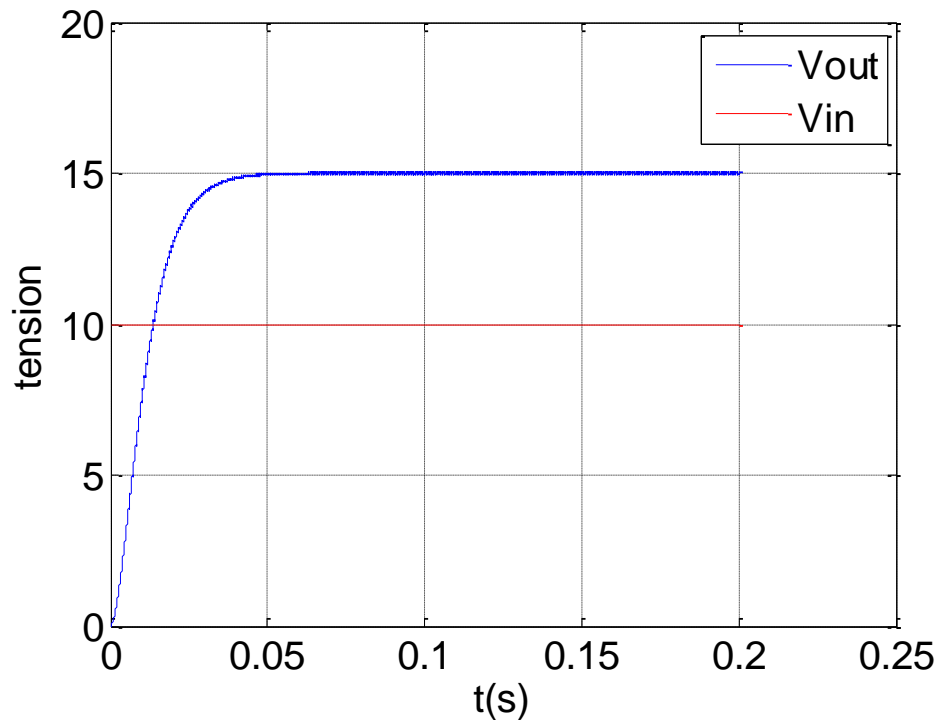


Figure 39: Simulation d'un convertisseur DC-DC Boost avec une tension de sortie égale à 15 v.

- Pour avoir une tension de sortie égale à $V_{out} = 20$ v on doit fixer le rapport cyclique à $\alpha = 0.500$.

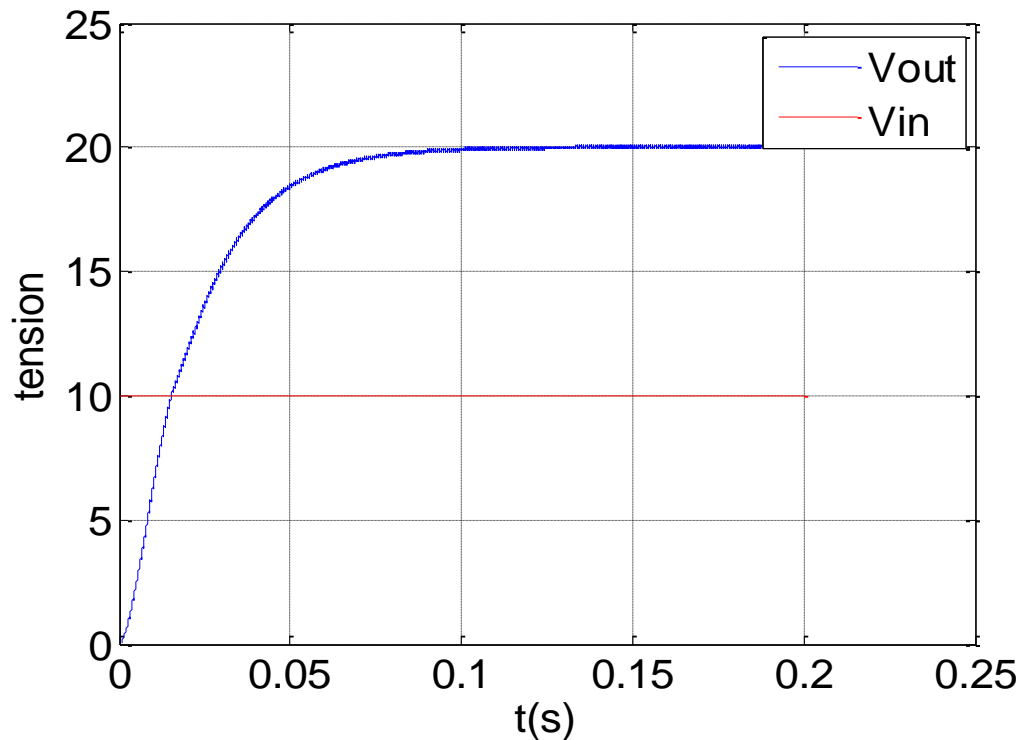


Figure 40: Simulation d'un convertisseur DC-DC Boost avec une tension de sortie égale à 20 v.

D'après les figures (38) et (39), (40) on remarque que la valeur de la tension de sortie du hacheur Boost est supérieure à celle de l'entrée, donc elle est bien boostée, son régime transitoire est faiblement oscillant et devient pratiquement constant au régime permanent.

II.4.2. Simulation d'un convertisseur DC-DC Buck :

Les figures (41), (42) et (43) montrent les résultats de la simulation du convertisseur Buck modélisé avec un programme Matlab. Nous avons simulé 3 cas dans chaque cas la tension d'entrée V_{in} a été fixé à 24 V et le rapport cyclique α est donnée en fonction de la tension de sortie V_{out} que nous souhaitons avoir.

II.4.2.1. Résultat de la simulation :

Dans cette simulation le rapport cyclique est égale a :

$$\alpha = \frac{V_{out}}{V_{in}} \quad (II.6)$$

Avec :

- Tension d'entrée de $V_{in} = 24$ v.
- Inductance $L = 69 \times 10^{-3} \text{ Ohm}$
- Condensateur $C = 220 \times 10^{-6} \text{ F}$
- Résistance $R = 13 \Omega$

➤ Pour avoir une tension de sortie égale à $V_{out} = 12$ v on doit fixer le rapport cyclique à $\alpha = 0.50$.

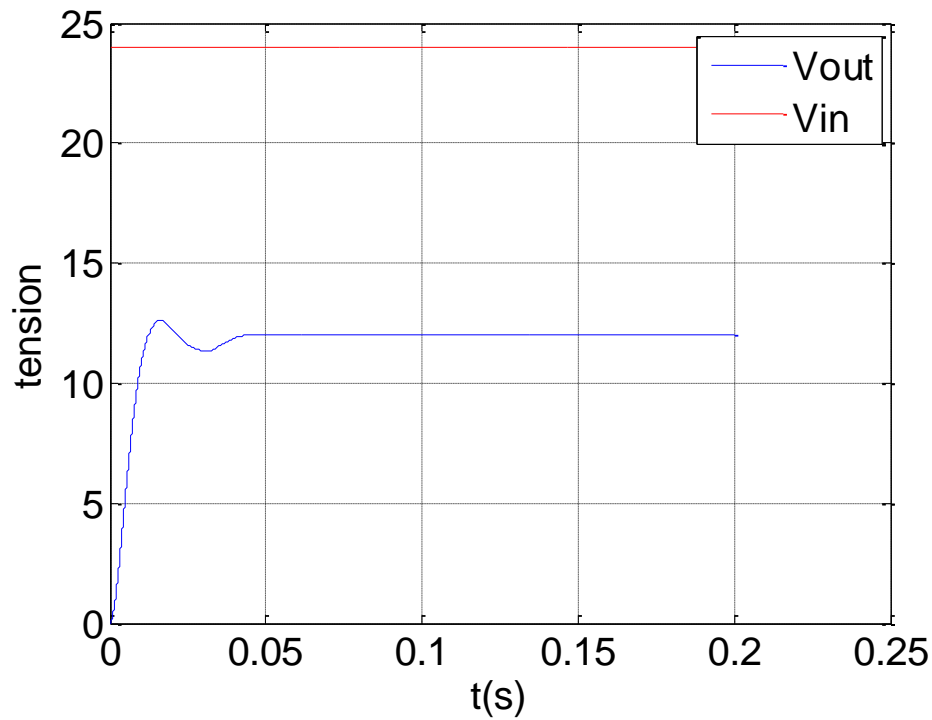


Figure 41: Simulation d'un convertisseur DC-DC BUCK avec une tension de sortie égale à 12 v.

- Pour avoir une tension de sortie égale à $V_{out} = 15$ v on doit fixer le rapport cyclique à $\alpha = 0.625$.

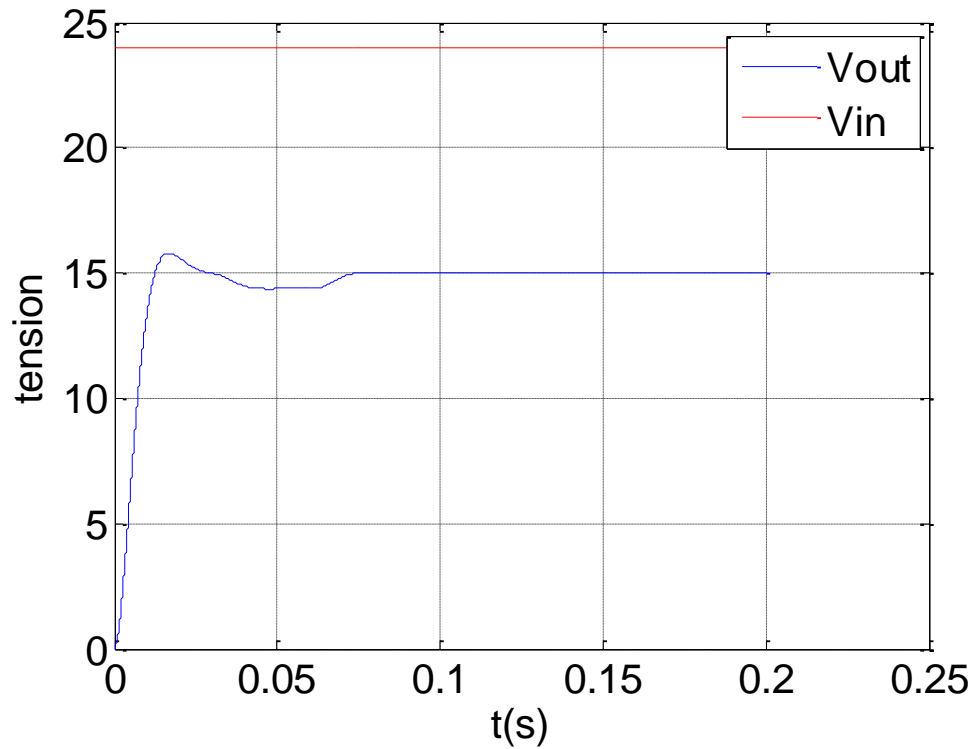


Figure 42: Simulation d'un convertisseur DC-DC BUCK avec une tension de sortie égale à 15 v.

- Pour avoir une tension de sortie égale à $V_{out} = 18$ v on doit fixer le rapport cyclique à $\alpha = 0.75$.

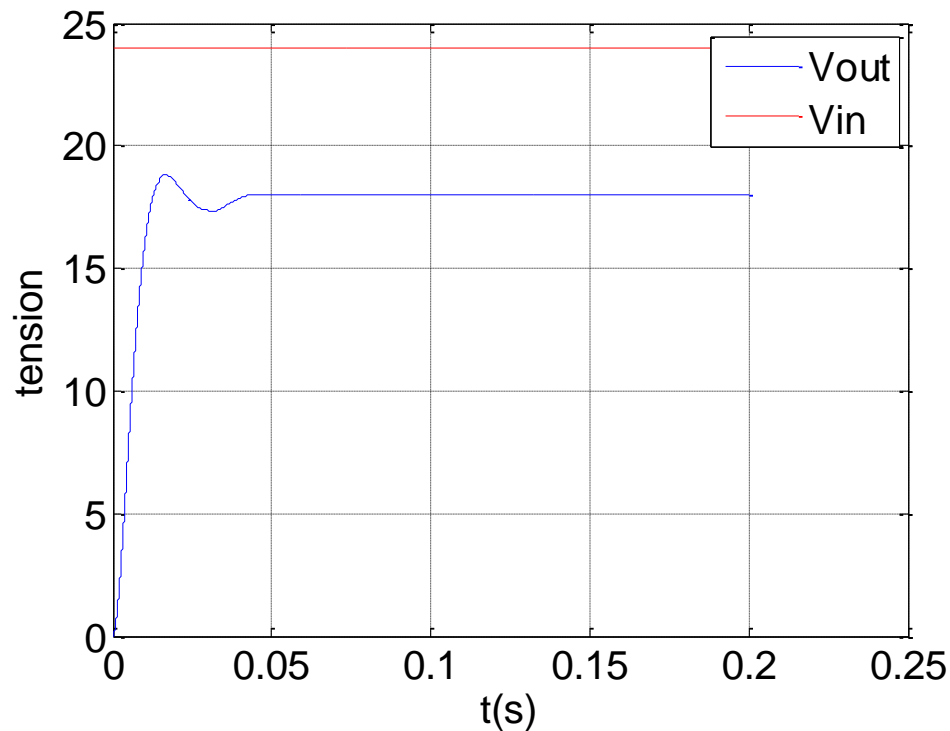


Figure 43: Simulation d'un convertisseur DC-DC BUCK avec une tension de sortie égale à 18 v.

Nous pouvons constater que la tension de sortie V_{out} est toujours inférieure à la tension d'entrée V_{in} .

Nous pouvons aussi remarquer que pour la même tension, il suffit de varier le rapport cyclique α pour varier la tension de sortie.

II.4.3. Simulation d'un convertisseur DC-AC Full Bridge (Pont complie) :

Un convertisseur DC-AC pont complie est constitué d'une diode, d'un interrupteur semi-conducteur de puissance commandable (IBGT) et d'une diode de roue libre.

La (Fig.44) montre le modèle Simscape de ce convertisseur réaliser en utilisant les blocs électriques qui se trouvent dans la bibliothèque Simscape de Matlab/Simulink.

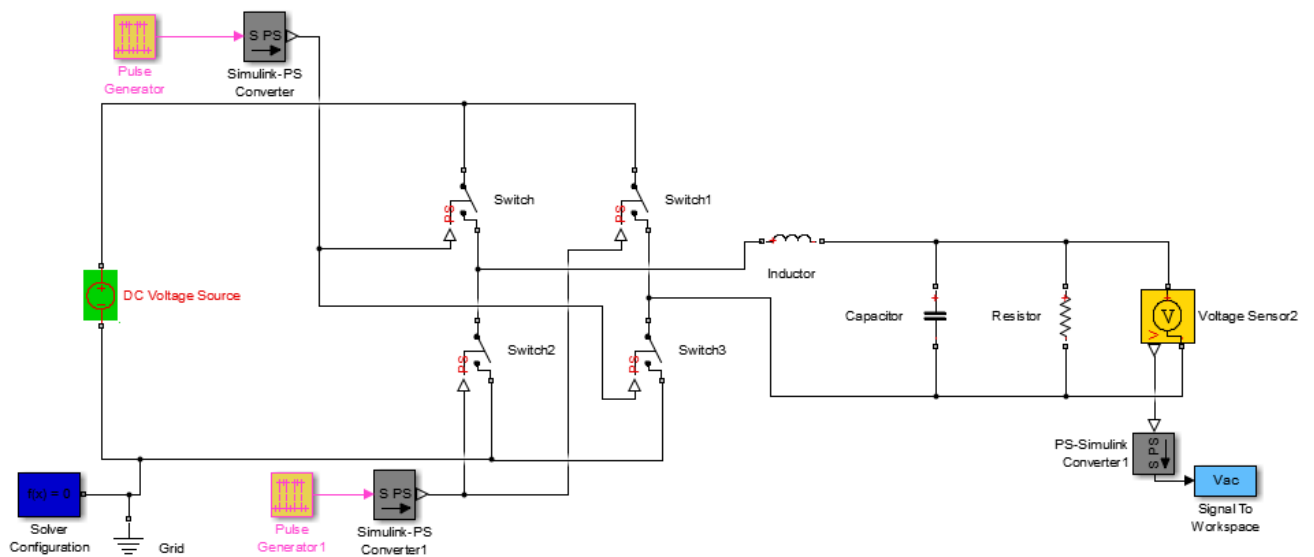


Figure 44: Convertisseur DC-AC (full bridge).

II.4.3.1. Résultat de la simulation :

On a lancé la simulation avec les paramètres suivants :

Avec :

- Tension d'entrée = 40V
- Inductance $L=5 * 10^{-1}$ Ohm
- Condensateur $C=47 * 10^{-6}$ F
- Résistance $R= 55 \Omega$
- Période $T= 0.02$ s (Fig.46).

