

III.1 Introduction

Dans les systèmes PV, le générateur PV est considéré comme la principale source d'énergie. Toutefois, afin d'accroître la disponibilité des systèmes PV, les sources d'énergie auxiliaire doivent être combinés avec le champ photovoltaïque. Ces sources d'énergie peuvent être sources génératrices d'énergies telles que les éoliennes, générateurs diesel, ou unités de stockage d'énergie comme les batteries. En plus de cette électronique puissance telles que des convertisseur DC-DC et d'onduleurs DC-AC, contrôleurs de chargeur sont requis afin de gérer le fonctionnement du système et d'assurer une circulation optimale de l'énergie provenant des sources d'énergie vers l'utilisateur final. [4]

III.2 (MPPT) suivi du point de puissance maximale.

Dans les systèmes PV, les convertisseurs DC-DC sont utilisés pour contrôler la charge et la décharge de la batterie, les processus et d'assurer le fonctionnement en point de puissance maximale. La modélisation du convertisseur DC-DC est simple, le courant de sortie et la tension peuvent être exprimées en fonction du rapport cyclique.

Ainsi, la question la plus importante dans la modélisation des convertisseurs DC-DC est la modélisation des algorithmes de suivi du point de puissance maximale. [5]

La puissance maximale, extraite d'un panneau PV dépend fortement de trois paramètres qui sont l'isolation, l'impédance de charge et la température de la cellule. Lorsqu'un système photovoltaïque est directement relié à une charge, le système fonctionnera à l'intersection de la courbe de courant – tension (I-V) et droit de charge, qui peut être loin de la MPP. La production de MPP est donc basée sur l'adaptation de la ligne de charge dans des conditions atmosphériques variables. La variation de la production I-V et caractéristiques (P-V) -tension d'alimentation d'un module PV commercial en fonction de la température et irradiation montre que la température affecte principalement la tension de sortie, alors que l'irradiation affecte le courant de sortie du PV. Malgré ces fluctuations, les systèmes photovoltaïques devraient viser à toujours faire fonctionner aux niveaux de rayonnement solaire et de leurs niveaux de puissance de sortie maximale pour n'importe quelle température. Un autre facteur important qui influe sur la puissance de sortie de PV est l'impédance de charge, ce qui n'est pas constante. Pour correspondre à la résistance de charge du module PV et extraire la puissance maximale, le facteur de marche doit être ajustée à la valeur qui correspond à son point de fonctionnement optimal (V_{op}, I_{op}), comme illustré à la Figure 3.1[10]

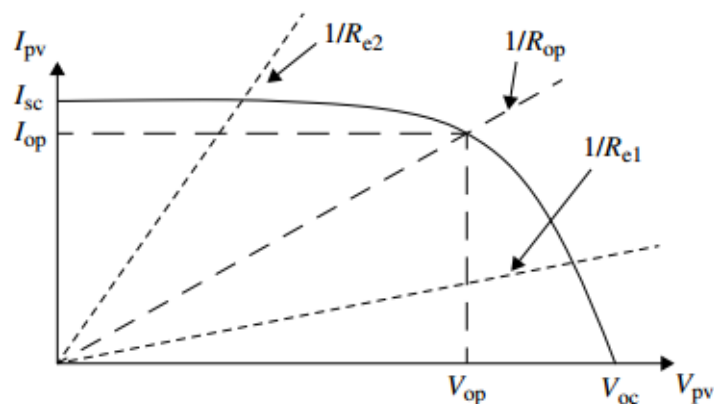


Figure 3.1 Système PV points avec diverses charges de fonctionnement.

Pour déterminer le point de fonctionnement optimal de la tension et de courant, un convertisseur DC-DC est inséré entre un panneau PV et une batterie. Un régulateur est également relié au convertisseur DC-DC pour assurer le fonctionnement du générateur PV à son MPP au moyen d'un algorithme MPPT. Dans l'algorithme MPPT, lorsque le rayonnement solaire et la température sont variés, chacun du MPP correspond à une seule valeur de la résistance d'entrée du convertisseur. Ainsi, comme le rayonnement solaire ou les changements de température, la valeur de la résistance d'entrée perçue par les modules PV changera également afin de localiser le nouveau MPP. Ceci peut être réalisé en faisant varier le rapport cyclique, qui est ensuite utilisé pour contrôler l'allumage du convertisseur. [3]

