

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE**  
**SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



**Faculté de Technologie**

**Thèse de Doctorat**

Présentée par :

**Mostufa ATIA**

En vue de l'obtention du diplôme de **DOCTORAT LMD** en :

**Filière : Energie renouvelable**

**Option : Energies renouvelables en électrotechnique**

**Contribution à la commande MPPT pour les systèmes  
photovoltaïques**

**Devant le jury composé de :**

Mr KIDOUCHE	Madjid	Pr	UMBB	Président
Mr AHRICHE	Aimad	MCA	UMBB	Directeur de thèse
Mr BOUARROUDJ	Noureddine	MRA	CDER- (Ghardaïa)	Co- Directeur de thèse
Mr FELLAG	Sid Ali	Pr	UMBB	Examineur
Mr ABDERREZEK	Mahfoud	DR	CDER (TIPAZA)	Examineur
Mr AIBECHÉ	Abderrazak	MCA	UMBB	Examineur

Année Universitaire 2021/2022

## Remerciements

Lhamdulillah, je suis très reconnaissant à Allah pour Sa miséricorde et Sa bénédiction pour le succès de cette recherche.

J'aimerais profiter de cette occasion pour exprimer ma profonde gratitude et ma reconnaissance à mes superviseurs de projet, M. AHRICHE Aimad et M. BOUAROUJE Nouredine, pour leur direction, leur aide et leur soutien continus. Ainsi que toutes les connaissances qu'ils ont partagées au cours de cette recherche. M. KIDOUCHE Madjid, Pour avoir accepté d'être le président du comité de lecture de ma thèse. Les autres membres du comité de lecture :

- Mr. AHRICHE Aimad
- Mr. BOUAROUJE Nouredine
- Mr. FELLAG Sidali
- Mr. AIBECH Abderrazek
- Mr. ABDERRAZEK Mahfoud

M. DAUI Abdelhakim, Doyen de la Faculté de Technologie de Université M'hamed Bougara Boumerdes et M. HACHIME Madjide, Directeur du laboratoire « mécanique et ingénierie » pour leurs efforts en vue d'assurer la réalisation de cette thèse doctorale dans les meilleures conditions.

Je remercie sincèrement tous les professeurs qui m'ont enseigné, pour la leçon qui a été donnée. Sans oublier, à mes collègues chercheurs, amis, en particulier BEKKARE Belgacem, DJALOULE Abdelkader et Radhwane SADOUNI, merci de m'aider dans mes recherches, de partager des idées utiles, information et soutien moral pendant les études.

Enfin, je réserve une place toute particulière à mes parents, ma femme et mes enfants pour leurs soutiens inconditionnels tout au long de mon travail, sans lesquels rien n'aurait été possible.

Finalement, je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'achèvement de ce travail.

## Résumé :

L'objectif de ce travail est la proposition des nouvelles stratégies de poursuite de point de puissance maximale (en anglais : **Maximum Power Point Tracking (MPPT)**) pour les systèmes photovoltaïques (**PV**) ; ces stratégies sont basées sur l'algorithme conductance incrémentale (**CON-INC**) à deux étages. Ces méthodes sont proposées pour remédier aux inconvénients de la méthode CON-INC classique tels que les oscillations, le MPPT imparfait, le suivi lent du MPP, etc. Ces inconvénients proviennent de l'utilisation d'un algorithme CON-INC à un seul étage avec un pas de perturbation du rapport cyclique fixe, qui ne peut pas fournir le rapport cyclique optimal en particulier dans des conditions météorologiques (la température et l'ensoleillement) et une charge variable. Le premier étage de ces approches proposées est utilisé pour fournir la tension de référence à l'aide de l'algorithme CON-INC ; et le second est un contrôleur linéaire. Dans un premier lieu, une commande à base d'intégrateur est synthétisée, en utilisant de critères de Routh pour réguler son gain. Ensuite, une commande linéaire quadratique (en anglais : **Linear Quadratic Integral(LQI)**) a été mise en place. Les résultats de simulation dans différents scénarios confirment la supériorité des algorithmes CON-INC à deux étages proposés par rapport à l'algorithme classique basé sur un seul étage, avec un rendement de plus de **93,75 %**.

**MOTS CLES :** Module PV, convertisseur CD-DC Boost, MPPT, algorithme CON-INC, un étage, deux étages, critère de Routh, LQI.

## Abstract :

The objective of this work is to propose new Maximum Power Point Tracking (**MPPT**) strategies for photovoltaic (**PV**) systems based on the two-stage incremental conductance (**CON-INC**) algorithm. These methods are proposed to overcome the drawbacks of the conventional CON-INC method such as oscillations, imperfect MPPT, slow MPP tracking etc. These drawbacks arise from the use of a single-stage CON-INC algorithm with a fixed duty cycle disturbance step, which cannot provide the optimal duty cycle especially under variable weather (temperature and sunlight) and load conditions. The first stage of these proposed approaches is used to provide the reference voltage using the CON-INC algorithm ; and the second is a linear con-controller. First, an integrator-based controller is synthesized, using Routh criteria to regulate its gain. Then a linear quadratic integral (**LQI**) controller is synthesized. Simulation results in different scenarios confirm the superiority of the proposed two-stage CON-INC algorithms compared to the classical single-stage algorithm, with an efficiency of more than **93.75%**.

**Keywords :** PV-module, Boost converter DC-DC, MPPT, CON-INC algorithm, one stage, two stages, Rouths criterion, LQI.

## الملخص:

الهدف من هذا العمل هو اقتراح استراتيجيات جديدة لتتبع نقاط الطاقة القصوى للأنظمة الكهروضوئية؛ تعتمد هذه الاستراتيجيات على خوارزمية التوصيل المتزايد ذات المرحلتين. تم اقتراح هذه الطرق للتغلب على عيوب الطريقة الكلاسيكية مثل التذبذبات، عدم دقة استراتيجية تتبع نقطة الاستطاعة القصوى، التتبع البطيء لموقع النقطة القصوى للاستطاعة، إلخ. تنشأ هذه العيوب من استخدام خوارزمية أحادية المرحلة مع خطوة اضطراب ثابتة، والتي لا يمكن أن توفر نسبة دورية مثلى خاصة في ظل الظروف الجوية (درجة الحرارة الاشعاع الشمسي) والحمل المتغيرين. الهدف من المرحلة الأولى لهذه الأساليب المقترحة هو توفير الجهد المرجعي بواسطة الخوارزمية؛ والمرحلة الثانية هي عبارة على وحدة تحكم خطية. في المرة الأولى، تم اعتماد عنصر تحكم قائم على التكامل والنسبية، حيث استخدمت معايير روث لتنظيم مكاسبه. بعد ذلك، تم تنفيذ عنصر تحكم خطي تربيعي. تؤكد نتائج المحاكاة في كل السيناريوهات تفوق الخوارزميات المقترحة ذات المرحلتين مقارنة بالخوارزمية الكلاسيكية القائمة على المرحلة الواحدة، بكفاءة تزيد عن 93.75%.

الكلمات المفتاحية: اللوحة الكهروضوئية، محول زيادة، نقطة القوى القصوى، خوارزمية زيادة الناقلية، مرحلة واحدة،

مرحلتان، معيار روث

# Table des matières

Remerciements	ii
Résumé	iii
Abstract	iii
Table des matières	v
Table des figures	viii
Liste des Tableaux	xii
Abréviations	xiii
<b>1 GÉNÉRALITÉS</b>	<b>5</b>
1.1 Introduction . . . . .	5
1.1.1 Potentiel en énergie renouvelable . . . . .	6
1.2 Les énergies renouvelables en Algérie . . . . .	9
1.2.1 Potentiel solaire . . . . .	10
1.2.2 Évolution des énergies renouvelables en Algérie . . . . .	11
1.2.3 Programme des énergies renouvelables . . . . .	14
1.2.4 Programme d'efficacité énergétique . . . . .	15
1.2.5 Développement des capacités industrielles . . . . .	15
1.3 Interprétation de données . . . . .	20
1.4 Conclusion . . . . .	22

<b>2</b>	<b>SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE</b>	<b>23</b>
2.1	Effet photovoltaïque . . . . .	23
2.2	Rayonnement solaire . . . . .	24
2.3	Générateurs photovoltaïques (GPV) . . . . .	25
2.3.1	Cellule PV . . . . .	25
2.3.2	Caractéristiques électriques de la cellule photovoltaïque . . . . .	27
2.3.3	Circuit électrique équivalent de la cellule PV . . . . .	28
2.4	Le module photovoltaïque . . . . .	33
2.4.1	Concept et caractéristiques du GPV . . . . .	33
2.4.2	influence de l'éclairement sur le fonctionnement du panneau PV . . . . .	36
2.4.3	L'influence de la température sur le fonctionnement du panneau PV . . . . .	38
2.4.4	Protection d'un générateur photovoltaïque . . . . .	38
2.4.5	Incidence des ombres partielles sur le fonctionnement du module PV . . . . .	39
2.4.6	Influence du facteur de qualité . . . . .	41
2.5	Connexion générateur PV Charge . . . . .	42
2.5.1	Connexion directe : source PV-charge . . . . .	42
2.5.2	Connexion via l'étage d'adaptation . . . . .	44
2.6	Convertisseurs . . . . .	45
2.6.1	Convertisseur abaisseur (Buck) . . . . .	46
2.6.2	Convertisseur élévateur (Boost) . . . . .	48
2.6.3	Convertisseur élévateur - abaisseur (Buck-Boost) . . . . .	50
2.6.4	Commandes MPPT classique . . . . .	52
2.7	Conclusion . . . . .	63
<b>3</b>	<b>COMMANDE MPPT À BASE DE L'ALGORITHME CONDUCTANCE INCREMENTALE À PAS VARIABLE</b>	<b>64</b>
3.1	Introduction . . . . .	64
3.2	Revue . . . . .	65
3.3	APPROCHE I . . . . .	68

3.4	APPROCHE II Facteur de pas variable . . . . .	73
3.5	Approche III . . . . .	75
3.6	APPROCHE IV Facteur de proportionnalité à pas fixe . . . . .	79
3.7	APPROCHE V Fonction de seuil . . . . .	81
3.8	Conclusion . . . . .	86
<b>4</b>	<b>COMMANDE MPPT CON-INC A DEUX ÉTAGE BASÉ SUR UN IN-</b>	
	<b>TEGRATEUR</b>	<b>87</b>
4.1	Introduction . . . . .	87
4.2	Méthode CON-INC basée sur le mode de contrôle indirect à base d'un inté- grateur . . . . .	89
4.3	La commande de MPPT conductance incrémentale à mode contrôle indirect proposée . . . . .	90
4.3.1	L'algorithme CON-INC en deux étages proposés . . . . .	90
4.3.2	Le premier étage de l'algorithme CON-INC proposé . . . . .	91
4.3.3	Le deuxième étage de l'algorithme CON-INC proposé . . . . .	91
4.4	Réglage du gain de l'intégrateur par le critère de Routh . . . . .	96
4.5	Résultats de la simulation et discussion . . . . .	97
4.5.1	Simulation dans des conditions STC . . . . .	98
4.5.2	Simulation sous profil variable de la température . . . . .	99
4.5.3	Simulation sous un profil d'irradiation variable . . . . .	102
4.5.4	Simulation sous une charge résistive variable . . . . .	103
4.5.5	Simulation sous des profils variables de température, d'éclairement et de charge . . . . .	107
4.6	Comparaison des contrôleurs MPPT . . . . .	108
4.7	Conclusion . . . . .	110
<b>5</b>	<b>COMMANDE MPPT DE CON-INC A DEUX ETAGE A BASE DE LA</b>	
	<b>COMMANDE LQI</b>	<b>111</b>

5.1	Introduction . . . . .	111
5.2	La commande LQI . . . . .	112
5.2.1	Représentation de l'espace d'état de la dynamique des erreurs . . . . .	112
5.2.2	Conception du contrôleur LQI . . . . .	114
5.2.3	Résultats de simulation et discussion . . . . .	116
5.2.4	Premier scénario de test : simulation dans des conditions météorologiques standard . . . . .	116
5.2.5	Deuxième scénario de test : simulation sous des changements progressifs de température et d'irradiation . . . . .	118
5.2.6	Troisième scénario de test : simulation sous des changements des conditions météorologiques et de la charge . . . . .	120
5.2.7	Comparaison quantitative basée sur le critère d'efficacité . . . . .	121
5.3	Conclusion . . . . .	123

# Table des figures

1.1	Production mondiale de l'électricité en 2021 . . . . .	6
1.2	Irradiation globale reçue sur plan horizontal; Juillet et Décembre . . . . .	10
2.1	Répartition spectrale du rayonnement. . . . .	24
2.2	Schéma de bandes d'énergies des différents matériaux . . . . .	27
2.3	Structure d'une cellule PV . . . . .	27
2.4	Circuit électrique équivalent d'une cellule PV à une seule diode . . . . .	29
2.5	Courbe caractéristique . . . . .	29
2.6	Circuit électrique à deux diodes équivalent d'une cellule PV . . . . .	31
2.7	(a) Caractéristiques I(V) et (b) la représentation de courbe I-V . . . . .	32
2.8	Constitution d'un générateur photovoltaïque . . . . .	34
2.9	Caractéristiques courant-tension pour différents assemblages de modules PV	35
2.10	Caractéristiques courant-tension pour $N_p$ $N_s$ modules . . . . .	35
2.11	Caractéristiques puissance-tension pour $N_p$ $N_s$ modules . . . . .	35
2.12	Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V . . . . .	37
2.13	Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V . . . . .	38
2.14	Protection d'un générateur photovoltaïque . . . . .	39
2.15	Influence de l'ombrage sur les caractéristiques du GPV . . . . .	40
2.16	Influence du facteur de qualité pour STC . . . . .	41
2.17	Connexion directe d'un GPV-charge . . . . .	42
2.18	Type de charge . . . . .	43
2.19	Générateur PV contrôlé par une commande MPPT avec charge DC. . . . .	44

2.20	Symbole d'un hacheur DC-DC . . . . .	45
2.21	Circuit électrique du Hacheur abaisseur . . . . .	46
2.22	tensions et courants d'entrée et de sortie du « Buck » . . . . .	46
2.23	Convertisseur élévateur (Boost). . . . .	48
2.24	Tensions et courants d'entrée et de sortie en $D$ et $T_s$ pour un Boost. . . . .	48
2.25	Circuit équivalent du convertisseur Buck-Boost . . . . .	50
2.26	Tensions et courants du convertisseur Buck-Boost. . . . .	50
2.27	Schéma fonctionnel de la méthode MPPT de SCC. . . . .	53
2.28	Schéma fonctionnel de la technique MPPT CV. . . . .	54
2.29	Schéma fonctionnel de la technique ARV MPPT . . . . .	55
2.30	Schéma fonctionnel de la méthode OCV MPPT. . . . .	56
2.31	La caractéristique puissance-rapport cyclique . . . . .	58
2.32	Organigramme de la méthode de l'escalade de la colline . . . . .	58
2.33	P&O classique avec pas de perturbation fixe . . . . .	59
2.34	Organigramme de l'algorithme P&O. . . . .	60
2.35	Organigramme de l'algorithme CON-INC. . . . .	62
3.1	Organigramme de l'algorithme CON-INC adaptatif de pas variable . . . . .	72
3.2	Organigramme de l'algorithme CON-INC adaptatif de pas variable à facteur de proportionnalité variable . . . . .	74
3.3	Organigramme de l'algorithme CON-INC adaptatif de pas variable à deux fonctions . . . . .	78
3.4	Courbes de puissance et sa pente. . . . .	79
3.5	L'organigramme de la méthode du Facteur fixe . . . . .	80
3.6	Puissance PV, le produit de la tension et de la pente de la puissance par rapport à la tension . . . . .	81
3.7	L'organigramme de la méthode de Fonction de seuil . . . . .	85
3.8	La taille du pas de l'algorithme de fonction du seuil. . . . .	86

4.1	Schéma de deux modes de la commande pour l'algorithme CON-INC. . . . .	90
4.2	Schéma de l'algorithme CON-INC à deux étages. . . . .	91
4.3	Réponse en échelon de $F(s)$ en boucle fermée avec rétroaction unitaire. . . . .	94
4.4	Boucle de contrôle de la tension avec un contrôleur intégrateur . . . . .	95
4.5	Puissance du module PV et rapport cyclique sous le profil STC . . . . .	98
4.6	Poursuite de la tension du module PV sous le profil STC . . . . .	99
4.7	Profil variable avec un changement soudain de température . . . . .	100
4.8	Puissance du module PV et rapport cyclique en cas de changements soudains de la température. . . . .	100
4.9	Suivi de la tension du module PV en cas de changements soudains de la température. . . . .	101
4.10	Profil variable avec des changements soudains d'irradiation . . . . .	102
4.11	Puissance du module PV et le rapport cyclique en cas de changements sou- dains de l'irradiante. . . . .	102
4.12	Suivi de la tension du module PV en cas de changements soudains d'irradiation. 103	
4.13	Profil variable avec changement soudain de la charge . . . . .	104
4.14	Puissance du module PV et rapport cyclique en cas de changements soudains de la charge . . . . .	104
4.15	Poursuite de la tension du module PV en cas de changements soudains de la charge. . . . .	105
4.16	Puissance du module PV et rapport cyclique en cas de changements soudains de la température, de l'éclairement et de la charge . . . . .	106
4.17	Poursuite de la tension du module PV en cas de changements soudains de température, d'irradiation et de la charge. . . . .	106
4.18	Histogramme des scénarios de simulation par rapport à l'efficacité . . . . .	109
5.1	Schéma de la commande MPPT de CON-INC a deux étages à base de la commande LQI . . . . .	115

5.2	Réponse en échelon de la tension du module PV utilisant à la fois les contrôleurs intégrateur et LQI . . . . .	116
5.3	Puissance du module PV utilisant des contrôleurs MPPT synthétisés dans des conditions météorologiques standard (STC) . . . . .	117
5.4	Rapport cyclique utilisant des contrôleurs MPPT synthétisés dans des conditions météorologiques standard (STC) . . . . .	117
5.5	Changement soudain de la température et de l'éclairement utilisé dans le deuxième scénario . . . . .	118
5.6	Puissance du module PV utilisant différentes approches MPPT synthétisées avec changement soudain de la température et de l'irradiation . . . . .	119
5.7	Rapport cyclique utilisant différentes approches MPPT synthétisées avec changement soudain de la température et de l'irradiation . . . . .	119
5.8	Changement soudain de la charge résistive utilisée dans le troisième scénario	120
5.9	Puissance du module PV utilisant différentes approches MPPT synthétisées avec changement simultané de température, d'éclairement et de charge . . .	120
5.10	Rapport cyclique utilisant différentes approches MPPT synthétisées avec changement simultané de température, d'irradiation et de charge. . . . .	121
5.11	Histogramme des scénarios de simulation contre rendement. . . . .	122

# Liste des tableaux

2.1	Caractéristiques électriques du module PV utilisé . . . . .	36
3.1	Les étapes de l'algorithme CON-INC MPPT de taille du pas variable adaptative	71
4.1	Colonnes de Routh pour le réglage du gain $k_i$ . . . . .	97
4.2	Une étude comparative entre les contrôleurs MPPT basée sur le rendement .	109
5.1	Une étude comparative basée sur le rendement entre contrôleurs MPPT syn- thétisés . . . . .	122

# Abréviations

$\eta_{pv}$  rendement de conversion.

$G_{(STC)}$  Éclairement standard qui correspond à 1000 ( $W/m^2$ ).

$I - V$  Courant-tension

$I_d$  Courant dans la diode

$I_S$  courant de saturation

$I_{CC}$  Courant de court-circuit

$I_{mp}$  Courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule PV

$I_{ph}$  courant de photo-génération

$I_{S1}$  courant de génération recombinaison ou d'effet tunnel dans la zone de charge d'espaces

$I_{S2}$  courant de diffusion dans les zones neutres

$k$  Constante de **Boltzmann**

$n_1, n_2$  facteurs d'idéalité de la diode

$Np$  nombre de branchement en parallèle

$Ns$  nombre de branchement en série

$P\&O$  Perturbation et observation

$q$  La charge élémentaire  $e$ .

$R_s$  résistance série

$R_{sh}$  résistance parallèle

$S$  Surface active de la cellule

$V_{CO}$  Tension en circuit ouvert

$V_{mp}$  Tension à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule PV

**CON-INC** algorithme MPPT conductance incrémentale

**DC-DC** Conversion continu-continu

**ER** énergies renouvelables

**FF** facteur de forme de la cellule de PV

**GPV** Générateurs photovoltaïques

**G** Éclairement ( $W/m^2$ ).

**LQI** contrôleur linéaire quadratique intégral

**LQR** contrôleur linéaire quadratique

**PV** cellule photovoltaïques

**STC** Standard test conditions

**T** Température réelle de la cellule PV en ( $K^\circ$ ).

**Wc** Watt-crête

# Introduction générale

La consommation mondiale d'énergie a connu depuis longtemps une augmentation spectaculaire dans toutes les régions du monde en raison de la croissance rapide de la population. Raison pour laquelle, la consommation énergétique ne cesse de progresser, en ce qui concerne la croissance économique d'une part, et la croissance de la consommation électrique par habitant d'autre part, et en fonction des chiffres envisagés. Les scientifiques tâchent pour faire face aux menaces soupçonnées inquiétant l'avenir de la planète : la hausse de la température (le réchauffement climatique) à titre d'exemple. Ce dernier est la conséquence de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre provenant de l'activité humaine [1].

En tant que tel, les réserves de combustibles fossiles les plus utilisées seront seulement en mesure de répondre aux besoins pour quelques décennies de plus, conduisant à des pénuries, dont la première a été ressentie durant la crise pétrolière de ces dernières années. Les énergies renouvelables représentent une possibilité de solution prometteuse à ces problèmes [2].

On définit les énergies renouvelables (ER), telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la chaleur terrestre, l'eau ou la biomasse, contrairement à l'énergie fossile, les ER comme des sources d'énergie avec des ressources illimitées qui rassemblent un certain nombre de secteurs technologiques selon la source d'énergie récupérée et l'énergie utile obtenue.

Pratiquement, toutes les énergies renouvelables sont produites à partir de l'énergie solaire : l'énergie éolienne, les radiations solaires, la force de l'eau. Elles sont des produits indirects ou directs de l'activité solaire [3]. Le Soleil envoie environ 10000 fois plus d'énergie à la surface de la Terre qu'elle n'en consomme pas chaque année. Il est donc légitime d'essayer d'en tirer profit. L'énergie photovoltaïque, basée sur la conversion du rayonnement électromagnétique solaire en électricité, représente l'une des ressources énergétiques renouvelables

à part entière [3].

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique particulier à certains matériaux dénommés "semi-conducteurs", (le silicium le plus connu est celui qui sert aux composants électroniques). Lorsque les "grains de lumière" (les photons) heurtent une surface mince de ces matériaux, ils transfèrent leur énergie aux électrons de la matière qui compose la cellule photovoltaïque. Ils se déplacent ensuite dans une direction donnée, la formation d'un courant électrique qui est capté par un fil très fin. Ce courant peut être ajouté à celui provenant d'autres dispositifs semblables formant ainsi un module photovoltaïque, de façon à atteindre la puissance désirée pour un usage donné [4].

Une particularité importante des panneaux solaires est que la puissance maximale disponible est fournie uniquement dans un seul point de fonctionnement défini par une tension et un courant connu, Il s'agit du point de puissance maximale. De plus, la position de ce point n'est pas fixe mais varie en fonction de l'irradiation, la température et la technologie de la cellule photovoltaïque ainsi que de la charge connectée. En raison du coût assez cher de ce type d'énergie, on a besoin d'obtenir le maximum d'énergie des panneaux solaires. Cela nécessite un mécanisme de poursuite de ce point afin que la puissance maximale soit générée en permanence quelles que soient les conditions d'environnement [5].

Parmi plusieurs techniques mentionnées, la méthode Perturbation et Observation (P&O) et l'algorithme de conductance incrémentale (CON-INC) sont les algorithmes les plus couramment appliqués. D'autres techniques basées sur différents principes incluent la commande par logique floue, le réseau neuronal, la tension de circuit ouvert fractionnel ou le courant de court-circuit, le balayage de courant, etc. La plupart de ces méthodes donnent un maximum local et certains, comme la tension de circuit ouvert fractionnel ou courant de court-circuit, donnant un MPP approximatif, plutôt qu'une sortie exacte. Dans des conditions normales, la courbe  $V_{pv} - P_{pv}$  n'a qu'un maximum.

Les algorithmes P&O et CON-INC sont basés sur le principe de « monter en pente », qui consiste à déplacer le point d'opération du module PV dans la direction dans laquelle la puissance augmente. Elles sont les méthodes MPPT les plus populaires en raison de leur

facilité d'exécution et de bonnes performances lorsque l'irradiation est constante.

Les avantages des deux méthodes sont la simplicité et l'exigence de faible puissance de calcul. Les inconvénients sont les suivants : les oscillations se produisent autour du MPP et ils se perdent et suivent le MPP dans la mauvaise direction pendant les conditions atmosphériques changeantes si rapides [6, 7].

L'objectif de ce travail étant de traiter des nouveaux contrôleurs MPPT avec deux étages ou deux boucles de contrôle pour améliorer l'algorithme CON-INC classique notre choix de cette méthode provient du fait qu'elle a prouvée son efficacité par rapport à certaines méthodes classique comme P&O [8–11]. Le premier étage de contrôle basé sur l'algorithme CON-INC est utilisé pour fournir la tension de référence  $V_{ref}$  (ou parfois appelé tension optimale  $V_{mpp}$ ). Le second étage de contrôle est utilisé pour stabiliser la boucle de contrôle de la tension et fournir le rapport cyclique adéquat. Avant la synthèse du contrôleur, une méthodologie proposée basée sur la modélisation des petits signaux est utilisée pour obtenir la fonction de transfert qui relie la tension du module PV au rapport cyclique. Comme la fonction de transfert en boucle fermée obtenue est stable. Dans un premier lieu, une commande à base d'un contrôleur intégrateur a été ajoutée pour éliminer l'erreur en régime permanent, et donc les oscillations autour du MPP grâce au rôle que joue l'intégrateur en tant que filtre. Pour donner plus de flexibilité au contrôleur intégrateur, son gain a été réglé en utilisant le critère de **Routh**. Cela contraste avec ce qui a été publié dans de nombreux articles, dans lesquels la méthode de perturbation et d'erreur est utilisée pour sélectionner les paramètres du contrôleur. dans un second lieu, une commande linéaire quadratique a été mise en place.

**Organisation de la thèse :** La présente thèse est divisée en cinq chapitres, dont le contenu est brièvement résumé ci-dessous :

**Chapitre I** se présente sous forme de généralités sur l'énergie photovoltaïque ainsi que les sources des énergies renouvelables, l'évolution des ER en Algérie.

**Chapitre II** représentera le principe de fonctionnement de panneau solaire, sa modélisation mathématique et ces caractéristiques ainsi que des principaux convertisseurs

DC-DC utilisés dans les chaînes de conversion photovoltaïques. Ce chapitre fera l'objet aussi des principaux algorithmes classiques de recherche du point de puissance maximale (MPPT) délivrée par ce panneau.

**Chapitre III** sera consacré pour la présentation des commandes MPPT à pas variable, à travers lequel la conception des méthodes MPPT à pas variable les plus mentionnées dans la littérature est discutée.

**Chapitre IV** présente les commandes de MPPT à base de deux étages. Dans ce chapitre notre contribution sera présentée, à l'aide d'environnement logiciel MATLAB/simulink une simulation modélisée. Les résultats des cinq scénarios seront discutés.

**Chapitre V** sera consacré pour la présentation d'un nouveau contrôleur MPPT intégré dans un système PV autonome. Il consiste en l'hybridation de la technique de CON-INC et du contrôleur linéaire quadratique (LQI).

Enfin, nous clôturerons ce travail par une conclusion récapétulative.

# Chapitre 1

## GÉNÉRALITÉS

### 1.1 Introduction

De nos jours et à travers le monde, L'électricité joue un rôle essentiel dans le développement économique. Son importance relative ne cesse de croître avec l'évolution techniques, l'industrialisation et la nécessité d'un confort moderne. Accroître sa production, c'est améliorer la qualité de vie et créer de la richesse. Néanmoins, des combustibles fossiles fournissent actuellement la plus grande partie de cette production, mais devant l'épuisement de ces sources d'énergie, aux problèmes de l'environnement et à l'augmentation considérable des besoins en énergie. La recherche sur les nouvelles ressources énergétiques est l'un des domaines prioritaires de la politique énergétique de nombreux pays. Les énergies renouvelables constituent une solution de rechange respectueuse de l'environnement aux carburants fossiles. Leur exploitation fournirait de l'électricité dans tout le pays, et particulièrement aux sites isolés, et d'éviter ainsi la création de nouvelles lignes électriques. Une meilleure compréhension de l'importance des énergies renouvelables, y compris l'énergie PV.

La production d'électricité dans le monde croît rapidement, notamment pour répondre les besoins de ces pays. À l'heure actuelle, la plus grande partie de l'électricité est produite dans le monde Il s'agit de la décomposition des combustibles fossiles ou nucléaires. Cependant, cette tendance évolue, tout comme d'autres sources d'énergie comme les énergies renouvelables remplacera progressivement les combustibles fossiles récupérables et polluants [12, 13].

La Figure 1.1 [14] illustre la distribution des ressources énergétiques mondiales en 2021.

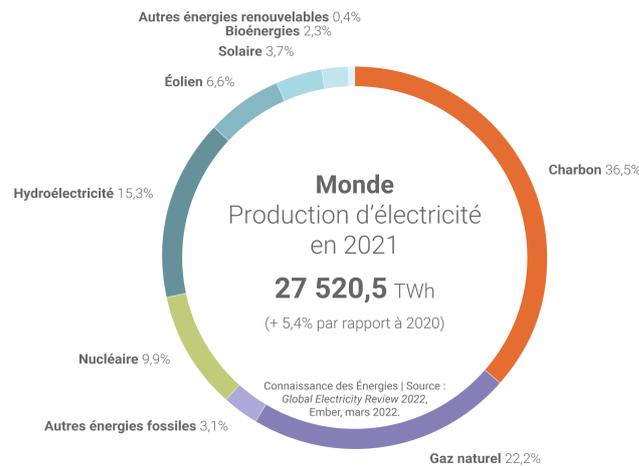


FIGURE 1.1 – Production mondiale de l'électricité en 2021

### 1.1.1 Potentiel en énergie renouvelable

L'Agence Internationale d'Énergie Renouvelable (IRENA) distingue six sources primaires d'énergie renouvelable (ER) que sont la biomasse, la géothermie, l'hydraulique, l'océan, le soleil et le vent. La biomasse énergie réfère à la production d'énergie à partir du bois, des déchets d'animaux, du charbon de bois traditionnel, de la bagasse ou autres végétaux et du biogaz issu de la digestion anaérobie des résidus. L'énergie géothermique est produite à partir de la chaleur souterraine tandis que pour l'énergie océanique, ce sont des marées, des vagues et courants qui sont transformés en énergie. Quant à l'énergie hydraulique, elle est produite à partir des chutes d'eau. Enfin l'énergie solaire et l'énergie éolienne sont le fruit d'une transformation du rayonnement solaire et du souffle du vent. Contrairement aux énergies fossiles (pétrole, charbon, lignite, gaz naturel), ces sources sont des flux « inépuisables » ayant le caractère de se renouveler de façon perpétuelle dans le temps. Cependant, l'évaluation de la durabilité d'une source de production d'ER ne peut se limiter à son seul impact sur l'environnement en termes d'économie d'émission de  $CO_2$  et d'économie des ressources primaires. La question de la durabilité des sources, est multidimensionnelle et touche les aspects aussi bien environnemental, économique, social et technique [1]. Dans ce sens le panorama des ERS est constitué principalement de :

### 1.1.1.1 L'énergie hydraulique

La capacité hydroélectrique totale mise en place a été atteinte 1152 *GW* en 2017 [1], ce qui correspond à 54% de la capacité totale d'énergie renouvelable installée à l'échelle mondiale. L'énergie hydraulique utilise énergie cinétique et potentielle de l'eau pour produire de l'énergie mécanique. Dans ce domaine, la Chine domine le marché avec 8,5 *GW* de nouvelles installations, portant sa puissance installée à 352 *GW*.

### 1.1.1.2 L'énergie éolienne

L'énergie éolienne est un principe aussi ancien que les éoliennes. La capacité électrique éolienne installée au niveau global a augmenté de plus de 16% en moyenne entre 2010 et 2016. Avec une capacité installée de 487 *GW* [1] à l'échelle mondiale à la fin de 2016, L'énergie éolienne se classe ainsi au deuxième rang des sources d'énergie renouvelables après l'hydroélectrique (24%) [1]. L'énergie éolienne est tributaire de la circulation de l'air pour générer de l'électricité, en faisant tourner les pales de la turbine capturant l'énergie cinétique, qui, à son tour, crée de l'énergie mécanique et fait tourner un générateur pour produire de l'électricité. L'énergie éolienne peut être classée en trois catégories d'échelle principales; d'échelle large, distribué ou petit et éolien offshore.

### 1.1.1.3 L'énergie solaire

L'énergie solaire peut être captée et transformée en chaleur ou en électricité par l'intermédiaire de capteurs ou de miroirs adéquats. On distingue trois types de technologies d'énergie solaire : L'énergie solaire photovoltaïque est la technologie qui connaît l'essor le plus rapide en termes de capacité électrique installée, avec un taux de croissance annuel 40% de 2010 à 2016 [1], atteignant une capacité installée de 303 *GW* au niveau Mondial [1]. A contrario, L'énergie solaire thermique à concentration (haute température), relativement ancienne, n'est pas encore très répandue, avec une capacité globale cumulée de moins de 7 *GW* à la fin de 2016, soit environ 0,26% de la capacité mondiale cumulée d'électricité renouvelable dans le monde [14]. Ses applications apparaissent très larges (connectées au

réseau et hors réseau) et incluent les systèmes autonomes, les systèmes intégrés sur les toits et les bâtiments, les centrales électriques, les applications spatiales, etc. Enfin, le Solaire thermique (basse température) ou Chauffage et Refroidissement Solaire s'est fortement développé. Les systèmes solaires thermiques pour le chauffage et le refroidissement utilisent des collecteurs pour absorber les rayonnements solaires afin de produire de la chaleur qui, à son tour, est utilisée pour le chauffage de l'eau et des locaux ou indirectement pour le refroidissement. L'application la plus typique et la plus répandue est représentée par les systèmes de chauffe-eau solaires (**CES**) domestiques.

#### 1.1.1.4 La biomasse

La biomasse comprend trois familles technologiques principales ; les bois énergie ou biomasse solide, le biogaz et les biocarburants. Ces sources sont utilisées pour la production de chaleur, d'électricité ou de carburants. La capacité installée de la biomasse a atteint 121 GW en 2017 [14], ce qui représente plus de 6% de la capacité installée totale au niveau mondial.

#### 1.1.1.5 La géothermie

L'énergie géothermique s'inspire du principe du fonctionnement thermique du sous-sol. Les sources géothermiques peuvent être utilisées soit pour la production d'électricité soit pour la production de chaleur. Par rapport à d'autres sources d'ERs, la géothermie a l'avantage de ne pas dépendre de l'atmosphère. D'autre part, la durée de vie des dépôts géothermiques est de plusieurs dizaines d'années et les installations où l'énergie géothermique est utilisée ne contaminent pas l'atmosphère. La cogénération, ce qui veut dire la production de l'électricité Parallèlement à la chaleur, peut encore accroître l'intérêt de l'énergie géothermique. Le développement de l'énergie géothermique est encore très limité à cause des capacités installées géothermique a atteint 14.9 GW en 2017, ce qui représente moins de 1.4% de la capacité installée totale au niveau mondial [1].

L'investissement internationaux dans le secteur, sans prendre en considération les projets d'envergure hydroélectriques, approximativement 270 milliards de dollars en 2014, en

enregistrant une croissance de 17% par rapport au montant des investissements dans 2013. Il s'agit de la première de ces augmentations depuis le record de 2011 (279 milliards de dollars). Les bons résultats enregistrés en 2015 s'expliquent essentiellement par l'augmentation sans précédent des installations solaires en Chine et au Japon ainsi que des projets éoliens offshore en Europe. Pendant 2014, les ERs ont représentés 58,5% de la capacité électrique ajoutée au niveau mondial. Les centrales éoliennes, photovoltaïques et hydroélectriques représentaient la plus grande part de la capacité installée.

En 2017, La consommation énergétique s'est accru légèrement plus vite que la population (+55% contre +42%), mais sa répartition par source d'énergie est restée très stable. La part des fossiles n'a baissé que de 0,5 points et celle du nucléaire de 0,4 points. Tandis que celle des énergies renouvelables n'a progressé que de 0,8 points, car le développement très rapide de la plupart d'entre elles a été en grande partie compensé par le recul de la part de la biomasse de -1,5 points. En 2018, les capacités installées de production à partir de son augmenté de 181 gigawatts (*GW*) dans le monde -Un rythme constant par rapport à 2017- selon le réseau international REN21 [1].

La capacité mondiale en ER incluant l'hydre-électricité a atteint environ 2.378 *GW* en 2018 [1].

À l'instar des autres pays du monde, les pays Maghrébins ont un réel défi à relever qui consiste à mettre en œuvre une transition vers un système énergétique plus avantageux du point de vue écologique sans entraver le développement économique et social. Une transition que nous allons essayer d'analyser d'un point de vue stratégique.

## 1.2 Les énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie s'engage dans une nouvelle programme énergétique durable afin d'apporter des solutions aux défis environnementaux, à travers le lancement d'un programme pour le développement des énergies renouvelables. Ce dernier a été adopté par le gouvernement en février 2011 et révisée en mai 2015 [1, 15]. Il est placé au rang de priorité nationale en février 2016 lors du conseil du restreint gouvernement. Le programme des énergies renouvelables consiste

à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22.000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national [1, 15], avec l'option stratégique de l'exportation, si les conditions du marché le permettent. Ce programme permettra de réduire les émissions de  $CO_2$  de 193 millions de tonnes [16].

C'est dans cette optique que l'Algérie ainsi que neuf pays arabes ont créé, en vertu de la déclaration du Caire, signée en juin 2008, le Centre Régional pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique en anglais (RCREEE) Cette organisation régionale indépendante vise à faciliter et promouvoir l'adoption des pratiques d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique dans le monde arabe. Le RCREEE a acquis son statut juridique d'une organisation internationale indépendante à but non lucratif, en août 2010, à travers la conclusion d'un accord de siège avec le gouvernement égyptien [16].

### 1.2.1 Potentiel solaire

Vue de sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus hauts au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de  $1m^2$  soit près de  $3 KWh/m^2$  au nord et dépasse  $5,6 KWh/m^2$  au Sud, comme le montre la Figure 1.2 [16].

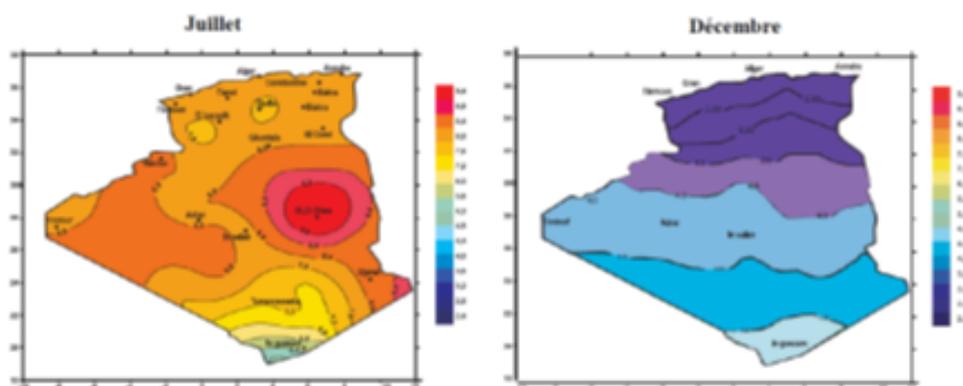


FIGURE 1.2 – Irradiation globale reçue sur plan horizontal; Juillet et Décembre

## 1.2.2 Évolution des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie est possiblement le pays Africain et Méditerranéen disposant du potentiel d'énergie renouvelable le plus important à l'échelle régionale, de même que les capacités les plus appropriées au développement et à l'exploitation de ce potentiel.

Un potentiel énergétique lié à plusieurs types de sources, mais dont l'énergie solaire demeure la plus importante en disponibilité et puissance et, sans doute aussi, la plus compétitive à développer à l'avenir sous diverses formes [1].

L'Algérie est en effet l'un des plus importants gisements d'énergie solaire au monde avec une durée d'insolation de 2.000 à 3.900 [1]heures par an, et une irradiation journalière de 3.000 à 6.000  $Wh/m^2$ , soit l'équivalent de 10 fois la consommation mondiale.

L'exploitation de l'énergie solaire a été entamée par la réalisation d'une centrale à Hassi R'mel d'une capacité de 15 mégawatts. D'autres projets sont envisagés, « A très long terme, à l'horizon 2025 [1, 15], jusqu'à 15% de l'électricité sera produite à partir du solaire. Le développement de ces énergies permettra déparagner le gaz pour l'exporter ou l'utiliser dans la pétrochimie. A très long terme, on pourra même exporter l'énergie solaire et éolienne si elle est compétitive vers d'autres pays ».La promotion et le développement des énergies alternatives constituent donc une nécessité incontournable au développement des énergies alternatives aura également un effet positif sur la préservation de l'environnement et la lutte contre le chômage.« Les énergies solaire et éolienne sont moins polluantes. L'investissement dans ce secteur permettra de créer des emplois et d'épargner l'utilisation des énergies fossiles comme le gaz, l'essence, le GPL, etc. qui peuvent être exportées ou utilisées pour générer des activités industrielles » [1].

Le potentiel solaire de l'Algérie est considéré comme l'un des plus importants dans la Méditerranée et l'exploitation de cette source pourra contribuer à économiser le pétrole et le gaz, estime que les énergies solaire et éolienne sont techniquement faisables. « Dans le domaine de la production industrielle d'énergie solaire, nous avons déjà commencé. Nous avons maintenant une centrale en construction d'énergie hybride solaire-gaz à Hassi R'mel d'une capacité de 150 mégawatts [3] », va-t-il affirmé, précisant que 35% [1, 15]de la capacité

de cette centrale sont à base solaire. Le défi majeur est relatif à l'acquisition des technologies de stockage de cette énergie à générer durant la journée et l'utiliser le soir. Dans ce sens, le ministre estime que la question n'est pas urgente. « Nous avons du temps. Nous avons des réserves très importantes en gaz et pétrole qui nous permettent de nous donner le temps nécessaire pour passer aux autres alternatives », a-t-il dit. Le nucléaire constitue l'autre option. Notre pays a déjà signé de nombreux accords avec différents pays (l'Argentine, la Chine, la France, les USA) et actuellement les négociations avec la Russie et l'Afrique du Sud sont en cours [1].

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermies et en hydre-électricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en uvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie.

Le programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique est développé en cinq chapitres :

- Les capacités à installer par domaine d'activité énergétique ;
- Le programme d'efficacité énergétique ;
- Les capacités industrielles à développer pour accompagner le programme ;
- La recherche et développement ;
- Les mesures incitatives et réglementaires ;

Ces étapes incarnent la stratégie de l'Algérie qui a pour objectif de développer une véritable industrie solaire associée à un programme de formation et de capitalisation qui permettra, à terme, d'employer le génie local algérien et d'asseoir un savoir-faire efficient, notamment en matière d'engineering et de management de projets. Le programme d'énergie renouvelable, pour les besoins en électricité du marché national, permettra de créer de nombreux emplois directs et indirects.

Les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national ont été de l'ordre de 45 milliards de  $m^3$  en 2020 et ils seraient 55 milliards de  $m^3$  en 2030 [1, 15]. A ces besoins s'ajoutent les volumes dédiés à l'exportation dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale.