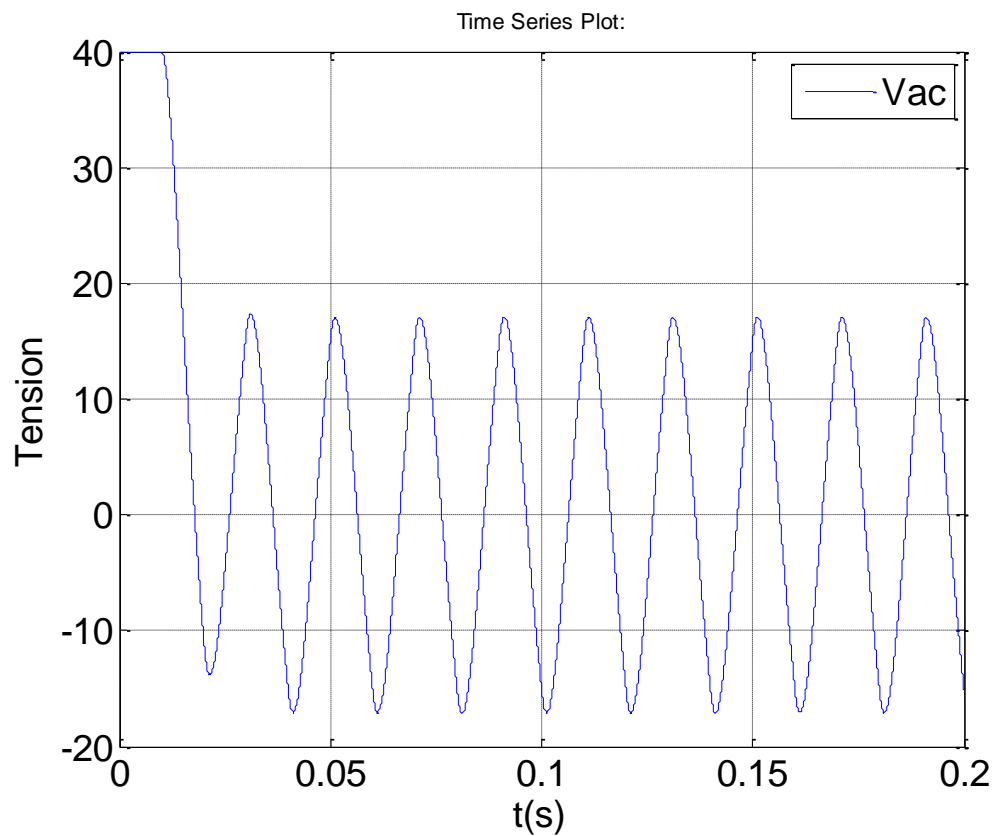


Figure 45: La tension de sortie d'un Convertisseur DC-AC (full bridge).

Les résultats obtenus sont présentés dans les figures (45), (46).

On peut observer que la tension de sortie a une forme sinusoïdal alternatif avec

$V_{max} = 17.05$ V avec une période de 0.02s Comme illustré dans la (Fig.46).

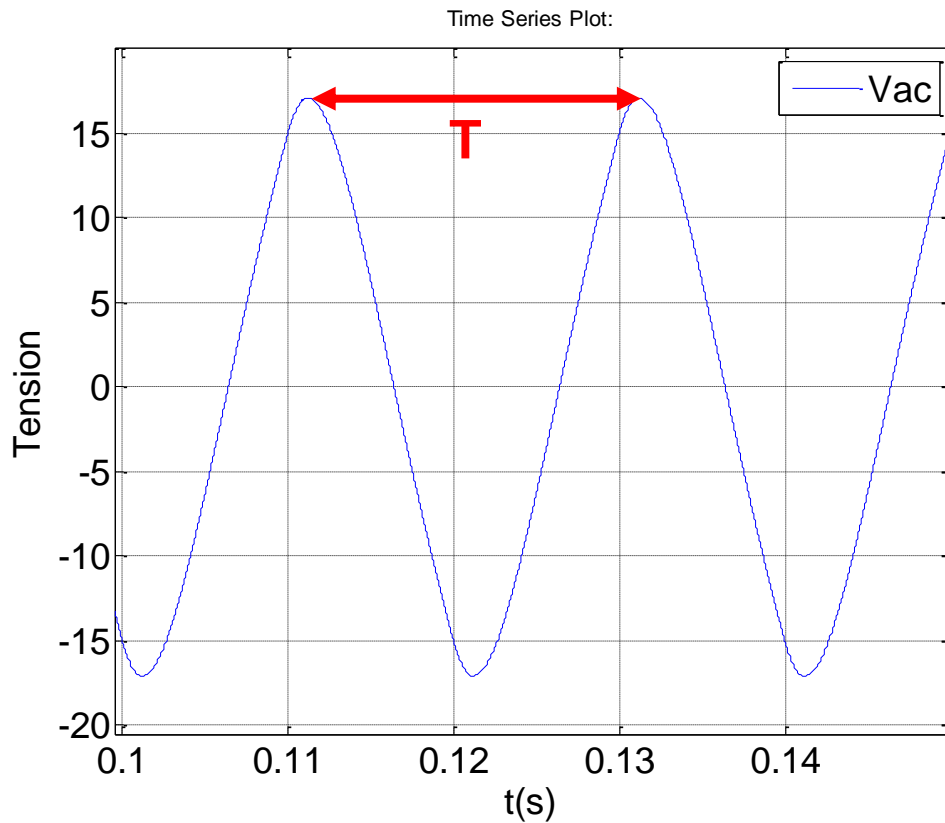


Figure 46: Zoom de la tension de sortie d'un Convertisseur DC/AC (full bridge).

II.5. Conclusion :

On a commencé par présenter les différents convertisseurs DC-DC et DC-AC.

Par la suite, on a entamé la simulation de ces convertisseurs sous l'environnement Matlab/Simscape.

Les résultats obtenus, ont validé nos connaissances théoriques.

Chapitre III : Etude et Modélisation d'un Système PV Autonome à un Seul Etage

III.1. Introduction

Pour que l'adaptation se fasse automatiquement à tout instant, un certain nombre de lois de commande ont été élaborées, toutes ont pour objectif d'effectuer une recherche automatisée du PPM du système PV, en se basant sur la nature convexe des courbes de puissance du GPV ou, plus généralement, d'une source non-linéaire [23].

Le type de commande MPPT la plus décrite dans la littérature est basé sur la mesure du courant et de la tension de la source. Deux types d'implantation existent (Analogique ou Numérique) en fonction de la complexité des algorithmes implantés [23].

La nouvelle tendance des travaux de recherche dans plusieurs domaines d'application, et surtout celui des énergies renouvelables est l'intégration de techniques robustes pour contrôler, récupérer l'énergie et améliorer l'efficacité de différents systèmes de production d'électricité, en particulier dans le domaine des systèmes PV. Nous nous intéressons dans notre projet à la technique de poursuite du point de puissance maximale (MPPT).

Le but de ce chapitre est de présenter brièvement un aperçu général sur le système PV à un seul étage (i.e., GPV+ Convertisseur DC-DC+ Commande MPPT + une charge). Ainsi que la modélisation et la comparaison de trois commandes MPPT (i.e, Perturbation et Observation (P&O), Incrémentation de la Conductance (INC) et Mode de Glissement (MG)).

III.2. Systèmes PV autonomes :

Les installations PV autonomes sont des installations non raccordées au réseau, composées des panneaux PV, convertisseurs DC-DC, contrôleur MPPT, système de stockage et la charge. Ces installations sont avantageuses d'un point de vue technique et financier si le réseau électrique n'est pas présent ou s'il n'est pas facile d'accès, car elles

peuvent remplacer des ensembles moteur-générateur. Par ailleurs, dans une configuration autonome, le champ PV est surdimensionné de sorte que, pendant les heures d'ensoleillement, l'alimentation de charge ainsi que la recharge des batteries de stockage puissent être garanties avec une certaine marge de sécurité en tenant compte des jours de faible ensoleillement.

III.3. Système PV Autonome à un Seul Etage :

Un système PV autonome a un seul étage de conversion est généralement composé de :

III.3.1 Générateur photovoltaïque (GPV) :

Un GPV est utilisé pour produire et générer une énergie électrique à partir de la lumière solaire (i.e., rayonnement solaire ou insolation). En règle générale, un GPV se compose de cellules PV. Les dispositifs PV sont disponibles sous forme d'ensembles de cellules PV connectées en série et/ou en parallèle combinées en un seul élément étanche (protection contre l'humidité, les chocs et autres nuisances), communément appelé module PV.

La connexion en série de plusieurs modules PV constitue une chaîne PV. Il convient de mentionner que le nombre de modules PV connectés en série dans une même chaîne PV est lié à la tension requise à la sortie [24]. Enfin, un champ PV est formé de deux ou plusieurs chaînes PV connectées en parallèle (voir la figure 47), dans le but est d'augmenter le courant d'entrée et générer une puissance requise.

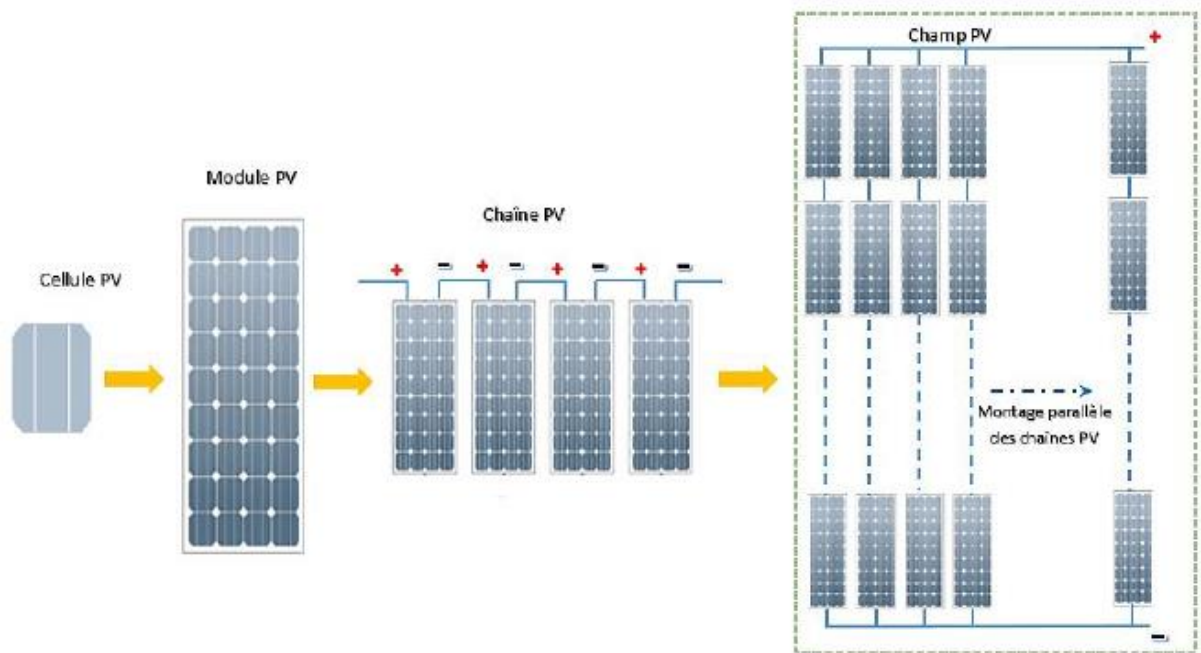


Figure 47: Structure d'un GPV.

III.3.2 Convertisseur DC-DC :

Un convertisseur DC-DC appelé aussi hacheur, est un circuit électrique qui sert d'interface entre deux étages dans le but de transformer, non pas la nature des grandeurs puisqu'elles demeurent toujours continues, mais plutôt leurs valeurs. Tout en essayant de sauvegarder au mieux, le transfert total d'énergie, chose qui n'est obtenue qu'avec un haut rendement de conversion [25].

Dans le cadre du PV, un convertisseur DC-DC a une fonction double : d'une part, il sert à adapter la forme de l'énergie aux besoins d'une charge, typiquement en fournissant une tension continue de valeur moyenne réglable à partir d'une source de tension continue fixe. D'autre part, il s'en charge de stabiliser ce flux d'énergie en filtrant autant que possible les fluctuations de la source [26].

III.3.3 Suiveur de Point De Puissance Maximale (MPPT) :

Pour la meilleure exploitation de diverses ressources des énergies renouvelables, il est important d'améliorer l'efficacité et la fiabilité des systèmes PV. Le Suiveur de Point de Puissance Maximale (MPPT) est utilisé pour générer un rapport cyclique et contrôler l'interrupteur du convertisseur DC-DC (comme il

est montré dans la figure 48). Il sert à augmenter l'efficacité des systèmes PV par la suivie du point de puissance maximale (PPM) [27].

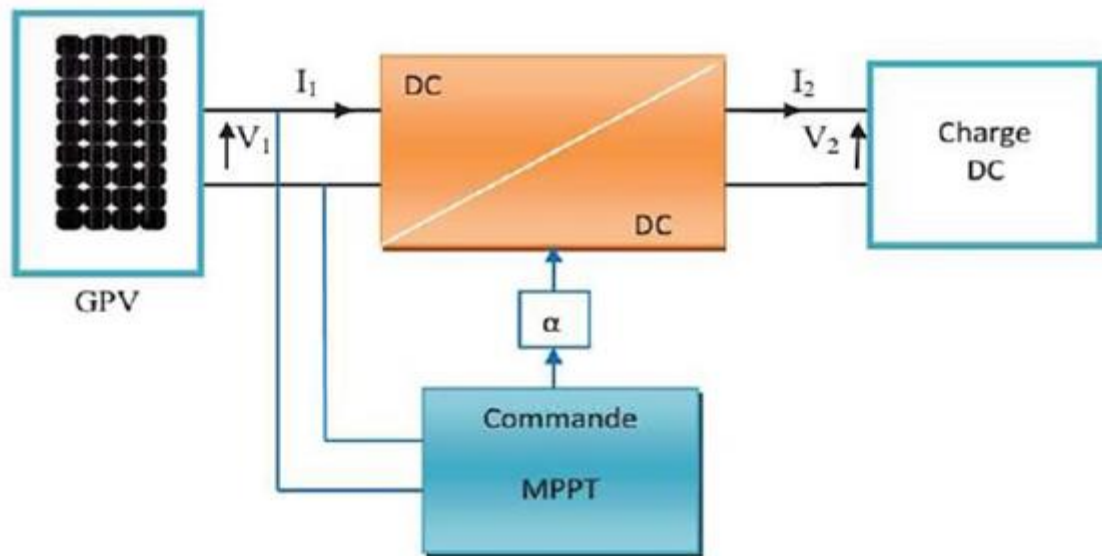


Figure 48: Commande MPPT dans une chaîne de conversion PV.

III.3.3.1. Principe de fonctionnement

Le suiveur de point de puissance maximum (MPPT) permet au module PV de fonctionner à son (MPP). Le principe des commandes de (MPPT) est d'effectuer une recherche du point de puissance maximale (MPP) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance. Il est généralement conçu avec un convertisseur qui régule la puissance prélevée sur le panneau solaire. Le MPP est généralement contrôlé par deux variables de contrôle. La tension ou la puissance, mesurée à chaque fois est utilisée à nouveau dans une boucle pour déterminer si le module solaire est au (MPP) (voir la figure 49).

L'association d'un convertisseur statique DC-DC, modifie le point de fonctionnement du panneau à l'aide d'une commande externe afin de maximiser l'énergie transférée de manière permanente. L'algorithme de recherche MPPT peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisi et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé.

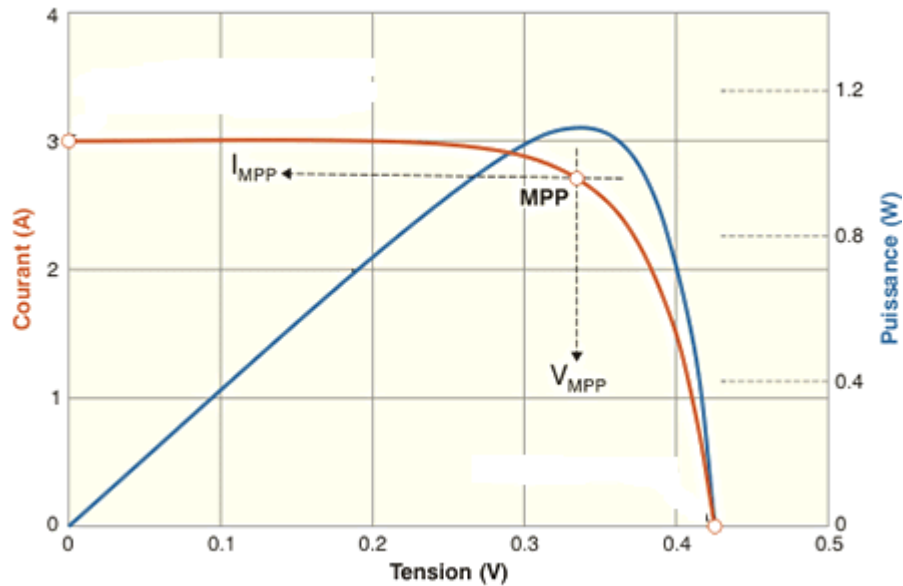


Figure 49: Courbe caractéristique de puissance d'un GPV.

III.3.3.2. Classification des MPPT :

Il est possible de classer d'une manière générale les commandes MPPT selon le type d'implémentation électronique: analogique, numérique ou mixte. Il est cependant plus intéressant de les classer selon le type de recherche qu'elles exécutent et selon les paramètres d'entrée de la commande MPPT [28].

III.3.3.2.1. Classification des commandes MPPT selon le type de recherche :

a. Méthodes indirectes :

Dans les méthodes indirectes, les bases de données regroupant les valeurs physiques du panneau PV sont généralement utilisées pour générer les signaux de contrôle dans différentes conditions climatiques (température, ensoleillement). Ces méthodes, utilisées uniquement pour les systèmes PV sont la méthode de tension en circuit ouvert (V_{CO}), la méthode du courant de court-circuit (I_{CC}), ainsi que la méthode MPPT basée sur l'intelligence artificielle (IA). Ces commandes ont l'avantage d'être simples à réaliser. Elles sont plutôt destinées à des systèmes peu coûteux et peu précis, devant fonctionner dans des zones géographiques où il y a peu de changements climatiques [28].

b. Méthode directe :

Les valeurs instantanées de la tension ou du courant de sortie PV sont généralement utilisées pour générer les signaux de commande et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures. L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV. Il peut donc réagir à des changements imprévisibles du fonctionnement du PV. Pour cela, la tension du point de fonctionnement est incrémentée dans des intervalles réguliers. Si la puissance de sortie est plus grande, alors la direction de recherche est maintenue pour l'étape suivante, sinon elle sera inversée [28].