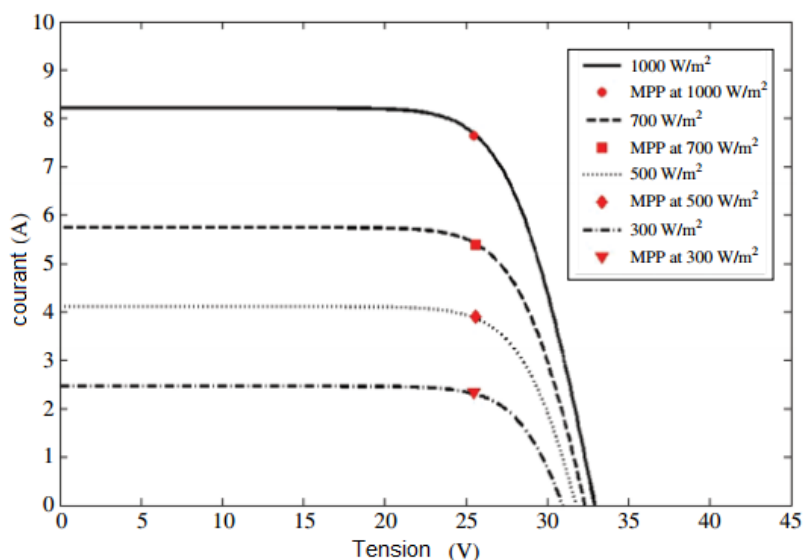


Figure 3.2 Courbe de I-V différentes valeurs de rayonnement.

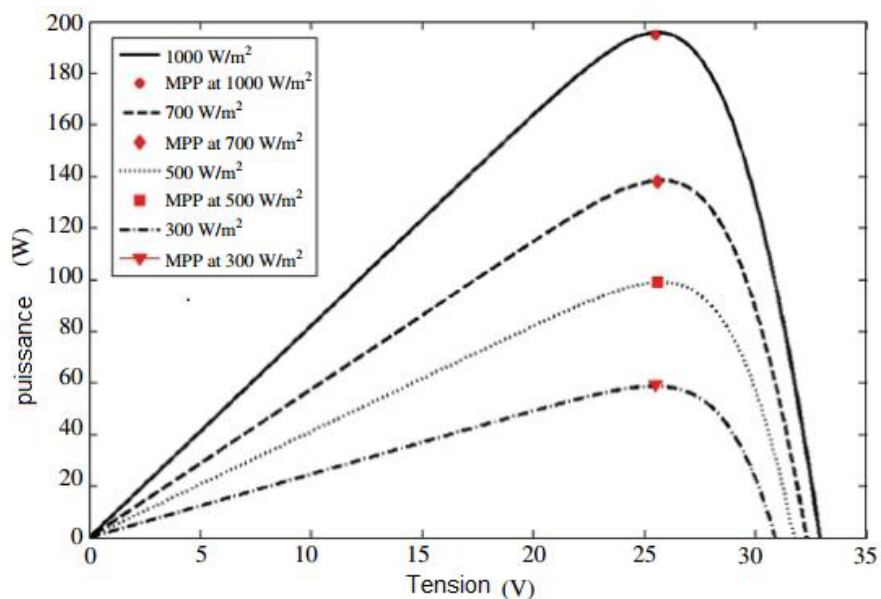


Figure 3.3 Courbe de P-V différentes valeurs de rayonnement.

Comme indiqué dans les courbes 3.2 et 3.3, pour n'importe quel module PV, il y a un point unique sur le I-V et P-V, à savoir, le MPP, dans lequel le système PV fonctionne à son efficacité maximal et produit sa puissance maximale de sortie. L'emplacement du MPP n'est pas un priori connu mais peut être tracé en utilisant des algorithmes MPPT pour trouver et maintenir le point de fonctionnement du générateur PV à son MPP. Des algorithmes MPPT peuvent être classés comme des méthodes directes et indirectes. Les méthodes directes comprennent les méthodes qui utilisent des mesures de courant ou de tension photovoltaïque. Les méthodes directes ont l'avantage d'être indépendant de la connaissance préalable des caractéristiques du générateur PV. Ainsi, le point de fonctionnement est indépendant de la température ou de niveau des dégradations. Méthodes directes comprennent les techniques de différenciation, la tension de retour, perturbation et observation, ou conductance incrémentale (IC), ainsi que de la logique floue. Les méthodes indirectes sont basées sur l'utilisation d'une base de données des paramètres qui incluent des données des courbes P-V typiques des systèmes PV pour différentes irradiances et températures ou sur l'utilisation de fonctions mathématiques, obtenu à partir de données empiriques pour estimer le MPP. Dans la plupart des cas, il faut une évaluation préalable du générateur PV basé sur la relation mathématique obtenue à partir des données empiriques. Les méthodes appartenant à cette catégorie comprennent l'utilisation de l'ajustement du courbe, circuit ouvert et tensions de court-circuit PV. [13]

