

Résumé

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est l'une des énergies renouvelables les plus prometteuses dans le monde. A l'aide des panneaux photovoltaïques, elle produit une énergie électrique tout en respectant l'environnement. Les avantages incontournables de l'énergie solaire PV ne suffisent pas pour la progression de sa contribution dans la production des puissances mondiales à cause des limitations des systèmes PV qui se résument en coûts élevés des installations PV et en rendement faible des panneaux solaires. Ce rendement est fortement influencé par les conditions climatiques auxquelles les panneaux photovoltaïques sont exposés. Il est alors recommandé de faire fonctionner un système photovoltaïque à sa puissance maximale afin d'augmenter son rendement et ainsi diminuer ses coûts.

Les travaux de cette thèse s'inscrivent dans le cadre de l'optimisation de l'énergie électrique produite par un générateur PV en développant une commande de poursuite du point de puissance maximale (MPPT). Le système photovoltaïque autonome étudié dans cette thèse se compose d'un générateur PV alimentant des batteries à travers un convertisseur DC/DC Buck. Le convertisseur est commandé par un régulateur MPPT dans le but d'extraire la puissance maximale que peut produire ce générateur PV. Nous avons étudié dans cette thèse cinq algorithmes MPPT présents dans la littérature à savoir : l'algorithme Perturb and Observe (P&O), l'incrémentation de la conductance (InC), la logique floue (FL), la logique floue type 2 (FLT2) et le système à inférence neuro-flou adaptatif (ANFIS). De plus nous avons proposé une nouvelle commande hybride appelée Mamdani- Incrémentation hybride (MI) qui combine le principe de l'incrémentation de la conductance conventionnelle et les règles floues de Mamdani.

Une étude théorique des six algorithmes MPPT est présentée dans cette thèse, suivie d'une simulation sur MATLAB/Simulink de chaque bloc du système PV et des algorithmes MPPT étudiés dans le but de tester et comparer ces algorithmes. Un test expérimental des commandes MPPT est ensuite fait à l'aide du logiciel LabVIEW pour commander le convertisseur Buck via le processeur CompactRio et ses modules. Les résultats de simulation et ceux du test expérimental ont démontrés que le MI a pu augmenter d'une manière remarquable le rendement de la chaîne de production PV en combinant une rapidité, une stabilité et un coût diminué.

Mots clés : Maximum Power Point Tracking (MPPT) ; Perturb and Observe (P&O) ; Incrémentation de la conductance (InC) ; logique floue (FL) ; logique floue type 2 (FLT2) ; système à inférence neuro-flou adaptatif (ANFIS) ; commande hybride ; rapport cyclique ; système photovoltaïque (PV) autonome.

Abstract

Solar photovoltaic (PV) energy is one of the most promising renewable energies in the world. It produces electrical energy by using photovoltaic panels while respecting the environment. The advantages of PV energy are not sufficient for the progression of the global power generation because of the high costs of PV installations and low efficiency of solar panels. This efficiency is strongly influenced by the climatic conditions to which the photovoltaic panels are exposed. It is, therefore, recommended operating a photovoltaic system at its maximum power in order to increase its efficiency and thus reduce its costs.

The work of this thesis falls within the framework of the optimization of the electrical energy produced by a PV generator by developing a maximum power point tracking control (MPPT). The stand-alone photovoltaic system studied in this thesis consists of a PV generator supplying batteries through a DC / DC Buck converter. The converter is controlled by an MPPT regulator in order to extract the maximum power that this PV generator can produce. In this thesis, we have studied five MPPT algorithms present in the literature, namely: The Perturb and Observe (P&O) algorithm, the incremental Conductance (InC), the fuzzy logic (FL), the fuzzy logic type 2 (FLT2) and the adaptive neuro-fuzzy inference system (ANFIS). In addition, we have proposed a new hybrid command called Mamdani Hybrid Incrementation (MI) which combines the principle of conventional Incremental Conductance and Mamdani's fuzzy rules.

A theoretical study of the six MPPT algorithms is presented in this thesis, followed by a simulation on MATLAB / Simulink of each block of the PV system and of the studied MPPT algorithms in order to test and compare these algorithms. An experimental test of the MPPT controls is then done by using LabVIEW software to control the Buck converter through the CompactRio processor and its modules. The simulation and the experimental results have shown that the MI has been able to remarkably increase the efficiency of the PV system with speed, stability and reduced cost.

Keys words: Maximum Power Point Tracking (MPPT); Perturb and Observe (P&O); Incremental Conductance (InC); Fuzzy Logic (FL); Fuzzy Logic Type 2 (FLT2); Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS); Hybrid method; Duty Cycle; Stand-alone photovoltaic (PV) system.

Meryem BACHAR

Contribution à l'optimisation de la conversion énergétique des systèmes photovoltaïques par les commandes MPPT

Physique et Sciences de l'Ingénieur

2020/2021



Université Hassan 1^{er}
Centre d'Études Doctorales



Faculté des Sciences et Techniques
Settat

THÈSE DE DOCTORAT

Pour l'obtention de grade de Docteur en Génie Electrique

Formation Doctorale: Physique et Sciences de l'Ingénieur

Spécialité: Energie Renouvelable

Sous le thème

Titre de la thèse

Contribution à l'optimisation de la conversion énergétique des systèmes photovoltaïques par les commandes MPPT

Présentée par :
Meryem BACHAR

Soutenue le: 26/03/2021

A la Faculté des Sciences et Techniques de Settat devant le jury
composé de :

Pr. Abdelmajid BELAFHAL	P.E.S	FS EL Jadida	Président
Pr. Jamal BENHRA	P.E.S	ENSEM Casablanca	Rapporteur
Pr. Mohamed MOUSSETAD	P.E.S	FS Ben M'Sik Casa	Rapporteur
Pr. Ahmed MOUHSEN	P.E.S	FST Settat	Rapporteur
Pr. Moulay Ali EL OUALIDI	P.H	ENSEM Casablanca	Examineur
Pr. Younes ZAHIDI	P.H	FP Khouribga	Examineur
Pr. Ahmed NADDAMI	P.E.S	ENSEM Casablanca	Co-Directeur de thèse
Pr. Ahmed FAHLI	P.E.S	FST Settat	Directeur de thèse

Année Universitaire: 2020/2021

Résumé

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est l'une des énergies renouvelables les plus prometteuses dans le monde. A l'aide des panneaux photovoltaïques, elle produit une énergie électrique tout en respectant l'environnement. Les avantages incontournables de l'énergie solaire PV ne suffisent pas pour la progression de sa contribution dans la production des puissances mondiales à cause des limitations des systèmes PV qui se résume en coûts élevés des installations PV et en rendement faible des panneaux solaires. Ce rendement est fortement influencé par les conditions climatiques auxquelles les panneaux photovoltaïques sont exposés. Il est alors recommandé de faire fonctionner un système photovoltaïque à sa puissance maximale afin d'augmenter son rendement et ainsi diminuer ses coûts.

Les travaux de cette thèse s'inscrivent dans le cadre de l'optimisation de l'énergie électrique produite par un générateur PV en développant une commande de poursuite du point de puissance maximale (MPPT). Le système photovoltaïque autonome étudié dans cette thèse se compose d'un générateur PV alimentant des batteries à travers un convertisseur DC/DC Buck. Le convertisseur est commandé par un régulateur MPPT dans le but d'extraire la puissance maximale que peut produire ce générateur PV. Nous avons étudié dans cette thèse cinq algorithmes MPPT présents dans la littérature à savoir : l'algorithme Perturb and Observe (P&O), l'incrémentation de la conductance (InC), la logique floue (FL), la logique floue type 2 (FLT2) et le système à inférence neuro-flou adaptatif (ANFIS). De plus nous avons proposé une nouvelle commande hybride appelée Mamdani- Incrémentation hybride (MI) qui combine le principe de l'incrémentation de la conductance conventionnelle et les règles floues de Mamdani.

Une étude théorique des six algorithmes MPPT est présentée dans cette thèse, suivie d'une simulation sur MATLAB/Simulink de chaque bloc du système PV et des algorithmes MPPT étudiés dans le but de tester et comparer ces algorithmes. Un test expérimental des commandes MPPT est ensuite fait à l'aide du logiciel LabVIEW pour commander le convertisseur Buck via le processeur CompactRio et ses modules. Les résultats de simulation et ceux du test expérimental ont démontrés que le MI a pu augmenter d'une manière remarquables le rendement de la chaîne de production PV en combinant une rapidité, une stabilité et un coût diminué.

Mots clés : Maximum Power Point Tracking (MPPT) ; Perturb and Observe (P&O) ; Incrémentation de la conductance (InC) ; logique floue (FL) ; logique floue type 2 (FLT2) ; système à inférence neuro-flou adaptatif (ANFIS) ; commande hybride ; rapport cyclique ; système photovoltaïque (PV) autonome.

Abstract

Solar photovoltaic (PV) energy is one of the most promising renewable energies in the world. It produces electrical energy by using photovoltaic panels while respecting the environment. The advantages of PV energy are not sufficient for the progression of the global power generation because of the high costs of PV installations and low efficiency of solar panels. This efficiency is strongly influenced by the climatic conditions to which the photovoltaic panels are exposed. It is, therefore, recommended operating a photovoltaic system at its maximum power in order to increase its efficiency and thus reduce its costs.

The work of this thesis falls within the framework of the optimization of the electrical energy produced by a PV generator by developing a maximum power point tracking control (MPPT). The stand-alone photovoltaic system studied in this thesis consists of a PV generator supplying batteries through a DC / DC Buck converter. The converter is controlled by an MPPT regulator in order to extract the maximum power that this PV generator can produce. In this thesis, we have studied five MPPT algorithms present in the literature, namely: The Perturb and Observe (P&O) algorithm, the incremental Conductance (InC), the fuzzy logic (FL), the fuzzy logic type 2 (FLT2) and the adaptive neuro-fuzzy inference system (ANFIS). In addition, we have proposed a new hybrid command called Mamdani Hybrid Incrementation (MI) which combines the principle of conventional Incremental Conductance and Mamdani's fuzzy rules.