III.3.3.2.2. Classification des commandes MPPT selon les paramètres d'entrée

a. Commandes MPPT fonctionnant à partir des paramètres d'entrée du Convertisseur

Ce type de commandes MPPT exécute une recherche du MPP selon l'évolution de la puissance fournie par le GPV. La commande nécessite alors la mesure du courant et de la tension en entrée du convertisseur [29]. D'autres types de commandes MPPT sont basées sur la régulation du courant du GPV, supposant que ce dernier soit une image proportionnelle à la puissance. Ceci permet de s'approcher le plus proche possible du courant optimal I_{opt} . Ce type de commande ayant besoin d'un seul capteur est plus facile à mettre en œuvre et a un coût bas.

b. Commandes MPPT fonctionnant à partir des paramètres de sortie du convertisseur

Dans la littérature, il existe des algorithmes basés sur les paramètres de sortie du convertisseur. En effet, ce type utilise la tension et le courant de sortie du convertisseur ou alors uniquement l'un des deux. Les commandes MPPT basées sur la maximisation du courant de sortie sont principalement utilisées quand la charge est une batterie. Dans tous les systèmes utilisant les paramètres de sortie, une approximation d'est P_{max} est faite à travers le rendement du convertisseur. Plus l'étage de conversion est bon, plus cette approximation est valable. Par contre, tous les systèmes avec un seul capteur sont imprécis. La plupart de ces systèmes ont été conçus à l'origine pour le spatial [29].

III.3.3.3. Les algorithmes MPPT :

a) Algorithme Perturbation & Observation (P&O) :

L'algorithme P&O comme il est montré dans Fig.50 est basé sur ; le calcul de la puissance de sortie, la variation $P_{PV}(n)$ de puissance instantanée ($\Delta P_{PV} = P_{PV}(n) - P_{PV}(n-1)$) et la comparaison de la tension actuelle et précédente ($\Delta V_{PV} = V_{PV}(n) - V_{PV}(n-1)$), afin de calculer une tension de référence (V_{ref}). Cette dernière est la consigne de la régulation de la tension de sortie du générateur.

En effet, la méthode (P&O) essaye toujours de faire osciller l'entité (dP/dV) autour de zéro en procédant périodiquement à incrémenter ou décrémenter la tension de sortie du générateur PV.

L'organigramme de la méthode du contrôle P&O est schématisé dans la (Fig.50).

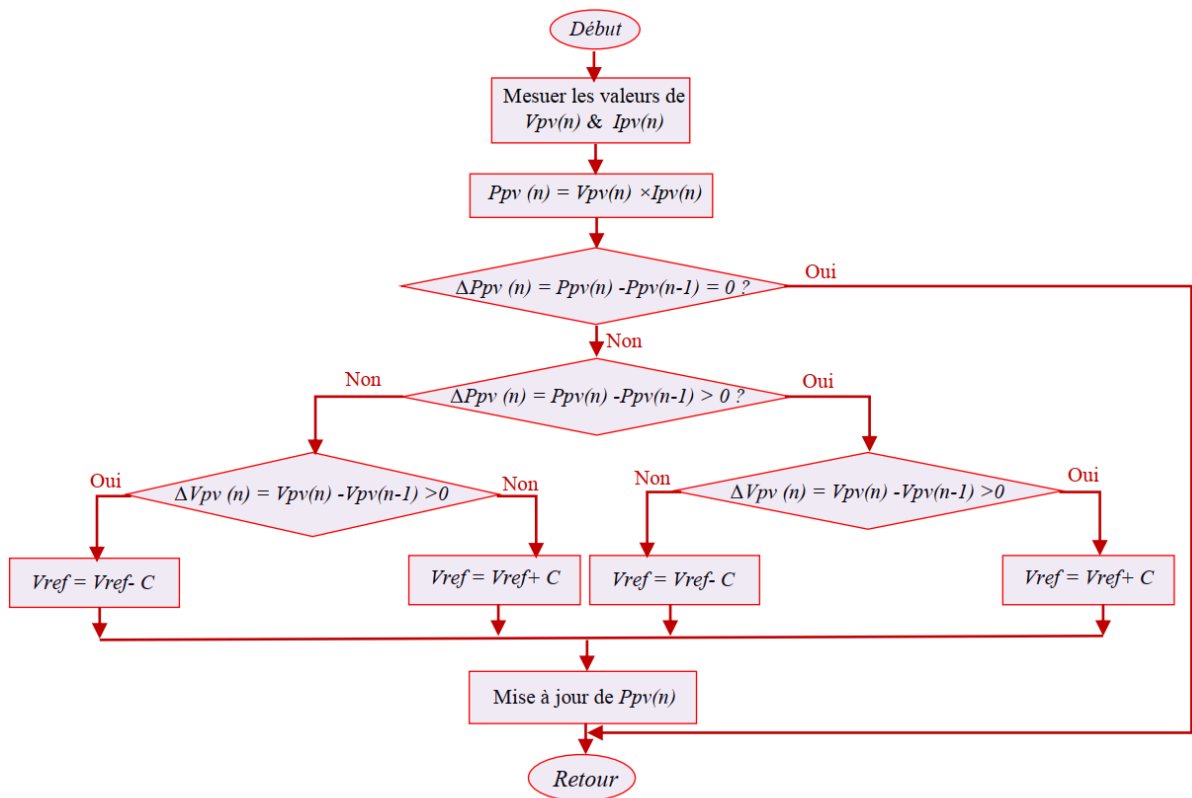


Figure 50: L'organigramme de la méthode du contrôle P&O.

b) Algorithme Mode de Glissement :

La commande par mode de Glissement est une commande robuste qui se base sur le concept de changement de structure du contrôleur avec l'état du système afin d'obtenir la réponse désirée. Le contrôle généré par la commande par mode de glissement est du type tout ou rien (voir la Fig. 51). Dans ce type de commande, l'état du système définit l'état de commutation de l'organe de contrôle. L'idée est de diviser l'espace d'état par une frontière de décision appelée surface de glissement, qui délimite deux sous espaces correspondant à deux états possibles de l'organe de commande. La stabilisation sur la surface de glissement est obtenue à l'aide d'une commutation à chaque franchissement de la frontière de décision [30].

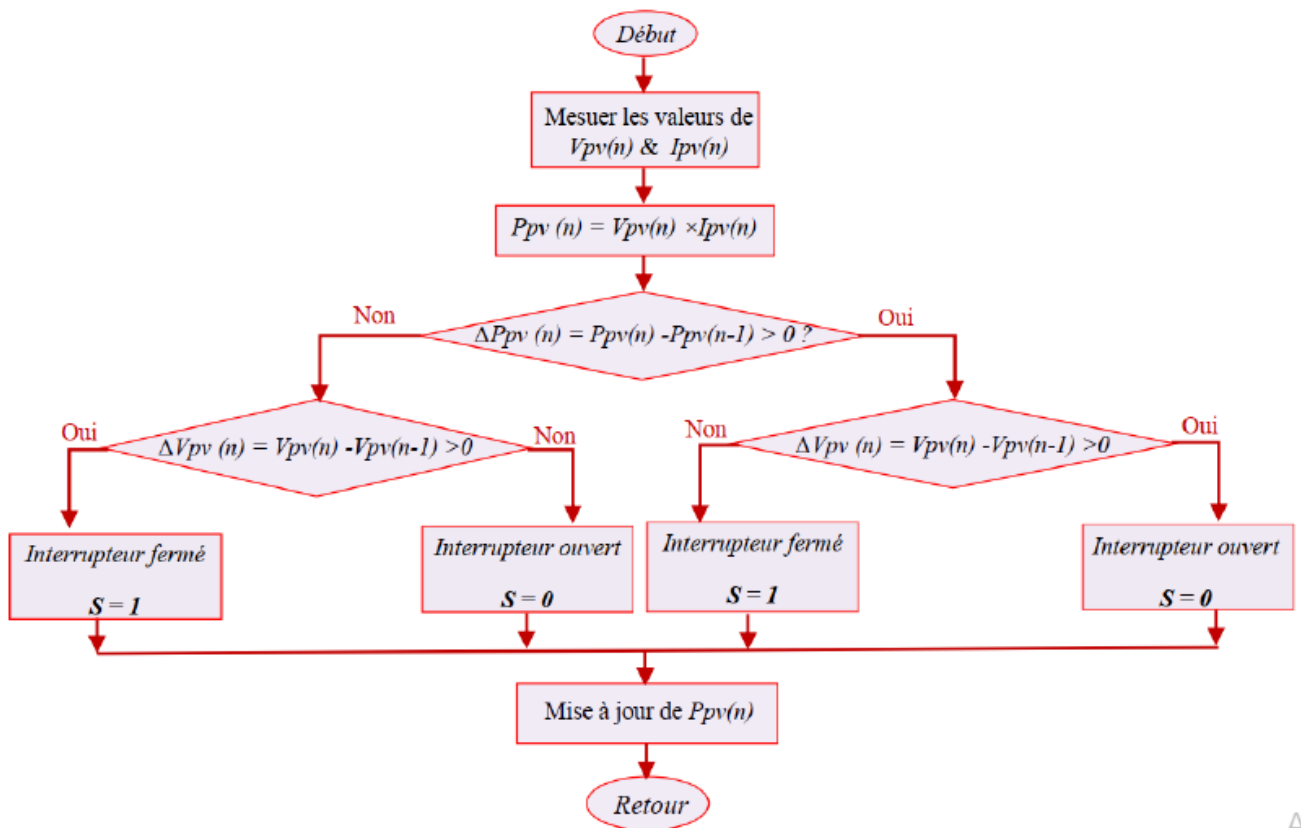


Figure 51: L'organigramme de la méthode du contrôle mode de glissement.

c) Algorithme Incrémental de la Conductance INC-MPPT :

L'algorithme INC-MPPT a été développé pour surmonter les inconvénients de la technique P&O. Il utilise la dérivée de tension et le courant pour suivre le MPP. Contrairement à la technique P&O, l'INC n'utilise pas le changement de puissance pour suivre le MPP [31]. Au lieu de cela, la technique de (INC) est basée sur la réalité que la pente de la courbe de puissance du GPV est nulle au MPP, également positive sur le côté gauche du MPP et négative sur le côté droit [32] comme spécifié par la Fig.52 et les équations suivantes.

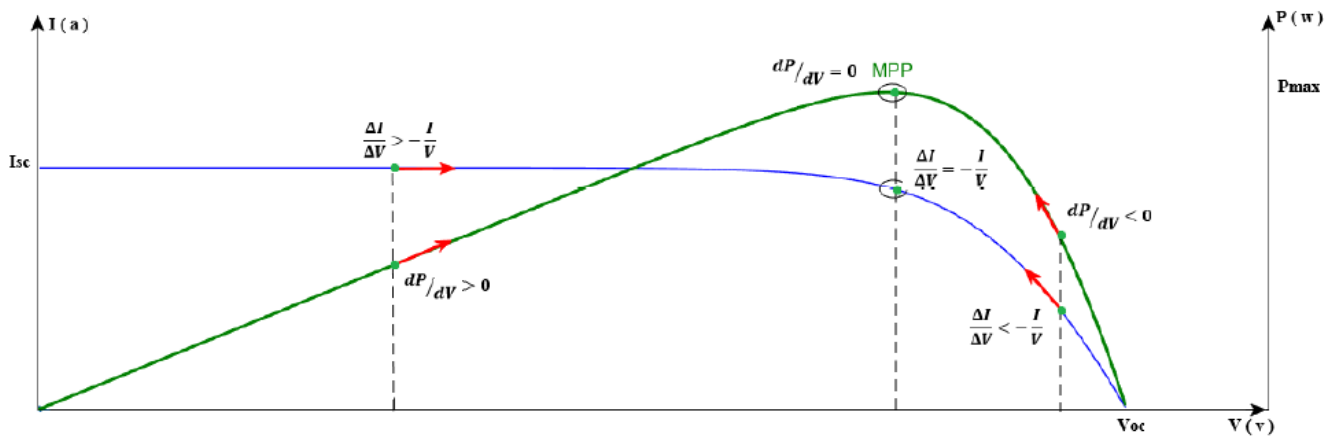


Figure 52: Principe de Fonctionnement de la méthode MPPT INC.

L'équation de base de cette méthode c'est la puissance maximale du GPV [33].

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I \times V)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (III.1)$$

Avec :

- | | | |
|----|---------------------|-----------------|
| Si | $\frac{dP}{dV} = 0$ | Au MPP |
| Si | $\frac{dP}{dV} > 0$ | A gauche du MPP |
| Si | $\frac{dP}{dV} < 0$ | A droite du MPP |

Le principe de cet algorithme est basé sur la connaissance de la valeur de la conductance $G=I/V$ et l'incrément de la conductance (dG) pour en déduire la position du point de fonctionnement par rapport le MPP [34]. Les équations peuvent être réécrites comme :

- Si $\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$ Le point de fonctionnement est sur MPP.
- Si $\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$ Le point de fonctionnement est à gauche du MPP.
- Si $\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$ Le point de fonctionnement est à droite du MPP.

La Fig. 53 montre l'organigramme de la méthode du contrôle INC

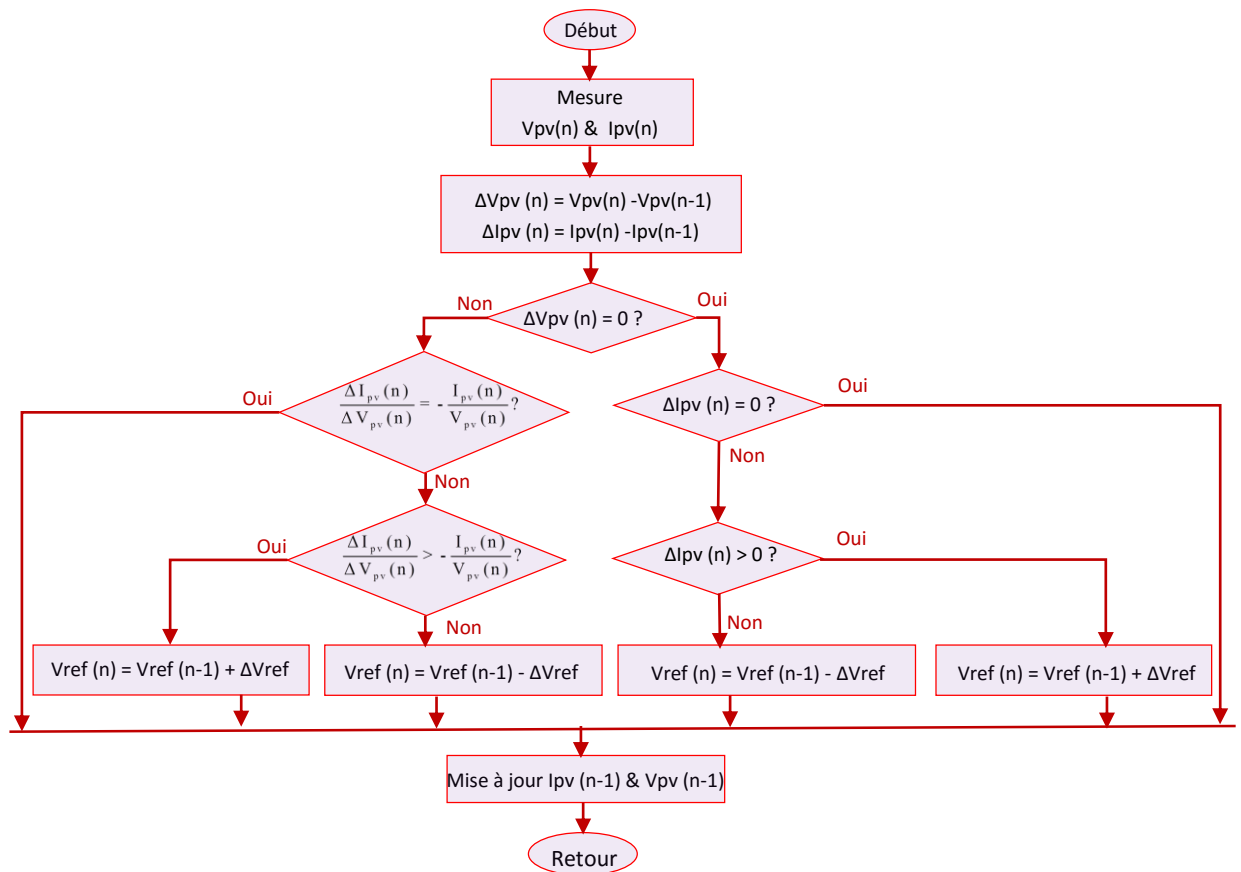


Figure 53: L'organigramme de la méthode du contrôle INC.

III.4. Implémentation Simulink-Simscape du système PV autonome à un seul étage :

La modélisation d'un système PV passe par la modélisation de ces différents étages. En effet, le GPV est connecté à un étage de puissance dit 'hacheur', qui est commandé par une des méthodes de poursuite (MPPT). Ces méthodes MPPT diffèrent dans leurs performances. La modélisation et la simulation de différents étages peuvent être réalisées aisément sur Matlab/Simscape.

La maximisation de la puissance extraite d'un GPV est généralement effectuée au moyen des contrôleurs électroniques. Ces contrôleurs assurent la poursuite du point de fonctionnement correspondant à la puissance maximale (MPP) produite par le GPV et réalisent en conséquence une adaptation d'impédance apparente entre le générateur et la charge qui lui est associée. La Fig.54 illustre l'implémentation Simscape de système PV à un seul étage.

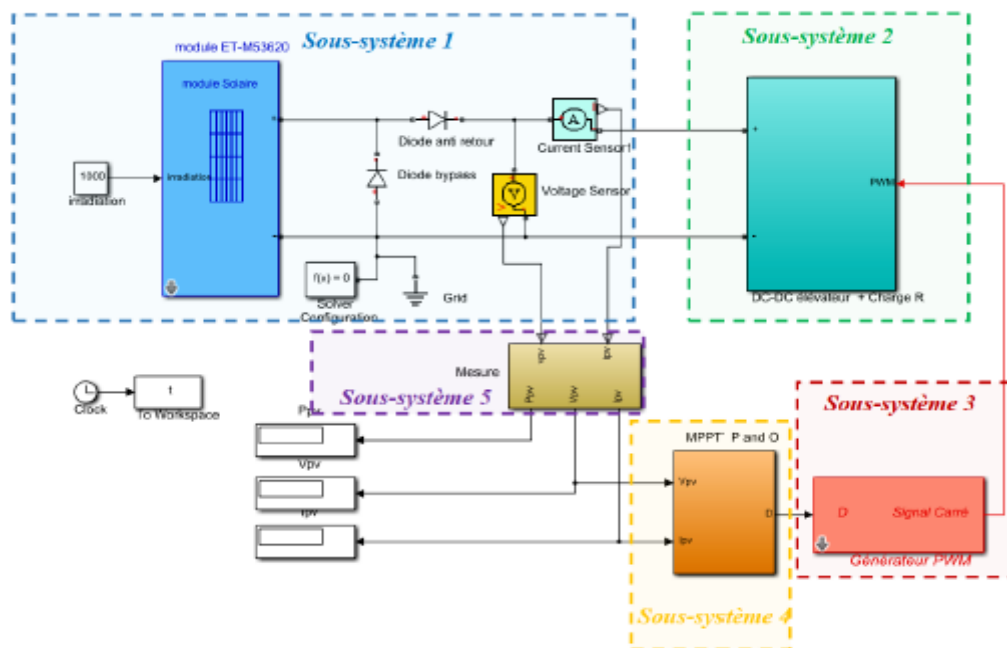


Figure 54: Implémentation Simulink-Simscape d'un système PV autonome.

