

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

MÉMOIRE PRÉSENTÉ
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA

MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

ÉTUDE D'UNE COMMANDE À BASE DE LA TECHNIQUE D'ÉCRÊTAGE DE
TENSION POUR UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE OMBRAGÉ

PAR
MASSINISSA KECIRI

OCTOBRE 2023

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire, de cette thèse ou de cet essai a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire, de sa thèse ou de son essai.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire, cette thèse ou cet essai. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire, de cette thèse et de son essai requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (M. Sc. A.)

Direction de recherche :

Prof. Ahmed Chériti

Prénom et nom

Directeur de recherche

Jury d'évaluation

Prof. Ahmed Chériti

Prénom et nom

Membre interne

Fonction du membre de jury

Prof. Alben Cardenas

Prénom et nom

Membre interne

Fonction du membre de jury

Prof. Tahar Tafticht

Prénom et nom

Membre externe

Fonction du membre de jury

Résumé

Les techniques MPPT conventionnelles telles que perturbation et observation (P&O), la conductance incrémentielle, le courant de court-circuit fractionnaire (FSCC), la tension en circuit ouvert fractionnaire et la tension constante sont relativement simples pour les implémentations matérielles pratiques dans des conditions d'irradiation uniformes. Néanmoins, elles peuvent fournir une estimation du point de puissance maximale (PPM) erronée en présence d'ombrage partiel. En effet, ces méthodes sont incapables de distinguer entre le point de puissance maximal global et local (GMPP et LMPP) résultant des conditions d'ombrage.

Dans ce travail nous avons amélioré la technique de recherche de point de puissance maximal (GMPPT) global d'un système photovoltaïque composé de plusieurs cellules photovoltaïques. Tout en se basant sur la technique d'écrêtage de tension.

La nouvelle approche proposée est basée sur la comparaison des aires formées par les courbes I-V des cellules photovoltaïques, pour déduire la zone où se trouve la GMPP, par la suite les MPPT standards telles que la P&O, peuvent prendre le relais pour avoir le pic de puissance.

Nous avons pu mettre au point une méthode, qui ne nécessite pas d'introduire les paramètres des panneaux solaires ni d'intégrer des capteurs spécifiques autres que ceux du courant et de la tension, peu encombrante et simple à réaliser. Elle nous a permis d'atteindre

le point de puissance maximale dans tous les profils d'ensoleillements et d'ombrages envisagés.

Remerciements

Avant tout, je tiens à remercier le Bon Dieu de m'avoir donné la force et le courage.

Un remerciement particulier à mon directeur de recherche, le professeur A. Cheriti, qui a rendu ce travail possible, sa contribution était vraiment décisive et de grande utilité.

Je tiens aussi à remercier le Dr Ayache qui m'a aidé à comprendre la problématique étudiée, ainsi que pour sa contribution.

À la suite je tiens à remercier vivement les professeurs qui m'ont encadré pour leurs efforts et encouragements, l'Université du Québec pour les moyens mis à notre disposition et leurs accompagnements.

Je tiens également à remercier les membres de jury de me faire l'honneur d'accepter l'évaluation de mon travail.

Mes vifs remerciements aussi à tous les enseignants, qui m'ont accompagné pendant notre cursus. Et aux enseignants de département de génie électrique. À tout ce qui fut à un moment ou à toute instante partie prenante de ce travail. Mes plus chaleureux remerciements pour tous ceux qui de près et de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Remerciements exceptionnels à ma famille qui m'a soutenu durant tout mon parcours, soit académique ou professionnel. Une pensée particulière à mon défunt père qui m'a tout donné et à qui je n'ai pas eu l'occasion de dire suffisamment merci.

Table des matières

Résumé.....	iii
Remerciements.....	v
Table des matières.....	vi
Liste des tableaux.....	ix
Liste des figures.....	x
Liste des symboles.....	xiii
Chapitre 1 - Introduction.....	1
1.1 Revue de la littérature :.....	1
1.2 Problématique étudiée dans ce travail :.....	1
1.1 Objectifs :.....	2
1.2 Méthodologie :.....	3
1.3 Organisation :.....	3
Chapitre 2 - Introduction aux systèmes photovoltaïques.....	5
2.1 Introduction.....	5
2.2 Le solaire.....	7
2.2.1 Sources d'énergie.....	7

2.2.2	Irradiation solaire :	7
2.2.3	Histoire du photovoltaïque:.....	10
2.2.4	Technologie photovoltaïque.....	11
2.3	Conclusion.....	20
Chapitre 3 - Modélisation et simulation de panneaux photovoltaïques		21
3.1	Introduction	21
3.2	Exemple de configuration photovoltaïque.....	21
3.3	Modélisation d'une cellule photovoltaïque	22
3.3.1	Schémas électriques d'une cellule PV :	22
3.4	Modèle implicite.....	27
3.4.1	Paramètres affectant la production de la cellule PV	29
3.4.2	Caractéristiques électriques d'un panneau PV	39
3.5	Conclusion.....	40
Chapitre 4 - Suivi du Point de Puissance maximale global		41
4.1	Commande MPPT	41
4.2	Principe de fonctionnement de la méthode des aires.....	46
4.3	Estimation pour deux profils de variation	58
4.3.1	Variation importante d'ombrage :	58
4.3.2	Variation légère d'ombrage	60

4.4	Estimation de la commande sur un système global.....	62
4.5	Simulation de la commande sur un système global.....	65
4.5.1	Hacheur abaisseur de tension.....	65
4.5.2	Régulateur Proportionnel Intégral:	68
4.5.3	Simulation de l'ensemble du système PV.....	74
4.6	Conclusion.....	78
Chapitre 5 - Conclusion		79
RÉFÉRENCES.....		81
Annexe A – Schéma bloc de simulation		88
Annexe B – Schéma bloc du Hacheur.....		89
Annexe C – Schéma bloc de l'écrêtage de tension		90
Annexe D– Schéma bloc de la commande.....		91
Annexe E– Allure de la simulation globale		92

Liste des tableaux

Tableau 3-1: Différents modes d'ensoleillements pour simulation	34
Tableau 3-2 Paramètres électriques du panneau PV	39
Tableau 4-1: Profils d'ensoleillement, de variation brusque	58
Tableau 4-2 Résultats d'estimation de Zone du GMPP	59
Tableau 4-3 Profils d'ensoleillement pour une variation légère	60
Tableau 4-4 : Résultats d'estimation de la zone de GMPP	62
Tableau 4-5 : Profils d'ensoleillement pour simulation global	63
Tableau 4-6 : Valeurs des puissances et leurs zones	64
Tableau 4-7 : Estimation des zones	64

Liste des figures

Figure 2-1 : Carte de gisement solaire du Québec [15]	6
Figure 2-2 : démonstrations des différents rayonnements [20].....	9
Figure 2-3 : Semi-conducteur intrinsèque [24]	11
Figure 2-4 Semi-conducteur type P [24].....	12
Figure 2-6 : Effet dopage type P [24].....	12
Figure 2-5 Effet dopage type N [24].....	12
Figure 2-7 Semi-conducteur type N [24]	13
Figure 2-8 Jonction P N [24].....	13
Figure 2-9 : Jonction PN polarisée en sens direct et inverse [24].....	14
Figure 2-10 : Technologies et rendement des cellules [25]	15
Figure 2-11 : Cellule photovoltaïque exposée au soleil [28]	16
Figure 2-12 : Allures d'une cellule photovoltaïque	18
Figure 3-1 Exemple d'un système de pompage PV.....	22
Figure 3-2 : Modèle idéal [29].	24
Figure 3-3 : Modèle à une diode avec résistance série [29].	25
Figure 3-4 : Modèle à deux diodes avec résistance série [29]	26
Figure 3-5 : Modèle à deux diodes avec résistance shunt [30]	27
Figure 3-6: Modèle implicite d'une cellule PV [30].....	29
Figure 3-7 Allures P_{pv} (V_{pv}), I_{pv} (V_{pv}) selon la valeur de la résistance série	30
Figure 3-8 : Allures P_{pv} (V_{pv}), I_{pv} (V_{pv}) selon la valeur de la température	31

Figure 3-9 : Agrandissement des allures $I_{pv}(V_{pv})$ selon la valeur de la température	31
Figure 3-10 : Allures $P_{pv}(V_{pv}), I_{pv}(V_{pv})$ selon la valeur de l'ensoleillement.....	32
Figure 3-11 : Blocs Simulink de la simulation sans la DDC	35
Figure 3-12 : Influence de l'ombrage sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv}), I_{pv}(V_{pv})$ sans DDC.....	35
Figure 3-13 : Bloc Simulink de la simulation avec DDC	36
Figure 3-14 : Influence de l'ombrage sur l'allure $P_{pv}(V_{pv})$ avec DDC.....	37
Figure 3-15 : Influence de l'ombrage sur l'allure $I_{pv}(V_{pv})$ avec DDC	38
Figure 3-16: Allure de puissance pour deux cas, avec et sans DDC.....	39
Figure 4-1 : Algorithme MPPT (P&O).....	42
Figure 4-2 : Blocs de simulation de l'algorithme P et O.....	43
Figure 4-3 : Allure de la puissance en fonction du temps, après application de la commande P&O	44
Figure 4-4 : Agrandissement sur le régime transitoire.....	44
Figure 4-5: Agrandissement sur le régime permanent	45
Figure 4-6 : Séquences de fonctionnement	47
Figure 4-7 : Montage avec diodes Zeners	48
Figure 4-8 : Branche d'écrêtage de tension [33]	49
Figure 4-9 : Trapèzes rectangles d'approximation.....	50
Figure 4-10 : Illustration de la pente sur le mode 7	51
Figure 4-11 : Correction des pentes	52
Figure 4-12 : Approximation souhaitée des pentes.....	53
Figure 4-13 : Délimitation des trapèzes	54
Figure 4-14: Organigramme de fonctionnement de la GMPP	56
Figure 4-15 : Algorithme de commande des aires	57
Figure 4-16 : Allure d'un ombrage brusque.....	59

Figure 4-17 : Allures d'un ombrage brusque	61
Figure 4-18 : Allures d'ombrage léger, séparées en deux axes.....	62
Figure 4-19 : Calcule des pics de puissance.....	63
Figure 4-20 : Bloc de simulation du hacheur abaisseur	66
Figure 4-21 Organigramme du modèle petit signaux du hacheur abaisseur	68
Figure 4-22 Tension à la sortie du hacheur	68
Figure 4-23 : Correcteur PI	69
Figure 4-24 : Paramètres régulateurs PI.....	70
Figure 4-25 : Fenêtre « Tuner », contrôleur PI	70
Figure 4-26 : Paramètre du régulateur PI.....	71
Figure 4-27: Introduction des paramètres PI.....	72
Figure 4-28 : Bloc de commande du hacheur	72
Figure 4-29 : Tension de sortie du hacheur après régulation	73
Figure 4-30 : Résultats de la simulation après l'application de la commande GMPPT	74
Figure 4-31 : Agrandissement sur le mode 1	75
Figure 4-32 : Agrandissement sur le mode 2	76
Figure 4-33 : Agrandissement sur le mode 3	77
Figure 4-34 : Agrandissement sur le mode 4	78

Liste des symboles

A : facteur d'idéalité d'une diode

Aire- i : aire du trapèze i délimité par la droite de courants Zener, la droite de la tension Zener, l'axe des courants et l'axe des tensions, sachant que i est de 1 à 4

DDC : diode de contournement

E : Ensoleillement, ou irradiation

E_g : Énergie de gap

FF : Facteur de forme

I : courant

I_{cc} : Courant électrique, de court-circuit

I_d : courant de diode

I_{d1} : courant de la première diode

I_{d2} : courant de la deuxième diode

I_{mpp} : courant au point de puissance maximale

INC : incrément de la conductance, commande MPPT

I_{ph} : Courant photovoltaïque

I_{pv} : Courant à la sortie de panneau photovoltaïque

I_{sat} : courant de saturation

I_{sc} : Courant de court-circuit

I_{sh} : Courant de la résistance shunt

I_{z-i} : Courant électrique mesuré à l'application de la tension Zener V_{z-i}

I_{zp} : Courant électrique mesuré à l'application de la tension Zener V_{zp}

I_0 : est le courant de saturation de la diode

I_{01} : est le courant de saturation de la première diode

I_{02} : est le courant de saturation de la deuxième diode

K : Constante propre au panneau PV

LFC : Logique Floue, commande MPPT

LMPP : Point de puissance maximal local

MPP : Point de puissance maximal

MPPT : Suivi de point de puissance maximal

n : Nombre de panneaux en série

G : Ensoleillement ou irradiation

GPV : Générateur photovoltaïque

GMPP: Point de puissance maximal global

GMPPT: Suivi de point de puissance maximal global

G_{STC} : Ensoleillement ou irradiation dans les conditions standards

P&O : Perturbe et Observe, commande MPPT

P : Puissance

P_c : puissance crête

P_{nt-i} : Constante de la Pente i , des courbes I-V des cellules solaires

P_{mpp} : Puissance maximale

P_{pv} : Puissance délivrée par le panneau PV

PV : Photovoltaïque

P-V : Caractéristique Puissance en fonction de temps

q : Charge électrique

V : Tension électrique

V_d : Tension de diode

V_g : Tension de seuil de la diode

V_{mpp} : Tension au point de puissance maximal

V_{oc} : Tension de circuit-ouvert

V_{pv} : Tension à la sortie de panneau photovoltaïque

V_{ref} : Tension électrique de référence

V_{zp} : Tension à l'intersection de la droite de courants Zener, la droite de la tension Zeners, l'axe des courants et l'axe des tensions

V_{z_i} : Tension Zener, pour i de 1 et 3

V'_{z_i} : Variables utilisées pour le calcul des aires des trapèzes

V_{∞} : Tension au régime permanent du hacheur

R_s : Résistance série

R_{sh} : Résistance shunt

STC : Conditions standards de température et d'enseillement

T : Température

T_{stc} : Température dans les conditions standards

ZCE : champ électrique interne

ρ_{mpp} : Rendement au point de puissance maximal

t : Temps

α : Rapport cyclique

λ : Longueur d'onde

Ω : Ohm

μ : Micro est le préfixe du Système international d'unités (10^{-6})

μ_{cc} : Coefficient de température du courant de court-circuit

Chapitre 1 - Introduction

1.1 Revue de la littérature :

Les contraintes liées à l'exploitation d'énergie solaire photovoltaïque, particulièrement d'une cellule photovoltaïque, sont liées à une caractéristique appelée, caractéristique courant-tension. Cette caractéristique électrique n'est pas linéaire et dépend de plusieurs paramètres voire la température, la résistance de série, l'ensoleillement, la technologie utilisée, le vieillissement et d'autres paramètres d'exploitation [1]-[4].

La courbe de puissance en fonction de tension est changeante selon plusieurs paramètres à chaque instant, ce qui nécessite l'utilisation de la commande de suivi de ce point de puissance maximal (MPPT) [5]-[7].

1.2 Problématique étudiée dans ce travail :

Les techniques MPPT conventionnelles telles que perturbation et observation (P&O), la conductance incrémentielle, le courant de court-circuit fractionnaire (FSCC), la tension en circuit ouvert fractionnaire, la tension constante sont relativement simples pour les implémentations matérielles pratiques dans des conditions d'irradiation uniformes. Néanmoins, ils peuvent fournir une estimation du point de puissance maximale (PPM) erronée en présence d'ombrage partiel. En effet, ces méthodes sont incapables de distinguer le point de puissance maximum global et local (GMPP, LMPP) résultant des conditions d'ombrage.

Dans la littérature, cette problématique est abordée comme un exemple d'optimisation standard où des méthodes heuristiques incluant l'intelligence artificielle et des algorithmes d'optimisation stochastique sont utilisés. Ces techniques utilisent de nombreux calculs pour suivre efficacement le GMPP, ce qui entraîne un processus d'optimisation fastidieux. De plus, ces méthodes sont exposées à la divergence, en particulier lors de changements rapides des conditions environnementales.

Une nouvelle technique MPPT matérielle basée sur des tensions d'écrêtages a été récemment proposée. Cette méthode intitulée Voltage Clamp (VCM) consiste à imposer des tensions d'écrêtage distinctes sur le générateur photovoltaïque pour mesurer les courants délivrés sur l'ensemble des caractéristiques I-V. À la suite de ces mesures, l'emplacement du GMPP est déduit. [8]-[13].

Les essais préliminaires de cette approche ont révélé une efficacité et une stabilité de suivi élevées tout en évitant l'utilisation de capteurs supplémentaires, du matériel et des calculs complexes. Cependant, l'estimation du GMPP à l'aide des mesures d'écrêtage doit être repensée, car la précision dans certaines situations où l'écart de puissances entre les points de puissance maximale est inférieur à 10% de la puissance nominale. L'objectif de ce travail de recherche est donc d'améliorer la précision de l'algorithme de localisation du GMPP.

1.3 Objectifs :

Étudier les comportements d'un panneau photovoltaïques en présence d'ombrage partiel, contribuer à l'améliorer de commande de recherche de point de puissance maximale global.

1.4 Méthodologie :

Dans un premier lieu, nous avons étudié une partie de la thèse de docteur K. Ayache, où elle aborde la technique d'écrêtage de tension, appliqué aux cellules photovoltaïques ombragées.

Nous avons créé des profils d'ombrage qui peuvent surgir au cours d'utilisations d'un panneau solaire; après avoir étudié les différentes allures résultantes de ces derniers, nous avons étudié une nouvelle technique plus simple de détermination des tensions d'écrêtage; ensuite nous avons mesuré les courants de ces tensions, ce qui nous permis de tracer les trapèzes carrés, que nous avons détailler dans le chapitre VI, la surface de ces derniers nous donne un intervalle de tension où se trouve le point de puissance maximale global, alors nous avons appliqué la tension d'écrêtage équivalente à l'aide d'un régulateur de tension, ensuite la commande perturber et observer atteint toujours le bon point de puissance maximale.

1.5 Organisation :

Ce travail est divisé en quatre chapitres, dans le premier nous allons avoir une idée générale sur le solaire, le gisement solaire et le rayonnement terrestre, et nous allons donner quelques notions sur les semi-conducteurs qui sont la composante d'une cellule photovoltaïque.

Dans le second chapitre, nous allons aborder la modélisation mathématique d'une cellule photovoltaïque, et faire quelques simulations pour voir son comportement à la variation des conditions d'utilisation, voir l'ensoleillement, la température, la résistance série et l'ombrage.

Dans la troisième partie, nous allons aborder la commande du système solaire, où nous allons voir son comportement à la suite de l'application de l'algorithme de poursuite de point de puissance maximale.

Dans le dernier chapitre, nous allons conclure avec une synthèse et les perspectives de recherche.

Chapitre 2 - Introduction aux systèmes photovoltaïques

2.1 Introduction

La demande énergétique ne cesse d'augmenter avec l'industrialisation et la croissance démographique. Les énergies fossiles s'épuisent, d'où la nécessité de la transition vers les énergies renouvelables telles que le solaire, l'éolien, la biomasse et plusieurs autres.

De plus, les énergies conventionnelles produisent du gaz à effet de serre, ce qui cause le réchauffement climatique, lequel va nuire aux générations futures et à l'écosystème en général.

Les panneaux solaires photovoltaïques peuvent nous servir à résoudre le problème de l'épuisement des énergies, être une solution de rechange aux énergies fossiles.

L'usage de ces panneaux dans l'espace constitue une preuve de leur importance. Parmi leurs avantages, on retrouve la simplicité à entrer en production. Tant qu'il y a du soleil, ils produisent de l'électricité. Ils n'ont pas de partie mobile, ce qui implique moins d'entretien et de savoir-faire. De plus, ils n'émettent pas de nuisance sonore et ne produisent pas de rejet toxique.

Leurs principaux inconvénients sont le faible rendement, le coût de fabrication élevé et l'ombrage partiel ou total des panneaux, qui fait réduire sérieusement la productivité.

Ces problèmes sont la préoccupation des investisseurs et des chercheurs, ce qui va les rendre compétitifs dans le futur.

Le Québec se situe dans l'hémisphère nord de la planète, où le climat est plutôt froid, ce qui serait un atout pour l'exploitation photovoltaïque. Les pertes thermiques des panneaux solaires vont alors être réduites.

Avec la politique sur la transition énergétique prévue pour 2030, le gouvernement du Québec vise un accroissement de la production d'énergie renouvelable de 25 % [14].

En outre, les températures basses, qui dépassent rarement les 30 degrés Celsius, refroidissent les cellules, ce qui favorise l'utilisation optimale des panneaux photovoltaïques et la réduction des pertes thermiques. En ce qui concerne l'irradiation solaire annuelle au Québec, elle est illustrée sur la figure suivante :

L'ensoleillement moyen annuel varie entre 1000 et 1250 kWh/kW/An. L'intensité des rayons solaires est plus élevée près de l'équateur, où les rayons solaires ont une courte distance à parcourir dans l'atmosphère, alors la quantité d'énergie réfléchiée dans l'espace est moindre.

En plus, la partie nuageuse est plus importante au nord de la province (voir la figure 2-1).

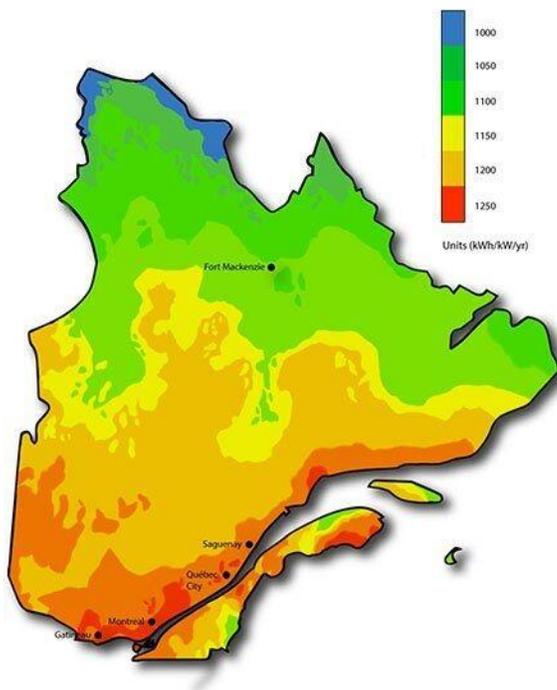


Figure 2-1 : Carte de gisement solaire du Québec [15]

À titre quantitatif, selon la compagnie Hydro-Québec, un chalet avec spa consomme une moyenne annuelle de 27 000 kWh [16], si ce chalet se trouve à Saguenay, alors il faut un

parc de $27000/1200 = 22,5$ kW. Selon la même source, la consommation en chauffage représente 48 % d'énergies globales. Dans ce cas, nous pouvons rendre la surface du parc PV plus petite en engendrant la biomasse (bois de forêt) comme deuxième source d'énergie dédiée au chauffage.

2.2 Le solaire

2.2.1 Sources d'énergie

Jusqu'à présent, nous avons utilisé le charbon, le pétrole, le gaz naturel et d'autres sources d'énergies fossiles dans notre vie quotidienne.

Les énergies fossiles sont principalement les plus utilisées dans le monde en raison de la diversité de leurs usages et de leur coût avantageux.

En revanche, au cours des dernières décennies, l'environnement a commencé à se dégrader. L'épuisement des énergies fossiles a laissé sa place à de sérieuses préoccupations, notamment au sujet des changements climatiques. Alors, les spécialistes cherchent d'autres solutions pour y remédier.

Entre autres, ils nous proposent de nous tourner vers les énergies renouvelables.

Dans ce travail, nous aborderons plus particulièrement l'énergie solaire photovoltaïque.

2.2.2 Irradiation solaire :

Le Soleil est une étoile composée d'hydrogène et d'hélium située au centre du système solaire. Sa Température de surface est d'environ 5800 K. Son rayon mesure près de 69 600 km [17].

La constante solaire est la valeur de son rayonnement dans l'espace, ce qui est égal à 1367 W/m^2 .

Presque un tiers de cette valeur est réfléchi par l'atmosphère, ce qui entraîne une réduction de sa valeur à près de 1000 W/m^2 à la surface de la Terre. Lorsque le ciel est clair, sans entrave et sans nuages et qu'il y a peu de poussière, cette valeur peut être maximale.

En revanche, il existe plusieurs paramètres qui influencent cette valeur, tels que les impuretés, l'humidité, le jour et la nuit et l'inclinaison de la planète tout au long de l'année. Au nord, elle augmente pour atteindre un maximum le 21 juin, puis elle décroît jusqu'au minimum, le 21 décembre, pour ensuite remonter.

L'énergie est le produit de la puissance par le temps. En été les journées sont plus longues qu'en hiver, l'inclinaison est maximale et il y a moins d'avaries. De ce fait, on aurait un rayonnement incident plus important et un temps d'exposition conséquent, alors l'énergie produite serait meilleure.

Plusieurs paramètres influencent la qualité de l'air et les composants de l'atmosphère, tels que la perméabilité, l'humidité, les nuages, la poussière et les polluants atmosphériques. Par temps clair et pur, le rayonnement direct est plus important.

En présence de nuages et d'impuretés, les rayons solaires seront réfléchis ou déviés, ce qu'on appelle rayonnement diffus. Celui-ci, qui provient de toutes les directions, peut devenir plus important que le rayonnement direct dans certaines conditions. En les additionnant, on va obtenir un rayonnement global [18].

Le rayonnement direct représente 60 % du rayonnement global alors que le rayonnement diffus n'en représente que 40 % [19]. L'albédo dépend de la géographie et des immeubles avoisinants. La neige et l'eau provoquent considérablement son augmentation.

Dans la figure 2-2, sont illustrées les différentes formes de rayonnement.

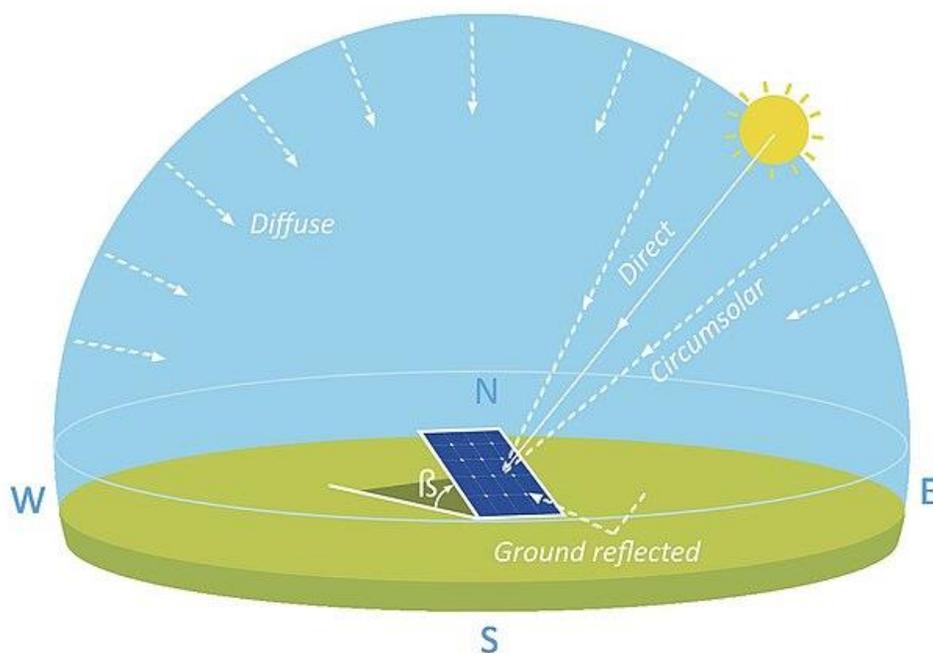


Figure 2-2 : démonstrations des différents rayonnements [20]

L'énergie solaire :

$$E = \frac{1,26}{\lambda} \quad (22.1)$$

λ : constante de planque $6,63 \times 10^{-34}$ J.s

Les bandes électromagnétiques d'irradiation solaire ont des valeurs d'ordre de dixième de micromètre pour l'ultraviolet et le visible, alors que l'infrarouge dépasse les $0.8 \mu\text{m}$; les portions des rayons se répartissent comme suit [21]:

- 8.3 % d'ultraviolet ($<0,4\mu\text{m}$) ;
- 40.9 % de visible ($0.4 \text{ à } 0.8 \mu\text{m}$) ;
- 50.8 % d'infrarouge (>0.8).

2.2.3 Histoire du photovoltaïque:

Photovoltaïque : si on décompose ce mot en deux, la première partie, « photos » signifie « lumière » en grec, et « volta » fait référence au nom du physicien italien Alessandro Volta, l'inventeur de la pile électrique au XVIII^e siècle, d'où le nom de « volt » pour désigner l'unité de la tension électrique [22].

Le four à micro-onde est un exemple de l'importance des ondes électrogéniques et de l'énergie qu'elles peuvent produire.

Dans le cadre de ce travail, nous nous pencherons davantage sur le domaine du visible, car les panneaux photovoltaïques fonctionnent avec la lumière. Cette technologie ne commence à être intégrée qu'à partir des années 1940.

Au début, on s’y intéresse pour en faire usage dans l’espace, car elle ne nécessite ni carburant ni alimentations.

Le rendement du premier panneau photovoltaïque était peu rentable, était d’à peine 4 %, ce qui n’encourageait pas la production à grande échelle [23].

Le photovoltaïque, au début, n’était pas vraiment attractif, vu le coût trop élevé de fabrication. Les industries et les gouvernements ne commencent à s’y intéresser qu’à partir des années 1970 [22].