De même, la production d'électricité devait se situer entre 75 à 80  $TWh$  en 2020 et entre 130 à 150  $TWh$  en 2030 [1, 15]. L'intégration massive du renouvelable dans le mixte énergétique constitue en ce sens un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable.

L'exécution du programme gouvernemental en matière de transition énergétique et de développement des énergies renouvelables accuse, encore une fois, du retard. Pour preuve, l'appel d'offres de 1000 MW [17] qui devait être lancé l'année dernière vient juste de l'être. Le communiqué du ministère de la Transition énergétique indique que l'ouverture des offres techniques aura lieu en avril 2022 et les offres financières interviendront ultérieurement [17]. Ce qui veut dire que les contrats seront signés probablement au second semestre 2022 si tout se passe bien. Les travaux de réalisation des centrales photovoltaïques, à moins d'une accélération des procédures et la mobilisation des financements, seraient lancés en 2023. Résultat des courses, il ne faut pas s'attendre à la production, en 2022, de 1000 MW à partir de l'énergie solaire. Le Directeur général du cluster énergie solaire Boukhalfa Yaici, contacté par Reporters, observe, en outre, qu'en matière d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie, l'année 2021 enregistre peu de réalisations. Exceptions, le lancement, en octobre 2021, du programme de conversion de 150 000 véhicules au GPL [17], celui du programme de commercialisation et d'utilisation de 1 million de lampes LED. Le programme d'isolation thermique des logements à large échelle est au point mort. Tout comme la généralisation à l'échelle du pays d'équipements électroménagers moins énergivores. On en est à la structuration du département de la Transition énergétique de façon à déployer tous ces programmes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie détaillés dans le plan d'actions du gouvernement, a-t-il ajouté. Au chapitre des énergies renouvelables, n'oublions pas que Sonelgaz a affiché

ses ambitions en matière de transition énergétique et des énergies renouvelables dans sa stratégie 2035. Elle ambitionne d'être le leader des énergies renouvelables en Algérie avec une part d'un tiers du programme de 15 000 MW [17] à partir d'énergies renouvelables à cette échéance. En ce sens, Sonelgaz compte lancer à court terme un appel d'offres de 500 MW à partir d'énergie solaire. Elle est partie prenante tout comme Sonatrach dans la société Shems, qui participera à la réalisation du programme de 1000 MW/an à partir de l'énergie renouvelable [17]. La compagnie pétrolière nationale, elle, dans sa stratégie 2030, compte produire 1300 MW à cette échéance à partir des énergies renouvelables pour couvrir 80% des besoins en énergie de ses gisements. Première expérience, elle a réalisé, en partenariat avec le groupe italien ENI, une centrale photovoltaïque de 10 MW à Bir Rebaa au Sud-Est. Elle a annoncé, en 2021, la réalisation d'une seconde centrale photovoltaïque de 10 MW avec le même partenaire [17].

### 1.2.3 Programme des énergies renouvelables

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Ce choix stratégique dépend du potentiel énorme de l'énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle [1].

L'Algérie a mis en place un plan national d'énergies renouvelables en février 2011, révisé en mai 2015 à l'horizon 2030, mettant plus particulièrement l'accent sur le développement du solaire PV et de l'éolien. Le nouveau plan prévoit un objectif de 22 GW (27% de la production électrique totale et 37% de la capacité totale installée) à atteindre d'ici 2030 (4500 MW à atteindre d'ici fin 2020) pour le marché local. Un objectif immédiat de plus de 4500 MW doit être installé d'ici fin 2020 [3].

### 1.2.4 Programme d'efficacité énergétique

Le programme d'efficacité énergétique est en ligne avec le désir de l'Algérie de promouvoir une utilisation plus responsable de l'énergie, et d'explorer toutes les voies pour préserver les ressources et systématiser la consommation utile et optimale. L'objectif de l'efficacité énergétique consiste à produire les mêmes biens ou services, mais en utilisant le moins d'énergie possible. Ce programme contient des actions qui privilégient le recours aux formes d'énergie les mieux adaptées aux différents usages et nécessitant la modification des comportements et l'amélioration des équipements [1]. Le plan d'action en matière d'efficacité énergétique se présente comme suit :

- Isolation thermique des bâtiments,
- Généralisation de l'utilisation des lampes à basse consommation d'énergie,
- Introduction de la performance énergétique dans l'éclairage public,
- Promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel,

### 1.2.5 Développement des capacités industrielles

Soutenir et succéder au programme d'énergie renouvelable, l'Algérie envisage de consolider le tissu industriel pour être à l'avant-garde des mutations positives, aussi bien sur les plans industriel et technique que sur les plans de l'ingénierie et de la recherche. L'Algérie est également déterminée à investir l'ensemble des créneaux créatifs et à les développer localement.

#### 1.2.5.1 Solaire photovoltaïque

Sur la période 2014-2020 [1], l'objectif était d'atteindre un taux d'intégration des capacités algériennes de 80%. Pour ce faire, il est prévu de construire d'une usine de fabrication de silicium.

Par ailleurs, il est attendu qu'un réseau de soustraction nationale soit mis en place pour la fabrication des onduleurs, des batteries, des transformateurs, des câbles et autres équipements entrant dans la construction d'une centrale photovoltaïque.

Sur la même période, l'Algérie devait également disposer de capacités de conception, d'approvisionnement et de réalisation capables de parvenir à un taux d'intégration d'environ 60% [15] par les entreprises algériennes.

Un centre de certification du matériel pour les installations d'énergie renouvelable a été également prévu.

Sur la période 2021-2030, l'objectif serait d'atteindre un taux d'intégration supérieur à 80% [15]. C'est pourquoi, la capacité de production des modules photovoltaïques devrait être étendue pour atteindre les  $200MWc/an$  [15]. Cette période serait marquée par le développement d'un réseau de soustraitance nationale pour la fabrication des équipements nécessaires à la construction d'une centrale photovoltaïque. Elle devrait aussi être caractérisée par un contrôle total des activités d'ingénierie, de processus et de construction des usines et des unités de dessalement des eaux saumâtres.

Il est prévu au courant de cette même période d'exporter non seulement l'électricité produite à partir des renouvelables mais aussi le savoir-faire et les équipements entrant dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

#### 1.2.5.2 Solaire thermique

La période 2011-2013 connaît le lancement des études pour la fabrication locale des équipements de la filière solaire thermique [1, 15].

Sur la période 2014-2020, il était prévu un taux d'intégration de 50% [15] à travers la mise en œuvre de trois projets majeurs qui seront menés en parallèle à des actions de renforcement des capacités d'ingénierie :

- Construction d'une usine de fabrication de miroirs ;
- Construction d'équipements de stockage d'énergie ;
- Développements des capacités de réalisation.

Sur la période 2021-2030 [1], le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% grâce à la concrétisation des projets suivants :

- Extension de la capacité de fabrication des miroirs ;

- Extension de la capacité de fabrication d'équipements de fluides caloporteurs et de stockage d'énergie ;
- De la capacité de fabrication des équipements du bloc de puissance ;
- Concevoir, acheter et construire des centrales électriques de façon autonome.

### 1.2.5.3 Éolien

En 2013, il était prévu de lancer les études pour la mise en place de l'industrie éolienne. Sur la période 2014-2020, l'objectif était de parvenir à un taux d'intégration de 50% [1, 15]. Cette période a été marquée par les actions suivantes :

Construction d'une usine de fabrication de mâts et de rotors d'éoliennes ;

Création d'un réseau de soustraitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle ;

Compétence accrue de l'activité d'ingénierie et des capacités de conception, Approvisionnement et les réalisations capables de réaliser un taux d'intégration d'au moins 50% par les entreprises algériennes.

Le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% [1] sur la période 2021-2030, grâce à l'extension des capacités de fabrication des mâts et des rotors d'éoliennes et le développement d'un réseau de soustraitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle. Il est prévu aussi la conception, l'acquisition et la construction d'éoliennes avec ses propres moyens et le contrôle des activités d'ingénierie, l'acquisition et la construction d'usines et d'unités de dessalement des eaux saumâtres.

### 1.2.5.4 Recherche et développement

L'Algérie favorise la recherche pour faire du programme des énergies renouvelables un véritable catalyseur du développement d'une industrie nationale qui valorisera les différentes potentialités algériennes (humaines, matérielles, scientifiques, etc.) Le rôle de la recherche est d'autant plus crucial qu'elle constitue un élément primordial dans l'acquisition des technologies, le développement des savoirs et l'amélioration des performances énergétiques. Pour

l'Algérie, accélérer l'acquisition et le recours aux technologies est essentiel notamment en matière de photovoltaïque et de solaire thermique.

L'Algérie encourage également la coopération avec les centres de recherche en vue de développer les technologies et les procédés innovants en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. Les universités, les centres de recherche, les entreprises et les différents acteurs du programme des énergies renouvelables collaborent pour sa mise en œuvre et interviennent sur les différentes étapes de la chaîne d'innovation. Ils valorisent ainsi davantage les atouts dont dispose le pays.

En effet, le développement à grande échelle des énergies renouvelables et la prise en charge de la problématique de l'efficacité énergétique exigent un encadrement de qualité en ressources humaines à la hauteur des objectifs et des ambitions du programme des énergies renouvelables. Outre les centres de recherche affiliés aux entreprises comme le centre de recherche et de développement de l'électricité et du gaz **CREDEG**, filiale du Groupe **SONELGAZ**, le secteur de l'énergie et des mines compte une agence de promotion et de rationalisation de l'utilisation de l'énergie (**APRUE**) et une société spécialisée dans le développement des énergies nouvelles et renouvelables (**NEAL**). Ces organismes coopèrent avec des centres de recherche attachés au ministère de la recherche scientifique parmi lesquels figurent le centre de développement des énergies renouvelables **CDER** et unité de développement de la technologie du silicium l'**CRTSE**.

Le gouvernement algérien a créé également un institut algérien des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (**IAER**) qui jouera un rôle fondamental dans les efforts de formation que déploie le pays permettant ainsi d'assurer de manière qualitative le développement des énergies renouvelables en Algérie. Les formations dispensées par cet institut couvrent notamment les domaines d'ingénierie, de sûreté et de sécurité, d'audit énergétique et de management des projets.

La coopération scientifique étant considérée comme une part essentielle pour le développement de toutes les activités de recherche, l'Algérie encourage les échanges entre les entreprises et les différents centres de recherches dans le monde, notamment les réseaux

spécialisés dans les énergies renouvelables.

#### **1.2.5.5 Cadre juridique et mesures incitatives**

Consciente de l'intérêt grandissant des énergies renouvelables et de leurs enjeux, l'Algérie a intégré leur développement dans sa politique énergétique par l'adoption d'un cadre juridique favorisant une contribution plus conséquente des énergies renouvelables dans le bilan national.

Le développement des énergies renouvelables est encadré par un ensemble de textes législatifs :

- La loi n°99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie ;
- La loi n°02-01 du 5 février 2002, relative à l'électricité et la distribution publique du gaz par canalisations ;
- La loi n°04-09 du 14 août 2004, relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.

#### **1.2.5.6 Mesures incitatives et fiscales**

Pour mieux répondre aux priorités d'actions énoncées dans le programme des énergies renouvelables et encourager les initiatives des particuliers et des entreprises, des modifications législatives et réglementaires seront apportées. Il s'agit de s'assurer que les utilisateurs, les intervenants et les différents investisseurs profitent d'un cadre législatif et réglementaire permettant de répondre efficacement aux défis à relever en matière d'énergies renouvelables.

L'objectif de ces mesures est d'encourager les produits locaux et de fournir des conditions avantageuses, notamment fiscales, aux investisseurs désireux de s'impliquer dans les différentes filières d'énergies renouvelables.

Pour encourager et soutenir les industriels dans la réalisation de ce programme, il est prévu, entre autres, la réduction des droits de douane et de la TVA à l'importation pour les composants, matières premières et produits semi-finis utilisés dans la fabrication des équipements en Algérie dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

### 1.2.5.7 Mesures réglementaires

La politique volontariste de l'Algérie, dans l'exécution du programme de l'évolution des énergies renouvelables se fera à travers l'octroi de subventions pour couvrir les surcoûts qu'il induit sur le système électrique national et sur le coût de mise à disposition de l'eau potable, notamment pour le programme de dessalement des eaux saumâtres. Aussi, des mesures réglementaires encadreront les apports de l'état et définiront les conditions et les mécanismes de contrôle appropriés pour permettre une utilisation parfaite des fonds publics qui sont alloués à ce programme.

## 1.3 Interprétation de données

La capacité de production totale est passée de 1,1 MW en 2014 à 354,3 MW (PV : 344,1 MW et éolien : 10,2 MW) en juin 2018 [15]. Le parc éolien unique (10,2 MW) a été construit dans la province d'Adrar depuis juin 2014, cette capacité reste faible par rapport au potentiel considérable de l'énergie éolienne en Algérie [15]. En outre, une centrale photovoltaïque de 10 MW nouvellement installée le 25 novembre 2018 est gérée par GSA (Sonatrach-Agip Group). Le démarrage effectif de cet ambitieux programme a commencé en 2018 à la faveur d'un appel d'offre portant réalisation durant les deux prochaines années d'une première tranche de 4050 MW. La production d'énergie renouvelable représente 0,87% de la production nationale (production énergétique totale) en 2018, contre 0,76% en 2017 [15]. La composante énergétique du programme prévoit la création d'un partenariat destiné à financer, construire et exploiter plusieurs centrales photovoltaïques de 1030 MW chacune.

En ce qui concerne les autres énergies renouvelables, la capacité de production hydroélectrique est de 228 MW depuis 2008 [15], ce qui reste faible en raison du nombre insuffisant de sites hydrauliques et de la non-exploitation des sites existants. Quant à la centrale solaire concentrée, il y a une centrale solaire hybride (solaire-gaz) à Hassi R'Mel (province de Laghouat) de 150 MW dont 25 MW en solaire thermique (CSP), mise en service en juillet 2011. À l'heure actuelle, l'énergie géothermique n'est pas utilisée pour la production d'énergie, car

elle n'est exploitable que par le secteur du tourisme.

- PV (Photovoltaïque) : Une nouvelle centrale photovoltaïque de 10 MW à Bir Rebaa (province de Ouargla) a été inaugurée en novembre 2018, dans le cadre d'un partenariat entre les compagnies pétrolières algériennes et italiennes Sonatrach et Eni. Il se compose de 31320 panneaux photovoltaïques disposés sur une surface de vingt hectares [15]
- CSP (Concentrating Solar Power) :
  - ✓ Lancement au cours de la période 2011-2013 de deux projets pilotes de centrale thermique à concentration d'une puissance totale de 150 MW chacune. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire qui est déjà fonctionnelle à partir de 2011.
  - ✓ 2016-2020 : quatre centrales thermiques d'une puissance totale d'environ 1200 MW devraient être mises en service.
  - ✓ 2021-2030 : installation de 500 MW par an jusqu'à 2023, puis 600 MW par an jusqu'à 2030

Ainsi La mise en œuvre des 40% [15] représentant la part des énergies renouvelables dans le bilan électrique national à l'horizon 2030, n'est pas chose facile, elle va toutefois, demander un effort sans précédent et conduire à des transformations importantes du modèle énergétique actuel ; néanmoins, vu les résultats enregistrés et les projets déjà réalisés et d'autres en cours de réalisation, cet ambitieux programme va nous permettre de :

- ✓ Préparer le terrain pour un vrai décollage et un développement à grande échelle des filières renouvelables et des technologies defficacités énergétiques.
- ✓ Créer une industrie locale des énergies renouvelables.
- ✓ Créer des postes d'emploi.
- ✓ Acquérir la technologie et le savoir-faire en intensifiant l'effort de recherche et de développement.
- ✓ Répondre aux enjeux visés par le secteur de l'énergie et de l'environnement.
- ✓ Accéder à l'énergie et améliorer les conditions de vie de populations rurales isolées.

## 1.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné une brève description sur la production mondiale de l'électricité. Nos études étant centrées sur l'utilisation des énergies renouvelables en Algérie, celle-ci ne représente qu'un pourcentage très faible inférieur à 0,8% [1, 15]. Nous avons également présenté la structure d'un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables pour couvrir une part de la demande nationale en électricité.

Faire face aux différents défis tels que le réchauffement climatique dû aux émissions de GES et la dépendance économique locale aux sources fossiles, le gouvernement algérien a fait d'importants efforts au cours des dernières années pour promouvoir l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau public d'électricité et les régions éloignées à travers de nombreuses étapes de traitement, comme : à partir du lancement d'un programme national intitulé Programme de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en 2011, la création d'une filiale de la société (Electricity Renewable Energy Company (SKTM)) spécialisée dans la réalisation et la gestion de projets d'énergies renouvelables en 2013, et la création d'un nouveau ministère (Ministère de l'environnement et des énergies renouvelables). En outre, un engagement a été pris pour réduire les gaz à effet de serre (GES) lors de l'Accord de Paris adopté en 2015. Ce chapitre présente le potentiel des énergies renouvelables et souligne l'application de ce programme national qui ont atteint une quantité de 354,4 MW (puissance totale de la société SKTM) installés à différents endroits en Algérie ; la capacité installée actuelle de production d'énergie renouvelable reste faible par rapport au potentiel énorme qui caractérise le territoire algérien. En outre, en ce qui concerne l'énergie produite via les centrales à énergie renouvelable (2018), qui a atteint 666 GWh, est considérée comme une part faible par rapport à la production classique totale (turbine à gaz, turbine à vapeur et cycle combiné) égale à 75 506 GWh. Cette étude montre que le photovoltaïque solaire a dominé d'autres sources d'énergie renouvelable en raison de son abondance sur le territoire algérien.

# Chapitre 2

## SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE

L'énergie solaire représente une alternative aux énergies fossiles habituelles. Disponible en grande quantité à notre échelle et répartie sur toute la surface de la terre, elle permet de récupérer jusqu'à  $1000 \text{ W/m}^2$  dans les zones tempérées. Que l'on soit en milieu urbain ou au contraire, en site isolé, cette énergie peut être récupérée et utilisée sous forme thermique ou électrique.

### 2.1 Effet photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé ( effet photovoltaïque). Cet effet peut être expliqué par le fait qu'un photon reçu du rayonnement solaire, heurte une cellule PV, son énergie peut être transférée à un électron dans le matériau semi-conducteur de la cellule. Avec cette énergie supplémentaire, l'électron peut alors s'échapper de sa position normale dans l'atome (de la bande de valence à la bande de conduction traversant la bande interdite), créant ainsi un trou qui deviendra une partie d'un courant dans un circuit électrique. C'est ce qu'on appelle la paire électron-trou [18, 19].

## 2.2 Rayonnement solaire

Le soleil est une étoile âgée de 4,5 milliards d'années et elle est distante d'environ millions de kilomètres de la Terre. L'énergie du soleil est issue de réactions thermonucléaires se produisant en permanence dans son noyau [20]. Le soleil représente le centre du système solaire auquel appartient notre planète, la Terre. Cette étoile qui nous procure de la chaleur et de la lumière, est une source d'énergie abondante disponible, renouvelable et propre. Le soleil produit une puissance d'environ 1.71023 kW [19].

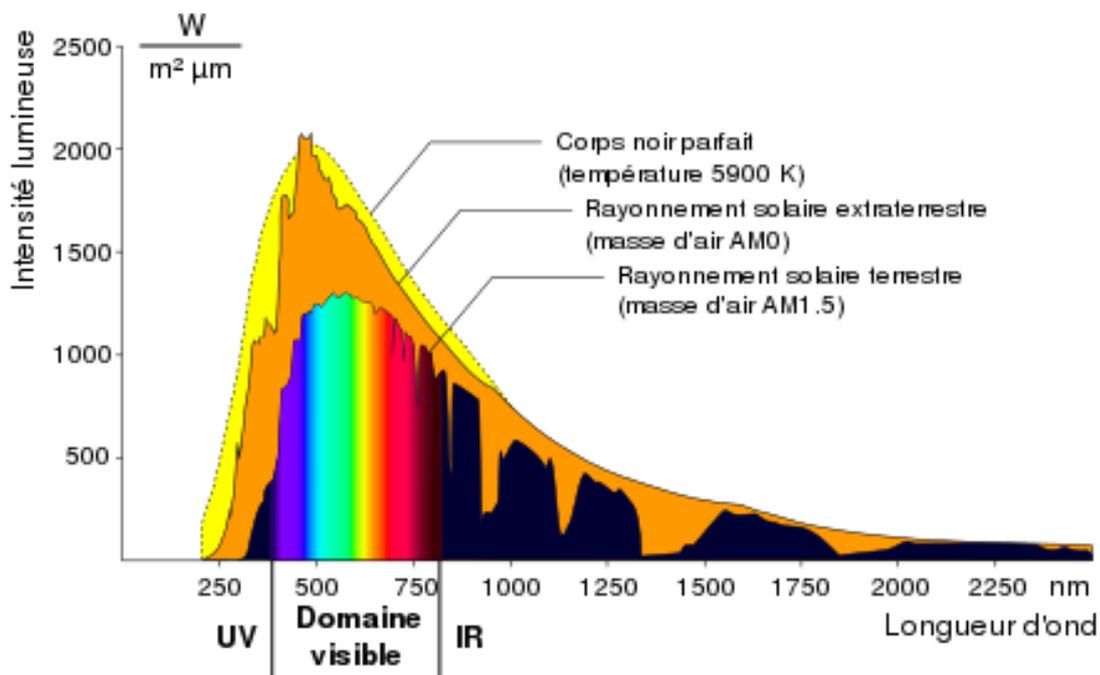


FIGURE 2.1 – Répartition spectrale du rayonnement.

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de  $0,22\mu m$  à  $10\mu m$  [19]. La figure (2.1) représente la variation de la répartition spectrale énergétique. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi [19] :

- 9% dans la bande des ultraviolets ( $<0,4\mu m$ ),
- 47% dans la bande visible ( $0,4$  à  $0,8\mu m$ ),
- 44% dans la bande des infrarouges ( $>0,8\mu$ ).

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt

au mètre carré ( $kW/m^2$ ), a plus ou moins 3 %, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement  $1200 W/m^2$  [19]. La rotation et l'inclinaison de la terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus.

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet à l'infrarouge. Pour caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise, on utilise la notion AM pour ( Air Mass ). Dans l'espace hors atmosphère terrestre (AM0), l'énergie transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de  $1350W/m^2$ . En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit une diminution et une modification de son spectre dû aux phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz. Sa valeur est de l'ordre de  $1000 W/m^2$  au niveau du sol, à  $90^\circ$  d'inclinaison (AM1) [19,21].

## 2.3 Générateurs photovoltaïques (GPV)

Il s'agit d'un appareil qui transforme l'énergie photovoltaïque en énergie électrique. En fonction de la puissance de pointe souhaitée, ce générateur photovoltaïque consiste en plusieurs modules assemblés en série ou en parallèle.

### 2.3.1 Cellule PV

La cellule photovoltaïque est construite sur la base d'un semi-conducteur caractérisé par une bande de conduction et une bande de valence. Comme l'indique la Figure 2.2 [4], ils sont séparés par une bande appelée bande interdite. Comme toutes les matières, un semi-conducteur a son propre niveau de Fermi ( $E_f$ ) qui correspond au potentiel électrochimique ou au travail de sortie des électrons dans le solide [22].

Le niveau Fermi se trouve entre le groupe de direction et un groupe de valence. Pour faire passer l'électron de la bande de valence à la bande de conduction, il a besoin d'une énergie issue du photon de lumière. Il faut que cette énergie soit plus importante que l'énergie transitionnelle dite de gap qui lui permet de traverser la bande interdite pour atteindre la bande de conduction [22].

La cellule photovoltaïque n'absorbe que 25% [23], Au mieux, en plein soleil. Le rayonnement solaire est composé de différents rayonnements, et le rayonnement doit avoir suffisamment d'énergie pour tirer les électrons hors de la cellule PV.

Cependant, si quelqu'un choisit un matériau avec un écart plus petit afin d'employer plus de photons de lumière solaire, notre pression sanguine serait plus basse. L'écart optimal se situerait à 1,4 eV [23]. De plus, les électrons doivent circuler d'un côté d'une cellule à l'autre, à travers un circuit externe. Il est donc possible de recouvrir la face inférieure de la cellule d'un excellent métal conducteur qui ne doit pas non plus subir de phénomènes de corrosion ; mais si on recouvrait le dessus, on bloquerait les photons. On a trouvé la solution de placer une grille métallique au-dessus de la cellule. De plus, la silicone étant fortement réfléchissant, un revêtement antireflet est placée sur le dessus de la cellule. Son rôle consiste à capter le plus d'ensoleillement possible. Quelques millimètres de verre protègent la cellule.

Le noyau de la cellule est formé de deux : une couche semi-conductrice est dopée négativement (N) et une couche dopée positivement (P). Celles-ci forment la jonction P-N Figure 2.3 [24] qui crée un champ électrique. Ce champ électrique crée un photo-courant par séparation des paires d'électrons et de trous qui ont tendance à se recombiner en créant une énergie thermique.

Le champ électrique réduit l'effet négatif de recombinaison des paires de trous et d'électrons mais il ne peut pas l'éliminer car il est dû à la qualité du matériau utilisé qui est symbolisée par le facteur d'idéalité  $n$ . Ainsi, le facteur d'idéalité représente la fréquence de recombinaison du matériau [4, 22].

Le rendement des cellules photovoltaïques est trop faible.

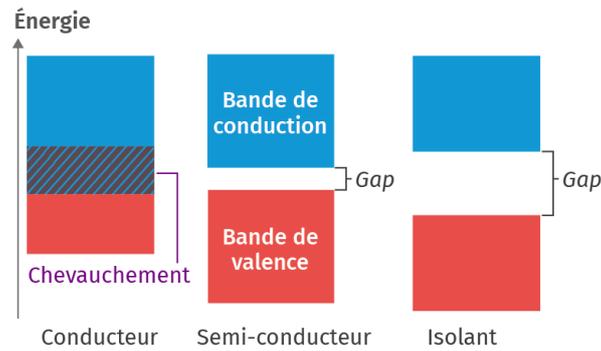


FIGURE 2.2 – Schéma de bandes d'énergies des différents matériaux

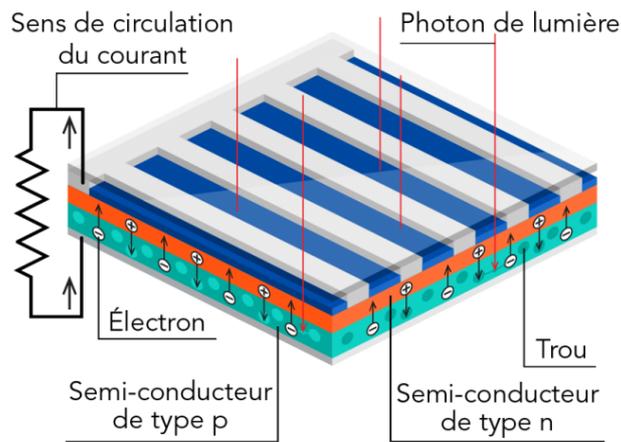


FIGURE 2.3 – Structure d'une cellule PV

### 2.3.2 Caractéristiques électriques de la cellule photovoltaïque

Idéalement, le courant livré par le cellulaire PV s'écrit par l'équation (2.1) :

$$I(V) = I_{ph}(V) - I_{obsc}(V) \quad (2.1)$$

- ✓  $I_{ph}$  : densité de photo-courant généré
- ✓  $I_{obsc}$  : densité de courant d'obscurité.
- ✓  $V$  : la tension de cellule PV.

Dans le cas d'obscurité,  $I(V)$  suit l'équation du courant de la diode Schottky suivante [25,26] :

$$I_d(V) = I_S \times (e^{((q \times V)/(n \times k \times T))} - 1) \quad (2.2)$$

✓  $I_d$  : courant de la diode Schottky.

L'équation (2.2) peut être écrite sous la forme suivante [25, 26] :

$$I_d(V) = I_{ph} - I_S \times (e^{((q \times V)/(n \times k \times T))} - 1) \quad (2.3)$$

✓  $I_S$  : Le courant de saturation de la diode.

✓  $q$  : La charge élémentaire.

✓  $k$  : Constante de **Boltzmann**.

✓  $T$  : La température.

✓  $n$  : Le paramètre intrinsèque de l'idéalité de la diode.

### 2.3.3 Circuit électrique équivalent de la cellule PV

La modélisation des modules PV implique principalement l'estimation des courbes IV non linéaires [26, 27]. Les chercheurs précédents ont utilisé des topologies de circuit pour modéliser les caractéristiques du module, lorsqu'il est soumis à des variations environnementales, telles que le changement d'irradiance et de température.

Il existe actuellement deux principaux modèles de circuits regroupés. Le premier est le modèle à diode unique, comme le montre la Figure 2.4, décrit par l'équation de diode Shockley modifiée [28]. Le deuxième modèle communément appelé le modèle à deux diodes montré à la Figure 2.6, qui est une représentation plus précise du comportement des cellules solaires que le modèle à une diode.

Le modèle à diode unique est particulièrement imprécis pour décrire le comportement des cellules à faible éclairage. Toutefois, ces modèles de circuits sont fondés sur des hypothèses. L'hypothèse principale est celle de la linéarité, à savoir que le courant circulant à travers la cellule est une superposition de deux courants, l'un en raison de la polarisation de jonction et l'autre en raison de l'éclairage comme le montre la Figure 2.5 [29].

Ces hypothèses ne sont peut-être pas exactes, mais ces modèles correspondent généralement assez exactement aux caractéristiques expérimentales I-V, et peuvent fournir un outil

très utile pour évaluer le rendement des cellules à condition que les paramètres du modèle soient faciles à obtenir. Les paramètres du modèle peuvent également être un outil utile pour surveiller les processus de fabrication des cellules solaires si les valeurs des paramètres peuvent être déterminées simplement et rapidement.

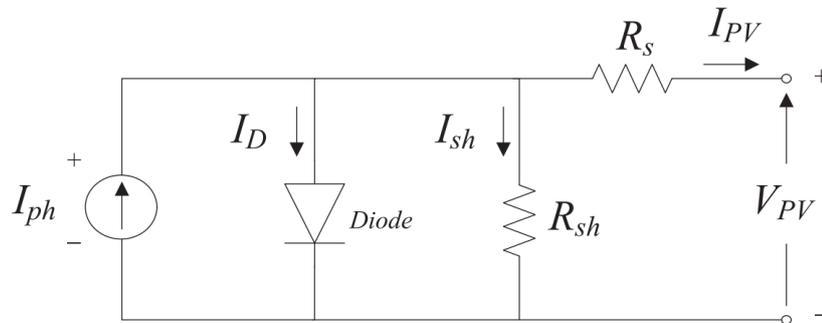


FIGURE 2.4 – Circuit électrique équivalent d'une cellule PV à une seule diode

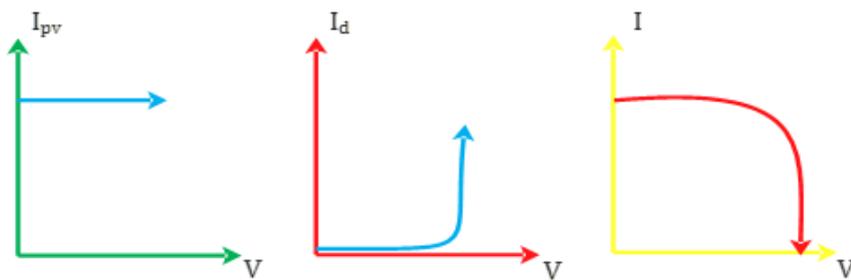


FIGURE 2.5 – Courbe caractéristique

Afin de simuler le fonctionnement du panneau PV et d'obtenir les meilleures performances de l'algorithme MPPT, on va utiliser le modèle à deux diodes qui a été proposé dans [7,30,31]. La figure 2.6 montre le modèle électrique de la cellule PV réelle. Le circuit est constitué de [7] :

Générateur de courant  $I_{ph}$ , correspondant au courant photo-généré.

- ✓  $R_s$  est une résistance sériee, liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux.
- ✓ La pente de la courbe courant-tension au point  $V_{oc}$  représente l'inverse de la résistance série ( $1/R_s$ ).
- ✓  $R_{sh}$  est une résistance shunt liée aux effets de bord et aux recombinaisons volumiques.
- ✓ La pente de la courbe  $I(V)$  au point  $I_{cc}$  représente l'inverse de la résistance

✓ shunt  $R_{sh}$ .

✓ Diodes  $D_1$  et  $D_2$ .

Selon la Figure 2.6, le courant de la cellule est donné par [7, 30, 31] :

$$I(V) = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - (V + I \times R_s)/R_p \quad (2.4)$$

Le modèle mathématique de schéma électrique 2.6 de la cellule PV est donné par [31] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \times \left[ \exp \left( \frac{q \times (V_{pv} + I_{pv} \times R_s)}{n_1 \times k \times T} - 1 \right) \right] - I_{s2} \times \left[ \exp \left( \frac{q \times (V + I \times R_s)}{n_2 \times k \times T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I \times R_s}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

Selon les équations ((2.4),(2.5)), la cellule photovoltaïque est un générateur à photo courant  $I_{ph}$  qui ne dépend que de l'éclairage reçu par la cellule. La photo-courante définit les paires de trous-électron qui traversent la jonction P-N sans recombinaison.  $I_{ph}$  diminue en raison de la présence de courants  $I_{S1}$  qui est le courant de saturation de la diode D1 due à la diffusion et  $I_{S2}$  celui de la diode D2 due aux recombinaisons.  $n_1$  et  $n_2$  sont respectivement les facteurs d'idéalité des diodes. La tension aux bornes de cette cellule est réduite en raison de résistances parasites comme la résistance série  $R_S$  qui a causé des contacts métalliques et des interconnexions. Elle agit de manière peu prononcée sur le courant de court-circuit et peut être déterminée à partir de la courbe I-V en calculant la dérivée de celle-ci aux alentours de  $V_{oc}$ . Pour une meilleure efficacité de la cellule PV, il est nécessaire que  $R_S$  le moins que possible [4]. L'autre résistance c'est la résistance parallèle  $R_{sh}$  qui est due aux impuretés proches de la jonction P-N. Ces impuretés provoquent des courants de fuite au niveau du raccordement. Plus le  $R_{sh}$  est grand, plus la cellule PV est efficace.

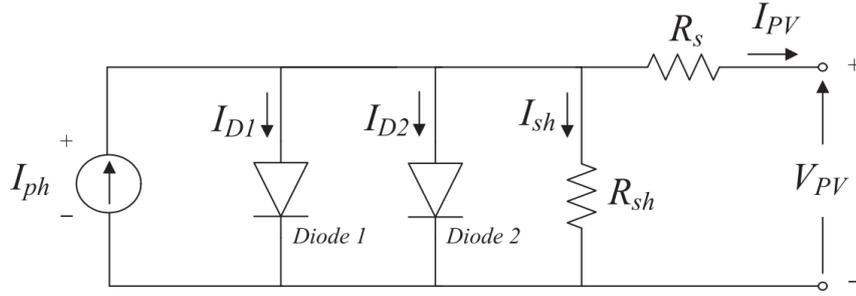


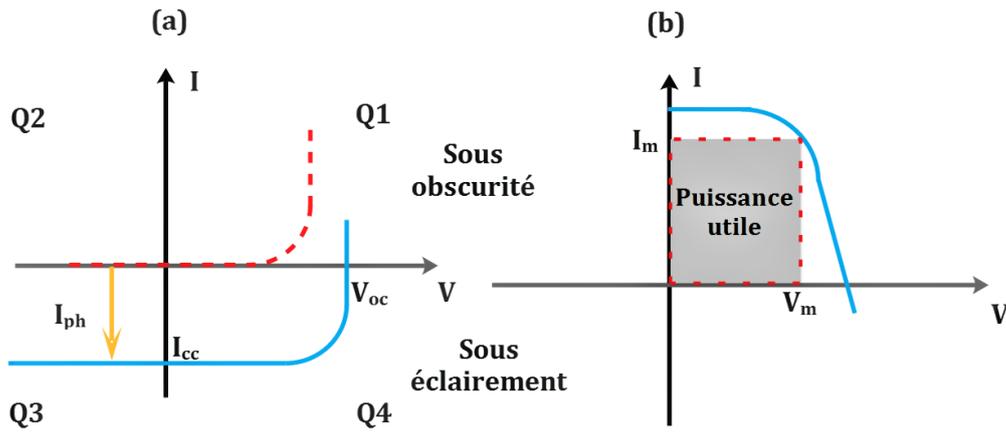
FIGURE 2.6 – Circuit électrique à deux diodes équivalent d'une cellule PV

- ✓  $I_{ph}$  : courant de photo-génération.
- ✓  $I_{S1}$  : courant de génération recombinaison ou d'effet tunnel dans la zone de charge despaces.
- ✓  $I_{S2}$  : courant de diffusion dans les zones neutres.
- ✓  $R_{sh}$  : résistance parallèle.
- ✓  $R_s$  : résistance série.
- ✓  $I_S$  : courant de saturation.
- ✓  $n_1, n_2$  : facteurs d'idéalité de la diode.

La valeur de l' $I_{ph}$  dépend linéairement de l'éclairage et de la température comme l'indique l'équation 2.6 [32].

$$I_{ph}(T) = \frac{G}{G_{(STC)}} \times (I_{ph(STC)}) + K_1(T - T_{(STC)}) \quad (2.6)$$

- ✓  $I_{ph(STC)}$  : Photo-courant aux conditions déclairement et de température de  $1000(W/m^2)$  et  $25^\circ C$ .
- ✓  $G$  : Éclairement ( $W/m^2$ ).
- ✓  $G_{(STC)}$  : Éclairement standard qui correspond à  $1000 (W/m^2)$ .
- ✓  $T$  : Température réelle de la cellule PV en ( $^\circ K$ ).
- ✓  $T_{(STC)}$  : Température standard qui correspond à  $298.15 \text{ }^\circ K$ .
- ✓  $K_1$  : Coefficient de sensibilité de lintensité à la température en ( $A/K^\circ$ ).


 FIGURE 2.7 – (a) Caractéristiques  $I(V)$  et (b) la représentation de courbe  $I-V$ 

la Figure 2.7(a) représente la courbe  $I-V$  de la cellule PV dans les quatre quadrants durant l'obscurité et sous un éclaircissement solaire. Cette cellule, étant électriquement polarisée, se comporte comme une diode [4]. En Q1 et Q2, la cellule solaire n'est pas illuminée et pour Q3 et Q4, la cellule photovoltaïque est allumée. En Q4, la cellule étant éclairée, sa jonction P-N est polarisée en inverse et le courant qui circule est celui des porteurs minoritaires. Ce courant est de signe opposé à celui de la tension. On remarque que la courbe est déplacée dans le quadrant Q4 jusqu'à la valeur de courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) qui est proportionnelle au maximum de lumière disponible. La tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) représente la tension aux bornes de la cellule PV lorsque le courant s'annule [4].

La partie intéressante de la caractéristique  $I-V$  (2.7 (b)) C'est elle qui génère l'énergie spécifiquement au point  $P_m$  de la puissance maximale. A ce point, on associe la tension maximale  $V_m$  et le courant maximal  $I_m$ .

$$P_m = V_m \times I_m \quad (2.7)$$

Le facteur de forme est le rapport de la valeur de puissance maximale que l'on peut extraire de la cellule dans les conditions des mesures normalisées, et le  $(V_m \times I_m)$  produit où :

$$FF = (V_{mp} \times I_{mp}) / (I_{cc} \times V_{co}) \quad (2.8)$$

Voici la définition de l'efficacité énergétique de conversion :

$$\eta_{pv} = P_m / (G \times S) \quad (2.9)$$

- ✓  $G$  : Éclairement en  $W/m^2$ .
- ✓  $S$  : Surface active de la cellule.
- ✓  $I_{CC}$  : Courant de court-circuit (obtenu pour  $V = 0$ ).
- ✓  $V_{CO}$  : Tension en circuit ouvert (obtenue pour  $I = 0$ ).
- ✓  $I_{mp}$  : Courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule PV.
- ✓  $V_{mp}$  : Tension à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule PV.
- ✓  $\eta_{pv}$  : Rendement de conversion.
- ✓ FF : Facteur de forme.

## 2.4 Le module photovoltaïque

### 2.4.1 Concept et caractéristiques du GPV

La cellule PV fait à peu près  $150 \text{ cm}^2$ , produit 2,3 Watt-crête WC sous approximativement 0,5 Volt [33, 34]. Cette faible puissance est généralement insuffisante pour la majorité des applications PV domestiques ou industrielles. Afin de fournir au récepteur extérieur une tension et une puissance adéquates, plusieurs cellules PV doivent être connectées entre elles en série, pour former ce qu'on appelle : « un module ». Les modules peuvent être assemblés en série et/ou en parallèle pour former des panneaux (Figure 2.8), eux-mêmes interconnectés pour former un champ PV.

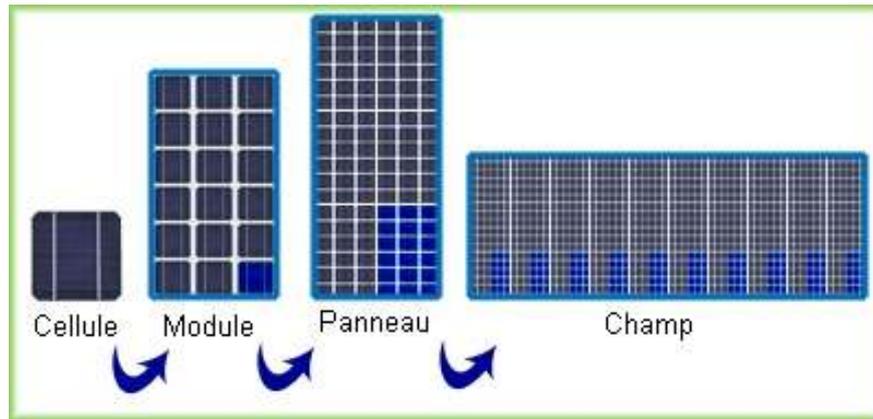


FIGURE 2.8 – Constitution d'un générateur photovoltaïque

Typiquement, les modules PV 12 V sont utilisés, se composent habituellement de 36 cellules [23]. Un mètre carré de panneaux solaires permet d'atteindre 150W, sans entretien pendant une trentaine d'années. L'énergie qu'un module peut fournir dépend de la surface de celui-ci, la température et le rayonnement du soleil. On l'exprime en Watt-peak et représente la puissance maximale du module pour les conditions standards STC ( $1000 W/m^2$ ), ( $25^\circ C$ ) et (spectre solaire AM 1,5) [35]. La tension fournie par un module dépend de la quantité de cellules raccordées en série. Dans le cas des petits modules d'alimentation, la tension est généralement comprise entre 12V et 15V. On obtient des modules de puissance supérieure en augmentant le nombre de cellules en série et augmentation du nombre de branches de cellules en parallèle. La tension de fonctionnement peut ensuite atteindre 24 V ou plus selon la configuration du système d'alimentation. Les dimensions des modules varient selon le constructeur et est généralement comprise entre 0,5 et  $1 m^2$ . Il peut atteindre  $3 m^2$  pour une fabrication particulière et si la taille de la commande le permet. L'assemblage de modules en série et/ou parallèlement permettra de fixer les différentes tensions et puissances. La caractéristique d'une cellule PV se rapproche de celle d'une photo-diode mais en accord génératif (figure 2.9). La caractéristique I-V d'un générateur ou d'un module PV ressemble à celle d'une cellule lorsque les diodes de protections n'interviennent pas et que toutes les cellules sont identiques et reçoivent le même éclairement.

De même, la caractéristique d'un générateur comprenant des modules  $Np$ ,  $Ns$  sera la même que celle d'un module unique. Dans un groupe de modules connectés parallèlement,

Étant donné que les modules sont soumis à la même tension, les intensités sont combinées. On obtient cette caractéristique en ajoutant des courants à une tension donnée. Dans un groupement de séries, les modules sont traversés par le même courant et la caractérisation résultante du groupement de séries est obtenue par l'addition des tensions avec un courant d'alimentation. La majeure partie des modules commercialisés sont constitués de 36 cellules de silicium cristallin, connectées en série pour des applications en 12 V [23].