Comme le montre la (Fig.54), ce système est composé de 5 sous-systèmes fonctionnels programmés et simulés qui sont :

Sous-système 1 : GPV : simulant le fonctionnement du module PV type « ET-M53620WW ». L'implémentation Simscape est illustré sur la figure suivante.

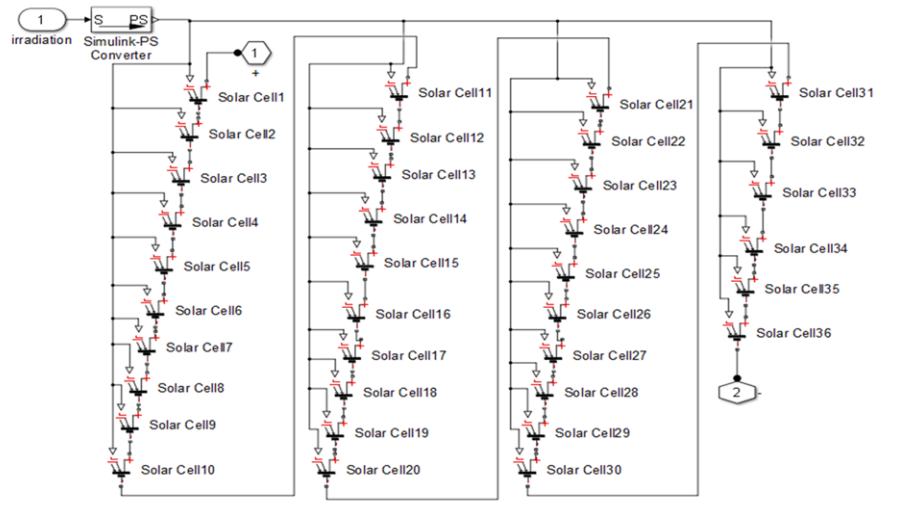


Figure 55: l'implémentation Simscape du module type « ET-M53620WW » .

Sous-système 2 : Hacheur Boost : contient, de plus de son modèle Simscape (illustré dans la Fig.56), une charge résistive. Ses entrées sont les bornes positive et négative du GPV, et la borne du générateur PWM.

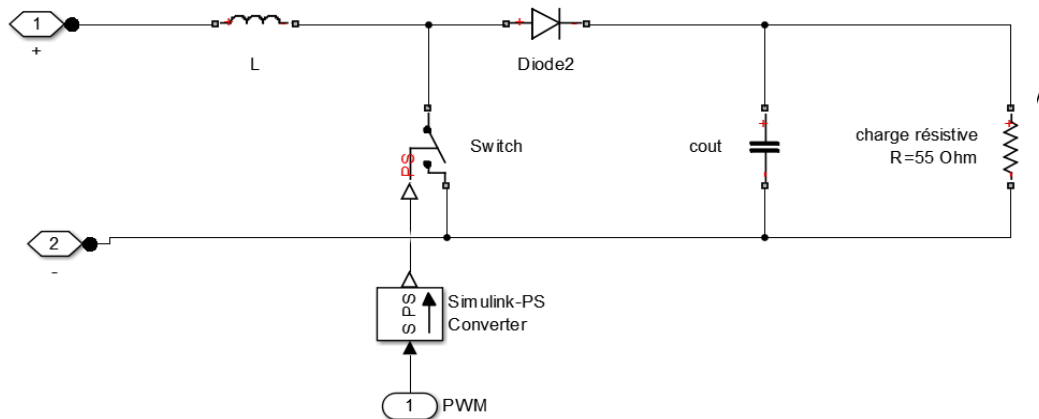


Figure 56: Convertisseur DC/DC élévateur + charge résistive.

Sous-système 3 : PWM : c'est le générateur du signal PWM. Son entrée est le signal de référence D et sa sortie est un PWM contrôlant le commutateur électronique du hacheur. La (Fig.57) illustre l'implémentation de ce bloc dans Matlab/Simulink.

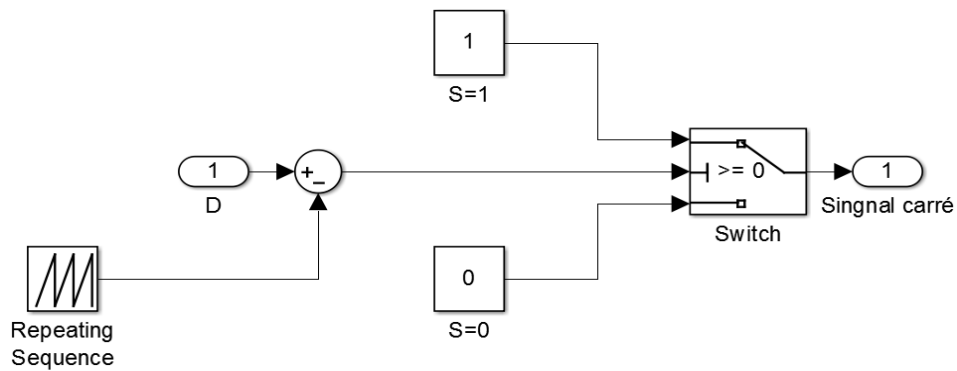


Figure 57: Modèle Simscape du générateur PWM.

Sous-système 4 : MPPT : il représente le contrôleur MPPT mode de glissement. L'implémentation Simscape de ce contrôleur est montrée sur la Fig. 58.

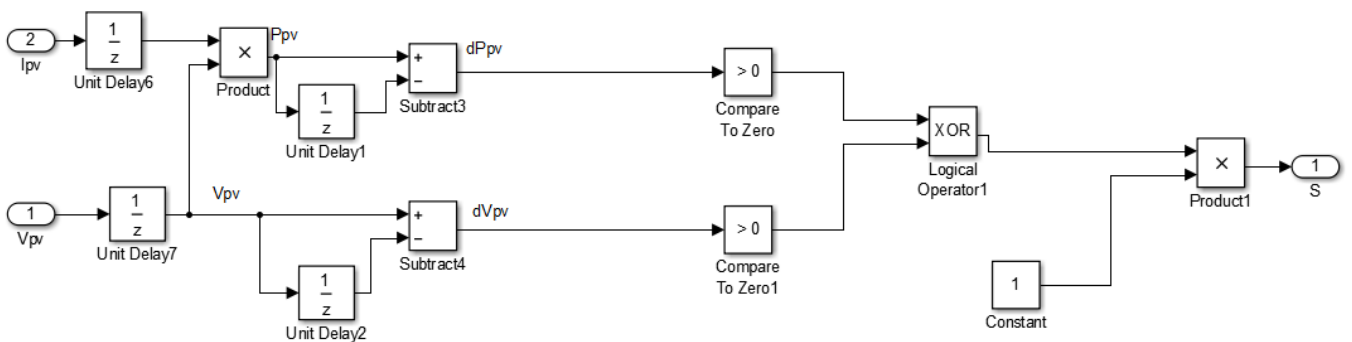


Figure 58: Implémentation Simulink de mode de glissement.

Sous-système 5 : Mesure : Il sert à convertir les signaux physiques et qui viennent de l'ampèremètre et voltmètre (I_{PV} et V_{PV} , respectivement) à des signaux Simulink, la puissance P_{PV} est calculée chaque instant par la multiplication de I_{PV} et V_{PV} . Ces derniers sont sauvegardés en utilisant le bloc « signal To Workspace » (voir la Fig.59).

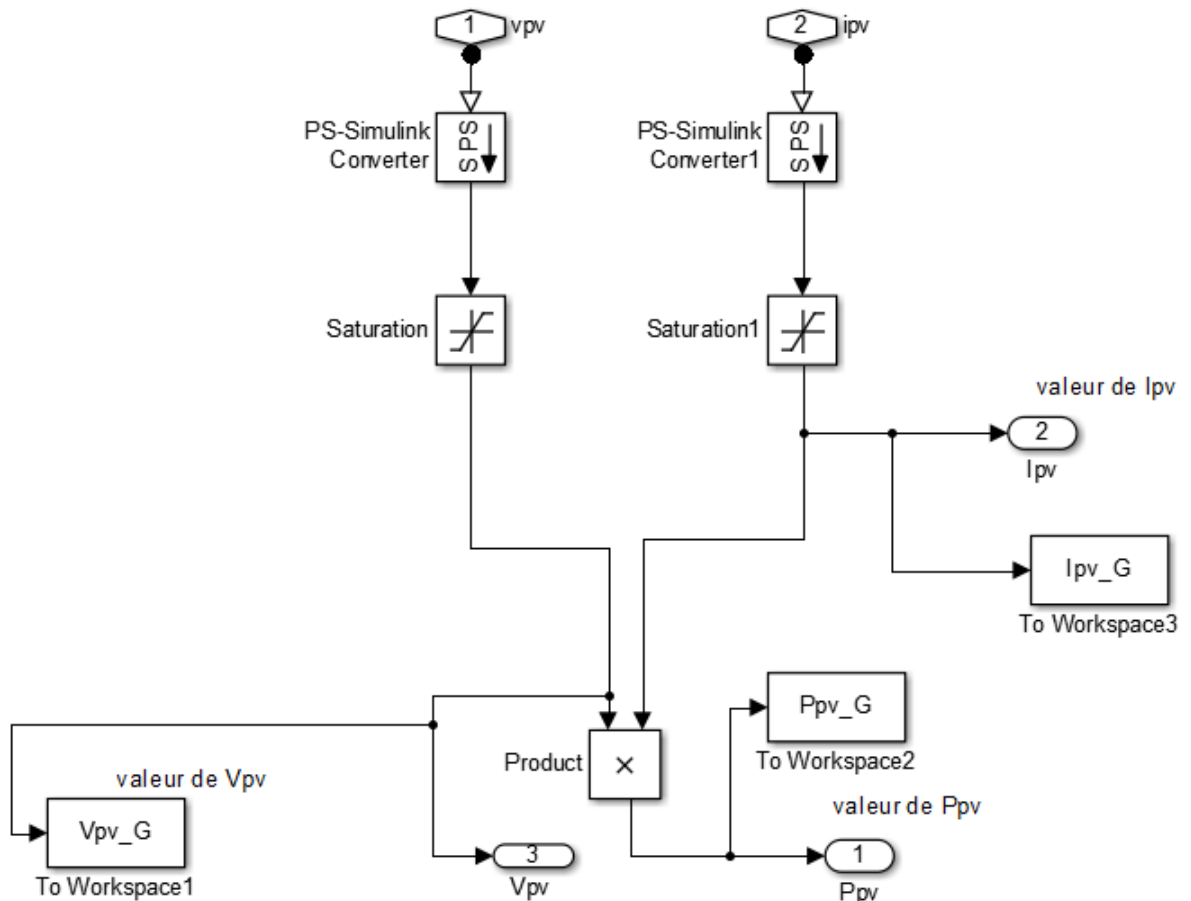


Figure 59: Illustration des blocs qui composent le sous-système 5.

III.5. Simulation, résultats et discussion :

III.5.1. Irradiations variables :

Nous avons testé le fonctionnement du système étudié sous une température constante de 25°C et sous une variation rapide de l'irradiation (700 W/m^2 puis 900 W/m^2 puis 400 W/m^2 à l'instant 0.01s, 0.02s et 0.03s, respectivement) comme illustré dans la figure suivante :

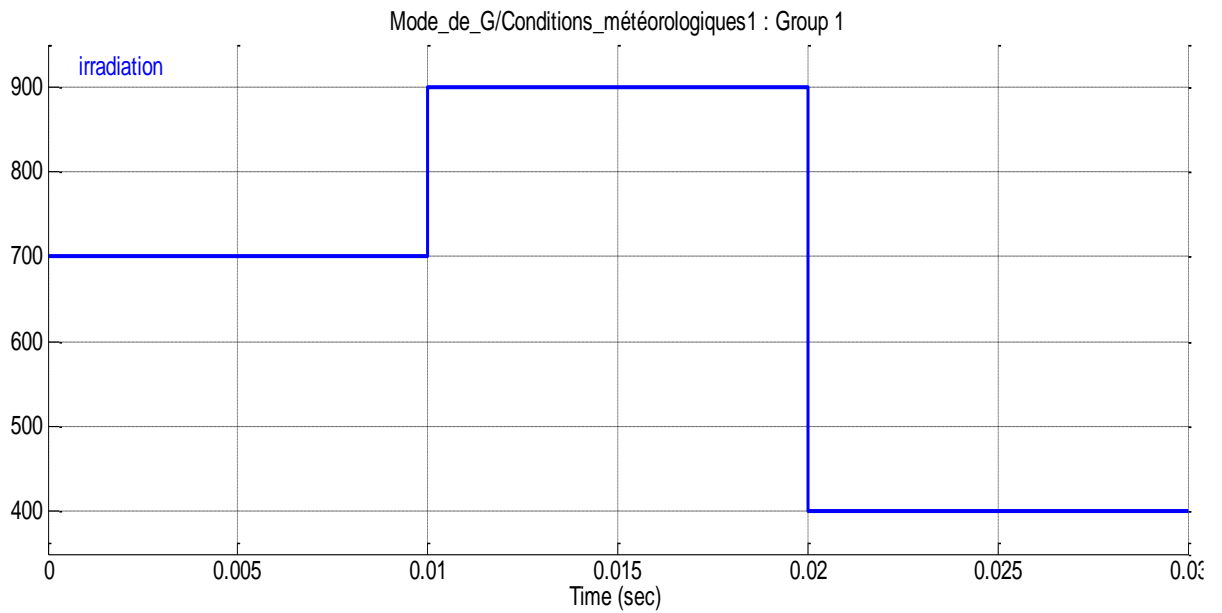


Figure 60: Les différentes irradiances de la simulation.

III.5.1.1. Algorithme mode de glissement :

Pour cette simulation, le modèle d'un système PV à un seul étage montré dans la Fig.54 est exécuté avec une commande MPPT mode de glissement. Les résultats de simulation de la Fig.61 montre la capacité de l'algorithme à suivre le MPP quel que soit le niveau d'irradiation appliqué sur la GPV .

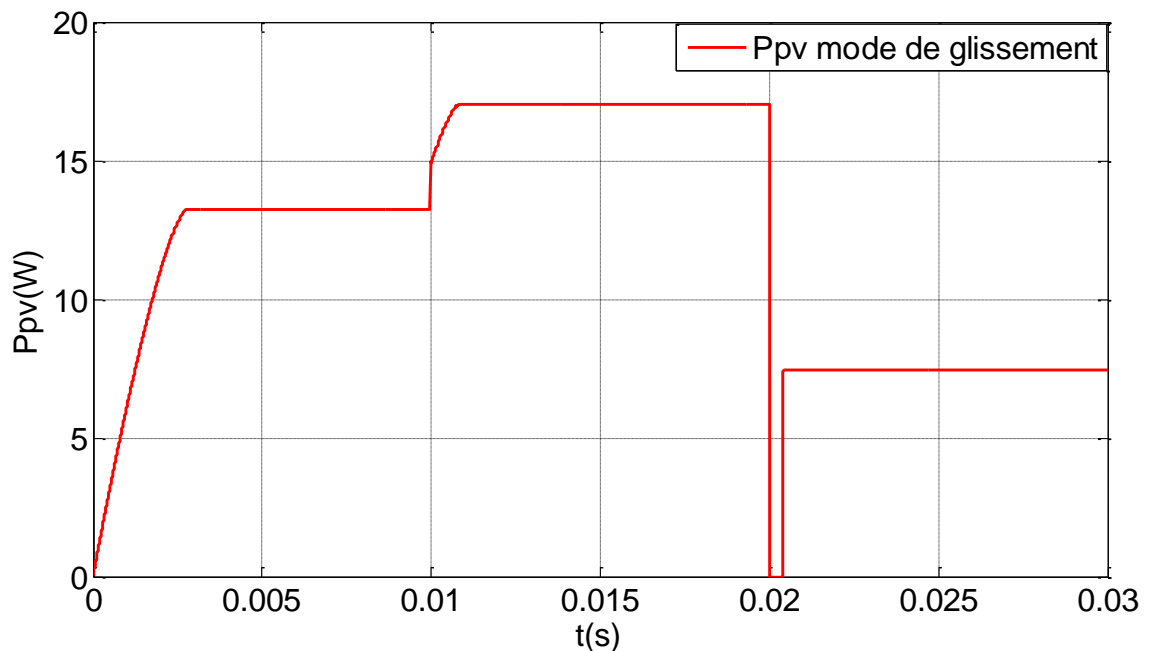


Figure 61: Graphe de la puissance générée par le GPV en fonction de temps (mode de glissement).

III.5.1.2. Algorithme perturbation et observation (P&O) :

Pour cette simulation on va considérer que la commande MPPT de la Fig.54 est la commande MPPT P&O. L'implémentation Simscape de ce contrôleur est illustrée sur la Fig. 62.