2.2.4 Technologie photovoltaïque

2.2.4.1 Principe de fabrication d’une cellule

2.2.4.1.1 Les semi-conducteurs :

Un semi-conducteur est un isolant à l’état naturel qui devient conducteur dans certaines conditions comme l’irradiation, la chaleur ou encore l’excitation [24].

La chaleur ou une autre source d’énergie agit sur les électrons de valence et les éloigne plus du noyau, les faisant devenir des porteurs de charges (voir la figure 2-3).[24].

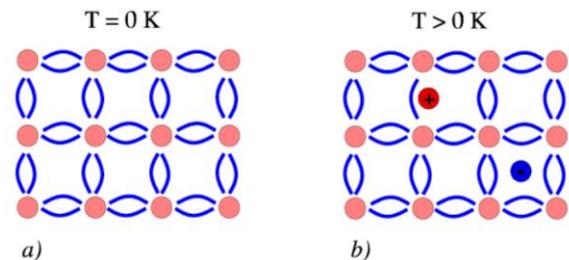


Figure 2-3 : Semi-conducteur intrinsèque [24]

2.2.4.1.1 Les semi-conducteurs extrinsèques :

Pour créer des électrons ou trous libres dans les semi-conducteurs, on y introduit d’autres atomes afin d’obtenir une jonction dopée.

2.2.4.1.1.1 Semi-conducteur type P :

On ajoute des atomes trivalents d'aluminium au silicium. Ils vont se recombinaison avec les quatre de celui-ci pour nous faire obtenir un atome d'aluminium entouré des atomes de silicium, auxquels il manquerait un électron dans la liaison pour en avoir quatre.

De ce fait, on aurait des trous dans les liaisons, alors la nouvelle configuration serait favorable pour recevoir des électrons, ce qui entraîne la création de courant.

Enfin, on obtient un cristal dopé P (positif) (voir la démonstration sur la figure 2-4).

Alors, on agit sur la couche de valence en ajoutant des liaisons grâce auxquelles on crée des jonctions dopées positives ou négatives afin que la bande de conduction soit réduite ou pour que la bande de valence augmente, ce qui va entraîner la réduction de la bande interdite, facilitant le déplacement des électrons [24].

La figure 2-5 et la figure 2-6 représentent les effets de dopage sur les différentes bandes.

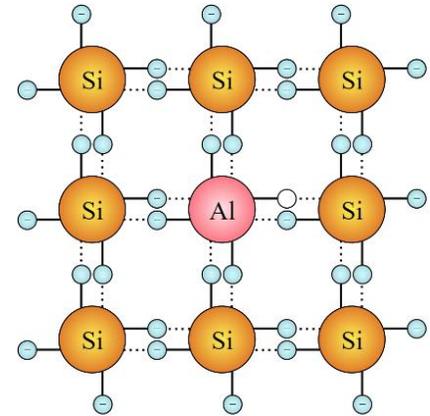


Figure 2-4 Semi-conducteur type P [24]

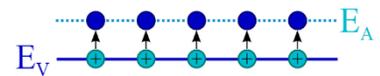


Figure 2-6 Effet dopage type N [24]

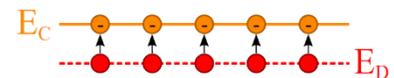


Figure 2-5 : Effet dopage type P [24]

2.2.4.1.1.2 Semi-conducteur type N :

Dans le cas du semi-conducteur de silicium, nous ajoutons des atomes pentavalents tels que celui de phosphore. Celui-ci va se recombinaison avec quatre atomes de silicium. Il reste un électron sans liaison, qui va être libre et que l'atome peut laisser partir facilement. On parle donc de conductivité. Au total, cette jonction aura plus d'électrons libres. C'est ainsi que nous obtenons un cristal dopé N (négatif) (voir la démonstration sur la figure 2-7) [24].

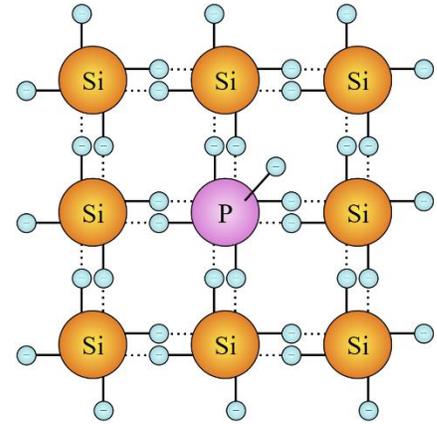


Figure 2-7 Semi-conducteur type N [24]

2.2.4.1.1.3 Formation de la jonction PN :

Pour obtenir une jonction PN, nous allons additionner une jonction de type P et une autre de type N. Au contact des deux jonctions, les charges vont se reconfigurer et créer une zone de déplétion.

Lors de cet assemblage, les porteurs de charges libres s'attirent et se recombinent, les électrons libres passent dans la jonction P et les trous, dans la jonction N, ce qui crée un bref courant de diffusion entre les deux jonctions.

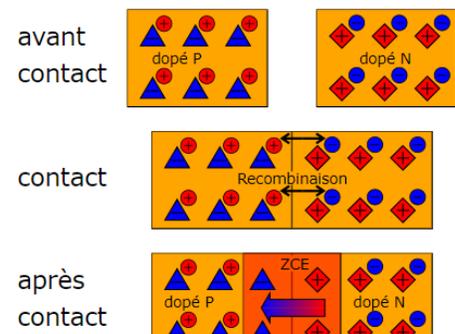


Figure 2-8 Jonction P N [24]

À l'intersection des deux jonctions, la partie positive va perdre ses trous libres, qui vont se recombinaison avec la jonction négative, et celle-ci va perdre ses électrons libres pour se repositionner avec la partie positive, ce qui va mener

à la création d'une zone de transition qui va priver les électrons et les trous de libre circulation (voir la figure 2-8).

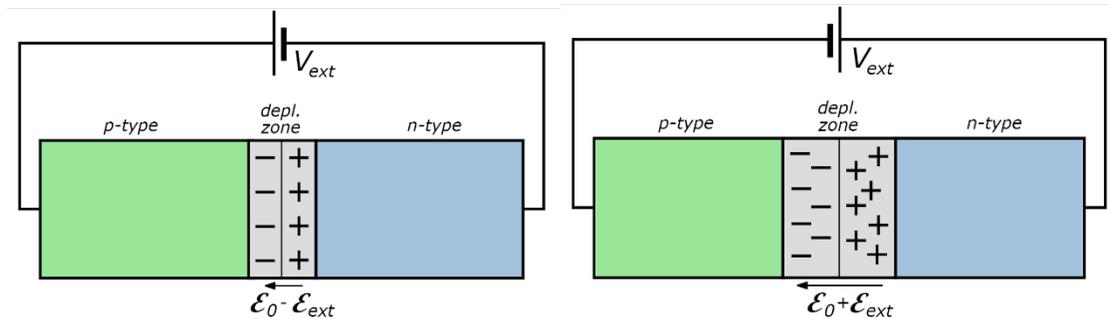


Figure 2-9 : Jonction PN polarisée en sens direct et inverse [24]

Sur la figure 2-9, à gauche, nous constatons que la polarisation directe de la zone de déplétion se rétrécit jusqu'à devenir conductrice. Cependant, dans le sens inverse (à droite de la figure 2-9), elle s'élargit pour devenir plus résistante au passage d'électrons jusqu'à la tension de claquage.

2.2.4.2 Composition des cellules photovoltaïques

Parmi les technologies photovoltaïques utilisées, nous allons en citer quelques-unes qui servent à la fabrication des cellules solaires (voir la figure 2-10).

Le prix des cellules est élevé à cause de la complexité de leur technologie de fabrication. Le rendement des cellules de recherche, en 2023, varie entre 14.9 % et 46.7 %. Il diminue au fil des années avec le vieillissement, avec une moyenne de 0.5 % par an, d'où la nécessité de trouver un moyen pour tirer le maximum de puissance des panneaux, surtout lorsqu'il s'agit de champs photovoltaïques (production à grande échelle) [25]-[27].

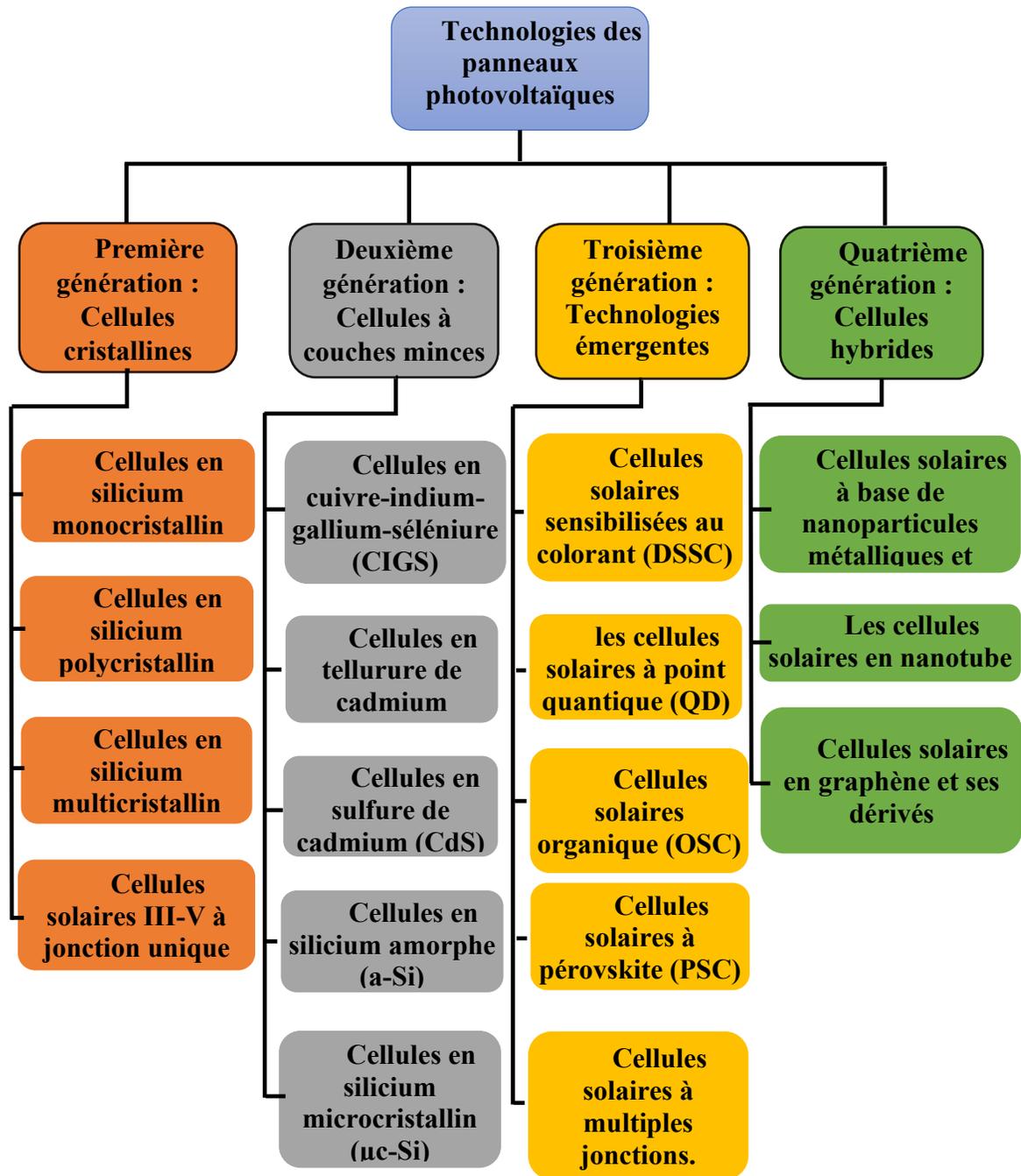


Figure 2-10 : Technologies et rendement des cellules [25]

2.2.4.3 Exposition au soleil d'un semi-conducteur

On constate qu'au bombardement d'une jonction (P, N) considérée comme une diode, avec des photons comme énergie, les électrons s'excitent.

Dans une cellule photovoltaïque, la plupart des électrons excités sont arrachés, ce qui va faire remonter le potentiel de cette dernière, d'une tension allant de 0.3 à 0.7 volts, selon les jonctions utilisées. À la fermeture du circuit, on aurait un courant électrique dépendant de la charge et des caractéristiques de semi-conducteur.

Les électrons excités non arrachés reviennent à leur bande d'énergie initiale, et restituent l'énergie reçue sous forme de chaleur. Alors, la température de jonction va augmenter.

La figure 2-11 représente une image du principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque exposée au soleil [23].

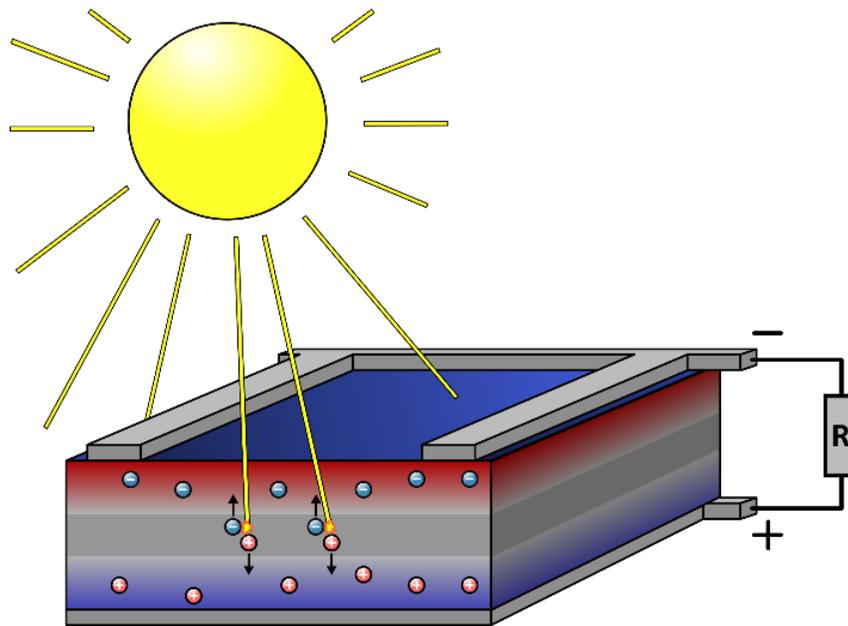


Figure 2-11 : Cellule photovoltaïque exposée au soleil [28]

2.2.4.3.1 Influence de la lumière sur une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est avant tout une diode. Alors, dans l'obscurité, elle a les mêmes caractéristiques qu'une diode ordinaire.

Ce qui la distingue, c'est qu'à son éclairage, en présence des photons, la cellule va générer un courant continu dans le sens inverse de polarisation.

Celui-ci augmente avec l'irradiation. En revanche, sa valeur maximale est limitée, allant de zéro au courant de court-circuit, qui est le courant de saturation, selon la technologie utilisée (voir la figure 2-12 : prise de la simulation d'une cellule sur le logiciel Simulink de Matlab).

Lorsque la tension appliquée dépasse la tension de seuil de la jonction, la cellule se comporte comme une diode polarisée en sens direct. Nous pouvons constater sur la figure 2- 12 que le courant minimal est différent sur les trois allures selon l'irradiation solaire. Cela s'explique par la génération d'un courant dans le sens inverse par la cellule en présence de lumière.

Cependant, lorsque la tension est inférieure à la tension de seuil, la diode se comporte comme une barrière au courant de la source (voir l'allure verte). C'est l'allure d'une simple diode, alors que sur les deux autres, nous constatons un courant négatif généré par la cellule à cause des photons.

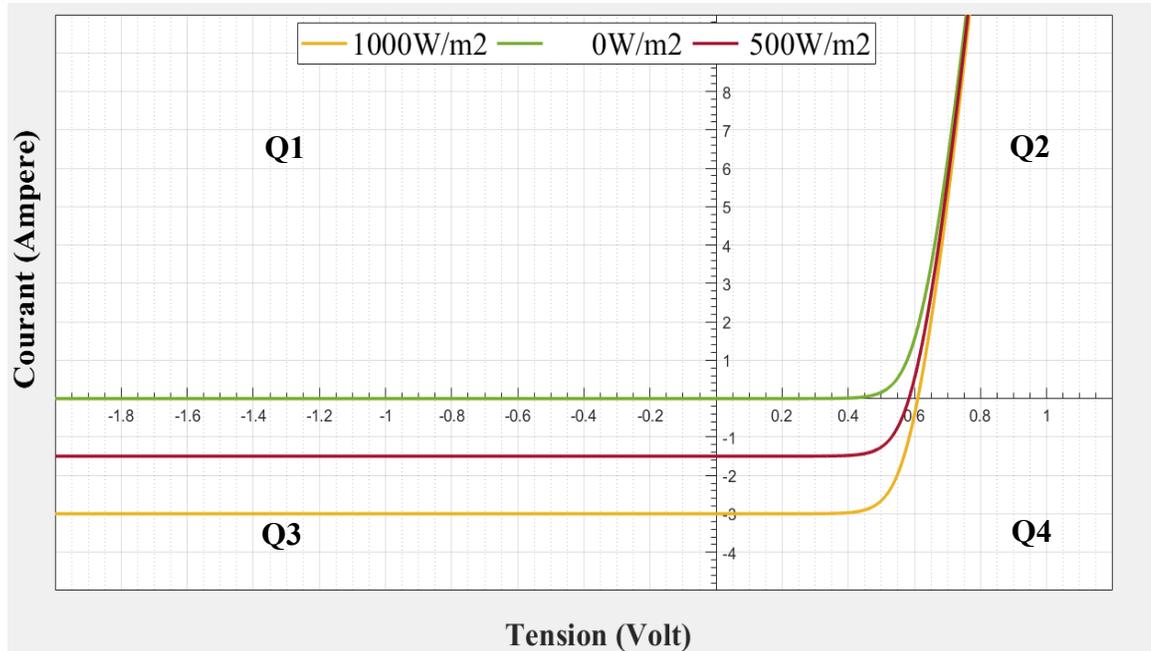


Figure 2-12 : Allures d'une cellule photovoltaïque

2.2.4.3.2 Caractéristiques d'un générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque (GPV) est composé de plusieurs paramètres dont nous allons citer l'essentiel pour ce travail [23].

- La puissance de crête P_c : puissance maximale que le générateur photovoltaïque délivre dans les conditions standards de température et d'ensoleillement (STC) (25°C et un éclairement de 1000 W/m^2) ;

- La tension de circuit ouvert V_{oc} : la tension d'un GPV, lorsque celui-ci est déconnecté de toute charge dans les conditions STC ;

- Le courant de court-circuit I_{sc} : le courant délivré par un GPV dans les conditions STC lorsque ces bornes sont en court-circuit.

- Tension au point de puissance maximale (V_{mpp}) lors de la puissance de crête.

- Courant au point de puissance maximale (I_{mpp}) lors de la puissance de crête.

- Point de fonctionnement optimum (P_{mpp}) :

$$P_{mpp} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} \quad (2.2)$$

- Rendement : la puissance électrique optimale sur l'irradiation solaire reçue.

$$\rho_{mpp} = \frac{P_{mpp}}{E} \quad (2.3)$$

- Facteur de forme : la puissance optimale P_{mpp} sur la puissance maximale que peut avoir la cellule.

$$FF = \frac{P_{mpp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (2.4)$$

2.2.4.3.3 Configuration

Les cellules peuvent être installées selon la tension, le courant et la puissance désirés :

- Le montage en série ajuste la tension ;

- Le montage parallèle ajuste le courant ;

- Le montage string ajuste les deux ;

- Le nombre de cellules détermine la puissance maximale.

2.3 Conclusion

Nous avons vu, au cours de ce chapitre, la présentation générale de l'énergie photovoltaïque, le potentiel solaire québécois, la jonction PN, différentes technologies utilisées dans la fabrication des panneaux solaires, puis l'influence de l'irradiation sur la cellule photovoltaïque.

Chapitre 3 - Modélisation et simulation de panneaux photovoltaïques

3.1 Introduction

Afin d'avoir un meilleur rendement et une utilisation optimale d'un panneau PV, une régulation pour chercher un point optimal s'avère nécessaire, ce qui va être développé dans ce chapitre.

3.2 Exemple de configuration photovoltaïque

La figure 3-1 représente un système PV de pompage autonome. Il est composé essentiellement de panneaux photovoltaïques, d'un hacheur, d'une commande de maximisation de puissance, d'un lien à courant, d'un régulateur de charge et de décharge d'accumulateurs, d'un onduleur et d'un départ vers les charges.

Il existe plusieurs configurations de système solaire :

Autonome : lorsque le raccordement au réseau électrique n'est pas possible, les énergies renouvelables demeurent une bonne solution de recharge.

Raccordé au réseau : on peut trouver toute une centrale raccordée au réseau électrique. De la même manière, on peut trouver des particuliers qui introduisent leurs excès d'énergie produits sur celui-ci.

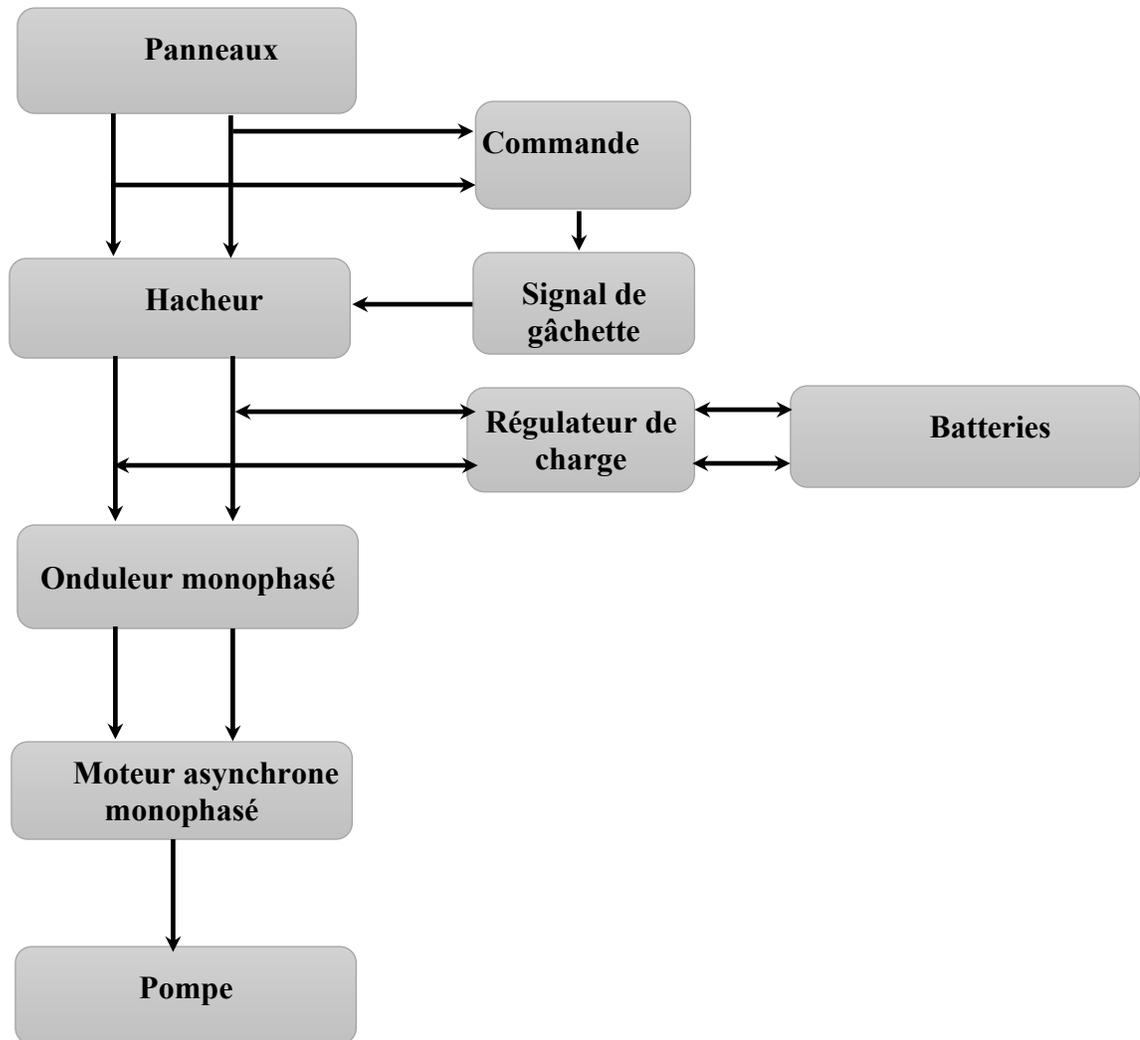


Figure 3-1 Exemple d'un système de pompage PV.

3.3 Modélisation d'une cellule photovoltaïque

3.3.1 Schémas électriques d'une cellule PV :

On retrouve plusieurs modèles mathématiques des cellules photovoltaïques. Nous allons vous en présenter quelques-uns [29]-[31].

3.3.1.1 Modèle idéal

Constitué d'une seule source de courant continu idéal, qu'il ne prend pas en considération la chute de tension, avec une diode en parallèle pour illustrer la jonction PN, ce courant est proportionnel à l'ensoleillement [29].

La loi de nœuds nous donne:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (33.1)$$

On a :

$$V_{pv} = V_d \quad (3.2)$$

V_d : la tension aux bornes de diode.

V_{pv} : la tension aux bornes du panneau.

Le courant de la diode est donné par la relation suivante :

$$I_d = I_0 \times \left[e^{\frac{q \times V}{A \times K T}} - 1 \right] \quad (3.3)$$

$$I_0 = I_0(T_1) \times \left(\frac{T}{T_1} \right)^{\frac{3}{n}} \times e^{\frac{-q \times V_g}{A \times K \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_1} \right)}} \quad (3.4)$$

$$I_0(T_1) = \frac{I_{sc}(T_1)}{e^{\frac{q \cdot V_{oc}(T_1)}{A \cdot K \cdot T_1} - 1}} \quad (3.5)$$

A : facteur de qualité de la diode

I_{sc} : courant de court-circuit

K : constante de Boltzmann ($K=1,3854 \times 10^{-23}$ (J/K))

(KT/q) : potentiel thermique

q : charge électrique qui est égale à $1,6 \times 10^{-19}$ C

V_g : tension de seuil de la diode (1.12 eV)

V_{oc} : tension de circuit ouvert

Le courant I_{ph} généré par la cellule photovoltaïque:

$$I_{ph} = I_{ph}(T_1) \times [1 + K_0 \times (T - T_1)] \quad (3.6)$$

Où:

$$K_0 = \frac{I_{sc}(T_2) - I_{sc}(T_1)}{T_2 - T_1} \quad (3.7)$$

En additionnant les deux équations (3.3) et (3.6), on obtient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times (V - R_s)}{AKT}} - 1 \right] \quad (3.8)$$

$$I_{pv} = I_{ph}(T_1) \times [1 + K_0 \times (T - T_1)] - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times (V - R_s)}{AKT}} - 1 \right] \quad (3.9)$$

Voir la figure 3-2 pour la démonstration du modèle idéal.

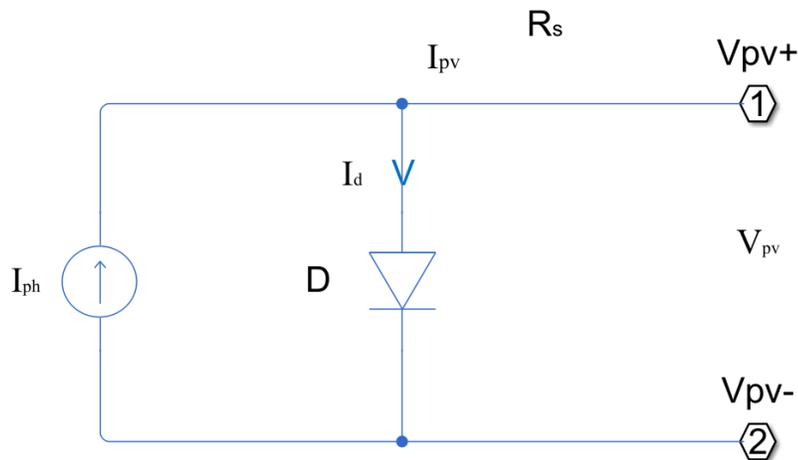


Figure 3-2 : Modèle idéal [29]

3.3.1.2 Modèle à une diode avec résistance série

À l'origine, c'est un modèle empirique simple [29], une source de courant en parallèle avec une diode. Par la suite, une résistance en série illustre la chute de tension (voir la figure 3-3).

Le courant à la sortie de la cellule est donné par cette équation:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times (V - R_s \times I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (3.10)$$

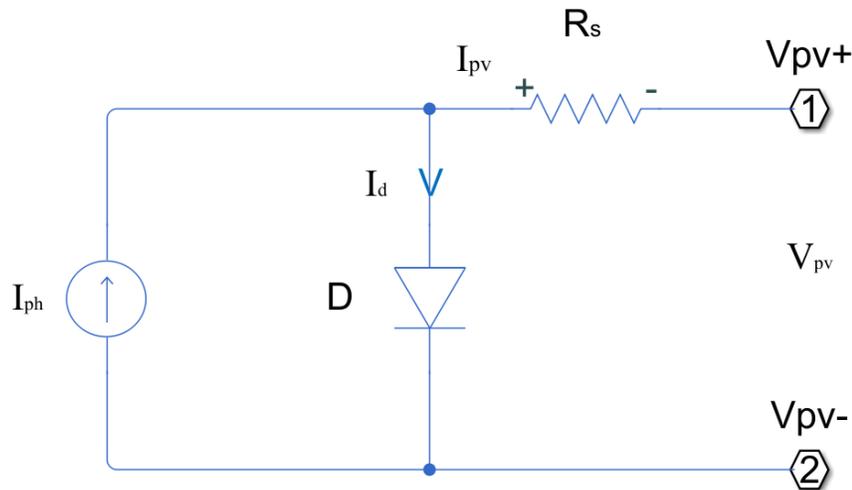


Figure 3-3 : Modèle à une diode avec résistance série [29]

3.3.1.3 Modèle à deux diodes avec résistance série

Constitué d'une source de courant représentant le courant généré, avec deux diodes en parallèle et avec une résistance en série [29] (voir la figure 3-4).