A theoretical study of the six MPPT algorithms is presented in this thesis, followed by a simulation on MATLAB / Simulink of each block of the PV system and of the studied MPPT algorithms in order to test and compare these algorithms. An experimental test of the MPPT controls is then done by using LabVIEW software to control the Buck converter through the CompactRio processor and its modules. The simulation and the experimental results have shown that the MI has been able to remarkably increase the efficiency of the PV system with speed, stability and reduced cost.

Keywords: Maximum Power Point Tracking (MPPT); Perturb and Observe (P&O); Incremental Conductance (InC); Fuzzy Logic (FL); Fuzzy Logic Type 2 (FLT2); Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS); Hybrid method; Duty Cycle; Stand-alone photovoltaic (PV) system.

ملخص

تعد الطاقة الشمسية الكهروضوئية (PV) واحدة من أكثر الطاقات المتجددة الواعدة في العالم. باستخدام الألواح الكهروضوئية، يتم إنتاج طاقة كهربائية دون الإضرار بالبيئة. رغم المزايا العديدة لاستعمال الطاقة الشمسية الكهروضوئية، إلا أن نسبة مساهمتها في إنتاج الطاقة في العالم تظل محدودة نظرا لعدد الإكراهات التي لازالت تواجه هذه التكنولوجيا الجديدة والتي تتلخص أساساً في ارتفاع تكاليف التركيبات الكهروضوئية وانخفاض مردود الألواح الشمسية. يتأثر هذا الأخير بشكل كبير بالظروف المناخية للمكان الذي تم فيه تركيب هذه الألواح. لذلك من المهم العمل على تحسين أداء النظام الكهروضوئي لتمكينه من الاشتغال بأقصى قدرته وذلك لزيادة كفاءته وتقليل تكاليفه.

تندرج هذه الأطروحة في إطار تحسين إنتاج الطاقة الكهربائية للمولد الكهروضوئي من خلال تطوير آلية التحكم في تتبع نقطة القدرة القصوى (MPPT). يتكون النظام الكهروضوئي المستقل الذي تمت دراسته في هذه الأطروحة من مولد PV يزود البطاريات من خلال محول DC/DC. يتم التحكم في المحول بواسطة منظم MPPT لاستخراج الطاقة القصوى التي يمكن أن ينتجها هذا المولد الكهروضوئي. في هذه الأطروحة درسنا خمس خوارزميات MPPT موجودة في الأدبيات، وهي: خوارزمية تشويش ومراقبة (P&O)، والموصلية المتزايدة (Inc)، المنطق الضبابي (FL)، المنطق الضبابي من النوع 2 (FLT2) نظام الاستدلال العصبي الغامض المتكيف (ANFIS). بالإضافة إلى ذلك، تم اقتراح خوارزمية هجينة جديدة أطلقنا عليها اسم Mamdani- Incrémentation hybride (MI) والتي تجمع بين مبدأ الموصلية المتزايدة التقليدية وقواعد Mamdani الضبابية.

في هذه الأطروحة، تم تقديم دراسة نظرية للخوارزميات الستة المقترحة، متبوعة بمحاكاة على برنامج MATLAB/Simulink لكل جزء من النظام الكهروضوئي وكذلك الخوارزميات التي تمت دراستها من أجل اختبارها ومقارنتها. بعد ذلك، تم إجراء اختبار تجريبي باستخدام برنامج LabVIEW للتحكم في المحول DC/DC نوع Buck من خلال المعالج CompatRIO ووحداته. أظهرت نتائج المحاكاة ونتائج الاختبار التجريبي أن الخوارزمية MI قادرة على زيادة كفاءة النظام الكهروضوئي بشكل ملحوظ حيث جمعت بين السرعة والاستقرار التكلفة المنخفضة.

الكلمات الرئيسية: تتبع نقطة القدرة القصوى (MPPT)؛ تشويش ومراقبة (P&O)؛ لموصلية المتزايدة (Inc)؛ المنطق الضبابي (FL)؛ المنطق الضبابي نوع 2 (FLT2)؛ نظام الاستدلال العصبي الغامض المتكيف (ANFIS)؛ نظام الكهروضوئية مستقل (PV).

Table des matières

Résumé.....	1
Abstract	2
ملخص.....	3
Table des matières	4
Liste des figures.....	8
Liste des tableaux.....	11
Nomenclature	12
Introduction générale	14
Chapitre 1	16
La production photovoltaïque	16
1. La production photovoltaïque	17
1.1. Introduction	17
1.2. L'évolution du marché mondial de l'énergie photovoltaïque.....	17
1.3. Historique de la cellule photovoltaïque	20
1.4. Rayonnement solaire	21
1.5. Générateur photovoltaïque	23
1.5.1. Cellule photovoltaïque	23
1.5.1.1. Structure d'une cellule photovoltaïque	23
1.5.1.2. Effet photovoltaïque	23
1.5.1.3. Modélisation d'une cellule PV	24
a) Modèle idéal.....	24
b) Modèle à une résistance :	25
c) Modèle à deux résistances :	26
d) Modèle à deux diodes :	27
1.5.1.4. Caractéristique d'une cellule PV	27
1.5.1.5. Types des cellules PV.....	29
1.5.2. Module Photovoltaïque	30
1.5.1.6. Constitution d'un module photovoltaïque.....	30
1.5.1.7. Modélisation d'un module PV	31
1.5.1.8. Influence de la température et l'irradiation sur les modules PV	32
1.5.3. Protection des cellules et panneaux photovoltaïques	33
1.5.1.9. Diode série.....	33
1.5.1.10. Diode parallèle	34
1.5.1.11. La mise à la terre	35

1.5.1.12.	La protection contre la foudre	35
1.6.	Conclusion	35
Chapitre 2	36
Les installations solaires photovoltaïques	36
2.	Les installations solaires photovoltaïques	37
2.1.	Introduction	37
2.2.	Architecture des installations photovoltaïques	37
2.2.1.	Site isolé	37
2.2.2.	Système photovoltaïque hybride	38
2.2.3.	Système photovoltaïque raccordé au réseau.....	39
2.3.	Constitution d'une chaîne de conversion photovoltaïque.....	40
2.3.1.	Le champ photovoltaïque.....	42
2.3.2.	Le convertisseur DC/DC.....	43
2.3.2.1.	Le hacheur Buck	43
2.3.2.2.	Le hacheur Boost.....	45
2.3.2.3.	Le hacheur Buck-Boost.....	47
2.3.2.4.	Le hacheur Ćuk	49
2.3.3.	Les batteries	50
2.4.	Extraction de la puissance maximale d'un panneau photovoltaïque	51
2.4.1.	Extraction mécanique.....	52
2.4.2.	Extraction numérique.....	54
2.5.	Rendement d'une chaîne de conversion photovoltaïque.....	55
2.6.	Conclusion	57
Chapitre 3	58
La poursuite du point de puissance maximale (MPPT)	58
3.	La poursuite du point de puissance maximale (MPPT)	59
3.1.	Introduction	59
3.2.	La commande de poursuite du point de puissance maximale.....	59
3.2.1.	Le principe de la MPPT	59
3.2.2.	Critère de sélection de la MPPT	61
3.2.3.	Classification des commandes MPPT	61
3.3.	Etat d'art des commandes MPPT	62
3.3.1.	Perturb and Observe	62
3.3.2.	L'incrémentation de la Conductance	64
3.3.3.	La logique floue (FL)	66
3.3.4.	La logique floue type 2 (FLT2)	69

3.3.5.	Système à inférence neuro-flou adaptatif (ANFIS)	71
3.4.	Algorithme Mamdani-Incrémentation hybride (MI) proposé.....	74
3.5.	Conclusion.....	77
Chapitre 4	78
Simulation des algorithmes MPPT	78
4.	Simulation des algorithmes MPPT	79
4.1.	Introduction	79
4.2.	Modélisation du système étudié.....	79
4.2.1.	Description du système	79
4.2.2.	Modélisation du générateur PV	81
4.2.3.	Modélisation du convertisseur DC/DC Buck	82
4.2.3.1.	Dimensionnement du convertisseur Buck	83
4.2.3.2.	Test du convertisseur Buck	84
4.2.4.	Modélisation des régulateurs MPPT	84
4.2.4.1.	Régulateur P&O.....	85
4.2.4.2.	Régulateur InC.....	85
4.2.4.3.	Régulateur FL.....	86
4.2.4.4.	Régulateur FLT2.....	88
4.2.4.5.	Régulateur ANFIS.....	89
4.2.4.6.	Régulateur MI hybride proposé	91
4.3.	Simulations du système PV global.....	94
4.3.1.	Scénario 1 : Température et irradiation stables	96
4.3.2.	Scénario 2 : Température stable et irradiation variable	97
4.3.3.	Scénario 3 : Température variable et irradiation stable	99
4.4.	Conclusion.....	101
Chapitre 5	103
Implémentation des algorithmes MPPT	103
5.	Implémentation des algorithmes MPPT.....	104
5.1.	Introduction	104
5.2.	Banc expérimental	104
5.3.	Tests et résultats expérimentaux.....	107
5.3.1.	Le régulateur P&O	107
5.3.2.	Le régulateur InC	108
5.3.3.	Le régulateur FL.....	109
5.3.4.	Le régulateur FLT2.....	109
5.3.5.	Le régulateur ANFIS.....	110