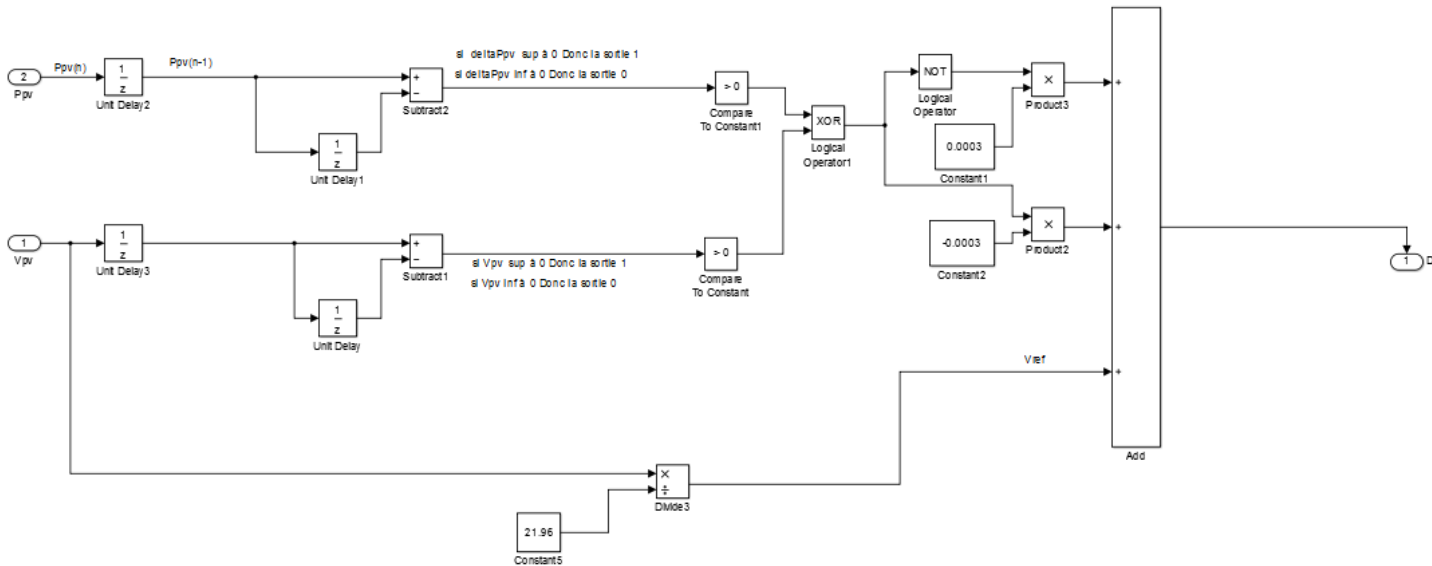


Figure 62: Implémentation Simulink de l'algorithme perturbation et observation (P&O).

Les résultats de simulation de la Fig.63 montre la capacité de l'algorithme à suivre le MPP quel que soit le niveau d'irradiation appliqué sur la GPV, cependant, les régimes permanents présentent des oscillations autour du point de puissance maximale.

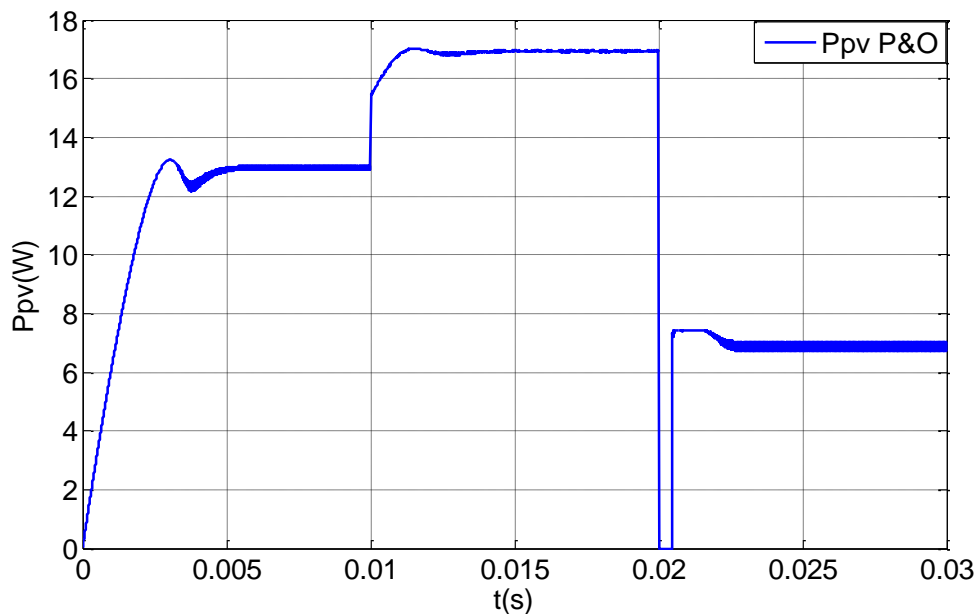


Figure 63: Graphe de la puissance générée par GPV en fonction de temps (P&O).

III.5.1.3. Algorithme Incrémentation de la conductance (INC) :

Pour cette simulation on va considérer que la commande MPPT de la Fig.54 est la commande MPPT INC. L'implémentation Simscape de ce contrôleur est illustrée sur la Fig. 64.

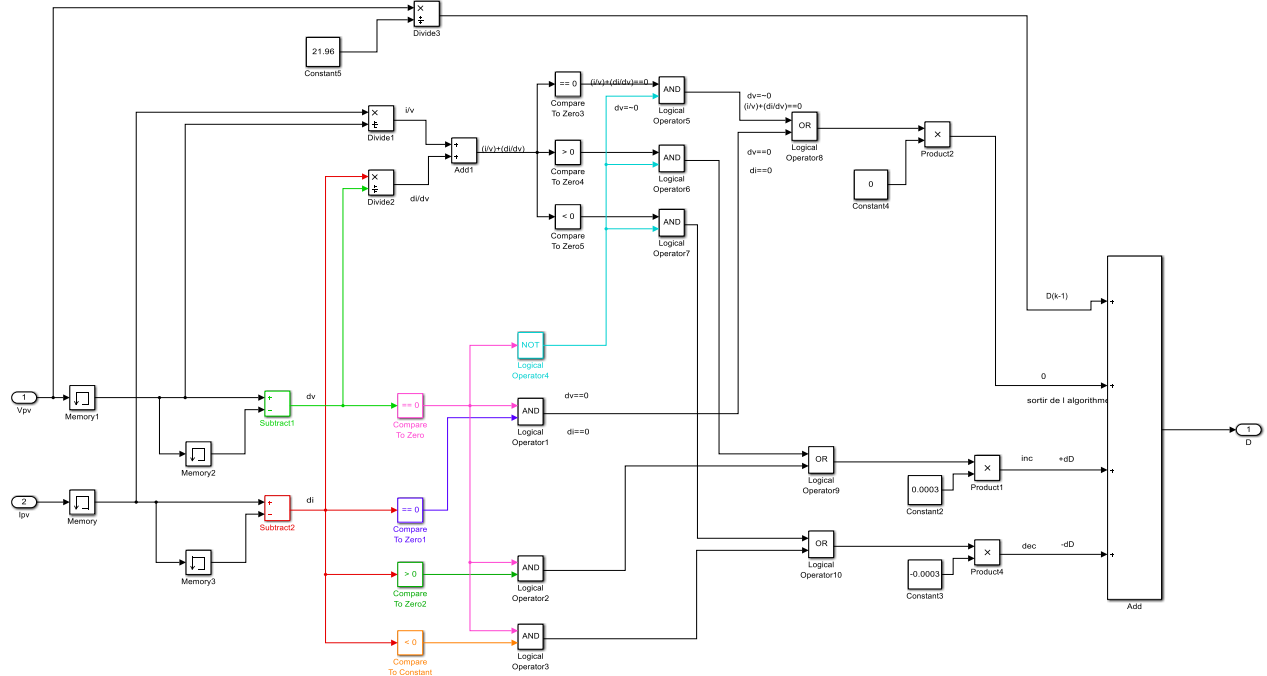


Figure 64: Implémentation Simulink d'algorithme (INC).

Les résultats de simulation de la Fig.64 montre la capacité de l'algorithme à suivre le MPP quel que soit le niveau d'irradiation, cependant, la commande MPPT basé sur l'algorithme INC présente le même inconvénient que la commande P&O, qui est les oscillations autour du point de puissance maximale.

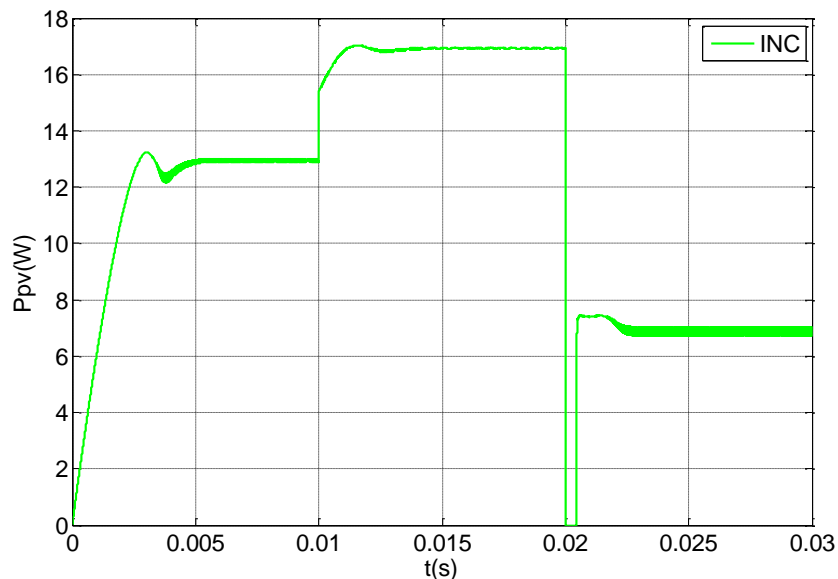


Figure 65: Graphe de la puissance générée par le GPV en fonction de temps (INC).

III.5.1.4. Comparaison entre les trois algorithmes :

Le test suivant porte sur la comparaison des performances dynamiques d'un suiveur à base de mode de glissement avec des suiveurs conventionnels (i.e., P&O et INC).

L'excitation externe, i.e. le signal représentant l'irradiation solaire est appliqué (à $t=0s \rightarrow G=700 \text{ W/m}^2$ après à $t=0.01s \rightarrow G=900 \text{ W/m}^2$ et finalement à $t=0.02s \rightarrow G=400 \text{ W/m}^2$), nous avons également pris une condition de température fixe de 25°C . Les MPP théoriques correspondant à ces conditions de fonctionnement est aux alentours de 13.23W , 17.54 W et 7.82W , respectivement. La courbe de la figure (Fig.66) donne le résultat de la poursuite de cette puissance par les trois contrôleurs.

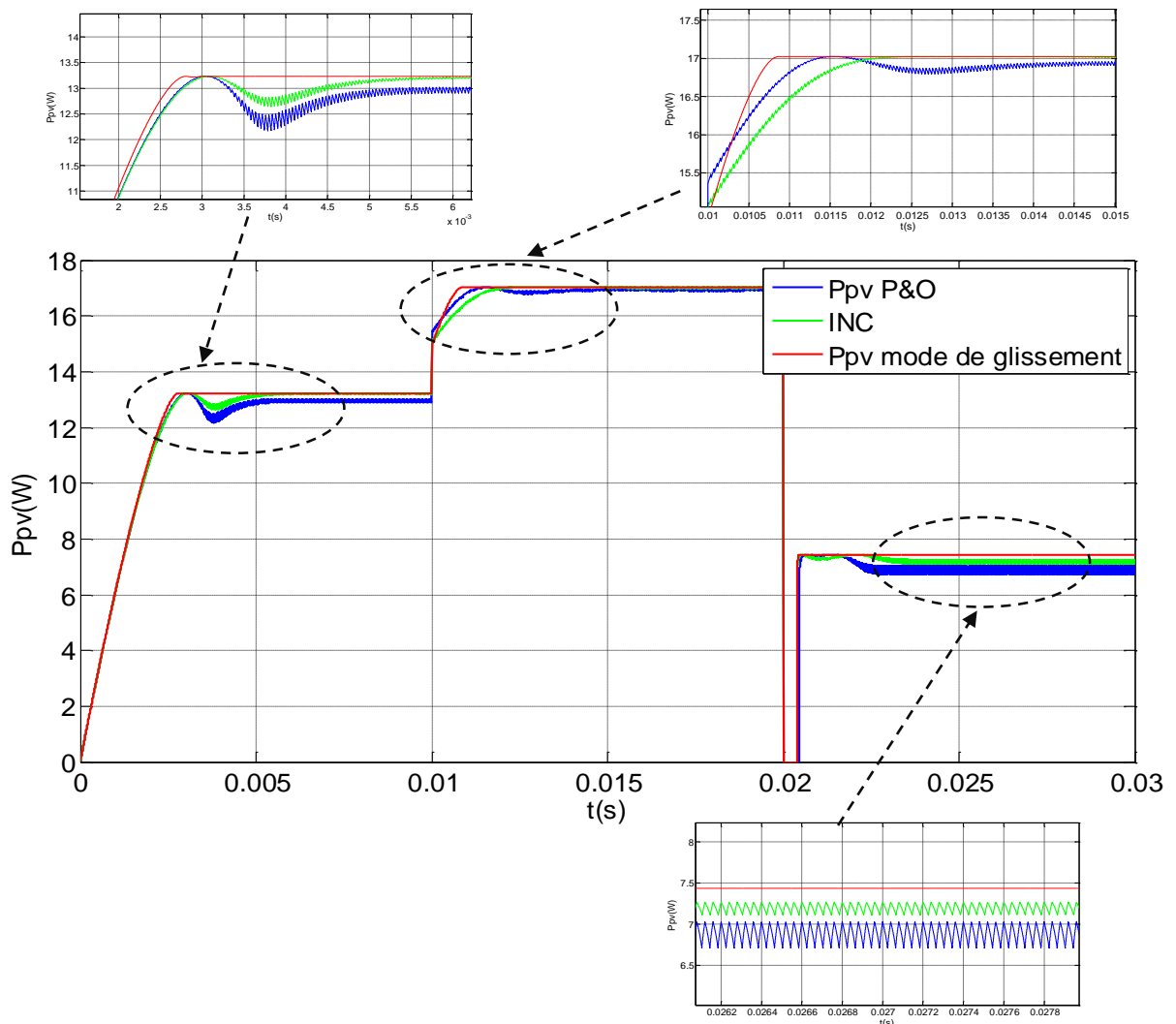


Figure 66: Graphe de la puissance générée par le module PV en fonction de temps des trois algorithmes.

En examinant de près ces courbes, Il apparait clair que le suiveur à base du mode de glissement donne une réponse rapide puisqu'il atteint sa cible après un temps de réponse plus court que le suiveur à base d'algorithme P&O et INC. En outre, la réponse de contrôleur P&O présente des oscillations apparentes plus grandes par rapport au contrôleur INC même après l'établissement du régime permanent, on remarque aussi que le mode de glissement présente des oscillations très faibles, presque négligeables, par rapport aux deux autres MPPT. Et on régime permanent, on remarque que la puissance obtenue par mode de glissement est toujours plus grande de celles de P&O et INC. Tableau 1 rassemble les paramètres de chaque contrôleur. Il est bien clair que la commande basée sur le mode de glissement surpasse les deux autres contrôleurs en termes du temps de réponse, l'erreur statique et la complexité.

Algorithme Paramètre	Mode de glissement	Incrémentation de la conductance (INC)	perturbation et observation (P&O)
Temps de réponse	Petit	Moyenne	Grand
Erreur statique (W)	1.10	1.18	1.20
Complexité	Faible	Haute	Haute
Utilisation de générateur PWM	Non	Oui	Oui

Tableau 1: La comparaison entre les trois algorithmes.

III.6. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté le concept, la constitution et le rôle de régulateur MPPT tout en présentant les méthodes les plus utilisés (mode de glissement, P&O, INC). Par la suite, nous avons analysé dans l'environnement MATLAB/SIMULINK un système PV autonome composé d'un GPV, un convertisseur DC-DC Boost, une Charge et un contrôleur MPPT.

Le modèle Simulink a été utilisé pour vérifier le fonctionnement des trois algorithmes (i.e., mode de glissement et P&O, INC) et comparer les résultats de la simulation dans des conditions météorologiques variables, les résultats montrent un temps de réponse plus rapide de la part de l'algorithme mode de glissement, moins d'oscillations autour du MPP en régime permanent et aucune divergence par rapport au MPP dans les conditions météorologiques variables.

Après avoir fini les trois chapitres précédents, dans le quatrième chapitre on va ajouter un convertisseur DC-AC au système modéliser dans le troisième chapitre pour avoir un Système PV Autonome à deux étages.

Chapitre IV : Etude et Modélisation d'un Système PV Autonome à Deux Etages.

IV.1. Introduction :

La connexion directe du GPV à une charge peut endommager le GPV et peut conduire à des pertes de puissance élevées, en particulier sous des variations rapides d'éclairement. À cet effet, le GPV ne doit jamais être utilisé sans interface d'étage de puissance. ce dernier est toujours contrôlé par l'une des techniques MPPT existantes pour maintenir le point de fonctionnement à sa puissance maximale, tout en maximisant l'efficacité de suivi. D'autre part, un convertisseur de puissance bidirectionnel est généralement associé à la batterie pour le processus de charge ou de décharge. En outre, l'introduction d'onduleurs de puissance permet la connexion au réseau et alimente les charges AC.

IV.2. Système PV Autonome à deux étages :

Un simple système PV autonome à deux étages est un système solaire automatique qui produit de l'énergie électrique pour charger des batteries pendant la journée pour une utilisation la nuit lorsque l'énergie solaire n'est pas disponible. Un système PV autonome à petite échelle utilise des batteries rechargeables pour stocker l'énergie électrique fournie par un panneau ou un réseau PV. Un Système PV autonome à deux étages est composé d'un convertisseur élévateur DC-DC comme premier étage et d'un onduleur monophasé à pont en H comme deuxième étage et un filtre LC [35]. La Fig. 67 montre le diagramme d'un système PV a deux étages.