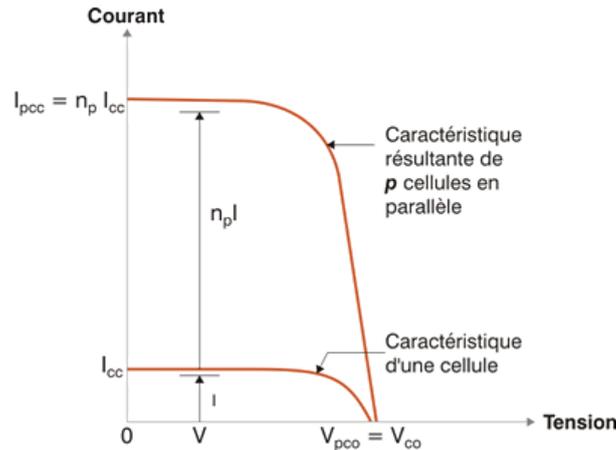


FIGURE 2.9 – Caractéristiques courant-tension pour différents assemblages de modules PV

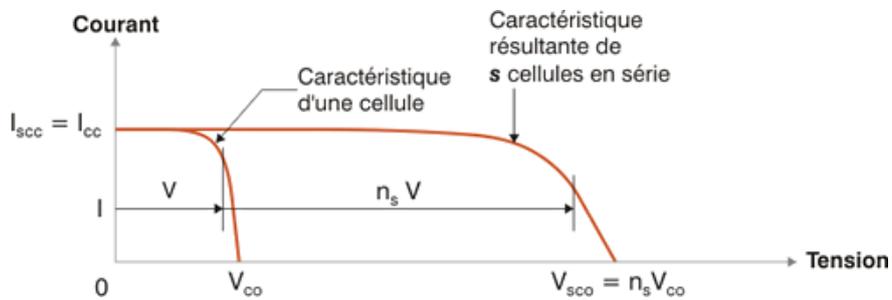


FIGURE 2.10 – Caractéristiques courant-tension pour  $N_p N_s$  modules

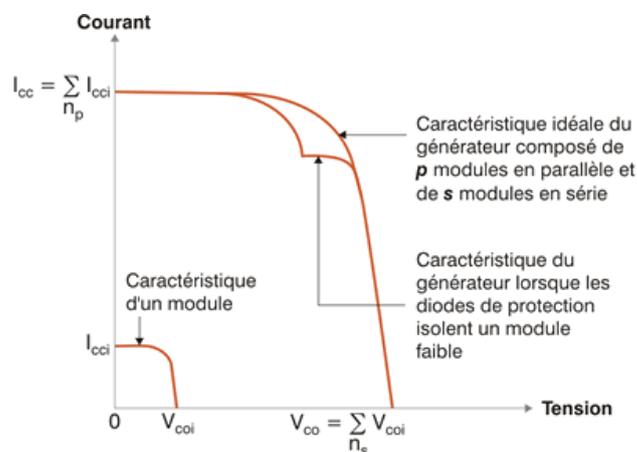


FIGURE 2.11 – Caractéristiques puissance-tension pour  $N_p N_s$  modules

Afin d'obtenir les résultats de simulation souhaitables de l'algorithme MPPT CON-INC proposé, le module PV MSX-60 est utilisé et les paramètres de ce module sont énumérés dans le tableau 2.1.

Par conséquent, la caractéristique du module PV MSX-60 peut être décrite Comme indiqué dans les Figures 2.12 , 2.13

$$\begin{aligned}
 i_{pv} = & i_{ph} - i_{sat1} \times (e^{((q(v_{pv}+i_{pv} \times N_s \times R_s))/(N_s \times n_1 \times k \times T))} - 1) \\
 & - i_{sat2} \times (e^{((q(v_{pv}+i_{pv} \times N_s \times R_s))/(N_s \times n_2 \times k \times T))} - 1) \\
 & - (v_{pv} + i_{pv} \times N_s \times R_s)/(N_s \times R_{sh})
 \end{aligned} \tag{2.10}$$

le tableau 2.1 présente les Caractéristiques électriques du module *PV* utilisé

TABLE 2.1 – Caractéristiques électriques du module PV utilisé

La puissance maximale Pmax	61.92 W
Tension de circuit ouvert $v_{oc}$	25.25 V
Courant de court-circuit $i_{cc}$	3.25 A
Tension à la puissance maximale $v_{opt}$	20.2 V
Intensité de courant à la puissance maximale $i_{opt}$	3.06 A
Facteur d'idéalité $n_1$	1
Facteur d'idéalité $n_2$	2
Nombre des cellules en séries $N_s$	36

## 2.4.2 influence de l'éclairement sur le fonctionnement du panneau PV

La cellule solaire est une jonction en PN, elle réagit de manière différente, en fonction de l'énergie qu'il reçoit. Plus il reçoit d'énergie, plus elle redonne de puissance, mais encore avec un coefficient d'efficacité très bas d'environ 15%. La variation de caractéristiques est affichée dans les courbes de la Figure 2.12 . Pour différents niveaux d'irradiation, la modification de l'intensité optimale est très importante. Ceci confirme l'approximation conventionnelle du courant optimal livré par un générateur photovoltaïque qui est globalement proportionnel au niveau d'irradiation. On le voit également sur la figure 2.12 en fonction des conditions

météorologiques, nous obtenons des courbes différentes avec des puissances maximales différentes. On remarque également une légère diminution du voltage du circuit ouvert à une baisse du flux lumineux.

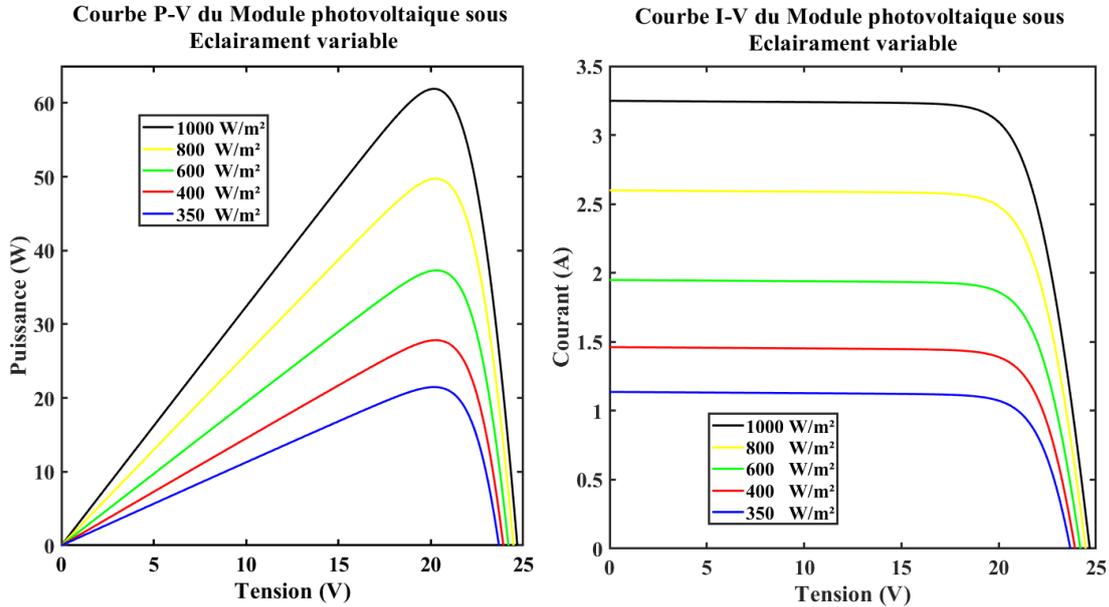


FIGURE 2.12 – Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V

Si l'on considère que les caractéristiques obtenues sont réelles, on peut conclure que de fortes fluctuations du niveau d'irradiation entraînent des variations relativement importantes du courant optimum. Pendant ce temps, les variations relatives de la tension optimale demeurent faibles.

La puissance maximale  $P_{max}$  est très sensible à l'éclairement ; lorsque l'éclairement diminue, la puissance  $P_{max}$  diminue.

Le courant  $I_m$  est très sensible à l'éclairement : lorsque l'éclairement varie de  $350 \text{ W/m}^2$  le courant  $I_m$  varie de 40%.

La tension  $V_m$  varie très peu avec l'éclairement : lorsque l'éclairement varie de  $350 \text{ W/m}^2$  la tension  $V_m$  varie de 4%.

Ces résultats montrent que la tension  $V_m$  varie assez peu. Aussi, on considère en première approximation que le fonctionnement optimal du générateur PV correspond sensiblement à un fonctionnement à tension optimale constante.

### 2.4.3 L'influence de la température sur le fonctionnement du panneau PV

Tel que décrit le passage *supra* cité, la base de la cellule solaire correspond à une jonction PN. On peut en déduire que son rendement varie en fonction de la température de la jonction. En effet, l'équation de Boltzmann donne :

$$I_{sc} = I_0 \times \exp\left(\frac{e^{v_{oc}}}{KT}\right) \quad (2.11)$$

La Figure 2.13 ci-dessous montre que la tension à vide d'une cellule solaire diminue avec l'augmentation de la température de la cellule. Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température de la cellule. La figure précédente montre clairement que la baisse du rendement causée par l'augmentation de la chaleur sur la cellule.

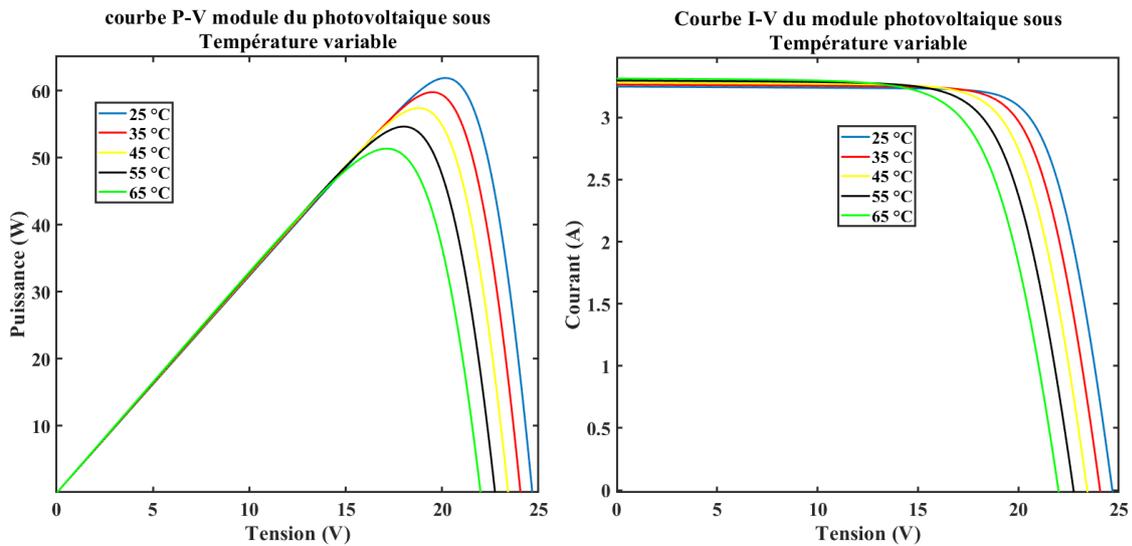


FIGURE 2.13 – Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V

On peut remarquer sur la Figure 2.13 que l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible.

### 2.4.4 Protection d'un générateur photovoltaïque

Lors de la conception d'installations photovoltaïques, nous devons fournir une protection électrique à cette installation pour prolonger sa vie utile en évitant notamment des pannes

destructrices liées à l'association des cellules et de leur exploitation dans le cas d'ombrage. À cette fin, deux types de protection sont traditionnellement utilisés dans les établissements existants (Figure 2.14).

- ✓ La diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Ceci peut se produire lors de la connexion de plusieurs modules en parallèle, ou lorsqu'un chargement en connexion directe permet de passer du mode récepteur au mode générateur, par exemple un accumulateur pendant la nuit.
- ✓ Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairage n'est pas homogène, ce qui évite l'apparition de zones sensibles et la destruction de cellules mal éclairées. La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, comme illustré sur la Figure 2.14 , par la perte d'une partie de la production d'énergie et par la présence de deux maximums de puissance [4].

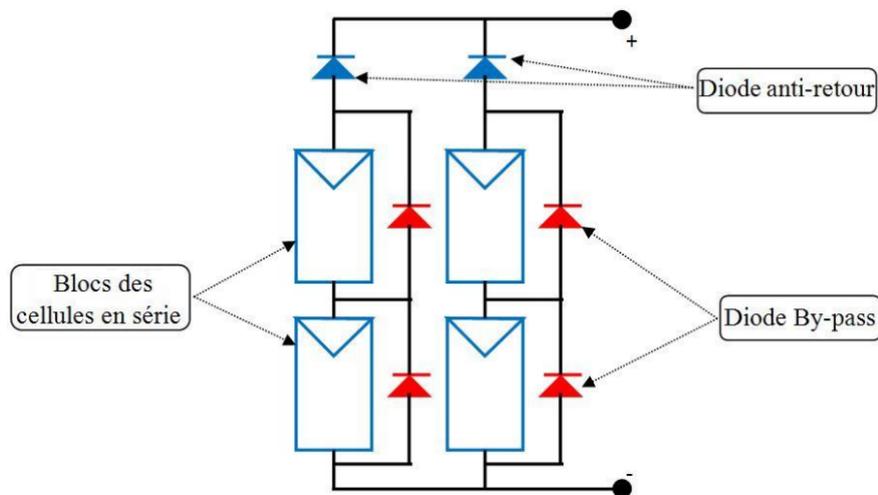


FIGURE 2.14 – Protection d'un générateur photovoltaïque

### 2.4.5 Incidence des ombres partielles sur le fonctionnement du module PV

L'efficacité de la production d'énergie PV dépend essentiellement des conditions dans lesquelles le champ photovoltaïque est soumis, à savoir les radiations, la température et l'état de la surface du terrain photovoltaïque. Ces facteurs ont une influence directe sur son

absorption photonique et ont donc une incidence sur la productivité des panneaux photovoltaïques. L'ombre partielle est l'un des problèmes affectant le bon fonctionnement d'une centrale PV. Les ombres partielles constituent une distribution non uniforme de la lumière pour diverses raisons (Figure 2.15). Deux types d'ombrage sont prévus à cet effet : Ombrage lointain qui correspond à la disparition du soleil derrière la ligne d'horizon. Ombrage proche qui est souvent dû à des obstacles inévitables tels que : les lignes électriques, les arbres, les bâtiments voisins, la saleté.

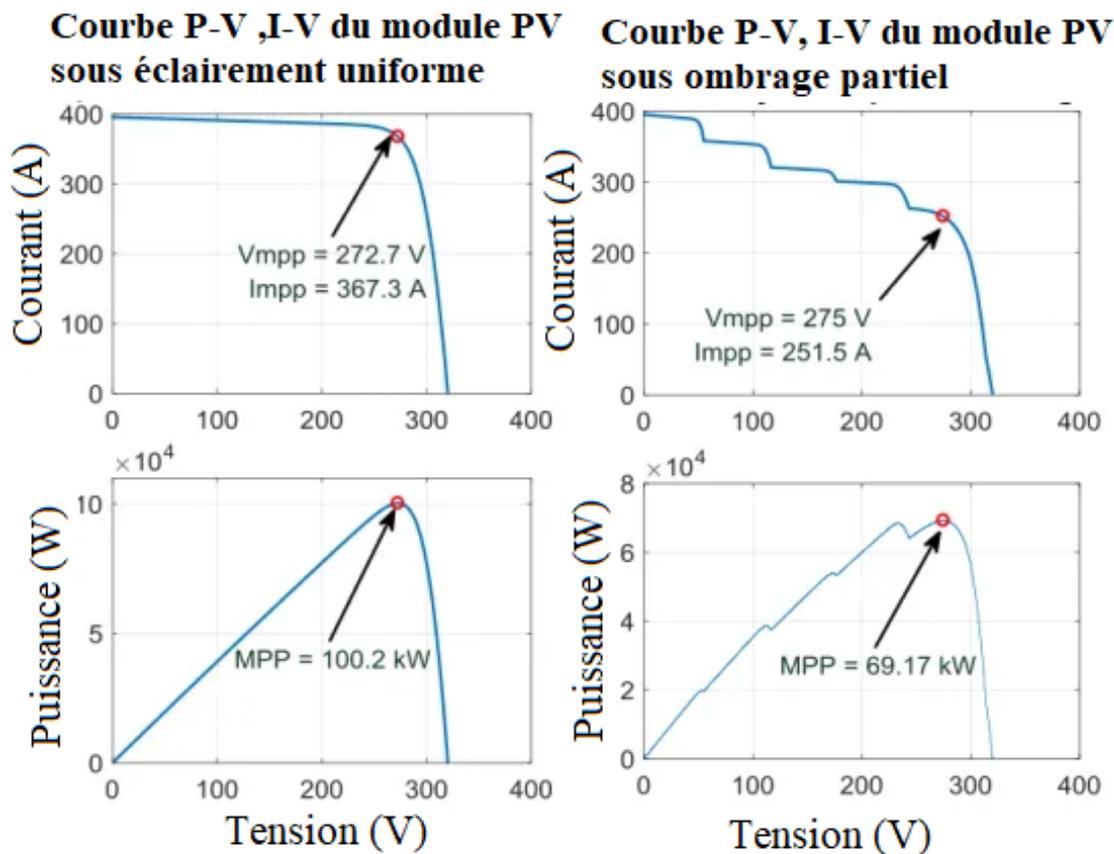


FIGURE 2.15 – Influence de l'ombrage sur les caractéristiques du GPV

Ce phénomène indésirable affecte l'efficacité de la conversion et l'habilité à extraire le maximum de puissance disponible du champ PV en engendrant de multiple maxima local. L'ombrage perturbe aussi le fonctionnement des cellules PV causant ainsi deux problèmes :

- ✓ Le premier problème est celui de gap qui est dû au fait que le courant total d'un champ PV est limité par le courant du module ombragé, dans le cas où le courant  $I_{cc}$

du module ombragé est supérieur au  $I_{cc}$  des modules uniformément éclairés.

- ✓ Le second problème est celui du point chaud (hot pot). Ce problème se produit quand le courant  $I_{cc}$  du module ombragé est inférieur à l'  $I_{cc}$  des modules uniformément éclairés, donc le module ombragé se conduit comme un récepteur d'énergie reçu par les autres modules PV. Ceci engendre, en plus de la déformation de la courbe I-V (Figure 2.15 ), l'échauffement de ce module par dissipation de cette énergie et si le point de fonctionnement du module ombragé atteint la tension de claquage, ce module sera détruit à cause de l'effet de l'avalanche.

Pour concevoir un système photovoltaïque à hautes performances, il est important de trouver une tension de fonctionnement optimale pour extraire la puissance photovoltaïque maximale, Ceci augmente le rendement de la génératrice photovoltaïque. Toutefois, le générateur PV peut être partiellement ombré comme illustré dans la Figure2.15 , qui oblige les modules PV à utiliser des courants multiples. D'où l'apparition de plusieurs points de puissances maximales (MPP) locaux. Ce problème a une incidence sur la production d'énergie photovoltaïque et, par conséquent, sur l'efficacité du système photovoltaïque [36, 37].

### 2.4.6 Influence du facteur de qualité

L'augmentation du facteur de qualité influe inversement sur la zone où le point de puissance maximale et cela se traduit par une baisse de puissance au niveau de la zone de fonctionnement, voir la Figure 2.16.

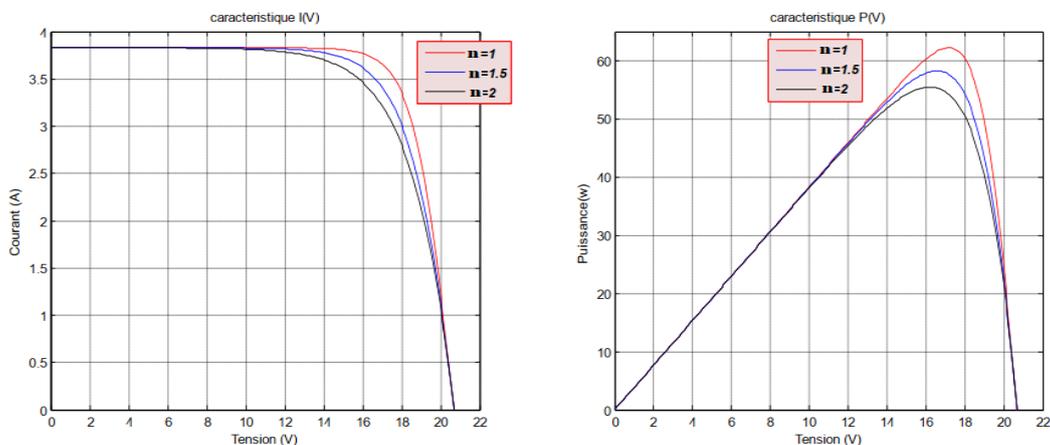


FIGURE 2.16 – Influence du facteur de qualité pour STC

## 2.5 Connexion générateur PV Charge

Les installations photovoltaïques peuvent fonctionner de deux manières principales :

- Connexion directe source PV-charge.
- Connexion à travers un étage d'adaptation.

### 2.5.1 Connexion directe : source PV-charge

Le plus simple est un générateur PV branché directement sur la charge DC. Ce choix s'explique principalement par la simplicité de l'opération et le niveau de fiabilité très élevé. Cela est essentiellement dû au manque des pièces d'électronique, pour ne pas mentionner le faible coût de la solution. La Figure 2.17 montre ce montage.

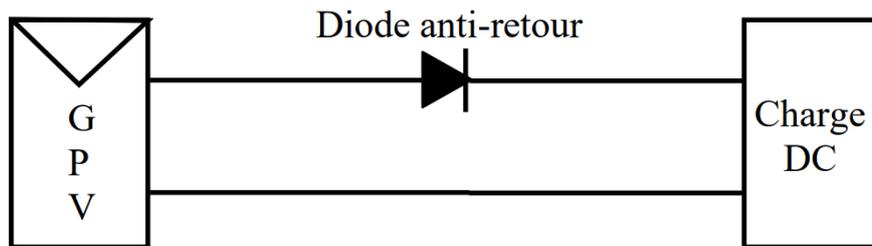


FIGURE 2.17 – Connexion directe d'un GPV-charge

Le principal désavantage de cette configuration est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou de réglage de la tension aux bornes de la charge. De même, le transfert de la puissance maximale disponible aux terminaux GPV à la charge n'est pas garanti. En effet, une charge de type alternatif n'est nullement compatible avec un raccordement direct, car le GPV produit une tension continue. Il existe trois sortes de charges types en courant continu : une charge purement résistive, une charge de la source de tension et une charge de la source de courant. Sur la Figure 2.18 , on en a présenté les caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'un générateur PV ainsi que les caractéristiques  $I(V)$  des trois types de charges.

Avant tout, on peut identifier le point de fonctionnement où la puissance fourni par le générateur est maximale pour un courant optimal et une tension optimale. Ce point est nommé PPM. Ensuite, nous remarquerons le point d'intersection entre les caractéristiques  $I(V)$  du générateur et celles des trois types de charges [38] :

1. Charge de type source de tension ( $R_1 > R_{opt}$ ), point-B.
2. Charge de type résistive ( $R = R_{opt}$ ), point A source de courant.
3. Charge de type source de courant ( $R_2 < R_{opt}$ ), point C.

Sur ces 3 points, la puissance fournie est respectivement P1, PPM et P2, comme l'illustre la Figure 2.18, les deux points (B et C) correspondant à une puissance en dessous de la puissance maximale disponible. Donc une perte d'une partie de la puissance produite aux bornes du générateur PV implique à la longue des pertes de production énergétique importantes.

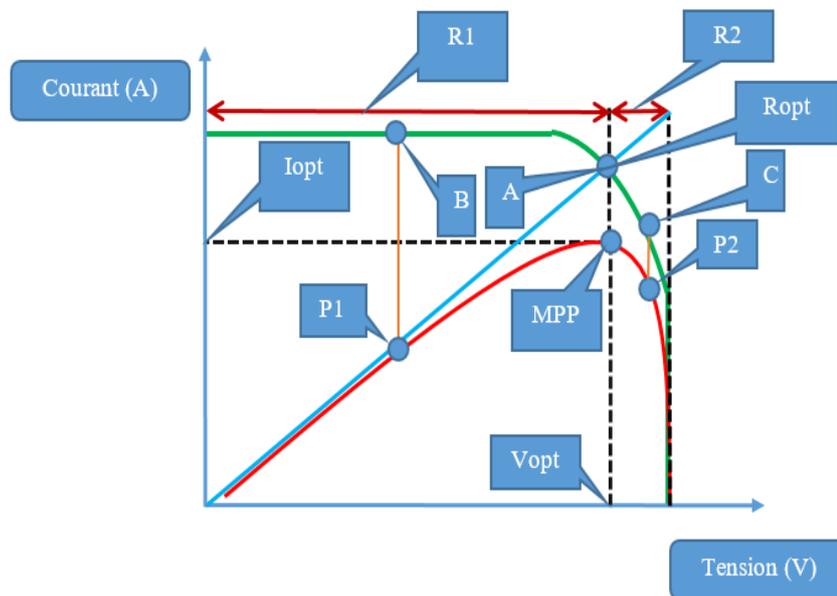


FIGURE 2.18 – Type de charge

### 2.5.1.1 Interprétation

L'accent sera mis sur le système PV puisqu'il a capté la majorité des investissements mondiaux [2]. Cependant, ce système présente à la fois des avantages et des inconvénients, ces derniers se manifestent en une incapacité à fonctionner à sa capacité de production. Point de puissance maximale lorsque le climat et les facteurs de charge changent [39–43]. Ces inconvénients sont dus à la connexion directe entre la charge et le générateur PV. Pour remédier à cet inconvénient, un étage d'adaptation représenté par un convertisseur DC-DC piloté par un contrôleur MPPT est généralement utilisé comme intermédiaire entre le générateur PV et la charge [44].

## 2.5.2 Connexion via l'étage d'adaptation

Comme nous l'avons vu précédemment, un générateur PV présente des caractéristiques  $I(V)$  non linéaires avec des PPM. La production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement, de la température, mais aussi du vieillissement global du système. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le générateur PV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

Pour obtenir, à tout moment, la puissance maximale disponible aux bornes du générateur photovoltaïque et de la transférer à la charge, la technique adoptée consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge [45] comme décrit la Figure 2.19 ci-dessous. Via une action de contrôle, cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant, le transfert de puissance maximale fournie par le générateur quelque soient les conditions météorologiques [46, 47].

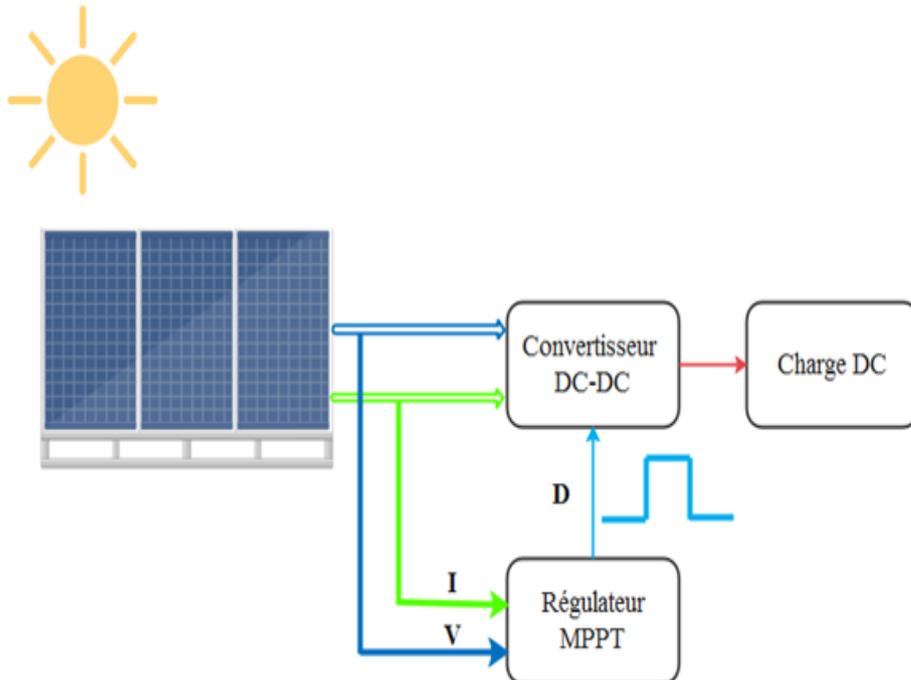


FIGURE 2.19 – Générateur PV contrôlé par une commande MPPT avec charge DC.

## 2.6 Convertisseurs

Le convertisseur DC-DC est l'organe qui doit contraindre le GPV à fonctionner dans son point de puissance optimale à travers l'algorithme d'extraction MPPT. En fait, l'algorithme MPPT définit la tension de référence qui correspond à la tension optimale ou au GPV de travail à sa puissance maximale. Par conséquent, on calcule un rapport cyclique  $D$  pour contrôler le convertisseur DC-DC.

Les dispositifs électroniques des nouvelles technologies doivent répondre à certains critères comme la haute qualité, la fiabilité, la dimension, le poids et le coût réduit [48]. Les régulateurs de puissance linéaires, qui fonctionnent à partir d'un diviseur de courant ou de tension, peuvent fournir une tension de sortie de très grande qualité [5, 48].

Les contrôleurs de commutation, appelés convertisseurs DC-DC, utilisent des commutateurs électroniques, fondés sur des semi-conducteurs comme : le thyristor, transistor de puissance ou l'IGBT, etc. parce qu'ils engendrent une faible perte de puissance lors de basculement d'un état à un autre [49]. Ces convertisseurs offrent une grande efficacité de conversion énergétique et peuvent fonctionner à haute fréquence. Les propriétés dynamiques des convertisseurs DC-DC s'améliorent à mesure que les fréquences de fonctionnement augmentent. Les hautes fréquences de fonctionnement permettent ainsi de réagir plus rapidement aux variations rapides du courant de charge ou de la tension d'entrée [50].

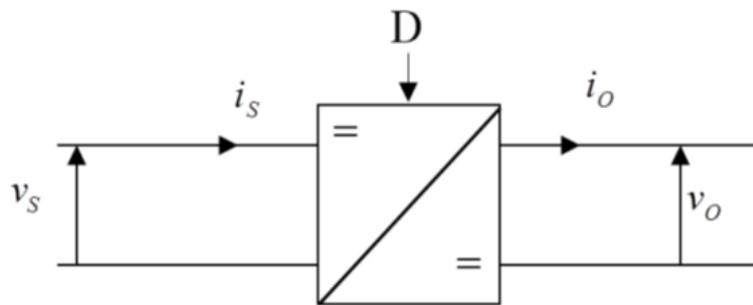


FIGURE 2.20 – Symbole d'un hacheur DC-DC

La Figure 2.20 montre le convertisseur DC-DC qui lie la source de tension continue à la charge. On le considère comme un transformateur à quantités électriques continues [51]. Les performances du convertisseur DC-DC lui permettent de réguler la tension de sortie DC

bien que les variations de charge et de ligne et de réduire les harmoniques de la tension de sortie DC au-dessous du niveau toléré [33] . Il y a plusieurs types de hacheurs DC-DC sur le marché, dans ce chapitre, on va passer en revue les convertisseurs suivants :

### 2.6.1 Convertisseur abaisseur (Buck)

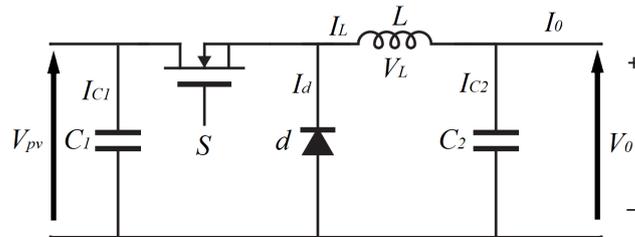


FIGURE 2.21 – Circuit électrique du Hacheur abaisseur

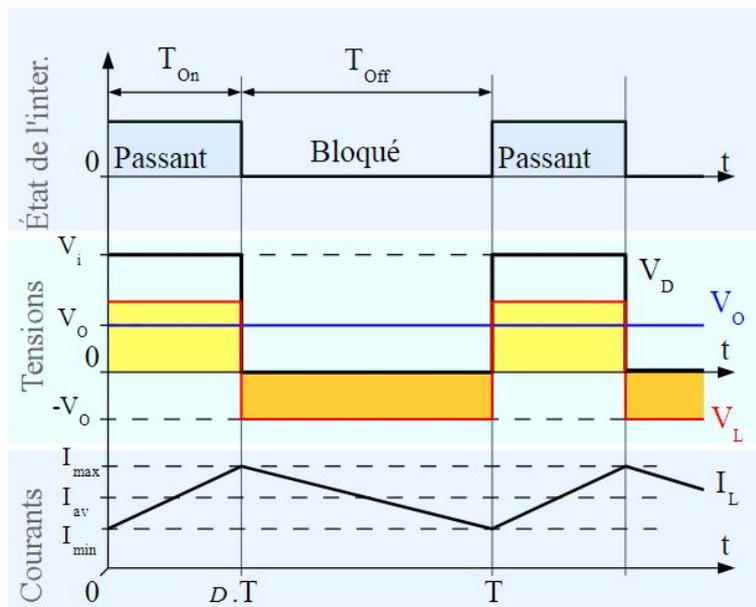


FIGURE 2.22 – tensions et courants d'entrée et de sortie du « Buck »

Le hacheur DC-DC abaisseur, illustré dans la Figure 2.21, convertit le voltage de la source en un voltage plus bas  $V_o$  [33, 52]. Ce convertisseur est constitué d'un commutateur S, de la diode d, qui protège S, et du filtre inductif L. lorsque l'interrupteur S est fermé, le courant  $i(t)$  circule vers la charge à travers l'inductance L qui se charge au fur et à mesure que le courant  $i(t)$  augmente durant  $t \in [0, D.T_s]$ , lorsque l'interrupteur S s'ouvre, l'inductance L libère l'énergie emmagasinée sous forme magnétique à la charge et la diode d est en état de conduction afin de protéger l'interrupteur, ce durant  $t \in [0, D.T_s]$  La tension et le courant

de sortie sont en fonction du rapport cyclique et de la fréquence [53–55]. Pour étudier le convertisseur abaisseur et extraire son modèle mathématique, on analyse le fonctionnement du circuit équivalent pour  $S$  ouvert et fermé. Pour  $t \in [0, D.T_s]$ ,  $S$  est fermé :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_{pv}(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_S(t) - V_0(t) \end{cases} \quad (2.12)$$

Pour  $t \in [0, D.T_s]$ ,  $S$  est ouvert :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_{pv}(t)}{dt} = i(t) \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_0(t) \end{cases} \quad (2.13)$$

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

$$\begin{cases} \frac{dV_{pv}}{dt} = \frac{(i_{pv} - i_L)}{C_1} \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{(Dv_{pv})}{L} \\ \frac{dV_0}{dt} = \frac{i_L - (v_0/R)}{C_2} \end{cases} \quad (2.14)$$

la Figure 2.22 [50] montre les formes d'ondes des courants inductif, capacitif, et de commutation.

$$V_L(t) = D(V_{pv} - V_0) + (1 - D)(-V_0) = 0 \quad (2.15)$$

La relation de la tension d'entrée  $V_{pv}$  et de sortie  $V_0$  en fonction du rapport cyclique  $D$  est donnée par l'équation (2.16) :

$$(V_{pv} - V_0) \times D \times T_s = V_0(1 - D) \times T_s \quad (2.16)$$

L'expression de la tension moyenne d'inductance peut être facilement dérivée de la forme d'onde sur la Figure 2.22. La tension moyenne d'inductance est égale à zéro en régime permanent.

A partir de l'équation (2.17), le rapport cyclique de conversion du hacheur dévolteur est donné par la forme suivante :

$$M(D) = V_0/V_{pv} = D \tag{2.17}$$

Le rapport de conversion  $M(D)$  varie proportionnellement avec le rapport cyclique du commutateur  $S$ .

### 2.6.2 Convertisseur élévateur (Boost)

La Figure 2.23 montre un hacheur élévateur « Boost » qui sert à convertir la tension continue d'entrée en une tension de sortie plus élevée. Ce hacheur inclut l'interrupteur ( $S$ ), l'inductance ( $L$ ), la diode qui protège  $S$  en empêchant le retour du courant et le condensateur  $C_2$  qui sert à lisser la tension de sortie [56, 57].

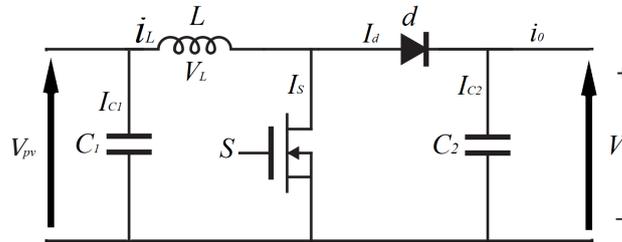


FIGURE 2.23 – Convertisseur élévateur (Boost).

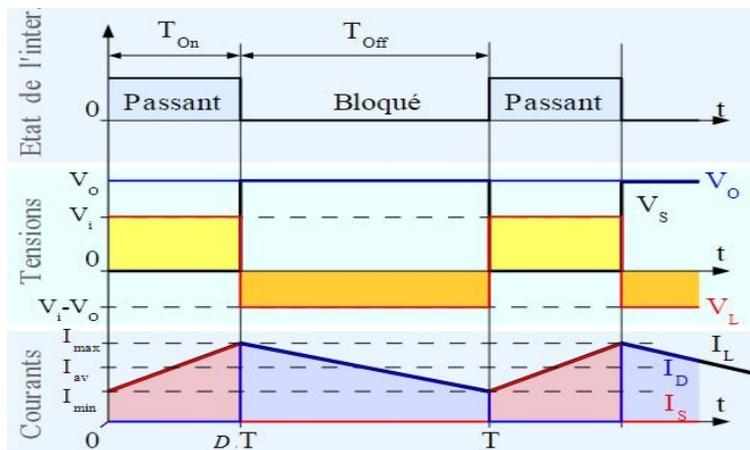


FIGURE 2.24 – Tensions et courants d'entrée et de sortie en  $D$  et  $T$ s pour un Boost.

selon la Figure 2.24 [50],  $S$  se ferme et la diode est polarisée en inverse pour  $t \in [0, D.T_s]$ .  $L$  se charge et le courant délivré par la source commence à augmenter progressivement. Pendant cet intervalle de temps on a :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_{pv}(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = -i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_{pv}(t) \end{cases} \quad (2.18)$$

Pour  $t \in [0, D.T_s]$ ,  $S$  est ouvert et  $L$  libère la tension emmagasinée qui s'ajoute à celle de la source pour alimenter la charge. On obtient l'ensemble d'équations suivantes :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_{pv}(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_{pv}(t) - V_0(t) \end{cases} \quad (2.19)$$

En considérant que la variation des grandeurs dynamiques  $i_0, V_{pv}, V_0$  est linéaire ; dans ce cas une représentation dynamique sur toute la période de hachage est donnée par :

$$\begin{cases} \frac{dV_{pv}}{dt} = \frac{(i_{pv} - i_L)}{C_1} \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{(v_{pv} - (1 - D)v_0)}{L} \\ \frac{dV_0}{dt} = \frac{(1 - D)\dot{i}_L - (v_0/R)}{C_2} \end{cases} \quad (2.20)$$

A partir des équations (2.18) et (2.19), on peut écrire l'équation suivante :

$$(V_{pv})DT_s = (V_0 - V_{pv}) \times (1 - D) \times T_s \quad (2.21)$$

Le rapport de conversion  $M(D)$  s'écrit sous la forme suivante :

$$M(D) = V_0/V_{pv} = 1/(1 - D) \quad (2.22)$$

Le dimensionnement du convertisseur élévateur doit répondre à certains critères en fonc-

tion du courant et de la tension d'entrée et de leurs ondulations maximales, de la fréquence de commutation et de la tension de charge [58]. Dans ce travail, les valeurs des différents composants du convertisseur boost sont choisies comme suit :

$$L = 0.5 \text{ mH}, \quad C_1 = 1000 \text{ } \mu\text{F}, \quad C_2 = 470 \text{ } \mu\text{F} \text{ [59]}.$$

### 2.6.3 Convertisseur élévateur - abaisseur (Buck-Boost)

Le hacheur dévolteur-survolteur, illustré à la Figure 2.25 combine les propriétés des deux convertisseurs précédents pour convertir une tension continue d'entrée à une tension de sortie de valeur souhaitée [60, 61].

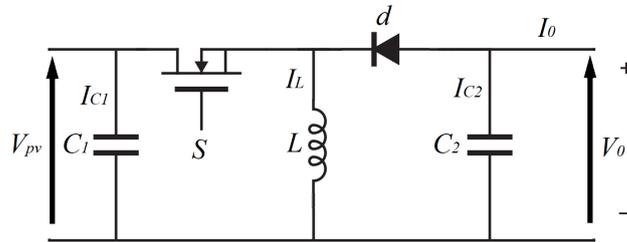


FIGURE 2.25 – Circuit équivalent du convertisseur Buck-Boost

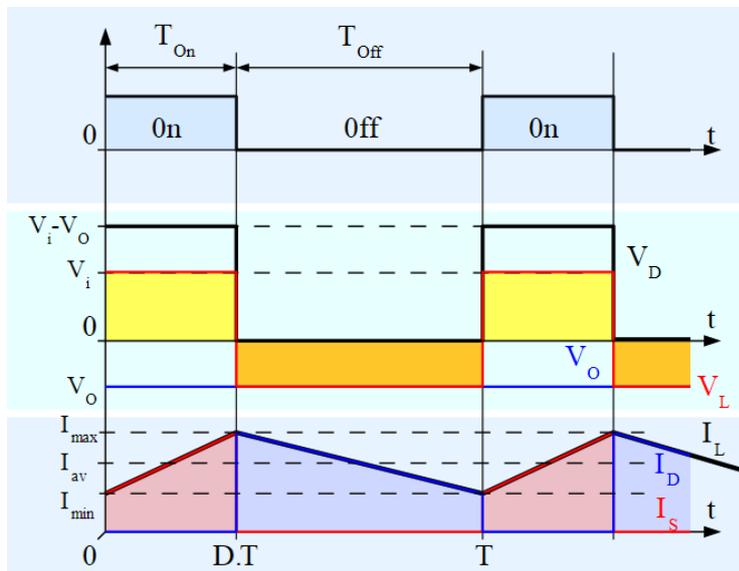


FIGURE 2.26 – Tensions et courants du convertisseur Buck-Boost.

Selon la Figure 2.25,  $S$  est en état de conduction durant l'intervalle  $t \in [0, D.T_s]$  .