Le courant photovoltaïque:

$$I_{pv} = I_{ph} - (I_{d1} + I_{d2}) \quad (3.11)$$

Sachant que :

$$I_{d1} = I_{01} \times \left[e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{A1KT}} - 1 \right] \quad (3.12)$$

$$I_{d2} = I_{02} \times \left[e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{A1KT}} - 1 \right] \quad (3.13)$$

I_{01} et I_{02} sont les courants de saturation des diodes D1 et D2, alors le courant I_{pv} :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{01} \times \left[e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{AKT}} - 1 \right] - I_{02} \times \left[e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (3.14)$$

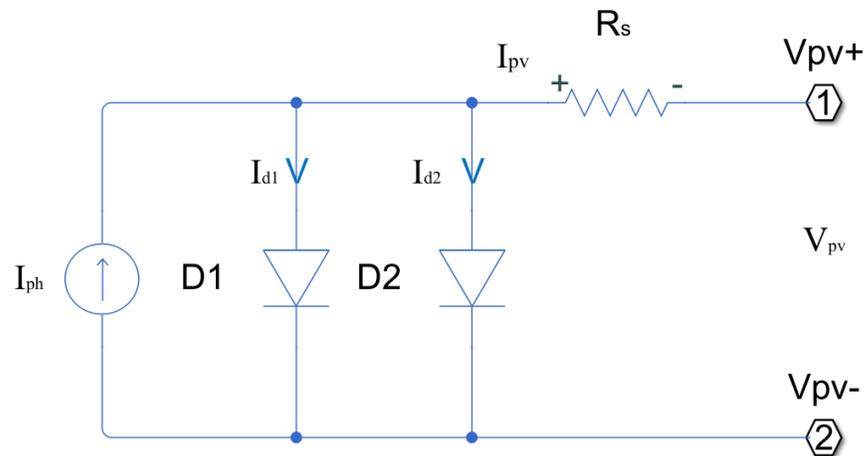


Figure 3-4 : Modèle à deux diodes avec résistance série [29]

3.3.1.4 Modèle à deux diodes (à deux exponentielles)

Constitué d'une source de courant représentant le courant généré, avec deux diodes en parallèle, une résistance parallèle et une autre en série [30], voir la figure 3-5.

Le courant généré (I_{ph}) et celui à la sortie de la cellule (I_{pv}) sont comme suit :

$$I_{ph} = I_{ph} - (I_{d1} + I_{d2}) - I_{sh} \quad (3.15)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{01} \left[e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{A_1 K T}} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{A_2 K T}} - 1 \right] - \left[\frac{V + (R_s \times I)}{R_{sh}} \right] \quad (33.16)$$

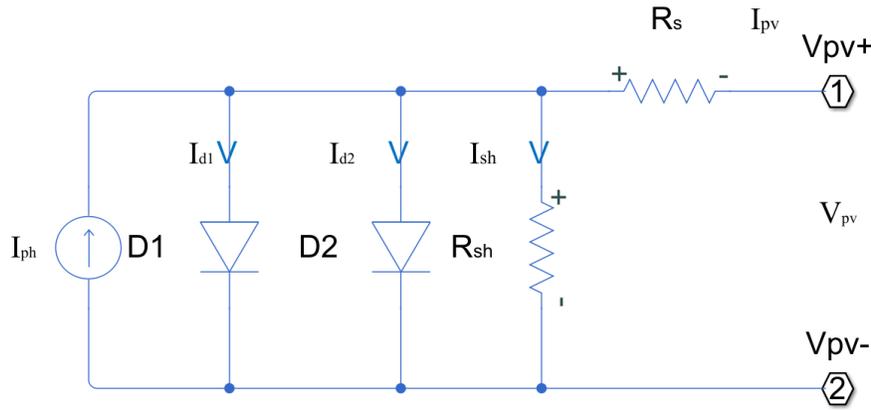


Figure 3-5 : Modèle à deux diodes avec résistance shunt [30]

3.4 Modèle implicite

Pour notre recherche, le modèle implicite à une diode [30] sera utilisé, vu la simplicité de déduction de ces paramètres, car ils sont donnés dans la description du fabricant. Il est composé de courant généré, d'une résistance en série (R_s), d'une résistance en shunt (R_{sh}) et d'une diode (voir la figure 3-6).

Le courant à la sortie de la cellule (I_{ph}):

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (3.17)$$

$$I_d = I_{sat} \left[\exp \left(\frac{q(V + R_s \times I)}{AKT} - 1 \right) \right] \quad (3.18)$$

$$I_{sat} = I_{0ref} \left(\frac{T}{T_{stc}} \right)^3 \exp \left(\left(\frac{qE_g}{AK} \right) \left(\frac{1}{T_{stc}} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (3.19)$$

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{stc}} [I_{L_{ref}} + \mu_{cc}(T - T_{stc})] \quad (3.20)$$

Sachant que :

A : facteur de qualité de la diode

E_g : énergie de gap (pour le silicium cristallin, c'est 1,12 eV)

G, T: ensoleillement et température

G_{stc} , T_{stc} : ensoleillement et température dans les conditions STC

I_d : le courant dans la diode

I_{ph} : le courant généré lors de l'irradiation solaire

I_{sh} : le courant dans la résistance shunt

K : constante de Boltzmann ($K=1,3854 \times 10^{-23}$ J/K)

q : charge de l'électron $e=1,6 \times 10^{-19}$ coulombs

R_s : résistance série de la cellule (Ω)

T : température de la cellule en Kelvin.

μ_{cc} : coefficient de température du courant de court-circuit (A/K).

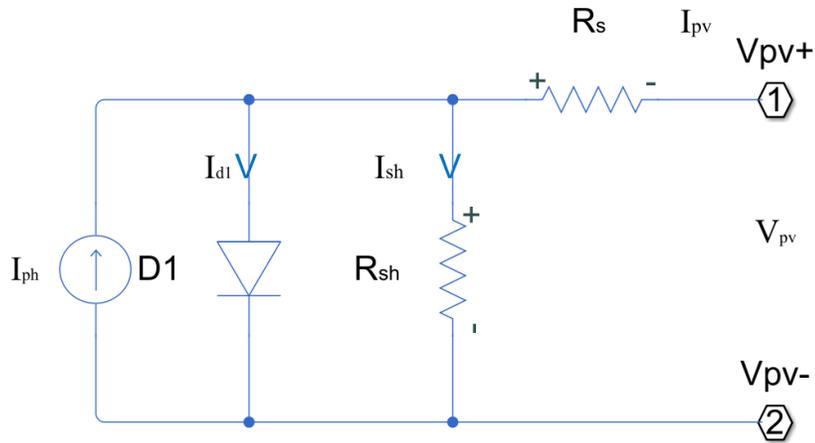


Figure 3-6: Modèle implicite d'une cellule PV [30]

3.4.1 Paramètres affectant la production de la cellule PV

3.4.1.1 La résistance série

Afin de voir l'influence de la résistance série sur les caractéristiques électriques de la cellule photovoltaïque, nous avons fait des simulations sur Simulink pour des valeurs allant de 0.01 jusqu'à 0.11 Ohm, tout en fixant l'ensoleillement et la température respectivement à 1000 W/m^2 et à $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Après la simulation, nous avons obtenu les allures de la figure 3-7, sur laquelle nous avons constaté que l'augmentation de la résistance série entraîne la réduction de la puissance produite de la cellule, ce qui est tout à fait normal, car une partie de l'énergie se dissipe dans cette dernière.

Cependant, sur les courbes I-V, la pente ou la courbe ressemble à une droite et est réduite au fur et à mesure que celle-ci augmente.

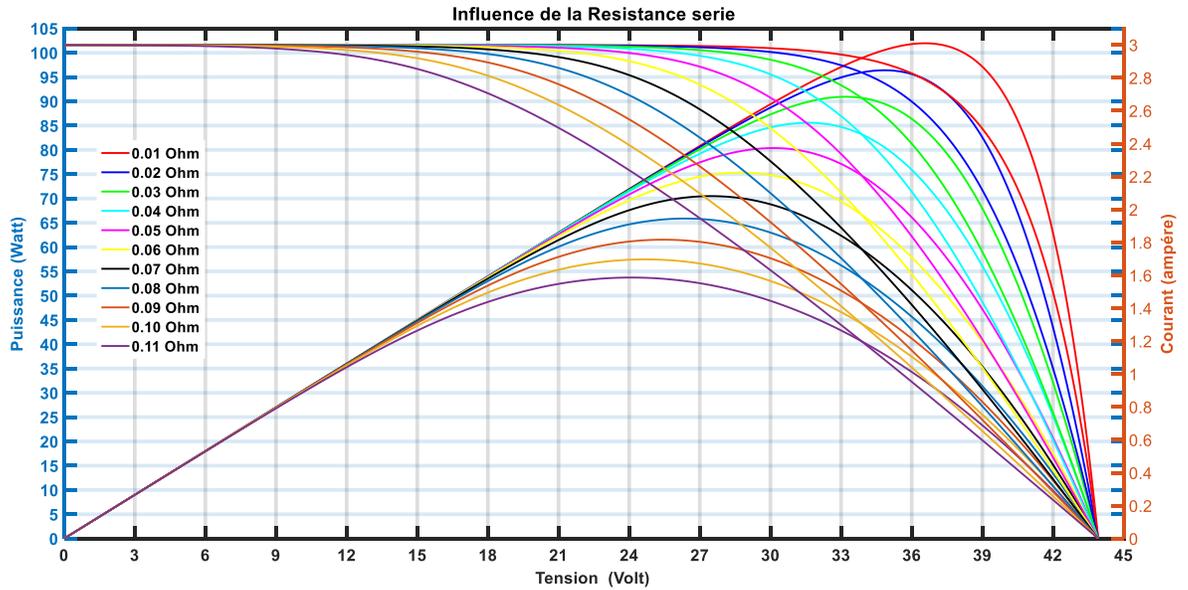


Figure 3-7 Allures Ppv (Vpv), Ipv (Vpv) selon la valeur de la résistance série

3.4.1.2 Température

On fixe la résistance et l'ensoleillement respectivement à 1000 W/m^2 et à 0.01 Ohm . Ensuite, la température augmentera avec un pas de $10 \text{ }^\circ\text{C}$, à partir de $-30 \text{ }^\circ\text{C}$ jusqu'à $60 \text{ }^\circ\text{C}$, opération au bout de laquelle nous allons voir que la température agit négativement sur la courbe de puissance au fur et à mesure de son augmentation.

Elle influence peu la droite du courant dans la courbe I-V, tandis qu'elle réduit de manière visible la valeur de la tension de circuit ouvert (voir la figure 3-8).

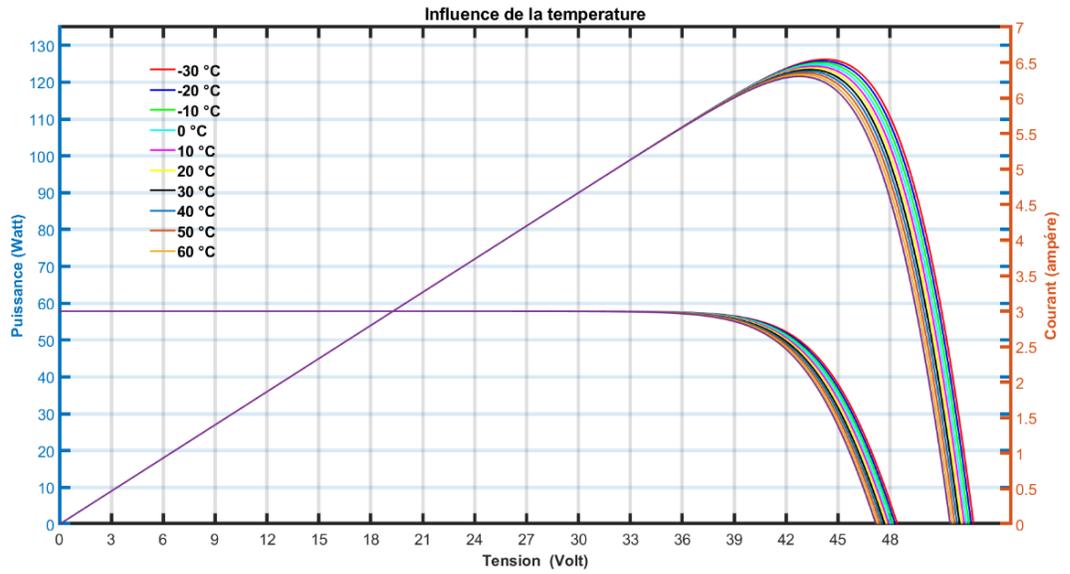


Figure 3-8 : Allures P_{pv} (V_{pv}), I_{pv} (V_{pv}) selon la valeur de la température

Sur la figure 3-9, on va observer l'agrandissement de la figure 3-8. On constate la réaction des cellules en réponse à la variation d'irradiation solaire.

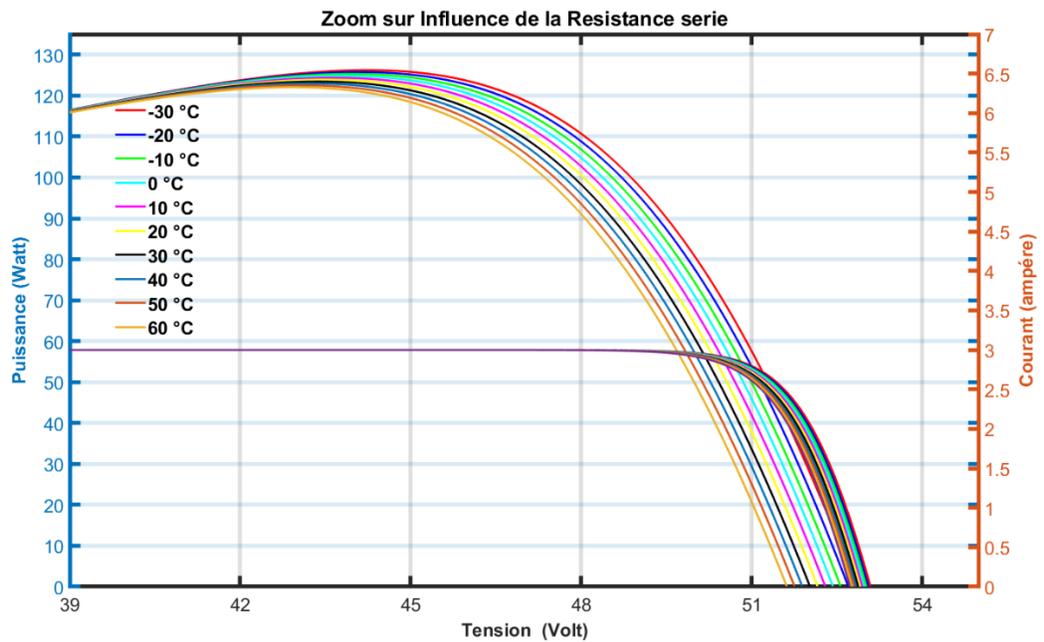


Figure 3-9 : Agrandissement des allures I_{pv} (V_{pv}) selon la valeur de la température

3.4.1.3 Irradiation

On fixe la résistance série et la température respectivement à 0.1 Ohm et à 25 °C. Ensuite, nous ajustons l'irradiation solaire incidente de 200 à 1000 W/m², avec un pas de 200 W/m².

Nous constatons que l'ensoleillement fait augmenter considérablement la puissance produite. Le pic de puissance augmente chaque fois que l'irradiation est incrémentée. Le courant de court-circuit augmente aussi, alors que la tension de circuit ouvert est légèrement réduite (voir la figure 3-10)

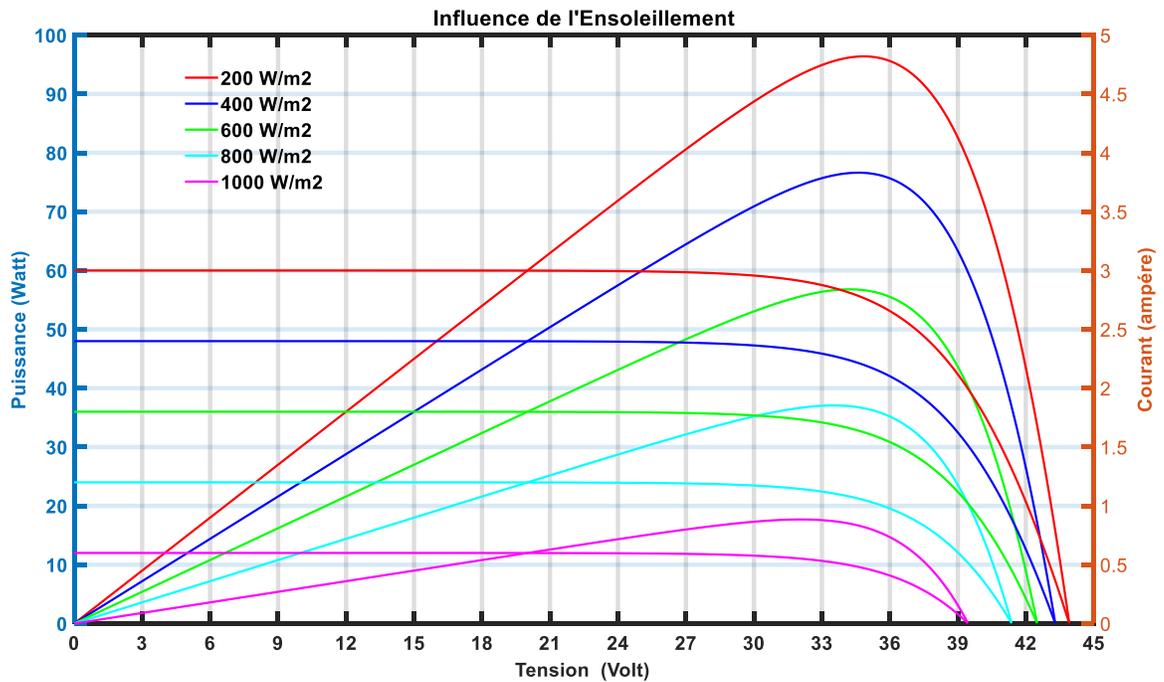


Figure 3-10 : Allures $P_{pv}(V_{pv})$, $I_{pv}(V_{pv})$ selon la valeur de l'ensoleillement

3.4.1.4 L'ombrage

3.4.1.4.1 Influence de l'ombrage sur la caractéristique électrique de panneau PV

Le Tableau 3-1 sera utilisé dans l'optique de visualiser les effets de l'ombrage sur une mini centrale PV. Elle serait constituée de quatre panneaux en série. La première simulation sera réalisée sans diodes de contournement (DDC). Ensuite, elles seront introduites dans la deuxième.

Pour simuler différents cas d'ensoleillement et d'ombrage, nous avons pris huit modes, auxquelles nous avons appliqué ces profils :

E1 : une variation de 120W/m^2 à chaque mode pour voir les petits cas d'ombrages.

E2 : une variation de 200W/m^2 à chaque deux modes pour voir les cas d'ombrages un peu plus importants.

E3 : une variation de 250W/m^2 à chaque quatre modes pour voir un cas d'ombrage brusque.

E4 : reste identique pour avoir toujours un panneau qui donne la pleine puissance.

Grâce à ces modes, nous avons obtenu plusieurs pics et un pic maximal global qui change de position. Il pourrait être à gauche, au milieu et à droite des autres pics.

Tableau 3-1: Différents modes d'enselements pour simulation

Profils	Ensoleillement W/m ²			
	E1(W/m ²)	E2(W/m ²)	E3(W/m ²)	E4(W/m ²)
Mode 1	1000	1000	1000	1000
Mode 2	880	1000	1000	1000
Mode 3	760	800	1000	1000
Mode 4	640	800	1000	1000
Mode 5	520	600	750	1000
Mode 6	400	600	750	1000
Mode 7	280	400	750	1000
Mode 8	160	400	750	1000

3.4.1.4.2 Influence de l'ombrage sur la caractéristique électrique de panneaux PV sans DDC :

La Figure 3-11 représente le schéma bloc de simulation des panneaux PV sans la DDC.

Après la simulation, nous avons obtenu les allures de la figure 3-12, dans laquelle nous remarquons qu'il y a un seul pic pour tous les profils d'enselement. En revanche, les chaînes ombragées arrêtent la production, ce qui entraîne une plus grande perte de puissance. Dans le cas où il n'y aurait pas de diode de polarisation inverse pour les retours de courant, ces chaînes peuvent se comporter comme un court-circuit, alors nous obtiendrons un récepteur au lieu d'un générateur, ce qui va causer la création de points chauds et le vieillissement précoce de nos cellules [33].

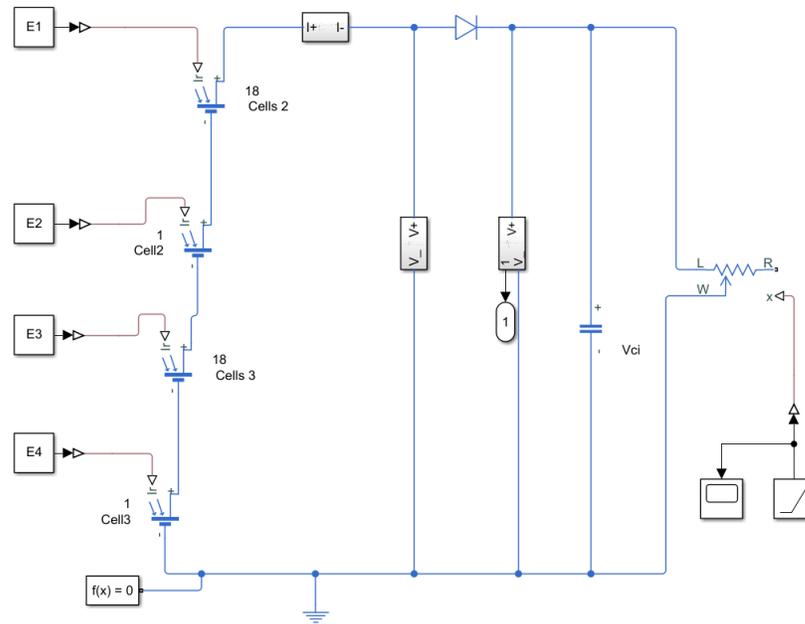


Figure 3-11 : Blocs Simulink de la simulation sans la DDC

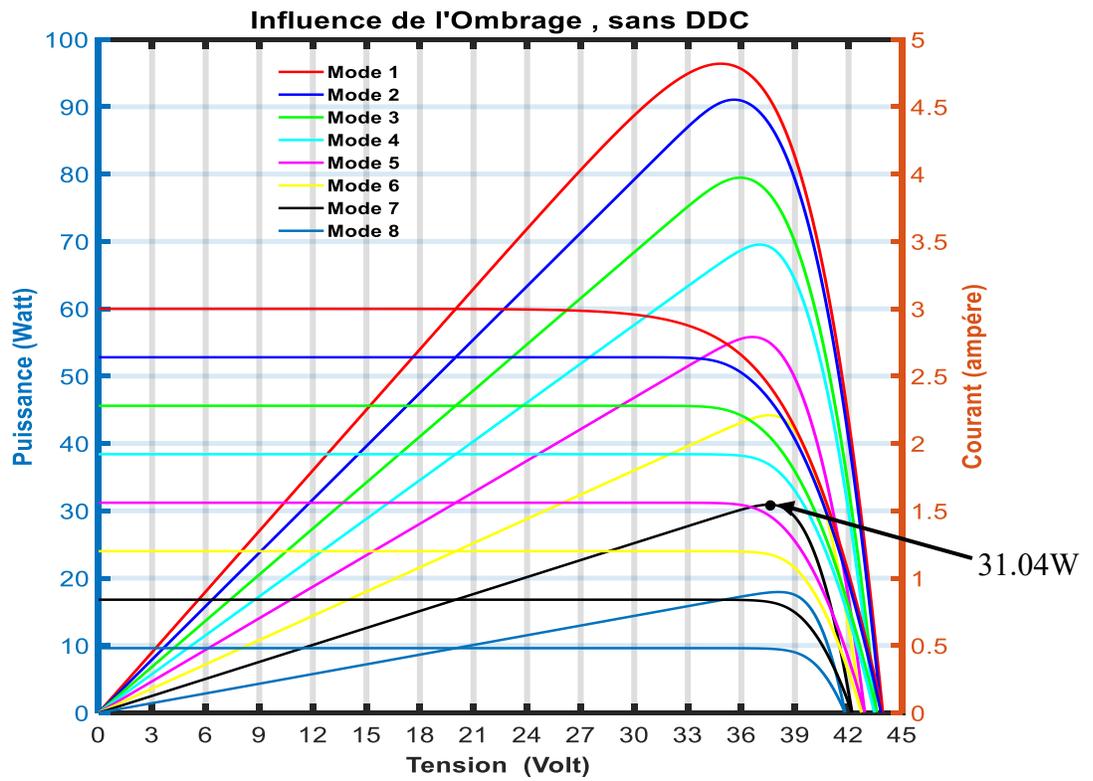


Figure 3-12 : Influence de l'ombrage sur la caractéristique P_{pv} (V_{pv}), I_{pv} (V_{pv}) sans DDC

3.4.1.5 Influence de l'ombrage sur la caractéristique électrique de panneaux PV avec DDC :

La figure 3-13 représente le bloc de simulation des panneaux avec diode de contournement.

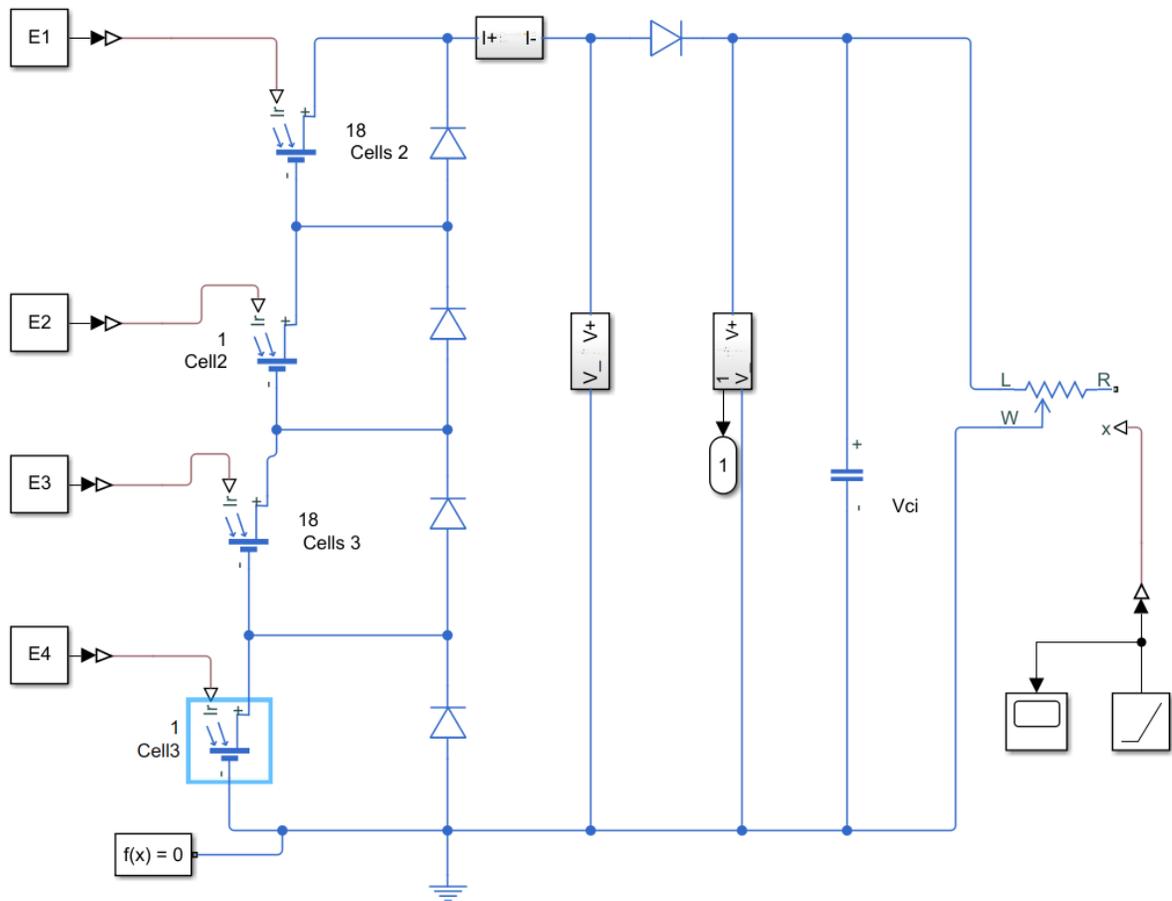


Figure 3-13 : Bloc Simulink de la simulation avec DDC

Après la simulation, nous avons obtenu les allures sur les figures 3-14 et 3-15.