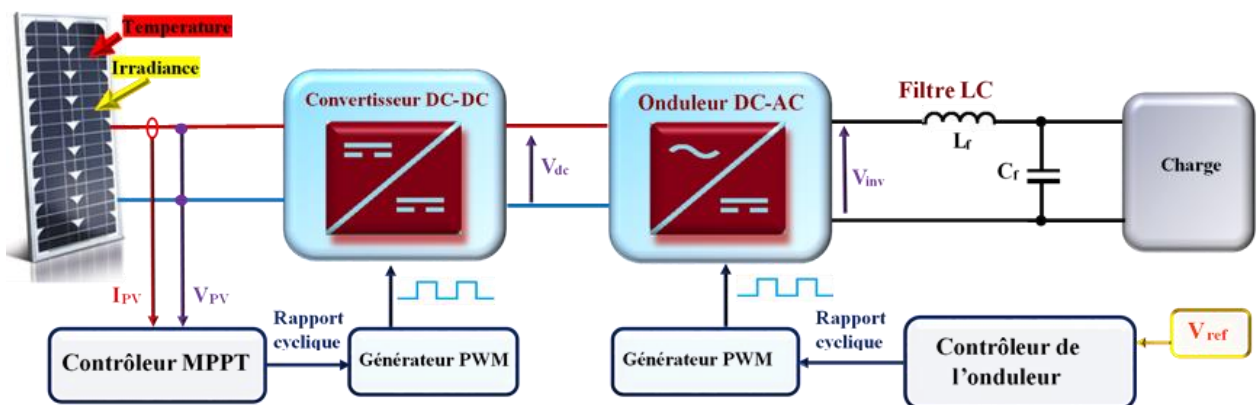


Figure 67: Diagramme d'un système PV a deux étages.

IV.2.1. Etage 1 Convertisseur DC-DC:

Le premier étage est composé d'un convertisseur DC-DC boost associé à son générateur PWM et d'un contrôleur MPPT (i.e., mode de glissement).

Le convertisseur élévateur (ou boost) est responsable de l'augmentation de la tension de sortie du réseau PV. Tandis que mode de glissement MPPT vise à suivre d'une manière efficace le MPP du GPV.

IV.2.2. Etage 2 Convertisseurs DC-AC:

Le deuxième étage, qui est un onduleur monophasé commandé par la technique Sinus triangle PWM (STPWM) a été cascadié avec le premier étage, de sorte qu'il en résulte une tension alternative.

La conversion continue-alternative a la responsabilité de transformer une tension continue à une tension alternative, de fréquence et de phases souhaitées. Cette transformation a lieu dans un dispositif électronique de puissance appelé onduleur (ou convertisseur continu/alternatif). On distingue deux groupes d'onduleurs: les onduleurs à source de tension et les onduleurs à source de courant. Ils sont utilisés en application PV pour alimenter des charges alternatives et connecter le système au réseau de distribution. L'onduleur synchronise parfaitement son courant et sa tension de sortie à une fréquence de 50 Hz équivalente à celle du réseau électrique. La tension du réseau idéalement équivalent à l'intervalle $V_{\text{efficace}} = [230 \text{ v}, 220\text{V}]$ (en régime monophasé).

Comme pour la configuration à un étage, la configuration à deux étages peut être modulaire, string ou centralisée.

IV.2.3. Filtre LC :

Le courant et la tension de sortie de l'onduleur passent à travers un filtre LC passe-bas de second ordre qui se compose d'une inductance série et d'un condensateur parallèle comme indiqué dans la (fig.67). Le filtre LC a été choisi pour ses avantages, qui sont : sa simplicité et sa capacité à atténuer la composante harmonique supérieure de la forme d'onde de sortie, le filtre LC vise à atténuer les harmoniques du côté charge, par conséquent, une stabilité maximale du système.

IV.3. Implémentation Simulink-Simscape d'un système PV autonome à deux étages :

Cette partie est dédiée à l'implémentation d'un système PV autonome à deux étages adapté par des commandes simples en utilisant les bibliothèques Simulink et Simscape pour chaque sous-système modélisé.

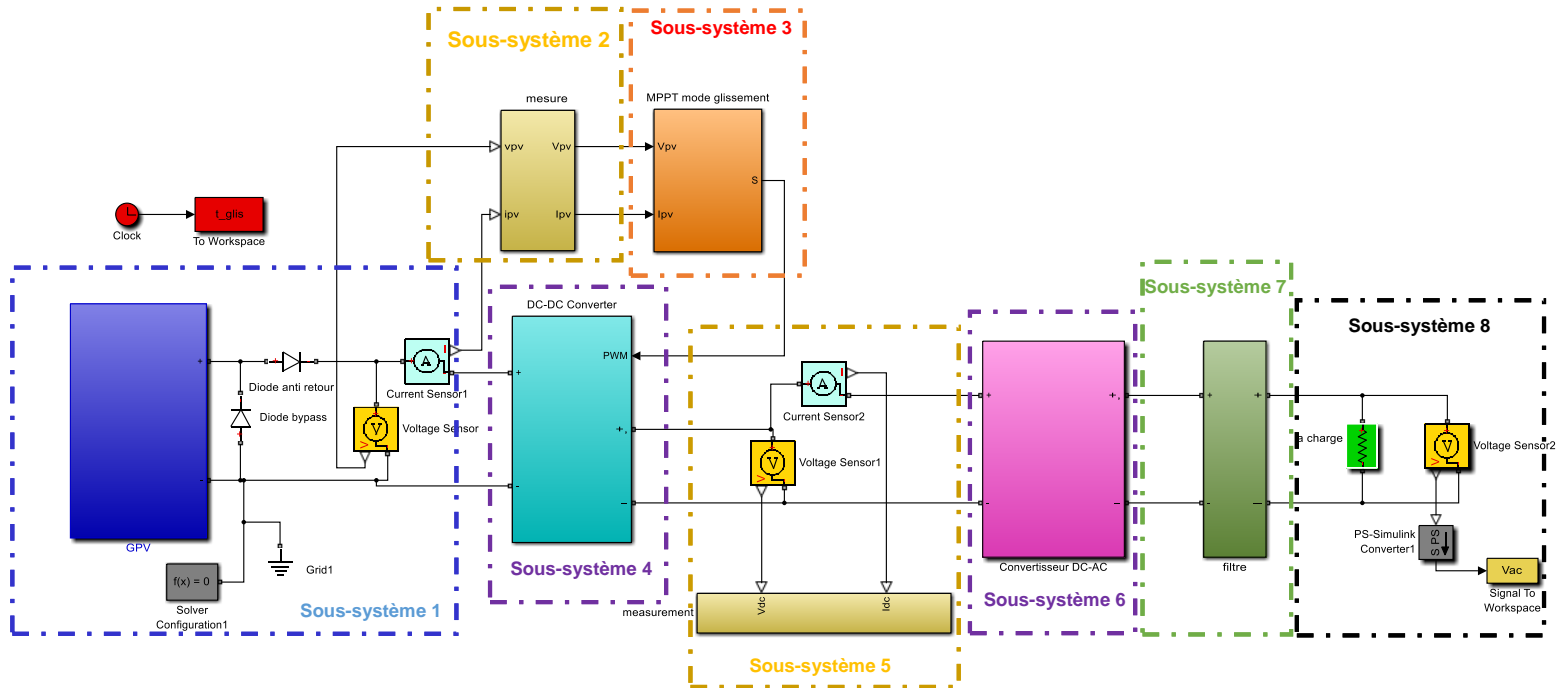


Figure 68: Implémentation Simulink-Simscape d'un système PV autonome à deux étages.

Sous-système 1 : GPV : Un Générateur PV composé de 17 panneaux de type « ET-M53620WW » reliés entre eux en série avec une irradiation de 1000 W/m^2 (voir la Fig. 69).

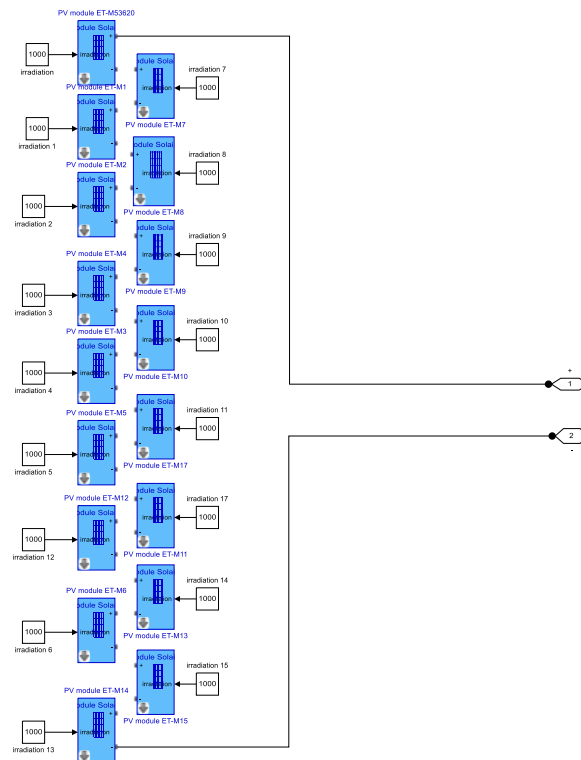


Figure 69: Illustration des blocs qui composent le sous-système 1.

Sous-système 2 : Mesure :

Il sert à convertir les signaux physiques et qui viennent de l'ampèremètre et voltmètre (I_{PV} et V_{PV} , respectivement) à des signaux Simulink, la puissance P_{PV} est calculée chaque instant par la multiplication de I_{PV} et V_{PV} . Ces derniers sont sauvegardés en utilisant le bloc « signal To Workspace » (voir la Fig.70)..

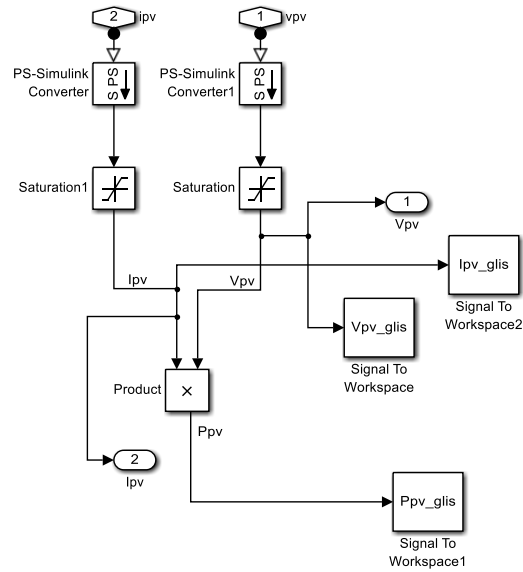


Figure 70: Illustration des blocs qui composent le sous-système 2.

Sous-système 3: MPPT : il représente le contrôleur MPPT avec la commande mode de glissement.

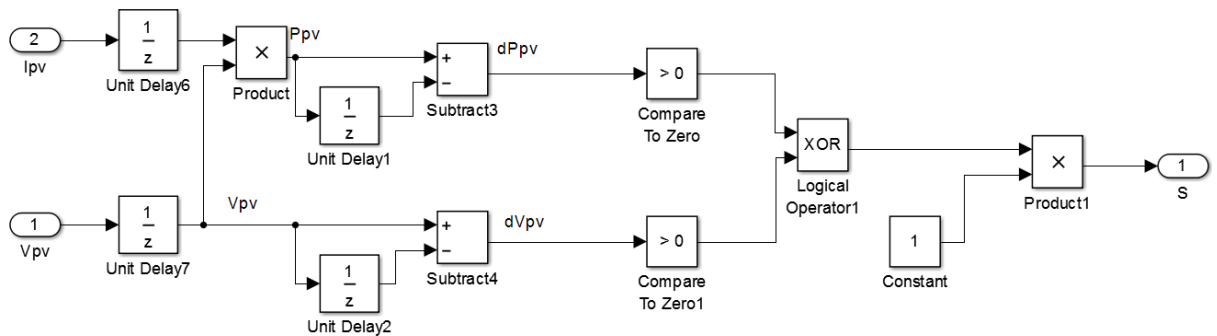


Figure 71 : Illustration des blocs qui composent le sous-système 3.

Sous-système 4 : Convertisseur DC-DC (Hacheur Boost): Ces entrées sont les bornes positive et négative du GPV, et la borne du signal PWM. Sa modélisation est montrée dans la Fig.70.

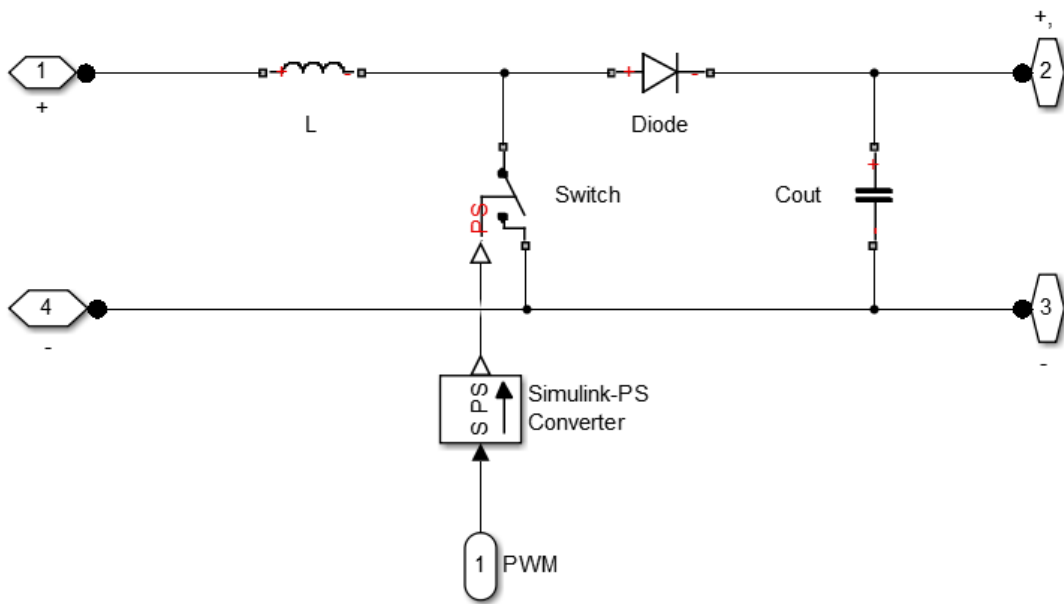


Figure 72: convertisseur DC-DC élévateur.

Avec :

- $L = 100 \text{ mH}$
- $C_{out} = 60 \cdot 10^6 \text{ F}$

Sous-système 5 : Mesure :

Il sert à convertir les signaux physiques et qui viennent de l'ampèremètre et le voltmètre, I_{DC} et V_{DC} , respectivement, à des signaux Simulink, la puissance P_{DC} est calculée chaque instant par la multiplication de I_{DC} et V_{DC} . Ces derniers sont sauvegardés en utilisant le bloc « signal To Workspace » (voire la fig.73).

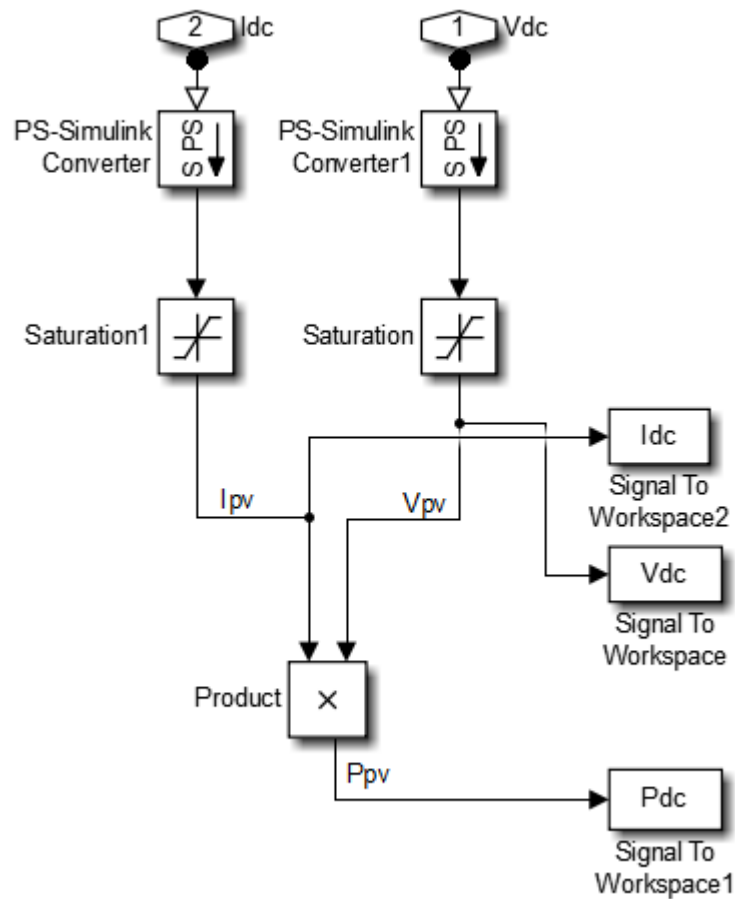


Figure 73: Illustration des blocs qui composent le sous-système 5.

Sous-système 6 : Convertisseur DC-AC (PONT COMPLIE) avec la commande STPWM:

Ces entrées sont les bornes positives et négatives du convertisseur DC-DC, sa conception a été faite dans le deuxième chapitre. Il est composé essentiellement de 4 interrupteurs (switch). Ces interrupteurs sont commandés par une commande STPWM comme il est illustré dans les figures ci-dessous.