L'inductance  $L$  se charge et on a :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_{pv}(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = -i_0(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_{pv}(t). \end{cases} \quad (2.23)$$

L'interrupteur S s'ouvre au début de l'intervalle  $t \in [0, D.T_s]$ . Le courant délivré par  $L$ , circule à travers la diode pour alimenter la charge. Puisque le courant est forcé à traverser la charge,

la tension de sortie  $V_0$  du convertisseur dévolteur-survolteur est négative par rapport à la masse et sa valeur peut être supérieure ou inférieure à la tension d'entrée  $V_{pv}$  [50]. On a l'ensemble d'équations suivantes :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_{pv}(t)}{dt} = i_L(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_0(t). \end{cases} \quad (2.24)$$

En réarrangeant les termes du système d'équation 2.24 on obtient le modèle mathématique équivalent du hacheur Buck-Boost fonctionnant en mode continu :

$$\begin{cases} \frac{dV_{pv}}{dt} = \frac{(i_{pv} - Di_L)}{C_1} \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{(Dv_{pv} + (1-D)v_0)}{L} \\ \frac{dV_0}{dt} = \frac{-(1-D)\dot{i}_l - (v_0/R)}{C_2} \end{cases} \quad (2.25)$$

En régime permanent, le rapport de conversion de convertisseur Buck-Boost s'écrit ainsi :

$$V_s \times DT_{pv} = V_0 \times (1 - D) \times T_S \quad (2.26)$$

$M(D)$  est calculé à partir de l'équation suivante :

$$M(D) = \frac{V_0}{V_{pv}} = \frac{D}{(1 - D)} \quad (2.27)$$

En ce qui suit, une revue sur les commandes MPPT classiques les plus utilisées dans la littérature :

## 2.6.4 Commandes MPPT classique

Depuis quelques dizaines d'années, plusieurs méthodes pour trouver MPP ont été élaborées. Ces techniques diffèrent dans de nombreux aspects tels que les capteurs requis, la complexité, le coût, la plage d'efficacité, la vitesse de convergence, le suivi correct lors de l'irradiation et/ou du changement de température, le matériel nécessaire à la mise en œuvre ou à la popularité, entre autres. Certaines des techniques MPPT classiques les plus populaires sont :

### 2.6.4.1 Méthode se basant sur le courant de court-circuit « Short Circuit Current MPPT (SCC) »

Cette méthode utilise le courant du module PV pour déterminer le courant de fonctionnement optimal pour exploiter la puissance de sortie maximale. Cette technique MPPT hors ligne semblait simple dans son implémentation d'algorithmique. Habituellement, il arrive que le courant à MPP ( $I_{mpp}$ ) apparaisse à proximité du courant de court-circuit  $I_{cc}$  dans certaines conditions environnementales aléatoires [62]. Le courant à la MPP peut être calculé en utilisant l'équation (2.28) suivante :

$$I_{mpp} = k_i \times I_{sc} \quad (2.28)$$

Où le facteur  $K_i$  varie entre 0,75 et 0,9 [63]. La condition ci-dessus révèle que cette stratégie n'est qu'une approximation, et par conséquent, elle ne fonctionne pas à MPP défini. La mise en œuvre de cette technique est illustrée à la Figure 2.27. Cette technique est

appropriée pour les applications à courant faible et à haute tension. En outre, l'opération de jour entier exige des estimations irrégulières d' $I_{sc}$ , entraînant la perte de puissance. Une nouvelle méthode hybride de (FCS) avec la méthode (P&O) qu'on va voir par la suite, est expliquée dans la référence [64]. Cette combinaison améliore l'efficacité globale du suivi, c'est-à-dire qu'elle donne 93,4% et 91,93% dans des conditions météorologiques normales et dynamiques, respectivement.

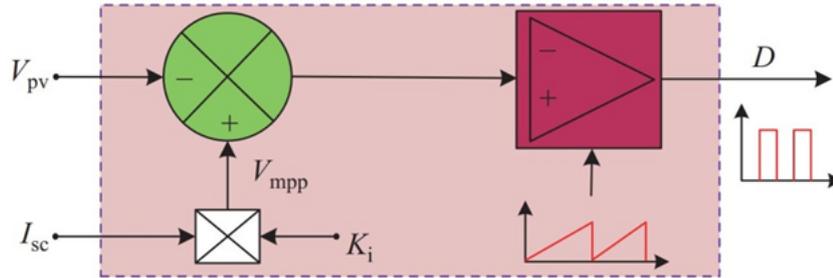


FIGURE 2.27 – Schéma fonctionnel de la méthode MPPT de SCC.

#### 2.6.4.2 Méthode se basant sur la tension constante « Constant Voltage (CV) Based MPPT Technique »

La méthode est simple, rapide et facile à mettre en œuvre, mais montre une précision limitée. Afin de faire fonctionner la puissance PV à proximité de la MPP, la méthodologie de contrôle implique la comparaison de cette tension PV avec une tension de référence fixe équivalente à la  $V_{mpp}$ . Cette technique de CV utilisée pour des conditions d'irradiation uniformes néglige l'effet de l'insolation et de la température. Cette technique de CV estime le point MPP un peu loin de la MPP authentique. Ainsi, le point de fonctionnement ne coordonne pas le MPP, et la prise en compte de différentes positions topographique nécessaires pour la tension de référence optimale diminue la valeur d'erreur. Le schéma schématique de technique MPPT CV MPPT est illustré à la Figure 2.28 .

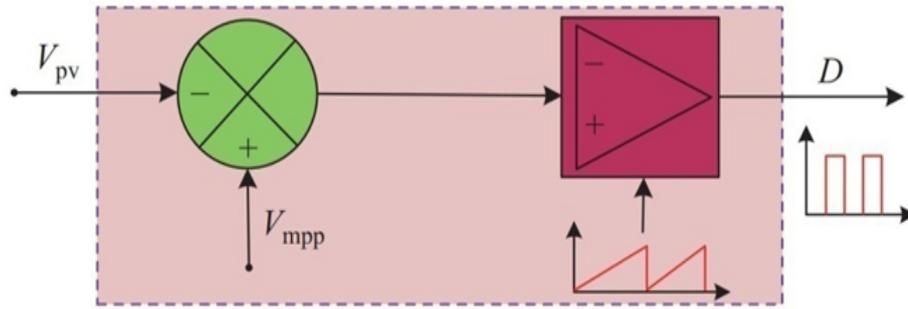


FIGURE 2.28 – Schéma fonctionnel de la technique MPPT CV.

Dans cette méthode, les capteurs requis sont limités à un, c'est-à-dire, pour la mesure de la tension afin d'avoir la tension  $V_{PV}$  du module PV pour obtenir le bon rapport cyclique pour le convertisseur [65]. Cette technique nécessite de mesurer le  $V_{oc}$  à intervalles réguliers. De plus, cette technique s'applique à la condition où la variation de température est inférieure. Les auteurs dans [66–68] font la réalisation pratique du nouvel algorithme MPPT en utilisant le convertisseur DC-DC, qui permet aux chercheurs de trouver le point optimal avec précision. Cet algorithme utilise FM80-150VDC d'Out Back Power Systèmes comme produit commercial pour vérifier l'efficacité de ce MPPT.

### 2.6.4.3 Méthode se basant sur la tension de référence adaptative « Adaptive Référence Voltage (ARV)- base MPPT Technique »

La méthodologie ARV tient en compte les conditions climatiques, contrairement au CV MPPT. Afin d'estimer les niveaux de la température  $T$  et l'irradiation  $G$  en utilisant deux capteurs supplémentaires que le système CV traditionnel et un capteur supplémentaire que la méthode P&O rend ce système un peu coûteux. Cependant, l'augmentation de l'efficacité a compensé ce facteur de coût. Le système MPPT basé sur ARV est la stratégie d'extension à la technique de tension constante, car il a la flexibilité de fonctionner dans des conditions météorologiques changeantes. Les niveaux délibérés de rayonnement et de température ajustent la RV (tension de référence) pour MPPT. Le modèle de bloc schématique de la méthode MPPT à base ARV est donné dans la Figure 2.29. L'étendue de travail du rayonnement à une température donnée est séparée en plusieurs divisions, et le RV de comparaison est

enregistré hors ligne dans un tableau de vérité. L'erreur entre les tensions PV de référence est évaluée et compensée à l'aide du contrôleur proportionnel intégral (PI) correspondant pour générer un D proportionnel raisonnable au convertisseur de raccord utilisé. [24] à travers la comparaison de simulation de cette méthode avec la technique CV. Les gains d'efficacité sont presque similaires ( $> 99,7\%$ ) pour les deux techniques dans des conditions de rayonnement constant (près de  $1000 \text{ W/m}^2$ ).

Cependant, pour le CV, l'efficacité tombe à  $98,3\%$  lorsque l'irradiation tombe à  $400 \text{ W/m}^2$  alors que cette technique ARV détient la même efficacité dans toutes les conditions de rayonnement variables.

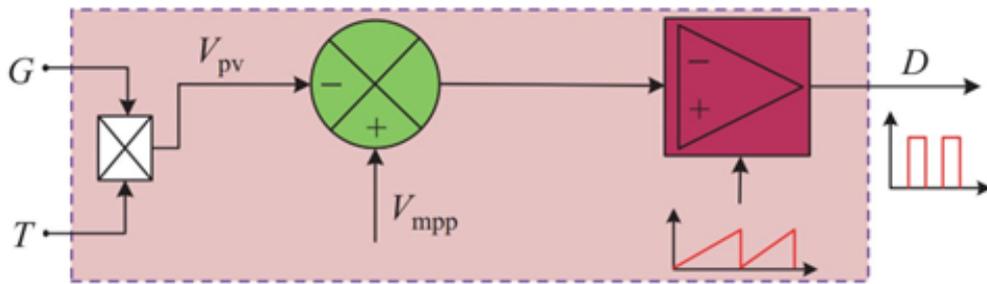


FIGURE 2.29 – Schéma fonctionnel de la technique ARV MPPT

#### 2.6.4.4 Méthode se basant sur la Tension en circuit ouvert « Open Circuit Voltage MPPT (OCV) »

Cette MPPT OCC, également une autre technique hors ligne, mesure un paramètre hors ligne, la tension en circuit ouvert  $V_{oc}$ , qui sera plus proche de la ( $V_{mpp}$ ). La relation entre ( $V_{mpp}$ ) et  $V_{oc}$  est donnée par (2.29)

$$V_{mpp} = k_v \times V_{ov} \quad (2.29)$$

La valeur  $K_v$  déterminée pratiquement se situe dans la plage de 0,7 et 0,8 [69,70] et peut être connue à l'aide de la fiche technique fournie par le fabricant. La Figure 2.30 est illustrée à La mise en œuvre de cette technique.

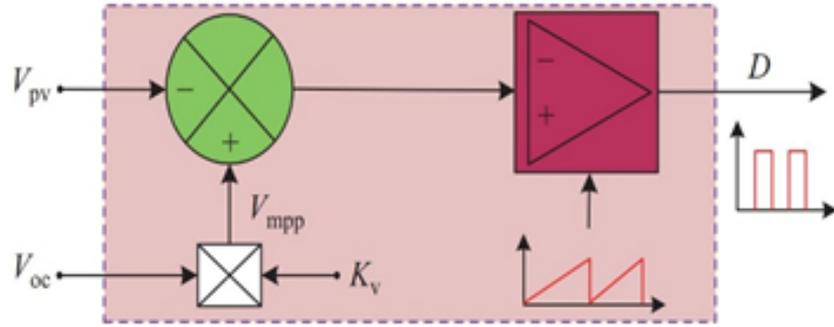


FIGURE 2.30 – Schéma fonctionnel de la méthode OCV MPPT.

Il est plus adéquat pour les applications à basse tension et à courant élevé, car il est principalement basé sur la règle de l'approximation. L'inconvénient de cette méthode sera la mesure irrégulière de  $V_{oc}$ , qui entraîne une utilisation inutile de la puissance. Après avoir obtenu la valeur approximative de  $V_{mpp}$ , un contrôleur en boucle fermée est utilisé pour atteindre la tension désirée. Comme la connexion n'est qu'une estimation, le panneau PV, en fait, ne fonctionne jamais au MPP [71] on invente une technique améliorée de  $V_{CO}$  appelée (minuterie intelligente), qui peut aussi suivre le MPP dans les CSP. Cette minuterie intelligente permet d'estimer la fréquence de l'échantillon et du circuit de retenue. La mise en œuvre matérielle de cette technique est effectuée, et l'efficacité est comparée avec OCV conventionnel. Cette technique est bonne pour les applications de faible consommation d'énergie, elle avait donc un champ d'application plus large. Elle utilise l'estimateur LTC1440, l'estimateur DG412, la minuterie intelligente NSL-19M51 pour l'échantillonnage et les valeurs qu'elle suit.

#### 2.6.4.5 Méthode de la cellule pilote

Afin d'éviter les problèmes éventuels liés à l'interruption du fonctionnement normal du système photovoltaïque, une cellule pilote est utilisée par le processus de poursuite au lieu du générateur photovoltaïque [72].

$$k_3 = \frac{V_{mpp}}{V_{cocellule}} \cong \text{constant} < 1 \quad (2.30)$$

Les valeurs de  $k_3$  seront appliquées au générateur photovoltaïque. Cette solution est

donc simple et économique. Il est supposé dans ce cas, que la cellule pilote à des propriétés identiques à chaque cellule du générateur photovoltaïque principal.

#### 2.6.4.6 Méthode de l'escalade de la colline « Hill Climbing Methods (HC) »

Cette très simple technique est largement utilisée dans les systèmes photovoltaïques puisqu'elle n'exige pas une connaissance au préalable ou un modèle des caractéristiques de la source. Cette technique consiste à faire monter le point de fonctionnement de la caractéristique du générateur présentant un maximum (Figure 2.31). Pour cela, deux pentes sont possibles. En théorie, la recherche s'arrête lorsque le point de puissance maximum est atteint. Cette méthode s'appuie sur la relation entre la puissance du panneau et la valeur du rapport cyclique appliqué au convertisseur DC/DC. Lorsque  $dP_{PV}/dD$  est forcé à zéro par la commutateur du convertisseur ; alors le point de puissance maximale sera atteint [72].

L'algorithme de cette méthode est montré à la Figure 2.32. La valeur de la variable  $S$  prend la valeur « 1 » ou « -1 » suivant la direction que lon doit donner à la recherche pour augmenter la puissance en sortie du panneau. Périodiquement, la puissance  $P_{PV}(k)$  est comparée à la valeur déterminée précédemment  $P_{PV}(k - 1)$ , en fonction du résultat de la comparaison, le signe de la valeur  $S$  change ou reste identique. Ceci provoque le rapport cyclique à l'augmentation ou à la diminution. Dès que le point de puissance maximum est atteint, le système oscille autour de ce dernier indéfiniment. L'amplitude des oscillations dépend de la valeur du pas choisi. Donc, pour des oscillations de forte amplitude, une perte occasionnelle de recherche survient lorsque les conditions météorologiques changent brusquement.

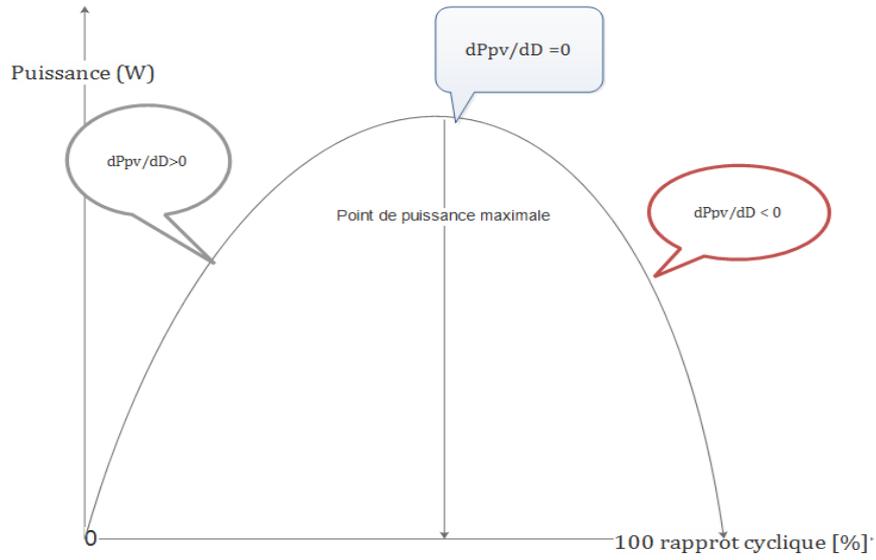


FIGURE 2.31 – La caractéristique puissance-rapport cyclique

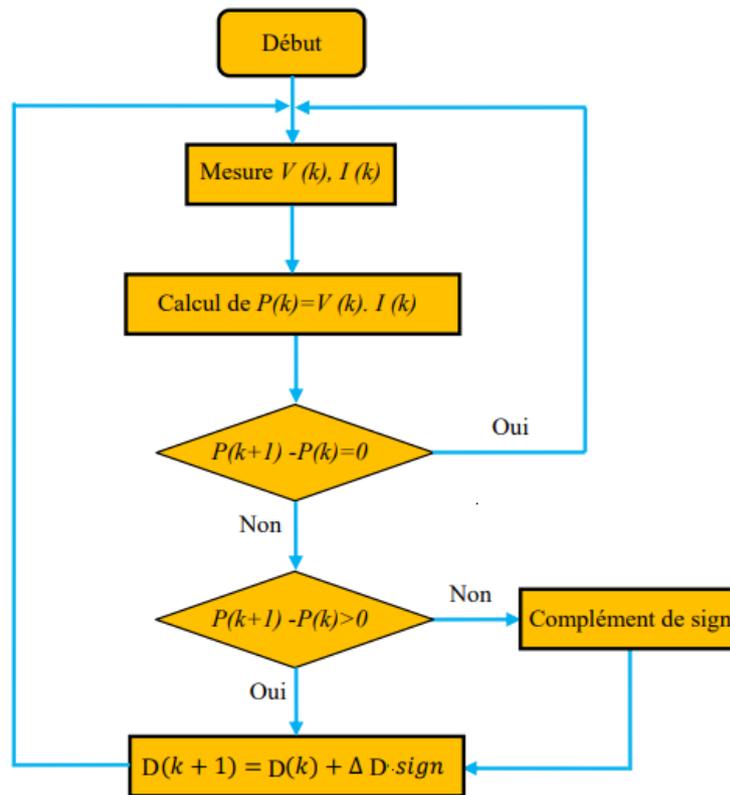


FIGURE 2.32 – Organigramme de la méthode de l’escalade de la colline

### 2.6.4.7 Méthode de perturbation et observation « Perturb and Observe (P&O) MPPT »

Plus simple dans son algorithme et facile à mettre en œuvre sur n'importe quel micro-contrôleur, rendant ce P&O MPPT convivial, permettant à la plupart des auteurs d'implémenter pour leurs applications. Une étude documentaire révèle que cette technique repose sur la méthode d'essai et d'erreur pour rechercher et suivre le MPP [63, 73, 74].

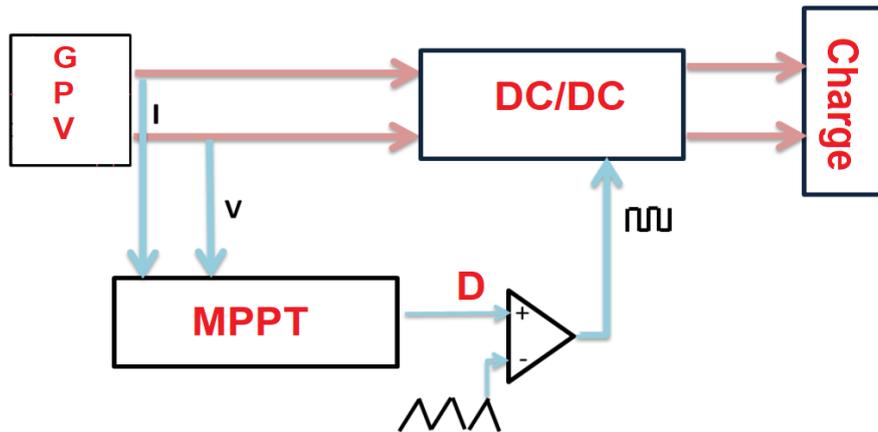


FIGURE 2.33 – P&O classique avec pas de perturbation fixe

Le calcul P&O compare la puissance obtenue en deux points sur une courbe P-V et compare ensuite la position de la tension. Ensuite, la tension est mise à jour en conséquence (à gauche ou à droite de la courbe (P-V) afin de suivre le MPP. La représentation schématique de cette technique P&O est montrée à la Figure 2.33. Fondamentalement, cette stratégie vérifie l'évolution de la puissance du module  $PV(dP)$ , puis vérifie le signe de tension de la cellule PV ( $dV$ ). Selon les valeurs obtenues, D est perturbé. Les données de courbe  $P - V$  sont utilisées pour analyser le mouvement réel du point de fonctionnement. Selon la courbe, si le  $(dP/dV)$  est positif, alors le point réel semble être dans la moitié gauche du MPP ; sinon, dans la moitié droite. De plus, ce processus se poursuit jusqu'à ce que  $(dP/dV)$  soit équivalent à zéro.

L'organigramme de l'algorithme est illustré à la Figure 2.34. Au point extrême de toute courbe  $P - V$ , MPP est donné par (3). La position du MPP (gauche ou droite) est déterminée en utilisant (4), (5).

L'environnement d'exécution basé sur le microcontrôleur est terminé avec l'utilisation de deux capteurs afin de lire à la fois la tension et le courant du module PV. Se référant au document rédigé par [75], il est révélé que le temps nécessaire pour atteindre le MPP est de 2,5 secondes et que son efficacité de suivi est d'environ 97,6%. La configuration comprend Simulink sur la carte de contrôle de l'interface matérielle DSpace 1103 avec Texas Instruments TMS320F335.

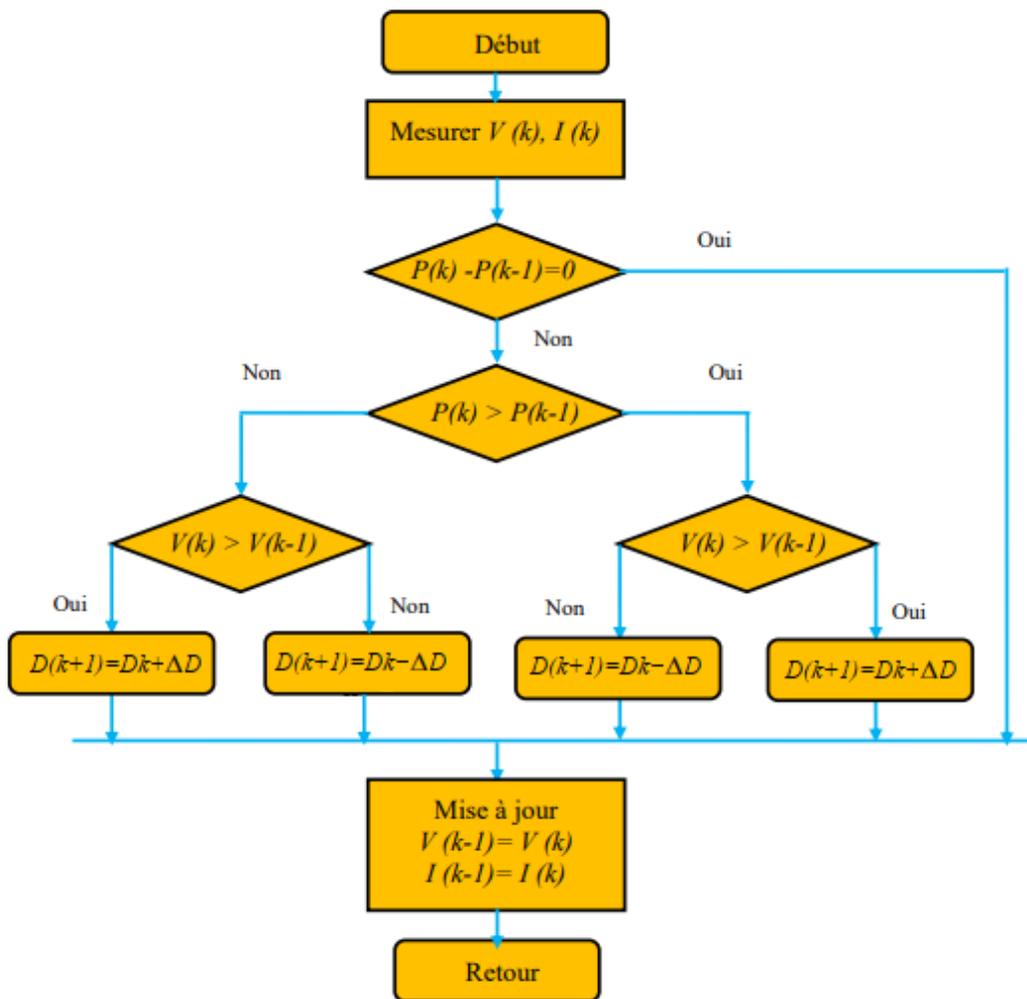


FIGURE 2.34 – Organigramme de l'algorithme P&O.

#### 2.6.4.8 Méthode de conductance incrémental (CON-INC) « Incrementale Conductance (INC-CON) MPPT »

Cette stratégie utilise essentiellement la même façon de P&O pour atteindre MPP, cependant, elle utilise la relation unique de la courbe  $I - V$  (courbe courant-tension). Ce calcul

comprend les estimations de courant et de tension du module PV et calculer le dérivé du courant du module PV ( $dI$ ) et de la tension du module PV ( $dV$ ) [76].

La courbe courant-tension est utilisée pour décider de la trajectoire du point de fonctionnement. En raison de son imprévisibilité moyenne et de sa meilleure exécution ultérieure comparée avec la technique *P&O*, il a toutes les qualités d'être la plus connue dans la littérature pour des conditions uniformes [77, 78].

La stratégie CON-INC dépend de la façon dont la dérivée de la puissance de sortie  $P_{pv}$  la tension du panneau  $V_{pv}$  est équivalente à zéro à la MPP. La stratégie d'exécution de CON-INC à travers l'organigramme est illustrée à la Figure 2.35. Dans cette méthode, toutes les données seront destinées à utiliser la pente de la courbe P-V du système et à suivre le MPP avec ces données. Si la pente de la courbe P-V ou la dérivée de la puissance du réseau PV ( $dP/dV$ ) est nulle, alors seul le processus de suivi est réalisé. Chaque fois que les conditions atmosphériques changent rapidement, le suivi de la MPP sera plus difficile, et le taux de suivi diminue également du taux exponentiel en raison du changement constant de la courbe P-V. Il n'est pas facile de maintenir le point de fonctionnement à la MPP dans ces conditions. De nombreuses techniques adaptatives de pas variable introduisent pour extraire MPP sans oscillations.

Comme indiqué dans la référence [66], cette stratégie mise en œuvre sur la carte contrôleur peut atteindre MPP en 2,3 secondes, et son rendement est d'environ 98,5%. Plus les incréments du système sont importants, plus l'efficacité du suivi est élevée. Cependant, le système oscillera autour du MPP avec les augmentations les plus élevées, ce qui entraîne également un rendement inefficace du MPP. Les références [77-80] donnent les méthodologies techniques CON-INC modifiées [35] présentent l'implantation matérielle de la méthode CON-INC améliorée dans l'environnement de microcontrôleur TMDS SOLAR EXP KIT (Solar explorer kit) C2000.

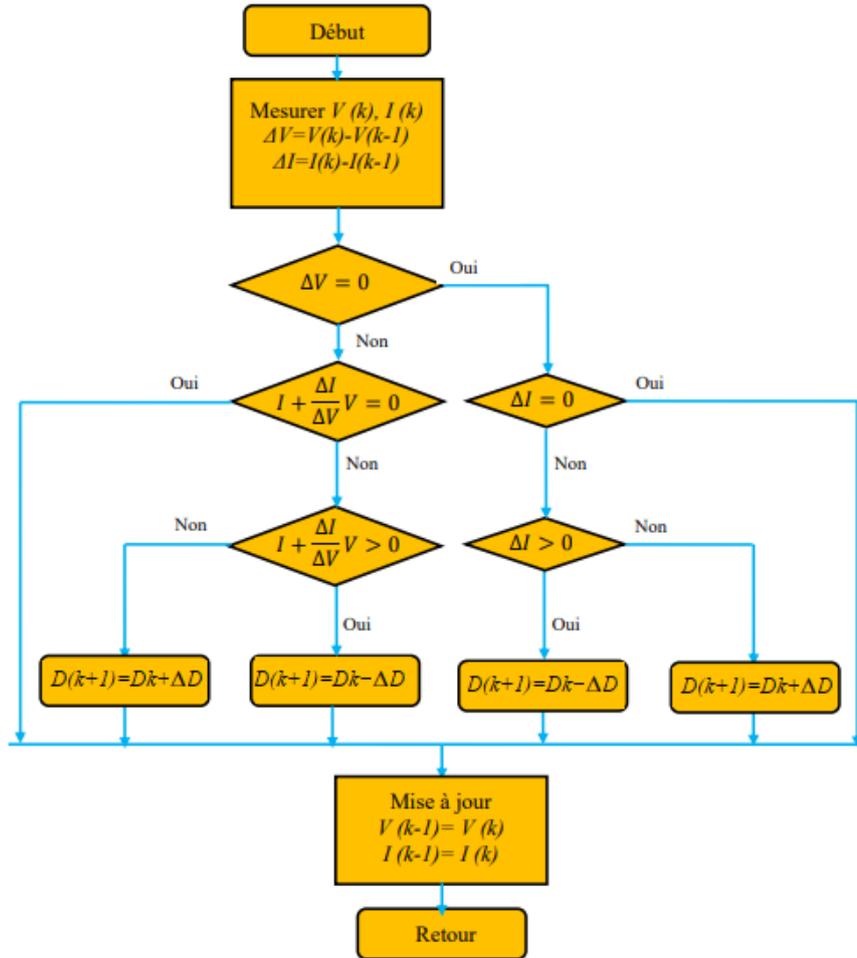


FIGURE 2.35 – Organigramme de l’algorithme CON-INC.

Parmi les méthodes MPPT les plus anciennes et les plus courantes, on trouve l’algorithme de perturbation et d’observation (P&O) [81], l’algorithme de conductance incrémentale (CON-INC) [82], l’algorithme de Hill climbing (HC) [83], l’algorithme de courant de court-circuit [84], l’algorithme de tension en circuit ouvert [84], etc. Toutes ces techniques peuvent suivre le MPP, mais il y a une évidente supériorité de l’algorithme CON-INC sur les autres dans de nombreux cas [8, 62]; c’est pourquoi l’accent est mis sur l’algorithme CON-INC dans la suite de notre travail.

## 2.7 Conclusion

Dans ce chapitre, une étude sur la production directe d'électricité à partir d'une irradiation solaire est présentée. Commencant par la définition de l'effet PV, en passant par la composition, la protection et l'installation des GPV. Différentes structures et applications des systèmes PV ont été exposées.

Un modèle mathématique a été établi pour ce phénomène physique. Ce qui permet de tracer les caractéristiques de la cellule PV pour les différents paramètres influant (effets résistifs et conditions climatiques). La caractéristique courant-tension est fortement non linéaire et présente un seul point de fonctionnement optimal.

L'insertion de convertisseurs statiques avec une commande appropriée, entre le générateur et sa charge, permet d'optimiser le transfert de l'énergie. Au chapitre deux, on présente une analyse sur les différentes topologies de ces convertisseurs. Le convertisseur Boost est choisi dans cette étude grâce à sa structure simple et son rapport de transformation en tension le plus élevé par rapport aux autres topologies. Après avoir déterminé le convertisseur adopté, on a présenté quelques techniques MPPT existantes qui permettent de faire fonctionner le GPV à sa puissance maximale. La conception d'un étage d'adaptation muni d'un algorithme MPPT permet d'optimiser la conversion énergétique et de relier aisément un GPV à sa charge.

# Chapitre 3

## COMMANDE MPPT À BASE DE L'ALGORITHME CONDUCTANCE INCREMENTALE À PAS VARIABLE

### 3.1 Introduction

Les algorithmes P&O et CON-INC conventionnels les plus utilisés sont basés sur une commande à un étage dans laquelle le commutateur du convertisseur DC-DC est contrôlé directement via un rapport cyclique, qui est également mis à jour à chaque pas de temps par un pas fixe [81, 82]. Lors de la sélection de pas important, la puissance du module PV résultante oscillera à la puissance de pointe.

De surcroît, en sélectionnant un petit pas, la réponse du système PV sera lente. Pour contourner ces inconvénients, un certain nombre d'algorithmes à un seul étage avec un pas variable ont été proposés dans la littérature [85, 86]. Dans ces méthodes, le pas varie dans le temps avec une variation positive/négative de la pente de puissance. Lorsque le MPP est atteint, le pas sera nul, ce qui peut donner lieu à une puissance de sortie régulière. Dans ce qui suit, le principe de conception de MPPT CON-INC du pas variable est présenté.

## 3.2 Revue

D'une part, la méthode MPPT CON-INC adopte de pas fixe. Un paramètre plus grand permet de réaliser une dynamique plus rapide, mais conduit à des oscillations en régime permanent et à une faible efficacité. D'autre part, un paramètre plus petit réduit la vitesse de réponse dans des conditions qui changent rapidement. Par voie de conséquence, il est nécessaire de concevoir un pas satisfaisant pour un compromis entre les oscillations de l'état stationnaire et la dynamique [87]. Pour résoudre le problème susmentionné, les chercheurs ont présenté plusieurs nouveaux algorithmes MPPT, qui peuvent être appliqués à un environnement changeant rapidement et fournir une bonne dynamique de réponse transitoire et une faible oscillation en régime permanent [88, 89].

Plus précisément, ces nouveaux algorithmes MPPT incluent des techniques de pas à taille variable (VSS) qui adoptent plusieurs pas fixes, définis par des points de fonctionnement [88, 89], des algorithmes VSS adaptatifs [90, 91], des méthodes qui estiment les emplacements MPP par des modèles mathématiques [92], et des algorithmes avancés qui calculent le point de puissance maximale (MPP) par des contrôleurs flous [93], un contrôle de recherche d'extremum [94], et un contrôle en mode glissant [25]. Parmi ces algorithmes, l'attention a été portée sur les algorithmes VSS adaptatifs car ils permettent un calcul simple et sont faciles à réaliser et à intégrer avec les algorithmes P&O ou INC courants. Pour les algorithmes VSS adaptatifs, l'étape de perturbation est déterminée sur la base des éléments suivants : (1) pente de la puissance par rapport à la tension ( $dP/dV$ ) [90–92, 94, 95]; (2) dérivée de la puissance par rapport au rapport cyclique ( $dP/dD$ ) [25]; (3) tangente de la puissance par rapport au courant ( $dP/dI$ ) [25]; (4) gradient du courant par rapport au rapport cyclique ( $dI/dD$ ) [25]; (5) dérivée de la puissance par rapport à la différence entre la tension et le courant ( $dP/(dV - dI)$ ) [13]; (6) variation de la puissance ( $dP$ ) [96]. Dans les algorithmes VSS adaptatifs, les variables ci-dessus doivent être multipliées par un facteur d'échelle pour déterminer le pas de perturbation requis. Cependant, la performance de l'algorithme VSS adaptatif est essentiellement déterminée par le facteur d'échelle. Le réglage manuel de ce paramètre est lent et fastidieux, et une sélection particulière du facteur d'échelle constant

ne permet d'obtenir une performance optimale que pour un certain niveau d'irradiation. En d'autres termes, si le même facteur d'échelle est utilisé pour tous les niveaux d'irradiation, les performances du système ne sont optimales que dans une condition spécifique, mais sont relativement moins bonnes (oscillation ou dynamique lente) dans d'autres conditions. Par conséquent, l'ajustement automatique du facteur d'échelle par  $(k_1 - k_2 \times P)$  a été proposé pour résoudre ces problèmes [25]; cependant, cette méthode exige que les deux valeurs constantes ( $k_1$  et  $k_2$ ) soient déterminées, et il est impossible de garantir que les deux valeurs sont optimales. Une autre solution consiste à sélectionner deux valeurs de facteurs d'échelle différentes en fonction de la gamme de niveaux d'irradiation (c'est-à-dire irradiation élevée et irradiation faible) [97]. Néanmoins, les performances du système ne peuvent pas être optimisées pour d'autres niveaux d'irradiation.

Dans la Réf [96] a été présenté l'algorithme CON-INC à pas variable pour augmenter la vitesse de suivi du contrôleur MPPT. La méthode de CON-INC détermine la direction du rayonnement pour effectuer une variation de tension dans des conditions de changement rapide; en outre, elle calcule également le MPP. Ainsi, le problème d'oscillation de l'algorithme P&O autour de MPP est éliminé. Pour des conditions de rayonnement uniformes, il n'y a pas de différence significative entre l'efficacité de ces deux méthodes [65, 98]. La méthode de COND-INC a été déterminée pour fonctionner avec plus d'efficacité dans des conditions générées aléatoirement [32, 99]. Cependant, le coût de la méthode CON-INC est élevé en raison des exigences de conformité d'échantillonnage élevée et de contrôle de la vitesse en raison de la structure complexe. Classiquement, la méthode CON-INC est la technique la plus utilisée comme une partie de l'algorithme d'escalade de colline, mais il a l'inconvénient dans la prise de décision que la vitesse augmente proportionnellement au pas de l'erreur. Toutefois, un pas d'erreur plus élevée réduit l'efficacité des erreurs de MPPT et de direction sous l'effet des changements atmosphériques rapides dans [100]. L'une des principales difficultés que pose la mise en œuvre de la méthode du PCI est le choix du pas de changement de tension fixe pour satisfaire simultanément la vitesse de suivi et maintenir le MPP. Un grand pas de changement de tension aide le système à s'approcher rapidement des MPP. De

surcôt, cette valeur élevée induit généralement des oscillations persistantes autour du MPP si aucune autre contre-mesure spéciale n'a été prise. Les problèmes liés à l'utilisation d'une petite échelle de changement de tension sont à l'opposé.

Dans la Réf [101] on a présenté un algorithme amélioré de CON-INC qui utilise un pas à tension variable pour estimer le compromis entre les réponses dynamiques et le compromis entre la réponse dynamique et l'oscillation à l'état stable par rapport au pas. Ceci réduit les oscillations et améliore l'efficacité énergétique du convertisseur de *PVPS* et les questions de conception des paramètres du pas variable sont aussi discutées. [102] Ont mis au point un algorithme utilisant la programmation en C de manière à pouvoir résister aux variations de paramètres telles que les variations de température et la tension variable de la batterie. Cette méthode donne une très bonne capacité d'augmentation de la source PV à la charge par la simulation VMPPT.

Dans la Réf [103], on a expliqué la comparaison entre quatre techniques de base de MPPT dans des conditions stables et environnementales variables avec le modèle MATLAB. De ces méthodes, le CON-INC donne de bonnes performances dynamiques en ce qui concerne les changements dans les conditions météorologiques. Et il est constaté que le COND-INC est complexe pour la mise en œuvre avec deux capteurs, en ce qui concerne l'efficacité et les pertes de puissance, elles sont concernées. [104] Ont mis en œuvre le MPPT multidimensionnel dans les systèmes photovoltaïques dans des conditions météorologiques changeantes de façon dynamique basées sur la fusion de deux algorithmes. [105] on explique la méthode de CON-INC basée sur le MPPT pour répondre au MPP de la tension de sortie de la cellule solaire et au rapport de service du convertisseur sans capteur de courant. En comparant les méthodes d'escalade ou de perturbation et d'observation et de CON-INC, la tension de la cellule est perturbée pour chaque cycle MPPT et la puissance de sortie de la cellule est également calculée. Pour surmonter les oscillations dans la méthode de CON-INC, l'algorithme MPPT basé sur P&O est utilisé.

Dans la Réf [106] on teste la CON-INC pour les modèles PV dans des conditions environnementales changeantes en utilisant le convertisseur DC-DC comme étape d'isolation par

le biais de la charge connectée PV à la tension maximale requise. La Réf [67] a discuté de la dépendance des PPM à l'égard de la température et de l'isolation solaire. Dans cette différente MPPT de contrôle des modes pour obtenir le maximum de puissance du réseau solaire comme le contrôle de tension constante, CON-INC conditions deux modes MPPT algorithme de contrôle. La Réf [107] a présenté Hill Climbing en utilisant la CON-INC pour suivre le point de puissance maximale afin d'obtenir la puissance de sortie maximale d'un panneau photovoltaïque. Ici, le cycle de service optimal résulte en une puissance maximale fournie du panneau PV par le convertisseur DC/DC à la charge. Mais ici le point de fonctionnement du réseau PV oscille autour du MPP avec la cause de la perte de puissance.

### 3.3 APPROCHE I

Dans des conditions d'ombre locale, la courbe de puissance par rapport à la tension des réseaux PV affiche plusieurs pics, et l'algorithme MPPT traditionnel est facile à tomber dans le point de puissance maximum local. Face à ce problème, les chercheurs nationaux et étrangers ont proposé deux solutions :

Premièrement, compenser ou optimiser la structure des réseaux photovoltaïques dans des conditions d'ombre et le problème d'optimisation multi-pics devient un problème d'optimisation à pic unique [84, 108].

Deuxièmement, un nouvel algorithme d'optimisation multi-pics est proposé en étudiant les caractéristiques de sortie des tableaux PV dans des conditions d'ombre. La première solution, la topologie du réseau PV est reconstruite pour éliminer l'influence négative de l'ombre [109], l'unité de compensation de puissance des modules PV affectés est connectée en parallèle pour éliminer de multiples caractéristiques de points extrêmes [110]. Cette approche nécessite des circuits matériels supplémentaires et le coût du système est élevé et le contrôle est complexe. Cette approche comporte des lacunes évidentes. Dans la seconde solution, le suivi de la puissance maximale à plusieurs pics peut être réalisé en utilisant l'algorithme proposé en [108] sans matériel supplémentaire.

L'algorithme MPPT traditionnel est rarement utilisé pour résoudre le problème de suivi

du point de puissance maximum multi-pics. Basé sur la méthode de CON-INC, dans la référence [108] une nouvelle méthode MPPT CON-INC à pas d'une taille variable a été proposée. L'algorithme peut ajuster la taille de l'incrément automatiquement en fonction de la puissance des panneaux PV par rapport à la courbe de tension. Si le point de fonctionnement est loin de MPP, il augmente la taille du pas qui permet une capacité de suivi rapide. Si le point de fonctionnement est proche du MPP, le pas devient très petite que l'oscillation est bien réduite contribuant à une plus grande efficacité.

L'organigramme de l'algorithme INC MPPT du pas variable adaptative est illustré à la Figure 3.1. Le pas itérative incrémentale de la tension de référence est adaptative.

Où  $U(k)$  et  $I(k)$  sont la tension de sortie et le courant de sortie de l'échantillonnage du réseau PV au temps  $k$ . Les perturbations incrémentales, qu'elles agissent sur le rapport cyclique ou la tension de référence, doivent optimiser l'amplitude du pas de perturbation. Il est proposé que l'amplitude du pas de perturbation dépend directement du dérivé de puissance [96]. Dans le document, une formule de contrôle direct pour l'amplitude de la taille de l'échelon de la tension de référence est décrite comme suit :

$$\text{pas} = \left| \frac{dP}{dU} \right| = N \times |\Delta P / \Delta U| = N \times \left| \frac{(P(K) - P(K - 1))}{(U(K) - U(K - 1))} \right| \quad (3.1)$$

Le pas devient petit quand  $dP/dU$  devient très petite autour du MPP, Dans la formule, le coefficient  $N$  est le facteur d'échelle qui est accordé au moment de la conception pour ajuster la taille du pas. Le facteur d'échelle  $N$  peut sérieusement affecter la performance de suivi. Si les paramètres sont simplement ajustés manuellement, le processus sera très fastidieux, et les résultats ne peuvent être appliqués qu'à des systèmes spécifiques. Selon la littérature [96], une formule simple pour déterminer le facteur d'échelle  $N$ .

$$N < (\Delta U)_{mas} \left| \frac{dP}{dU} \right|_{(\text{la taille du pas fix}=\Delta U_{max})} \quad (3.2)$$

Où  $U_{max}$  est le changement de pas maximum de la tension de référence lors de la conception de l'algorithme CON-INC MPPT du pas fixe. Pour l'algorithme traditionnel CON-INC

MPPT au pas fixe, un pas grand est un bon choix dans la phase initiale. La perturbation de pas grand est excellente à l'étape initiale du suivi dynamique, mais elle ne peut pas répondre aux exigences en régime permanent. Il produira des oscillations stationnaires qui provoqueront des pertes de puissance supplémentaires. Dans la phase de démarrage, l'algorithme adaptatif du pas variable est un algorithme du pas fixe avec la taille maximale de pas, afin d'approcher rapidement le point de puissance maximum et d'améliorer la vitesse d'optimisation. Par conséquent, si 3.2 ne peut pas être satisfait, la taille du pas de CON-INC MPPT fonctionnera avec la taille du pas maximale fixe et  $U_{max}$  est sélectionné comme limite supérieure de la taille du pas adaptative.