Sur la figure 3-14, nous constatons plusieurs pics de puissance. Le pic maximal global change de position, selon l'ombrage, à gauche, entre les pics ou bien à droite.

Celui-ci est très difficile à anticiper, ce qui implique une difficulté de suivi pour le point de puissance maximal.

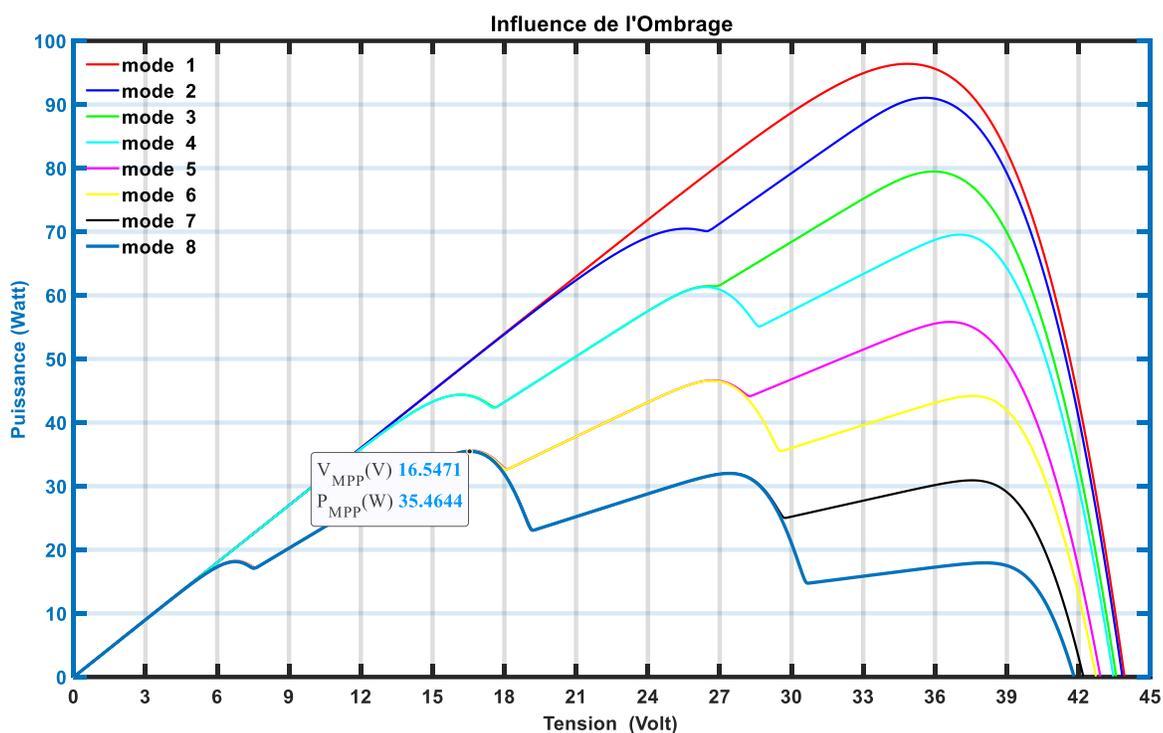


Figure 3-14 : Influence de l'ombrage sur l'allure Ppv (Vpv) avec DDC

Dans la figure 3-12, nous constatons qu'il y a un seul pic de puissance pour chaque mode, qui est le point de puissance maximale (MPP). Lorsque nous introduisons les diodes (DDC), nous constatons une amélioration de la productivité et l'apparition de plusieurs pics de puissance. Ces pics sont appelés Point de Puissance Maximale Locale (LMPP).

Si nous prenons comme exemple le mode 7, nous allons constater, dans la figure 3-14, que le pic correspond à 31,04 W, alors que le maximum que nous pouvons atteindre avec les DDC (voir la figure 3-14) est de 35,02 W, soit 12,82 % de gain.

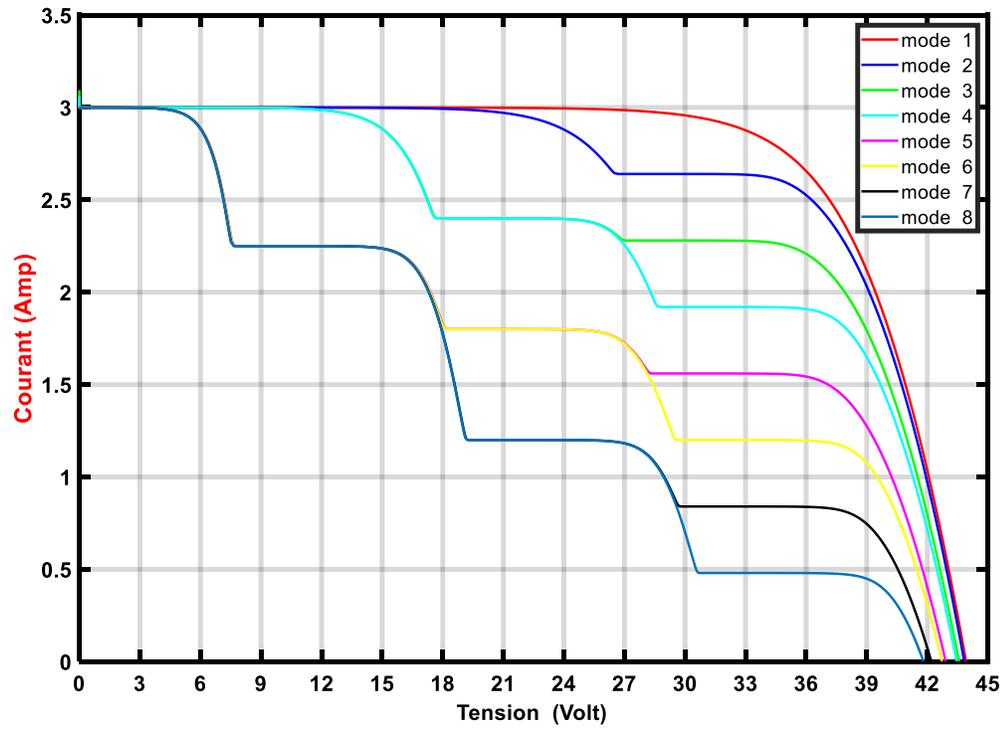


Figure 3-15 : Influence de l'ombrage sur l'allure I_{pv} (V_{pv}) avec DDC

Avec les méthodes conventionnelles de suivi de point de puissance maximal MPPT, le suivi d'un pic de puissance devient possible. Dans le cas d'un pic unique, elles peuvent chercher le maximum de puissance. En revanche, dans les cas où il y aurait plusieurs pics, ce n'est pas toujours le bon point qu'elles vont suivre, ce qui va donner un mauvais rendement.

Pour démontrer l'importance des diodes (DDC), nous avons simulé le système en mode 7, d'abord, avec les DDC et ensuite sans les DDC. Le résultat est illustré sur la figure 3- 16. Les trois premiers pics sont apparus avec la DDC. Le gain est important, d'où l'importance de cette commande GMPPT afin de profiter de la puissance maximale que le panneau peut délivrer.

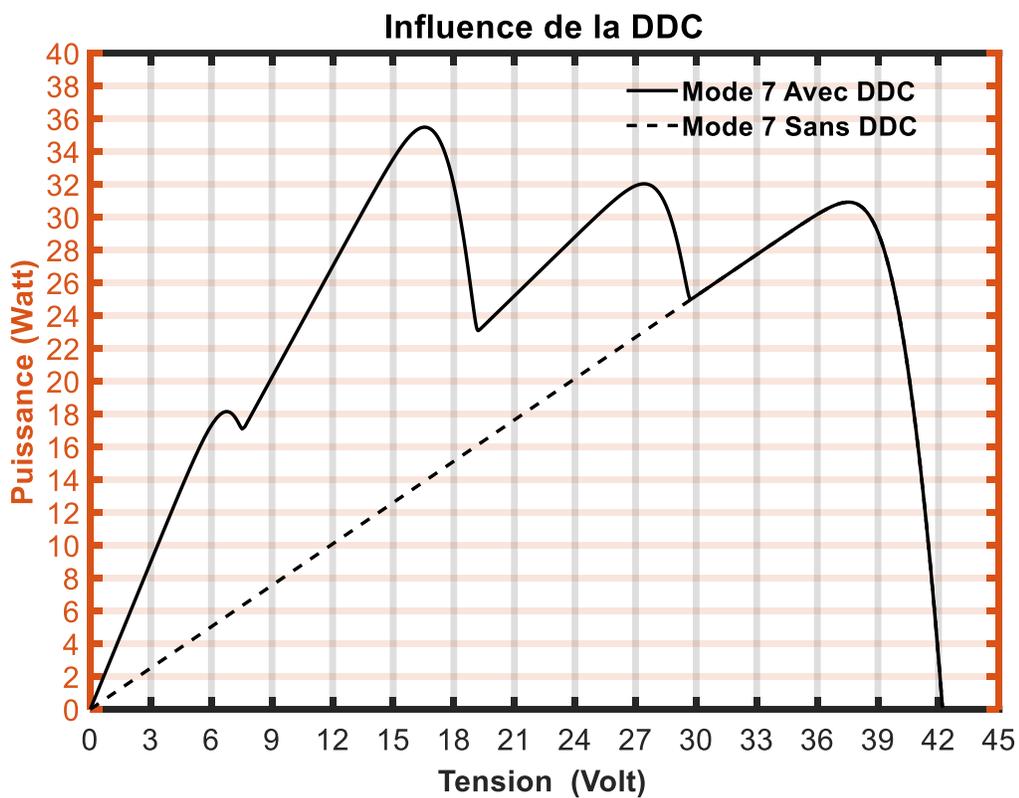


Figure 3-16: Allure de puissance pour deux cas, avec et sans DDC

3.4.2 Caractéristiques électriques d'un panneau PV

Sur le Tableau 3-2, nous avons donné un exemple des caractéristiques électriques du panneau photovoltaïque polycristallin « CS3K_320P_AG » de CanadianSolar [32].

Tableau 3-2 Paramètres électriques du panneau PV

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau P_{mpp}	320 W
Courant au point de puissance maximale I_{mpp}	9.56 A
Tension au point de puissance maximale V_{mpp}	33.50 V

Courant de court-circuit I_{cc}	9.97 A
Suite du Tableau 3-2	
Tension de circuit ouvert V_{co}	40.01 V
Coefficient de température du courant de court-circuit	-0.0005/°C
Coefficient de température de la tension de circuit ouvert	-0.0028/°C
Température standard T_{stc}	25 °C
Éclairement standard G_{stc}	1000 W/m ²
Nombre de cellules n	18 cellules
Rendement du panneau	19.6 %

3.5 Conclusion

Nous avons illustré les différents modèles mathématiques d'une cellule solaire. La puissance à la sortie de celle-ci est proportionnelle à l'irradiation, alors que la température influence davantage la tension V_{co} .

Nous avons aussi constaté que l'ombrage influence d'une manière considérable le profil de la courbe de puissance-tension. L'ajout des diodes DDC aux parallèles des cellules en série fait apparaître plusieurs pics de puissance sur cette courbe selon le nombre de DDC qui entrent en conduction.

Chapitre 4 - Suivi du Point de Puissance maximale global

En ce qui concerne cette partie, nous allons voir d'abord la commande de suivi de puissance maximale conventionnelle (perturbe et observe). Par la suite, nous présenterons une étude de la commande GMPPT. Nous en expliquerons le principe pour mieux le comprendre, nous verrons ses limites et nous apporterons des ajustements à cet algorithme pour développer l'algorithme de la GMPPT.

Plusieurs profils d'ombrage seront utilisés afin d'avoir plusieurs cas et pour nous assurer que le nouvel algorithme réussira toujours à avoir le point de puissance maximale globale.

4.1 Commande MPPT

Il existe plusieurs commandes MPPT. La plus populaire est la commande Perturbe et Observe (P et O) [34] [23]. Elle ajoute à la tension une petite valeur (ΔV). Ensuite, elle mesure la puissance. Si celle-ci augmente, alors elle ajoute à nouveau la même variation. Dans le cas contraire, elle applique une variation négative ($-\Delta V$).

- $\Delta V > 0$ et $\Delta P > 0$: augmentation de la tension.
- $\Delta V < 0$ et $\Delta P < 0$: réduction de la tension.
- $\Delta V > 0$ et $\Delta P < 0$: augmentation de la tension.
- $\Delta V < 0$ & $\Delta P > 0$: réduction de la tension.

Sur la figure 4-1, nous avons illustré l'algorithme de la commande P et O.

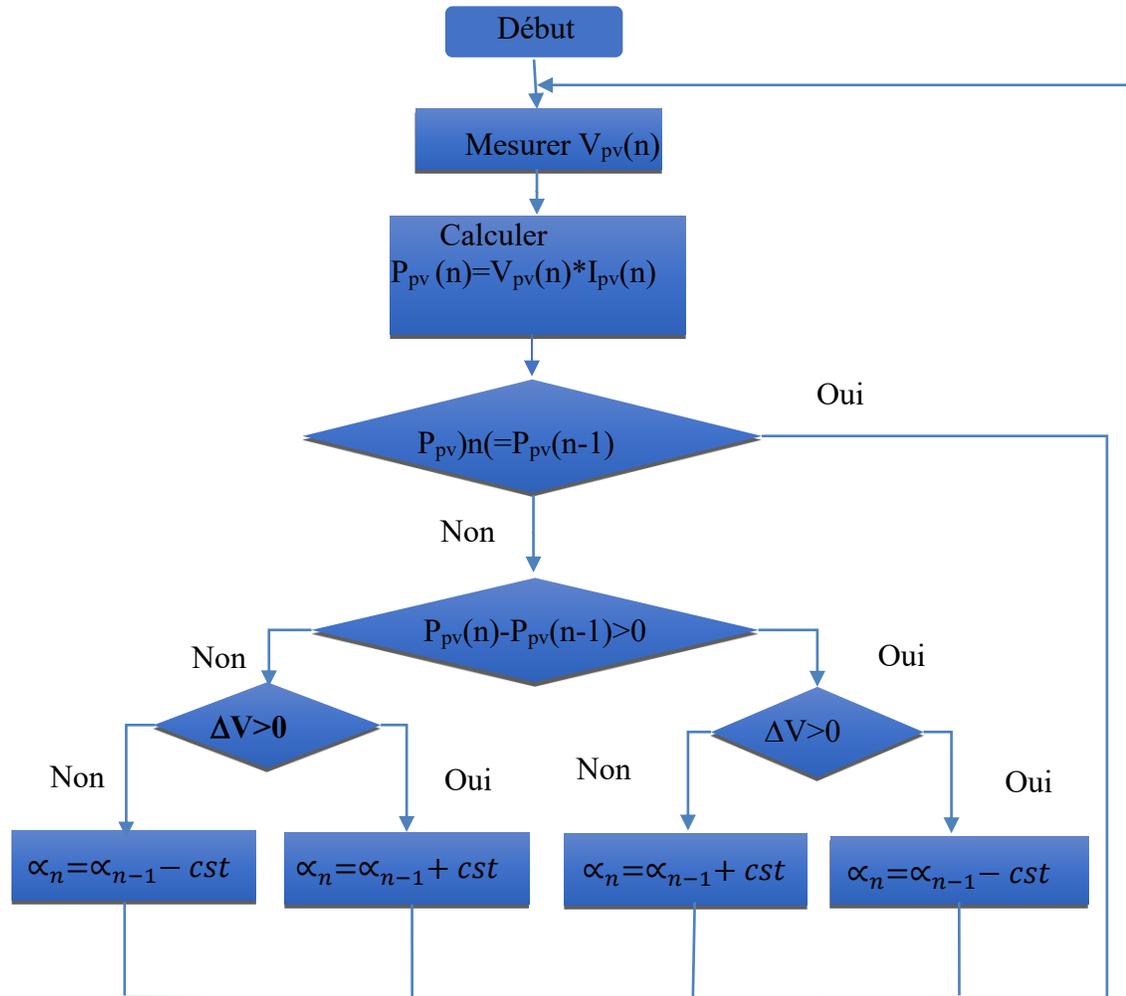


Figure 4-1 : Algorithme MPPT (P&O)

Dans la figure 4-2, nous avons illustré les blocs de simulation de la commande P&O avec les diodes DDC.

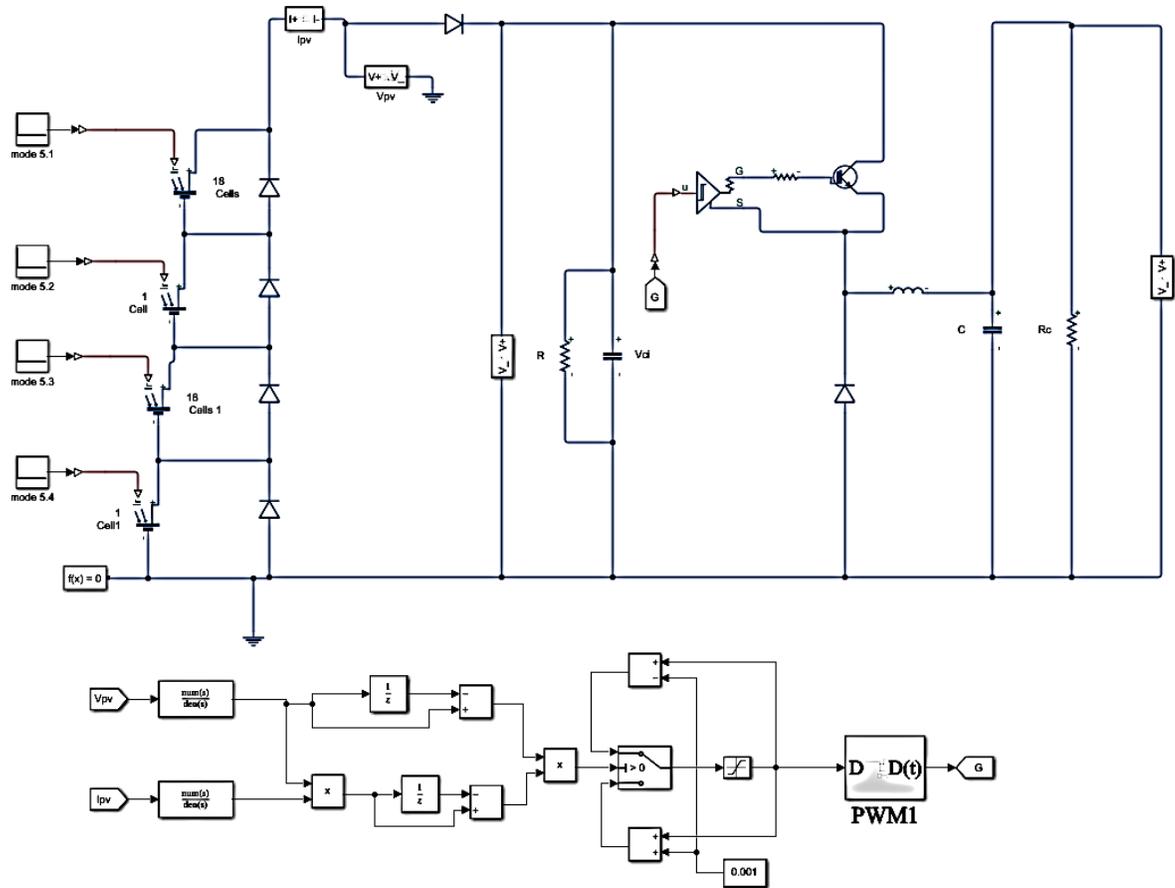


Figure 4-2 : Blocs de simulation de l'algorithme P et O

Après avoir réalisé les blocs de simulation, nous avons constaté la présence d'un régime transitoire au début de la simulation allant jusqu'à $t=0.01$ s (voir les figures 4-3 et 4-4). Par la suite, le système se stabilise, et la commande P&O commence la recherche du point le plus haut de la puissance jusqu'à l'atteindre à $t=0.057$ s pour osciller autour de ce dernier, d'où l'apparition des ondulations au régime permanent (voir la figure 4-5).

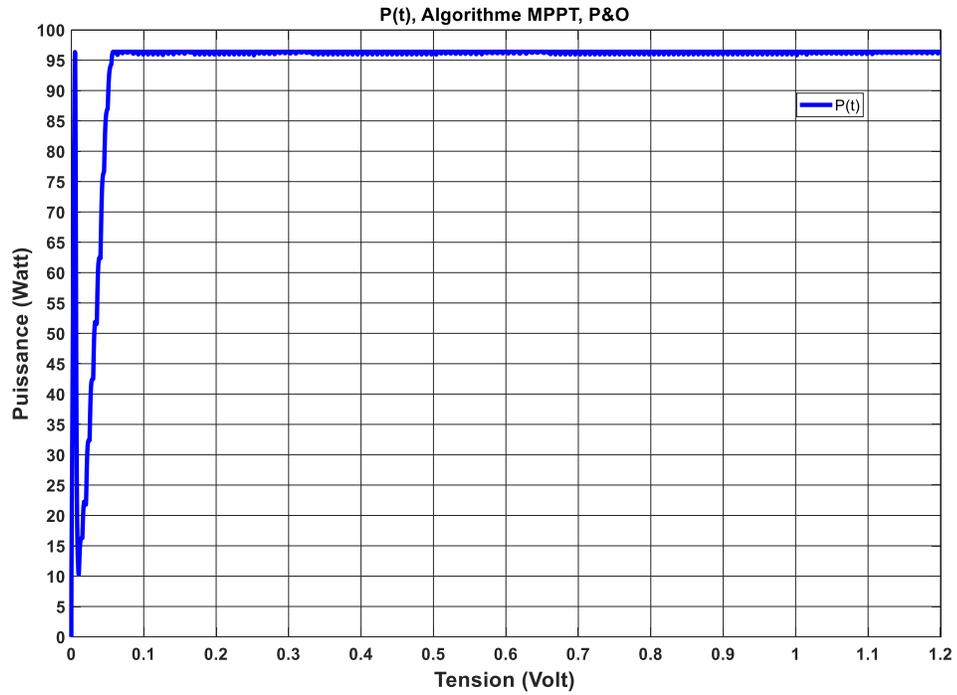


Figure 4-3 : Allure de la puissance en fonction du temps, après application de la commande P&O

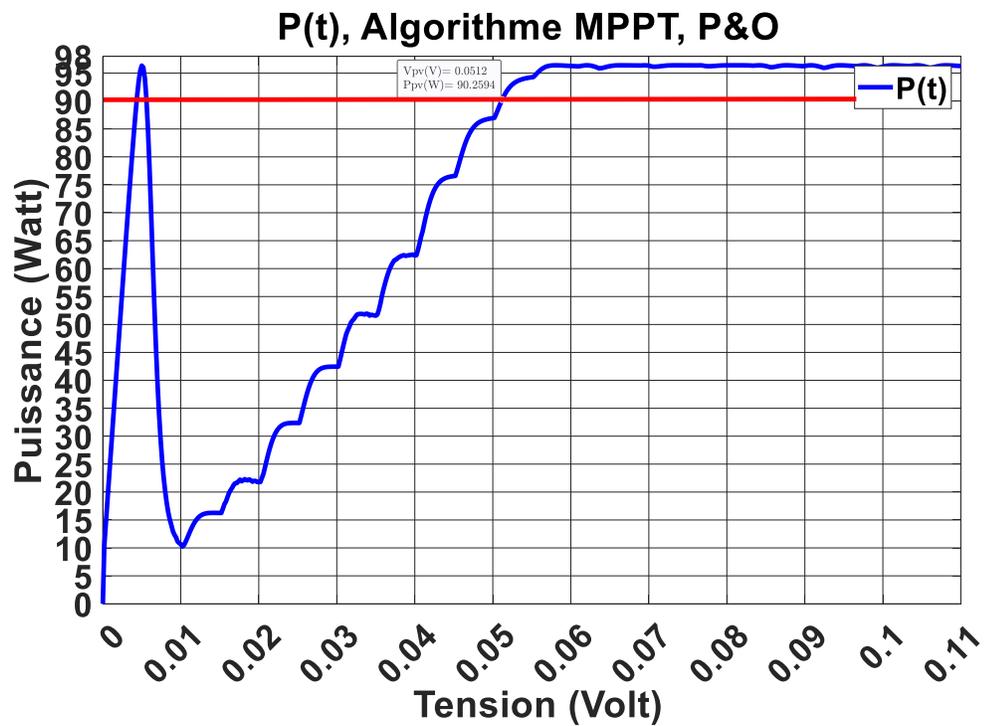


Figure 4-4 : Agrandissement sur le régime transitoire

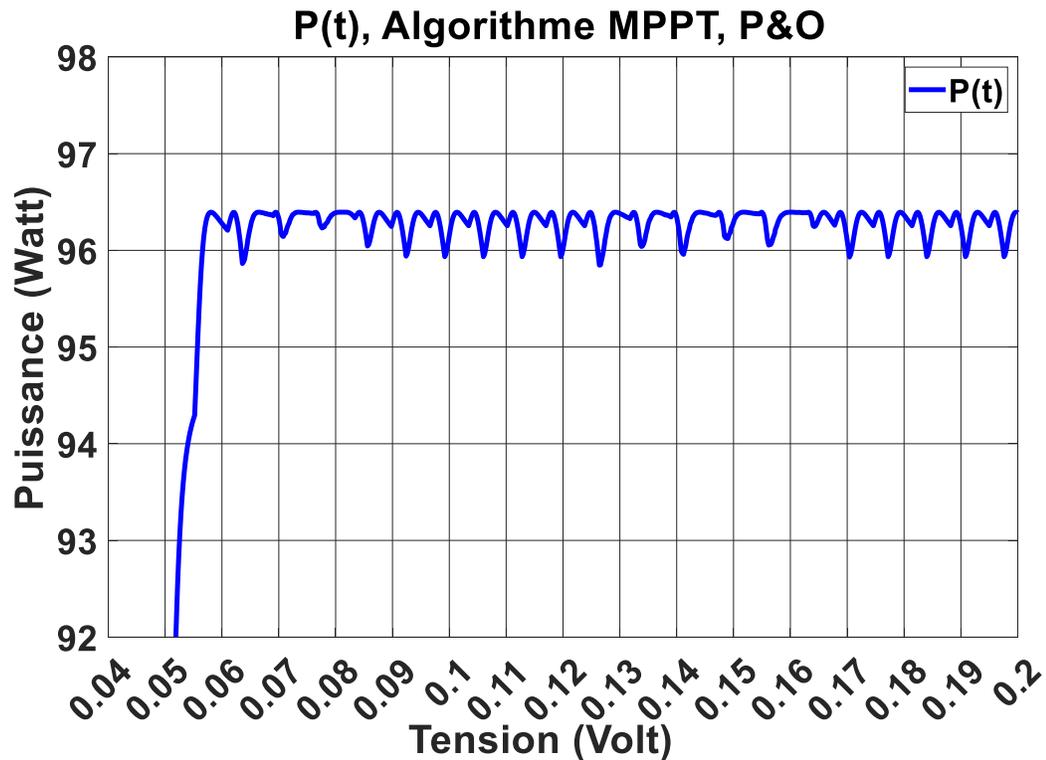


Figure 4-5: Agrandissement sur le régime permanent

Pour que ces oscillations réduisent, il faut réduire le pas de variation de rapport cyclique. Dans ce cas, la commande va prendre beaucoup de temps pour atteindre le pic, sans oublier le condensateur et l'inductance du hacheur, qui interviennent dans l'équation.

À noter aussi que la fréquence de la P et O doit être supérieure à la fréquence de commutation du hacheur afin d'éviter le régime transitoire de celui-ci et lui donner le temps nécessaire pour atteindre la nouvelle valeur de tension de référence.

Pour les autres commandes MPPT, nous avons aussi la logique floue (LFC), l'incrément de la conductance (INC) [35], la méthode de court-circuit, la tension de circuit ouvert [36] et la méthode de réseau de neurones [37].

4.2 Principe de fonctionnement de la méthode des aires

Dans cette partie, nous allons proposer une nouvelle méthode, que nous appellerons méthodes des aires : nous l'avons développée au cours de notre recherche. Elle s'avère prometteuse et donne de bons résultats.

Le nombre d'aires correspond aux nombres de diodes DDC, délimitées par les droites de tension aux points V_{zi} , par les droites de courants Zeners (I_{zi}), par l'axe des tensions et par l'axe des courants.

Ensuite, nous divisons la tension V_{co} , mesurée sur le même nombre, pour trouver les tensions Zeners (V_{zi}).

La plus grande aire nous donnera la zone où se trouve le GMPP, ce que nous allons voir en détail dans la suite de ce chapitre.

Pour atteindre le GMPP, nous avons procédé en trois étapes :

La première partie : estimer la zone où se trouve la GMPP et calculer la tension de référence en utilisant la méthode des aires.

La deuxième partie : imposer la tension de référence en utilisant un régulateur proportionnel intégral (PI) pour forcer le système à fonctionner dans cette zone, où se trouve ce GMPP.

La troisième partie : activer la commande P&O et chercher le GMPP »

La figure 4-6 représente les séquences de fonctionnement global de la commande des aires.