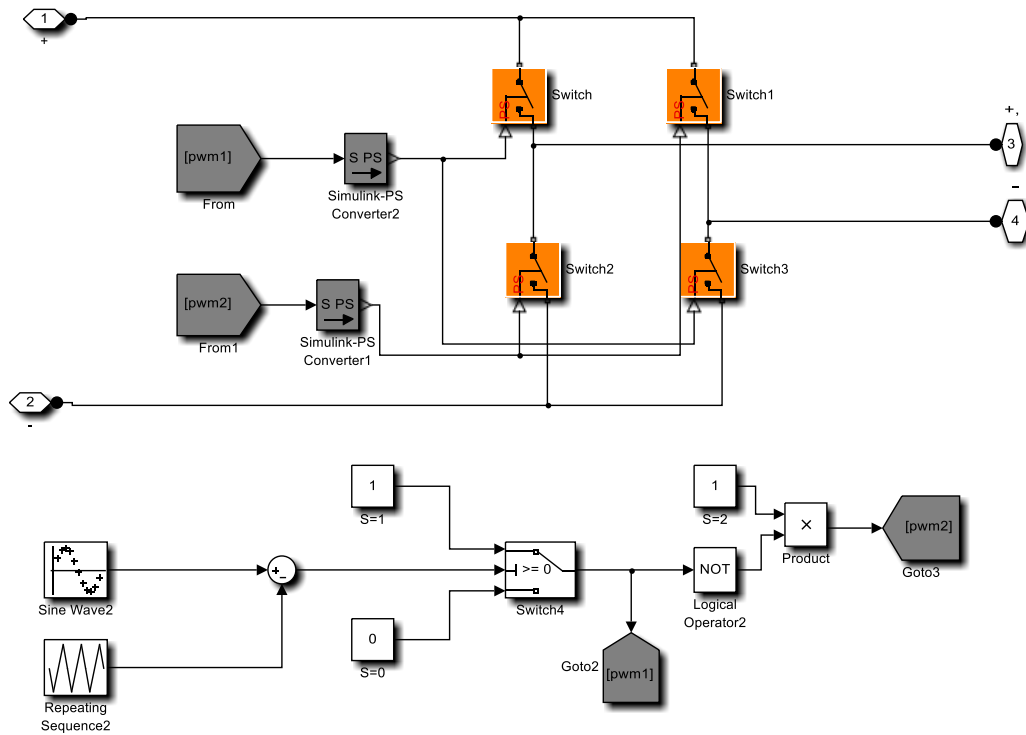


Figure 74: Illustration des blocs qui composent le sous-système 6.

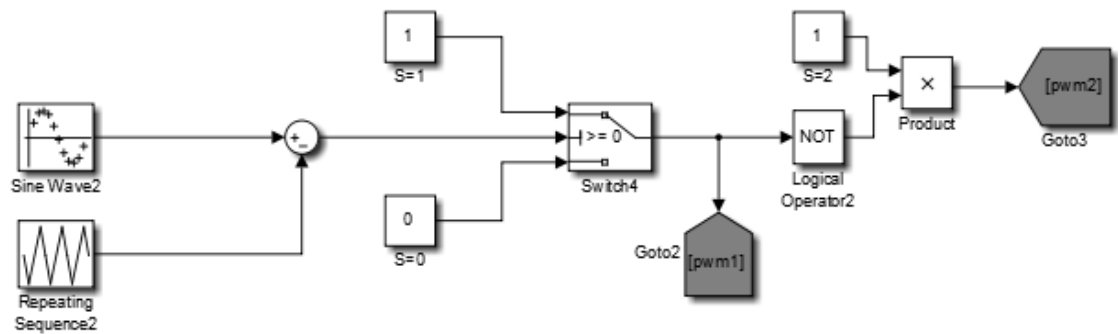


Figure 75: Illustration de la commande STPWM utilisée avec le convertisseur DC-AC.

IV.3.1. Paramètres de simulation de la commande :

Paramètres	Valeur
La Fréquence de la tension de référence f_s	50Hz
Période de modulation T_s	$T_s = \frac{1}{f_s} = 0.02 \text{ s}$
Indice du rapport de modulation r	$r = 1$
Rapport de la fréquence de modulation m_f	50
Fréquence de modulation f_m	$f_m = f_s \times m_m = 2500 \text{ Hz}$
Période de modulation T_m	$T_m = \frac{1}{f_m} = 0.0004 \text{ s}$

Tableau 2: Les paramètres de simulation de la commande.

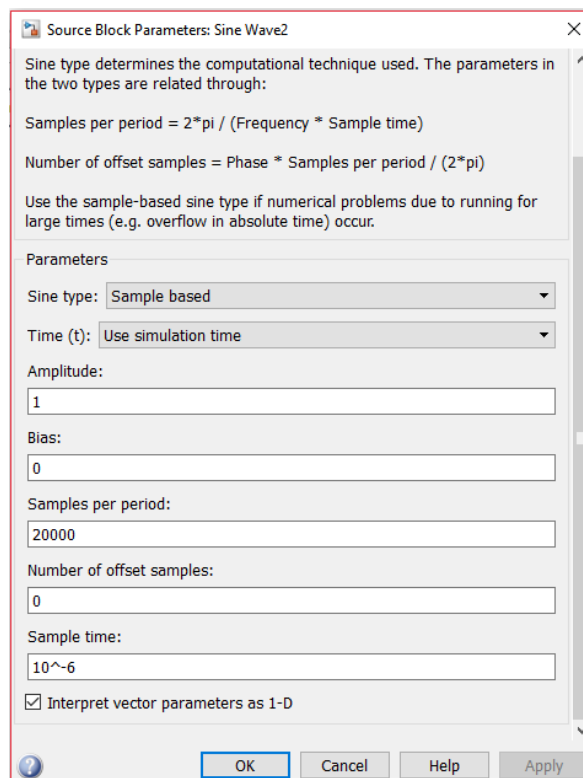


Figure 76: Fenêtre de réglage des paramètres de signal de référence "sinusoïdale" de la commande.

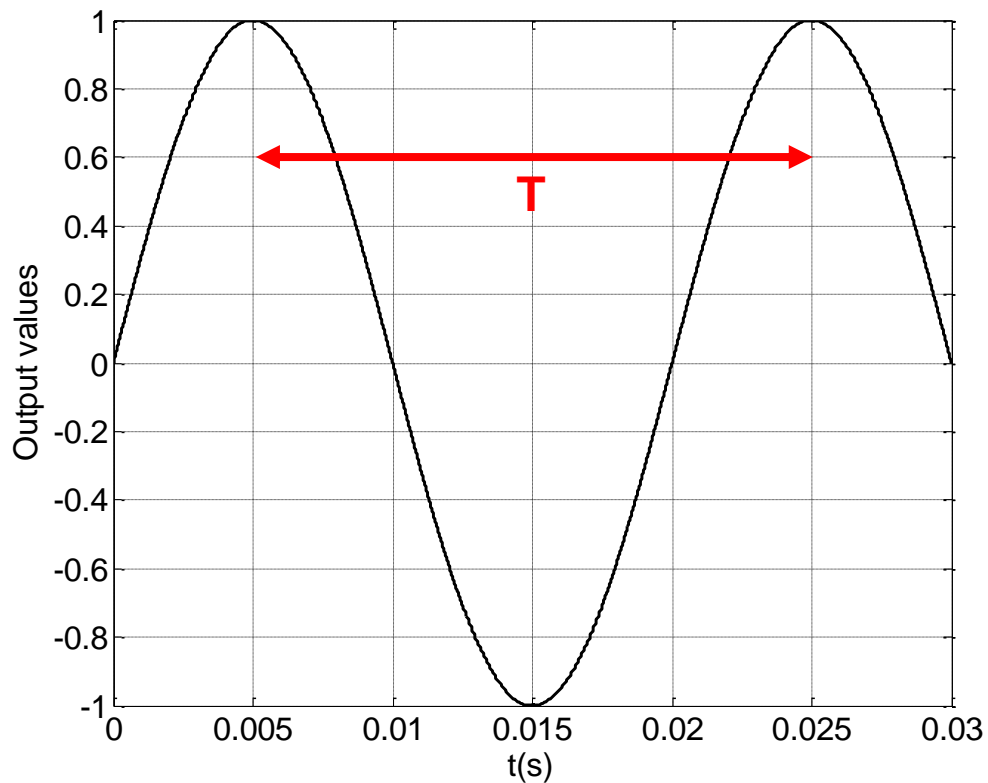


Figure 77: Signal sinusoïdale (référence) de la commande.

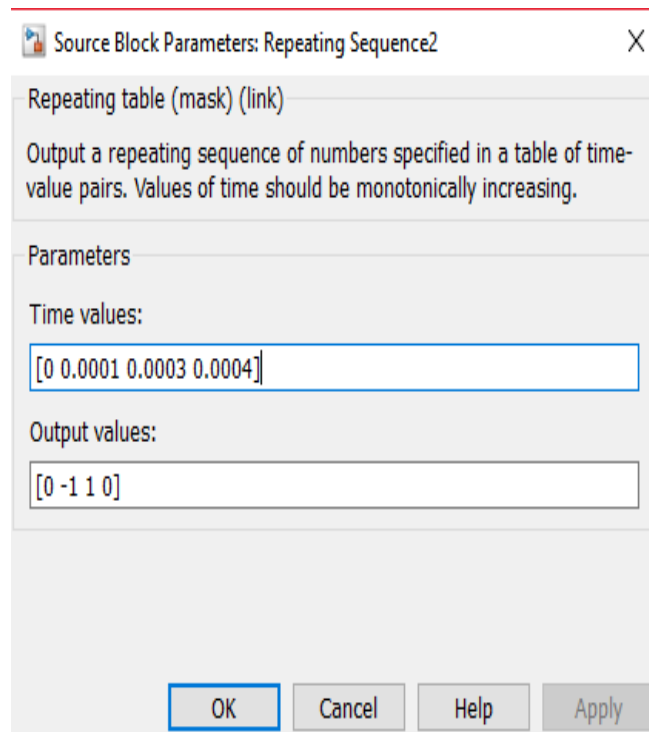


Figure 78: Fenêtre de réglage des paramètres du signal triangulaire de la commande.

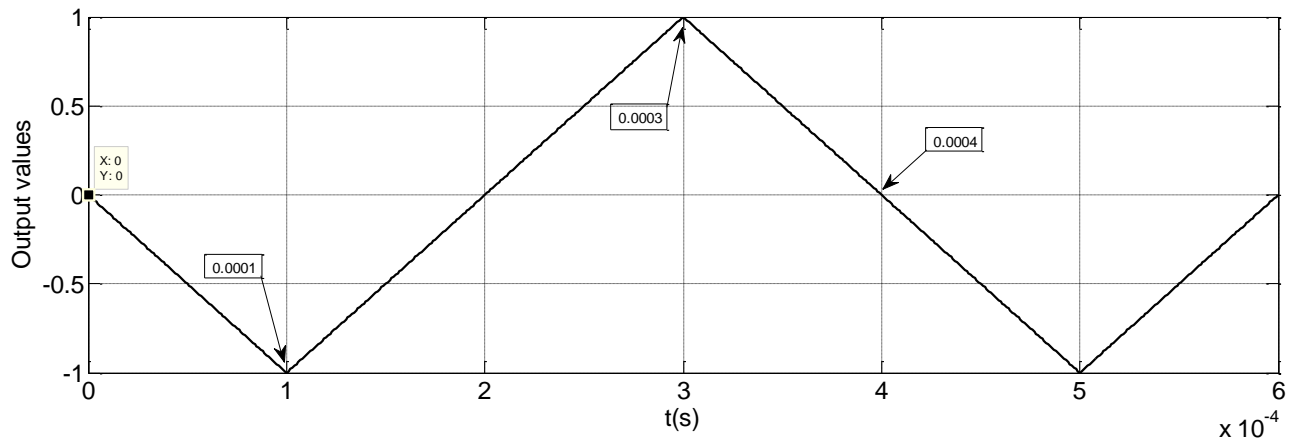


Figure 79: Signal triangulaire de la commande.

Nous avons comparé les deux signaux, un signal de référence qui a la forme alternative sinusoïdal de fréquence 50 Hz et amplitude crête à crête 2v (voir la Fig.74) avec un signal triangulaire qui a la fréquence 2500 Hz et amplitude crête à crête 2 (voir la Fig.76).

Sous-système 7 : Filtre LC :

Un filtre LC est utilisé pour relier l'onduleur à la charge, c'est un passe-bas de second ordre qui se compose d'une inductance série et d'un condensateur parallèle (Fig.80).

Avec : $L = 0.7 \text{ H}$

$$C = 15 \times 10^{-6} \text{ F}$$

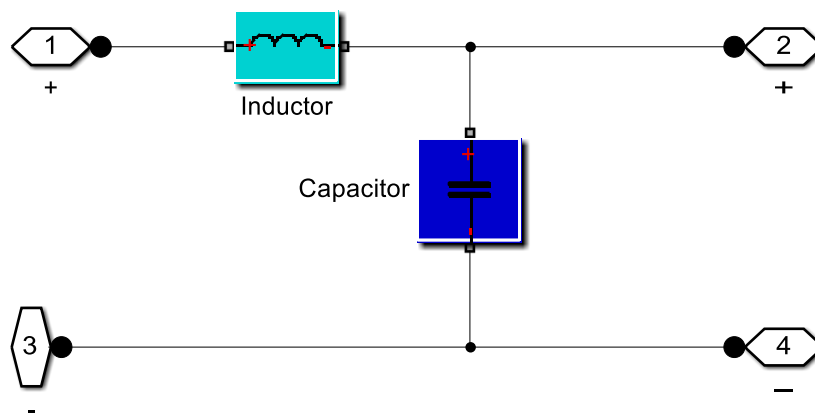


Figure 80: Filtre LC.

Sous-système 8 : Une charge :

Composé essentiellement d'une résistance qui représente la charge (Fig.81).

Avec : $R= 150 \text{ Ohm}$

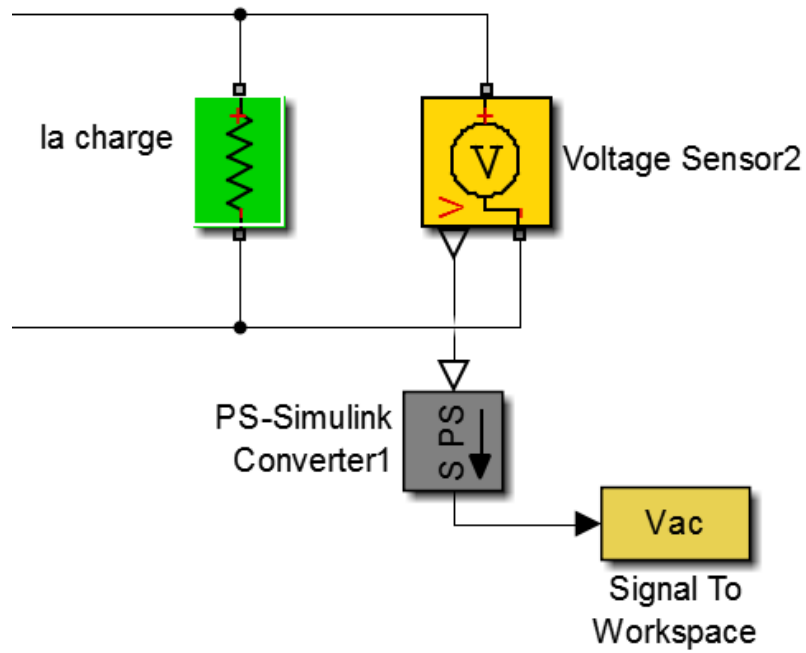


Figure 81: Illustration des blocs qui composent le sous-système 8.

IV.4. Résultats de la simulation :

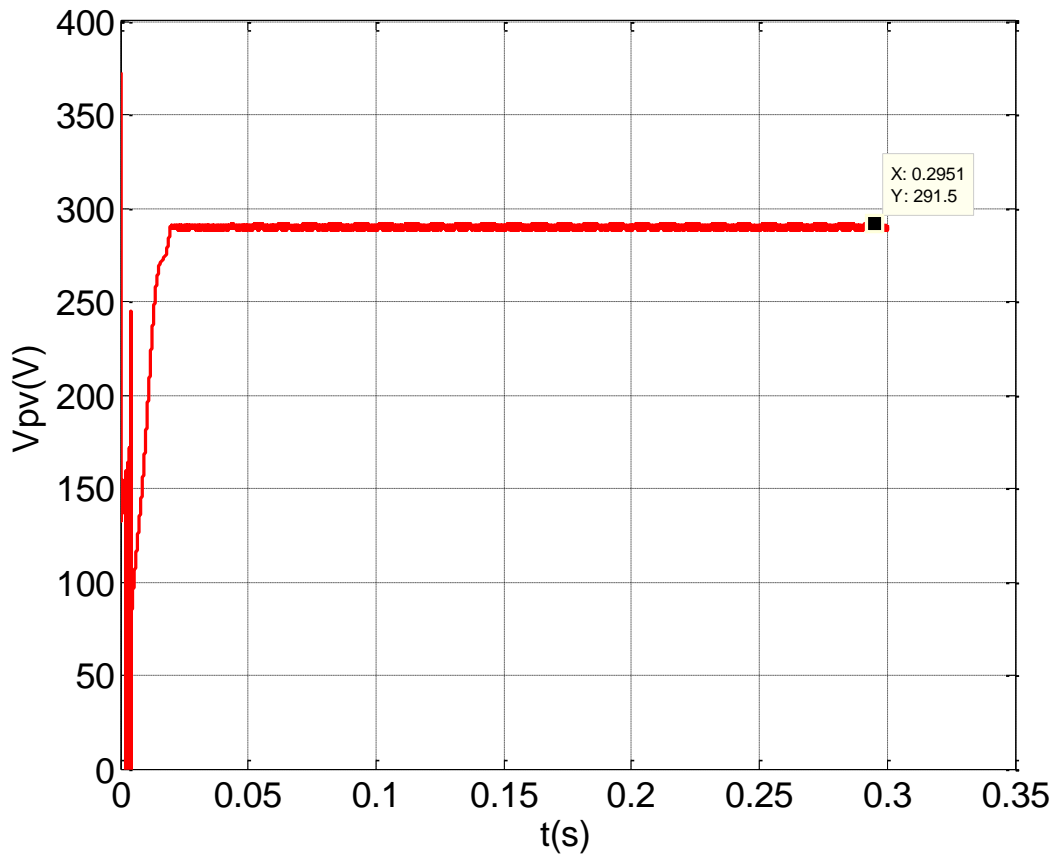


Figure 82: La tension à la sortie de GPV.

Nous avons 17 panneaux PV reliés en séries chaqu'un a une tension à Pmax de 17.82V ce que vas nous donne une tension totale :

$$V_{pv} = 291.5 \text{ V}$$

Comme illustré le graphe dans la Fig.82.

La tension d'entrée du convertisseur DC-DC est la tension mesurée à la sortie de GPV, qui égale à 291.5 V. Selon la Fig.83, nous avons une tension de valeur maximale égale à 487.9 V à la sortie de convertisseur DC-DC. On remarque que la valeur de la tension de sortie de convertisseur est supérieure à celle de l'entrée, donc elle est bien boostée telle que prévu.