5.3.6. Le régulateur MI	111
5.4. Conclusion	112
Conclusion et perspectives.....	113
Références.....	118
Annexe.....	123
Annexe A : Fiche Technique du panneau photovoltaïque TS 250- P156-60	123
Annexe B : Script sur MATLAB de l'algorithme P&O.....	123
Annexe C : Base de données du régulateur ANFIS.....	123
Annexe D : Script sur MATLAB de l'incrémentale conductance du régulateur MI hybride	123
Annexe E : Les spécifications du CompactRio cRIO 9025.....	123
Annexe F : Module NI 9247	123
Annexe G : Module 9217.....	123
Annexe H : Module 9474.....	123
Production scientifique	140

Liste des figures

Chapitre 1

Figure 1 : La consommation énergétique mondiale (Source : IEA, World Energy Balances, 2019)....	18
Figure 2 : Emissions mondiales de CO ₂ (Source : IEA, World Energy Balances, 2019)	18
Figure 3 : Part renouvelable de la consommation totale d'énergie.....	19
Figure 4 : Production et capacité mondiales d'énergie renouvelable entre 2008-2018 [1]	19
Figure 5 : Évolution de la capacité mondiale solaire photovoltaïque installée entre 2000-2018 [1]	20
Figure 6 : Première maison alimentée par cellule PV Figure 7 : Première voiture PV	21
Figure 8 : Le rayonnement solaire sur la Terre	22
Figure 9 : Classification des ondes du rayonnement solaire [2].....	22
Figure 10 : Gisement solaire mondial (source : SolarGis)	23
Figure 11 : Effet photovoltaïque dans une cellule photovoltaïque.....	24
Figure 12 : Circuit électrique idéal d'une cellule Photovoltaïque.....	24
Figure 13 : Circuit électrique d'une cellule Photovoltaïque à une seule résistance	25
Figure 14: Circuit électrique d'une cellule Photovoltaïque à une seule diode	26
Figure 15 : Circuit électrique d'une cellule Photovoltaïque à deux diodes.....	27
Figure 16 : Caractéristique I(V) d'une cellule photovoltaïque sous éclairement et sous obscurité	28
Figure 17 : Répartition mondiale des technologies photovoltaïques en 2019 publiée par Fraunhofer ISE.....	30
Figure 18 : Caractéristiques des cellules associées en série.....	31
Figure 19 : Caractéristiques des cellules associées en parallèle.....	31
Figure 20 : Caractéristiques I-V et P-V sous différentes valeurs d'irradiation à 25°C	32
Figure 21 : Caractéristiques I-V et P-V sous différentes valeurs de température à 1000W/m ²	33
Figure 22 : Protection d'un générateur PV par des diodes série	34
Figure 23 : Protection d'un générateur PV par des diodes by-pass.....	34

Chapitre 2

Figure 24: Site photovoltaïque isolé.....	38
Figure 25 : Système photovoltaïque hybride avec groupe électrogène	39
Figure 26 : Système photovoltaïque raccordé au réseau	40
Figure 27 : Connexion directe entre la charge et le générateur PV.....	41
Figure 28 : Connexion indirecte à travers un étage d'adaptation.....	41
Figure 29: Principaux éléments d'une chaîne photovoltaïque autonome.....	42
Figure 30: Champ de panneaux photovoltaïques monté en série et parallèle	42
Figure 31 : Schéma électrique d'un hacheur Buck.....	44
Figure 32 : Forme d'ondes dans un hacheur Buck [39]	45
Figure 33 : Schéma électrique d'un hacheur Boost.....	46
Figure 34 : Forme d'ondes dans un hacheur Boost [39]	47
Figure 35 : Schéma électrique d'un hacheur Buck-Boost.....	47
Figure 36 : Forme d'ondes dans un hacheur Buck-Boost [39].....	48
Figure 37: Schéma électrique d'un hacheur Ćuk	49
Figure 38: Forme d'ondes dans un hacheur Ćuk [39]	50
Figure 39: les phases de charge d'une batterie (Solaris)	51
Figure 40 : Trajectoire journalière du soleil dans le ciel pendant différent mois de l'année (Enertech)52	
Figure 41 : Type des suiveurs solaires	53

Figure 42: Diagramme de rendement de production sans suiveur, avec suiveur mono-axe et suiveur double-axe [44]	54
Figure 43 : Point de puissance maximal (MPP) sur la caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque.....	54
Figure 44 : Rendement des cellules et modules mono-jonction.....	55
Figure 45 : Les rendements partiels d'une chaîne de conversion photovoltaïque.....	57

Chapitre 3

Figure 46: Chaîne de conversion photovoltaïque avec une commande MPPT.....	60
Figure 47: Courbe de puissance d'un panneau photovoltaïque et ses dérivées.....	60
Figure 48: Organigramme de l'algorithme Perturb and Observe.....	63
Figure 49: Comportement du P&O sous une variation rapide de l'irradiation	64
Figure 50: L'emplacement de VMPP et IMPP par rapport à la courbe dP/dV [67].....	65
Figure 51: Organigramme de l'algorithme Incrémentation de la Conductance	66
Figure 52: Les fonctions d'appartenance des variables d'entrée et de sortie	68
Figure 53 : Principe de fonctionnement du régulateur MPPT FL.....	69
Figure 54: Principe de la commande FLT2.....	70
Figure 55: Les fonctions d'appartenance des variables d'entrée et de sortie du FLT2	71
Figure 56: Structure de l'algorithme ANFIS.....	72
Figure 57: Organigramme de l'algorithme MI hybride proposé	75
Figure 58: Structure du correcteur à base de la méthode Mamdani	76
Figure 59: Les fonctions d'appartenance de l'entrée dP et dI et de la sortie po.....	76

Chapitre 4

Figure 60 : Schéma synoptique du système photovoltaïque étudié.....	79
Figure 61:Modélisation du système proposé sur l'environnement Simulink	80
Figure 62 : Bloc « PV Array » sur MATLAB/Simulink.....	81
Figure 63: Simulation du panneau PV modélisé sur MATLAB/Simulink à STC	82
Figure 64: Modélisation du convertisseur Buck sur MATLAB.....	83
Figure 65: Tension à la sortie du convertisseur Buck : (a) $\alpha_1=0.55$ (b) $\alpha_2= 0.7$	84
Figure 66: Modélisation de l'algorithme P&O sur MATLAB/Simulink.....	85
Figure 67: Bloc de génération du signal PWM.....	85
Figure 68: Modélisation de l'algorithme InC sur MATLAB/Simulink.....	86
Figure 69: Bloc InC MPPT Controller de la figure IV.9.....	86
Figure 70: Modélisation de l'algorithme Fuzzy Logic sur MATLAB/Simulink.....	86
Figure 71: Variables linguistiques de l'entrée Error.....	87
Figure 72: Variables linguistiques de l'entrée dError.....	87
Figure 73: Les variables linguistiques de la sortie du régulateur FL	88
Figure 74: Modélisation de l'algorithme Fuzzy Logic Type 2 sur MATLAB/Simulink.....	88
Figure 75: Valeurs linguistiques des entrées Error et dError du régulateur FLT2.....	88
Figure 76: Modélisation de l'algorithme ANFIS sur MATLAB/Simulink	89
Figure 77: Structure du régulateur ANFIS sur MATLAB/Simulink.....	90
Figure 78: Training Data et la sortie du régulateur ANFIS.....	90
Figure 79: Les règles du régulateur ANFIS	90
Figure 80: La surface entre l'irradiation, la température et la puissance de sortie	91
Figure 81: Modélisation du régulateur MI hybride proposé sur MATLAB/Simulink.....	91

Figure 82: Bloc de Mamdani Rules.....	92
Figure 83: Désigne du régulateur Mamdani flou	92
Figure 84: Editeur MATLAB des fonctions d'appartenance de la variable d'entrée dP	93
Figure 85: Editeur MATLAB des fonctions d'appartenance de la variable d'entrée dI	93
Figure 86: Editeur MATLAB des fonctions d'appartenance de la variable de sortie po	93
Figure 87: Editeur MATLAB des règles de Mamdani.....	94
Figure 88: Puissance du générateur PV dans le cas d'un branchement direct	94
Figure 89: Courant du générateur PV dans le cas d'un branchement direct	95
Figure 90: Tension du générateur PV dans le cas d'un branchement direct	95
Figure 91: Puissance de sortie du générateur PV à $I_r=920 \text{ W/m}^2$ et $T=26.5^\circ$	96
Figure 92: Courant de sortie du générateur PV à $I_r=920 \text{ W/m}^2$ et $T=26.5^\circ$	97
Figure 95: Allure de la température et l'irradiation appliquées au générateur PV (Scénario 2)	98
Figure 97: Courant du générateur PV à température fixe et irradiation variable	98
Figure 98: Allure de la température et l'irradiation appliquées au générateur PV (Scénario 3)	99
Figure 99: Puissance du générateur PV à irradiation fixe et température variable	100
Figure 100: Courant du générateur PV à irradiation fixe et température variable	100

Chapitre 5

Figure 101 : Schéma synoptique du montage expérimental.....	104
Figure 102 : CompactRio, son alimentation et les modules d'entrée et de sortie	105
Figure 103 : Interface CompactRio cRIO-9025	105
Figure 104: Banc expérimental	106
Figure 105: Face-avant du logiciel LabVIEW	107
Figure 106: Diagramme du logiciel LabVIEW	107
Figure 107 : Résultats expérimentaux du régulateur P&O.....	108
Figure 108 : Résultats expérimentaux du régulateur InC.....	109
Figure 109 : Résultats expérimentaux du régulateur FL	109
Figure 110 : Résultats expérimentaux du régulateur FLT2.....	110
Figure 111 : Résultats expérimentaux du régulateur ANFIS	111
Figure 112 : Résultats expérimentaux du régulateur MI.....	111