Selon les Caractéristiques de sortie du  $1 \times nGPV$  sous différentes conditions d'ombre, le nombre maximum de points de puissance maximum locaux est  $n$ . La tension correspondant à chaque point de puissance maximum local est d'environ  $k \times 0,75 U_{oc} - module$ . Par conséquent, afin d'éviter de manquer la valeur de crête du point de puissance maximum, la tension de référence dans l'algorithme peut être définie comme  $k \times 0,75 U_{oc} - module$  ( $k = 12n$ ).

L'algorithme commence à partir de la tension en circuit ouvert pour rechercher le point de puissance maximum, de sorte que  $k$  peut être évalué à partir de  $n$ . Ceci peut être complété en ajoutant un programme de démarrage simple de suivi de tension constante (CVT).

Les étapes de l'algorithme CON-INC MPPT de taille du pas variable adaptative sont indiquées dans le Tableau 3.1 .

TABLE 3.1 – Les étapes de l'algorithme CON-INC MPPT de taille du pas variable adaptative

algorithme MPPT CON – INC de taille du pas variable adaptative	
a	<p>La tension de référence initiale a été réglée sur <math>U_{ref} = n</math></p> $0.75 \times U_{oc-module}, n_i + 1 = 0;$ $P(k) = U(k)I(k)$ $P = P(K) - P(K - 1)$ $U = U(K) - U(K - 1)$
b	<p>Définir la condition de redémarrage de l'algorithme. Lorsque l'intensité de l'ombre ou de la lumière change radicalement, les caractéristiques de sortie du réseau PV changent également en conséquence.</p> <p>Le changement de puissance a été réglé à <math>P/P(K - 1)</math></p> <p>Lorsque <math>P/P(K - 1)</math> était supérieur à la valeur seuil <math>P_{total}</math>, l'algorithme doit être redémarré</p>
c	<p>Le point de puissance maximal de l'antenne <math>PV n \times 1</math> est suivi par l'algorithme INC MPPT de taille d'étape variable adaptative, et la puissance et la tension maximales sont enregistrées.</p>
d	<p>Régler la tension de référence sur <math>U_{ref} = k \quad 0,75</math></p> $U_{oc-module}(k = 12n)$ <p>Si laugmentation de puissance <math>P</math> est inférieure à la valeur seuil <math>k</math>, elle fonctionne au point de puissance maximum local.</p>
e	<p>Le point de puissance maximum global est obtenu en comparant tous les points de puissance maximum locaux</p>

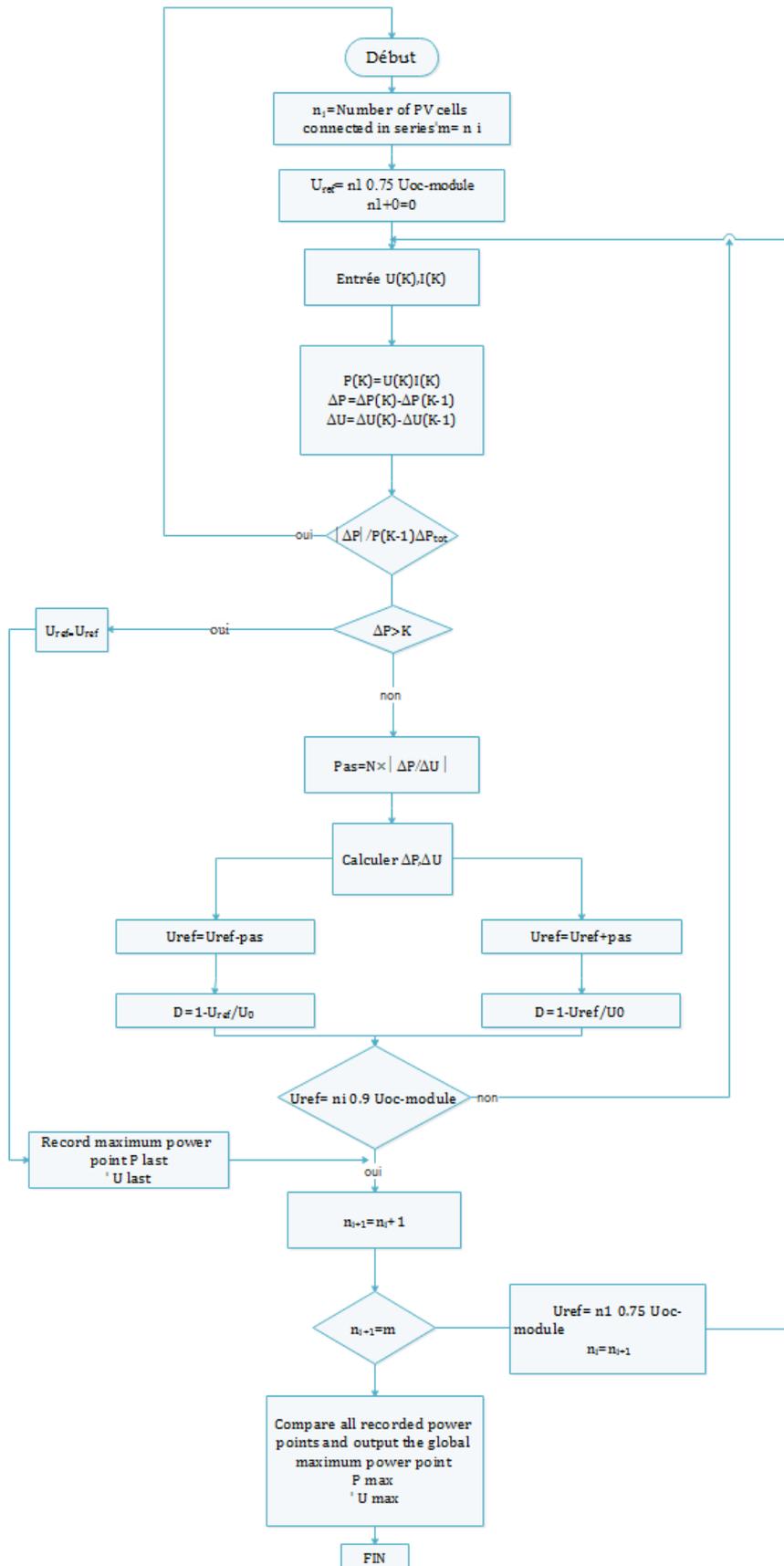


FIGURE 3.1 – Organigramme de l'algorithme CON-INC adaptatif de pas variable

### 3.4 APPROCHE II Facteur de pas variable

Un paramètre plus grand permet, d'une part, de réaliser une dynamique plus rapide, mais conduit à des oscillations en régime permanent et à une faible efficacité. D'autre part, un paramètre plus petit réduit la vitesse de réponse dans des conditions qui changent rapidement. Par conséquent, il est nécessaire de concevoir une taille de pas satisfaisante pour un compromis entre les oscillations de l'état stationnaire et la dynamique [111]. Ce dilemme peut être résolu avec les méthodes à pas variables, l'organigramme de la méthode est présenté au [103]. La taille du pas fixe est remplacée par la dérivée de la puissance par rapport à la tension ( $P/V$ ) pour obtenir un suivi dynamique rapide et de faibles oscillations en régime permanent, car la valeur au MPP. Un facteur de proportionnalité  $N$  est introduit pour assurer la convergence de l'algorithme MPPT dans [112] comme ci-dessous :

$$D(k) = D(k - 1) \mp N \times \left| \frac{dP}{dV} \right| = D(k - 1) \mp N \left| \frac{(P(k) + P(k - 1))}{(V(k) - V(k - 1))} \right| \quad (3.3)$$

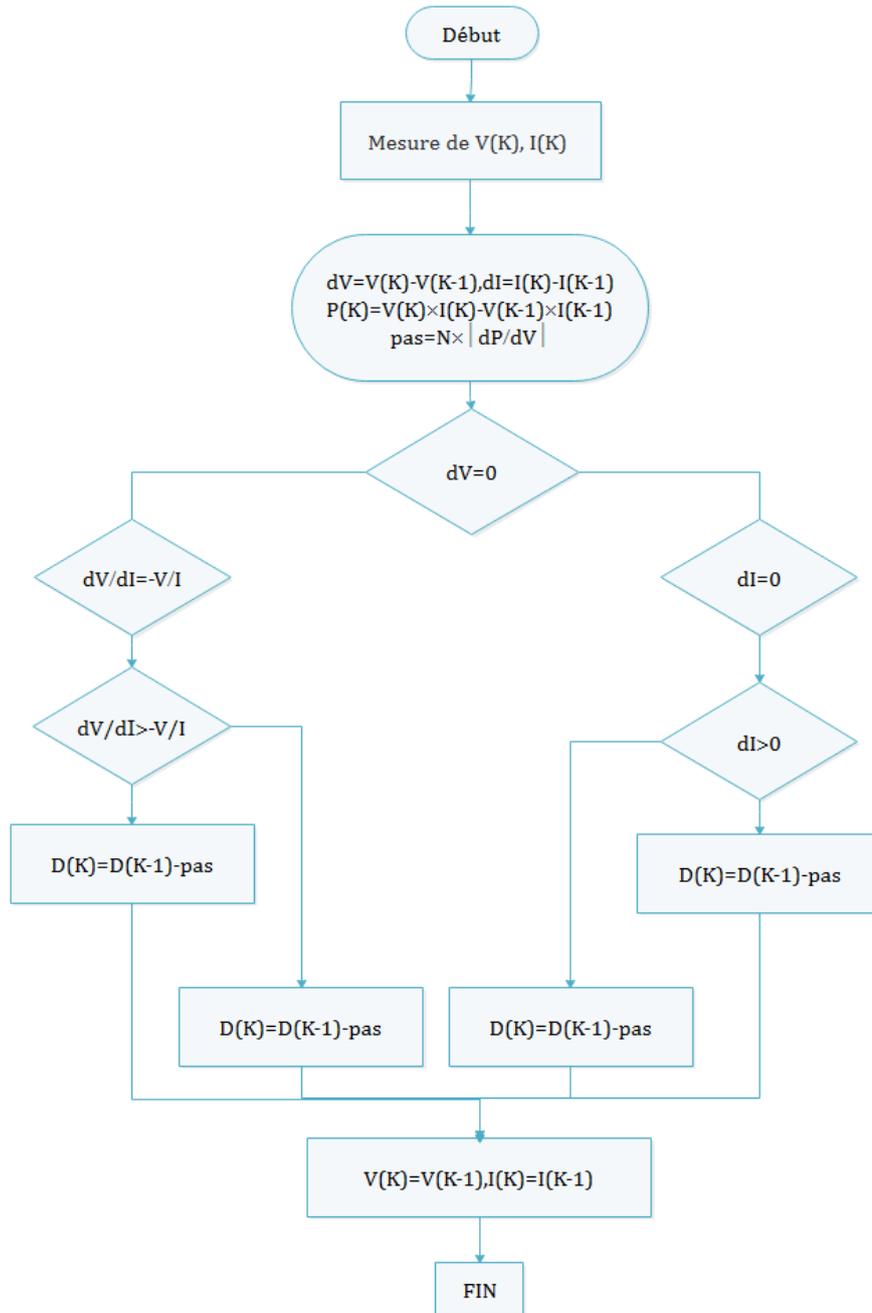


FIGURE 3.2 – Organigramme de l’algorithme CON-INC adaptatif de pas variable à facteur de proportionnalité variable

Dans la [113] pente de la courbe P-D est utilisée pour réaliser un pas variable

$$D(k) = D(k - 1) \mp N \times \left| \frac{\Delta P}{\Delta D} \right| \quad (3.4)$$

$\Delta D$  est la variété de pas du cycle d’utilisation dans une période d’échantillonnage. Selon (3.3) et (3.4), le choix du facteur de proportionnalité  $N$ ; a un facteur important sur le rendement du système photovoltaïque. Par voie de conséquence, la valeur  $N$  doit être

choisie avec soin. Une méthode simple est proposée dans [114] pour la valeur du facteur de proportionnalité lorsque le système s'approche de l'état d'équilibre. L'inégalité suivante doit être respectée pour assurer la convergence des méthodes MPPT :

$$N \times \left. \left| \frac{dP}{dV} \right| \right|_{(\text{pas fixe}=(\Delta D)_{max})} < \Delta D_{max} \quad (3.5)$$

Où  $(\Delta D_{max})$  est la taille du pas la plus grande pour une méthode MPPT à taille du pas fixe et la limite supérieure pour la méthode MPPT CON-INC à taille du pas variable. De ce fait, le facteur de proportionnalité peut être déterminé comme suit :

$$N < \frac{(\Delta D_{max})}{\left. \left| \frac{dP}{dV} \right| \right|_{(\text{pas fixe}=\Delta D_{max})}} \quad (3.6)$$

La taille du pas variable permet de conserver la taille du pas fixe  $(\Delta D_{max})$  dès lors que l'équation (3.6) ne peut pas satisfaire. Il est simple de déterminer le facteur de proportionnalité par l'équation (3.6)

### 3.5 Approche III

En général, la méthode conventionnelle de la taille du pas fixe peut présenter une réponse dynamique rapide lorsqu'une grande marche est utilisée dans l'ajustement du rapport cyclique ; toutefois, on peut également observer une forte oscillation dans l'état d'équilibre, ce qui rend difficile le suivi exact du MPP, ce qui entraîne une réduction de l'efficacité de la production d'électricité. Au contraire, si l'on utilise un petit pas, le fonctionnement en régime permanent peut être amélioré, mais la réponse dynamique est détériorée. Pour améliorer le rendement de la méthode MPPT avec la taille du pas fixe, des méthodes de taille du pas variable ont été élaborées [115–117].

Utilisant le dérivé  $(\frac{dP}{dV})$  pour remplacer la taille de pas fixe dans la méthode CON-INC conventionnelle afin d'obtenir une réponse dynamique rapide et un fonctionnement stable à l'état d'équilibre. Parce que cette dérivée est la pente de la courbe puissance-tension de la

cellule solaire, elle se réduit à zéro lorsque le MPP est atteint. Cependant, cette pente varie avec le changement de temps. Pour considérer la convergence de l'algorithme, une valeur constante  $N$  est souvent multipliée avec cette dérivée. C'est-à-dire ( $D$  est le rapport cyclique du convertisseur) :

$$D(k) = D(k-1) \mp N \times \left| \frac{dP}{dV} \right| = D(k-1) \mp N \left| \frac{(P(k) + P(k-1))}{(V(k) - V(k-1))} \right| \quad (3.7)$$

Dans la Réf [112], le dérivé  $\left(\frac{dP}{dD}\right)$  est utilisé comme taille étape variable. Cependant, le problème de la valeur constante  $N$  existe toujours.

$$D(k) = D(k-1) \mp N \times \left| \frac{\Delta P}{\Delta D} \right| \quad (3.8)$$

Dans l'équation (3.7),(3.8) pour garantir la convergence de la taille des pas dans l'algorithme MPPT, la valeur constante  $N$  doit être choisie avec soin. Le choix du  $N$  peut être déterminé en fonction des critères énumérés dans les équations (3.9),(3.10) [115]. Lorsque le système approche de l'état stable, la valeur constante  $N$  peut être obtenue à l'aide du dérivé  $\left(\frac{dP}{dV}\right)$  et de  $D_{max}$ , où  $D_{max}$  est la taille du pas maximale autorisée dans chaque mise à jour de suivi.

$$N \times \left| \frac{dP}{dV} \right| < \Delta D_{max} \quad (3.9)$$

$$N < \frac{\Delta D_{max}}{\left| \frac{dP}{dV} \right|} \quad (3.10)$$

Cependant, [87] ont fait remarquer qu'une fois la valeur  $N$  choisie, elle ne peut pas être modifiée dans le processus de suivi. Cette valeur  $N$  n'est appropriée que pour la présente irradiation. En conséquence, lorsque l'irradiation ou la température est modifiée de manière significative, la réponse dynamique du MPPT devient lente, réduisant ainsi la puissance de sortie globale  $P1$  étant supérieure à la puissance  $P2$ .  $N$  est déterminé principalement par  $P1$  à partir de l'équation (3.10), et la même valeur  $N$  ralentira la réponse du cas «  $P2$  ».

Les méthodes de grandeur variable susmentionnées présentent un tel problème. Bien que

les méthodes de taille des pas variables abordent le dilemme dans la méthode conventionnelle de taille des pas fixes, le problème de la valeur constante  $N$  apparaît. Dans la Réf [116] a été présenté une nouvelle méthode pour résoudre cette difficulté.

Les tendances variables spéciales des fonctions de jugement INC seront utilisées ici comme base de développement de la nouvelle méthode à pas variable, le point de fonctionnement est au MPP lorsque  $I/V + (\Delta I_i)/(\Delta V_i)$  est nul.

Parce que les valeurs de  $I_i$  et  $V_i$  sont supérieures à zéro,  $(\delta I/\delta V)/(I_i/V_i) = -1$  lorsque le MPP est atteint. Autrement dit, la valeur de  $|(\delta I_i)/(\delta V_i)|$  est égale à celle de  $|I/V|$  au MPP. À partir les courbes des fonctions  $((\delta I/\delta V)/(I_i/V_i), (I/V)/(\delta I_i/\delta V_i))$ , on peut observer que lorsque le MPP est atteint, les valeurs des deux fonctions sont toutes les deux égales à un. Par conséquent, lorsque les fonctions  $((\delta I/\delta V)/(I_i/V_i), (I/V)/(\delta I_i/\delta V_i))$  sont soustraites des,  $(1 - (\delta I/\delta V)/(I_i/V_i), 1 - (I/V)/(\delta I_i/\delta V_i))$  peut être obtenue. La courbe des fonctions  $(1 - (\delta I/\delta V)/(I_i/V_i), 1 - (I/V)/(\delta I_i/\delta V_i))$ , montre le cas où le point de fonctionnement est éloigné du MPP, les valeurs des deux courbes sont presque égales à (mais toujours inférieures à) un et les valeurs sont nulles lorsque le MPP est atteint. De ce fait, les fonctions  $(1 - (\delta I/\delta V)/(I_i/V_i), 1 - (I/V)/(\delta I_i/\delta V_i))$  peuvent être utilisées comme tailles de pas variables efficaces lorsquelles sont multipliées par  $D_{max}$ . Les caractéristiques d'auto-calibrage des deux fonctions peuvent également être observées. La méthode proposée présente une réponse dynamique rapide et une puissance de sortie stable, même lorsque l'irradiation change.

D'après les tendances ci-dessus, deux fonctions spéciales  $F$  et  $G$  sont définies comme le montre l'équation (3.11). De l'équation (3.11), lorsque la valeur de  $(dI_i)/(dV_i) + I/V$  est supérieure à zéro,  $D_{max} \times G$  est utilisé comme taille étape variable dans l'algorithme MPPT proposé. Cependant, si  $(\frac{dI_i}{dV_i}) + \frac{I}{V} < 0$ ,  $D_{max} \times F$  est utilisé comme taille étape variable.

Dans la réf [116] on n'utilise pas la valeur constante  $N$  et on utilise seulement les fonctions simples et le critère de jugement pour résoudre les problèmes qui ont été utilisés dans les méthodes conventionnelles de grandeur des pas variables. En outre, les avantages des méthodes conventionnelles de grandeur variable sont maintenus dans la méthode proposée.

$$\left\{ \begin{array}{l} F \equiv 1 - \frac{\left| \frac{I_i}{V_i} \right|}{\left| \frac{dI}{dV} \right|} \text{ pour } \frac{dI}{dV} + \frac{I_i}{V_i} < 0 \\ G \equiv 1 - \frac{\left| \frac{dI}{dV} \right|}{\left| \frac{dI_i}{dV_i} \right|} \text{ pour } \frac{dI}{dV} + \frac{I_i}{V_i} > 0 \end{array} \right. \quad (3.11)$$

(Comme indiqué dans l'équation (3.11).). Une fois que  $\Delta D$  est égal à zéro ( $F$  et  $G$  sont nuls comme le montre la courbe des fonctions  $(1 - (\delta I / \delta V) / (I_i / V_i), 1 - (I / V) / (\delta I_i / \delta V_i))$ , le MPPT est atteint. Cependant, lorsque l'irradiation change soudainement, le changement de  $V_o$  sera détecté. Une fois la variation de  $V_o$  détectée,  $\Delta D$  ne sera pas nul. Ensuite, la nouvelle méthode MPPT à pas variable est exécutée à nouveau pour obtenir une réponse dynamique rapide et une puissance stable. Bien que l'algorithme soit simple, de bonnes performances de suivi peuvent être obtenues. Le coût de la production solaire peut alors être réduit, et l'avantage d'une mise en œuvre facile peut également être obtenu. Ces avantages sont intéressants pour les applications réelles.

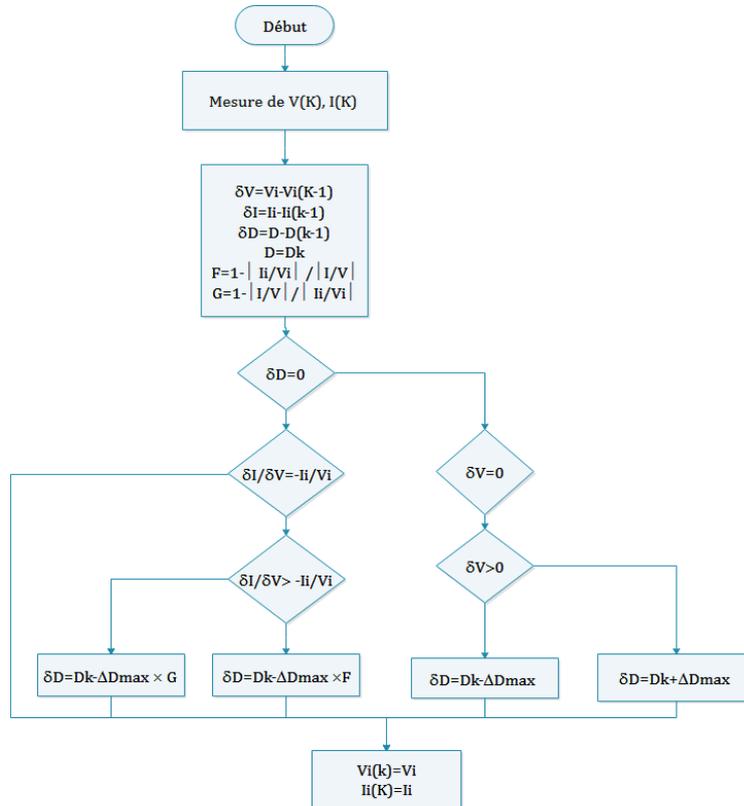


FIGURE 3.3 – Organigramme de l'algorithme CON-INC adaptatif de pas variable à deux fonctions

### 3.6 APPROCHE IV Facteur de proportionnalité à pas fixe

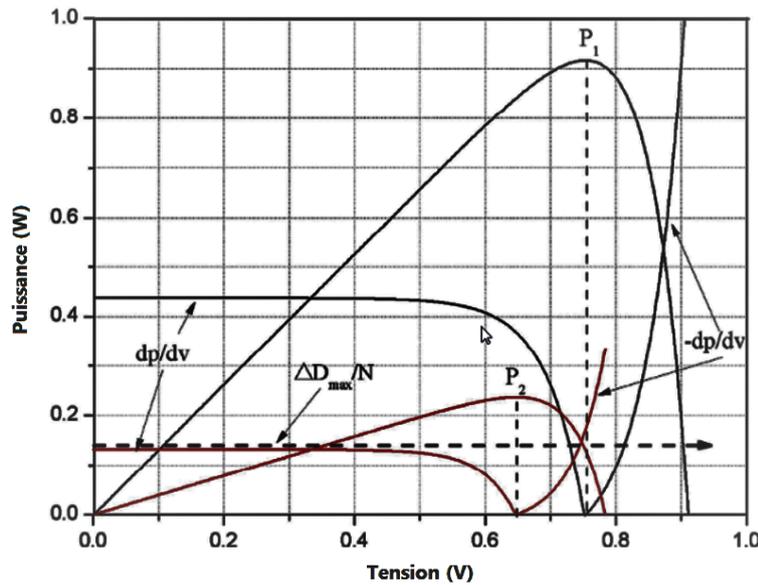


FIGURE 3.4 – Courbes de puissance et sa pente.

les références [6, 116] notent que le facteur de proportionnalité  $N$  ne peut pas être modifié dans la progression du suivi une fois qu'il est choisi. En outre, lorsque les conditions d'irradiation ou de température changent considérablement, cette méthode simple ne peut pas fournir un facteur de proportionnalité fixe efficace pour MPPT. D'après la Figure 3.4, la puissance  $P_1$  est beaucoup plus importante que la puissance  $P_2$  ( $P_1 \ll P_2$ ), et  $N$  est obtenu à partir de l'équation (3.10)). Le facteur de proportionnalité  $N$  ne peut presque pas faire fonctionner l'algorithme MPPT à pas variable dans la zone de la taille de pas variable pour la courbe  $P_1$ . Cela provoque de grave oscillation en régime permanent et augmente la perte de puissance. D'autre part, le même facteur de proportionnalité  $N$  fait toujours fonctionner le système PV dans la zone de pas variable pour la courbe  $P_2$ . Cela diminue la vitesse de réponse dynamique et la puissance de sortie globale. Afin de résoudre ce problème un algorithme a été proposé au [118] la particularité de cet algorithme est de trouver un moyen plus simple et plus efficace d'améliorer la précision du suivi ainsi que la dynamique du suivi. L'organigramme de la méthode est présenté dans la Figure 3.5.

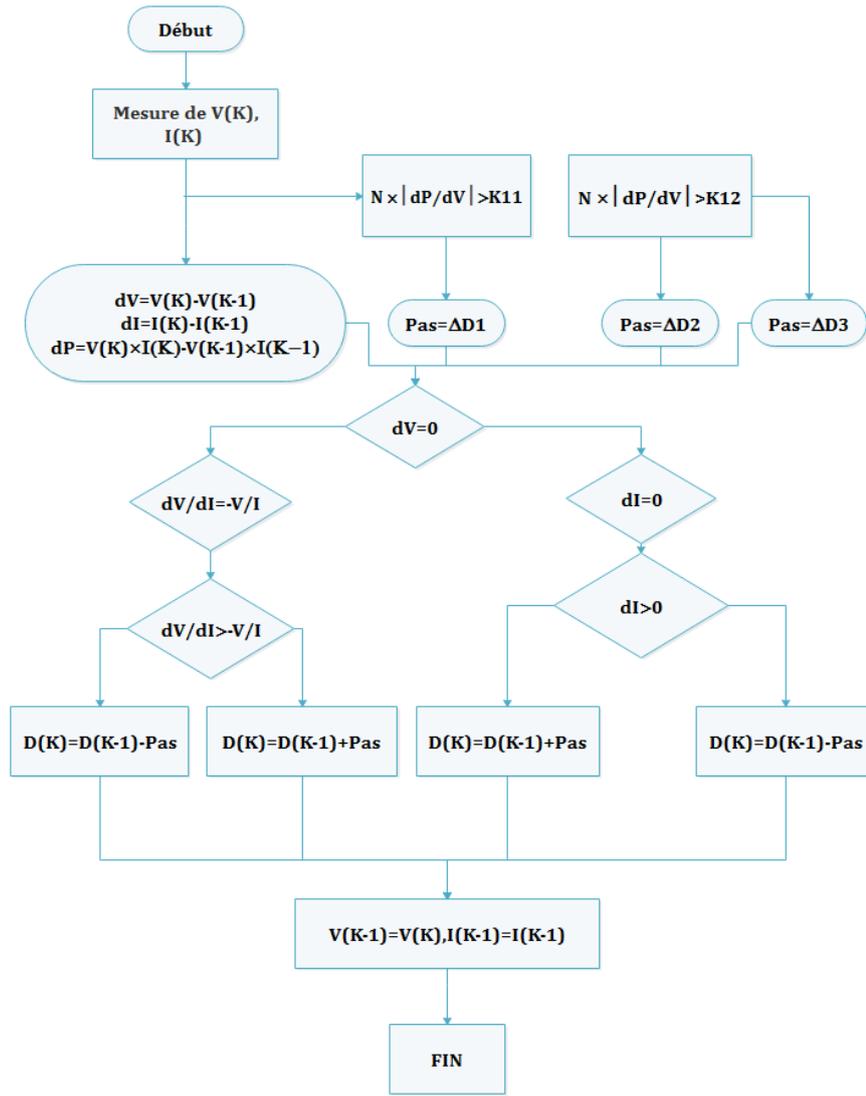


FIGURE 3.5 – L’organigramme de la méthode du Facteur fixe

Dans [116], les modes de pas l’INR MPPT sont commutés par une fonction de seuil. Son équation est la suivante :

$$C = P \times \left| \frac{dP}{dV} \right| \quad (3.12)$$

La courbe de produit (C) a deux points extrêmes aux deux côtés du MPP. Lorsque le point de fonctionnement se situe entre ces deux points extrêmes, l’algorithme MPPT fonctionne en mode de pas variable avec un facteur de proportionnalité variable  $a \left| \frac{dP}{dV} \right| / \sqrt{1 + \left| \frac{dP}{dI} \right|^2}$ . Sinon, il fonctionne dans le cadre de l’action fixe mode de pas. Bien que cette méthode puisse améliorer les performances en régime permanent et la vitesse de réponse dynamique, elle génère des charges de calcul assez lourdes en raison d’un trop grand nombre d’étapes de dérivés, tel que le processus de calcul des deux points extrêmes et le facteur de proportion-

nalité. Il reste une forte non-linéarité plus dans l'expression du facteur de proportionnalité et de la fonction de seuil  $C$ , car le terme dérivé  $P/I$  présente une non-linéarité plus élevée que le terme dérivé  $P/V$  [111].

En outre, [119] souligne que le facteur de proportionnalité de la fonction de seuil  $C$  sont fortement non linéaires. L'apparition de baisse d'irradiante peut conduire à une défaillance des configurations basées sur la régulation directe du courant PV.

### 3.7 APPROCHE V Fonction de seuil

L'algorithme amélioré propose une fonction de seuil spéciale ( $M$ ), qui est un produit de la tension de sortie ( $V$ ) et de la valeur absolue du panneau PV la dérivée de puissance ( $\left|\frac{dP}{dV}\right|$ )

$$M = N \times \left| \frac{dP}{dV} \right| \quad (3.13)$$

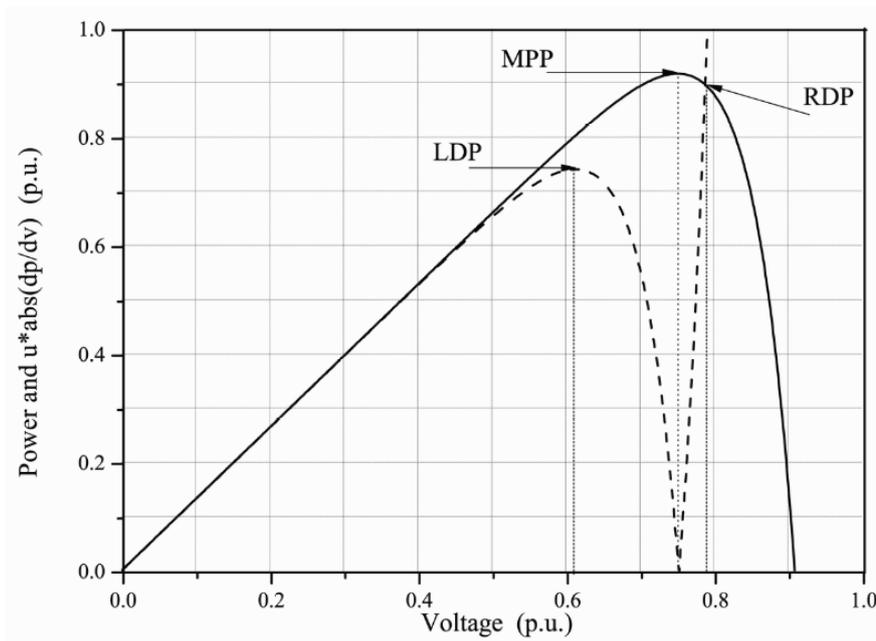


FIGURE 3.6 – Puissance PV, le produit de la tension et de la pente de la puissance par rapport à la tension

La figure 3.6 montre les courbe de la fonction de seuil ( $M$ ) et de la puissance de sortie ( $P$ ) en fonction de la tension ( $V$ ).

Le mode opérationnel de MPPT CON-INC est décalé par le point de division gauche

(*LDP*) et le point de division droit (*RDP*). Comme le montre la figure 3.6, la courbe du produit a un point de division gauche correspondant à la valeur de la tension ( $V1$ ) du côté gauche du MPPT et un point de division droit correspondant à la valeur de la tension ( $V2$ ) du côté droit du MPP. Lorsque le point opérationnel du champ *PV* se situe entre le *LPD* et le *RDP*, le MPPT INC fonctionne en mode de pas variable. Dans le cas contraire, il fonctionne en mode de pas fixe. Ce processus peut être exprimé comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta M}{\Delta V} \leq 0, \text{ mode au pas fixe (à gauche du LDP)}; \\ \frac{\Delta M}{\Delta V} \leq 0, \text{ mode au pas variable (entre le LDP et le MPP)}; \\ P - M \leq 0, \text{ mode au pas variable (entre le RDP et le MPP)}; \\ P - M \leq 0, \text{ mode au pas fixe (à droite le RDP)}; \end{array} \right.$$

Où est l'incrément de la fonction de seuil. Deux tailles de pas maximales  $d_1$  et  $d_2$  sont fonctionné dans le côté gauche de la *LDP* tandis que  $d_2$  travaille dans le côté droit du *RDP*. La relation entre  $d_1$  et  $d_2$  peut être s'exprime comme suit :

$$\frac{d_1}{d_2} = \frac{V_m}{(V_{oc} - V_m)} \quad (3.14)$$

Où  $v_m$  et  $v_{oc}$  sont les tensions du GPV correspondant à la MPP et à la tension en circuit ouvert, respectivement ils ont dépendu de la température et l'éclairement. A partir [120] on peut écrire

$$\frac{d_1}{d_2} = \frac{V_{mref}}{(V_{ocref} - V_{mref})} \quad (3.15)$$

Où  $v_{mref}$  et  $v_{ocref}$  sont les tensions du GPV correspondant à la MPP et à la tension en circuit ouvert, respectivement aux conditions d'essai standards *STC*.

Le rapport entre  $d_1$  et  $d_2$  est une constante une fois que les valeurs de  $v_{mref}$  et  $v_{ocref}$  sont déterminées, et ces deux valeurs peuvent être obtenues auprès du fabricant du générateur PV. Par conséquent, l'équation (3.15) reflète la relation entre  $d_1$  et  $d_2$  indépendamment des

changements de température et d'irradiation.

Un organigramme de contrôle de l'algorithme MPPT amélioré est présenté. Comme le montre la figure 3.6, la méthode MPPT proposée est basée sur la méthode conventionnelle CON-INC MPPT avec un pas variable.

Dans la Réf [121], le signal de commande du rapport cyclique du convertisseur est directement déterminé par la puissance de sortie de PV. Notez que  $V(k)$ ,  $I(k)$  et  $M(k)$  sont la tension de sortie du panneau PV, le courant et la fonction de seuil proposée ( $M$ ) au temps  $k$ , respectivement. De plus,  $D(k)$  et  $\Delta D(k)$  sont le rapport cyclique du convertisseur et sa variation (taille de pas) au temps  $k$ . Pour assurer la convergence de la méthode MPPT, [101] adopter un facteur d'échelle. Cependant, il utilise une valeur constante et produit une bande morte. [6] Introduit un facteur de proportionnalité  $\frac{|\frac{dP}{dI}|}{\sqrt{(1+|\frac{dP}{dI}|^2)}}$  pour déterminer la taille du pas variable.

Cependant, il résulte une lourde charge de calcul, la Réf [113] a proposé une solution pour ce problème, celui d'une méthode de MPPT améliorée et simple pour sa convergence et son efficacité. Lorsque la tension de sortie du GPV est comprise entre  $V1$  et  $V2$  la valeur de la fonction  $M/P$  répond à l'inégalité suivante :

$$0 \leq \frac{M}{P} \leq 1 \quad (3.16)$$

Lorsque le MPPT est atteint, la valeur de  $\frac{M}{P}$  est égale à zéro. L'inégalité peut également être déduite comme suit : Sur le côté gauche de la MPP,  $M = V \times \left| \frac{dP}{dV} \right| \leq 0$  les facteurs de proportionnalité  $N$  est défini comme suit :

$$N = \frac{M}{P} = \frac{\left( V \times \left| \frac{dP}{dV} \right| \right)}{P} = \frac{\left( \frac{dP}{dV} \right)}{I} = 1 + \frac{V}{I} \times \frac{dI}{dV} \quad (3.17)$$

$dI/dV > 0$ . Par conséquent  $0 < N < 1$

Sur le côté droit du MPP, comme indiqué précédemment, il existe un point équivalent à  $V2$ , ce qui signifie que la valeur de la fonction de seuil  $M$  est égale à la puissance de sortie  $P$ . lorsque le point de fonctionnement se situe entre le MPP et  $DRP$ ,  $M$  est égal ou inférieur

à  $P$ . par conséquent, la plage de valeur de  $N$  peut être exprimée par  $0 < N \leq 1$

Au MPP, la valeur de la fonction de seuil  $M$  est égale à zéro, donc  $N = 0$ .

Avec  $d_1$  et  $d_2$  choisis comme tailles de pas fixes.

**Noter :** ils sont également les limites supérieures de l'algorithme MPPT, la taille du pas variable peut être déterminée par l'équation suivante :

$$S(k) = \frac{M(k)}{P(k)} \times d \quad k=0,1,2,\dots \quad (3.18)$$

Où  $s(k)$ ,  $M(k)$  et  $P(k)$  sont la taille variable du pas, la valeur de la fonction de seuil ( $M$ ), et la puissance de sortie du GPV au moment  $k$ , respectivement. La taille de pas fixe  $d$  est défini comme suit :

$$d = \begin{cases} d_1 & 0 \leq V \leq V_{mp} \\ d_2 & V_{mp} \leq V \leq V_{oc} \end{cases} \quad (3.19)$$

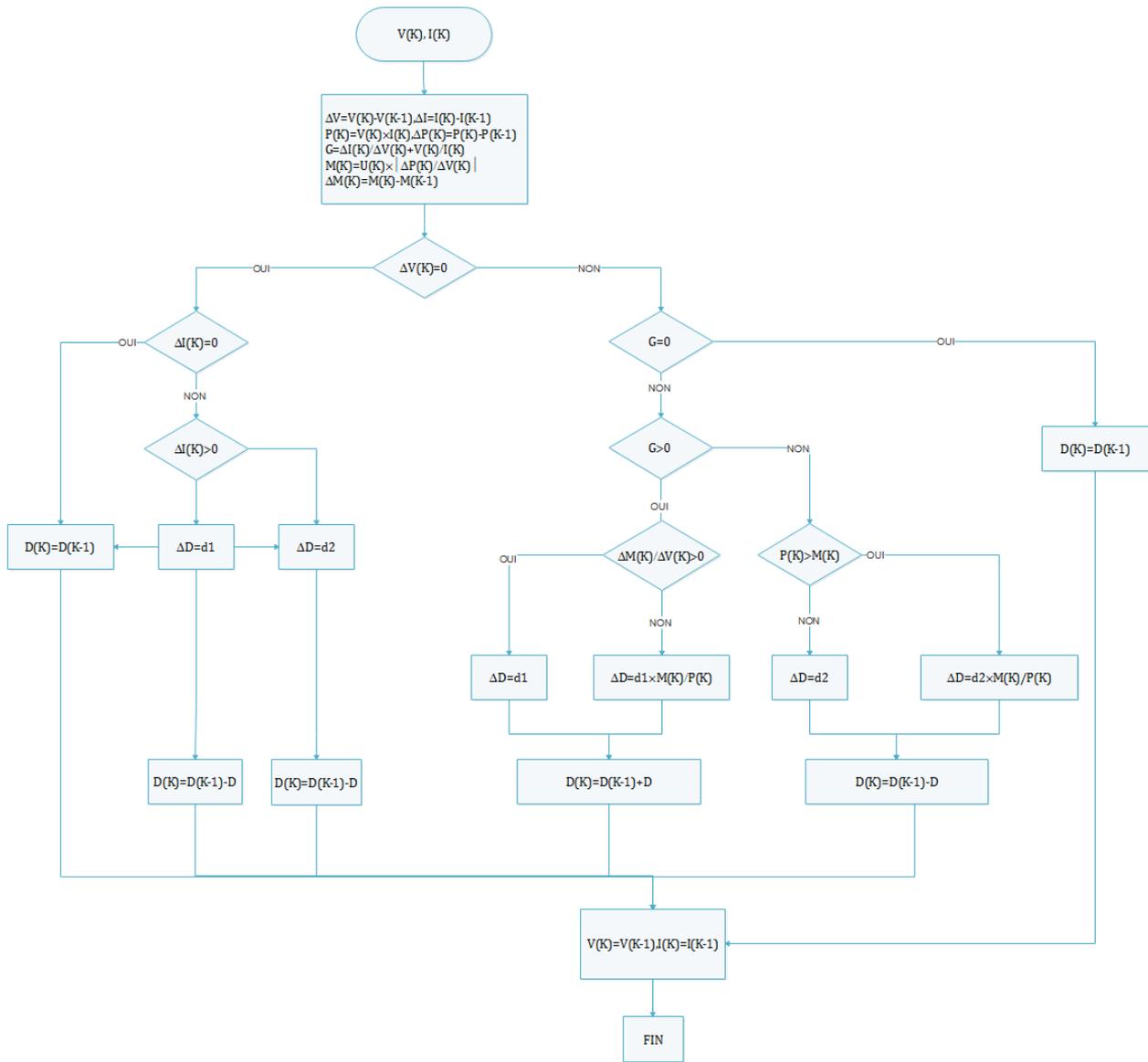


FIGURE 3.7 – L’organigramme de la méthode de Fonction de seuil

La figure 3.7 montre la taille de pas de l’algorithme proposée. Pour le côté gauche du *LDP* et le côté droit de *RDP*, le système fonctionne en mode de pas fixe. Lorsque le point opérationnel se situe entre le *LDP* et le *RDP*, le système fonctionne en mode de pas variable. Lorsque le point de fonctionnement se rapproche du MPP, la taille de pas diminue jusqu’à zéro.

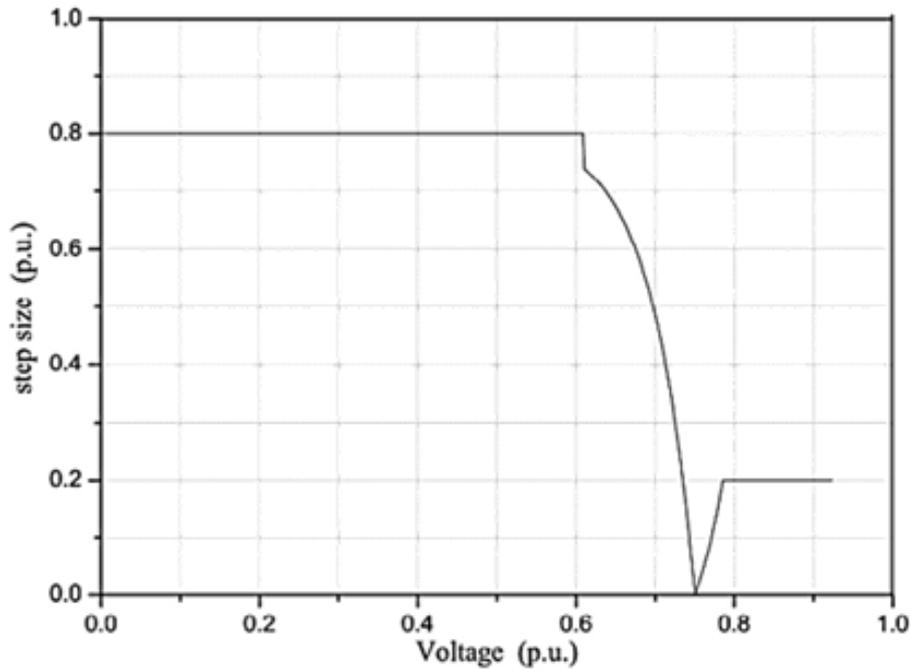


FIGURE 3.8 – La taille du pas de l'algorithme de fonction du seuil.