III.2.1 Méthode de perturbation et d'observation

La méthode de perturbation et d'observation (P & O) est une méthode itérative pour Obtenir le MPP, et c'est un algorithme MPPT couramment utilisé. Un organigramme de la méthode P & O est illustrée à la figure 3.4. A partir de la figure, l'algorithme de suivi commence par mesurer le premier échantillon de la tension $V_{pv}(t_1)$ et le courant d'exploitation $I_{pv}(t_1)$ après qu'un second échantillon de la tension $V_{pv}(t_2)$ et de courant $I_{pv}(t_2)$ de fonctionnement est mesurée. En utilisant les valeurs de tension et courant, ΔP_{pv} est calculé. Si ΔP_{pv} est positif, la tension de fonctionnement doit être changée dans le même sens de la perturbation. Si ΔP_{pv} est négatif, le point de fonctionnement système obtenu s'éloigne du MPP et la tension de fonctionnement doit changer dans la direction opposée de la perturbation. La tension de fonctionnement perturbé par une constante C. Une valeur de C de 0,1 V est souvent considérée comme une valeur de pas de perturbation approprié dans le processus de l'itération.

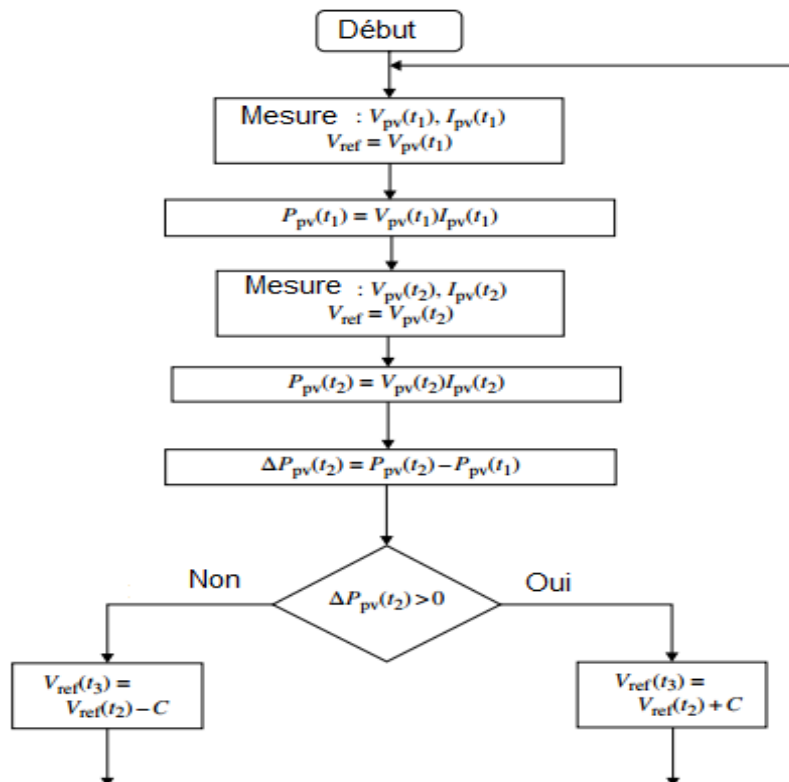


Figure3.4 Méthode MPPT basée sur P & O. [1]

Le tableau 3.1 présente les mesures de contrôle pour différents points de fonctionnement dans la méthode P & O. Si la puissance PV augmente, la tension de fonctionnement devrait également augmenter, mais si la puissance PV diminue, la tension devrait également diminuer. [7]

Case	ΔV	ΔP	$\frac{\Delta P}{\Delta V}$	Direction du suivi	Action de contrôle de tension
1	+	+	+	Bon direction	Augmente $V_{par\Delta V}$
2	-	-	+	Mauvaise direction	Augmente $V_{par\Delta V}$
3	-	+	-	Bon direction	Diminue $V_{par\Delta V}$
4	+	-	-	Mauvaise direction	Diminue $V_{par\Delta V}$

Tableau3.1 Actions de contrôle pour différents points de fonctionnement dans la méthode P & O

L'avantage de cette méthode est qu'une connaissance préalable des caractéristiques du générateur PV n'est pas nécessaire, et c'est une méthode relativement simple. Toutefois, le point de fonctionnement oscille autour du MPP, et il y a une perte d'une quantité d'énergie disponible. En outre, elle n'est pas une méthode appropriée pour une utilisation en évolution rapide des conditions.