Liste des tableaux

Tableau 1 : Performances et caractéristiques des cellules PV	29
Tableau 2 : Exemple de panneaux photovoltaïques disponible au marché (fiche technique).....	56
Tableau 3: Exemple de table de vérité d'une commande FL	68
Tableau 4: Tableau comparatif des algorithmes MPPT étudiés	74
Tableau 5 : Tableau des règles Mamdani de contrôleur MI hybride.....	77
Tableau 6: Caractéristiques d'un panneau du générateur PV à STC.....	81
Tableau 7: Paramètres du convertisseur Buck	83
Tableau 8: Tableau des règles floues	87
Tableau 9: Tableau des règles floues du régulateur FLT2	89
Tableau 10: Tableau comparatif des algorithmes MPPT	101
Tableau 11 : Résultats expérimentaux des algorithmes MPPT	112

Nomenclature

A : Surface du générateur
A _{eff} : Intensité efficace
AIE : Agence Internationale d'Energie
AM : Masse d'air
ANFIS : Système à inférence neuro-flou adaptatif
ANM : Association nucléaire mondiale
C : Capacité
COG : Centre de gravité
D, D ₁ , D ₂ : Diodes
dD : Variation du rapport cyclique
dI : Dérivée de tension
DoD : Capacité de décharge maximum
dP : Dérivée de puissance
dV : Dérivée de tension
Ech/s : Echantillon par seconde
f : Fréquence
FF : Facteur de forme
FL : Logique floue
FLT2 : Logique floue type 2
GB : Gigabit
GW : Gigawatt
h : constante de Planck
Hz : Hertz
I : Courant
I ₀ : Courant de saturation inverse de la diode
I _{cc} : Courant de court-circuit
I _D : Courant de la diode
I _L : Courant de l'inductance
I _{MPV} : Courant du module PV
InC : Incrémentation de la conductance
I _{pv} : Courant de la photodiode
IR : Infrarouge
Ir : Irradiation
IRENA : Agence internationale pour les énergies renouvelables
is : courant de l'interrupteur
ISE : Institute for Solar Energy System
K : Constante de Boltzmann
Kech/s : kilo échantillon par seconde
km : kilomètre
kW : Kilowatt
L : Inductance
m : mètre
MB : Mégabit
MI : Mamdani-Incrémentation hybride
MLI : Modulation à largeur d'Impulsion
MPP : Maximum Power Point
MPPT : Maximum Power Point Tracking
MW : Mégawatt

n : Facteur d'idéalité
n_p : Cellule en parallèle
n_s : Cellule en série
ONG : Organisation non gouvernementale
P&O : Perturb and Observe
P_i : Surface de cellule
P_m : Puissance maximale
P_{MPV} : Puissance du module PV
P_{out} : Puissance de sortie de l'étage d'adaptation
P_p : Energie lumineuse
PPA : Power Purchase Agreements
PV : Photovoltaïque
PWM : Pulse with modulation
q : Charge de l'électron
Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 : Quadrants de la caractéristique de la cellule
R : Résistance
RN : Réseau de neurone
R_s : Résistance en série
R_{sh} : Résistance en parallèle
S : Interrupteur
s : seconde
S_iO_2 : Silice amorphe
STC : Conditions de test standard
T : Température
UV : Ultraviolet
V : Tension
V_{co} : Tension de circuit-ouvert
V_D : Tension aux bornes de la diode
V_e : Tension d'entrée du convertisseur DC/DC
V_{eff} : Tension efficace
VI : Virtuel Instrument
V_L : Tension de l'inductance
V_{MPV} : Tension du module PV
V_s : Tension de sortie du convertisseur DC/DC
$V_{T(1,2)}$: Tension thermique du module PV
W : Watt
Wc : Watt crête
α, D : Rapport cyclique
η : Rendement
η_{conv} : Rendement de la conversion de l'étage d'adaptation
η_{MPPT} : Rendement MPPT
λ : longueur d'onde
ν : Fréquence du photon
μm : micromètre
μs : micro seconde

Introduction générale

L'énergie est l'élément primordial permettant la transformation d'une matière première, d'un travail ou d'un mouvement. Elle est considérée comme le pilier central de toute activité économique. Souvent, le niveau d'indépendance générale d'une nation est proportionnel au niveau de sa disposition des sources d'énergie. L'énergie fossile reste la source la plus exploitée avec un pourcentage qui dépasse les trois quarts de la consommation mondiale. Ce pourcentage élevé peut être expliqué par les avantages que représente ce type d'énergie, nous citons principalement sa facilité de stockage, de transport et d'utilisation. Cependant, l'extraction et la transformation des sources fossiles provoque des émissions très importantes des gaz à effet de serre, ce qui mène à un réchauffement climatique. Nous pouvons signaler également que les réserves en ressources fossiles sont épuisables et tentent vers leur disparition d'ici la fin du siècle selon plusieurs ONG spécialistes du domaine. Face à ce constat et à la consommation évolutive de l'énergie dû à la croissance démographique, l'intégration des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique mondial devient une nécessité.

Les énergies renouvelables, comme leur nom l'indique, sont des sources d'énergie inépuisables qui se régénèrent d'une façon naturelle et rapide. Ces sources écologiques sont propres et respectent l'environnement en minimisant les déchets et les émissions toxiques. Elles sont considérées gratuites une fois les équipements de conversion d'énergie sont installés vu qu'elles proviennent de sources naturelles gratuites tels que le soleil, le vent, l'eau et la terre. L'énergie solaire, une des énergies renouvelables les plus répondues, est employée pour produire à partir des rayons lumineux une énergie thermique ou électrique par l'effet photovoltaïque. Selon l'Agence Internationale d'Énergie (AIE), la capacité mondiale installée d'énergie solaire a dépassé 629 GW à la fin de 2019.

Découverte il y a moins d'un siècle, l'énergie photovoltaïque (PV) est utilisée de plus en plus grâce à ses avantages incontournables. Elle participe au développement écologique, en produisant une énergie propre qui préserve l'environnement, au développement économique en offrant des milliers d'emplois potentiels et des entreprises industrielles et enfin au développement social en mobilisant les citoyens et en transformant les lieux de vie et d'habitat en lieu de production électrique. Cependant, la contribution de l'énergie solaire dans le mix énergétique mondial reste faible à cause de son intermittence, elle reste imprévisible et irrégulière. De plus, la conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique nécessite des installations photovoltaïques coûteuses. Ces limitations ont poussé les chercheurs à s'orienter vers ce type d'énergie et d'effectuer des progrès sur l'ensemble de la chaîne de conversion en commençant par la production des cellules photovoltaïques et les matériaux de conversion qui se traduit par la diminution des coûts et l'augmentation du rendement des cellules et panneaux photovoltaïques.

Le rendement d'une chaîne de conversion peut aussi être amélioré par l'intégration des algorithmes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) qui ont pour rôle de suivre le point de puissance maximale (MPP) d'un générateur photovoltaïque en l'intégrant avec un étage d'adaptation. Ces algorithmes régulent l'impédance d'entrée de la charge connectée au générateur photovoltaïque afin d'absorber la puissance disponible du système photovoltaïque sous différentes conditions climatiques. La difficulté réside dans le choix d'une commande MPPT appropriée et dans la détermination de ses performances. C'est ainsi que nous

contribuons, dans cette thèse, à l'étude et au développement des algorithmes MPPT ainsi la modélisation d'une chaîne de conversion photovoltaïque pour l'amélioration du rendement de conversion.

Le premier chapitre présente la contribution de l'énergie photovoltaïque dans le marché mondial et l'historique du photovoltaïque. Nous avons ensuite défini le rayonnement solaire, étant donné la matière première de l'énergie photovoltaïque et la cellule photovoltaïque, l'élément de base d'une installation photovoltaïque. Nous avons aussi présenté la structure du panneau photovoltaïque et sa modélisation ainsi que l'influence de l'éclairement et la température sur la production du panneau PV. Vers la fin du chapitre, nous avons entamé les techniques de protection des cellules et modules PV.

Le deuxième chapitre porte sur les différentes architectures des installations photovoltaïques et leurs compositions. Nous avons évoqué l'utilité de l'intégration de l'étage d'adaptation entre la charge et la source photovoltaïque et les inconvénients de la liaison directe. Ensuite nous avons cité les éléments constituant une chaîne de conversion autonome et traité en détails les champs PV, les types des convertisseurs DC/DC et les types des batteries. Nous avons abordé le rôle des extracteurs mécaniques, dits aussi suiveurs solaires et les commandes MPPT dans la maximisation de la puissance produite par le générateur PV. A la fin du chapitre, nous avons présenté un aperçu sur le rendement d'une chaîne de conversion photovoltaïque et les éléments influençant ce rendement.

Le troisième chapitre présente le principe de la commande MPPT, ainsi que les critères qui permettent de choisir une commande MPPT adéquate. Nous avons donné ensuite un classement de ces commandes selon leur technique de recherche avant de passer à l'état d'art de cinq algorithmes MPPT à savoir le Perturb and Observe (P&O), l'incrémentement de la conductance (InC), la logique floue (FL), la logique floue type 2 (FLT2) et le système à inférence neuro-flou adaptatif (ANFIS). Nous avons proposé et développé un algorithme hybride appelé Mamdani-Incrémentement hybride (MI) afin de surmonter les limitations de l'incrémentement de conductance et d'améliorer ses performances globales. Cet algorithme se base sur des règles de Mamdani et sur le raisonnement de l'incrémentement de conductance.