### 3.8 Conclusion

Dans ce chapitre on a discuté, certaines contrôleuses MPPT au pas variable lesquelles remédier aux inconvénients bien connus du contrôleur MPPT classique de pas fixe .

Généralement, le pas variable est utilisé pour résoudre le compromis entre l'état stable et la performance dynamique. Le pas peut être réglé automatiquement par le gradient de courbe P-V, le gradient de courbe P-I et le gradient de courbe P-D.

Parmi ces méthodes, le gradient de courbe P-V est le plus couramment utilisé. Ainsi, la taille de pas peut être exprimée lorsque le pas est couramment utilisé comme rapport cyclique ou tension,  $N$  est un facteur d'échelle fixe ajusté à la période d'échantillonnage pour régler le pas. Le terme  $\frac{\Delta P}{\Delta V}$  est très asymétrique par rapport au MPP. Par conséquent, il en résultera une plus grande valeur du côté droit de MPP et une plus petite taille du pas du côté gauche. Par conséquent, la valeur de  $N$  doit être utilisée et réglée pour équilibrer cette asymétrie droite-gauche du gradient de la courbe P-V. Cependant, cette valeur de  $N$  peut ne pas convenir à toutes les conditions météorologiques.

# Chapitre 4

## COMMANDE MPPT CON-INC A DEUX ÉTAGE BASÉ SUR UN INTEGRATEUR

### 4.1 Introduction

Sur la base des discussions précédentes, ce chapitre traite d'un nouveau contrôleur MPPT avec deux étages ou deux boucles de contrôle ou parfois commande MPPT à mode de contrôle indirecte pour améliorer l'algorithme CON-INC classique. Le premier bloc de contrôle basé sur l'algorithme CON-INC est utilisé pour fournir la tension de référence. Le second bloc de contrôle est utilisé pour stabiliser la boucle de contrôle de la tension et fournir le rapport cyclique adéquat. Avant la synthèse du contrôleur, une méthodologie proposée basée sur la modélisation des petits signaux est utilisée pour obtenir la fonction de transfert qui relie la tension du module PV au rapport cyclique. Comme la fonction de transfert en boucle fermée obtenue est stable, un contrôleur intégrateur a été ajouté pour éliminer l'erreur en régime permanent et donc les oscillations autour du MPP. Pour donner plus de flexibilité au contrôleur intégrateur, son gain a été réglé en utilisant le critère de **Routh**. Cela contraste avec ce qui a été publié dans de nombreux articles, dans lesquels la méthode de perturbation et d'erreur est utilisée pour sélectionner les paramètres du contrôleur et c'est la contribution

principale de notre travail.

Une autre solution pour faire face aux démérites des anciens algorithmes conventionnels est l'ajout d'une étape supplémentaire à ces algorithmes. Les auteurs de [111] ont proposé une combinaison de l'algorithme CON-INC et de la commande en mode glissant terminal (TSMC), dans laquelle l'algorithme CON-INC a été utilisé pour fournir la tension de référence, tandis que TSMC a été utilisé pour fournir le rapport cyclique optimal. La méthode proposée a prouvé sa supériorité sur le SMC classique et a réussi à résoudre le problème de singularité. La sortie de la puissance du module PV est plus lisse que celle de l'algorithme CON-INC classique.

Une commande à structure variable de deuxième boucle basée à la fois sur le rétrocontrôle et le mode glissant (BSMC) pour MPPT a été proposée dans [122, 123], où la première boucle de la commande proposée a été employée pour rechercher le MPP en utilisant les concepts de l'algorithme CON-INC ou l'algorithme P&O. L'approche MPPT proposée a présenté une faible erreur de suivi, une rapidité et une transition rapide en fonction de l'éclairement par rapport au SMC, au TSMC et à l'algorithme P&O classique.

Comme l'algorithme CON-INC conventionnel à un étage ne peut pas trouver le MPP global pendant l'ombrage partiel d'un module PV, une deuxième étape basée sur l'algorithme firefly a été ajoutée [95]. Les résultats de simulation obtenus montrent la supériorité de la méthode proposée en termes de fluidité et de rapidité par rapport aux algorithmes classiques P&O, CON-INC et firefly à un étage.

Dans le même contexte, les algorithmes MPPT à deux étages ont été étudiés dans [124]. Des contrôleurs à logique floue à une entrée unique basés sur les concepts de l'algorithme CON-INC ont été utilisés pour fournir une taille de pas de tension variable et ainsi une tension de référence (tension MPP) lisse. Dans la deuxième étage, un réseau neuronal à fonction de base radiale (RBFNN) adaptatif a été utilisé pour suivre la tension de référence fournie par la première étage et fournir un rapport cyclique optimal dans différentes conditions météorologiques. L'efficacité de ces approches atteint au moins 98,13% dans différents scénarios de conditions climatiques; et prouve sa supériorité sur les algorithmes classiques

P&O et CON-INC avec RBFNN. Dans [125], un travail similaire, qui combine la logique floue et le réseau neuronal pour former le système d'inférence neuro-floue adaptatif (ANFIS) nommé, a été utilisé dans la première étape de la technique MPPT à deux étapes proposée et un contrôleur proportionnel intégral a été utilisé dans la deuxième boucle pour générer le signal de rapport cyclique. Bien que l'approche proposée ait prouvé sa supériorité sur la méthode conventionnelle de P&O et de descente de gradient, elle a présenté certains inconvénients tels que la nécessité de sélectionner manuellement les paramètres du contrôleur PI, l'absence de référence aux propriétés du système, les paramètres de charge et les problèmes de stabilité, [35].

## 4.2 Méthode CON-INC basée sur le mode de contrôle indirect à base d'un intégrateur

Cette méthode est conçue pour surmonter les inconvénients mentionnés dans la stratégie de contrôle direct (voir la figure 2.35). Ainsi, le principe du mode de contrôle indirect basé sur l'algorithme CON-INC s'inspire d'un concept de contrôle en cascade dans lequel deux étages de contrôle sont employés (voir la figure 4.1). Le premier consiste à trouver une tension de référence optimale  $V_{ref}$  à partir du courant et de la tension mesurés du panneau PV à l'aide de l'algorithme CON-INC, comme illustré par la figure 4.1.

Dans le deuxième étage, un contrôleur de tension est ensuite synthétisé, en utilisant généralement la structure du contrôleur PI. L'objectif principal est de fournir un rapport cyclique optimal, de sorte que l'écart entre la tension de sortie du module PV et la tension de référence précédente du premier étage soit grandement minimisé [126].

Selon certains travaux précédents, le principal inconvénient de la méthode de contrôle indirect basée sur l'algorithme CON-INC réside dans le réglage des paramètres du régulateur de tension, où des approches conventionnelles basées sur l'observation et les méthodes d'essai erreur sont souvent appliquées. Par conséquent, le deuxième étage est habituellement effectué indépendamment du changement de paramètre du modèle PV et de la variation de la charge

où la robustesse de la boucle fermée ne peut pas être garantie.

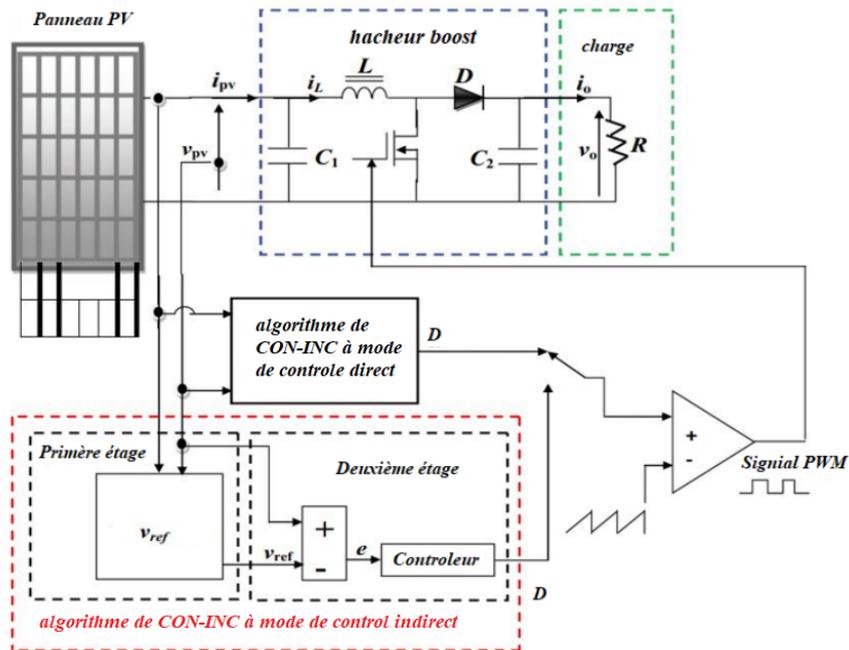


FIGURE 4.1 – Schéma de deux modes de la commande pour l'algorithme CON-INC.

## 4.3 La commande de MPPT conductance incrémentale à mode contrôle indirect proposée

### 4.3.1 L'algorithme CON-INC en deux étages proposés

Lors de l'application d'un algorithme CON-INC à un seul étage, l'égalité  $G + \Delta G = 0$  n'est jamais atteinte en raison de divers signaux est alors :

Tels que les perturbations externes et les bruits. Pour cette raison, l'utilisation d'un deuxième étage pour le contrôle peut faire tendre  $G + \Delta G$  presque nul et réduit l'erreur en régime permanent faite par le contrôleur MPPT lors de la recherche de la tension de référence . En outre, il réduit l'amplitude des oscillations une fois que le MPP est atteint, et augmente l'efficacité et le rendement du module PV. la stratégie proposée est présentée à la Figure 4.2.

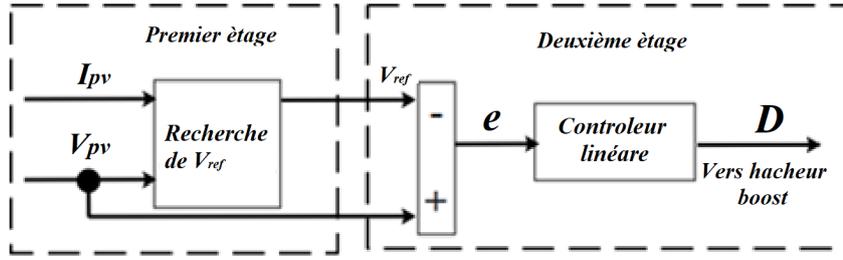


FIGURE 4.2 – Schéma de l'algorithme CON-INC à deux étages.

### 4.3.2 Le premier étage de l'algorithme CON-INC proposé

Le premier étage de l'algorithme CON-INC proposé sert à fournir la tension de référence (appelée dans d'autres documents tension optimale du module PV). La recherche de la tension de référence est assurée à l'aide d'un mécanisme similaire à celui de l'organigramme de la figure 2.35, mais dans la direction opposée : la tension est augmentée de  $+\Delta v$  (ce qui signifie que  $v_{ref}(k) = v_{ref}(k-1) + \Delta v$ ) lorsque le point de fonctionnement du système PV est situé sur le demi-plan gauche de la courbe puissance-tension et vice versa. Lorsque le MPP est atteint, alors  $\Delta v$  sera nuls et  $v_{ref}(k) = v_{ref}(k-1)$ .

### 4.3.3 Le deuxième étage de l'algorithme CON-INC proposé

Le deuxième étage de notre proposition est représenté par un régulateur linéaire, qui fournit le rapport cyclique et stabilise la boucle de contrôle de la tension. Avant la synthèse d'un tel régulateur, le modèle mathématique du système doit être déterminé. Parmi les méthodes les plus courantes de modélisation des systèmes figure la méthode des petits signaux. Cette technique analytique courante en génie électrique est utilisée pour approximer le comportement des circuits électroniques contenant des dispositifs non linéaires avec des équations linéaires. Par petits signaux, on entend des signaux de faible amplitude, qui sont des déviations par rapport à une valeur continue. Dans ce sens, les variables d'état optimales de  $(v_{pv}, i_L, v_o, D)$ , seront donnés respectivement par  $V_{pv} = V_{pv(opt)} + \hat{V}_{pv}$ ,  $i_L = i_{L(opt)} + \hat{i}_L$ ,  $v_o = v_{o(opt)} + \hat{v}_o$ ,  $D = D_{opt} + \hat{D}$  Perturbations. Où  $v_{pv(opt)}$ ,  $i_{L(opt)}$ , et  $v_{o(opt)}$ , et  $l_{opt}$  sont les valeurs optimales dans des conditions climatiques standards. En remplaçant les états précé-

dents par leurs deux composantes dans le modèle d'espace d'état (5) et en négligeant les très petites quantités  $\frac{\hat{D} \cdot \hat{v}_o}{L}$  et  $\frac{\hat{D} \cdot \hat{i}_L}{C_2}$ , le premier modèle de convertisseur Boost pour les petits signaux est :

$$\frac{d\hat{v}_{pv}}{dt} = \frac{(\hat{i}_{pv} - i_L)}{C_1} \quad (4.1)$$

$$\frac{d\hat{i}_L}{dt} = \frac{(\hat{v}_{pv} - (1 - D_{opt}) \cdot \hat{v}_o + \hat{D} \cdot v_{o(opt)})}{L} \quad (4.2)$$

$$\frac{d\hat{v}_o}{dt} = \frac{(1 - D_{opt}) \cdot \hat{i}_L - (\hat{v}_o/R) - \hat{D} \cdot i_{L(opt)}}{C_2} \quad (4.3)$$

En considérant un convertisseur sans perte, donc  $v_{o(opt)}$  et  $D_{opt}$  sont calculés comme

$$v_{o(opt)} = \sqrt{P_o \cdot R} \quad (4.4)$$

$$D_{opt} = 1 - \frac{v_{pv(opt)}}{v_{o(opt)}} \quad (4.5)$$

Comme indiqué dans [74], à un niveau d'irradiation constant et une forte inertie du module PV en fonction de la variation de la température, le courant du module PV réécrit comme suit

$$\hat{i}_{pv} = \frac{(-1)}{R_{mpp}} \hat{v}_{pv} \quad (4.6)$$

Où  $R_{mpp}$  est la résistance du MPP du module PV exprimée par :

$$R_{mpp} = R \cdot (1 - \alpha_{opt})^2 \quad (4.7)$$

Enfin, le modèle du convertisseur Boost est donné par :

$$\frac{d\hat{v}_{pv}}{dt} = -\frac{1}{C_1} \cdot \left( \frac{1}{R_{mpp}} \cdot \hat{v}_{pv} + \hat{i}_L \right) \quad (4.8)$$

$$\frac{d\hat{i}_L}{dt} = \frac{(\hat{v}_{pv} - (1 - \alpha_{opt}) \cdot \hat{v}_o) + \hat{\alpha} \cdot v_{o(opt)}}{L} \quad (4.9)$$

$$\frac{d\hat{v}_o}{dt} = \frac{(1 - \alpha_{opt}) \cdot \hat{i}_L - (\hat{v}_o/R) - \hat{\alpha} \cdot i_{L(opt)}}{C_2} \quad (4.10)$$

Le système d'équation 4.8- 4.10 peut s'écrire sous la forme :

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + B\alpha(t) \quad (4.11)$$

$$y(t) = Cx(t) + Dx(t) \quad (4.12)$$

Avec

$$A = \begin{bmatrix} \frac{-1}{C_1 \cdot R_{mpp}} & \frac{-1}{C_1} & 0 \\ \frac{1}{L} & 0 & \frac{-(1-\alpha)}{L} \\ 0 & \frac{1-\alpha}{C_2} & \frac{-1}{R \cdot C_2} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{v_{opt}}{L} \\ \frac{i_{L(opt)}}{C_2} \end{bmatrix}$$

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$D = 0$$

$$x = \begin{bmatrix} \hat{v}_{pv} \\ \hat{i}_L \\ \hat{v}_o \end{bmatrix}$$

Où  $R = R_{max} = 60\Omega$ .

La fonction de transfert est donnée par l'équation suivante :

$$F(s) = \frac{\hat{v}_{pv}(s)}{\hat{D}(s)} \quad (4.13)$$

Est donnée par :

$$F(s) = \frac{-1.219e8 \times s - 8.512e9}{s^3 + 190.3 \times s^2 + 2.464e6 \times s + 1.418e8} \quad (4.14)$$

Pour obtenir les performances requises dans la régulation des systèmes, le régulateur proportionnel intégral est largement utilisé. Le terme proportionnel sert à stabiliser le système, tandis que l'élément intégral sert à éliminer la différence entre la référence et l'état à réguler. Avant de synthétiser la boucle de contrôle de la tension, le système en boucle fermée avec un retour unitaire est analysé avec la situation des pôles dans le s-plan. Les pôles du premier système sont donnés respectivement par :  $s_{1,2} = -0.0060e4 + 1.1152e4i$ ,  $s_3 = -0.0070e4$ . On peut voir que le système en boucle fermée avec une rétroaction unitaire est stable avec des parties réelles négatives des pôles. La réponse en échelon de ce système est donnée par la figure suivante :

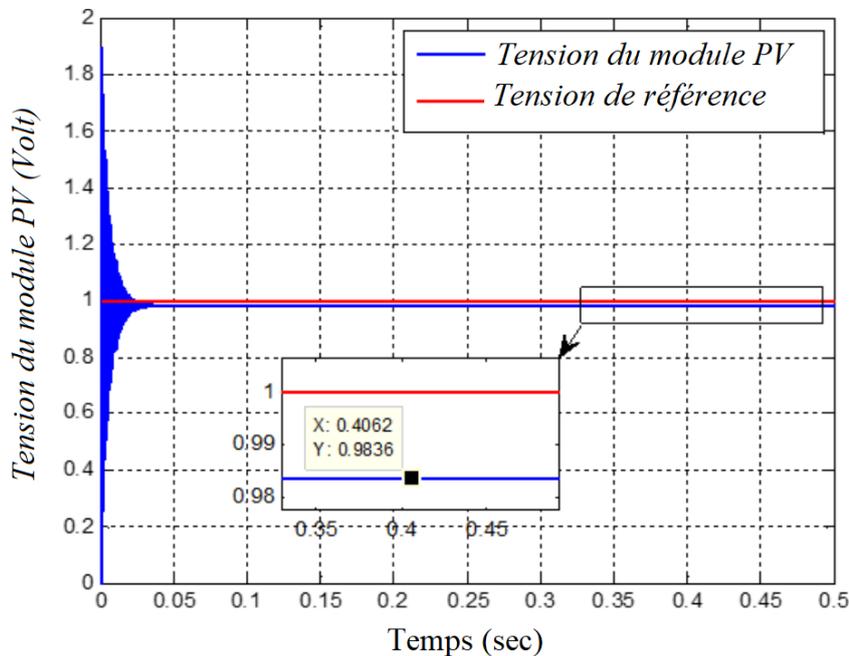


FIGURE 4.3 – Réponse en échelon de  $F(s)$  en boucle fermée avec rétroaction unitaire.

D'après la Figure 4.3, nous pouvons conclure que le système est stable et exempt d'oscillations, mais il présente une erreur absolue en régime permanent de 0,0164 volt. Par

conséquent, pour assurer le suivi de la tension de référence avec une erreur en régime permanent nulle, il est recommandé d'utiliser un régulateur intégrateur tel que donné par la fonction de transfert suivante :

$$G_c(s) = \frac{\hat{a}(s)}{e(s)} = \frac{k_i}{s} \quad (4.15)$$

Tout en considérant  $(\hat{v}_{pv}(t) - \hat{v}_{ref}(t)) = e(t)$  pour compenser le signe négatif de l'équation (4.10). La boucle de contrôle de la tension est illustrée par la figure suivante :

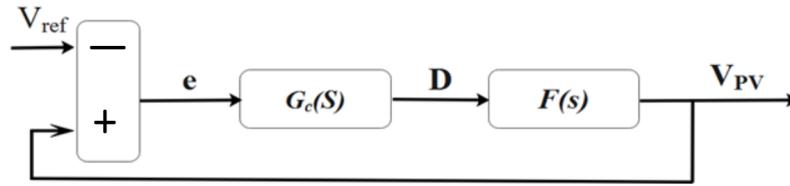


FIGURE 4.4 – Boucle de contrôle de la tension avec un contrôleur intégrateur

La fonction de transfert de la boucle fermée est donnée par :

$$H(s) = \frac{G_c(s) \times F(s)}{1 + G_c(s) \times F(s)}$$

$$H(s) = \frac{\frac{k_i}{s} \times F(s)}{1 + \frac{k_i}{s} \times F(s)}$$

$$H(s) = \frac{k_i \times F(s)}{s + k_i \times F(s)}$$

$$H(s) = \frac{k_i \times \frac{1.219e8 \times s + 8.512e9}{s^3 + 190.3 \times s^2 + 2.464e6 \times s + 1.418e8}}{s + k_i \times \frac{1.219e8 \times s + 8.512e9}{s^3 + 190.3 \times s^2 + 2.464e6 \times s + 1.418e8}}$$

$$H(s) = \frac{k_i \times (1.219e8 \times s + 8.512e9)}{s \times (s^3 + 190.3 \times s^2 + 2.464e6 \times s + 1.418e8) + k_i \times 1.219e8 \times s + 8.512e9}$$

$$H(s) = \frac{k_i \times 1.219e8 \times s + k_i \times 8.512e9}{s^4 + 190.3 \times s^3 + 2.464e6 \times s^2 + s \times 1.418e8 + k_i \times 1.219e8 \times s + 8.512e9}$$

$$H(s) = \frac{(k_i \times 1.219e8) \times s + (k_i \times 8.512e9)}{s^4 + 190.3 \times s^3 + 2.464e6 \times s^2 + (1.418e8 + k_i \times 1.219e8) \times s + k_i \times 8.512e9}$$

Donc on peut écrire la fonction de transfert sous la forme comme suit :

$$H(s) = \frac{(a_0 \cdot s + a_1)}{s^4 + b_0 \cdot s^3 + b_1 \cdot s^2 + b_2 \cdot s + b_3} \quad (4.16)$$

Où

$$a_0 = 1219 \times 10^5 k_i$$

$$a_1 = 8512 \times 10^6 k_i$$

$$b_0 = 190.3$$

$$b_1 = 2464 \times 10^3$$

$$b_2 = 1418 \times 10^5 + 1219 \times 10^5 k_i$$

$$b_3 = 8512 \times 10^6 k_i$$

## 4.4 Réglage du gain de l'intégrateur par le critère de Routh

Pour obtenir de meilleures performances du système en termes de stabilité, de rapidité et d'erreur de régime permanent nulle, il est nécessaire de régler le contrôleur en boucle fermée car ces avantages ne peuvent pas être satisfaisants par un contrôleur réglé manuellement [127].

Dans notre cas, pour que le système en boucle fermée donné par  $H(s)$  soit stable, tous les pôles doivent avoir une partie réelle négative. À cette fin, le critère de Routh est proposé. Les étapes du réglage du gain par la première méthode sont les suivantes :

Nous exprimons la caractéristique polynomiale sous la forme suivante :

$$s^4 + b_0 \cdot s^3 + b_1 \cdot s^2 + b_2 \cdot s + b_3 = 0$$

Où  $b_0, b_1, b_2$  et  $b_3$  sont réels. On suppose que  $b_3 \neq 0$ , ce qui donne  $s \neq 0$ . Nous formons les colonnes de **Routh** comme indiquées dans le tableau suivant :

TABLE 4.1 – Colonnes de Routh pour le réglage du gain  $k_i$

$s^4$	1	$b_1$	$b_3$
$s^3$	$b_0$	$b_2$	0
$s^2$	$\frac{b_0 \times b_1 - b_2}{b_0}$	$\frac{b_0 \times b_3 - 0 \times 1}{b_0}$	0
$s^1$	$\frac{\left(\frac{b_0 \times b_1 - b_2}{b_0}\right) \times b_2 - b_3 \times b_0}{\left(\frac{b_0 \times b_1 - b_2}{b_0}\right)}$	0	0
$s^0$	$b_3$	0	0

Pour remplir les conditions nécessaires et suffisantes pour la stabilité du système en boucle fermée, les coefficients du polynôme caractéristique et les éléments de la première colonne de **Routh** doivent être positifs ou doivent avoir le même signe. Dans notre cas, pour que tous les éléments de la première colonne soient positifs, le gain  $k_i$  doit être dans l'intervalle  $0 < k_i < 2.675$ . Dans ce contexte, le contrôleur va maintenir la tension du module PV  $v_{pv}$  à  $v_{ref}$  et stabiliser le rapport cyclique entre 0 et 1.

## 4.5 Résultats de la simulation et discussion

La simulation du système PV contrôlé à l'aide de l'algorithme CON-INC à deux étages proposé a été réalisée à l'aide de l'environnement Matlab/Simulink avec un temps d'échantillonnage de  $10^{-4}$ , une perturbation de la tension par pas  $\Delta v = 10^{-3}$  volts et un intégrateur de gain  $k_i = 2$ . Pour évaluer notre contrôleur MPPT proposé, une comparaison avec l'algorithme CON-INC conventionnel à un seul étage dans différents scénarios a été effectuée.

### 4.5.1 Simulation dans des conditions STC

Les conditions d'essai standard (STC), dans lesquelles la température et l'irradiation sont respectivement égales à 298 K et  $1000 \text{ W/m}^2$ , définissent la manière dont les modules photovoltaïques sont testés en laboratoire pour déterminer leurs propriétés électriques. Il s'agit de la condition standard qui permet de comparer les modules entre eux. Les résultats de la simulation sous STC en utilisant les contrôleurs MPPT étudiés sont donnés par les figures suivantes : La figure 4.5 présente la puissance et le rapport cyclique du module PV et la figure 4.6 montre la poursuite de la trajectoire de la tension optimale du module PV.

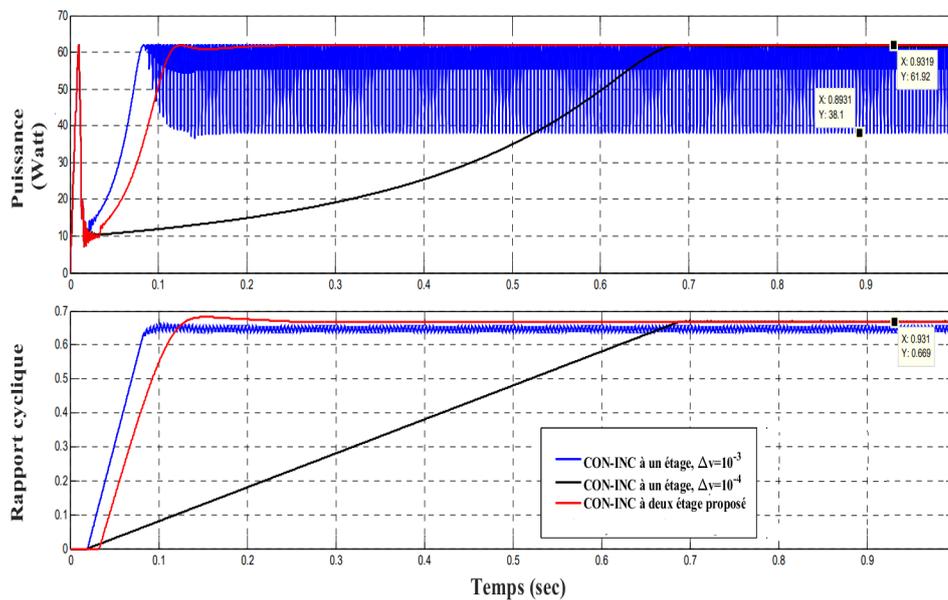


FIGURE 4.5 – Puissance du module PV et rapport cyclique sous le profil STC

Il est clair sur la Figure 4.5 que le MPP est assuré en utilisant les différentes techniques MPPT. En utilisant un algorithme CON-INC à un étage avec un pas pour rapport cyclique  $\Delta D = 10^{-3}$ , le système répond en un temps court (0,0832 s) mais la puissance oscille entre 38,1 Watt et 61,92 Watt. En utilisant un pas de cycle de service  $\Delta D = 10^{-4}$  dans la dernière technique, le système prend plus de temps (0,6891 s) pour atteindre le MPP, et les oscillations autour du MPP sont réduites. Les problèmes du premier algorithme ont été résolus en utilisant l'algorithme CON-INC à deux étages proposé, dans lequel la réponse est plus rapide et les oscillations autour du MPP sont absentes. Le signal de commande présenté par le rapport cyclique dans la Figure 4.5 est stabilisé à 66,9 % en régime permanent pour

toutes les techniques MPPT mais avec la même variance que pour le signal de puissance. La validité du régulateur MPPT proposé est également prouvée.

Confirmé par la poursuite réussie de la tension du module PV, comme le montre la figure 4.6. En effet, l'erreur entre  $v_{ref}$  fournie par l'algorithme CON-INC dans le premier étage et la tension du module PV est supprimée par rapport à la figure 4.3.

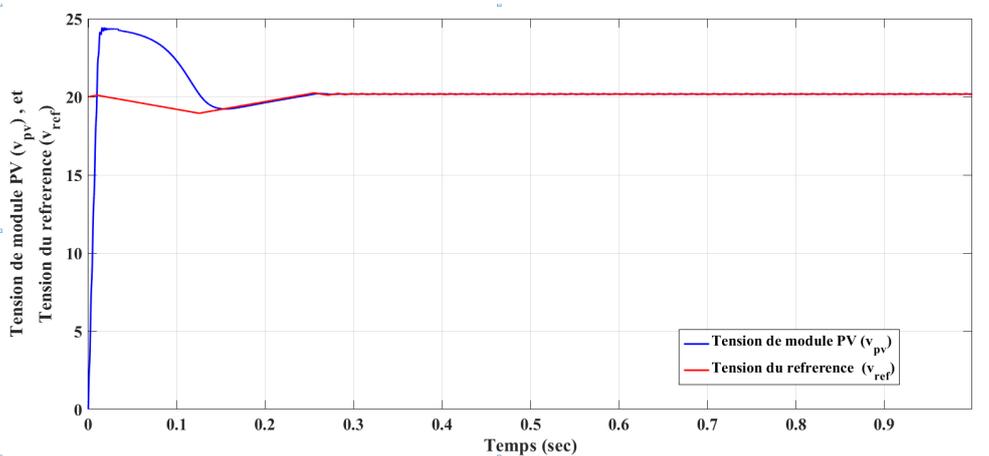


FIGURE 4.6 – Poursuite de la tension du module PV sous le profil STC

#### 4.5.2 Simulation sous profil variable de la température

Comme nous l'avons vu précédemment, la température peut affecter la tension du module PV et donc la puissance du module PV. Ainsi, une augmentation de la température peut réduire la tension et vice versa. Pour tester l'efficacité de notre contrôleur MPPT proposé, un profil de température variable (Figure 4.7) est utilisé où l'éclairement est maintenu à  $1000 \text{ W/m}^2$ . Dans ce profil, la température est augmentée trois fois, passant de 288 à 303 K et finalement à 318 K. Ensuite, elle est abaissée brusquement deux fois : d'abord à 308 K, Puis à 298 K. La puissance du module PV et le rapport cyclique sous ce profil de température sont donnés par la Figure 4.8, et la tension du module PV et la tension de référence sont données par la Figure 4.9

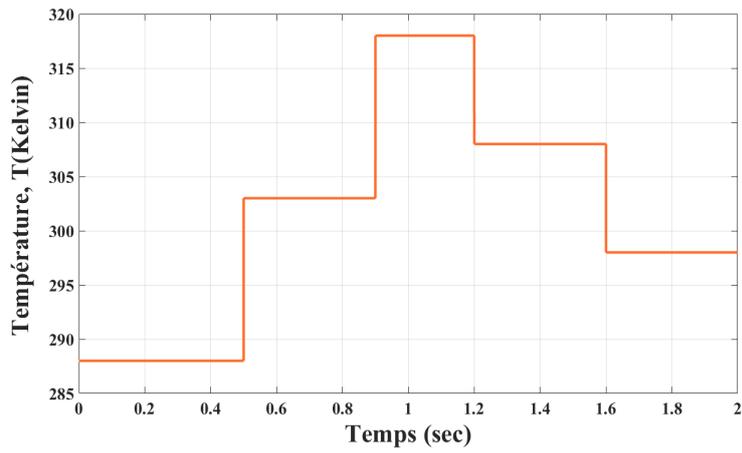


FIGURE 4.7 – Profil variable avec un changement soudain de température

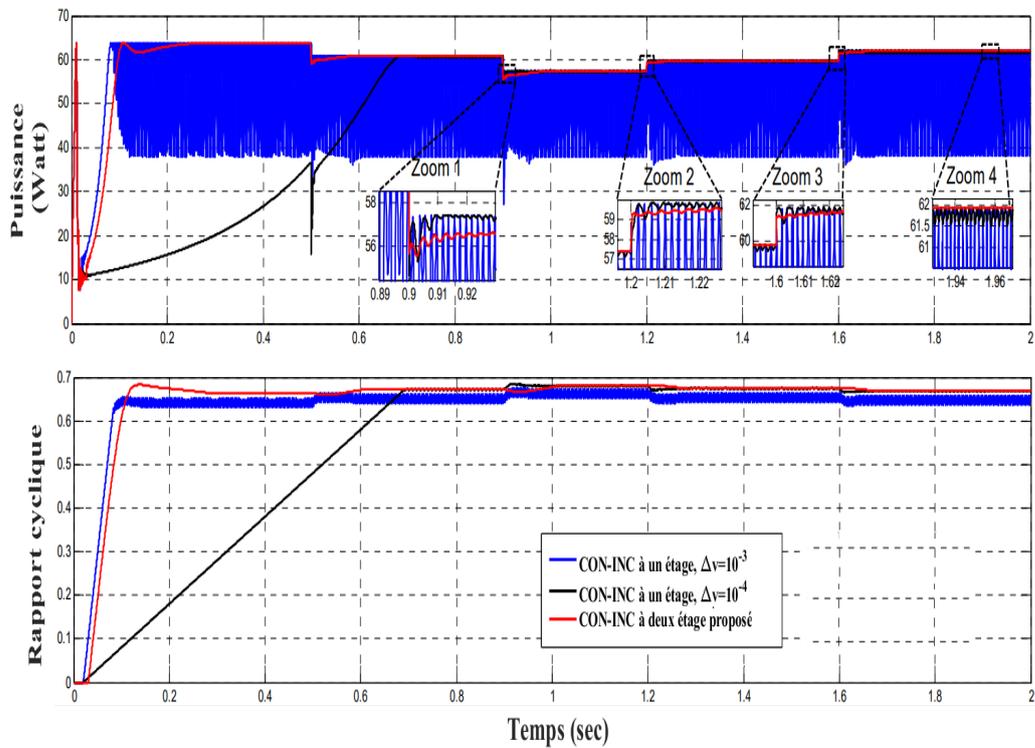


FIGURE 4.8 – Puissance du module PV et rapport cyclique en cas de changements soudains de la température.

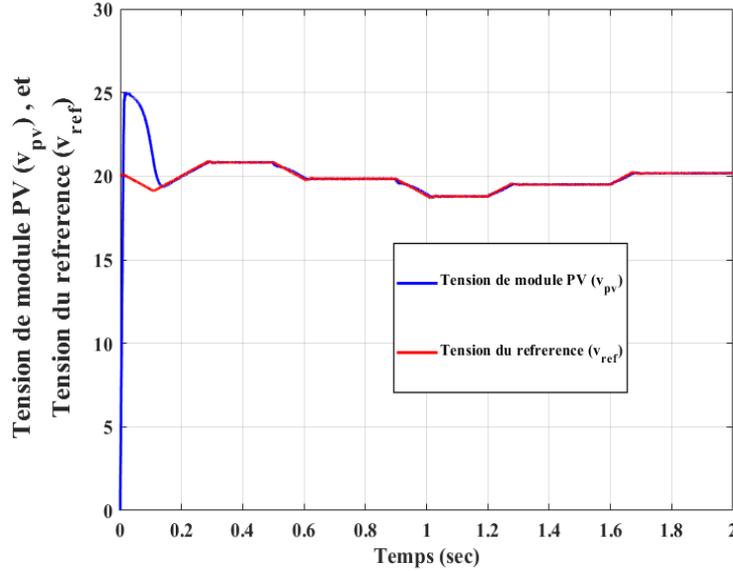


FIGURE 4.9 – Suivi de la tension du module PV en cas de changements soudains de la température.

Sur la Figure 4.8, on peut clairement voir que le MPP sous un changement soudain de température est garanti par les deux algorithmes de CON-INC. La plage de variation de la puissance réelle en fonction des variations de température est comprise entre  $p_{pv_{min}} = 57.44$  Watt et  $p_{pv_{max}} = 63.87$  Watt. D'énormes oscillations peuvent encore être observées avec l'algorithme CON-INC conventionnel pour  $\Delta\alpha = 10^{-3}$ ; cependant, ces oscillations sont réduites en utilisant  $\Delta\alpha = 10^{-4}$ . Après avoir atteint le MPP dans le deuxième niveau, on observe que le temps de réponse de l'algorithme CON-INC avec  $\Delta\alpha = 10^{-4}$  est mieux que celui de notre contrôleur MPPT proposé (voir les parties Zoom 1-3). En régime permanent, le contrôleur MPPT proposé est plus performant que le contrôleur classique en termes d'oscillations, et présente une puissance de sortie régulière (voir la partie Zoom 4). Dans la même figure, le rapport cyclique varie dans une courte plage, entre  $\alpha_{min} = 66.36\%$  et  $\alpha_{max} = 68.01\%$ .

La Figure 4.8 montre que la tension du module PV est suivie de manière régulière avec une erreur de régime permanent nulle en utilisant la méthode optimale de suivi de la tension du module PV, contrôleur intégrateur. La tension varie entre  $v_{pv_{min}} = 18.8$  Volt et  $v_{pv_{max}} = 20.82$  Volt

### 4.5.3 Simulation sous un profil d'irradiation variable

Un profil variable d'irradiation, qui affecte directement le MPP, est généralement utilisé pour tester la validité des contrôleurs MPPT. De plus, il convient de mentionner que la variation de l'éclairement n'a aucun effet sur la tension optimale du module PV. Dans cette sous-section, le changement soudain de l'éclairement de la Figure 4.10 est utilisé. Tout d'abord, l'éclairement énergétique est fixé à  $500 \text{ W/m}^2$ . À l'instant 0,5, il varie à  $700 \text{ W/m}^2$ , puis à  $1000 \text{ W/m}^2$  à l'instant 0,9. Ensuite, il commence à diminuer, jusqu'à  $800 \text{ W/m}^2$  à l'instant 1,2, et enfin jusqu'à  $600 \text{ W/m}^2$  à l'instant 1,6. Pendant la simulation, la température est fixée à 298 Kelvin. La réponse du système PV sous ce profil est donnée par la Figure 4.11.

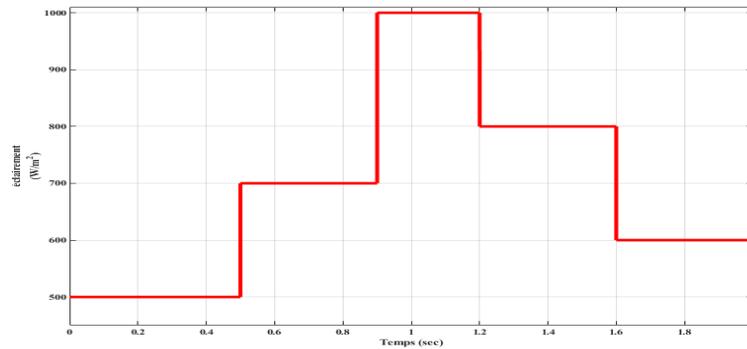


FIGURE 4.10 – Profil variable avec des changements soudains d'irradiation

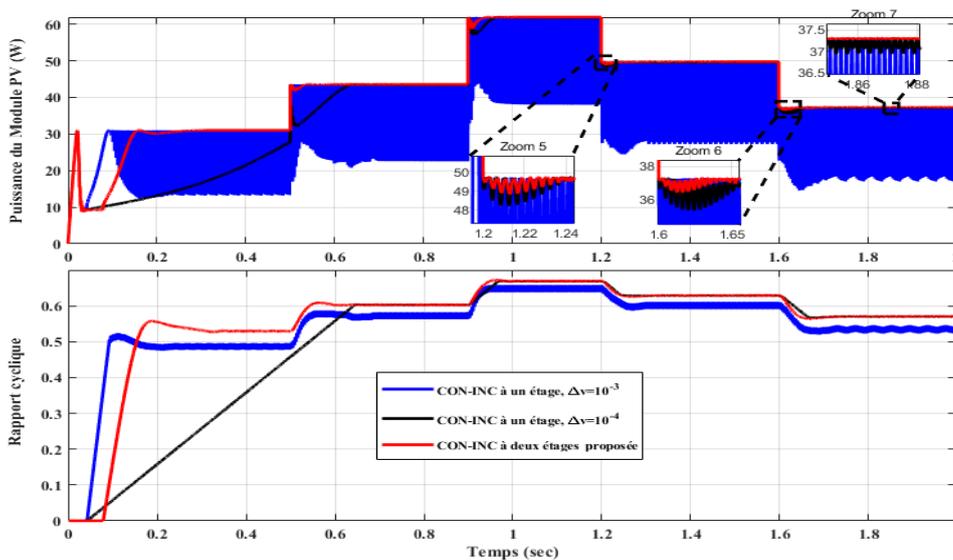


FIGURE 4.11 – Puissance du module PV et le rapport cyclique en cas de changements soudains de l'irradiante.

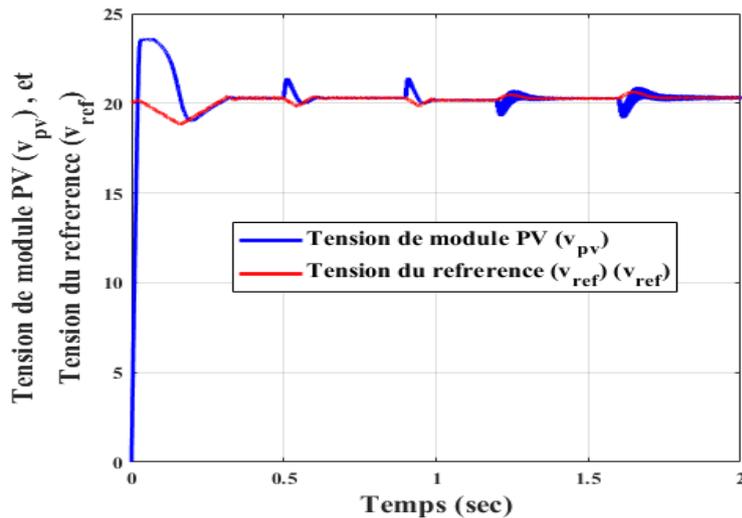


FIGURE 4.12 – Suivi de la tension du module PV en cas de changements soudains d'irradiation.