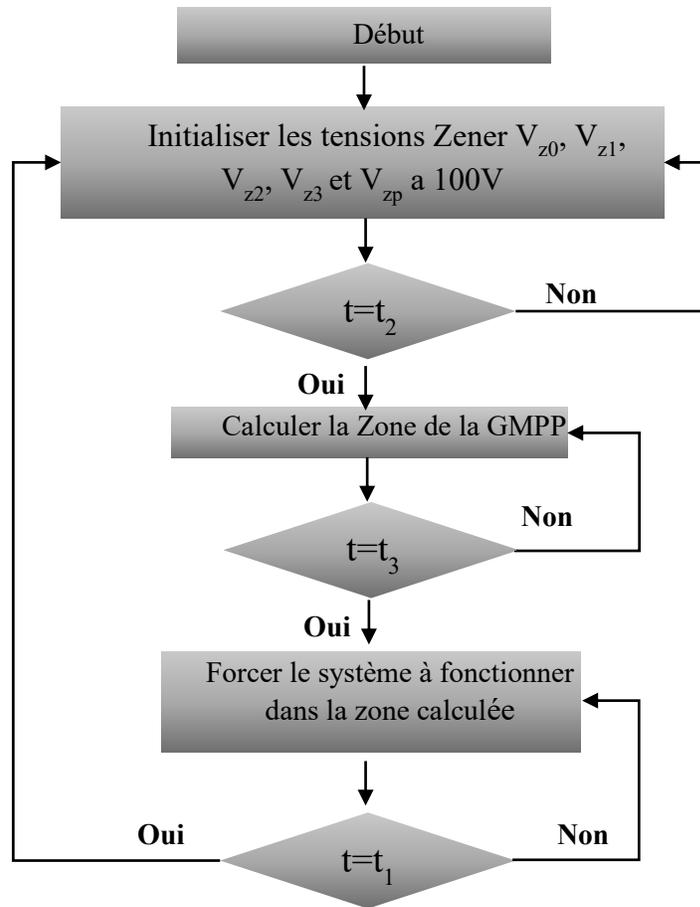


Figure 4-6 : Séquences de fonctionnement

Afin de calculer les tensions d'écrtage, nous allons d'abord mesurer la tension de circuit ouvert (V_{oc}). Cette tension est ensuite divisée par le nombre de chaînes (panneaux en série) afin que nous puissions estimer la tension de chaque groupe, la tension V_{z0} correspondant à la tension de court-circuit.

$$V_{zp} = 0.95 V_{oc} \quad (4.1)$$

$$V_{z1} = \frac{1}{n} V_{oc} \quad (4.2)$$

$$V_{z2} = \frac{2}{n} V_{oc} \quad (4.3)$$

$$V_{z3} = \frac{3}{n} V_{oc} \quad (4.4)$$

Nous avons commencé par la réalisation du montage de la figure 4-7 pour l'application de ces tensions. Ensuite, nous avons constaté que nous sommes limités dans la plage de variation de la tension, car les tensions de diode Zeners ont des valeurs constantes, alors que, dans notre cas, les courbes de tension-courant varient selon plusieurs paramètres, comme cela a été démontré antérieurement, d'où la nécessité d'utiliser un autre moyen pour appliquer les tensions d'écrêtage.

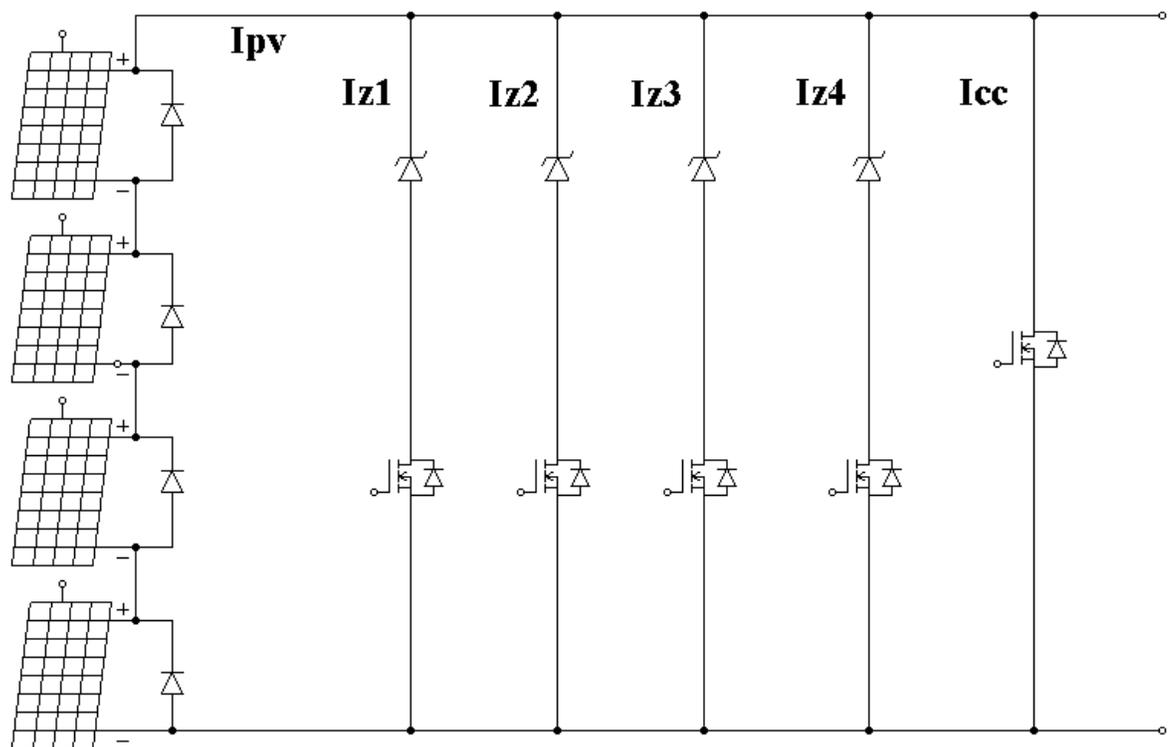


Figure 4-7 : Montage avec diodes Zeners

Afin d'avoir une plage de variation des tensions d'écrêtage, nous allons utiliser la solution proposée par le Dr. A. Khadidja [33][38], soit celle où les panneaux sont raccordés directement à une branche constituée :

- D'un transistor type MOSFET pour l'activation ou la désactivation de la branche. Celui-ci est commandé par un microcontrôleur ou par un micro-ordinateur séparé par un optocoupleur.
- D'un transistor de type Darlington commandé par un amplificateur opérationnel, qui est raccordé à un convertisseur numérique/analogique pour récupérer les tensions d'écèlement et les appliquer sur cette branche (voir la figure 4-8).

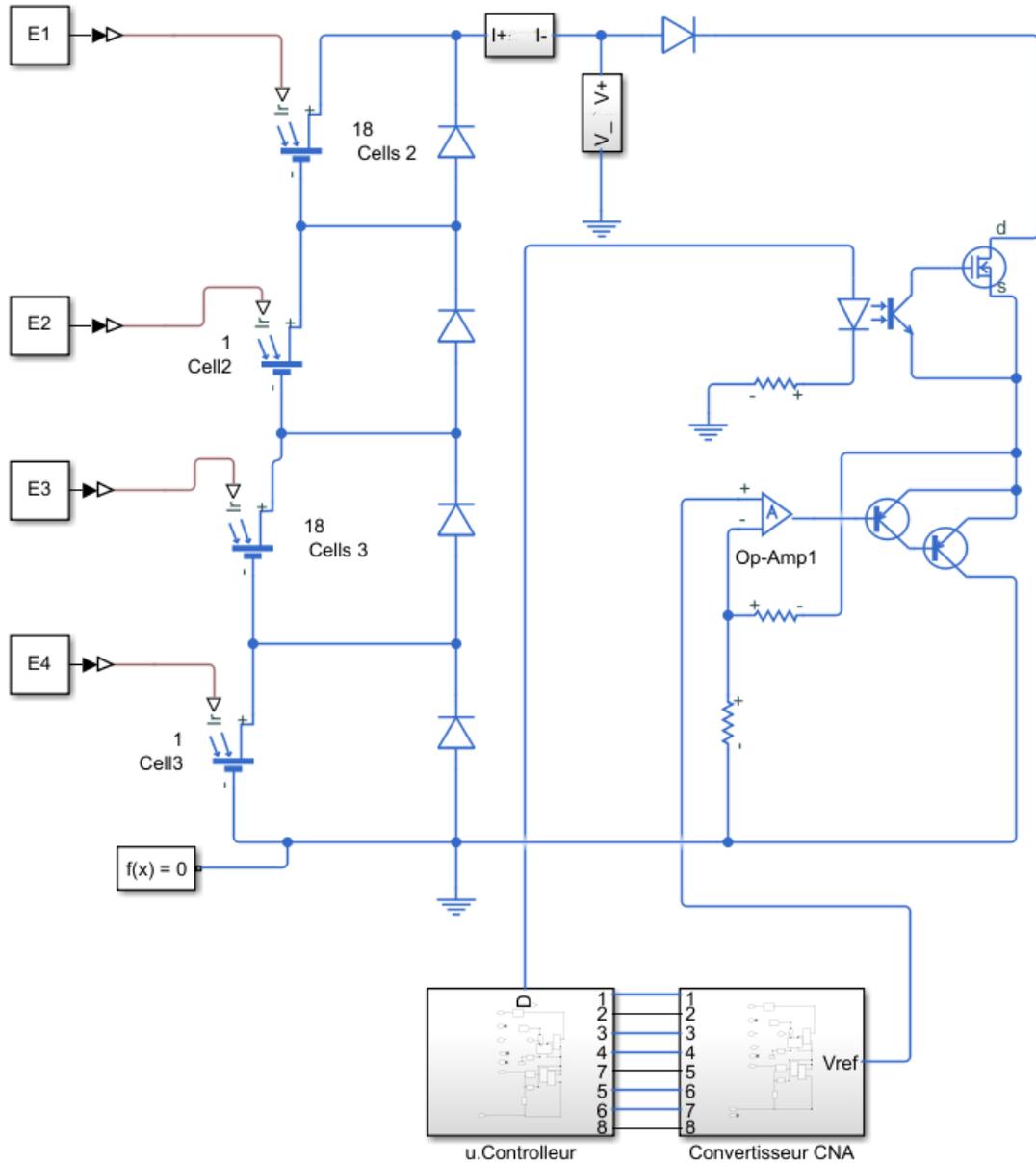


Figure 4-8 : Branche d'écèlement de tension [33]

Ensuite, nous allons mesurer les courants Zener I_{z1} , I_{z2} , I_{z3} , I_{zp} et I_{cc} qui correspondent respectivement aux tensions V_{z1} , V_{z2} , V_{z3} , V_{zp} et V_{zo} . Après, nous calculerons les surfaces liées à chaque trapèze rectangle illustré sur la figure 4-9.

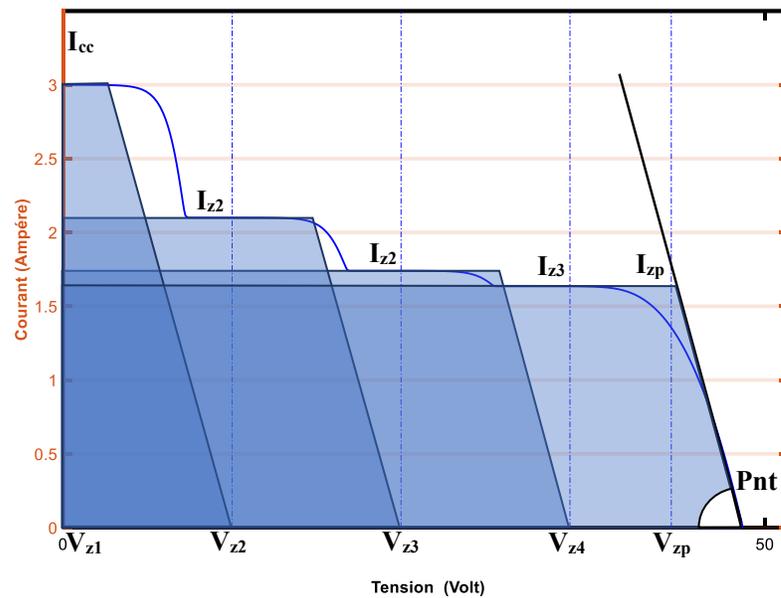


Figure 4-9 : Trapèzes rectangles d'approximation

La pente (Pnt) sur la figure 4-9 représente la pente de la partie droite de tension. Dans la courbe de courant en fonction de la tension, cette constante nous servira pour le calcul des trapèzes rectangles de puissance, qui seront une approximation à la caractéristique Courant-Tension.

$$Pnt = \frac{I_{zp}}{V_{oc} - V_{zp}} \quad (4.5)$$

Une simulation a été faite sur le mode 7 afin de voir l'évolution de la courbe selon l'ombrage appliqué et l'effet de l'ombrage sur cette pente, puis d'apporter des corrections et

d'améliorer, si nécessaire, l'estimation de cette pente et se rapprocher le plus possible de la surface réelle de la courbe tension-courant.

Il est bien évident sur la figure 4-10 que la pente constante n'est pas la même que la pente réelle, avec une nette différence. Plus nous nous dirigeons vers la gauche (petites tensions), plus cette droite s'éloigne de la droite de tension réelle (voir les pointillés sur les courbes de la figure 4-10), ce qui va nous donner un trapèze rectangle différent et des aires plus petites, avec des écarts importants par rapport à celles délimitées par les courbes de courant-tension, d'où la nécessité de corriger cette pente au fur et à mesure que la tension diminue.

Afin d'obtenir une approximation rapprochée, celle-ci doit être propre à chaque tension d'écrêtage pour que nous obtenions un meilleur résultat.

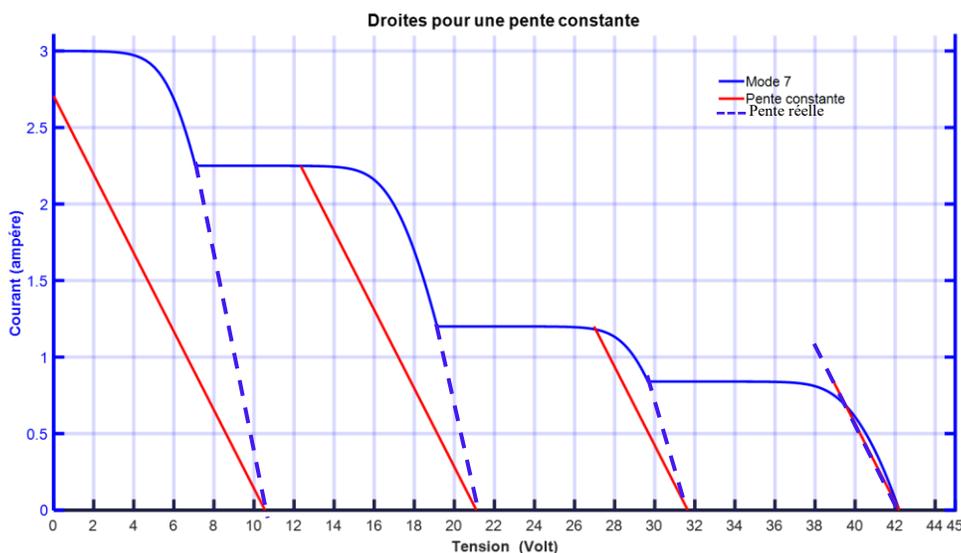


Figure 4-10 : Illustration de la pente sur le mode 7

Dans ce travail, les pentes propres à chaque trapèze rectangle sont estimées comme suit

:

$$Pnt2 = Pnt \frac{I_{cc}}{I_{z3}} \quad (4.6)$$

$$Pnt3 = Pnt \frac{I_{z1}}{I_{z3}} \quad (4.7)$$

$$Pnt4 = Pnt \frac{I_{z2}}{I_{z3}} \quad (4.8)$$

À la suite des corrections faites sur les équations (4.6), (4.7) et (4.8), les droites sont plus proches (voir la figure 4-11), ce qui va donner des aires plus semblables à celles illustrées sur la figure 4-12, ainsi qu'une meilleure approximation des caractéristiques courant-tension.

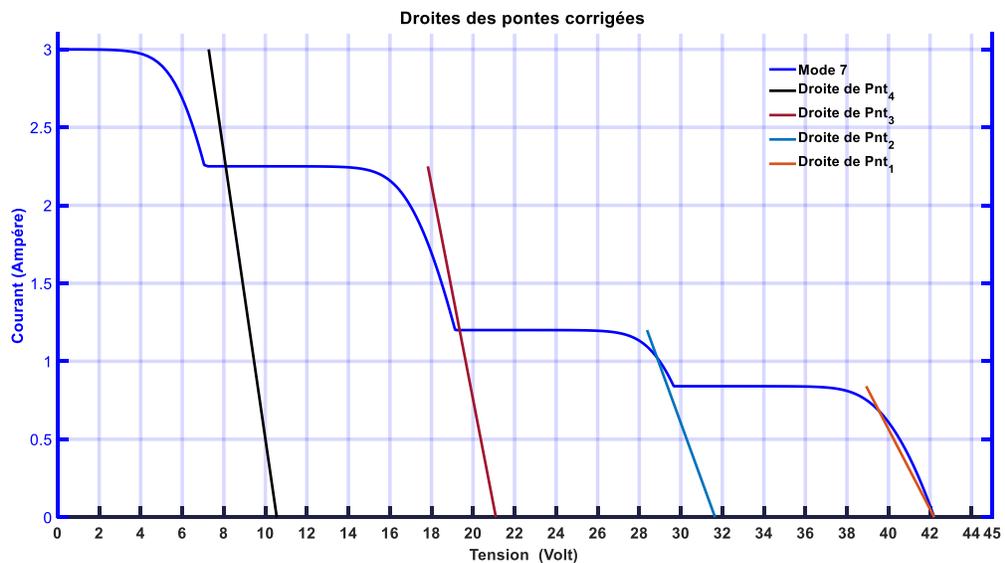


Figure 4-11 : Correction des pentes

Nous avons illustré, sur la figure 4-12, un exemple des pentes parfaites. En revanche c'est difficile de les obtenir.

Dans notre étude, les pentes obtenues dans la figure 4-12 sont satisfaisantes.

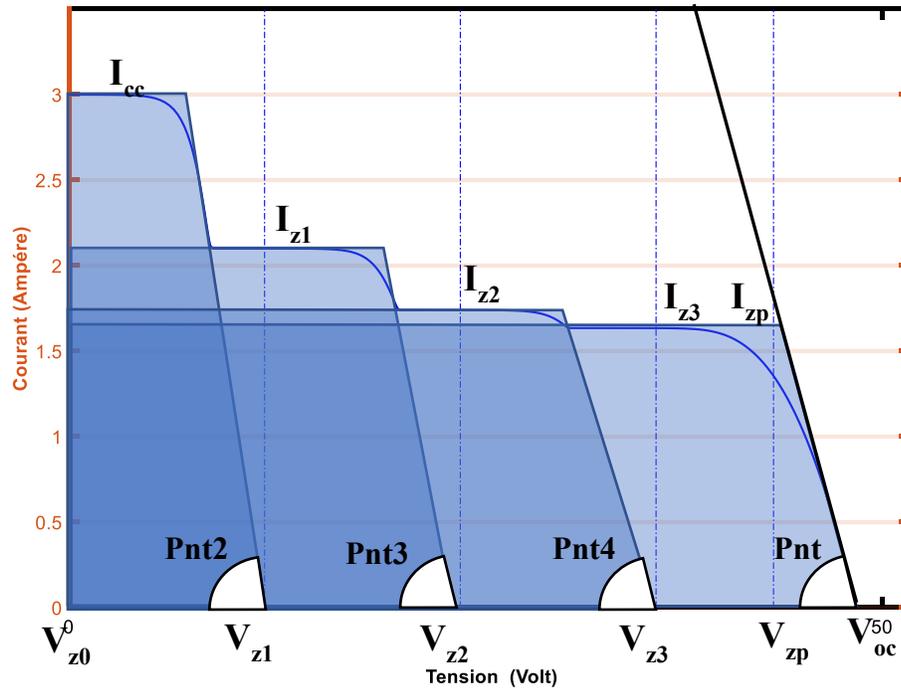


Figure 4-12 : Approximation souhaitée des pentes

Pour le calcul d'aire des trapèzes, nous avons pris les tensions V'_{z1} , V'_{z2} , V'_{z3} et V'_{zp} comme les tensions correspondant respectivement à l'intersection des droites des pentes Pnt2, Pnt3, Pnt4 et Pnt avec les courants I_{cc} , I_{z1} , I_{z2} et I_{z3} :

$$V'_{z1} = \frac{1}{4} V_{oc} - \frac{I_{cc}}{Pnt_2} \quad (4.9)$$

$$V'_{z1} = \frac{2}{4} V_{oc} - \frac{I_{z1}}{Pnt_3} \quad (4.10)$$

$$V'_{z3} = \frac{3}{4} V_{oc} - \frac{I_{z2}}{Pnt_4} \quad (4.11)$$

$$V'_{zp} = \frac{4}{4} V_{oc} - \frac{I_{z3}}{Pnt} \quad (4.12)$$

$$Aire_1 = \left(\frac{1}{4} * V_{oc1} + abs(V'_{z1}) \right) \cdot \frac{I_{cc}}{2} \quad (4.13)$$

$$Aire_2 = \left(\frac{2}{4} * V_{oc1} + abs(V'_{z1}) \right) \cdot \frac{I_{z1}}{2} \quad (4.14)$$

$$Aire_3 = \left(\frac{3}{4} * V_{oc1} + abs(V'_{z3}) \right) \cdot \frac{I_{z2}}{2} \quad (4.15)$$

$$Aire_4 = \left(\frac{4}{4} * V_{oc1} + abs(V'_{zp}) \right) \cdot \frac{I_{z3}}{2} \quad (4.16)$$

Voir la figure 4-13 pour une approximation parfaite des pentes.

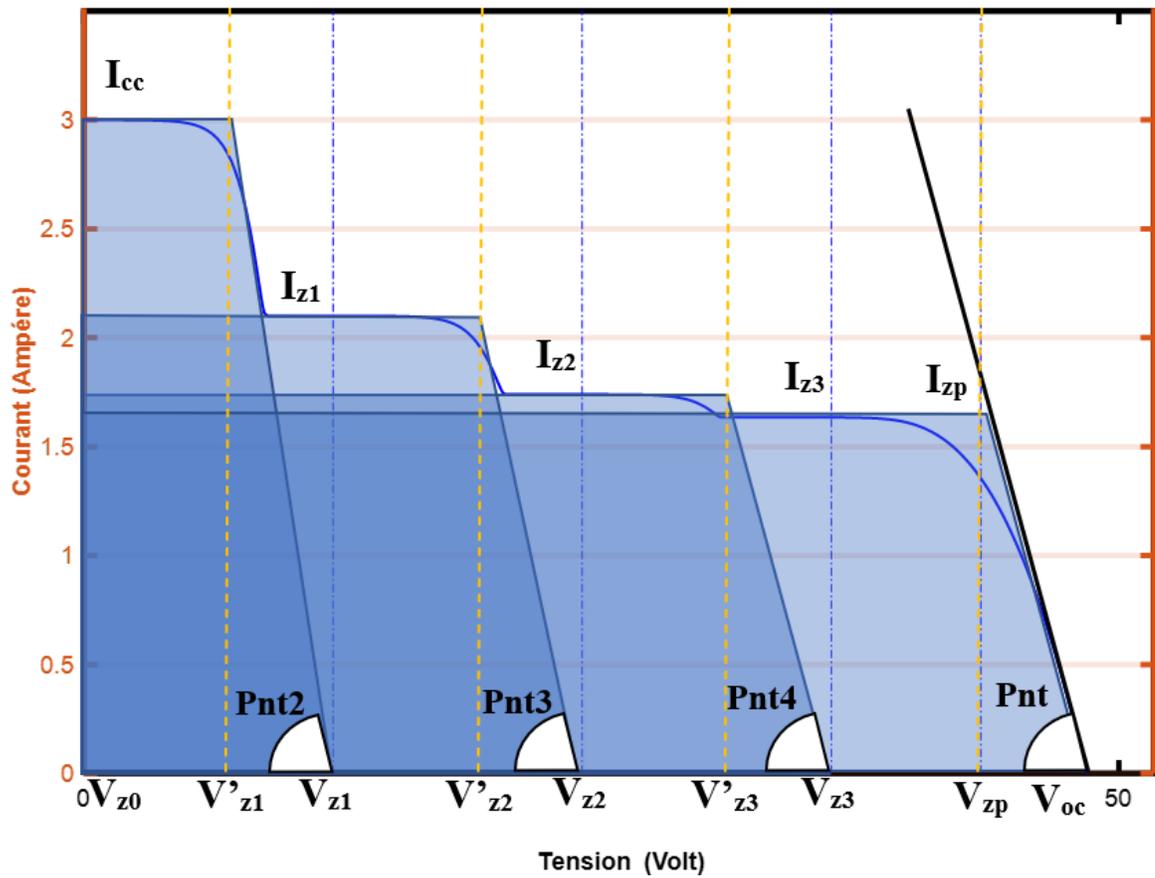


Figure 4-13 : Délimitation des trapèzes

Il suffit de comparer les quatre surfaces calculées pour trouver la zone probable où se situe la GMPP.

Les correspondances de chacune des surfaces ($aire_1$, $aire_2$, $aire_3$ et $aire_4$) sont respectivement comme suit :

Zone1 : de V_{z0} à V_{z1}

Zone3: de V_{z2} à V_{z3}

Zone2: de V_{z1} à V_{z2}

Zone4: de V_{z3} à V_{oc}

Le nombre de zones est proportionnel au nombre de cellules en série.

Leurs intervalles sont déterminés en multipliant le nombre de cellules en conduction par la tension de circuit ouvert d'une cellule.

Une fois les aires calculées, nous estimerons la zone où se trouve la GMPP. Ensuite, la valeur de la tension de référence sera déduite.

À l'aide d'un régulateur de tension, nous allons imposer la valeur calculée comme consigne tout en incitant le système à fonctionner dans cette zone.

La commande de panneau se fait en trois étapes (voir la figure 4-14).

Première étape : Déconnexion du hacheur, calcul de la tension de circuit ouvert (V_{oc}), application des tensions d'écrtages et estimation de la zone de GMPP.

Deuxième étape : déconnexion des diodes Zeners, connexion du hacheur et activation de régulateur de tension afin de ramener la commande dans la zone où se trouve la GMPP.

Troisième étape : déconnexion du régulateur de tension et activation de la commande de suivis de point de puissance maximal (MPPT) pour trouver le pic de puissance se trouvant dans cette zone, qui correspond au GMPP.

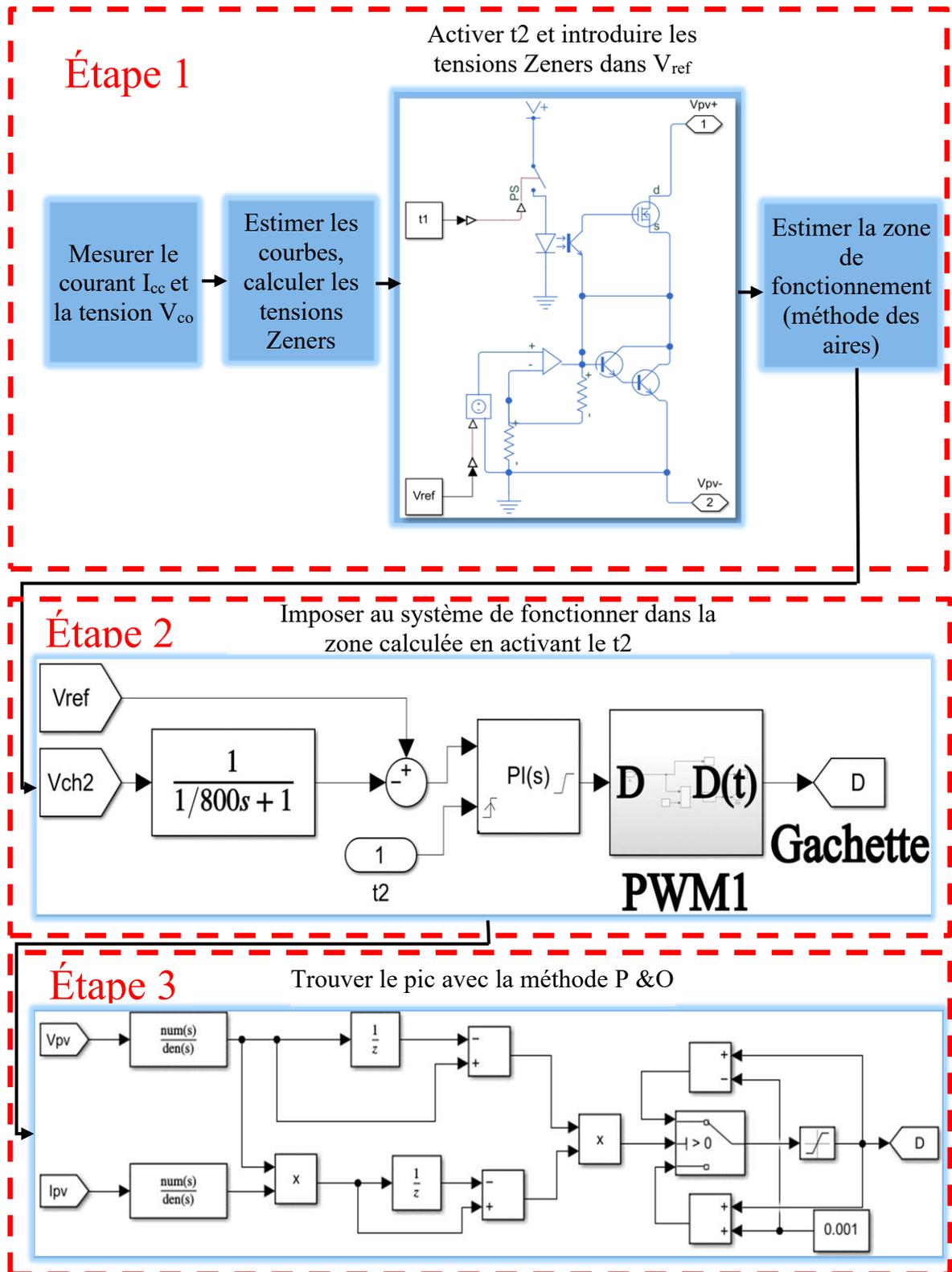


Figure 4-14: Organigramme de fonctionnement de la GMPP

L'algorithme global de la simulation est illustré sur la figure 4-15.