Le quatrième chapitre présente la simulation d'un système photovoltaïque autonome avec les différents MPPT algorithmes étudiés dans le chapitre précédent. Il donne une comparaison entre les régulateurs MPPT dans trois cas d'étude (conditions climatiques stables, variation rapide d'irradiation et variation rapide de température). L'algorithme MI hybride proposé est comparé aussi avec les méthodes conventionnelles (P&O et InC) et les méthodes basées sur l'intelligence artificielle (FL, FLT2 et ANFIS).

Le dernier chapitre vérifie expérimentalement les résultats de simulation du quatrième chapitre et teste les performances du système PV et des régulateurs MPPT étudiés en temps réel et sous des conditions météorologiques réelles. Le chapitre décrit en détail le banc expérimental utilisé pour l'implémentation des régulateurs MPPT et présente les résultats des tests afin de les comparer avec les résultats de simulations.

Chapitre 1

La production photovoltaïque

Ce chapitre présente la contribution de l'énergie photovoltaïque dans le marché mondial et l'historique du photovoltaïque. Il définit le rayonnement solaire, étant donné la matière première de l'énergie photovoltaïque et la cellule photovoltaïque, l'élément de base d'une installation photovoltaïque. Il présente aussi la structure du panneau photovoltaïque et sa modélisation ainsi que l'influence de l'éclairement et la température sur la production du panneau PV. Vers la fin du chapitre, les techniques de protection des cellules et modules PV sont entamées.

1. La production photovoltaïque

1.1. Introduction

De nos jours, la demande d'énergie fossile accroît rapidement à cause du développement démographique et économique, surtout dans les pays en voie de développement. Cependant, les réserves des ressources fossiles (charbon, gaz, pétrole) diminuent constamment avec une élévation des prix. L'association nucléaire mondiale (ANM) estime qu'à ce rythme de consommation mondiale d'énergie, il ne reste que 54 ans pour que le pétrole s'épuise, 63 ans pour le gaz et 132 ans pour le charbon. En plus de la raréfaction des énergies fossiles, elles produisent des gaz à effet de serre provoquant ainsi des dégâts climatiques.

Les énergies renouvelables (solaire, hydraulique, éolienne, biomasse), en plus de ce qu'elles représentent comme une alternative des énergies fossiles, offrent une énergie inépuisable, écologique et sécurisée. Ainsi, les énergies renouvelables ont la capacité de produire de grandes quantités d'énergie et incorporer alors le mix énergétique mondiale.

L'énergie solaire photovoltaïque PV, basée sur la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par effet photovoltaïque, a intégré le bouquet énergétique mondial de génération d'électricité pour ses avantages incontournables. Elle est issue gratuitement du soleil qui représente une source potentielle et inépuisable, en plus elle ne produit ni gaz polluants ni bruit lors de la génération de l'électricité. L'intégration des installations photovoltaïques dans les bâtiments ne représente aucune gêne esthétique, elles sont facilement installées sur les toits et les façades. De plus, le PV représente une solution efficace pour les zones rurales non raccordées au réseau électrique. En revanche, cette source reste encore en phase de développement pour diminuer les prix de production et augmenter les performances de ses installations.

Dans ce chapitre, nous avons décidé de présenter la contribution de l'énergie photovoltaïque dans le marché mondial avant de passer à l'historique du photovoltaïque. Il est ensuite important de parler du rayonnement solaire, matière première de l'énergie photovoltaïque. La cellule photovoltaïque, élément de base d'une installation photovoltaïque, est exposée en détails dans ce chapitre. Dans la suite, la structure du panneau photovoltaïque et sa modélisation sont étudiées avec l'influence de l'éclairement et la température sur la production du panneau PV. Vers la fin du chapitre, nous avons entamé les techniques de protection des cellules et modules PV.

1.2. L'évolution du marché mondial de l'énergie photovoltaïque

L'agence Internationale de l'Energie (AIE) a annoncé dans sa publication annuelle 'Key World Energy Statistics 2019' que la consommation énergétique mondiale a atteint 14 282 Mtep en 2018. La consommation a augmenté d'environ 2% par rapport à 2017 et de 40% par rapport à 2000. La part des énergies fossiles, exposée dans la figure 1, représente 81.3% de la consommation énergétique mondiale.

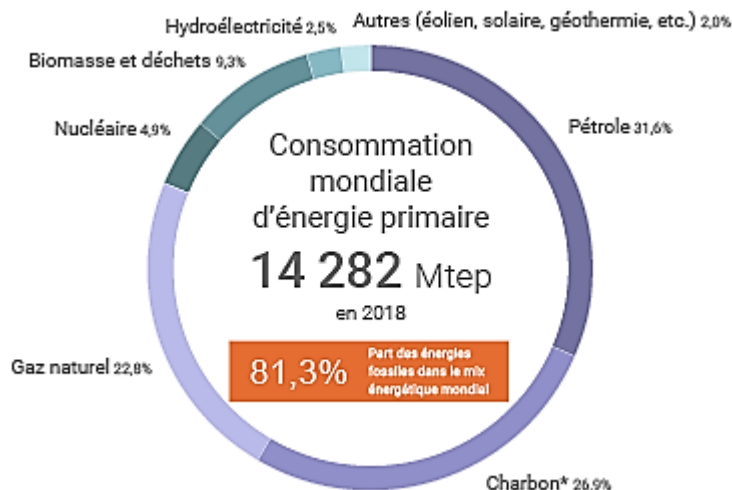


Figure 1 : La consommation énergétique mondiale (Source : IEA, World Energy Balances, 2019)

La forte augmentation de la consommation énergétique due au croisement démographique et économique des pays a entraîné plusieurs séquelles au niveau des émissions des gaz à effet de serre, source principale du réchauffement climatique actuel (Figure 2). De plus, l'énergie fossile ne représente pas l'énergie future vu l'épuisement de ses réserves et la variation de ses coûts selon la conjoncture économique, ce qui a poussé les pays à choisir des solutions alternatives de production d'énergie.

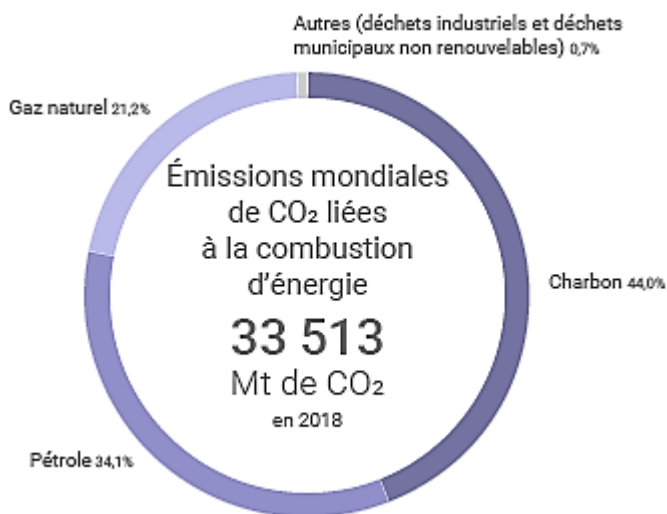


Figure 2 : Emissions mondiales de CO₂ (Source : IEA, World Energy Balances, 2019)

Les énergies renouvelables offrent des avantages écologiques et promettent une énergie illimitée. La part renouvelable de la consommation mondiale d'énergie dans les trois secteurs d'activités (industriel, transport et production électrique) est représentée sur la figure 3.

En 2017, 24% de la consommation électrique était générée à partir des sources renouvelables, 10% du secteur industriel et 3.3% du secteur de transport.

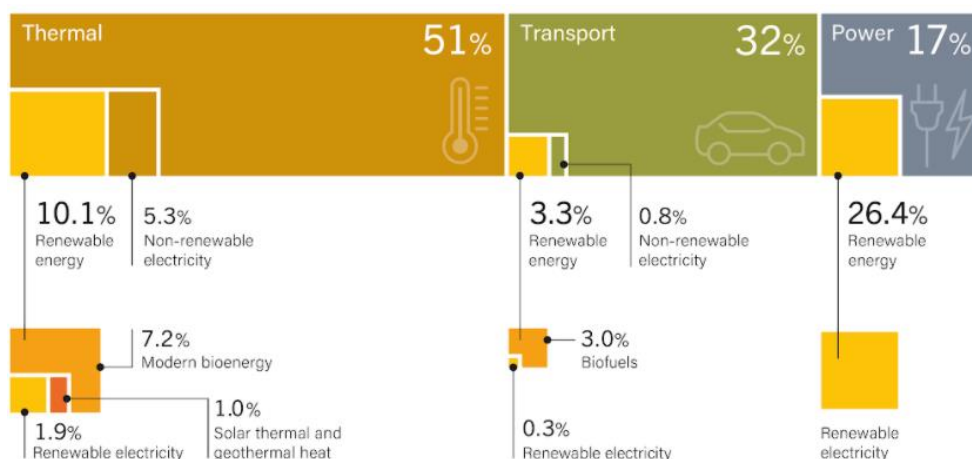


Figure 3 : Part renouvelable de la consommation totale d'énergie

L'agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) a annoncé qu'en 2018, les énergies renouvelables contribuaient par 33% dans les capacités totales de production d'électricité installées, 26% de la puissance de sortie. Les centrales solaires représentent 2.2% de cette production mondiale, ce qui prouve que malgré le fort potentiel solaire mondial, la contribution de l'énergie solaire dans la production des puissances ne progresse pas d'une manière suffisante.