Sur la Figure 4.11, on constate que le contrôleur MPPT proposé est plus performant que l'algorithme CON-INC classique. En effet, d'énormes oscillations apparaissent toujours autour du MPP lors de l'utilisation de l'algorithme CON-INC avec  $\Delta D = 10^{-3}$ , avec un long temps de stabilisation lors de l'utilisation de  $\Delta D = 10^{-4}$ . Ce problème a été résolu en utilisant la technique de contrôle MPPT proposée, qui présente un temps faible d'établissement (voir les parties Zoom 5 et 6) et une puissance de sortie lisse (voir la partie Zoom 7). Le rapport cyclique optimal est atteint dans toutes les sous-périodes de la simulation, où il augmente lorsque la puissance du module PV augmente et vice versa. Cependant, il n'est pas atteint lorsqu'on utilise l'algorithme CON-INC classique avec  $\Delta D = 10^{-3}$  et  $\Delta D = 10^{-4}$  dans la première période comme dans les scénarios précédents. L'efficacité du contrôleur MPPT proposé est prouvée en fournissant la tension de référence dans la figure 4.1. Dans cette figure, on peut clairement voir que la tension du module PV est affectée par des changements soudains d'éclairement, où elle présente des pics aux instants de changement d'éclairement alors qu'elle reste constante dans l'état stable.

#### 4.5.4 Simulation sous une charge résistive variable

De nombreux travaux de recherche ont mis l'accent sur les variations des conditions climatiques (la température et l'éclairement) mais ont négligé le fait que les changements de

charge dans une plage de variation spécifique ont également un effet sur le MPP, qui doit théoriquement être constant tout au long de ces changements. Dans ce scénario, le contrôleur MPPT doit suivre le MPP en ajustant le rapport cyclique pour répondre à la charge requise, et donc à la tension de sortie et au courant de sortie correspondants. Le profil de charge variable est illustré dans la Figure 4.13.

Le même changement de pas utilisé dans le scénario précédent est utilisé ici à partir de  $20\Omega$  et change deux fois jusqu'à  $60\Omega$ . Il diminue ainsi deux fois jusqu'à se terminer par  $15\Omega$ . Les résultats de la simulation sous ces variations sont fournis dans la Figure 4.14.

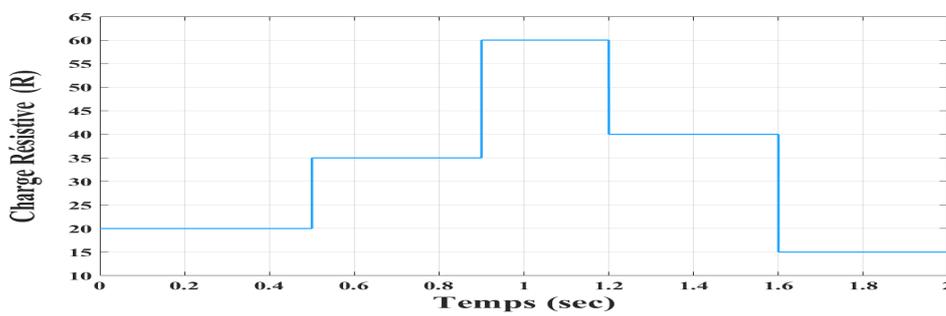


FIGURE 4.13 – Profil variable avec changement soudain de la charge

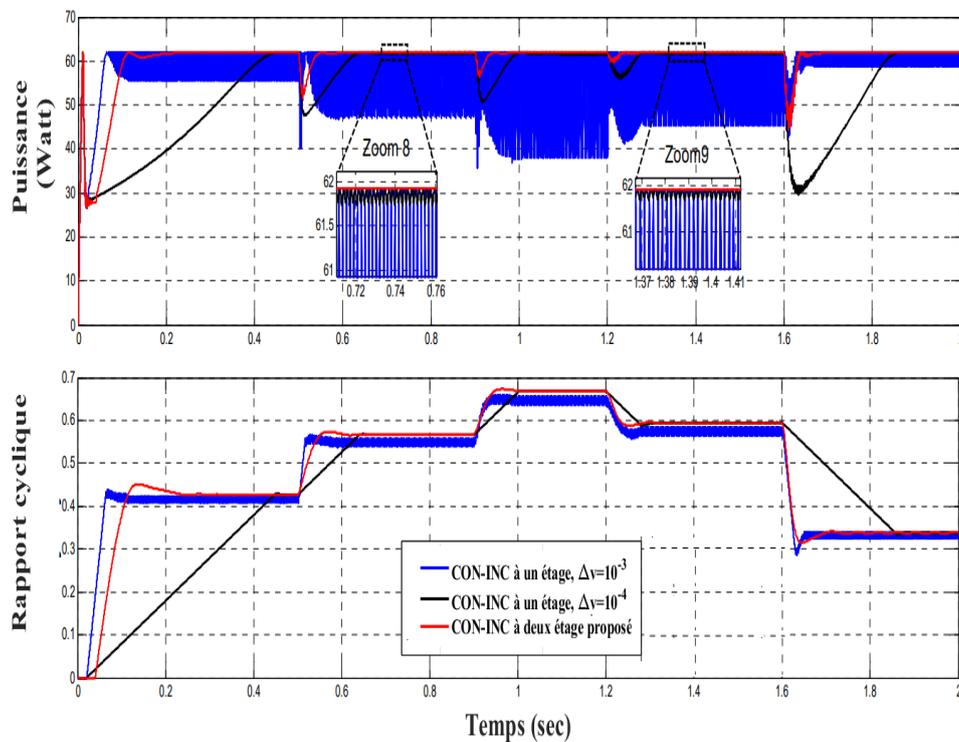


FIGURE 4.14 – Puissance du module PV et rapport cyclique en cas de changements soudains de la charge

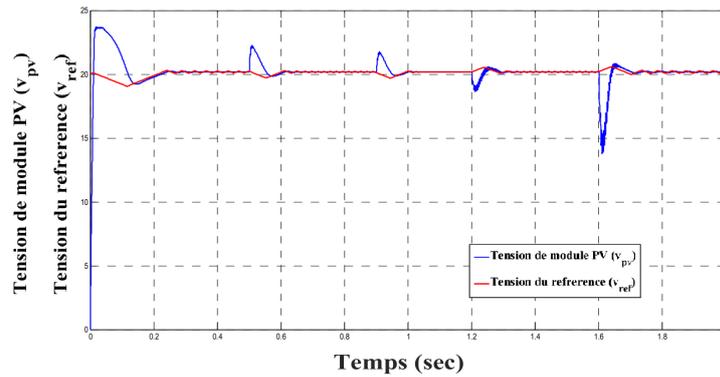


FIGURE 4.15 – Poursuite de la tension du module PV en cas de changements soudains de la charge.

Comme on peut clairement le voir sur la Figure 4.15, le contrôleur MPPT proposé surpasse le classique en termes d'oscillations dans les états stables ; il fournit une puissance de sortie régulière (voir les parties Zoom 8 et Zoom 9). Les changements soudains de la charge entraînent une chute de puissance, qui diminue à 29,74 Watt avec l'algorithme CON-INC classique avec  $\Delta D = 10^{-4}$ . En utilisant le même algorithme avec  $\Delta D = 10^{-3}$ , les oscillations sont importantes mais avec des amplitudes différentes ; ces dernières dépendent de la charge. Avec le même terme de chute de puissance, il est apparaît que le contrôleur MPPT proposé surpasse le contrôleur conventionnel et ne prend pas beaucoup de temps pour revenir au MPP. Dans la même figure, le rapport cyclique prend la même forme que celle de la charge et varie dans une large gamme ; le rapport cyclique délivré avec le contrôleur MPPT proposé surpasse le classique en termes d'oscillations, de réponse rapide et de valeur optimale atteinte.

La Figure 4.15 montre que le contrôleur MPPT proposé donne la tension de référence avec succès avec de petites fluctuations sous des changements soudains d'éclairement. On constate également que le module PV suit parfaitement la tension de référence, qui reste constante à 20,2 volts, à l'exception des moments des changements, où quelques pics peuvent être observés.

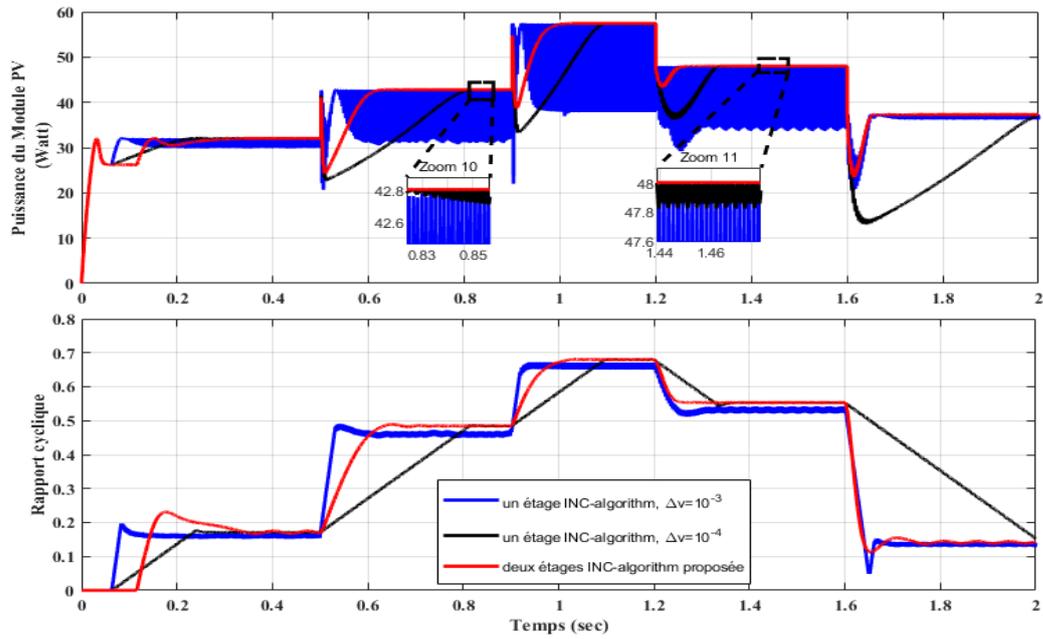


FIGURE 4.16 – Puissance du module PV et rapport cyclique en cas de changements soudains de la température, de l'éclairement et de la charge

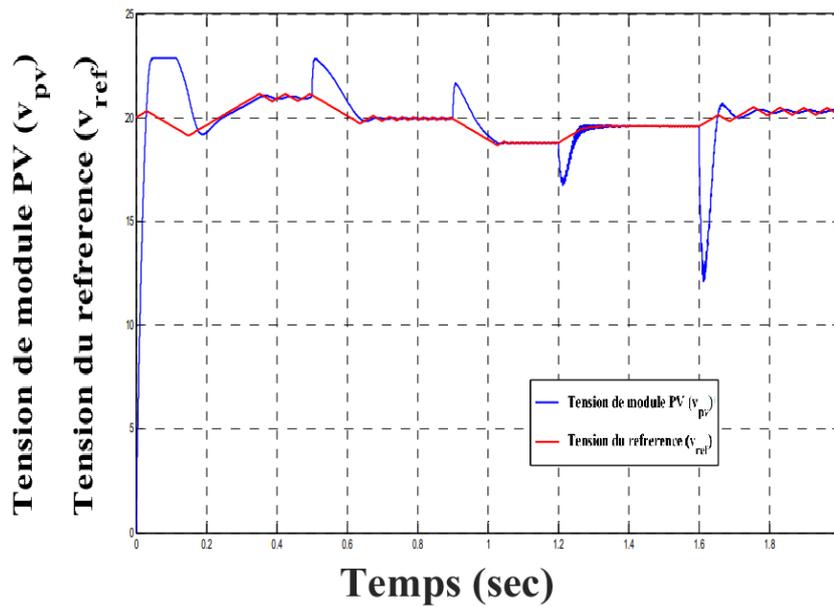


FIGURE 4.17 – Poursuite de la tension du module PV en cas de changements soudains de température, d'irradiation et de la charge.

### 4.5.5 Simulation sous des profils variables de température, d'éclairage et de charge

Tout d'abord, il est important de noter qu'il n'est pas facile de réaliser le MPPT sous des changements dynamiques de température, d'éclairage et de charge. Ainsi, les profils précédents de ces facteurs sont utilisés dans cette sous-section pour tester la robustesse du contrôleur MPPT proposé. Les résultats de la simulation de cette sous-section sont donnés par la figure 4.16.

Comme le montre la Figure 4.16, les inconvénients de l'algorithme CON-INC conventionnel sont toujours observés. Les oscillations avec  $\Delta D = 10^{-3}$  sont moins importantes dans les premières et dernières périodes de changement et plus importantes dans les trois périodes centrales. En sélectionnant  $\Delta D = 10^{-4}$ , l'algorithme CON-INC ne peut pas poursuivre de manière parfaite la MPP ; il présente un temps d'établissement important pour atteindre la MPP. Ceci est particulièrement vrai dans la dernière période. Ces inconvénients sont résolus en utilisant le contrôleur MPPT proposé, qui offre une puissance de sortie lisse (voir la portions de Zoom 10 et Zoom 11) et un temps de réponse acceptable pour revenir au MPP. Dans la même figure, la chute de puissance résultant des changements des trois facteurs est plus faible avec le contrôleur MPPT proposé.

Pendant la variation des trois facteurs, les contrôleurs MPPT fonctionnent pour atteindre le MPP en fournissant un rapport cyclique optimal, comme le montre la Figure 4.16. La courbe du rapport cyclique utilisant le contrôleur MPPT proposé a surpassé celle qui utilise l'algorithme CON-INC classique en termes de valeur optimale (non atteinte en utilisant l'algorithme CON-INC avec  $\Delta D = 10^{-3}$ ) et de rapidité (meilleur que l'algorithme CON-INC avec  $\Delta D = 10^{-4}$ ).

La capacité à fournir la tension de référence, et à la suivre, pendant les changements de température, d'irradiation et de charge est obtenue en utilisant le contrôleur MPPT proposé (Figure 4.17). Sous ces changements, la tension du module PV présente quelques pics et son état stable varie entre 18,78 volts et 21,14 volts.

## 4.6 Comparaison des contrôleurs MPPT

La qualité d'un contrôleur MPPT peut être définie comme la position du point de fonctionnement du module PV de sorte que le MPP puisse être produit ( $P_{max}$ ).

La puissance  $P_{pv}$  effectivement délivrée par le module PV dépend du contrôleur MPPT utilisé pour commander le convertisseur DC-DC. Le rendement du point de fonctionnement résultant, noté  $\eta_{MPPT}$  dans l'équation (4.17), permet de mesurer l'efficacité du contrôleur MPPT, qui est chargé de commander le convertisseur de puissance. En résumé, cela donne un meilleur pourcentage (%) de puissance du module PV ( $P_{MPPT}$ ) par rapport au MPP [128].

$$\eta_{MPPT} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{MPPT}(i)}{\sum_{i=1}^N P_{Max}(i)} \times 100 \quad (4.17)$$

Où N est le nombre d'échantillons.

D'après les résultats numériques présentés dans le tableau 4.2 et l'histogramme de la figure 4.18, on peut conclure que la stratégie MPPT proposée donne une meilleure rendement  $\eta_{MPPT}$  par rapport à l'algorithme CON-INC classique avec différentes tailles de pas du rapport cyclique. L'efficacité dans les cinquièmes scénarios de la méthode MPPT proposée varie entre 93,75% et 97,57% avec une différence de 3,82% entre ces deux valeurs. La variation de l'efficacité en utilisant l'algorithme CON-INC à un étage avec  $\Delta D = 10^{-4}$  est comprise entre 61,5% et 90,22% avec une différence de 28,72% entre ces deux valeurs. D'ailleurs, l'utilisation de  $\Delta D = 10^{-3}$  dans la même approche donne un rendement compris entre 84,92% et 92,63%, avec un écart de 7,71%.

TABLE 4.2 – Une étude comparative entre les contrôleurs MPPT basée sur le rendement

	scenario	scenario	scenario	scenario	scenario
	1	2	3	4	5
CON-INC algorithme à un étage avec $\Delta D = 10^{-3}$	84.92%	92.63%	86.59%	85.29%	90.30%
CON-INC algorithme à un étage avec $\Delta D = 10^{-4}$	61.50%	88.38%	79.87%	90.22%	83.19%
CON-INC algorithme à deux étages proposé	93.75%	97.57%	96.93%	97.23%	94.22%

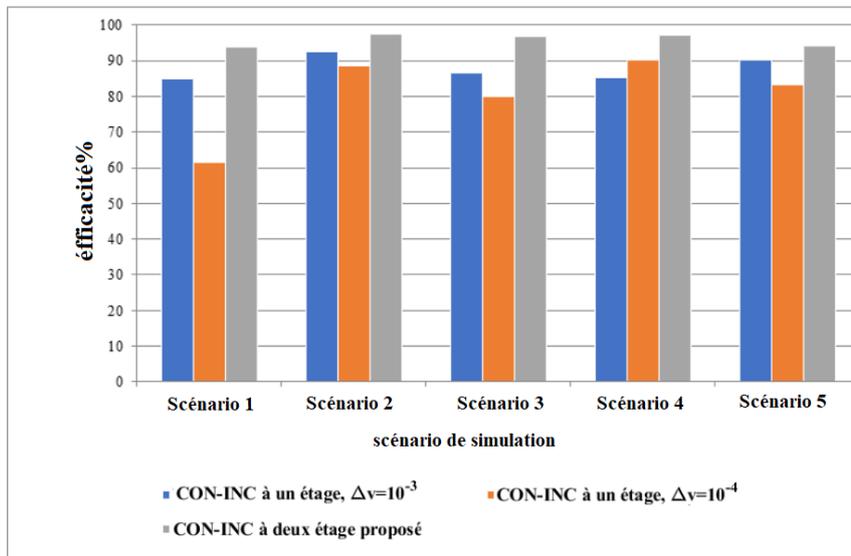


FIGURE 4.18 – Histogramme des scénarios de simulation par rapport à l'efficacité

Comme on l'a vu dans la section précédente, une comparaison en termes d'efficacité, de précision et de rapidité n'est pas suffisante, car d'autres facteurs doivent être pris en considération tels que la simplicité, la connaissance du modèle mathématique du système, le coût de réalisation, etc. À cet égard, l'algorithme CON-INC classique est plus simple et moins coûteux que celui proposé, car l'intégrateur du deuxième étage le rend plus complexe et plus coûteux. En outre, sa conception nécessite la fonction de transfert qui relie le rapport cyclique à la tension du module PV. En définitive, le choix du contrôleur MPPT approprié dépend des exigences de l'utilisateur.

## 4.7 Conclusion

Dans ce chapitre, un contrôleur MPPT à conductance incrémentale à deux étages a été proposé pour remédier aux inconvénients bien connus du contrôleur MPPT classique à conductance incrémentale à un seul étage. Parmi ces inconvénients, on peut citer le suivi imparfait de la MPP et les oscillations autour de la MPP. Le premier étage du contrôleur proposé, qui est basé sur la conductance incrémentale, est utilisé pour fournir la tension de référence en détectant la tension et le courant du module PV. Le deuxième étage est utilisé pour contrôler la tension du module PV et la maintenir à la tension de référence via un contrôleur intégrateur. Pour garantir la stabilité de la boucle de contrôle fermée de la tension et éviter les inconvénients mentionnés, le gain du contrôleur intégrateur a été défini en utilisant le critère de stabilité de *Routh*.

Enfin, la supériorité de l'algorithme de conductance incrémental à deux étages proposé par rapport à l'algorithme classique à un étage a été démontrée par des résultats de simulation dans cinq scénarios à l'aide du programme Matlab/Simulink et par des valeurs numériques utilisant la formule d'efficacité.

# Chapitre 5

## COMMANDE MPPT DE CON-INC A DEUX ETAGE A BASE DE LA COMMANDE LQI

### 5.1 Introduction

Pour résoudre le même problème que celui décrit dans le chapitre précédent, ce chapitre propose une nouvelle conception du contrôleur MPPT basée sur l'hybridation de la technique CON-INC et du contrôleur linéaire quadratique intégral (LQI), que nous appelons la technique hybride CON-INC-LQI. Nous menons une étude comparative de cette technique hybride proposé, de CON-INC avec intégral (discuté dans le quatrième chapitre) et de la technique classique de CON-INC à un seul étage afin de montrer l'efficacité de notre proposition dans trois différents scénarios de conditions météorologiques et de charge.

Il est à noter que la technique étudié dans ce chapitre utilise la même technique CON-INC pour délivrer la tension de référence que précédemment. Le deuxième étage est concentré sur la commande LQI.

## 5.2 La commande LQI

La commande LQR est de type proportionnel. Pour améliorer ses performances en présence de perturbations constantes et pour obtenir une erreur d'état stable nulle, il est souhaitable d'ajouter un effet intégral. Celui-ci est noté contrôleur LQI, et sa formulation mathématique sera détaillée par la suite.

### 5.2.1 Représentation de l'espace d'état de la dynamique des erreurs

La conception du contrôleur LQI nécessite l'ajout d'un état supplémentaire à l'espace d'état détaillé précédemment. Cette représentation augmentée de l'espace d'état est :

$$\dot{x}(t) = A \times x(t) + B \times \alpha(t) \quad (5.1)$$

$$y(t) = C \times x(t) + D \times \alpha(t) \quad (5.2)$$

$$\dot{e}(t) = v_{ref}(t) - v_{vp} = v_{ref}(t) - C \times x(t) \quad (5.3)$$

Avec A,B,C,D Le rapport cyclique de retour d'état pour le système d'espace d'états augmenté est donné par :

$$\alpha(t) = -K \times x(t) - k_i \times e(t) \quad (5.4)$$

où  $K_{(1 \times 3)}$  est la matrice de gain de retour d'état et  $k_i$  est le gain intégral.

Le système d'espace d'états augmenté qui combine 5.1 et 5.3 est : ‘

$$\begin{bmatrix} \dot{x}(t) \\ \dot{e}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} x(t) \\ e(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} \times \alpha(t) + \begin{bmatrix} 0 \\ I \end{bmatrix} \times v_{ref}(t) \quad (5.5)$$

En régime permanent, l'équation 5.5 peut être réécrite comme suit :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}(\infty) \\ \dot{e}(\infty) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} x(\infty) \\ e(\infty) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} \times \alpha(\infty) + \begin{bmatrix} 0 \\ I \end{bmatrix} \times v_{ref}(\infty) \quad (5.6)$$

En supposant que  $v_{ref}$  est une entrée constante, soustraire 5.5 de 5.6 donne la nouvelle dynamique d'erreur :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}(t) - \dot{x}(\infty) \\ \dot{e}(t) - \dot{e}(\infty) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} x(t) - x(\infty) \\ e(t) - e(\infty) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} \times ((\alpha(t) - \alpha(\infty))) \quad (5.7)$$

Des nouvelles variables d'état peuvent être définies comme suit :

$$x(t) - x(\infty) = x_e(t) \quad (5.8)$$

$$e(t) - e(\infty) = e_e(t) \quad (5.9)$$

$$\alpha(t) - \alpha(\infty) = \alpha_e(t) \quad (5.10)$$

Maintenant, une nouvelle expression combinant les équations (5.8,5.10) et l'équation 5.7 est donnée par :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_e(t) \\ \dot{e}_e(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_e(t) \\ e_e(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \alpha_e(t) \quad (5.11)$$

Maintenant, définissons,  $\xi(t) = \begin{bmatrix} x_e(t) \\ e_e(t) \end{bmatrix}$ , alors l'équation 5.11 peut être réécrite comme suit :

$$\dot{\xi}(t) = \bar{A} \cdot \xi(t) + \bar{B} \cdot \alpha_e(t) \quad (5.12)$$

$$\text{Avec } \bar{A} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix}, \bar{B} = \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix}$$

À partir de l'équation 5.4 et de l'équation 5.13, la formule suivante de rapport cyclique est obtenue :

$$\alpha_e(t) = -K \cdot x_e(t) - K_I \cdot e_e(t) = -\bar{K} \cdot \xi(t) \quad (5.13)$$

$$\text{Avec } \bar{K} = \begin{bmatrix} K & K_I \end{bmatrix}$$

À partir des équations 5.12 et 5.13, on peut obtenir la dynamique d'erreur en boucle fermée comme suit :

$$\dot{\xi}(t) = (\bar{A} - \bar{B} \cdot \bar{K}) \cdot \xi(t) \quad (5.14)$$

D'après l'équation 5.14, on peut voir que la matrice de gain doit être conçue pour permettre à l'erreur de converger vers zéro en régime permanent.

### 5.2.2 Conception du contrôleur LQI

La philosophie de la stratégie de commande LQI repose sur la bonne détermination de la matrice de gain  $\bar{K}$  pour rendre la dynamique d'erreur présentée par l'équation 5.12 stable [129]. La matrice de gain  $\bar{K}$  est calculée en minimisant le critère  $\mathbf{J}$  donné par la formule suivante :

$$J = \int_0^{+\infty} (x_e^T \cdot Q_e \cdot x_e(t) + D^T \cdot R_e \cdot D_e(t)) dt \quad (5.15)$$

$R_e$  et  $Q_e$  sont des matrices de poids. Ces matrices sont définies positives et leurs éléments sont choisis de manière à assurer une pondération par rapport à l'énergie du signal de commande  $\alpha$  à l'entrée du système et à l'énergie des variables d'état qui dépendent fortement de la vitesse de réponse.

La matrice de gain optimale  $\bar{K}$  qui minimise le critère  $\mathbf{J}$  est obtenue et donnée par la formule suivante :

$$\bar{K} = \begin{bmatrix} K & K_I \end{bmatrix} = R_e^{-1} \cdot \bar{B} \cdot P \quad (5.16)$$

Où  $P$  est une matrice définie positive, peut être obtenue à partir de la solution de l'équation de Riccati suivante :

$$\bar{A} \cdot P + P \cdot \bar{A} - P \cdot \bar{B} \cdot R_e^{-1} \cdot \bar{B} \cdot P + Q_e = 0 \quad (5.17)$$

D'après l'équation (5.13) et l'équation (5.16), le rapport cyclique de la dynamique d'erreur est donné par :

$$D_e(t) = -R_e^{-1} \cdot \bar{B} \cdot P \cdot \xi(t) = -R_e^{-1} \cdot \bar{B} \cdot P \cdot \begin{bmatrix} x_e(t) \\ e_e(t) \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

Enfin, la loi de commande optimale représentant le rapport cyclique du système d'équation (5.5) est donnée par :

$$D(t) = -R_e^{-1} \cdot \bar{B} \cdot P \cdot \xi(t) = -R_e^{-1} \cdot \bar{B} \cdot P \cdot \begin{bmatrix} x(t) \\ e(t) \end{bmatrix} \quad (5.19)$$

Le rapport cyclique avec la matrice de gain optimale conduira l'erreur de tension  $e(t)$  à zéro et les états du système ( $v_{pv}$ ,  $i_L$  et  $v_o$ ) convergeront vers leurs valeurs souhaitées en régime permanent. Le contrôleur LQI pour la régulation de la tension du module PV est donné dans la figure suivante.

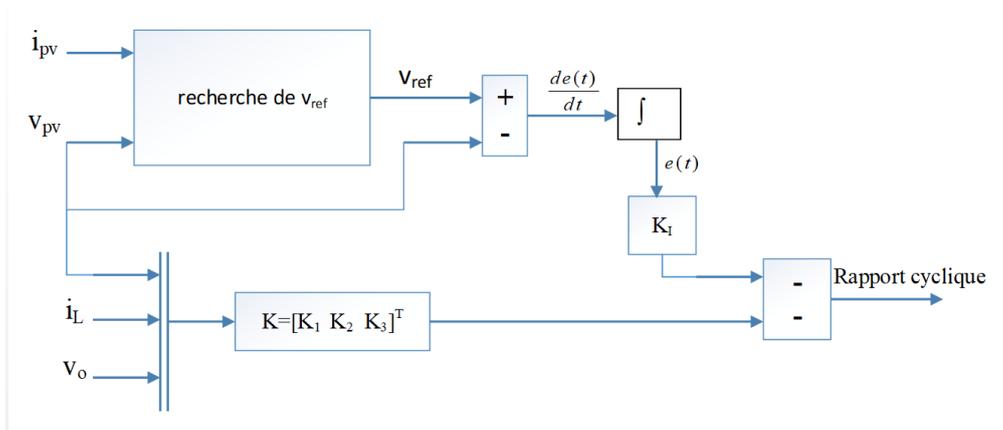


FIGURE 5.1 – Schéma de la commande MPPT de CON-INC à deux étages à base de la commande LQI

Dans notre cas, pour le critère  $J$  nous avons choisi  $R_e = 1$  et  $Q_e = \text{diag}([0, 0, 0, 10])$  ce qui donne le correcteur  $K = \begin{bmatrix} -0.0034 & 0.0016 & -0.0042 & 3.1623 \end{bmatrix}$ . Les résultats de simulation du système d'équation 5.5 avec contrôleur LQI sont donnés par la figure 5.2. Il est clair que la réponse du système utilisant le contrôleur LQI est plus rapide que la réponse utilisant le contrôleur intégral réguler par le critère de Routh.

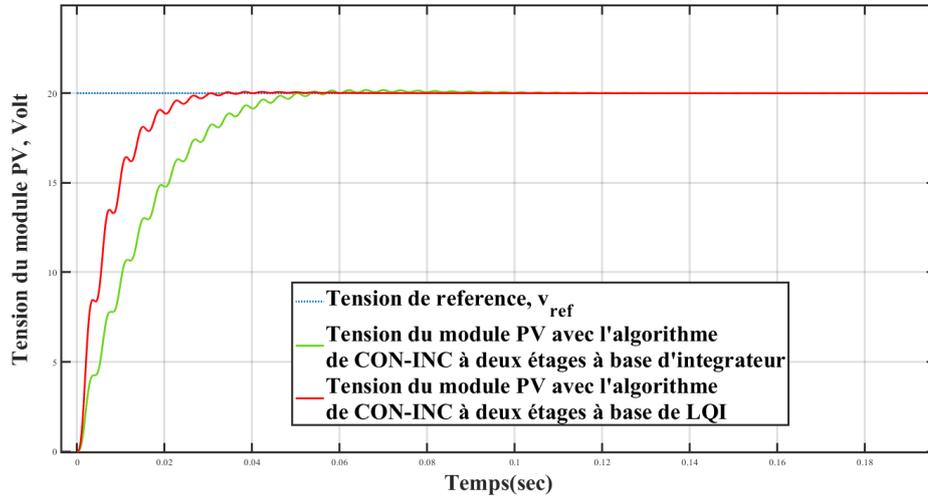


FIGURE 5.2 – Réponse en échelon de la tension du module PV utilisant à la fois les contrôleurs intégrateur et LQI

### 5.2.3 Résultats de simulation et discussion

Dans cette section, l'algorithme de CON-INC à deux étages à base de la commande LQI étudié est implémenté dans le programme Matlab/Simulink avec un temps d'échantillonnage de  $10^{-4}$  et une taille de pas de tension  $\Delta v = 10^{-3}$  volt. Cet algorithme est comparé avec l'algorithme de CON-INC à deux étages à base d'intégrateur et à l'algorithme CON-INC classique à un étage avec différents pas de rapport cyclique.

La simulation est réalisée sous différents scénarios qui sont très courants dans le monde réel, comme détaillé dans les sous-sections suivantes.

### 5.2.4 Premier scénario de test : simulation dans des conditions météorologiques standard

Dans cette partie, la température et l'irradiance sont fixées respectivement à 298 Kelvin et  $1000 \text{ W/m}^2$ . Le MPP du module PV et le rapport cyclique utilisant les contrôleurs MPPT synthétisés sont donnés respectivement par les figures 5.3 et 5.4.

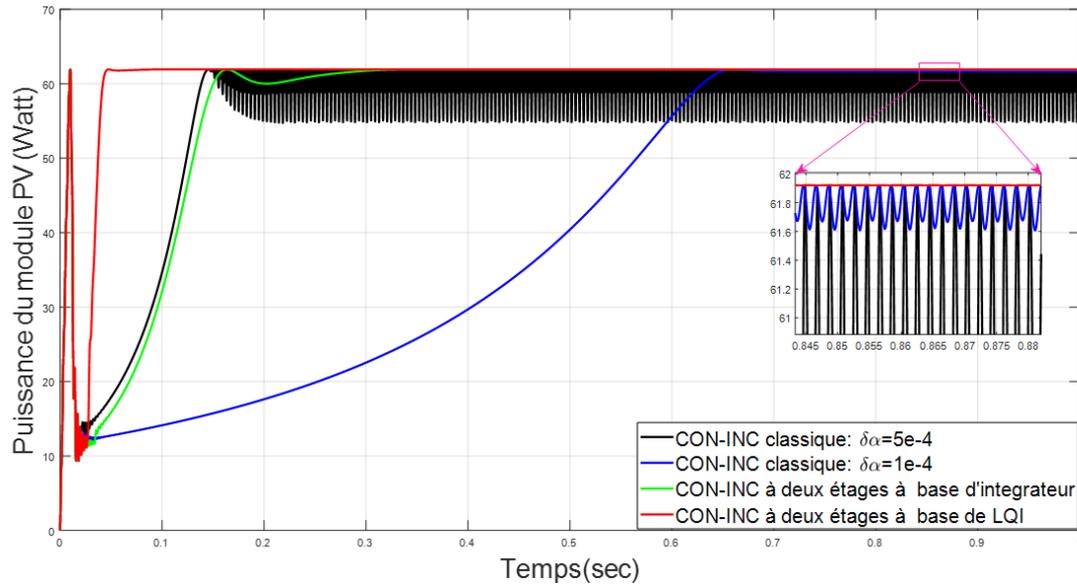


FIGURE 5.3 – Puissance du module PV utilisant des contrôleurs MPPT synthésisés dans des conditions météorologiques standard (STC)

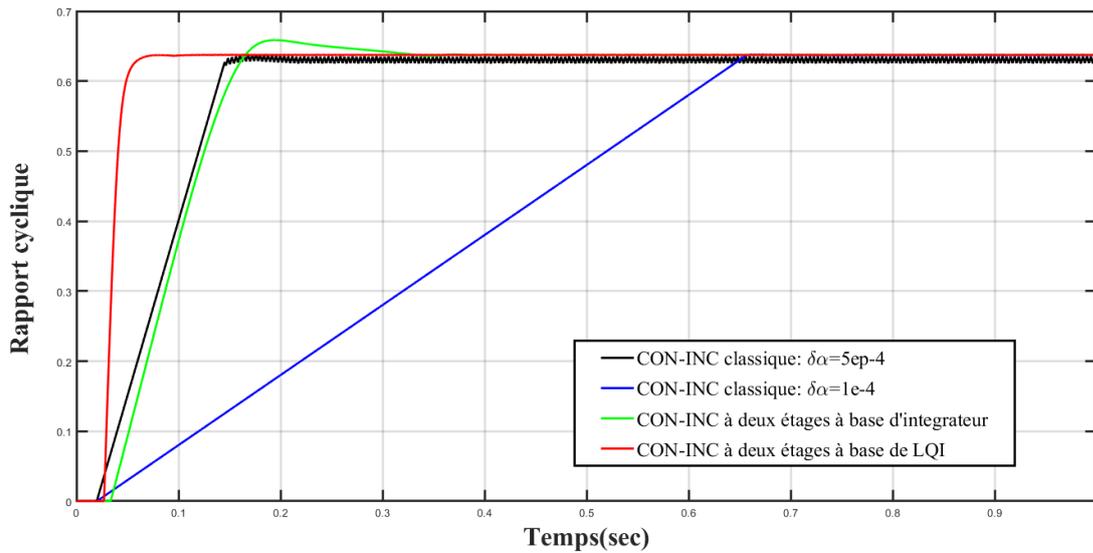


FIGURE 5.4 – Rapport cyclique utilisant des contrôleurs MPPT synthésisés dans des conditions météorologiques standard (STC)

D’après la figure 5.3 , on peut voir que les différentes méthodes MPPT ont fourni le MPP mais avec des performances différentes entre elle. En utilisant l’algorithme de CON-INC classique à un pas  $\Delta\alpha = 10^{-4}$ , le système PV prend beaucoup de temps pour atteindre le MPP, où en sélectionnant  $\Delta\alpha = 5 \cdot 10^{-4}$ , la réponse du système PV est trop rapide mais avec de grandes oscillations en régime permanent autour du MPP. Les inconvénients mentionnés de l’algorithme de CON-INC classique sont supprimés à l’aide d’algorithmes CON-INC à

deux étages à base de l'intégrateur et LQI. La puissance du module PV utilisant ces deux derniers algorithmes est lisse sans oscillations et le temps de réponse est plus rapide (avec la supériorité de l'approche CON-INC-LQI) par rapport à l'approche classique. Ces résultats sont assurés par les différents signaux de commande donnés sur la figure 5.4. On peut voir sur cette figure que le signal de commande utilisant le contrôleur MPPT proposé est le meilleur en termes de rapidité et de souplesse ; où il se stabilise à 63,75 %.

### 5.2.5 Deuxième scénario de test : simulation sous des changements progressifs de température et d'irradiation

Dans le monde vivant, la variation de température est synchronisée avec la variation d'irradiation. La figure 5.5 montre les valeurs que chaque facteur prend pendant le temps de simulation. La puissance du module PV et le signal de commande dans ce scénario utilisant les différentes techniques MPPT synthétisées sont donnés par les figures 5.6 et 5.7.

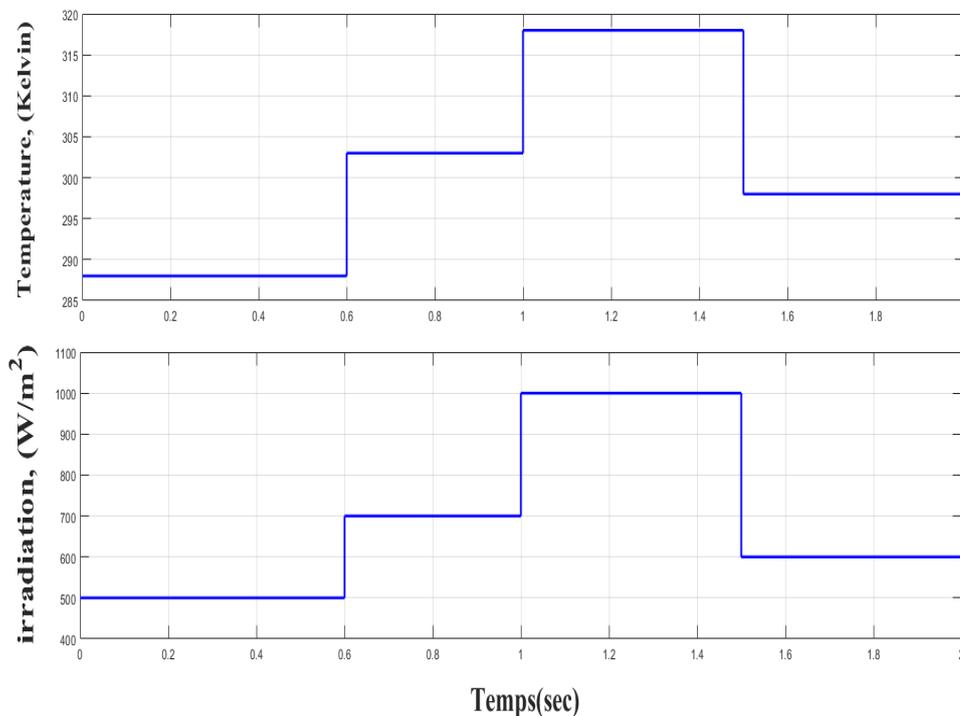


FIGURE 5.5 – Changement soudain de la température et de l'éclairement utilisé dans le deuxième scénario

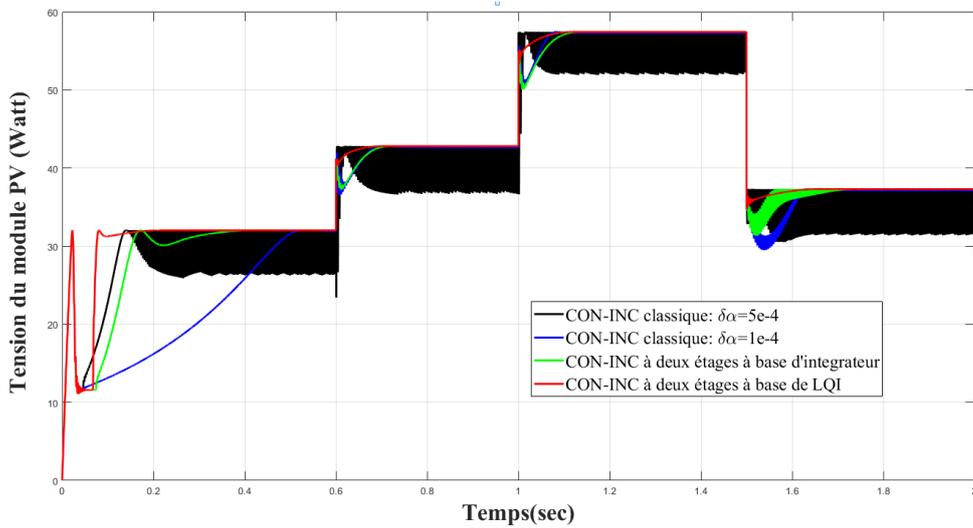


FIGURE 5.6 – Puissance du module PV utilisant différentes approches MPPT synthétisées avec changement soudain de la température et de l’irradiation

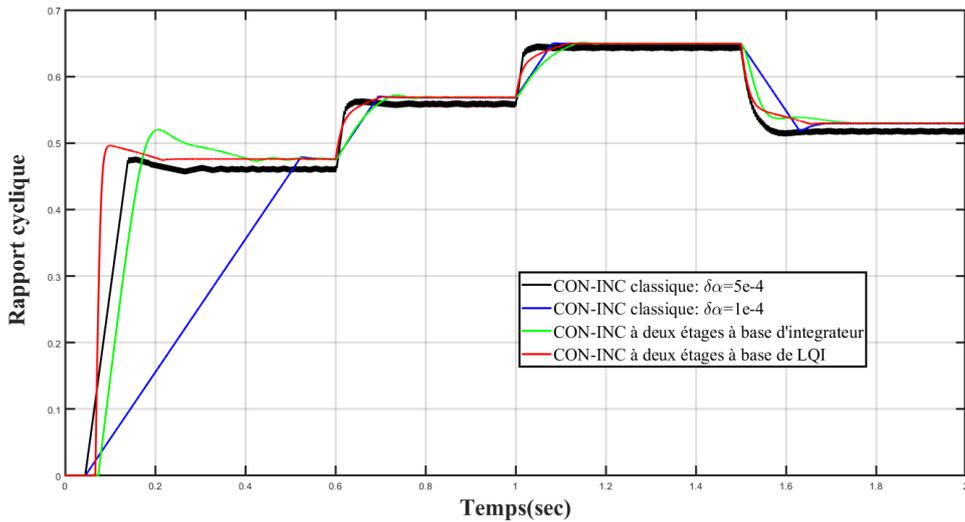


FIGURE 5.7 – Rapport cyclique utilisant différentes approches MPPT synthétisées avec changement soudain de la température et de l’irradiation

D’après la figure 5.6, on peut voir que les différentes approches MPPT suivent le MPP qui varie en fonction des changements soudains des facteurs météorologiques. Cependant, il existe un écart notable entre les résultats, car les défauts de la méthode classique sont toujours visibles. Ces défauts sont résolus en utilisant des techniques à deux étages à base d’intégrateur et LQI avec une supériorité de la dernière, où elle présente un temps de réponse rapide et une puissance de sortie régulière. Les différents niveaux de MPP sont assurés par les variations du rapport cyclique comme mentionné dans la figure 5.7 , où il prend la même forme que la puissance de sortie du module PV.

### 5.2.6 Troisième scénario de test : simulation sous des changements des conditions météorologiques et de la charge

Pour tester la robustesse et l'efficacité de la proposition, le changement de charge de la figure 5.8, qui est également courant dans le monde réel, est ajouté aux variations de température et d'irradiation dans le deuxième scénario. Les résultats de simulation de ce scénario sont présentés par les figures 5.9 et 5.10.