I_a													
-1.6037													
I_{a_new}													
-0.634	-0.101	-0.101	0.898	1.366	1.813	2.240	2.648	3.037	3.410	3.765	4.106	4.431	4.743

Tableau 3.2 Résultats de méthode P&O

III.2.2 Méthode IC

Une autre méthode largement utilisée pour déterminer le MPP est l'IC, qui est dérivé de différencier la puissance PV en ce qui concerne la tension et en affectant le résultat à zéro.

$$\frac{dV_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} \frac{dV_{pv}}{dV_{pv}} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad (3.1)$$

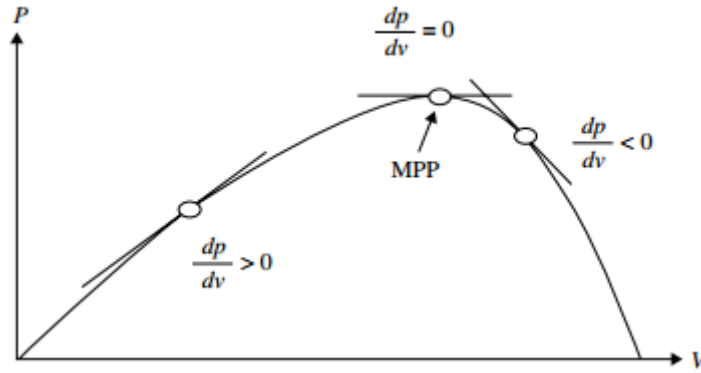


Figure 3.5 La base de la méthode IC.

$$\frac{-I_{pv}}{V_{pv}} = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (3.2)$$

Le côté gauche d'équation (3.2) représente l'opposé de la conductance instantanée, $G = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$ alors que le côté droit du (3.2) représente son IC. Les variantes incrémentielles, dV_{pv} et dI_{pv} , peut être approximée par les augmentations des deux paramètres, ΔV_{pv} et ΔI_{pv} , dans le but de mesurer les valeurs réelles de V_{pv} et de I_{pv} . Le variantes incrémentielles dV_{pv} et dI_{pv} exprimé comme suit :

$$dV_{pv}(t_2) \approx \Delta V_{pv}(t_2) = V_{pv}(t_2) - V_{pv}(t_1) \quad (3.3)$$

$$dI_{pv}(t_2) \approx \Delta I_{pv}(t_2) = I_{pv}(t_2) - I_{pv}(t_1) \quad (3.4)$$

La figure 3.5 montre la base de la méthode de l'IC.

Figure 3.6 montre l'algorithme de suivi de la méthode de l'IC. Le suivi commence par la mesure de la tension et le courant du module à deux instants de temps, T_1 et T_2 . La différence entre les valeurs mesurées sont représentés par dV_{pv} et dI_{pv} , puis la tension du module PV a augmenté de C jusqu'à rendre les côtés gauche et droit (3.2) égaux.[3]

Le principal avantage de la méthode de l'IC est qu'elle offre un bon rendement en vertu de l'évolution rapide des conditions atmosphériques. En outre, il a plus faible oscillation autour du MPP par rapport à la méthode P & O. Les efficacités MPPT des méthodes IC et P & O sont essentiellement, les mêmes, mais IC exige des circuits de commande plus complexes pour sa mise en œuvre matérielle, qui peut aboutir à coût élevé. [1]