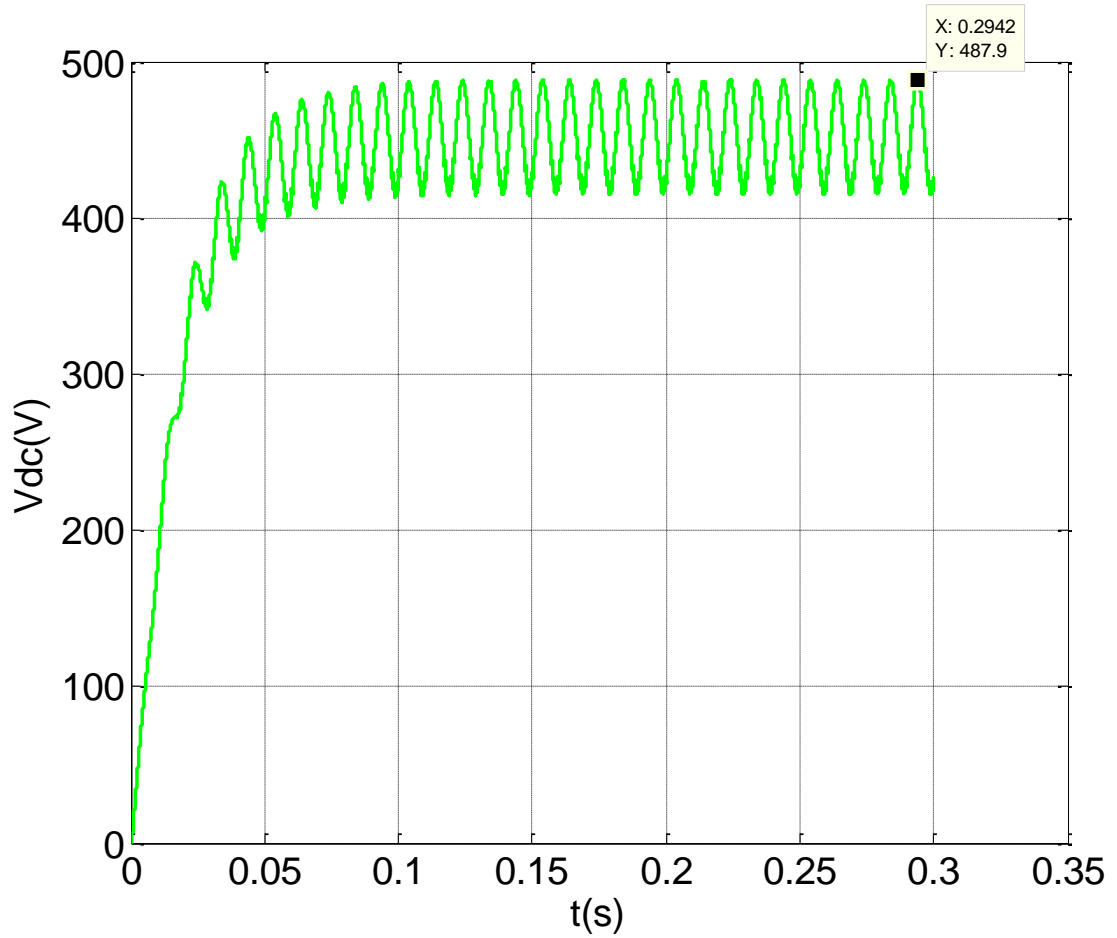


Figure 83: La tension à la sortie de convertisseur DC-DC.

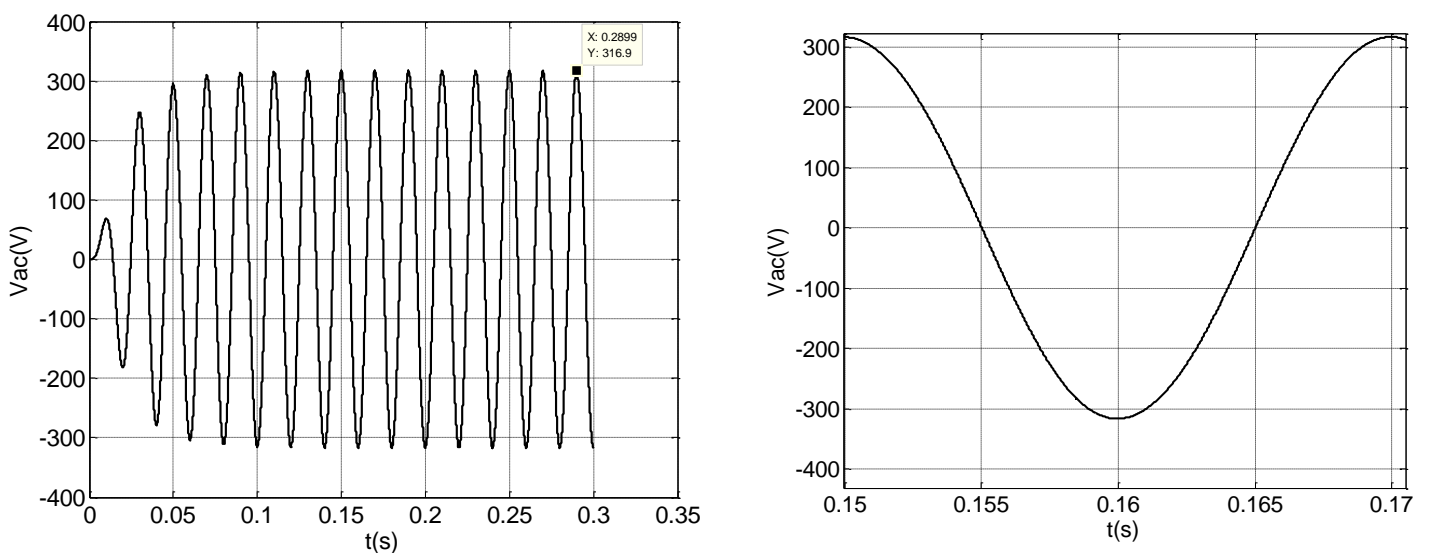


Figure 84: La tension de sortie aux bornes de convertisseurs DC-AC.

Comme il est montré dans la Fig. 84, la tension alternative mesuré au borne de la charge (V_{ac}) a une période égale à 0.02s (voir la Fig.84) ce qui nous donne une fréquence de 50 Hz, l'amplitude maximal de ce signal égale à 316.9 V ce qui donne une valeur efficace de :

$$V_{eff} = \frac{V_{max}}{\sqrt{2}} \approx \frac{316.9}{\sqrt{2}} \approx 220 \text{ V}$$

Comme conclusion, une tension avec une valeur efficace de 220V, une fréquence de 50 Hz est la tension appropriée pour faire fonctionner un charge AC.

IV.5. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons modélisé et étudié système PV autonome à deux étages, adapté par des convertisseurs d'énergie DC-DC (hacheur Boost) et DC-AC (pont complet), régulé par une commande MPPT et commande STPWM.

Les résultats obtenus montrent que :

- La commande MPPT mode de glissement a réussi dans la suivie de point de puissance maximale.
- Le convertisseur DC-DC Boost a bien augmenté la tension de GPV à sa sortie.
- Grâce au deuxième étage qui se compose de convertisseur DC-AC, un contrôleur STPWM, un filtre LC ; la tension à la sortie du convertisseur DC-DC a été transformée a une tension alternative avec une valeur efficace de 220 V, une fréquence de 50 Hz.

les travaux en cours ont le but de changer le contrôleur STPWM par un autre plus sophistiqué pour bien contrôler la tension AC quelle que soit la tension produite par le GPV.

Conclusion Générale :

Les travaux présentés dans ce mémoire sont focalisés sur l'optimisation de la production d'énergie électrique PV ainsi que son transfert vers une charge avec le moins de pertes possibles.

A la fin de ce travail, on peut résumer notre travail par les points suivants :

- L'énergie PV devient progressivement une source d'énergie à part entière, de plus en plus sollicitée pour produire de l'énergie électrique allant du domestique à de grandes centrales connectées au réseau. Cependant, il ne reste encore pas mal de freins à son développement en termes de manques de production, de taux de pannes ou bien même de coûts prohibitifs rendant cette source d'énergie chère et peu fiable.
- La modélisation d'un GPV est une manière d'étude très important pour analyser le fonctionnement de système PV et voir l'influence de différents facteurs sur le module surtout la variation de l'éclairement et la température.
- Le 1^{er} étage de la chaîne PV qui est composé d'un convertisseur DC-DC (i.e., Boost ou Buck) et une commande MPPT, est un parti essentiel dans la conversion PV. Il permet d'extraire le maximum de puissance à la sortie du GPV.
- Les trois algorithmes MPPT (mode de glissement, P&O et INC). Nous avons donc étudié puis simulé ces trois méthodes et faire la comparaison entre elles.
- L'analyse et la comparaison des résultats de simulation des trois commandes MPPT (mode de glissement, P&O et INC) montre que la puissance extraite en régime permanent avec l'utilisation de la commande INC ou P&O présente des oscillations considérables autour du MPP.

Conclusion générale

- La méthode MPPT basé sur la mode de glissement arrive à joindre rapidement le MPP (meilleur temps de réponse) sous des conditions atmosphériques constantes et variables.
- Grâce à l'utilisation de 2^{eme} étage (composé d'un convertisseur DC-AC, un contrôleur STPWM et un filtre LC), la tension alternative obtenue aux bornes de la charge a une valeur efficace de 220 V et une fréquence de 50 hz.

Acronymes

V_{PV}	La tension de sortie de la cellule [V]
I_{PV}	Le courant de sortie de la cellule [A]
V_t	La tension thermique de la diode tel que $V_t = N \cdot k \cdot T \cdot q$
I_{ph}	Le photo-courant qui est proportionnel à l'intensité d'éclairement.
I_s	Le courant de saturation de la diode [A].
V_{OC}	La tension de circuit ouvert de la cellule PV [V].
I_{CC}	Le courant de court-circuit de la cellule PV [A].
U_m	Une tension maximale [V].
I_m	Une intensité maximale [A].
P_m	Une puissance maximale [W].
I_{mpp}	Le courant au point maximal [A].
P_{mpp}	La puissance au point maximale [W].
V_{mpp}	La tension au point maximale [V].
I_{ph}	Le photo-courant [A]
I_{PV}	Le courant de sortie de la cellule PV [A]
I_D	Le courant traversant la diode [A]
V_{ac}	La tension de sortie d'un Convertisseur DC/AC (full bridge) [V]
V_O	Tension de sortie (out) [V].
V_i	Tension d'entrée (in) [V].
I_{rs}	Le courant de saturation inverse
C_s	Constant solaire W/m^2 .
E	Formule d'einstein.
m	La masse [Kg].
C	La conductance.
G	Irradiation [W/m^2].
q	La charge d'un électron ($1,602 \times 10^{-19}$ Colomb).
N	Le facteur d'idéalité de la diode ($1 < N < 3$).
k	La constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J / K).
T	La température de la cellule (en Kelvins).

S	La surface du module [m^2].
E	L'éclairement en W/m^2 .
FF	Facteur de forme.
T	La température [K] [$^{\circ}C$].

Abréviations

PV	Photovoltaïque.
GPV	Générateur photovoltaïque.
DC-DC	Conversion continu/alternatif.
AC-AC	Conversion alternatif/alternatif.
AC-DC	Conversion alternatif/continu.
DC-AC	Conversion continu/alternatif.
MPPT	Maximum power point tracking.
PWM	Impulsion avec modulation (pulse with modulation).
PPM	Point de puissance maximale
P	Positive
N	Négative.
Si	Silicium.
Ge	Germanium.
Se	Sélénium.
CdS	Sulfure de cadmium.
CdTe	Tellurure de cadmium.
GaAs	Gallium.
SiO₂	Dioxyde de silicium.
SC	Semi-conducteur.
R_S	Résistance série.
R_P	Résistance parallèle.
I-V	Le courant en fonction de la tension.
P-V	La puissance en fonction de la tension
STC	Standard Test Conditions.
DC	Courant continue (Direct Current).
AC	Courant alternatif (alternatif current).
P&O	Perturbation & Observation.
Nms	Nombre de modules en série.
Nmp	Nombre de modules en parallèle.

MOSFET	Metal Oxide Silicon Field Effect Transistor.
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor.
BJT	Bipolar junction transistor (Transistor bipolaire).
CCM	Mode de conduction continue.
IA	Intelligence artificielle.

Références

- [1] U. SPL. (2018). *Le corps noir (basé sur Astrophysique sur mesure/Observatoire de paris.* Available: <http://media4.obspm.fr/public/FSU/temperature/rayonnement>
- [2] J. A. Duffie, W. A. Beckman, and W. Worek, "Solar engineering of thermal processes," 1994.
- [3] K. BOUCHOUICHA, "MODELISATION MULTISPECTRALE DES IMAGES SATELLITAIRE–Application: Quantification du bilan d'énergie Sol-Atmosphère," Université Mohamed Boudiaf des Sciences et de la Technologie-Mohamed Boudiaf ..., 2017.
- [4] M. S. e. M. Salhi, "Etude et Optimisation d'un Système Photovoltaïque " Master 2, Electrotechnique, Université Abderrahmane Mira 2017.
- [5] E. f. 4. (2021). *Effet photovoltaïque.* Available: <https://www.ef4.be/fr/pv/composants-dun-systeme/effet-photovoltaque.html>
- [6] P. energies. (2020). *La cellule photovoltaïque : comment ça marche?* Available: <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/la-cellule-photovoltaique-comment-ca-marche>
- [7] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering*: John Wiley & Sons, 2011.
- [8] B. R.-c. Efficiencies, ed, 2021.
- [9] A. Chermitti, O. Boukli-Hacene, and S. Mouhadjer, "Design of a library of components for autonomous photovoltaic system under Matlab/Simulink," *International Journal of Computer Applications*, vol. 53, 2012.
- [10] R. Boukenoui, R. Bradai, A. Mellit, M. Ghanes, and H. Salhi, "Comparative analysis of P&O, modified hill climbing-FLC, and adaptive P&O-FLC MPPTs for microgrid standalone PV system," in *2015 international conference on renewable energy research and applications (ICRERA)*, 2015, pp. 1095-1099.
- [11] A. H. C. e. K. Hayet, "Conception d'une méthode MPPT basée sur les concepts d'intelligence artificielle afin d'améliorer le rendement des systèmes photovoltaïques," Master 2, Faculté de Technologie, Département des Énergies Renouvelables, Université Saâd Dahlab, Blida-1, 2020.
- [12] A. M. Laura Baxerres, Céline Ramet, , "PIP Microtransat Energie I, "Partie électronique et énergétique", , 2005/2006.
- [13] R. Merahi and R. Chenni, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques," *منتوري الإخوة جامعة قسنطينة*, 2018.
- [14] Persues, "Guide des Installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique destiné aux particuliers," ed, 2007.
- [15] solarpedia. (2020). *Installation photovoltaïque autonome.* Available: http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=Installation_photovolta%C3%AFque_autonome
- [16] B. B. a. D. E. TOUAHRIA, "Etude comparative des algorithmes P&O et INC pour l'optimisation de l'énergie photovoltaïque ", *غرداية جامعة*, 2020.
- [17] B. Abdelmalek, "Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque," *Université Mentouri Constantine*, 2008.
- [18] A. C. Pastor, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques," INSA de Toulouse, 2006.
- [19] R. Muhammad, "Power Electronics Devices, Circuits and Applications," ed: Pearson, Nobel Yayınevi, Türkçe çeviri, 2014.

- [20] electrotechnique. (2019). *Convertisseur Boost*. Available: http://www.electrosup.com/convertisseur_boost.php
- [21] J. Mahdavi, A. Emadi, and H. Toliyat, "Application of state space averaging method to sliding mode control of PWM DC/DC converters," in *IAS'97. Conference Record of the 1997 IEEE Industry Applications Conference Thirty-Second IAS Annual Meeting*, 1997, pp. 820-827.
- [22] H. Imed, "D'électronique de puissance."
- [23] C. Alonso, "Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie," Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2003.
- [24] B. Rachid, "Implimentation of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Partially Shaded Photovoltaic Generators " Thèse de Doctorat Université Saad Dahleb Blida, 2017.
- [25] B. AMROUCHE, "CONTRIBUTION AU DEVELOPPEMENT D'UNE NOUVELLE METHODE MPPT BASEE SUR LES CONCEPTS DE L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE POUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES," Université Blida1-Saad Dahlab.
- [26] A. Belkaid, "onception et implémentation d'une commande MPPT de haute performance pour une chaine de conversion photovoltaïque autonome," 2018.
- [27] T. Lyes and K. Sofiane, "Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique," Université Mouloud Mammeri, 2018.
- [28] M. M.-A. e. M. Loghouini, "Etude et réalisation d'un système de poursuite de point de puissance maximale à base de microcontrôleur destiné a une installation photovoltaïque," Mémoire d'ingénieur, université de Ouargla, Algérie, 2005.
- [29] K. Sobaihi, "étude et réalisation d'un hacheur de Tracking du point de puissance Maximale (MPPT) a contre réaction " Mémoire de Magister Ecole Nationale polytechnique Alger, 2015.
- [30] A. Nemmour, "Contribution à la commande vectorielle de la machine asynchrone à double alimentation," *mémoire de magister, université de Batna, Algérie*, 2002.
- [31] R. Raedani and M. Hanif, "Design, testing and comparison of P&O, IC and VSSIR MPPT techniques," in *2014 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, 2014, pp. 322-330.
- [32] T. Halder, "A maximum power point tracker (MPPT) using the incremental conductance (INC) technique," in *2016 7th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, 2016, pp. 1-6.
- [33] F. A. Harrag, S. A. Titraoui, and T. H. Bahri, "P&O or IC for PV pumping system: What MPPT algorithm to improve performances?," in *2017 6th International Conference on Systems and Control (ICSC)*, 2017, pp. 220-225.
- [34] H. Abbes, H. Abid, K. Loukil, A. Toumi, and M. Abid, "Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque," *Journal of Renewable Energies*, vol. 17, pp. 435–445-435–445, 2014.
- [35] Y. AMARA, "Control de la qualité d'énergie électrique et la gestion des systèmes micro-réseaux," Université Blida1-Saad Dahlab.