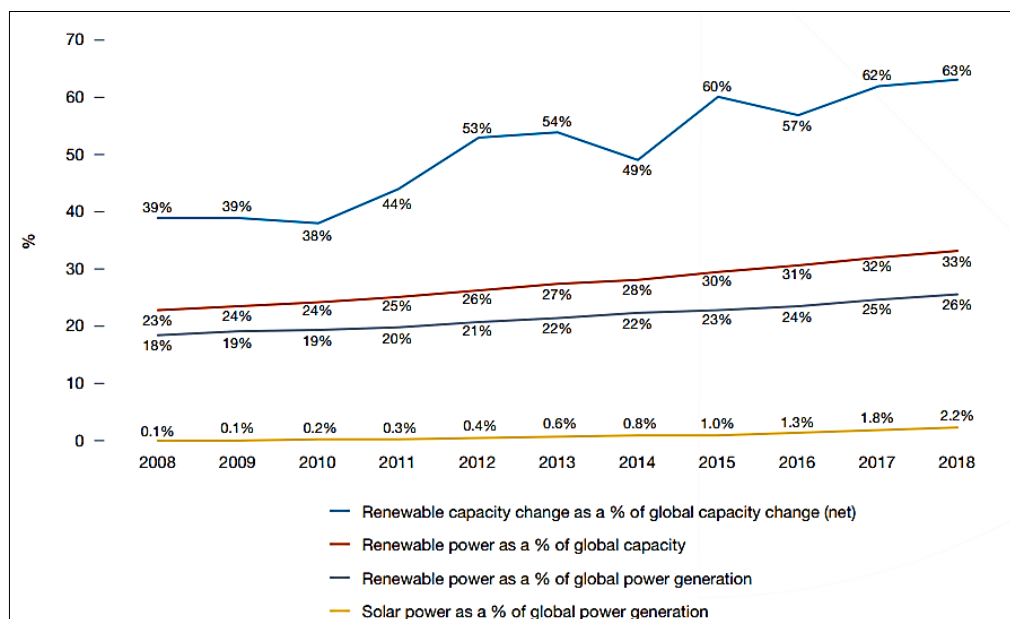


Figure 4 : Production et capacité mondiale d'énergie renouvelable entre 2008-2018 [1]

L'énergie photovoltaïque a augmenté remarquablement de 5GW en 2000 à 102.4 GW en 2018 (Figure 4). Elle représente la source renouvelable principale de génération d'électricité dans le monde. Cette augmentation est due à la diminution progressive des coûts d'investissement et de production d'énergie. Les Power Purchase Agreements (PPAs) et les appels d'offre ont dévoilé que le coût de l'énergie solaire est aux alentours de 0.2 \$/kWh, moins cher que le nucléaire et le charbon.

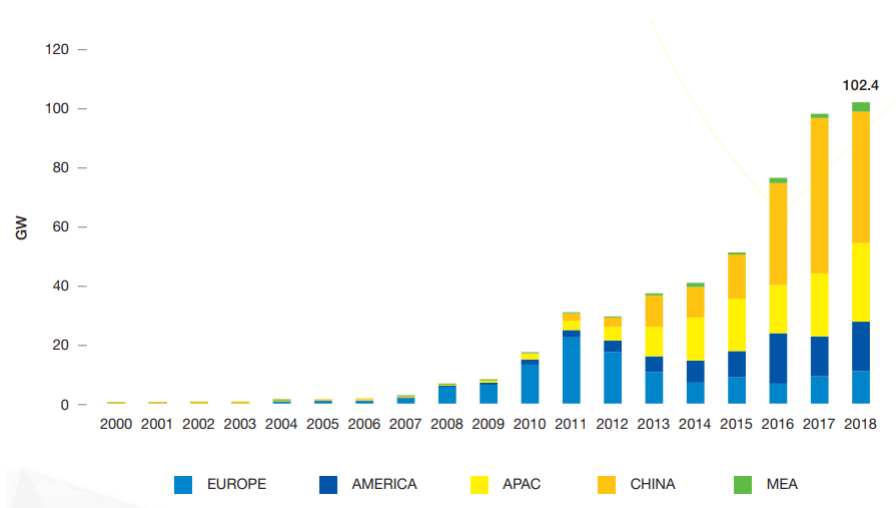


Figure 5 : Évolution de la capacité mondiale solaire photovoltaïque installée entre 2000-2018 [1]

En 2019, la contribution de la Chine se lève à 36% au total des installations photovoltaïques pour occuper ainsi le premier rang, USA à 12%, le Japon à 11%, l'Allemagne à 8% et l'Inde à 6%. En revanche, l'expérience des pays restants demeure à ses débuts et en cours de progression, surtout les pays du nord d'Afrique et d'Amérique latine. Le domaine photovoltaïque prend une importance croissante afin d'améliorer les productions des modules PV, diminuer leur coût et promouvoir les batteries et les solutions de stockage pour rendre les systèmes PV plus autonomes.

1.3. Historique de la cellule photovoltaïque

L'histoire des cellules photovoltaïques commence en 1839 par le physicien français Edmond Becquerel qui a pu obtenir une tension électrique en irradiant une électrode en argent dans un électrolyte. Ce fut alors la découverte de l'effet photovoltaïque. En 1875, un article sur l'effet photovoltaïque dans les semiconducteurs a été exposé par le physicien Werner Von Siemens devant l'académie de sciences en Berlin. Charles Fritts été le premier à construire une cellule solaire en 1883, mais son faible rendement a empêché son utilisation. En 1905, Albert Einstein a pu expliquer l'effet photoélectrique en publiant un article scientifique convainquant lui permettant d'obtenir alors un prix Nobel en 1921. Jusqu'à cette date, le phénomène découvert reste encore limité. Ce n'est qu'après la guerre mondiale que l'on voit la possibilité de fournir l'énergie électrique grâce aux trois chercheurs américains Gerald Pearson, Darry Chapin et Calvin Fuller, qui ont pu fabriquer, en 1957, la première cellule photovoltaïque au silicium à rendement élevé, dans les laboratoires de la compagnie Bell téléphone. Cette découverte a fut plaisir à l'industrie spatiale qui cherchait une nouvelle solution pour alimenter ses satellites autre que l'énergie nucléaire. C'est en 1958 alors, que les premiers satellites à base de cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

Au cours des années 70, les gouvernements et les industries ont bien investi dans la technologie photovoltaïque. Les recherches étaient menées à diminuer les coûts des cellules photovoltaïques et d'augmenter leur rendement pour l'utilisation spatiale aussi bien que terrestre. C'est alors que fut construite la première maison alimentée pas des cellules PV, en 1973, par l'Université de Delwane.

Depuis cette date, les recherches n'ont cessé de progresser. Ainsi, des centrales solaires ont été mises en place pour la production de quelques mégawatts. De plus, l'implication de la technologie photovoltaïque a ciblé plusieurs produits tels que les montres, les calculatrices, les pompes, les capteurs et d'autres encore. En 1983, la première voiture à base de modules photovoltaïques a pu traverser une distance de 4000 km en Australie (figure 6). Plus tard, en 1995, l'emploi des toitures photovoltaïques raccordées au réseau était programmé en Japon et en Australie pour enfin se généraliser en 2001 (figure 7).

Aujourd'hui, les chercheurs scientifiques et les investisseurs industriels ne cessent de mener des recherches sur les installations photovoltaïques pour améliorer le rendement des cellules photovoltaïques, réduire la taille d'installation et diminuer les coûts.



Figure 6 : Première maison alimentée par cellule PV

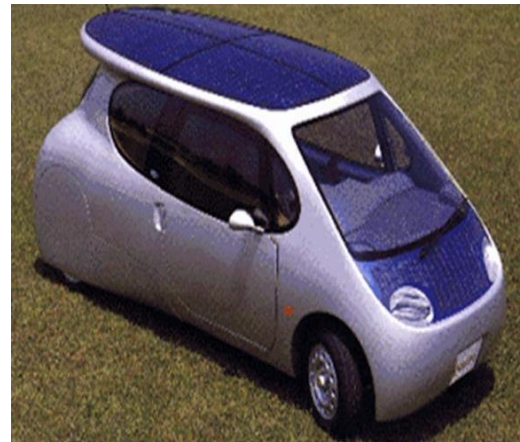


Figure 7 : Première voiture PV

1.4. Rayonnement solaire

Le Soleil est une étoile, sous forme de sphère gazeuse, située au centre de notre système solaire et âgée d'environ 4.5 milliards d'année. Il produit des ondes électromagnétiques qui représentent le rayonnement solaire. Ce dernier se compose des rayons ultraviolets, de la lumière visible, de la lumière invisible (infrarouge) et des rayons cosmiques. Le Soleil génère un rayonnement solaire de $3,826 \times 10^{17}$ MW, avec une puissance de $62,85 \text{ kW/m}^2$. Le rayonnement solaire parcourt une distance de 150 millions de kilomètres pour atteindre l'atmosphère qui reçoit 1350 W/m^2 . A son arrivée à la Terre, le rayonnement solaire peut être absorbé, diffusé ou réfléchi. La somme du rayonnement diffu et le rayonnement absorbé représente le rayonnement global qui peut atteindre une valeur de 1000 W/m^2 . Les rayons réfléchis, constituant l'albédo, sont influencés par la nature de l'environnement (couleur de la surface, la température, l'angle d'incidence des rayons sur la surface...). La figure 8 présente le rayonnement solaire reçu par la terre.