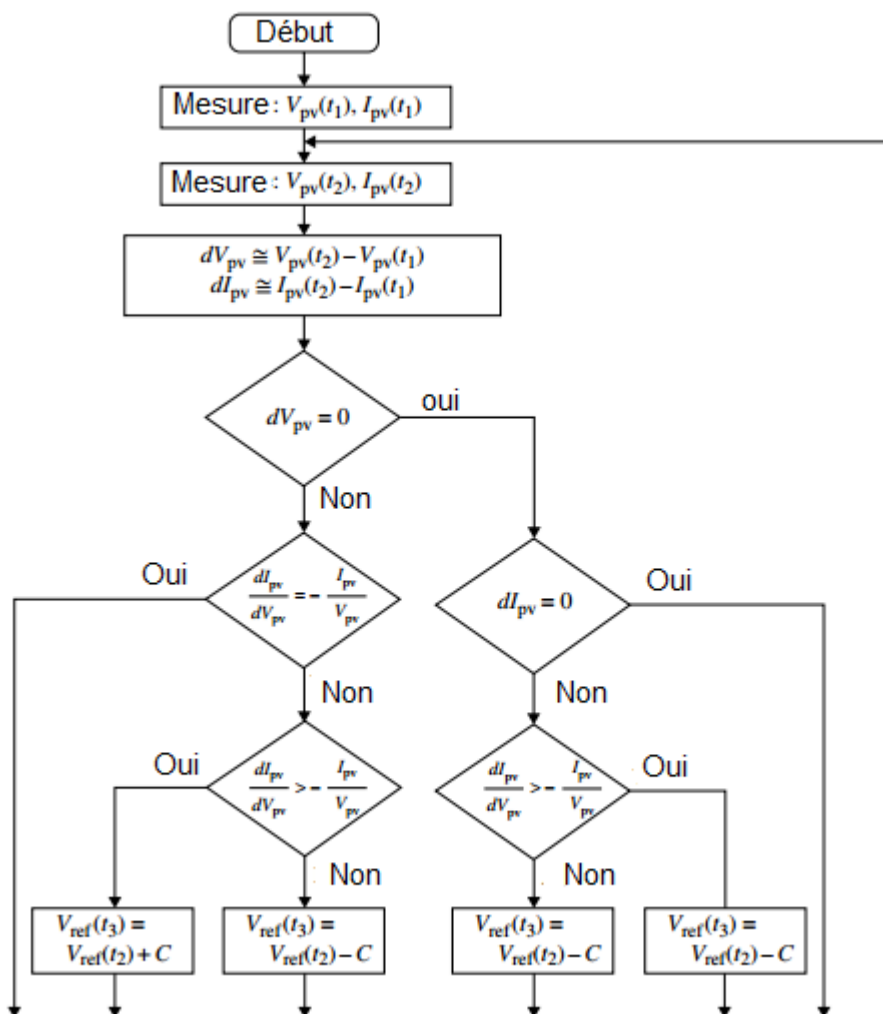


Figure 3.6 Méthode de conductance incrémentale. [1]

I_a
-1.5050

I_{a_new}													
-0.634	-0.101	-0.101	0.898	1.366	1.813	2.240	2.648	3.037	3.410	3.765	4.106	4.431	4.743

Tableau 3.3 Résultats de méthode IC

III.3 Les convertisseurs DC-AC

En ce qui concerne l'onduleur, il y a deux fonctions principales de l'onduleur dans les systèmes PV.

Tout d'abord, dans le système d'onduleur autonome PV est responsable de la conversion du signal DC d'un signal alternatif. Ainsi, le modèle requis ici doit être en termes d'efficacité de conversion. Toutefois, dans les systèmes PV reliées au réseau, les onduleurs sont responsables de synchroniser le signal de sortie avec la grille en termes de fréquence et le déphasage. C'est pourquoi ce processus doit également être abordée. La figure 3.7 montre une courbe de rendement d'un onduleur commercial provenant de la feuille de données.

La courbe décrit l'efficacité en termes de puissance d'entrée et de puissance nominale de l'onduleur. [2]

La courbe d'efficacité peut être décrite par une fonction puissance comme suit [1]

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta = c_1 \left(\frac{P_{pv}}{P_{INVR}} \right)^{c_2} + c_3 \frac{P_{pv}}{P_{INVR}} > 0 \\ \eta = 0 \frac{P_{pv}}{P_{INVR}} = 0 \end{array} \right. \quad (3.5)$$

Où P_{pv} et P_{inv} sont puissance de sortie de module PV et la puissance nominale du convertisseur, respectivement, alors que $c_1 - c_3$ sont les coefficients du modèle. Outil de montage de MATLAB peut être utilisé pour calculer les coefficients du modèle inverter développés, $c - c_3$. Notez cette grille

modèles d'onduleurs connectés sont très différents car ils doivent également tenir compte des spécifications du signal