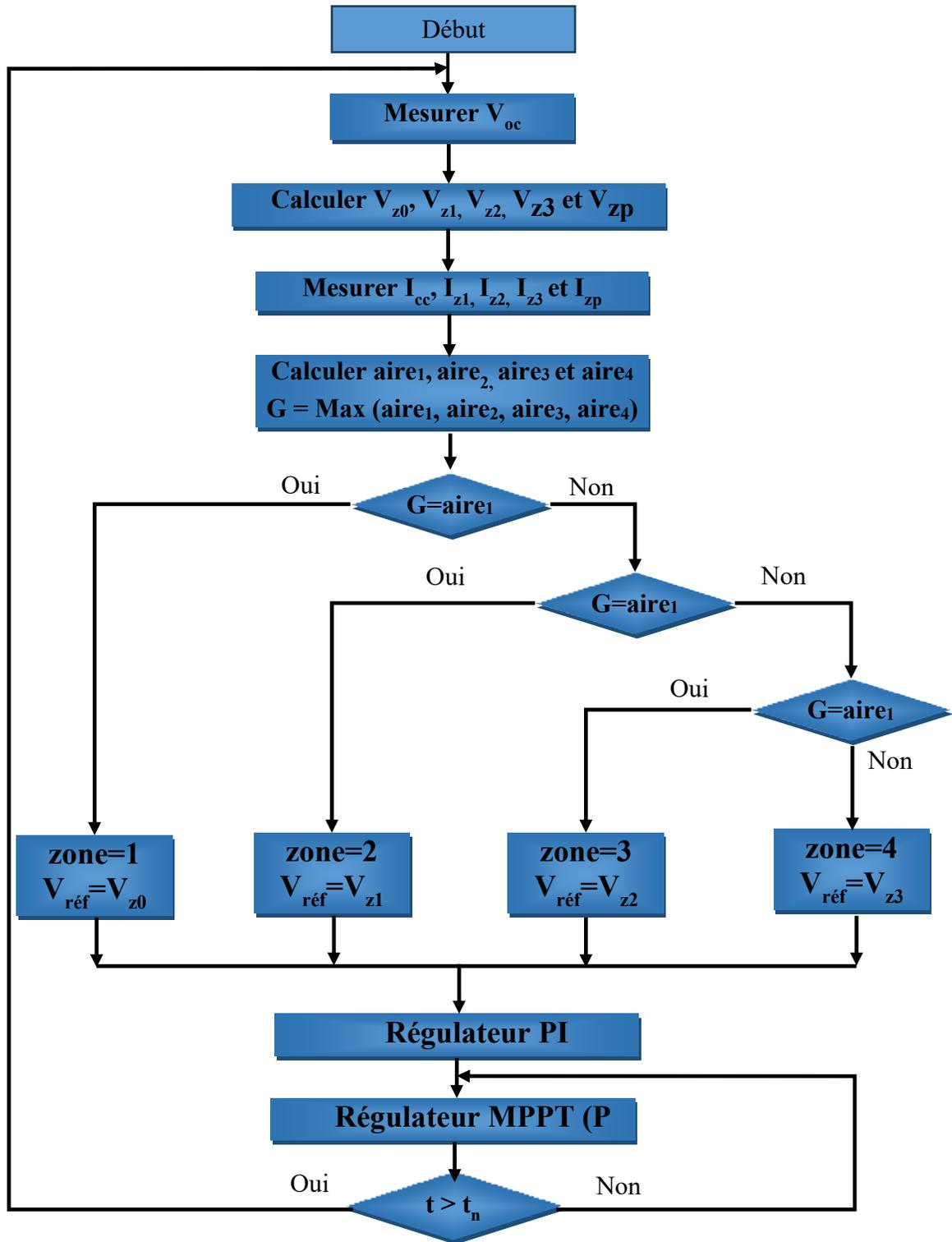


Figure 4-15 : Algorithme de commande des aires

4.3 Estimation pour deux profils de variation

Pour la validation de la méthode, nous avons utilisé deux types de profils de variation.

4.3.1 Variation importante d'ombrage :

Dans cette partie, nous allons voir la réaction de l'algorithme pour une variation importante d'ombrage.

D'abord, nous définirons un profil d'ensoleillement (tableau 4-1).

Tableau 4-1: Profils d'ensoleillement, de variation brusque

Ensoleillement	E1 (W/m ²)	E2 (W/m ²)	E3 (W/m ²)	E4 (W/m ²)
Mode 1	1000	1000	1000	1000
Mode 2	1000	1000	1000	880
Mode 3	1000	1000	800	760
Mode 4	1000	1000	800	640
Mode 5	1000	750	600	520
Mode 6	1000	750	600	400
Mode 7	1000	750	400	280
Mode 8	1000	750	400	160

Ensuite, nous simulons pour voir les allures des puissances afin de voir graphiquement les Zones des GMPP et les comparer aux résultats obtenus grâce à la méthode.

Après avoir introduit les différents modes du Tableau 4-1 dans la simulation, nous avons obtenu les allures de la figure 4-16, sur laquelle nous constatons l'apparition de plusieurs pics de puissance.

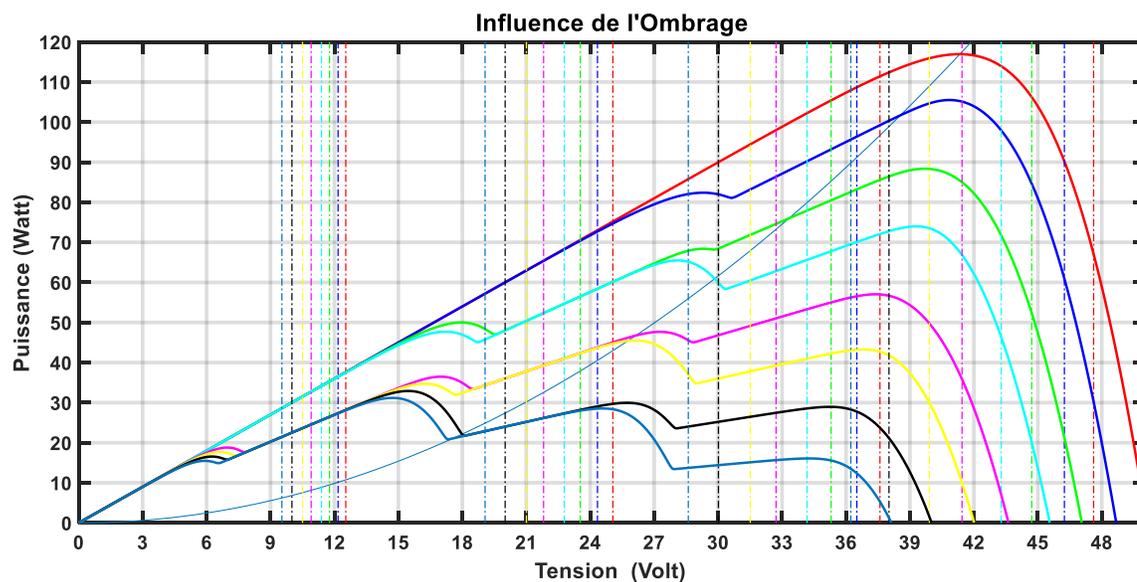


Figure 4-16 : Allure d'un ombrage brusque

Dans le Tableau 4-2, nous illustrons les zones trouvées dans la figure 4-16.

Tableau 4-2 Résultats d'estimation de Zone du GMPP

Position des pics de puissance	Mode 1	Mode 2	Mode 3	Mode 4	Mode 5	Mode 6	Mode 7	Mode 8
Zone	4	4	4	4	4	3	2	2

Les résultats obtenus dans le Tableau 4-2 correspondent exactement aux zones trouvées graphiquement, alors la méthode pour ces profils est validée.

4.3.2 Variation légère d'ombrage

Dans cette partie, nous allons voir la réaction de l'algorithme pour une variation légère d'ombrage (voir le Tableau 4-3).

Tableau 4-3 Profils d'ensoleillement pour une variation légère

Ensoleillement	E1 (W/m²)	E2 (W/m²)	E3 (W/m²)	E4(W/m²)
Mode 1	1000	1000	1000	1000
Mode 2	1000	1000	1000	935
Mode 3	1000	1000	860	870
Mode 4	1000	1000	860	805
Mode 5	1000	700	720	740
Mode 6	1000	700	720	675
Mode 7	1000	700	580	610
Mode 8	1000	700	580	545
Mode 9	1000	400	440	480
Mode 10	1000	400	440	415
Mode 11	1000	400	300	350
Mode 12	1000	400	300	285
Mode 13	1000	100	160	220

Suite du Tableau 4.3				
Mode 14	1000	100	160	155
Mode 15	1000	100	20	90
Mode 16	1000	100	20	25

La figure 4-17 représente les allures de simulation des panneaux avec DDC pour un profil à petite variation d'ombrage (voir le Tableau 4-3).

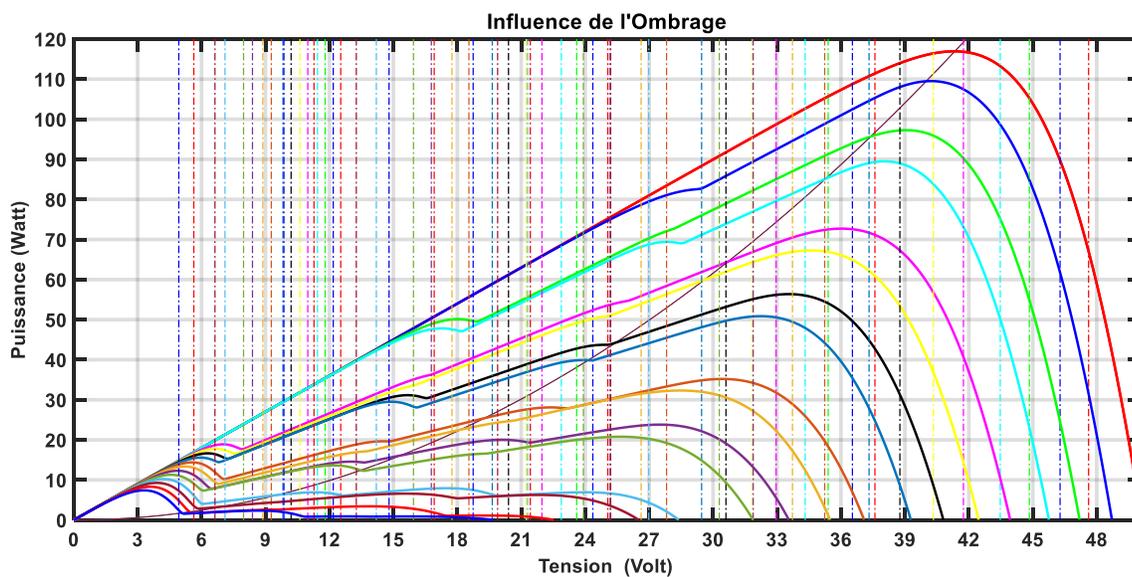


Figure 4-17 : Allures d'un ombrage brusque

Afin de mieux voir les résultats de la simulation, nous avons divisé la figure 4-17 en deux parties. La première est constituée des modes 1 à 8 et la seconde, des modes 9 à 16 (voir la figure 4-18).

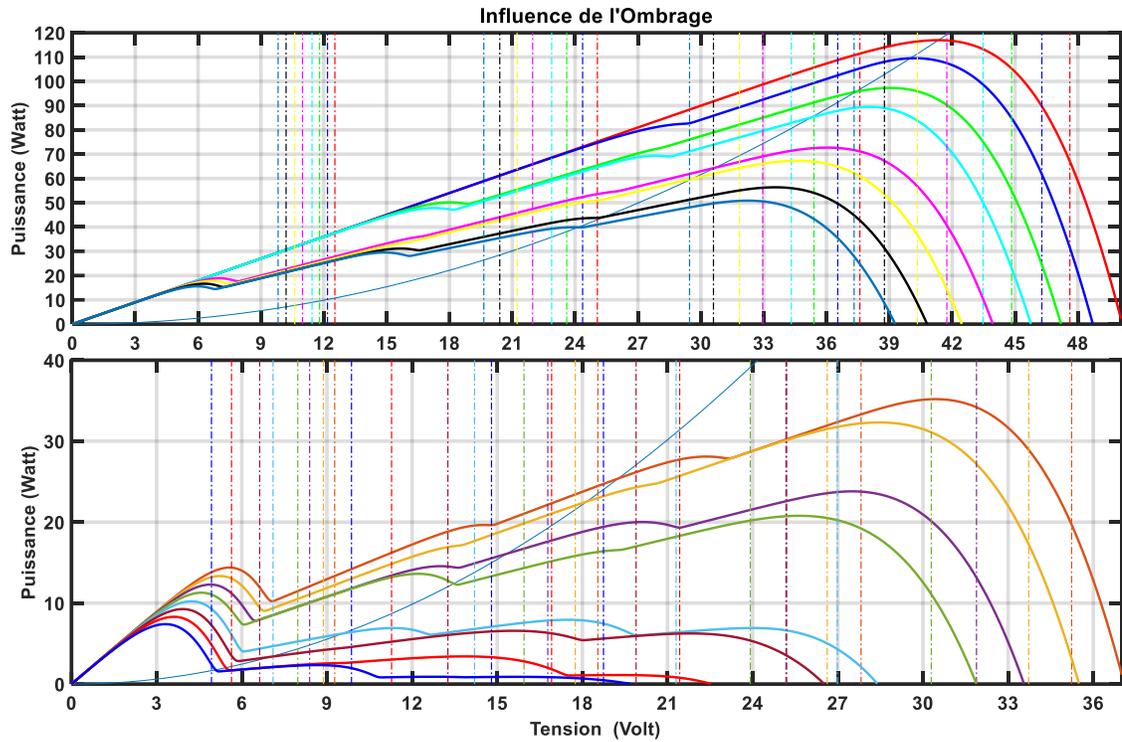


Figure 4-18 : Allures d'ombrage léger, séparées en deux axes

Tableau 4-4 : Résultats d'estimation de la zone de GMPP

Profil	Mode 1	Mode 2	Mode 3	Mode 4	Mode 5	Mode 6	Mode 7	Mode 8	Mode 9	Mode 10	Mode 11	Mode 12	Mode 13	Mode 14	Mode 15	Mode 16
Zone	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	1	1	1	1

La méthode des aires est confirmée pour les faibles ombrages malgré le faible écart entre les LMPP et leur rapprochement. Elle nous a servi à trouver les zones des GMPP (voir le Tableau 4-4 et la figure 4-18, avec la méthode validée pour ces profils).

4.4 Estimation de la commande sur un système global

Afin de voir la réponse de la commande sur un système constitué d'une charge, nous allons simuler le système sur un profil à quatre variations (voir le tableau 4-5).

Tableau 4-5 : Profils d'ensoleillement pour simulation global

Ensoleillement	E1 (W/m ²)	E2 (W/m ²)	E3 (W/m ²)	E4(W/m ²)
Mode 1	1000	1000	1000	1000
Mode 2	1000	750	600	520
Mode 3	1000	100	160	220
Mode 4	1000	700	580	545

Tout d'abord, nous allons faire une simulation de traçage des allures de puissance pour chaque mode. En faisant cette simulation, nous serons en mesure de connaître les pics de puissance pour chaque mode. Ces valeurs vont servir de références.

La figure 4-19 représente les allures de puissance en fonction du temps des profils du Tableau 4-5.

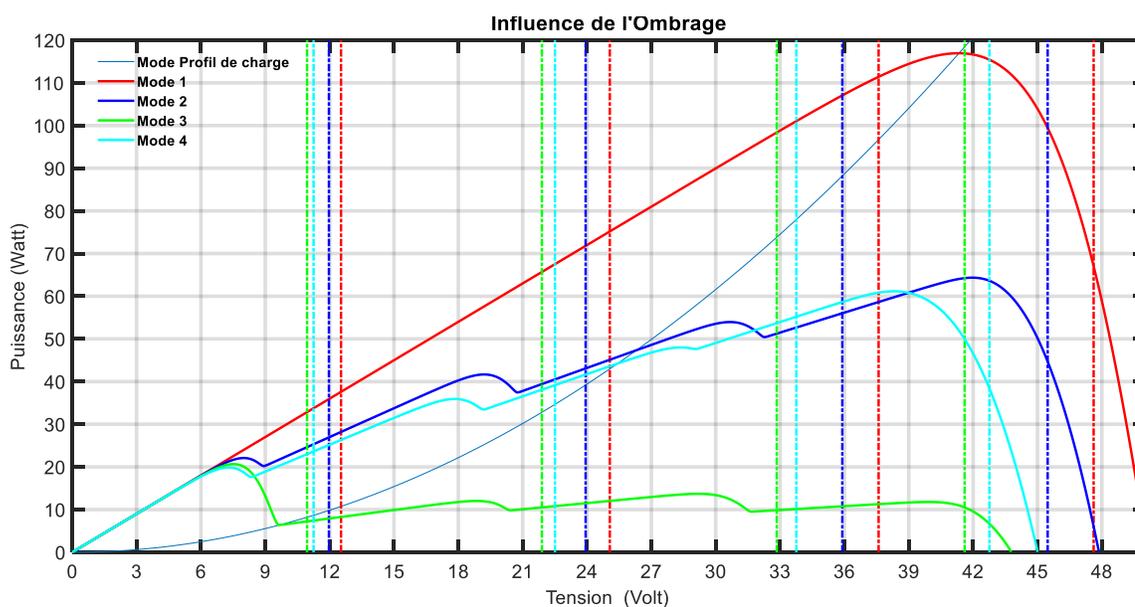


Figure 4-19 : Calcul des pics de puissance

Le Tableau 4-6 représente les valeurs des LMPP et les zones où ils se trouvent. Ces valeurs sont déduites graphiquement.

Tableau 4-6 : Valeurs des puissances et leurs zones

Profils	Mode 1	Mode 2	Mode 3	Mode 4
Zone	4	4	1	4
Pic de Puissance	96.3947	55.8132	17.9248	57.2881

Dans la simulation suivante, nous allons récupérer les valeurs de Tableau 4-6 et lancer la simulation à vide afin d'observer l'estimation de la zone des GMPP. Une fois les résultats validés, la simulation globale sera lancée pour le suivi de point de puissance maximale.

Les zones du tableau 4-7 correspondent aux zones du tableau 4-6, alors la méthode étudiée est validée.

Tableau 4-7 : Estimation des zones

Mode	Mode 1	Mode 2	Mode 3	Mode 4
Zone	4	4	1	4

Pour la simulation suivante, nous allons appliquer les quatre modes d'ensoleillement. Le passage d'un mode à un autre se fera à chaque deux secondes.

Pour mieux voir le comportement de l'algorithme, nous avons divisé chaque mode en trois temps, qu'on va appeler ETP1, ETP2 et ETP3.

$t_1 + kT_p < ETP1 < t_2 + K = kT_p$: Déconnecter le hacheur, appliquer les tensions d'écrêtage et calculer les zones et tensions de références pour le régulateur Proportionnel Intégral (PI).

$t_2 + kT_p < ETP2 < t_3 + kT_p$: Connecter le hacheur et activer le régulateur PI afin d'imposer la tension de référence, qui correspond à la zone où se trouve la GMPP (fonctionnement en GMPPT).

$[0 + kT_p < ETP1 < t_1 + kT_p] \cup [t_3 + kT_p < ETP1 < t_1 + (k + 1)T_p]$: Désactiver le régulateur PI et activer la commande MPPT.

Le troisième temps (ETP3) : Divisé en deux parties. La première (ETP3₁), où l'ombrage est appliqué, et la deuxième (ETP3₂), qui correspond à l'application de la commande P et O avant l'introduction d'un nouveau mode d'irradiation.

T_p : période correspondant à chaque étape (2 s).

k : représente l'ordre de l'étape.

4.5 Simulation de la commande sur un système global

Dans cette partie, nous allons voir le comportement de notre algorithme sur un système constitué de quatre panneaux photovoltaïques, d'un hacheur abaisseur, d'un écrêteur de tension, d'une commande GMPPT et d'une charge résistive (voir l'annexe A).

4.5.1 Hacheur abaisseur de tension

C'est un convertisseur continu-continu, qui servira à faire varier la tension à la sortie des panneaux PV afin de leur imposer un point de fonctionnement.

La figure 4-20 représente le schéma électrique de celui-ci.

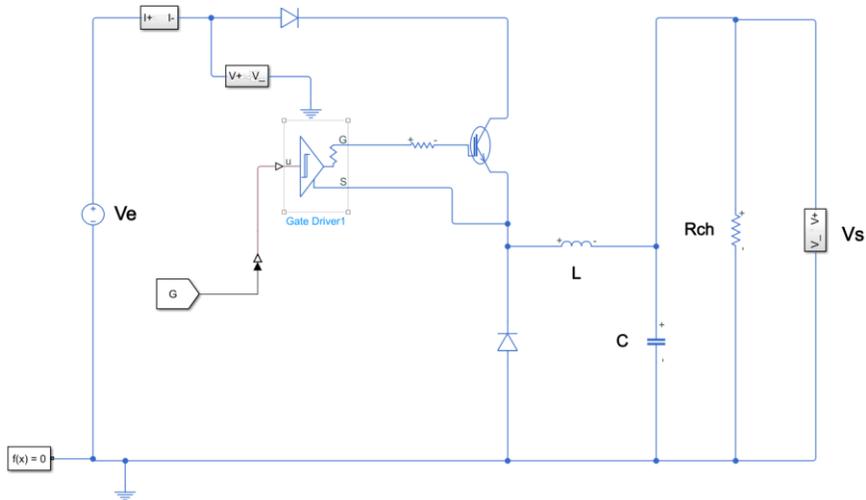


Figure 4-20 : Bloc de simulation du hacheur abaisseur

Nous avons utilisé les équations suivantes pour déterminer les valeurs de l'inductance et du condensateur [39] :

$$L_f = \frac{d(1-d)T V_{in}}{\Delta I_L} \quad (4.17)$$

$$C_f = \frac{d(1-d)V_{in}}{8L_f f^2 \Delta V_c} \quad (4.18)$$

C_f : Condensateur à la sortie du hacheur abaisseur

L_f : Valeur de l'inductance du hacheur abaisseur

f : Fréquence du hacheur abaisseur

V_{in} : Tension d'entrée du hacheur abaisseur

ΔI_L : Ondulation du courant dans l'inductance du hacheur abaisseur

Nous posons comme hypothèses :

$$V_{in} = V_{pv} = 50 \text{ V}; \Delta V_c = 5 \% * V_{Bat} = 0.05 * 12 = 0.6 \text{ V}; \Delta I_L = 5 \% * I_{pv} = 0.05 * 5 = 0.25 \text{ A}.$$

$f = 50 \text{ kHz}$

V_{Bat} : Tension de la batterie de stockage

Nous avons calculé le pic de l'équation (3.18) :

$$\frac{\partial C_f}{\partial d} = \frac{\partial}{\partial d} \frac{d(1-d)}{16 L_f f^2} = 0 \quad (4.19)$$

$$(1-d) - d = 0 \quad (4.20)$$

$$d = 1/2 \quad (4.21)$$

On remplace « d » dans l'équation (4.17) et (4.18) et on applique les valeurs numériques pour trouver la valeur du condensateur et de l'inductance du hacheur :

$$L_f = 1 \text{ mH}$$

$$C_f = 1.04 \text{ uF}$$

Ensuite, nous allons utiliser la modélisation en petits signaux (voir la référence [39]) :

$$\frac{V_s(p)}{d(p)} = \frac{V_{in}}{1 + (L_f R_{ch})p + (L_f C_f)p^2} = \frac{A}{1 + \left(\frac{2m_f}{w_f}\right)p + \left(\frac{p}{w_f}\right)^2} \quad (4.22)$$

Nous avons introduit l'équation (4.22) dans Simulink (voir l'organigramme dans la figure 4-21). Elle va nous aider à déduire les paramètres du hacheur par la suite.

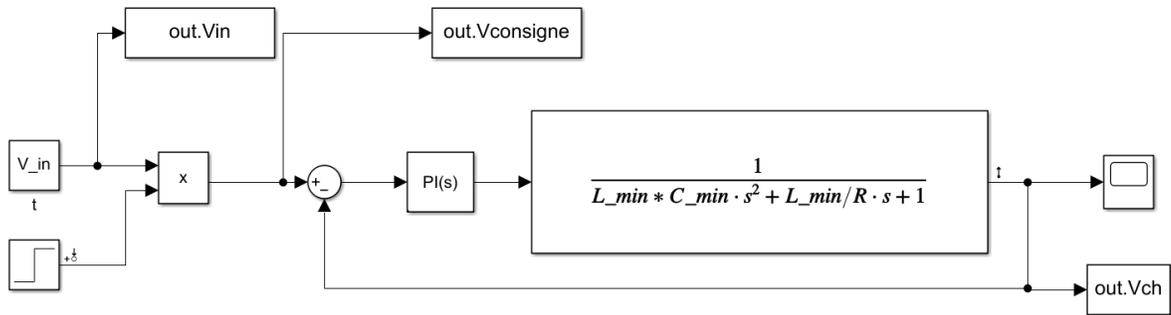


Figure 4-21 Organigramme du modèle petit signaux du hacheur abaisseur

Après la simulation, nous avons obtenu l'allure de la figure 4-22. Nous avons illustré sur l'allure les temps de réponse (t_{r1} et t_{r2}) à 95 % des deux consignes, qui représentent respectivement 20 % et 70 % de la tension d'entrée.

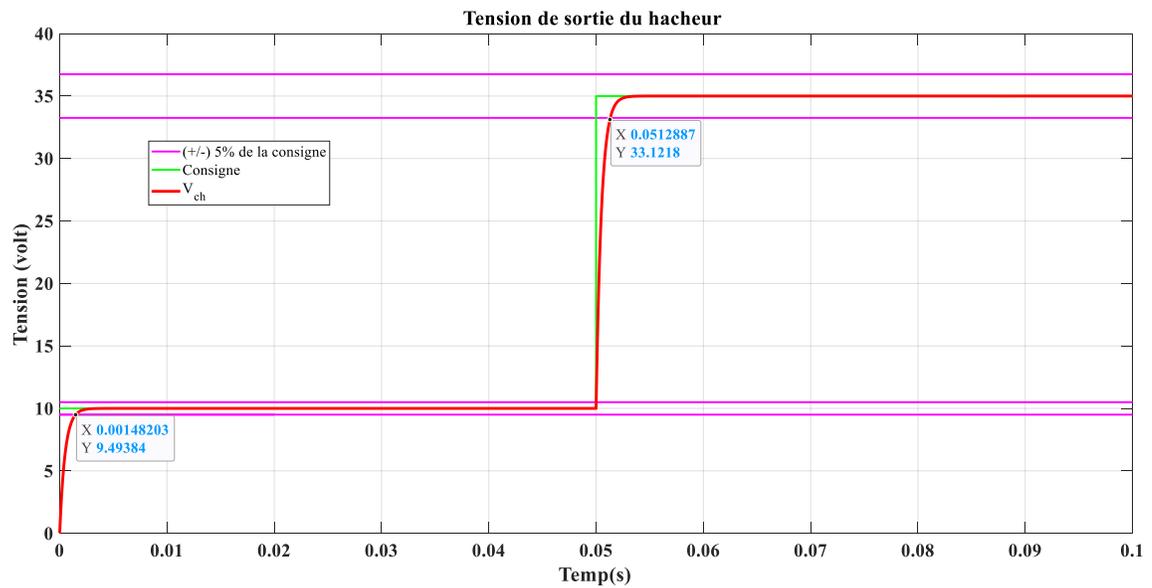


Figure 4-22 Tension à la sortie du hacheur

4.5.2 Régulateur Proportionnel Intégral:

Un correcteur PI est constitué de deux parties (voir la figure 4-23) [40] [41] :

Proportionnel : accélère le temps de réponse et réduit l'erreur statique, comme il peut engendrer des dépassements.

Intégrateur : supprime l'erreur statique, réduit les dépassements. En revanche, il ralentit le système régulé.

Alors, dans la régulation PI, il faut trouver un compromis entre rapidité et stabilité, en ajustant les deux paramètres K_p et K_i .

Le régulateur de tension servira à améliorer le temps de réponse et à réduire les dépassements. Sur la figure 4-22, nous avons constaté que le temps de réponse (t_{r1} et t_{r2}) est long, de l'ordre de dizaines de millisecondes (0.03 et 0.526), alors que dans notre cas, il faut éviter d'atteindre les millisecondes pour ne pas être en conflit avec la fréquence de la MPPT.