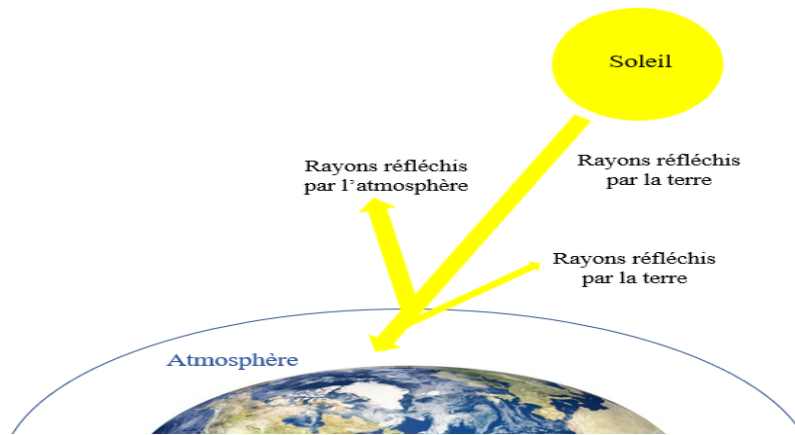


Figure 8 : Le rayonnement solaire sur la Terre

Chaque photon du rayonnement solaire transporte une énergie ΔE appelée quantum d'énergie, qui représente le produit de la fréquence du photon ν (Hz) et la constante de Planck $h = 6.63 \times 10^{-34}$ J.s.

$$\Delta E = \nu \times h \quad (I.1)$$

La fréquence du photon peut être exprimée en fonction de sa longueur d'onde λ (m) et la vitesse de la lumière (km/s). L'équation I.1 alors devient.

$$\Delta E = \frac{c}{\lambda} \times h \quad (I.2)$$

Les photons composants le rayonnement solaire se caractérisent par une longueur d'onde qui varie de $0.22 \mu\text{m}$ à $10 \mu\text{m}$. La classification des ondes est représentée dans la figure 9. Il est clairement constaté que la longueur d'onde des rayons ultraviolets (UV) est inférieure à celle des rayons infrarouges (IR), c'est pourquoi l'énergie transmise par les UV est supérieure à celle des IR.

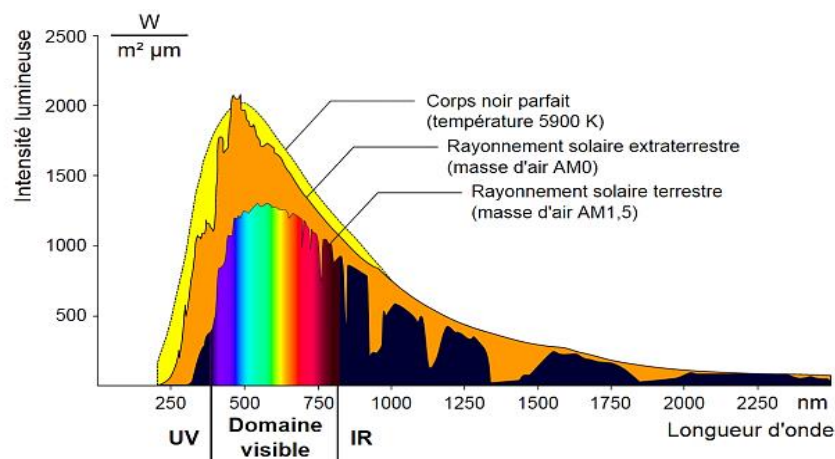


Figure 9 : Classification des ondes du rayonnement solaire [2]

Pour étudier la puissance que peut générer une installation photovoltaïque, il faut mesurer le rayonnement solaire que peut capter un générateur PV. Pour se faire, plusieurs instruments sont disponibles tels que les pyrhéliomètres et les pyranomètres. Le rayonnement

solaire mondial varie de 700 à 2700 W/m². Sur la figure 10, qui expose le gisement solaire mondial, on constate que le continent africain possède le plus fort gisement solaire.

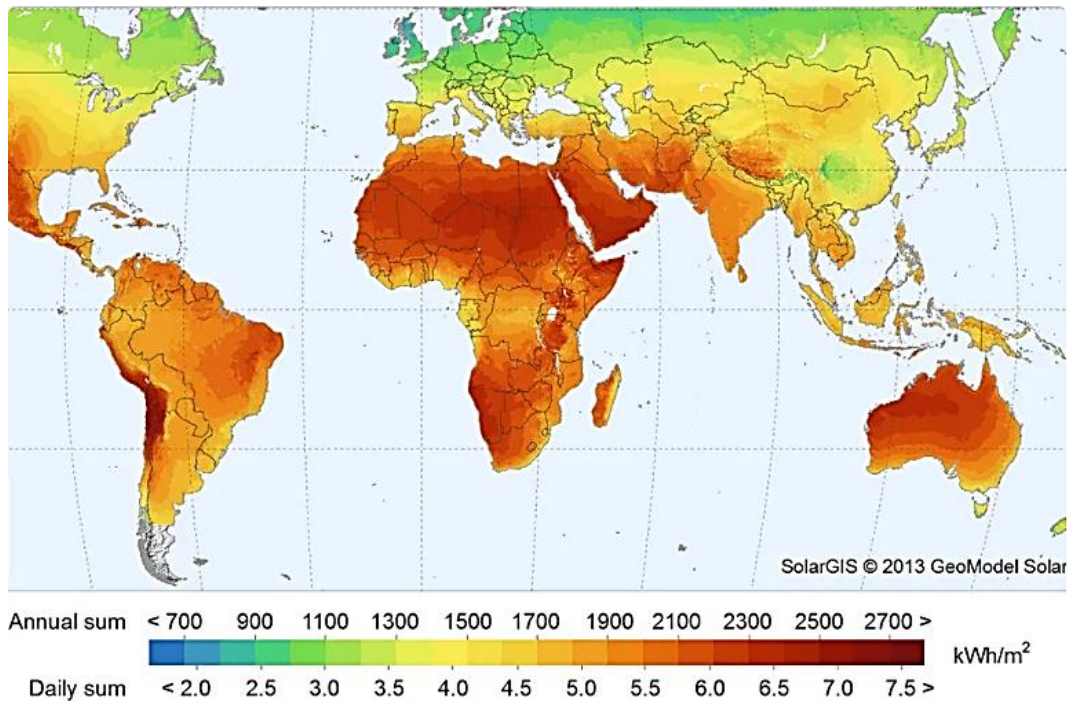


Figure 10 : Gisement solaire mondial (source : SolarGis)

1.5. Générateur photovoltaïque

1.5.1. Cellule photovoltaïque

1.5.1.1. Structure d'une cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est le plus petit composant unitaire et actif d'un générateur photovoltaïque. Elle fonctionne sous le principe de l'effet photovoltaïque en convertissant les rayons lumineux en électricité. Généralement, la cellule photovoltaïque représente un empilement de matériaux :

- Une fine couche de semi-conducteur composée d'un matériau donneur et un autre accepteur d'électrons. Cette combinaison forme une jonction donneur-accepteur.
- Deux contacts métalliques jouant le rôle de conducteurs anode et cathode pour la collecte des charges électriques générées.
- Une couche antireflet permettant d'améliorer l'absorption de la lumière et la diffusion des porteurs de charges dans le matériau.

1.5.1.2. Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque permet de transformer l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique à travers un matériau semi-conducteur (figure 11). Ce matériau se compose de deux couches. Le champ électrique est créé par la superposition de ces deux couches. L'une des couches est dopée N, l'autre est dopée P. Les électrons et les trous se déplacent par diffusion dans les deux couches ce qui crée une zone chargée positivement et

une zone chargée négativement. On obtient alors un champ électrique, au sein du semi-conducteur, qui empêche le déplacement des électrons et des trous libres. Le champ électrique de la jonction PN est relié à une différence de potentiel électrique entre la zone N et la zone P. Lorsque la jonction PN est reliée aux deux bornes métalliques et exposée à un rayonnement solaire, les photons de lumière transmettent leur énergie aux électrons qui sont arrachés aux atomes dont lesquelles ils laissent des trous. Le champ électrique interdit aux trous et aux électrons de se combiner et pousse les électrons vers la zone n et les trous vers la zone p. Les électrons atteignent alors les trous via une connexion externe ce qui donne naissance à un courant électrique continu qui circule.

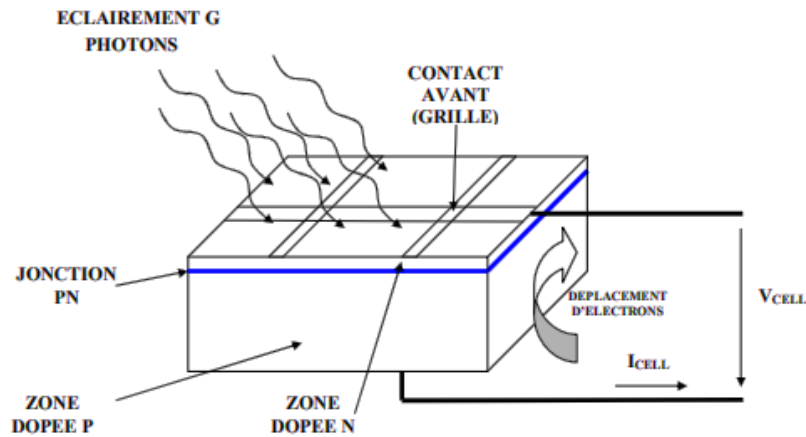


Figure 11 : Effet photovoltaïque dans une cellule photovoltaïque

1.5.1.3. Modélisation d'une cellule PV

Une cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe I-V non linéaire [3]. Pour représenter le comportement non-linéaire de la cellule, il faut comprendre la configuration et la caractéristique électrique des composants constituant la cellule photovoltaïque. Dans la littérature, une cellule photovoltaïque est représentée par plusieurs modèles tels que le modèle idéal, le modèle à une résistance, le modèle à une diode, le modèle à deux diodes et le modèle Bishop [4] et d'autres encore [5].

a) Modèle idéal

Le modèle idéal, présenté sur la figure 12, est le modèle le plus simplifié d'une cellule photovoltaïque. Son circuit électrique est représenté par une source de courant en parallèle avec une diode [6].