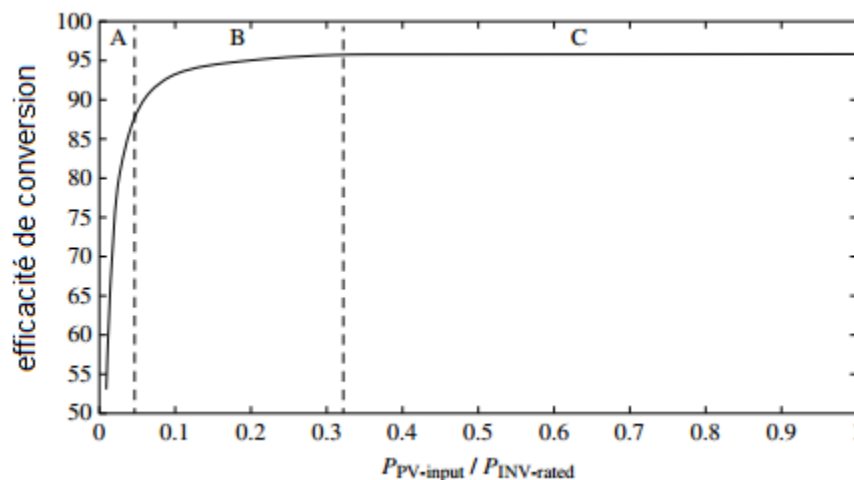


Figure 3.7 Courbe de rendement typique d'un onduleur.

Notre 3^{ème} programme c'est pour un modèle de convertisseur de PWM-avec un signal de sortie de 50 Hz, 20 % indice de modulation, 200 Hz fréquence de la porteuse et un déphasage de la charge de 25 ° qui donne les résultats suivants :