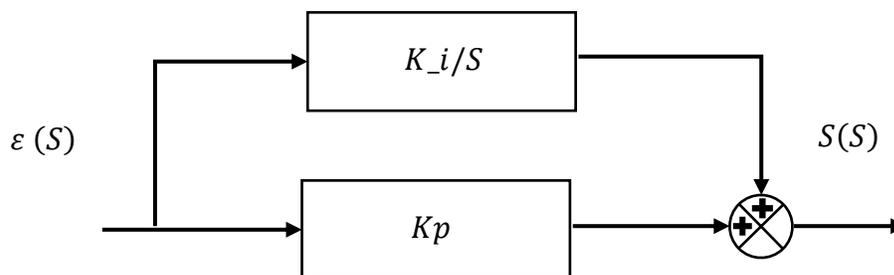


Figure 4-23 : Correcteur PI

Pour le choix des paramètres K_p et K_i , nous avons utilisé le « tuner » de Simulink en commençant par ouvrir les paramètres du bloc PI(s) (voir la figure 4-21). Ensuite, nous avons cliqué sur « Tune... » (voir la figure 4-24).

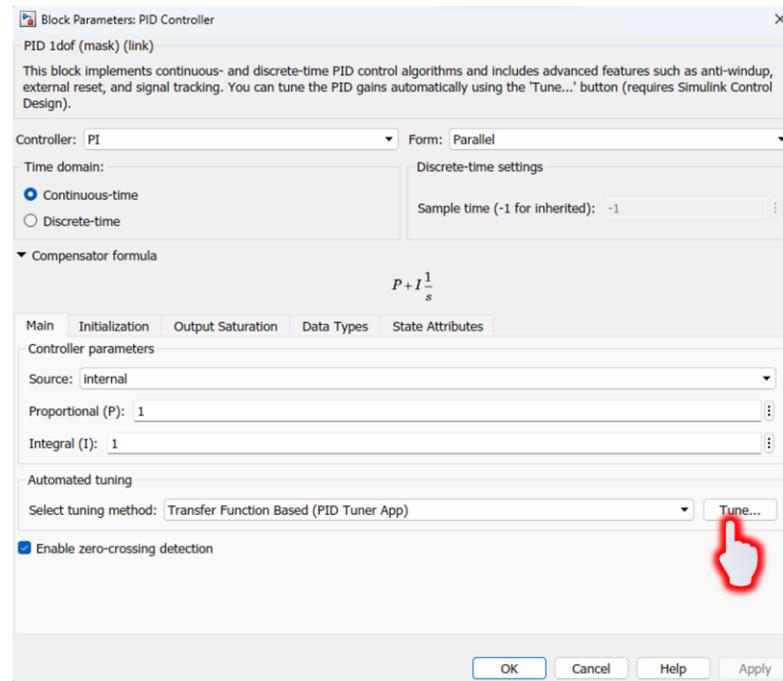


Figure 4-24 : Paramètres régulateurs PI

Simulink nous propose, sur la figure 4-25, les paramètres K_p et K_i , qui donnent une meilleure rapidité au hacheur.

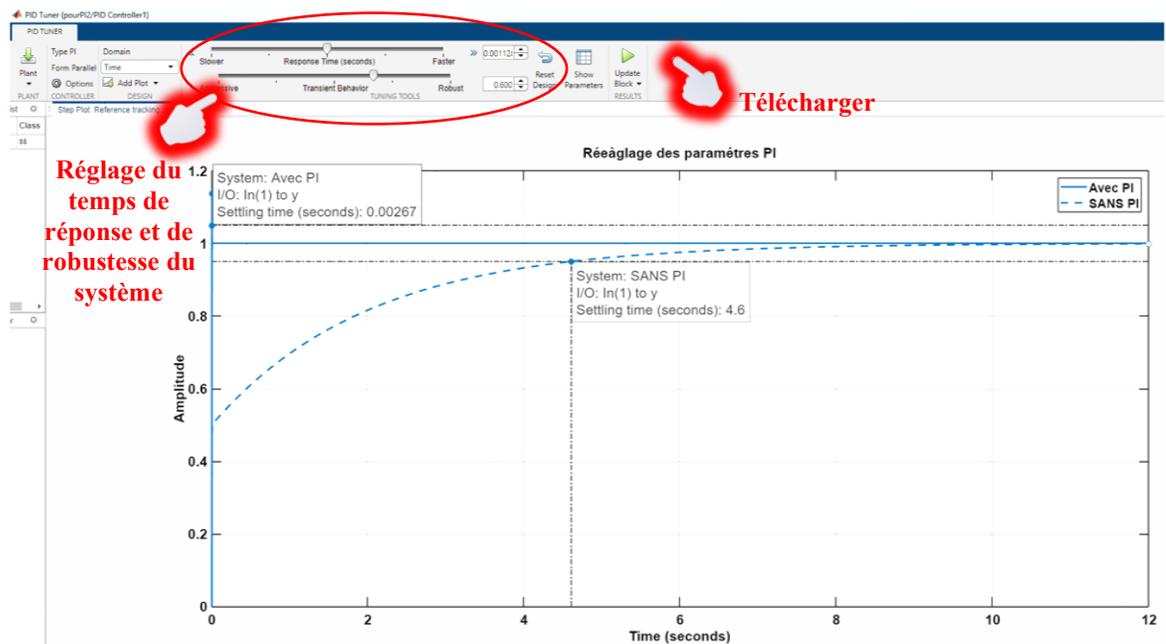


Figure 4-25 : Fenêtre « Tuner », contrôleur PI

Nous avons ajusté la rapidité de temps de réponse (voir la figure 4-26), puis la robustesse de régime transitoire pour obtenir un temps de réponse d'ordre de millisecondes et éviter un grand dépassement.

Nous avons obtenu un temps de réponse de 1.16 ms et un dépassement de 4.55 %, ce qui est nettement satisfaisant pour nous (voir figure 4-26).

Ensuite, nous allons appuyer sur l'icône « Télécharger » pour générer les paramètres de régulateur sur le bloc PI(s) (voir la figure 4-27).

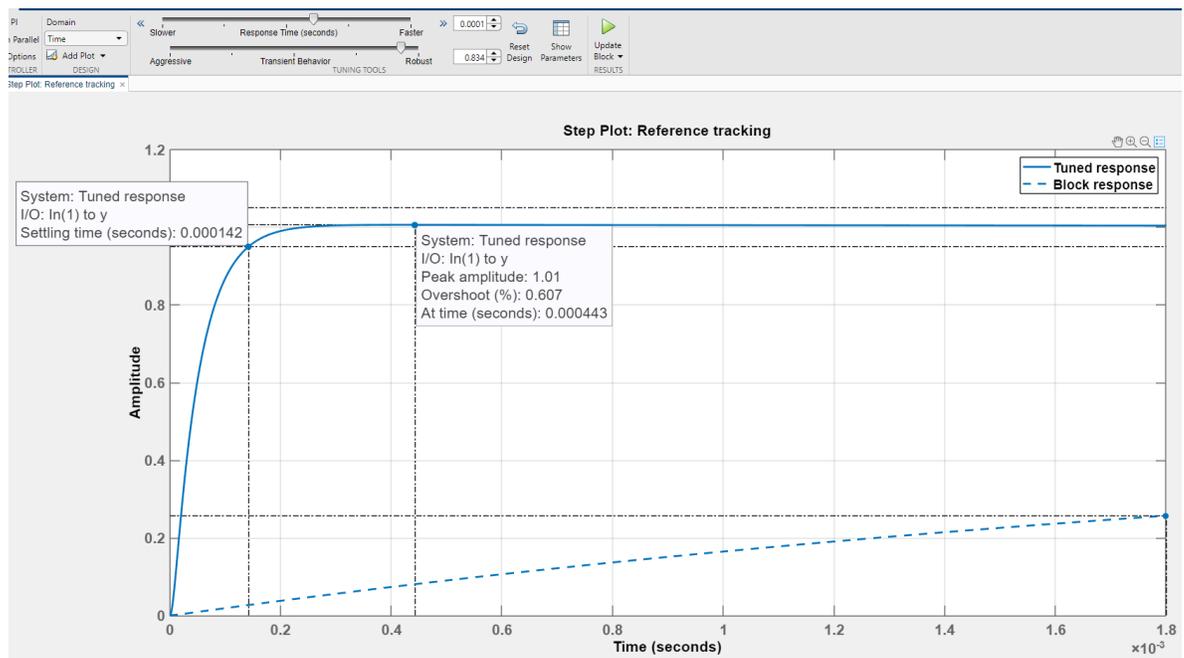


Figure 4-26 : Paramètre du régulateur PI

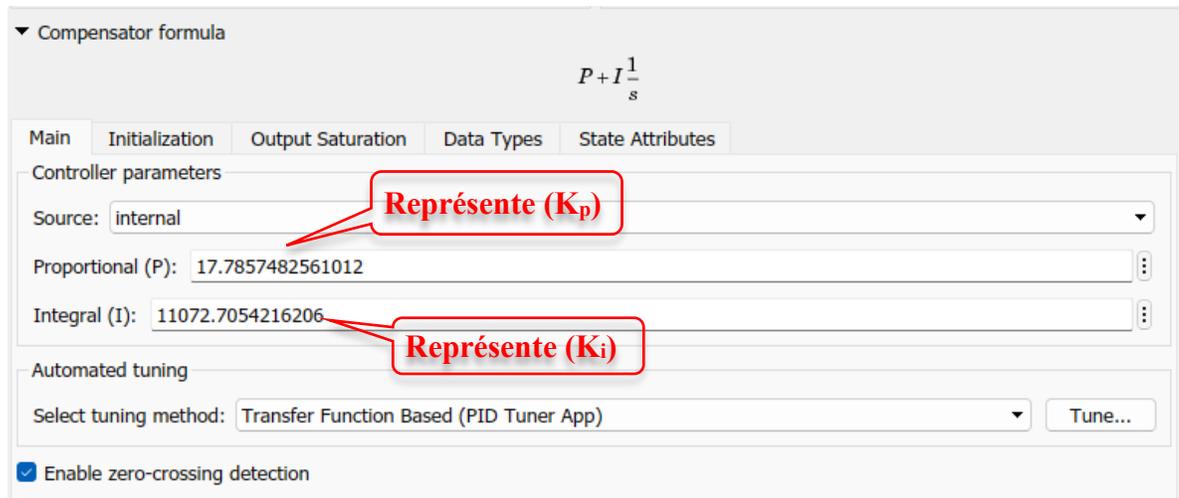


Figure 4-27: Introduction des paramètres PI

Les paramètres K_p et K_i générés sont respectivement 17.78 et 11 072.70.

La figure 4-28 représente le bloc de commande du hacheur en boucle ouverte et fermée.

La fréquence de la MPPT est fixée à 10 ms, alors nous avons espacé nos deux échelons de 10 ms pour voir si le hacheur arrivera à atteindre ces consignes (20 et 70 % de V_{in}) dans les deux cas.

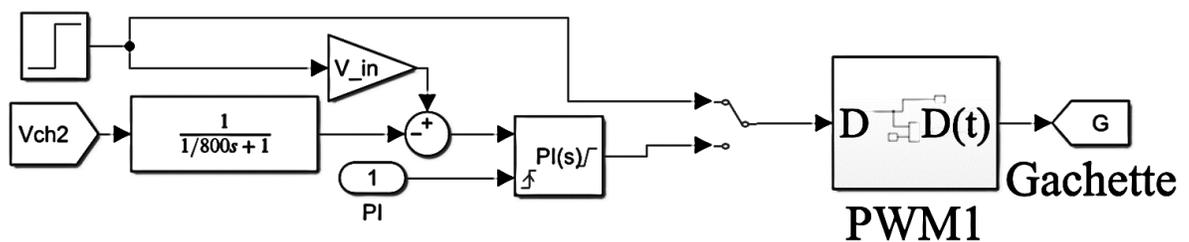


Figure 4-28 : Bloc de commande du hacheur

Nous avons simulé le hacheur en boucle ouverte (allure bleue) et nous avons constaté une erreur statique très importante (voir la figure 4-29).

Ensuite, nous l'avons simulé en boucle fermée et nous avons constaté la suppression de cette erreur, ce qui est très important pour trouver le point de puissance maximale globale, surtout lorsque les amplitudes des LMPP sont très proches, comme dans le cas où l'ombrage est partiel.

Le temps de réponse est nettement inférieur à 10 ms.

Le dépassement maximal du premier échelon et de 0.466, soit de 4.66 %.

Le dépassement maximal du deuxième échelon et de 3.0636, soit de 8.75 %.

Les deux dépassements n'excèdent pas 10 %, des valeurs que nous considérons comme acceptables.

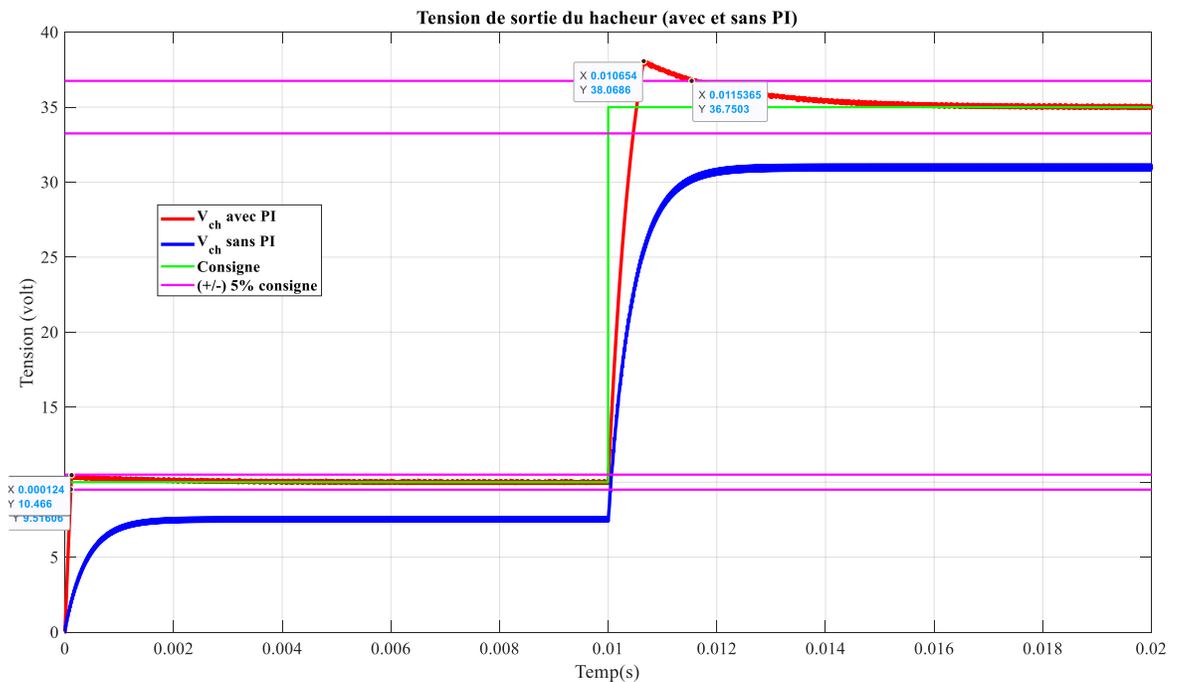


Figure 4-29 : Tension de sortie du hacheur après régulation

4.5.3 Simulation de l'ensemble du système PV

La figure 4-30 représente la réponse d'une simulation globale du système GMPPT (voir l'organigramme de la figure 4-14). Cette allure nous donne une image générale de la simulation que nous allons développer étape par étape ci-dessous.

Nous avons choisi quatre modes d'ensoleillement, de manière que le pic global se trouve dans différentes zones, à savoir à la gauche, à la droite ou au milieu.

Ensuite, nous avons étudié ces cas un à la fois pour mieux voir les allures et les agrandissements de la figure 4-30.

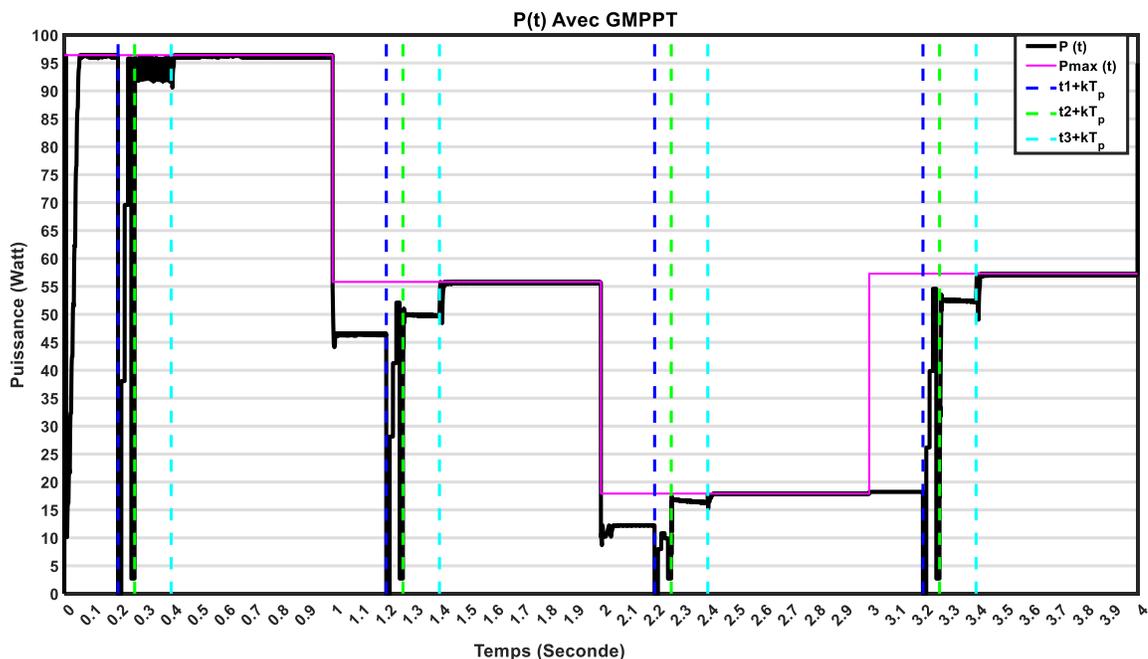


Figure 4-30 : Résultats de la simulation après l'application de la commande GMPPT

4.5.3.1 Première partie de simulation

Au début de la simulation (ETP31) (voir la figure 4-31), l'algorithme fonctionne avec la MPPT. La puissance démarre à partir de 0 W pour atteindre le maximum, retombe à presque

10W, puis remonte jusqu'à la GMPP. Cela s'explique par le fait que le condensateur est vide et que dans la période de chargement, il balaie presque toute la courbe de puissance. Ensuite, la MPPT le force à aller au pic, car dans ce mode, il n'y a qu'un seul pic.

(ETP1) : l'algorithme applique les tensions d'écrêtage et récupère les courants qui vont servir aux calculs des zones et tensions de références.

(ETP2) : nous constatons que le régulateur PI a appliqué la tension calculée pour atteindre une puissance proche du pic avec une certaine marge d'erreur.

Dans la partie (ETP3), qui suit, le régulateur MPPT prend le relais pour corriger cette erreur et atteint le pic de puissance, ce qui confirme que l'algorithme a bien estimé la zone et que le régulateur (PI) avait imposé le fonctionnement de la MPPT dans celle-ci.

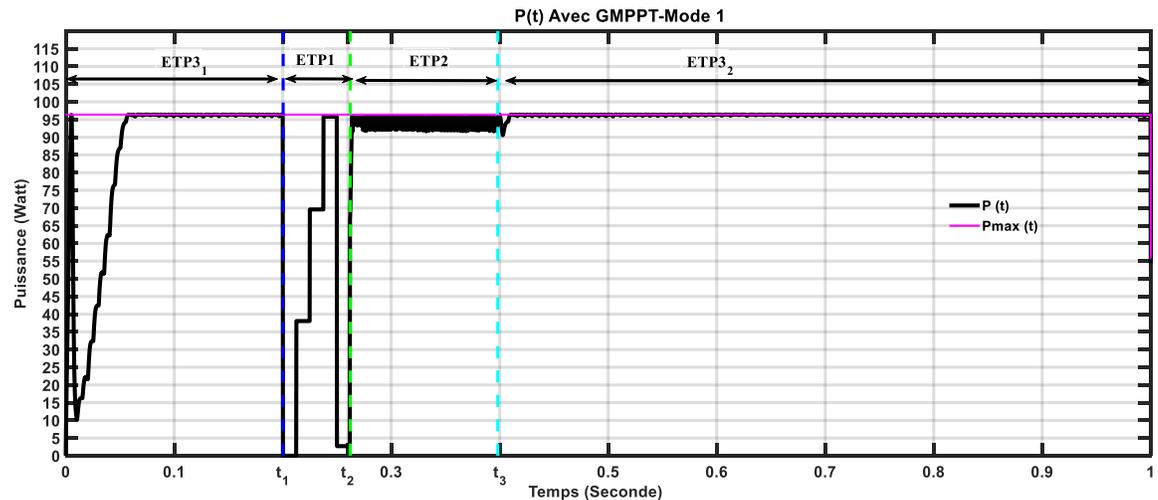


Figure 4-31 : Agrandissement sur le mode 1

4.5.3.2 Deuxième partie de simulation

(ETP31) : sur la figure 4-32, nous avons constaté que la puissance a diminué à la suite de l'ombrage appliqué. La MPPT fonctionne sur un pic qui ne correspond pas au GMPP, une erreur statique considérable et une perte de puissance.

(ETP2) : nous constatons que le régulateur PI a appliqué la nouvelle valeur de tension. L'erreur statique a été réduite, mais le pic n'est pas encore atteint.

(ETP32) : la MPPT a corrigé cette erreur, et nous avons atteint le GMPP, méthode valide pour cette partie.

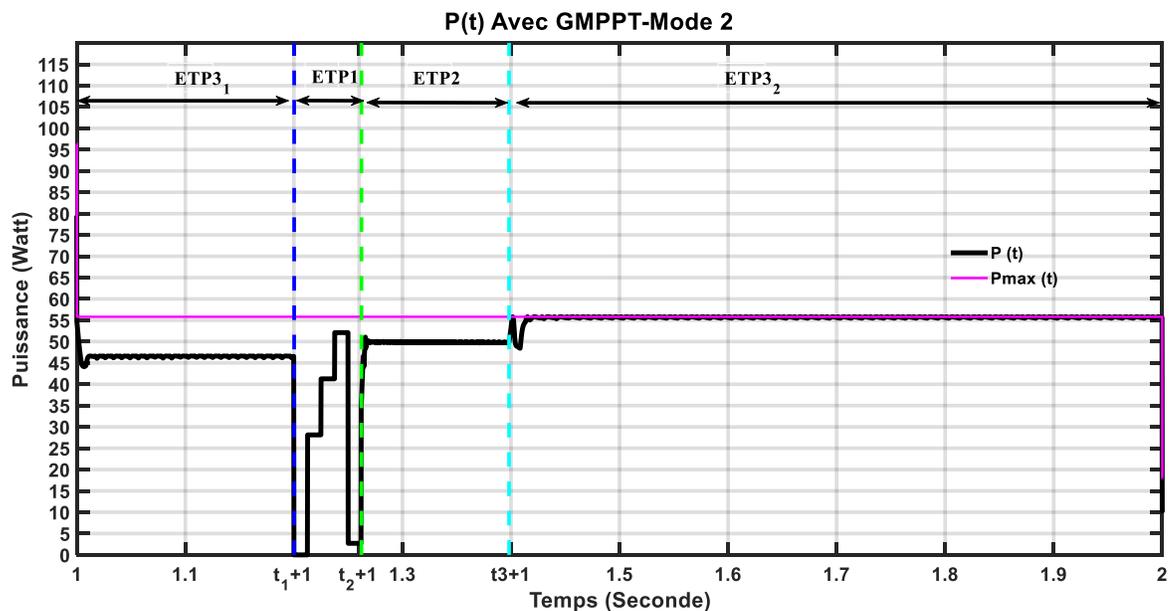


Figure 4-32 : Agrandissement sur le mode 2

4.5.3.3 Troisième partie de simulation

Sur la partie (ETP31) de la figure 4-33, nous constatons clairement que l'erreur statique est très importante. La variation positive de l'ombrage avait désorienté carrément la MPPT,

et il est resté figé sur la première zone, tellement les deux LMPP sont très proches. Entre les deux modes, il n'y avait même pas d'apparition de régime transitoire.

(ETP2): Le régulateur (PI) réduit l'erreur statique considérablement.

(ETP32) : La MPPT élimine presque l'erreur statique, ce qui prouve une fois de plus la fiabilité de la commande. Malgré le passage de la zone 1 à la zone 4, elle reste toujours fiable.

La méthode est valide pour cette partie.

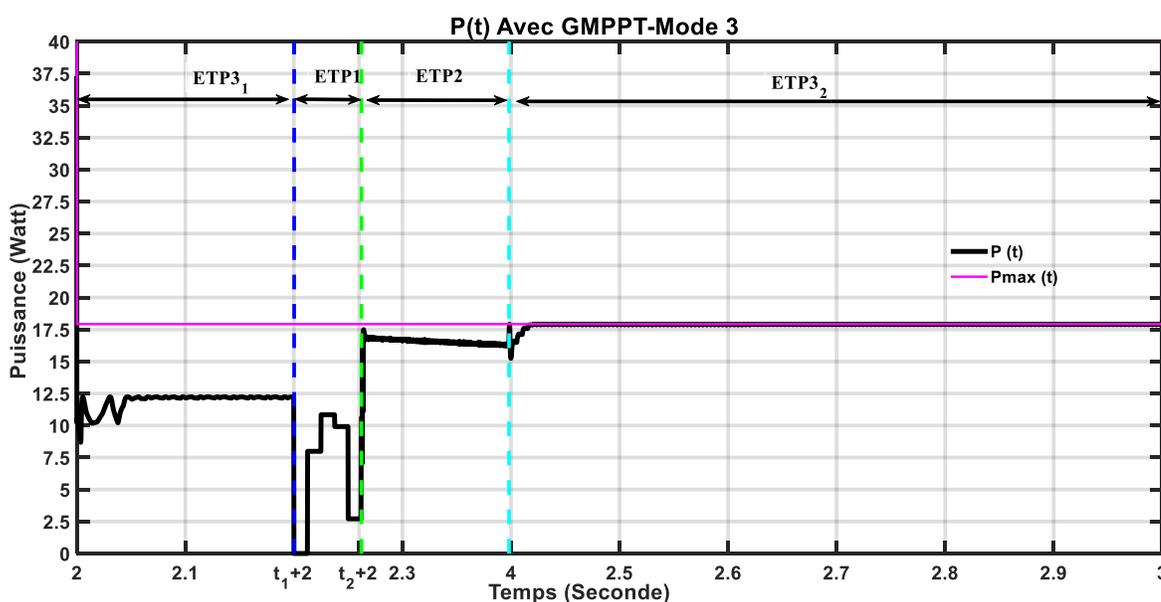


Figure 4-33 : Agrandissement sur le mode 3

4.5.3.4 Quatrième partie de simulation

Sur la partie (ETP31) de la figure 4-34, nous constatons clairement que l'erreur statique est très importante. La variation positive de l'ombrage avait désorienté carrément la MPPT, et il est resté figé sur la première zone, tellement les deux LMPP sont très proches. Entre les deux modes, il n'y avait même pas d'apparition de régime transitoire.

(ETP2): Le régulateur (PI) réduit l'erreur statique considérablement.

(ETP3₂) : La MPPT élimine presque l'erreur statique, ce qui prouve une fois de plus la fiabilité de la commande. Malgré le passage de la zone 1 à la zone 4, elle reste toujours fiable. La méthode est valide pour cette partie.

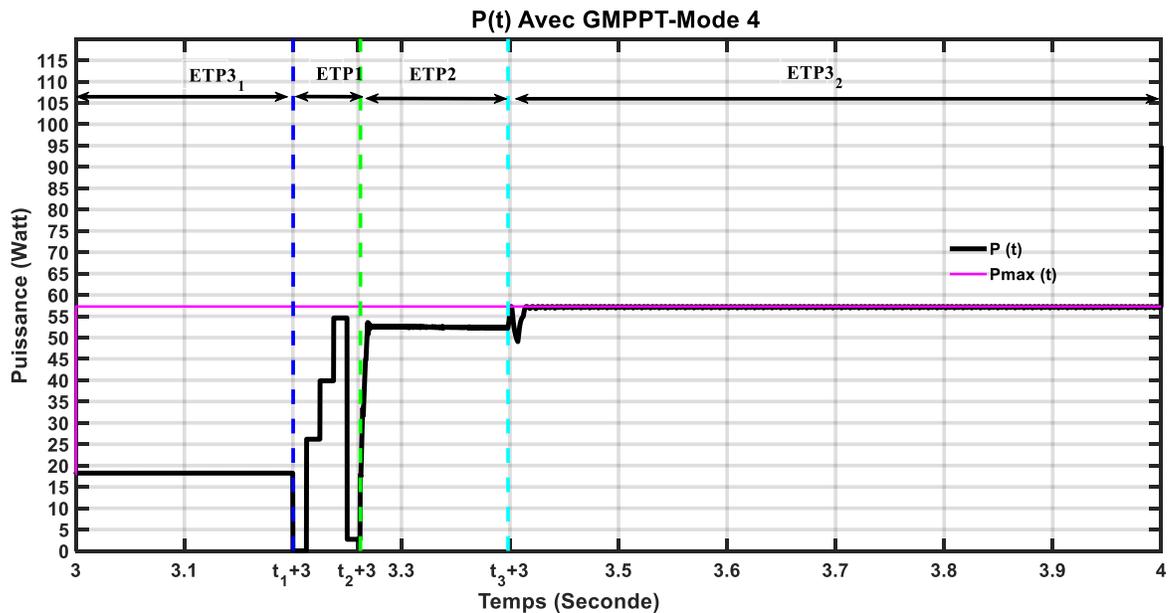


Figure 4-34 : Agrandissement sur le mode 4

4.6 Conclusion

Au cours des simulations faites dans ce chapitre, nous avons constaté l'efficacité de la méthode des aires dans la recherche du pic de puissance globale, dans les différents modes d'ensoleillement, ce qui va nous être utile pour améliorer la recherche d'un point de puissance globale et l'optimisation de l'utilisation des panneaux solaires malgré un dysfonctionnement dans l'une des parties, qu'il soit causé par le vieillissement, par l'échauffement, par l'obstruction ou par les conditions météorologiques.