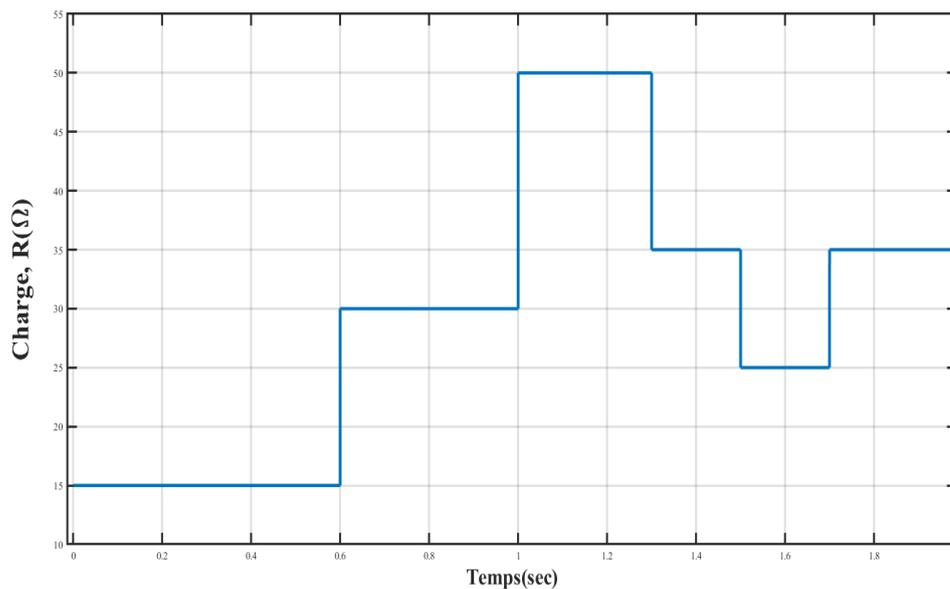


FIGURE 5.8 – Changement soudain de la charge résistive utilisée dans le troisième scénario

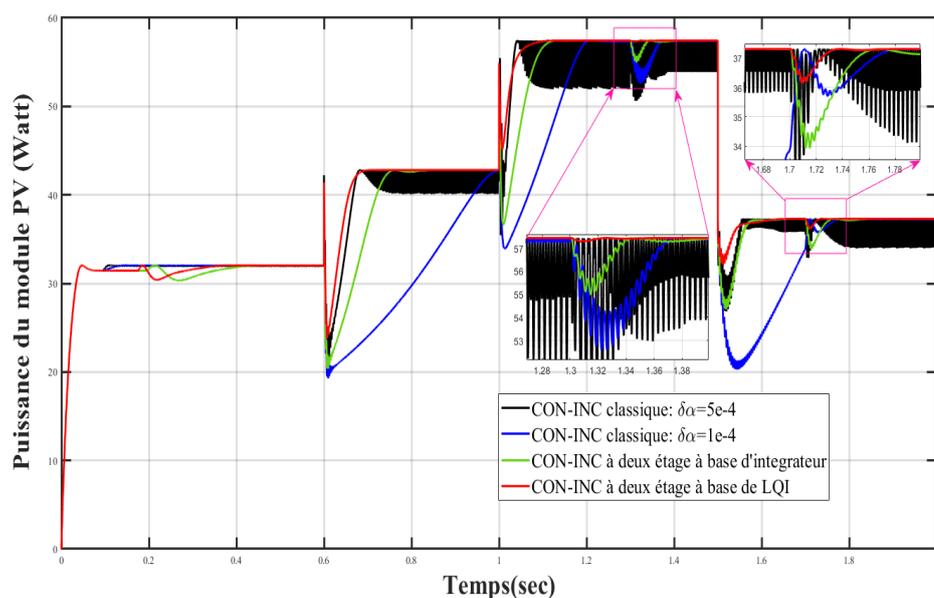


FIGURE 5.9 – Puissance du module PV utilisant différentes approches MPPT synthétisées avec changement simultané de température, d'éclairement et de charge

Comme on peut le voir sur la figure 5.9 , le MPP est atteint en utilisant toutes les stratégies MPPT, mais avec la supériorité de l’algorithme de CON-INC à deux étage à base de LQI, où il présente une puissance de sortie régulière, une réponse rapide et moins de chute de puissance par rapport au reste des approches. Il est également à noter que l’algorithme de CON-INC classique à un étage est affecté par des changements simultanés de trois facteurs où il présente des chutes de puissance notables (comme on peut le voir sur les parties de zoom) et un temps de réponse long lors de la sélection de  $\Delta\alpha = 10^{-4}$ . Le temps de réponse est amélioré en sélectionnant  $\Delta\alpha = 5 \cdot 10^{-4}$  où il surpasse la technique de CON-INC à deux étage à base de l’intégrateur ; cependant des oscillations autour du MPP sont toujours observées en fonction de la valeur de charge.

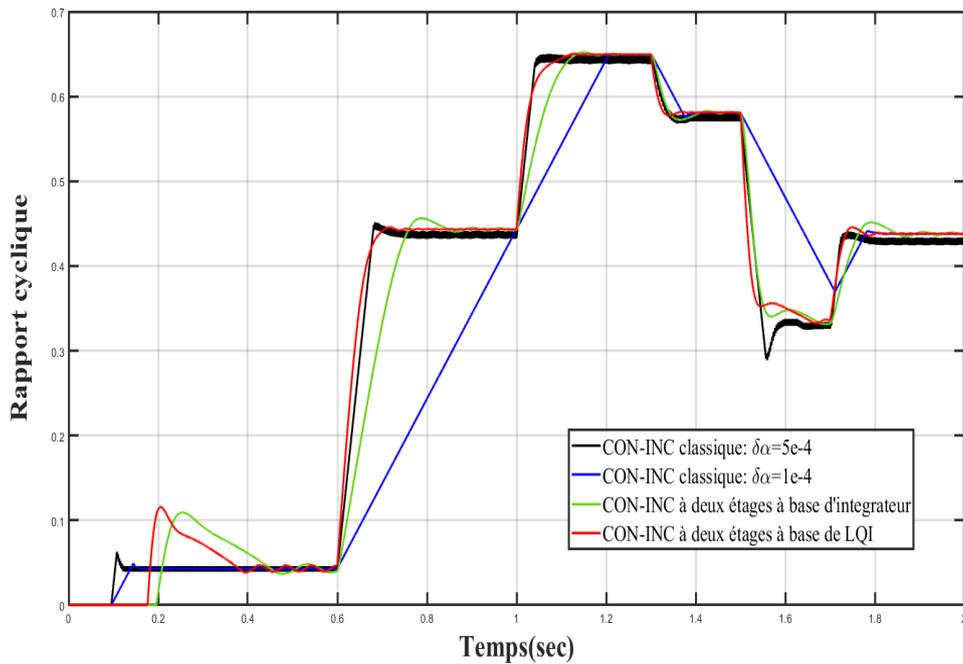


FIGURE 5.10 – Rapport cyclique utilisant différentes approches MPPT synthétisées avec changement simultané de température, d’irradiation et de charge.

### 5.2.7 Comparaison quantitative basée sur le critère d’efficacité

Dans cette sous-section, la formule du rendement donné dans le chapitre précédent est utilisée pour faire la comparaison entre les techniques MPPT étudiés. Le résultat de comparaison est donné dans le tableau et l’histogramme suivants.

TABLE 5.1 – Une étude comparative basée sur le rendement entre contrôleurs MPPT synthétisés

	CON-INC Classique avec $\Delta\alpha = 5 \cdot e^{-4}$	CON-INC Classique avec $\Delta\alpha = 1 \cdot e^{-4}$	CON-INC à deux étages à base d'intégrateur	CON-INC à deux étages à base de LQI
Scénario 1	89.40%	65.57%	92.2%	<b>97.81%</b>
Scénario 2	93.83%	91.30%	96.23%	<b>98.18%</b>
Scénario 3	95.82%	87.75%	95.39%	<b>97.85%</b>

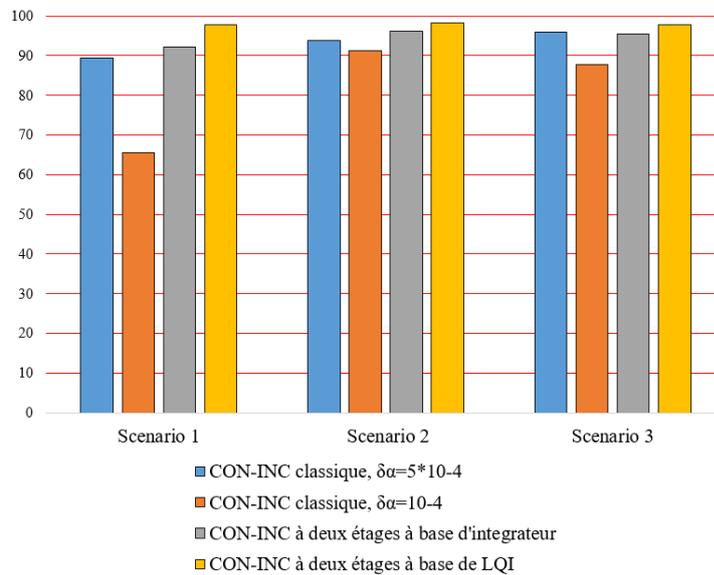


FIGURE 5.11 – Histogramme des scénarios de simulation contre rendement.

Le tableau 5.1 et l’histogramme de la 5.11 montrent que les deux approches à deux étages donnent des meilleurs rendements que l’algorithme de CON-INC classique à un étage, donnant à l’algorithme CON-INC avec LQI les valeurs d’efficacité les plus élevées (sur lignées en gras).

La variation de la différence entre la valeur maximale et la valeur minimale de rendement dans les trois scénarios est très faible en utilisant le contrôleur CON-INC avec LQI, étant estimée à 0,37 %, suivie de l’approche CON-INC utilisant l’intégrateur, étant estimée à 4,03 %. Les différences deviennent plus importantes avec l’algorithme CON-INC classique, passant à 6,42 % en utilisant  $\delta\alpha = 5 \cdot 10^{-4}$  et 25,73 % en utilisant  $\Delta\alpha = 10^{-4}$ .

## 5.3 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté un nouveau contrôleur MPPT intégré dans un système PV autonome. Il consiste en l'hybridation de la technique de CON-INC et du contrôleur LQI. Les résultats de simulation montrent que cette technique suit parfaitement le MPP avec une réduction significative des oscillations et donne un rendement élevé pouvant atteindre 98,18 %. Les résultats obtenus dans différents scénarios révèlent que cette technique est plus performante que les techniques à base d'intégrateur et CON-INC classique en termes de rendement, de vitesse de poursuite, d'oscillations transitoires et de performances en régime permanent. La technique présentée ici a également montré qu'il était capable de suivre le MPP malgré des changements soudains d'irradiation, de température et de charge. Cette technique se caractérise également par sa simplicité d'implémentation dans le contrôle MPPT. Ensuite, il est conclu que cette approche est une technique efficace pour maximiser la puissance PV de sortie des systèmes PV sous différents niveaux uniformes d'irradiation, de température et de charge.

# Conclusion générale

Le présent travail concerne des nouveaux contrôleurs MPPT avec deux étages ou deux boucles de contrôle pour améliorer l'algorithme CON-INC classique, afin de garantir que la puissance maximale du générateur photovoltaïque soit atteinte quelles que soient les conditions environnementales. Ces méthodes sont proposées pour remédier aux inconvénients de la méthode CON-INC classique, tels que les oscillations autour de MPP, le MPPT imparfait, le suivi lent du MPP, etc. Ces inconvénients proviennent de l'utilisation d'un algorithme CON-INC à un seul étage avec un pas de perturbation du rapport cyclique fixe, qui ne peut pas fournir le rapport cyclique optimal en particulier dans des conditions météorologiques (température et l'ensoleillement) et une charge variable. Le premier étage de ces approches proposées est utilisé pour fournir la tension de référence à l'aide de l'algorithme CON-INC ; et le second est un contrôleur linéaire. Dans un premier temps, une commande à base d'intégrateur est synthétisée, en utilisant les critères de Routh pour réguler son gain. dans un second temps, une commande linéaire quadratique a été mise au point.

la supériorité des algorithmes de conductance incrémental à deux étages proposés par rapport à l'algorithme classique à un seul étage a été démontrée par des résultats de simulation des scénarios à l'aide du programme Matlab/Simulink.

Aujourd'hui, La demande de l'énergie dans le monde évolue rapidement, en revanche, les ressources naturelles diminuent à cause du développement démographique et du développement de l'industrie. Pour résoudre ce problème, les chercheurs se sont intéressés à l'exploitation des énergies renouvelables. Parmi celles-ci, on trouve l'énergie solaire, cette dernière se trouve dans la plupart des régions du monde. Cependant, son exploitation est empêchée par le coût très élevé des cellules solaires, du faible rendement et de la puissance intermittente à

cause de la variation des conditions météorologiques dans certaines régions. Ces problèmes doivent être pris en considération lors de la conception d'un système photovoltaïque.

Dans ce contexte, nous avons commencé tout d'abord, dans le premier chapitre, par un aperçu des différentes technologies de la production de l'électricité par des énergies renouvelables dans le monde. Puis, nous avons présenté l'évolution de l'énergie solaire photovoltaïque. Le programme des énergies renouvelables et celui d'énergétique ont été présentés.

Pour que le système photovoltaïque fonctionne à sa puissance maximale, il doit comporter un seul étage d'adaptation associé à un algorithme MPPT, les principaux types d'algorithmes classiques MPPT présents dans la littérature sont détaillés dans le chapitre II où la supériorité de la méthode CON-INC est très claire.

Dans le chapitre III nous avons discuté les commandes MPPT à pas variable, ce qui a été proposé en littérature afin de résoudre les problèmes des commandes MPPT à pas fixe comme les oscillations autour de MPP et la réponse lente.

Dans le chapitre IV un contrôleur MPPT à conductance incrémentale à deux étages a été proposé pour remédier aux inconvénients bien connus du contrôleur MPPT classique à conductance incrémentale à un seul étage. Parmi ces inconvénients, on peut citer le suivi imparfait de la MPP et les oscillations autour de la MPP. Le premier étage du contrôleur proposé, qui est basé sur la conductance incrémentale, est utilisé pour fournir la tension de référence en détectant la tension et le courant du module PV. Le deuxième étage est utilisé pour contrôler la tension du module PV et la maintenir à la tension de référence via un contrôleur intégrateur. Pour garantir la stabilité de la boucle de contrôle fermée de la tension et éviter les inconvénients mentionnés, le gain du contrôleur intégrateur a été défini en utilisant le critère de *Routh*. La supériorité de l'algorithme de conductance incrémental à deux étages proposé par rapport à l'algorithme classique à un seul étage a été démontrée par des résultats de simulation dans les cinq scénarios à l'aide du programme MATLAB/Simulink.

Dans le chapitre V nous avons présenté un nouveau contrôleur MPPT intégré dans un système PV autonome. Il consiste en l'hybridation de la technique de CON-INC et du contrô-

leur LQI. Les résultats de simulation montrent que cette technique suit parfaitement le MPP avec une réduction significative des oscillations et donne un rendement élevé pouvant atteindre 98,18 %. Les résultats obtenus dans différents scénarios révèlent que cette technique est plus performante que les techniques à base d'intégrateur et CON-INC classique en termes de rendement, de vitesse de poursuite, d'oscillations transitoires et de performances en régime permanent. La technique présentée ici a également montré qu'il était capable de suivre le MPP malgré des changements soudains d'irradiation, de température et de charge. Cette technique se caractérise également par sa simplicité d'implémentation dans le contrôle MPPT. En effet, il est conclu que cette approche est une technique efficace pour maximiser la puissance PV de sortie des systèmes PV sous différents niveaux uniformes d'irradiation, de température et de charge.

# Bibliographie

- [1] Myriam Ben Saad, Amandine Gnonlonfin, Naceur Khraief, and Michel Dimou. Les stratégies de développement des énergies renouvelables dans la région mena : Etude comparative et couloirs de développement. 2021.
- [2] Ravita D Prasad and Atul Raturi. Fuel demand and emissions for maritime sector in fiji : Current status and low-carbon strategies. *Marine Policy*, 102 :40–50, 2019.
- [3] BENALI Nesrine. Stratégie de transition vers les énergies renouvelables dans les pays du maghreb : Etat des lieux et perspectives de développement. transition strategy for renewable energies in the maghreb countries : Situation and prospective of development. *Revue de l'intégration Economique*, 8(02) :327–340, 2020.
- [4] Thomas Mambrini. *Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles dimplantation et en fonction des différentes technologies*. PhD thesis, Paris 11, 2014.
- [5] JM Enrique, E Duran, M Sidrach-de Cardona, and JM Andujar. Theoretical assessment of the maximum power point tracking efficiency of photovoltaic facilities with different converter topologies. *Solar Energy*, 81(1) :31–38, 2007.
- [6] Liu Yang and Zhang Yunbo. A novel improved variable step size inc mppt method for pv systems. In *2019 Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*, pages 5070–5073. IEEE, 2019.
- [7] MA Danandeh et al. Comparative and comprehensive review of maximum power point tracking methods for pv cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82 :2743–2767, 2018.

- [8] Kashif Ishaque, Zainal Salam, and George Lauss. The performance of perturb and observe and incremental conductance maximum power point tracking method under dynamic weather conditions. *Applied Energy*, 119 :228–236, 2014.
- [9] Saad Motahhir, Aboubakr El Hammoumi, and Abdelaziz El Ghzizal. Photovoltaic system with quantitative comparative between an improved mppt and existing inc and p&o methods under fast varying of solar irradiation. *Energy Reports*, 4 :341–350, 2018.
- [10] Bachar Meryem, Naddami Ahmed, Hayani Sanaa, and Fahli Ahmed. Optimization of pv panel using p&o and incremental conductance algorithms for desalination mobile unit. In *International Conference on Advanced Intelligent Systems for Sustainable Development*, pages 164–184. Springer, 2018.
- [11] Shazly A Mohamed, Mohamed A Tolba, Ayman A Eisa, and Ali M El-Rifaie. Comprehensive modeling and control of grid-connected hybrid energy sources using mppt controller. *Energies*, 14(16) :5142, 2021.
- [12] TJ Hammons. Europe : transmission system developments, interconnections, electricity exchanges, deregulation, and implementing technology in power generation with respect to the kyoto protocol. In *39th International Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004.*, volume 3, pages 1251–1257. IEEE, 2004.
- [13] Sean Walker, Keith W Hipel, and Takehiro Inohara. Strategic analysis of the kyoto protocol. In *2007 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, pages 1806–1811. IEEE, 2007.
- [14] <https://www.connaissancedesenergies.org/lelectricite-dans-le-monde-en-2021-annee-de-records-220330>.
- [15] Ahmed Bouraiou, Ammar Necaibia, Nadir Boutasseta, Saad Mekhilef, Rachid Dabou, Abderrezzaq Ziane, Nordine Sahouane, Issam Attoui, Mohammed Mostefaoui, and Oussama Touaba. Status of renewable energy potential and utilization in algeria. *Journal of Cleaner Production*, 246 :119011, 2020.

- [16] Wassila Iguergazix Dahmoun. Energies renouvelables : lun des pivots du développement durable en algérie. *International Journal of Advanced Research on Planning and Sustainable Development*, 4(1) :46–68, 2021.
- [17] Bilan 2021 / transition énergétique et énergies renouvelables : Clair-obscur et lenteurs au programme .<https://www.reporters.dz/bilan-2021-transition-energetique-et-energies-renouvelables-clair-obscur-et-lenteurs-au-programme>.
- [18] Ousmane W Compaore, Ghaleb Hoblos, and Zacharie Koalaga. Analysis of the impact of faults in a photovoltaic generator. In *2021 International Conference on Innovation and Intelligence for Informatics, Computing, and Technologies (3ICT)*, pages 68–73. IEEE, 2021.
- [19] Peter Würfel and Uli Würfel. *Physics of solar cells : from basic principles to advanced concepts*. John Wiley & Sons, 2016.
- [20] Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller, and Bocar Sada Sy. Pompage photovoltaïque. iepf, university of ottawa, eier, crepa, 1998.
- [21] Juliette Pétion. Un cas de genre littéraire mal compris : Le testament français dandrei makine. In *Andrei Makine*, pages 131–146. Brill, 2009.
- [22] Nichiporuk Oleksiy. Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités. *Institut national des sciences appliquée de Lyon*, 2005.
- [23] Nedjma Aouchiche. *Conception dune commande MPPT optimale à base dintelligence artificielle dun système photovoltaïque*. PhD thesis, Université Bourgogne Franche-Comté, 2020.
- [24] Mohamed Lasheen, Ali Kamel Abdel Rahman, Mazen Abdel-Salam, and Shinichi Okawara. Adaptive reference voltage-based mppt technique for pv applications. *IET Renewable Power Generation*, 11(5) :715–722, 2017.
- [25] MR Yaïche and SMA Bekkouche. Estimation du rayonnement solaire global en algérie pour différents types de ciel. *Journal of Renewable Energies*, 13(4) :683–695, 2010.

- [26] JA Gow and CD Manning. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, 146(2) :193–200, 1999.
- [27] Nahla M Shannan, Nor Zaihar Yahaya, and Balbir Singh. Two diode model for parameters extraction of pv module. In *2014 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON)*, pages 260–264. IEEE, 2014.
- [28] Kenneth L Kennerud. Analysis of performance degradation in cds solar cells. *IEEE Transactions on aerospace and electronic systems*, (6) :912–917, 1969.
- [29] DSH Chan, JR Phillips, and JCH Phang. A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters. *Solid-State Electronics*, 29(3) :329–337, 1986.
- [30] Hadjam Ilyas, Cherchali Mohamed Abdelbadie, and Abou Soufiane Benyoucef. Optimisation du fonctionnement dun générateur photovoltaïque par lalgorithme abc-artificial bee colony. 2021.
- [31] Tawfik Radjai, Jean Paul Gaubert, Lazhar Rahmani, and Saad Mekhilef. Experimental verification of p&o mppt algorithm with direct control based on fuzzy logic control using cuk converter. *International transactions on electrical energy systems*, 25(12) :3492–3508, 2015.
- [32] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on power electronics*, 24(5) :1198–1208, 2009.
- [33] Djamilia Rekioua and Ernest Matagne. *Optimization of photovoltaic power systems : modelization, simulation and control*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [34] S Sumathi, L Ashok Kumar, and P Surekha. *Solar PV and wind energy conversion systems : an introduction to theory, modeling with MATLAB/SIMULINK, and the role of soft computing techniques*, volume 1. Springer, 2015.
- [35] P Sivakumar, Abdullah Abdul Kader, Yogeshraj Kaliavaradhan, and M Arutchelvi. Analysis and enhancement of pv efficiency with incremental conductance mppt technique under non-linear loading conditions. *Renewable Energy*, 81 :543–550, 2015.

- [36] Chun-Liang Liu, Yi-Feng Luo, Jia-Wei Huang, and Yi-Hua Liu. A pso-based mppt algorithm for photovoltaic systems subject to inhomogeneous insolation. In *The 6th International Conference on Soft Computing and Intelligent Systems, and The 13th International Symposium on Advanced Intelligence Systems*, pages 721–726. IEEE, 2012.
- [37] Kuei-Hsiang Chao. A high performance pso-based global mpp tracker for a pv power generation system. *Energies*, 8(7) :6841–6858, 2015.
- [38] FZ Zerhouni, M Zegrar, and A Boudghene Stambouli. Connexion directe source d'énergie renouvelable verte non polluante photovoltaïque à une charge. *Journal of Renewable Energies*, 12(4) :585–595, 2009.
- [39] Yehya Houam, Amel Terki, and Nouredine Bouarroudj. An efficient metaheuristic technique to control the maximum power point of a partially shaded photovoltaic system using crow search algorithm (csa). *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 16(1) :381–402, 2021.
- [40] Salim Makhloufi and Saad Mekhilef. Logarithmic pso-based global/local maximum power point tracker for partially shaded photovoltaic systems. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 10(1) :375–386, 2021.
- [41] Houssam Deboucha, Immad Shams, Sofia Lalouni Belaid, and Saad Mekhilef. A fast gmppt scheme based on collaborative swarm algorithm for partially shaded photovoltaic system. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 9(5) :5571–5580, 2021.
- [42] Imran Pervez, Immad Shams, Saad Mekhilef, Adil Sarwar, Mohd Tariq, and Basem Alamri. Most valuable player algorithm based maximum power point tracking for a partially shaded pv generation system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(4) :1876–1890, 2021.
- [43] Houssam Deboucha, Saad Mekhilef, Sofia Belaid, and Amar Guichi. Modified deterministic jaya (dm-jaya)-based mppt algorithm under partially shaded conditions for pv system. *IET Power Electronics*, 13(19) :4625–4632, 2020.

- [44] Johan HR Enslin, Mario S Wolf, Daniel B Snyman, and Wernher Swiegers. Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 44(6) :769–773, 1997.
- [45] Shiqiong Zhou, Longyun Kang, Jing Sun, Guifang Guo, Bo Cheng, Binggang Cao, and Yiping Tang. A novel maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic system. *International journal of control, automation and systems*, 8(6) :1364–1371, 2010.
- [46] Noureddine Bouarroudj, Thameur Abdelkrim, Maissa Farhat, Vicente Feliu-Batlle, Boualam Benlahbib, Djamel Boukhetala, and Fares Boudjema. Fuzzy logic controller based maximum power point tracking and its optimal tuning in photovoltaic systems. *Serbian Journal of Electrical Engineering*, 18(3) :351–384, 2021.
- [47] Pallavee Bhatnagar and RK Nema. Maximum power point tracking control techniques : State-of-the-art in photovoltaic applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23 :224–241, 2013.
- [48] Ebrahim Babaei and Mir Esmaeel Seyed Mahmoodieh. Systematical method of designing the elements of the cuk converter. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 55 :351–361, 2014.
- [49] N Mazouz and A Midoun. Control of a dc/dc converter by fuzzy controller for a solar pumping system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33(10) :1623–1630, 2011.
- [50] FL Luo and H Ye. Chapter 14 : Dc/dc conversion techniques and nine series luconverters of power electronics handbook(edited by mh rashid), 2001.
- [51] Abdelghani Harrag and Sabir Messalti. Adaptive ga-based reconfiguration of photovoltaic array combating partial shading conditions. *Neural Computing and Applications*, 30(4) :1145–1170, 2018.
- [52] MA Farahat, HMB Metwally, and Ahmed Abd-Elfatah Mohamed. Optimal choice and design of different topologies of dc–dc converter used in pv systems, at different climatic conditions in egypt. *Renewable Energy*, 43 :393–402, 2012.

- [53] Md Hasan Anowar and Provashish Roy. A modified incremental conductance based photovoltaic mppt charge controller. In *2019 International Conference on Electrical, Computer and Communication Engineering (ECCE)*, pages 1–5. IEEE, 2019.
- [54] Wang Hui and Xu Fangqiu. Flexible global carbon pricing study : A new method to establish the international cooperation on reducing carbon emission. In *2012 10th International Power & Energy Conference (IPEC)*, pages 300–304. IEEE, 2012.
- [55] Nedjma Aouchiche, MS Ait Cheikh, Mohamed Becherif, Mohamed A Ebrahim, and A Hadjarab. Fuzzy logic approach based mppt for the dynamic performance improvement for pv systems. In *2017 5th International Conference on Electrical Engineering-Boumerdes (ICEE-B)*, pages 1–7. IEEE, 2017.
- [56] A Ballouti, F Djahli, A Bendjadou, N Belhaouchet, and A Benhamadouche. Mppt system for photovoltaic module connected to battery adapted for unstable atmospheric conditions using vhdl-ams. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 39(3) :2021–2031, 2014.
- [57] Akshaya K Pati and NC Sahoo. A new approach in maximum power point tracking for a photovoltaic array with power management system using fibonacci search algorithm under partial shading conditions. *Energy Systems*, 7(1) :145–172, 2016.
- [58] Robert W Erickson and Dragan Maksimovic. *Fundamentals of power electronics*. Springer Science & Business Media, 2007.
- [59] Abdelhakim Belkaid, Jean Paul Gaubert, and Ahmed Gherbi. An improved sliding mode control for maximum power point tracking in photovoltaic systems. *Journal of Control Engineering and Applied Informatics*, 18(1) :86–94, 2016.
- [60] Ouahib Guenounou, Boutaib Dahhou, and Ferhat Chabour. Adaptive fuzzy controller based mppt for photovoltaic systems. *Energy Conversion and Management*, 78 :843–850, 2014.
- [61] KM Tsang and Wai Lok Chan. Model based rapid maximum power point tracking for photovoltaic systems. *Energy conversion and management*, 70 :83–89, 2013.

- [62] Saad Motahhir. Contribution to the optimization of energy withdrawn from a pv panel using an embedded system. *Available at SSRN 3804081*, 2018.
- [63] Venkata Reddy Kota and Muralidhar Nayak Bhukya. A novel linear tangents based p&o scheme for mppt of a pv system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71 :257–267, 2017.
- [64] Hadeed Ahmed Sher, Ali Faisal Murtaza, Abdullah Noman, Khaled E Addoweesh, Kamal Al-Haddad, and Marcello Chiaberge. A new sensorless hybrid mppt algorithm based on fractional short-circuit current measurement and p&o mppt. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 6(4) :1426–1434, 2015.
- [65] Trishan Esham and Patrick L Chapman. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on energy conversion*, 22(2) :439–449, 2007.
- [66] Ashish Pandey, Nivedita Dasgupta, and Ashok K Mukerjee. A simple single-sensor mppt solution. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(2) :698–700, 2007.
- [67] GJ Yu, YS Jung, JY Choi, and GS Kim. A novel two-mode mppt control algorithm based on comparative study of existing algorithms. *Solar Energy*, 76(4) :455–463, 2004.
- [68] Huaqian Wang, Lokesh Vinayagam, Hao Jiang, Zhi Qiang Cai, and Hongqun Li. New mppt solar generation implemented with constant-voltage constant-current dc/dc converter. In *2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pages 1–6. IEEE, 2016.
- [69] Bidyadhar Subudhi and Raseswari Pradhan. A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems. *IEEE transactions on Sustainable Energy*, 4(1) :89–98, 2012.
- [70] T Logeswaran and A SenthilKumar. A review of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems under uniform and non-uniform irradiances. *Energy Procedia*, 54 :228–235, 2014.

- [71] Antonio Frezzetti, Sabato Manfredi, and Andrea Suardi. Adaptive focv-based control scheme to improve the mpp tracking performance : an experimental validation. *IFAC Proceedings Volumes*, 47(3) :4967–4971, 2014.
- [72] Daoud Amine. *Contrôle de la Puissance dun Générateur Photovoltaïque pour le Pompage Solaire*. PhD thesis, Thèse de Doctorat Es-Sciences, Université dOran, 2013.
- [73] Moacyr Aureliano Gomes De Brito, Luigi Galotto, Leonardo Poltronieri Sampaio, Guilherme de Azevedo e Melo, and Carlos Alberto Canesin. Evaluation of the main mppt techniques for photovoltaic applications. *IEEE transactions on industrial electronics*, 60(3) :1156–1167, 2012.
- [74] Nicola Femia, Giovanni Petrone, Giovanni Spagnuolo, and Massimo Vitelli. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE transactions on power electronics*, 20(4) :963–973, 2005.
- [75] Dezso Sera, Laszlo Mathe, Tamas Kerekes, Sergiu Viorel Spataru, and Remus Teodorescu. On the perturb-and-observe and incremental conductance mppt methods for pv systems. *IEEE journal of photovoltaics*, 3(3) :1070–1078, 2013.
- [76] Azadeh Safari and Saad Mekhilef. Simulation and hardware implementation of incremental conductance mppt with direct control method using cuk converter. *IEEE transactions on industrial electronics*, 58(4) :1154–1161, 2010.
- [77] Abdelhamid Loukriz, Mourad Haddadi, and Sabir Messalti. Simulation and experimental design of a new advanced variable step size incremental conductance mppt algorithm for pv systems. *ISA transactions*, 62 :30–38, 2016.
- [78] V Salas, E Olias, A Barrado, and A Lazaro. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar energy materials and solar cells*, 90(11) :1555–1578, 2006.
- [79] Duy C Huynh and Matthew W Dunnigan. Development and comparison of an improved incremental conductance algorithm for tracking the mpp of a solar pv panel. *IEEE transactions on sustainable energy*, 7(4) :1421–1429, 2016.

- [80] Kok Soon Tey and Saad Mekhilef. Modified incremental conductance algorithm for photovoltaic system under partial shading conditions and load variation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 61(10) :5384–5392, 2014.
- [81] Afshan Ilyas, Mohammad Ayyub, M Rizwan Khan, Mohammed Aslam Husain, and Abhinandan Jain. Hardware implementation of perturb and observe maximum power point tracking algorithm for solar photovoltaic system. *Transactions on Electrical and Electronic Materials*, 19(3) :222–229, 2018.
- [82] GUIZA Dhaouadi, OUNNAS Djamel, SOUFI Youcef, and Chenikhe Salah. Implementation of incremental conductance based mppt algorithm for photovoltaic system. In *2019 4th International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA)*, pages 1–5. IEEE, 2019.
- [83] Mohammad Iman Bahari, Pouya Tarassodi, Yousef Mazaheri Naeini, Ali Kalantari Khalilabad, and Paimaneh Shirazi. Modeling and simulation of hill climbing mppt algorithm for photovoltaic application. In *2016 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, pages 1041–1044. IEEE, 2016.
- [84] Muamer M Shebani, Tariq Iqbal, and John E Quaicoe. Comparing bisection numerical algorithm with fractional short circuit current and open circuit voltage methods for mppt photovoltaic systems. In *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, pages 1–5. IEEE, 2016.
- [85] NK Singh. Implementation of sobel edge detection using matlab. In *Recent Trends in Communication and Electronics*, pages 120–123. CRC Press, 2021.
- [86] Adeel Feroz Mirza, Majad Mansoor, Qiang Ling, Muhammad Imran Khan, and Omar M Aldossary. Advanced variable step size incremental conductance mppt for a standalone pv system utilizing a ga-tuned pid controller. *Energies*, 13(16) :4153, 2020.
- [87] Qiang Mei, Mingwei Shan, Liying Liu, and Josep M Guerrero. A novel improved variable step-size incremental-resistance mppt method for pv systems. *IEEE transactions*

- on industrial electronics*, 58(6) :2427–2434, 2010.
- [88] Ángel-Antonio Bayod-Rújula and José-Antonio Cebollero-Abián. A novel mppt method for pv systems with irradiance measurement. *solar energy*, 109 :95–104, 2014.
- [89] A Kchaou, A Naamane, Y Koubaa, and N Msirdi. Second order sliding mode-based mppt control for photovoltaic applications. *Solar Energy*, 155 :758–769, 2017.
- [90] Anuradha Thangavelu, Senthilkumar Vairakannu, and Deivasundari Parvathyshankar. Linear open circuit voltage-variable step-size-incremental conductance strategy-based hybrid mppt controller for remote power applications. *IET Power Electronics*, 10(11) :1363–1376, 2017.
- [91] Ashish Pandey, Nivedita Dasgupta, and Ashok Kumar Mukerjee. High-performance algorithms for drift avoidance and fast tracking in solar mppt system. *IEEE Transactions on Energy conversion*, 23(2) :681–689, 2008.
- [92] Jen-Hao Teng, Wei-Hao Huang, Tao-An Hsu, and Chih-Yen Wang. Novel and fast maximum power point tracking for photovoltaic generation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 63(8) :4955–4966, 2016.
- [93] Woonki Na, Pengyuan Chen, and Jonghoon Kim. An improvement of a fuzzy logic-controlled maximum power point tracking algorithm for photovoltaic applications. *Applied sciences*, 7(4) :326, 2017.
- [94] Djaafer Lalili, Adel Mellit, Nabil Lourci, Boubeker Medjahed, and Chabane Boubakir. State feedback control and variable step size mppt algorithm of three-level grid-connected photovoltaic inverter. *Solar Energy*, 98 :561–571, 2013.
- [95] Yuxiang Shi, Rui Li, Yaosuo Xue, and Hui Li. High-frequency-link-based grid-tied pv system with small dc-link capacitor and low-frequency ripple-free maximum power point tracking. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(1) :328–339, 2015.
- [96] Fangrui Liu, Shanxu Duan, Fei Liu, Bangyin Liu, and Yong Kang. A variable step size inc mppt method for pv systems. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 55(7) :2622–2628, 2008.

- [97] Aamir Amir, Asim Amir, Jeyraj Selvaraj, Nasrudin A Rahim, and Abdullah M Abu-sorrah. Conventional and modified mppt techniques with direct control and dual scaled adaptive step-size. *Solar Energy*, 157 :1017–1031, 2017.
- [98] DP Hohm and M E\_ Ropp. Comparative study of maximum power point tracking algorithms. *Progress in photovoltaics : Research and Applications*, 11(1) :47–62, 2003.
- [99] Eduardo Roman, Ricardo Alonso, Pedro Ibañez, Sabino Elorduizapatarietxe, and Damián Goitia. Intelligent pv module for grid-connected pv systems. *IEEE Transactions on Industrial electronics*, 53(4) :1066–1073, 2006.
- [100] Syed Muhammad Raza Kazmi, Hiroki Goto, Osamu Ichinokura, and Hai-Jiao Guo. An improved and very efficient mppt controller for pv systems subjected to rapidly varying atmospheric conditions and partial shading. In *2009 Australasian Universities Power Engineering Conference*, pages 1–6. IEEE, 2009.
- [101] Bangyin Liu, Shanxu Duan, Fei Liu, and Pengwei Xu. Analysis and improvement of maximum power point tracking algorithm based on incremental conductance method for photovoltaic array. In *2007 7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, pages 637–641. IEEE, 2007.
- [102] Yushaizad Yusof, Siti Hamizah Sayuti, M Abdul Latif, and MZ Che Wanik. Modeling and simulation of maximum power point tracker for photovoltaic system. In *PECon 2004. Proceedings. National Power and Energy Conference, 2004.*, pages 88–93. IEEE, 2004.
- [103] Riaz Ahmad, Ali F Murtaza, and Hadeed Ahmed Sher. Power tracking techniques for efficient operation of photovoltaic array in solar applications—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101 :82–102, 2019.
- [104] Fakheredine Keyrouz and Semaan Georges. Efficient multidimensional maximum power point tracking using bayesian fusion. In *2011 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, pages 1–5. IEEE, 2011.

- [105] Liu Li-Qun and Wang Zhi-xin. A rapid mppt algorithm based on the research of solar cells diode factor and reverse saturation current. *WSEAS Trans. System*, 7(5) :568–579, 2008.
- [106] M Adly, M Ibrahim, and H El Sherif. Comparative study of improved energy generation maximization techniques for photovoltaic systems. In *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, pages 1–5. IEEE, 2012.
- [107] Ahmad Al Nabulsi, Rached Dhaouadi, and Habib-Ur Rehman. Single input fuzzy controller (sflc) based maximum power point tracking. In *2011 Fourth International Conference on Modeling, Simulation and Applied Optimization*, pages 1–5. IEEE, 2011.
- [108] You WeiFeng and Cui Yan. Maximum power point tracking of pv systems based on a novel adaptive variable step size inc mppt method. In *Journal of Physics : Conference Series*, volume 1213, page 042001. IOP Publishing, 2019.
- [109] Zheng Zhanghua and Ai Qian. Present situation of research on microgrid and its application prospects in china. *Power System Technology*, 32(16) :27–31, 2008.
- [110] Dong Peng. Study of microgrid control and protection strategy. *Beijing, North China Electric Power University*, 2009.
- [111] Ahmed K Abdelsalam, Ahmed M Massoud, Shehab Ahmed, and Prasad N Enjeti. High-performance adaptive perturb and observe mppt technique for photovoltaic-based microgrids. *IEEE Transactions on power electronics*, 26(4) :1010–1021, 2011.
- [112] Ashish Pandey, Nivedita Dasgupta, and Ashok K Mukerjee. Design issues in implementing mppt for improved tracking and dynamic performance. In *IECON 2006-32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics*, pages 4387–4391. IEEE, 2006.
- [113] Zhi-rong Xu, Ping Yang, Dong-bao Zhou, Peng Li, Jin-yong Lei, and Yuan-rui Chen. An improved variable step size mppt algorithm based on inc. *Journal of Power Electronics*, 15(2) :487–496, 2015.
- [114] Tomonobu Senjyu and Katsumi Uezato. Maximum power point tracker using fuzzy control for photovoltaic arrays. In *Proceedings of 1994 IEEE International Conference on Industrial Technology-ICIT'94*, pages 143–147. IEEE, 1994.

- [115] Weidong Xiao and William G Dunford. A modified adaptive hill climbing mppt method for photovoltaic power systems. In *2004 IEEE 35th annual power electronics specialists conference (IEEE Cat. No. 04CH37551)*, volume 3, pages 1957–1963. Ieee, 2004.
- [116] Yie-Tone Chen, Zhi-Hao Lai, and Ruey-Hsun Liang. A novel auto-scaling variable step-size mppt method for a pv system. *Solar Energy*, 102 :247–256, 2014.
- [117] Emad M Ahmed and Masahito Shoyama. Modified adaptive variable step-size mppt based-on single current sensor. In *TENCON 2010-2010 IEEE Region 10 Conference*, pages 1235–1240. IEEE, 2010.
- [118] Sarah ABDOURRAZIQ and Rachid El Bachtiri. A novel mppt dual fuzzy logic applied to resistive load and pv pumping system. *International Review of Automatic Control*, 7 :344–352, 07 2014.
- [119] Riad Kadri, Jean-Paul Gaubert, and Gerard Champenois. An improved maximum power point tracking for photovoltaic grid-connected inverter based on voltage-oriented control. *IEEE transactions on industrial electronics*, 58(1) :66–75, 2010.
- [120] Jianhui Su, Shijie Yu, and Wei Zhao. Mathematical model of solar silicon cell for engineering. *Solar Energy*, 22(4) :409–412, 2001.
- [121] Eftichios Koutroulis, Kostas Kalaitzakis, and Nicholas C Voulgaris. Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system. *IEEE Transactions on power electronics*, 16(1) :46–54, 2001.
- [122] Karim Dahech, Moez Allouche, Tarak Damak, and Fernando Tadeo. Backstepping sliding mode control for maximum power point tracking of a photovoltaic system. *Electric Power Systems Research*, 143 :182–188, 2017.
- [123] Fatima Ez-zahra Lamzouri, El-mahjoub Boufounas, and Aumeur El Amrani. Nonlinear controller for mppt based photovoltaic system under variable atmospheric conditions. *International Journal of Modelling, Identification and Control*, 35(1) :29–39, 2020.
- [124] Noureddine Bouarroudj, Djamel Boukhetala, Vicente Feliu-Batlle, Fares Boudjema, Boualam Benlahbib, and Bachir Batoun. Maximum power point tracker based on fuzzy

- adaptive radial basis function neural network for pv-system. *Energies*, 12(14) :2827, 2019.
- [125] Arezki Fekik, Ahmad Taher Azar, Hakim Denoun, Nashwa Ahmad Kamal, Naglaa K Bahgaat, Tulasichandra Sekhar Gorripotu, Ramana Pilla, Fernando E Serrano, Shikha Mittal, KPS Rana, et al. Improvement of fuel cell mppt performance with a fuzzy logic controller. In *Renewable Energy Systems*, pages 161–181. Elsevier, 2021.
- [126] K Saidi, M Maamoun, and M Bounekhla. Simulation and implementation of incremental conductance mppt algorithm with indirect control method using buck converter. In *2017 6th International Conference on Systems and Control (ICSC)*, pages 199–204. IEEE, 2017.
- [127] Boualam Benlahbib, Noureddine Bouarroudj, Saad Mekhilef, Tameur Abdelkrim, Abdelkader Lakhdari, and Farid Bouchafaa. A fuzzy logic controller based on maximum power point tracking algorithm for partially shaded pv array-experimental validation. *Elektronika ir Elektrotechnika*, 24(4) :38–44, 2018.
- [128] Cedric Cabal. *Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque*. PhD thesis, Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2008.
- [129] Niroj Gurung, Rojan Bhattarai, and Sukumar Kamalasan. Optimal linear-quadratic-integral controller design for doubly-fed induction generator. In *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pages 1–5. IEEE, 2017.