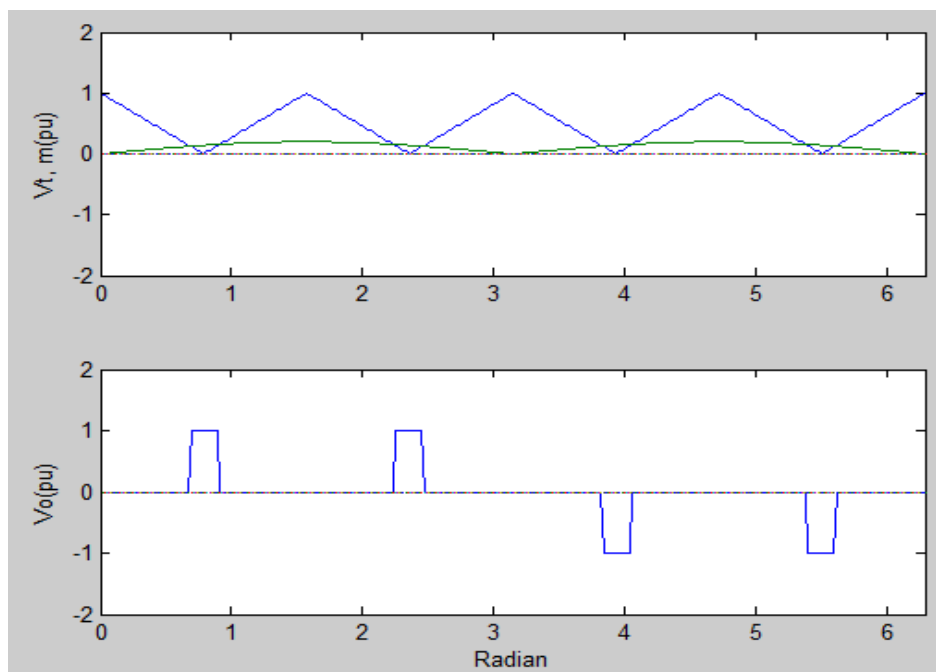


Figure 3.8 Modèle n ° 1 de la sortie d'onduleur

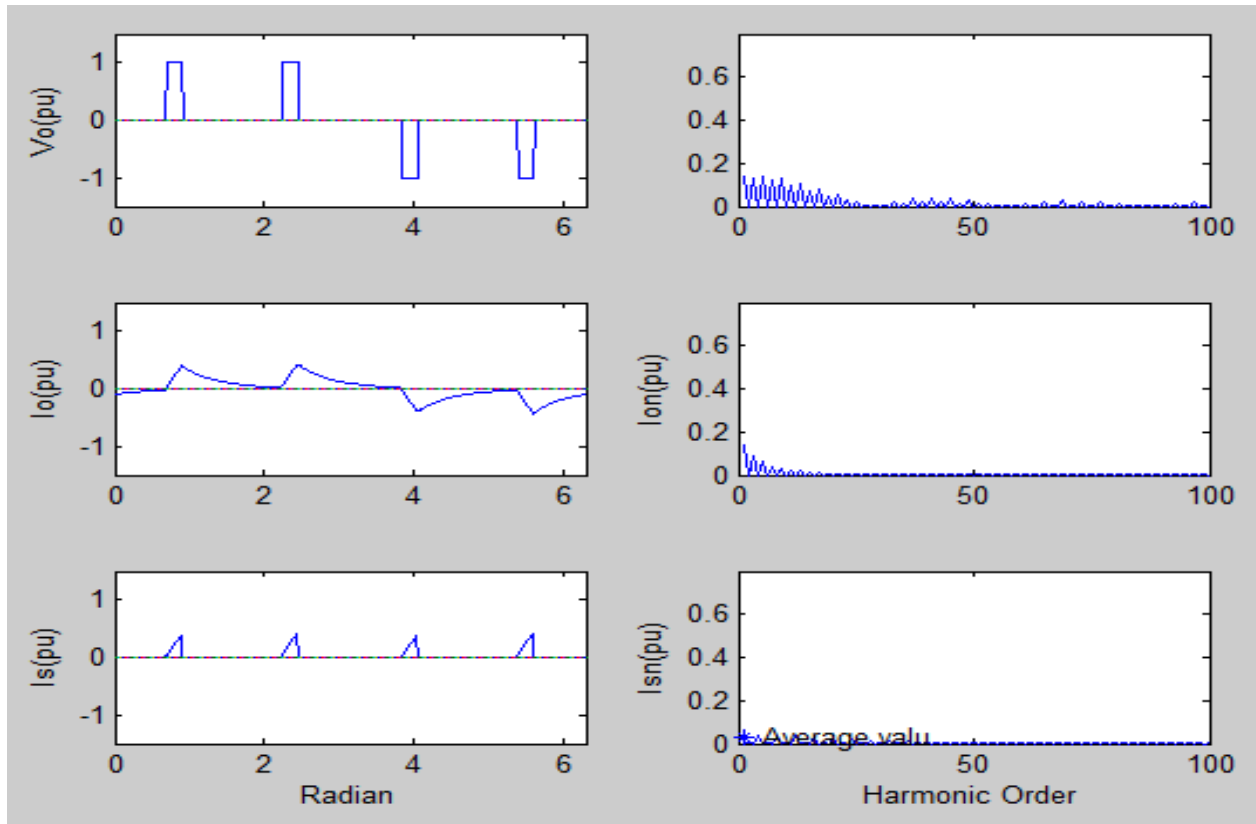


Figure 3.9 Modèle n ° 2 de sortie onduleur.

III.4 Batterie de stockage

La figure 3.10 montre un circuit équivalent de la batterie d'accumulateurs. La tension interne de la pile est représentée par une source de tension, V_1 et une résistance interne, R_1 . La charge ou la décharge actuelle, que I_{bat} dépend des niveaux de tension du système. Si la tension appliquée est supérieure à la tension de la batterie, V_{bat} , le courant, I_{bat} , s'écoule dans la batterie comme un courant de charge. Dans le même temps, si la tension appliquée est inférieure à la tension de la batterie, le courant s'écoule dehors qu'un courant de décharge de la batterie. [9]

L'état de charge (SOC) de batterie est exprimée en

$$SOC = 1 - \frac{Q}{C} \quad 0 \leq SOC \leq 1 \quad (3.6)$$

Pour l'équation 3.6, Q représente la charge de la batterie et C représente la capacité de la batterie.

La profondeur de charge (DOD) de batterie est donnée par [1]

$$DOD = 1 - SOC \quad (3.7)$$

Pendant le mode de chargement, supposons que $V_1 = V_{ch}$ et $R_1 = R_{ch}$, la tension de charge, V_{ch} , est donnée par [1]

$$V_{ch} = (2 + 0.148\beta)N_s \quad (3.8)$$

Dans lequel

$$\beta = \frac{SOC_1}{SOC_m} \quad (3.9)$$

SOC_1 Représente l'état initial de la charge de la batterie et SOC_m représente la valeur maximale de batterie SOC . N_s est le nombre de cellules de série de 2V.