Chapitre 5 - Conclusion

Au cours de ce travail, nous avons constaté l'importance de la commande sur un système solaire et le gain en puissance apporté, alors que les méthodes conventionnelles sont programmées pour atteindre un pic de puissance.

L'augmentation de température tire la courbe de puissance en fonction de la tension d'une cellule photovoltaïque vers la gauche et fait réduire légèrement son pic, tandis que l'augmentation d'ensoleillement provoque une augmentation considérable de ce pic. Les méthodes MPPT sont efficaces pour atteindre le pic, à la limite où celui-ci est unique.

Afin de contourner des chaînes de cellules qui représentent un dysfonctionnement ou un ombrage, nous ajoutons des diodes aux parallèles, ce qui donne naissance à plusieurs pics selon le nombre de diodes qui s'activent. Les MPPT se trouvent alors désorientées, car elles ne sont pas programmées pour ce cas. Alors, afin de remédier à cela, nous avons ajouté une commande basée sur l'écrêtage des tensions et sur le calcul des aires des courbes tension-courant. Grâce à cette méthode, nous avons trouvé la zone où se trouve le bon pic et nous avons pu nous approcher de la puissance maximale, mais elle n'est pas capable de l'atteindre.

La combinaison entre cette méthode et le MPPT représente un duo parfait dans la mesure où on trouve la bonne courbe, on atteint le pic de puissance et on obtient le maximum de puissance (GMPPT).

La GMPPT représente certains inconvénients, comme la perte de puissance lors de l'écrêtage et du régime transitoire.

Comme perspectives de perfectionnement de la méthode, il faut trouver un compromis entre les contraintes d'exploitation, le temps et la fréquence d'écrêtage, puis entre le temps de régulation de régulateur Proportionnel Intégral et le gain de puissance.

Le deuxième paramètre à étudier est la tension de référence pour le régulateur PI. Nous l'avons pris comme tensions d'écrêtage. Ce paramètre peut être optimisé afin d'obtenir un temps de régulation (PI) réduit et d'être le plus proche de pic de puissance.

RÉFÉRENCES

- [1] WANG, H.; CHEN, Y.; FAN, T.; ZHANG, C.; NI, W.; XU, J.; ZHANG, J. CELL-LEVEL PV MODULE TEMPERATURE ESTIMATION METHOD. IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS 2022, 12 (6) DOI: 10.1109/JPHOTOV.2022.3203292.
- [2] ADAMA OUÉDRAOGO; BERNARD ZOUMA; EMMANUEL OUÉDRAOGO; LAMOUSA GUISSOU; DIEUDONNÉ JOSEPH BATHIÉBO. INDIVIDUAL EFFICIENCIES OF A POLYCRYSTALLINE SILICON PV CELL VERSUS TEMPERATURE. 2021, 4, 100101 DOI: 10.1016/J.RIO.2021.100101.
- [3] ZHOU J, ZHANG Z, KE H. PV MODULE TEMPERATURE DISTRIBUTION WITH A NOVEL SEGMENTED SOLAR CELL ABSORBANCE MODEL. RENEWABLE ENERGY. 2019;134:1071-1080. DOI:10.1016/J.RENENE.2018.09.014
- [4] RIPATHI SL, ALVI PA, SUBRAMANIAM U, EDS. ELECTRICAL AND ELECTRONIC DEVICES, CIRCUITS, AND MATERIALS: TECHNOLOGICAL CHALLENGES AND SOLUTIONS. HOBOKEN, NJ: JOHN WILEY & SONS; 2021. INSERER-URL-MANQUANT. ACCESSED 2023.
- [5] HÉBERT MAURICE, ED. MAXIMUM POWER POINT TRACKING : BACKGROUND, IMPLEMENTATION AND CLASSIFICATION. NEW YORK: NOVA SCIENCE; 2020. [HTTPS://SEARCH.EBSCOHOST.COM/LOGIN.ASPX?DIRECT=TRUE&SCOPE=SITE&DB=NLEBK&DB=NLABK&AN=2630603](https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&an=2630603). ACCESSED 2023.

- [6] BHATTACHARYYA, S.; KUMAR P, D. S.; SAMANTA, S.; MISHRA, S. STEADY OUTPUT AND FAST TRACKING MPPT (SOFT-MPPT) FOR P&O AND INC ALGORITHMS. IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY 2021, 12 (1) DOI: 10.1109/TSTE.2020.2991768.
- [7] LAWAN, M.; ABOUSHADY, A.; AHMED, K. H.; 2020 9TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY RESEARCH AND APPLICATION (ICRERA) GLASGOW, UNITED KINGDOM 2020 SEPT. 27 - 2020 SEPT. 30. 2020 9TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY RESEARCH AND APPLICATION (ICRERA). IN PHOTOVOLTAIC MPPT TECHNIQUES COMPARATIVE REVIEW; IEEE, 2020; PP 344–351.
- [8] BHARADWAJ, P.; JOHN, V. OPTIMIZED GLOBAL MAXIMUM POWER POINT TRACKING OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS BASED ON RECTANGULAR POWER COMPARISON. IEEE ACCESS 2021, 9 DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3071136.
- [9] K. AYACHE, A. CHANDRA, A. CHERITI AND A. SANDALI, “A ZENER-BASED MEASUREMENT CIRCUIT FOR OPTIMAL POWER ESTIMATION OF PV SHADED PANELS,” IEEE INDUSTRY APPLICATIONS SOCIETY ANNUAL MEETING (IAS), PP. 1–7, SEP. 2019.
- [10] KHEDIDJA AYACHE, AHMED CHERITI, AMBRISH CHANDRA AND ABDELHALIM SANDALI ‘A NEW VOLTAGE-CLAMP METHOD FOR PV MAXIMUM POWER TRACKING UNDER SHADING CONDITIONS’ SOUMIS À IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, JUIN 2021.
- [11] DEVIREDDY, S. R.; PORPANDISELVI, S.; SALVI, B.; 2021 IEEE 18TH INDIA COUNCIL INTERNATIONAL CONFERENCE (INDICON) GUWAHATI, INDIA 2021 DEC. 19 - 2021 DEC. 21. 2021 IEEE 18TH INDIA COUNCIL INTERNATIONAL CONFERENCE (INDICON).

IN A FAST GMPPT ALGORITHM FOR PV ARRAY UNDER NON-UNIFORM SHADING CONDITIONS; IEEE, 2021; pp 1–6.

- [12] NAGVEKAR, P.; METRI, R. A.; 2019 INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTATION OF POWER, ENERGY, INFORMATION AND COMMUNICATION (ICCPEIC) MELMARUVATHUR, CHENNAI, INDIA 2019 MARCH 27 - 2019 MARCH 28. 2019 INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTATION OF POWER, ENERGY, INFORMATION AND COMMUNICATION (ICCPEIC). IN AN IMPROVED GMPPT TECHNIQUE UNDER PARTIAL SHADING CONDITIONS FOR PV ARRAY; IEEE, 2019; pp 040–046.
- [13] LI, X.; ZHU, Y.; WEN, H.; DU, Y.; XIAO, W. REFERENCE-VOLTAGE-LINE-AIDED POWER INCREMENTAL ALGORITHM FOR PHOTOVOLTAIC GMPPT AND PARTIAL SHADING DETECTION. IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY 2022, 13 (3) DOI: 10.1109/TSTE.2022.3174614.
- [14] PLAN DIRECTEUR EN TRANSITION ÉNERGÉTIQUE | INNOVATION ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUES (GOUV.QC.CA) (CONSULTER LE 10 MARS 2023).
- [15] <https://energyhub.org/wp-content/uploads/2019/01/Solar-Power-Map-uebec.jpg>, (CONSULTÉ LE 07 SEPTEMBRE 2023).
- [16] CONSOMMATION SELON L'HABITATION | HYDRO-QUÉBEC (HYDROQUEBEC.COM) (CONSULTÉ LE 10 MARS 2023).
- [17] PIERRE BESSEMOULIN, JEAN OLIVIÉRI, «LE RAYONNEMENT SOLAIRE ET SA COMPOSANTE, LA MÉTÉOROLOGIE 8E SÉRIE - N° 31 - SEPTEMBRE, PP 42-59. 2000 ».
- [18] SOLAIRE 1300 || LE RAYONNEMENT SOLAIRE À LA SURFACE DE LA TERRE , (CONSULTÉ LE 07 SEPTEMBRE 2023).

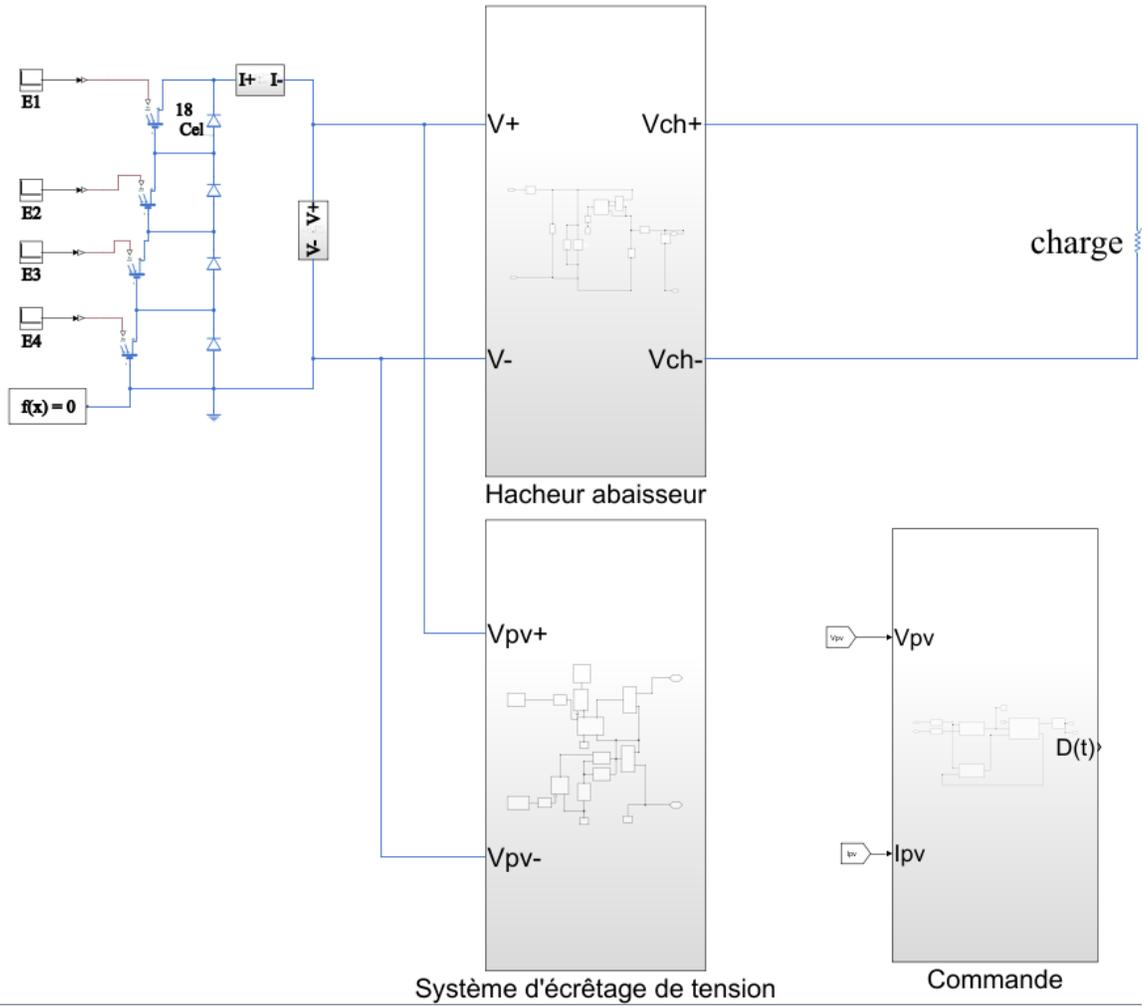
- [19] FTHENAKIS, VASILIS M, AND PAUL A LYNN. «ELECTRICITY FROM SUNLIGHT: PHOTOVOLTAIC-SYSTEMS INTEGRATION AND SUSTAINABILITY» (VERSION SECOND EDITION.). HOBOKEN, NJ: JOHN WILEY & SONS, 2018.
- [20] <https://fr.wikibooks.org/wiki/%C3%89lectronique>, CONSULTÉ LE 14 MARS
- [21] BING.COM/CK/A?!&&P=F07992F7F12C4F87JMLTDHM9MTY5MTM2NJQWMCZPZ3VP
ZD0zZTI1NGU3ZS1MOTeZLTZkMWItM2ExZi01ZTIzZjgyODZjYjAMAW5ZAW
Q9NTAWNg&PTN=3&HSH=3&FCLID=3E254E7E-F913-6D1B-3A1F-
5E23F8286CB0&U=A1AHR0CHM6LY9kMW43AXFZEJZVYJhZC5JBG91ZGZYB250
LM5LDC9KB2N1BWWUDC9wZGYvNTM4NJAZY2ZLOTY4YY5wZGY&NTB=1,
CONSULTÉ LE 07 SEPTEMBRE 2023
- [22] DIMENSIONNEMENT D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE RACCORDÉE AU RÉSEAU (SLIDESHARE.NET), CONSULTÉ LE 07 SEPTEMBRE 2023.
- [23] KECIR MASSINISSA, BENMESSAOUD NASSIM, PROF REKIOUA, D, MÉMOIRE DE MASTER, ETUDES ET MAXIMISATION DE PUISSANCE D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE,, 2014, UNIVERSITÉ ABDERRAHMANE MIRA - BEJAIA.
- [24] ÉLECTRONIQUE/LES SEMI-CONDUCTEURS — WIKILIVRES (WIKIBOOKS.ORG), CONSULTÉ LE 14 MARS.
- [25] [HTTPS://WWW.NCBI.NLM.NIH.GOV/PMC/ARTICLES/PMC9414585/#B14-MATERIALS-15-05542](https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC9414585/#B14-MATERIALS-15-05542), CONSULTÉ LE 07 SEPTEMBRE 2023.
- [26] INTERACTIVE BEST RESEARCH-CELL EFFICIENCY CHART | PHOTOVOLTAIC RESEARCH | NREL, CONSULTÉ LE 07 SEPTEMBRE 2023.

- [27] [HTTPS://WWW.EDFENR.COM/GUIDE-SOLAIRE/DUREE-DE-VIE-PANNEAUX-SOLAIRES/#:~:TEXT=LA%20DUR%C3%A9E%20DE%20VIE%20MOYENNE%20D'UN%20PANNEAU%20SOLAIRE%20EST,ANS%20POUR%20LES%20PLUS%20SOLIDES](https://www.edfenr.com/guide-solaire/duree-de-vie-panneaux-solaires/#:~:TEXT=LA%20DUR%C3%A9E%20DE%20VIE%20MOYENNE%20D'UN%20PANNEAU%20SOLAIRE%20EST,ANS%20POUR%20LES%20PLUS%20SOLIDES), CONSULTÉ LE 07 SEPTEMBRE 2023.
- [28] SOLARCELLWITHFIGURES_W3C.PNG (2668×1939) (BLAISEPASCAL.FR), CONSULTÉ LE 14 MARS 2023.
- [29] [HTTPS://WWW.RESEARCHGATE.NET/PUBLICATION/262382589_A_DETAILED_MODELING_OF_PHOTOVOLTAIC_MODULE_USING_MATLAB](https://www.researchgate.net/publication/262382589_A_DETAILED_MODELING_OF_PHOTOVOLTAIC_MODULE_USING_MATLAB), CONSULTÉ LE 24 SEPTEMBRE 2023.
- [30] RAWA, MUHYADDIN, ABDULLAH ABUSORRAH, YUSUF AL-TURKI, MARTIN CALASAN, MIHAÏLO MICEV, ZIAD M. ALI, SAAD MEKHILEF, HUSSAIN BASSI, HATEM SINDI, AND SHADY H. E. ABDEL ALEEM. 2022. "ESTIMATION OF PARAMETERS OF DIFFERENT EQUIVALENT CIRCUIT MODELS OF SOLAR CELLS AND VARIOUS PHOTOVOLTAIC MODULES USING HYBRID VARIANTS OF HONEY BADGER ALGORITHM AND ARTIFICIAL GORILLA TROOPS OPTIMIZER" M.ATHEMATICS 10, NO. 7: 1057. [HTTPS://DOI.ORG/10.3390/MATH10071057](https://doi.org/10.3390/math10071057)
- [31] <https://www.ummt0.dz/dspace/bitstream/handle/ummt0/607/Helali%20Kamelia.pdf?sequence=1>, CONSULTÉ LE 26 SEPTEMBRE 2023.
- [32] CANADIAN_SOLAR-DATASHEET-KUDYMOND_CS3K-P-AG_HIGH EFFICIENCY_(IEC1500V)_EN (PVCLICK.COM), CONSULTÉ LE 07 SEPTEMBRE 2023
- [33] AYACHE, K. AMÉLIORATION DE LA PRODUCTIVITÉ ET DE LA FIABILITÉ D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE SOUS OMBRAGE PARTIEL. DISSERTATION, ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE, 2020.

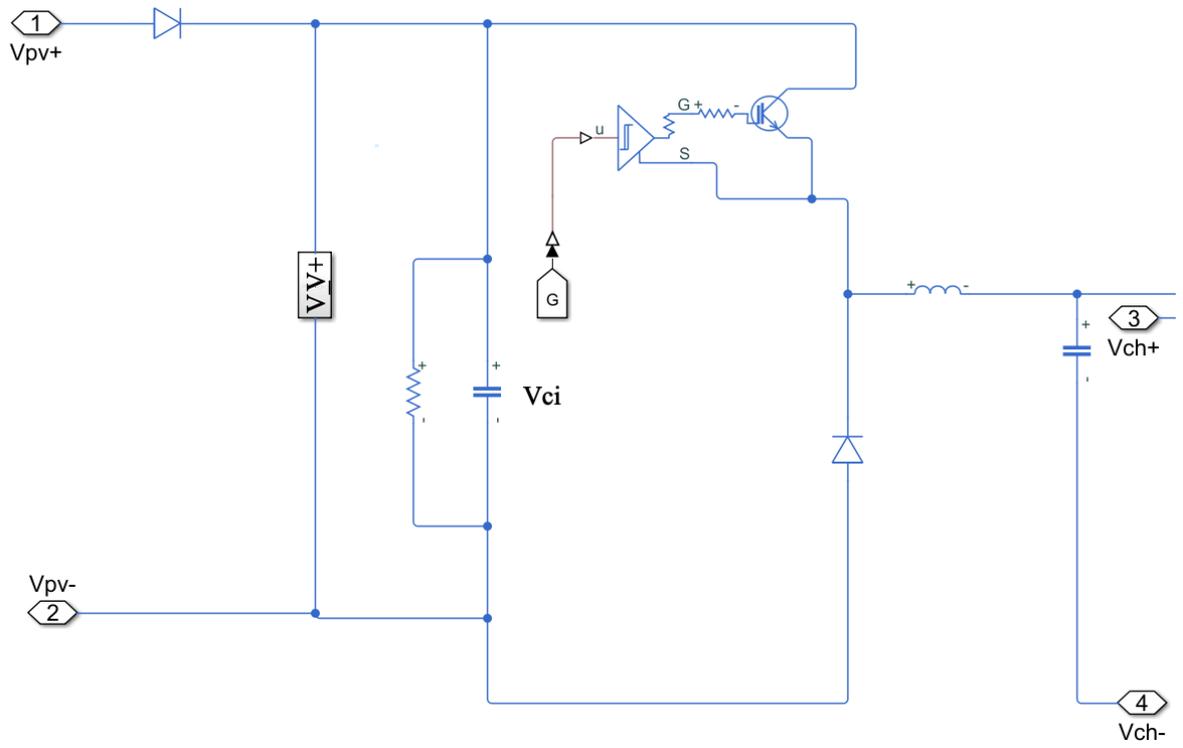
- [34] REZA, M. H.; SHOBUG, M. A.; 2020 IEEE REGION 10 SYMPOSIUM (TENSYP) DHAKA, BANGLADESH 2020 JUNE 5 - 2020 JUNE 7. 2020 IEEE REGION 10 SYMPOSIUM (TENSYP). IN EFFICIENCY EVALUATION OF P&O MPPT TECHNIQUE USED FOR MAXIMUM POWER EXTRACTION FROM SOLAR PHOTOVOLTAIC SYSTEM; IEEE, 2020; PP 1808–1811.
- [35] GOUABI, H.; HAZZAB, A.; HABBAB, M.; REZKALLAH, M.; CHANDRA, A. EXPERIMENTAL IMPLEMENTATION OF A NOVEL SCHEDULING ALGORITHM FOR ADAPTIVE AND MODIFIED P&O MPPT CONTROLLER USING FUZZY LOGIC FOR WECS. INTERNATIONAL JOURNAL OF ADAPTIVE CONTROL AND SIGNAL PROCESSING 2021, 35 (9), 1732–1753 DOI: 10.1002/acs.3288.
- [36] ZOUIRECH, S.; ZEROUALI, M.; ELAISSAOUI, H.; OUGLI, A. E.; TIDHAF, B.; 2019 7TH INTERNATIONAL RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY CONFERENCE (IRSEC) AGADIR, MOROCCO 2019 NOV. 27 - 2019 NOV. 30. 2019 7TH INTERNATIONAL RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY CONFERENCE (IRSEC). IN APPLICATION OF VARIOUS CLASSICAL AND INTELLIGENT MPPT TRACKING TECHNIQUES FOR THE PRODUCTION OF ENERGY THROUGH A PHOTOVOLTAIC SYSTEM; IEEE, 2019; PP 1–6.
- [37] SUBHA, S.; NAGALAKSHMI, S. DESIGN OF CLOUD COMPUTING-BASED CONTROL ALGORITHM FOR HYBRID POWER SYSTEM IN SMART GRID APPLICATIONS. IEEE CANADIAN JOURNAL OF ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING 2021, 44 (1) DOI: 10.1109/ICJECE.2020.3012095.
- [38] A NEW VOLTAGE CLAMP METHOD FOR PV MAXIMUM POWER TRACKING UNDER SHADING CONDITIONS," IECON 2022 – 48TH ANNUAL CONFERENCE OF THE IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS SOCIETY, BRUSSELS, BELGIUM, 2022, PP. 1-6, DOI: 10.1109/IECON49645.2022.9968379.

- [39] [HTTP://EPRINTS.UNIV-BATNA2.DZ/1325/1/INJ%20ADNANI%20BOUBEKEUR.PDF](http://EPRINTS.UNIV-BATNA2.DZ/1325/1/INJ%20ADNANI%20BOUBEKEUR.PDF) ,
CONSULTER LE 17 SEPTEMBRE 2023
- [40] <https://www.youtube.com/watch?v=OeLLMuEDYbA&t=181s>, CONSULTÉ LE 17
SEPTEMBRE 2023
- [41] [HTTPS://WWW.YOUTUBE.COM/WATCH?V=OoVWQ6OeKGY&t=785s](https://www.youtube.com/watch?v=OoVWQ6OeKGY&t=785s), CONSULTÉ LE 17
SEPTEMBRE 2023

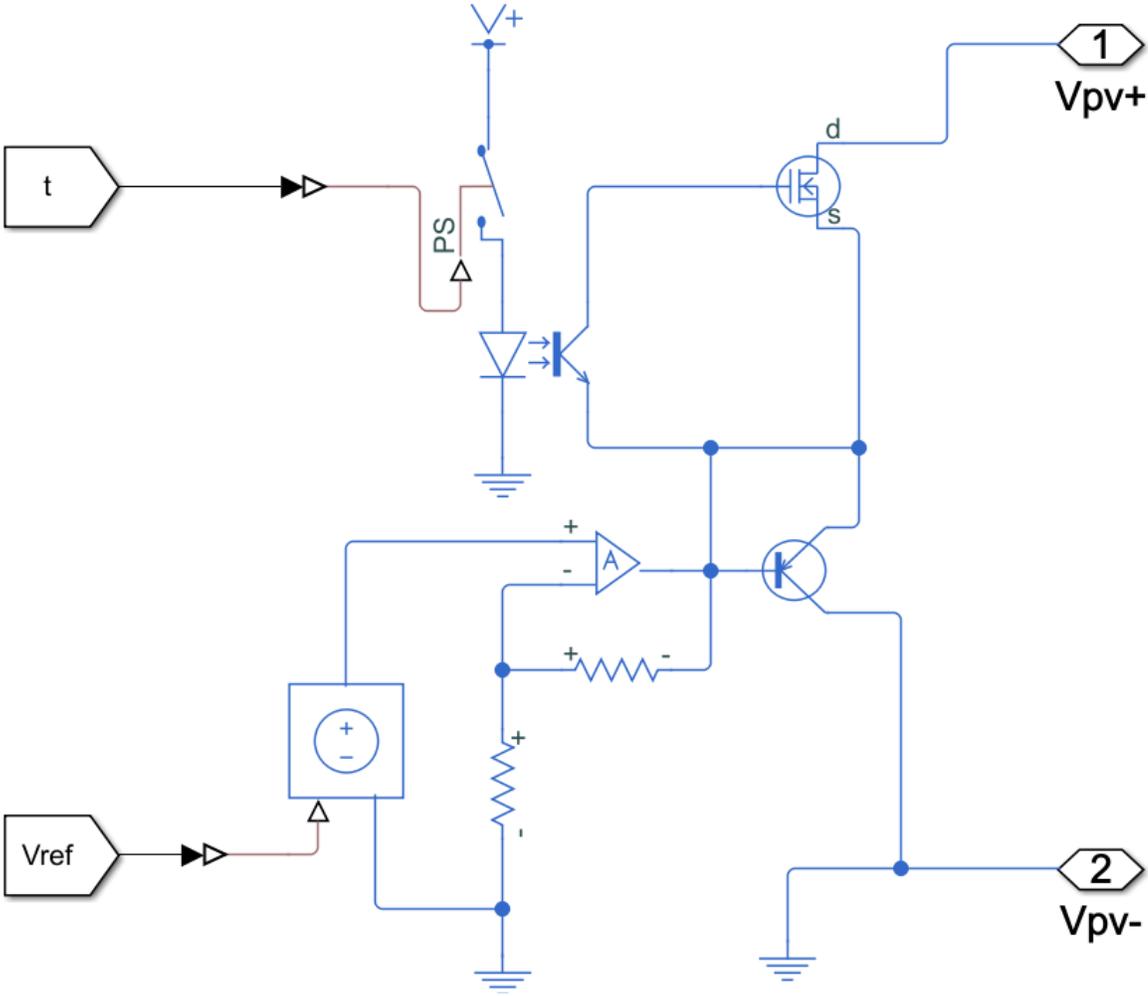
Annexe A – Schéma bloc de simulation



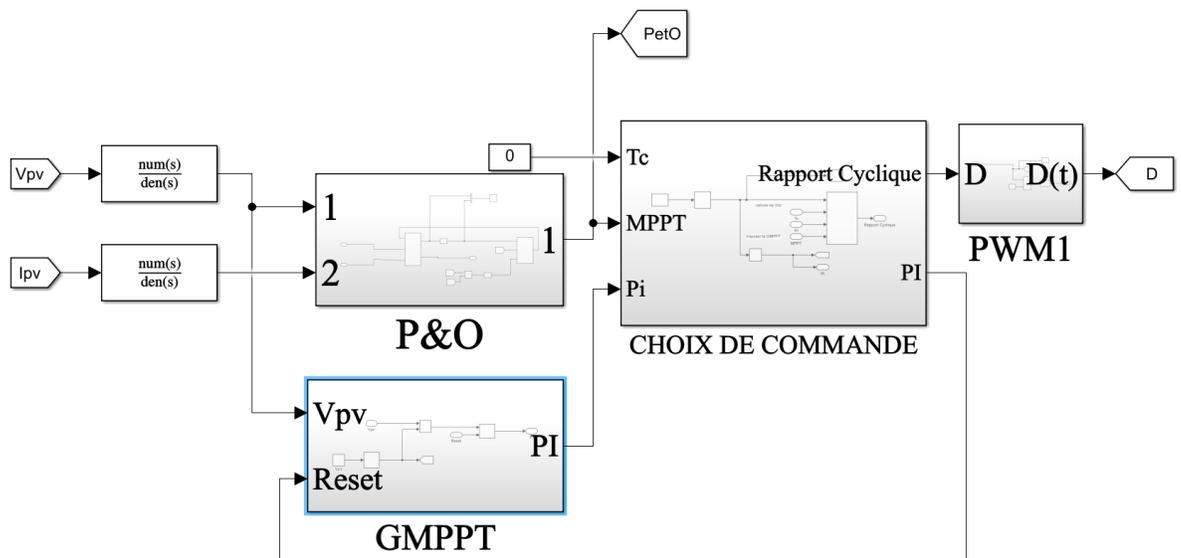
Annexe B – Schéma bloc du Hacheur



Annexe C – Schéma bloc de l'écrêtage de tension



Annexe D– Schéma bloc de la commande



Annexe E – Allure de la simulation globale