R_{ch} Représente la résistance de charge et il peut être calculé par l'équation suivante : [1]

$$R_{ch} = \left[\frac{0.758 + \frac{0.1309}{1.06 - \beta}}{SOC_m} \right] N_s \quad (3.10)$$

De la Figure 3.10, la tension de la batterie est donnée par

$$V_{bat} = V_{ch} + I_{ch}R_{ch} \quad (3.11)$$

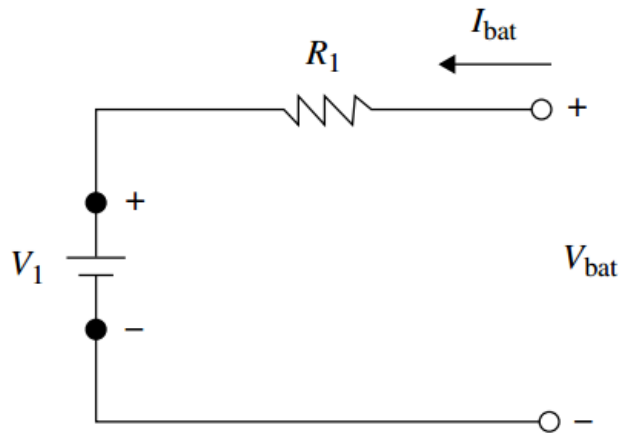


Figure3.10 Modèle physique de la batterie en mode charge.

Afin de calculer le SOC de la batterie pendant le mode de chargement, équation 3.12 est utilisé :[1]

$$SOC(t + dt) = SOC(t) \left[1 - \frac{D}{3600} dt \right] + K[V_{bat}I_{bat} - R_{ch}I_{bat}^2]dt \quad (3.12)$$

Quand K et D attaquent la charge de l'efficacité et le taux de décharge, respectivement.

Le mode de décharge est défini par les équations suivantes : [1]

$$V_{disch} = (1.926 + 0.124\beta)N_s \quad (3.13)$$

$$R_{disch} = \left[\frac{0.19 + \frac{0.1073}{\beta - 0.14}}{SOC_m} \right] N_s \quad (3.14)$$

$$V_{bat} = V_{disch} + I_{disch}R_{disch} \quad (3.15)$$

Une importante partie du modèle de batterie est l'estimation de la valeur instantanée de la SOC.

L'équation suivante décrit le SOC au temps(t + dt) : [1]

$$SOC(t + dt) = SOC(t) \left[1 - \frac{D}{3600} dt \right] + \left[\frac{KV_{ch}I_{bat}}{3600} \right] dt \quad (3.16)$$

Simplifiant l'équation précédente, nous obtenons

$$\frac{SOC(t+dt) - SOC(t)}{dt} = \left[\frac{KV_{ch}I_{bat}}{3600} - \frac{DSOC(t)}{3600} \right] \quad (3.17)$$

La droite d'équation 3.14 est la première dérivée du SOC(t), donc le SOC instantanée peut être obtenue par intégration comme illustré ci-dessous :

$$SOC_n(t) = SOC_1 + \frac{1}{SOC_m} + \int \left[\frac{KV_{ch}I_{bat}}{3600} - \frac{DSOC_n(t-\tau)SOC_m}{3600} \right] dt \quad (3.18)$$

Où τ est le pas de temps interne de la simulation

Pour la charge et la décharge d'une batterie on à développer un programme qui donne les résultats suivant :

V_{bati}	12.5377 V
SOC_i	0.5740

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre III nous avons présenté la technique pour commander le convertisseur DC/DC pour obtenir le courant de tension maximale car il est simple et à implanter et facile à mettre en œuvre. Le convertisseur DC/AC qui concerne l'onduleur pour la conversion de signal continu à l'alternative.

En outre, le contrôleur MPPT qui assure l'ensemble des résultats obtenus démontre le bon fonctionnement du générateur PV.

Pour garder le MPP, il y a plusieurs méthodes mais en a choisi 2 méthodes nécessaires qui sont la méthode (P & O) et la méthode IC. Avec ces deux méthodes, permet de faire des simulations avec des programmes qui donnent des différents résultats. Les efficacités MPPT des méthodes IC et P & O sont essentiellement les mêmes, mais IC exige des circuits de commande plus complexes pour sa mise en œuvre matérielle, qui peut aboutir à un coût élevé.

Plus de ça, on a modélisé le schéma équivalent de la cellule PV, pour exprimer les lois du courant et des puissances.