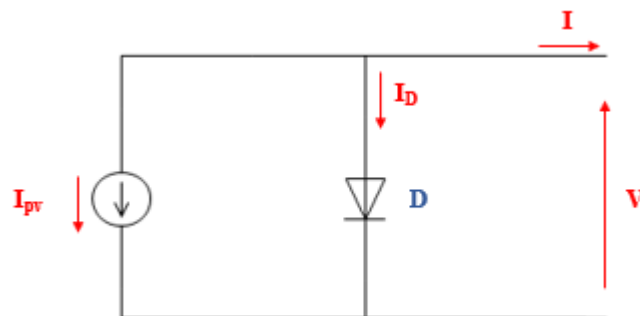


Figure 12 : Circuit électrique idéal d'une cellule Photovoltaïque

Le courant de sortie produit par la cellule photovoltaïque idéale est donné par :

$$I = I_{pv} - I_D \quad (1.3)$$

Avec :

$$I_D = I_0 [e^{\left(\frac{q}{kTn}V\right)} - 1] \quad (1.4)$$

La tension thermique d'une diode est donnée par l'équation I.5 :

$$V_T = \frac{kT}{q} \quad (1.5)$$

Alors l'équation I.5 devient :

$$I = I_{pv} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V}{nV_T}\right)} - 1 \right] \quad (1.6)$$

Les termes I_{pv} , V , I_0 , q , n , K , T sont respectivement le courant de la photodiode, la tension de sortie de la cellule photovoltaïque, le courant de saturation inverse de la diode, la charge d'électrons, le facteur d'idéalité de la jonction PN, la constante de Boltzmann et la température absolue de la cellule photovoltaïque en Kelvin.

b) *Modèle à une résistance :*

Pour améliorer la représentation électrique d'une cellule photovoltaïque idéale, une résistance en série R_s est ajoutée. Elle représente les pertes dues aux résistances de connexion. Plusieurs travaux mettent en valeur l'effet de la résistance série tels que [7]. Le circuit électrique d'une cellule photovoltaïque à une résistance est représenté sur la figure 13.

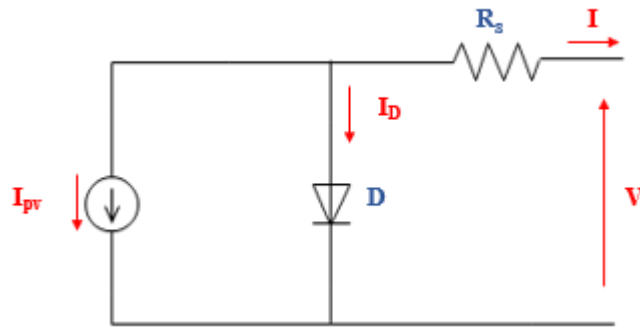


Figure 13 : Circuit électrique d'une cellule Photovoltaïque à une seule résistance

Le courant de sortie est obtenu par la loi de Kerchhoff :

$$I = I_{pv} - I_D \quad (1.7)$$

Avec :

$$I_D = I_0 \left[e^{\left(\frac{V_D}{nV_T}\right)} - 1 \right] \quad (1.8)$$

Où V_D est la tension aux bornes de la diode D qui est donnée par [8]:

$$V_D = V + R_s I \quad (1.9)$$

L'équation I.9 pourra être écrite alors sous la forme :

$$I = I_{pv} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V+R_S I}{nV_T} \right)} - 1 \right] \quad (\text{I.10})$$

c) *Modèle à deux résistances :*

Le modèle à deux résistances est le modèle standard le plus simple et le plus utilisé, composé d'une seule diode. La modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque comprend généralement un générateur de courant I_{pv} , qui modélise la conversion du rayonnement lumineux en électricité, d'une diode D qui représente la jonction PN, d'une résistance parallèle R_{sh} liée au courant de fuite à la terre et d'une résistance série R_s qui modélise les pertes internes dues aux connexions entre les cellules [9]. La figure 14 montre la représentation électrique d'une cellule photovoltaïque à une seule diode.

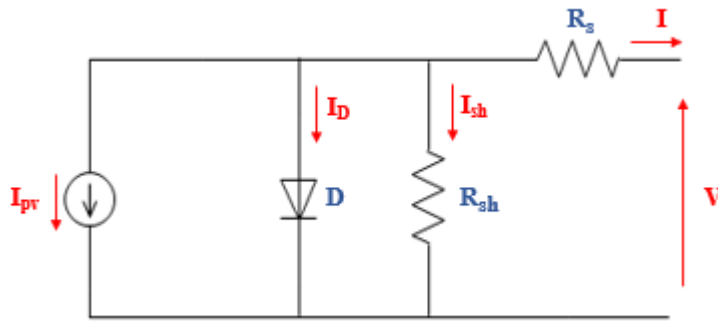


Figure 14: Circuit électrique d'une cellule photovoltaïque à une seule diode

Le courant I produit par la cellule photovoltaïque est donné par :

$$I = I_{pv} - I_D - I_{sh} \quad (\text{I.11})$$

Pour calculer le courant I_D qui traverse la diode D , on utilise l'équation précédente :

$$I_D = I_0 \left[e^{\left(\frac{V+R_S I}{nV_T} \right)} - 1 \right] \quad (\text{I.12})$$

Le courant qui passe par la résistance R_{sh} est obtenu par :

$$I_{sh} = \frac{V+IR_S}{R_{sh}} \quad (\text{I.13})$$

En remplaçant chaque terme de l'équation I.11 par sa valeur, on obtient :

$$I = I_{pv} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V+R_S I}{nV_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_{sh}} \quad (\text{I.14})$$

Les cinq paramètres inconnus dans l'équation I.14 peuvent être déterminés à travers les trois points particuliers sur la courbe I - V : court-circuit, circuit ouvert et le point de puissance maximale.

Kenneurud [10] et Charles [11] ont utilisé dans leurs travaux la méthode de Newton-Raphson qui permet de déterminer les cinq paramètres du modèle à deux résistances. Cette

méthode nécessite beaucoup de calcul ce qui a poussé les chercheurs à trouver d'autres méthodes analytiques en se basant sur des approximations pour l'identification des cinq inconnus comme dans [12].

d) *Modèle à deux diodes :*

L'évolution du modèle à une seule diode a conduit au modèle à deux diodes. Il se compose généralement d'un générateur de courant I_{pv} , deux diodes en parallèle D_1 et D_2 qui modélisent, respectivement, la diffusion des porteurs de charge dans la base et l'émetteur et la génération et recombinaison dans la zone des charges. On ajoute en parallèle des deux diodes une résistance en parallèle R_{sh} et en série une résistance R_s . La figure 15 met en valeur le circuit électrique d'une cellule photovoltaïque à deux diodes.

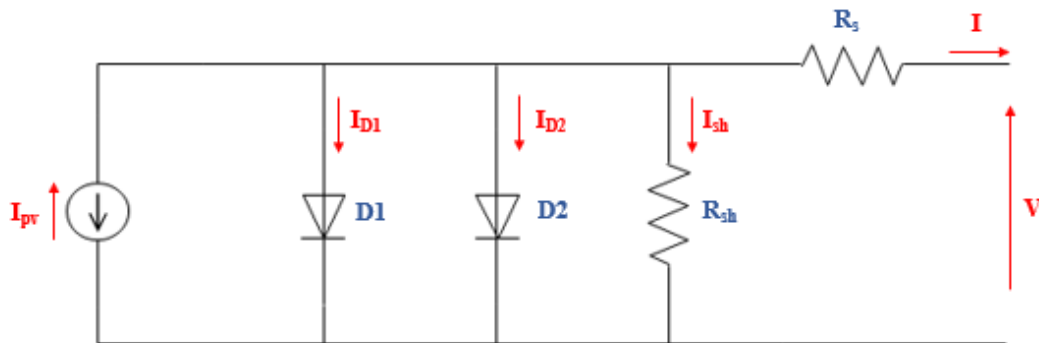


Figure 15 : Circuit électrique d'une cellule Photovoltaïque à deux diodes

La caractéristique courant-tension de la cellule photovoltaïque est donnée par l'équation I.15 :

$$I = I_{pv} - I_{01} \left[e^{\left(\frac{V+R_s I}{n_1 V_{T1}} \right)} \right] - I_{02} \left[e^{\left(\frac{V+R_s I}{n_2 V_{T2}} \right)} \right] - \frac{V+I R_s}{R_{sh}} \quad (I.15)$$

Avec $I_{0(1,2)}$ sont les courants de saturation inverse des deux diodes D_1 et D_2 . $V_{T(1,2)}$ est la tension thermique du module PV. Les coefficients n_1 et n_2 symbolisent, respectivement, la diffusion et le courant de recombinaison des composantes des deux diodes D_1 et D_2 .

Dans la modélisation des cellules photovoltaïques, le choix du modèle se fait en fonction des besoins de l'étude. Le modèle à deux diodes donne une meilleure précision mais en contrepartie, il reste un modèle compliqué qui nécessite beaucoup de calcul. Cependant, le modèle à une seule diode, dit aussi modèle à cinq paramètres, montre une bonne combinaison entre simplicité et précision [13].

1.5.1.4. Caractéristique d'une cellule PV

La caractéristique d'une cellule photovoltaïque, étant donné qu'elle est électriquement polarisée, ressemble à celle d'une diode. La figure I.16 illustre la caractéristique $I(V)$ d'une cellule PV. Les quadrants Q1 et Q2 représentent la caractéristique $I(V)$ d'une cellule sous l'obscurité tandis que les quadrants Q3 et Q4 représentent celle sous la lumière. Dans le quadrant Q4, il est clairement constaté que la courbe à l'obscurité est décalée jusqu'à la valeur

du courant de court-circuit. Le courant qui circule dans ce cas est celui des porteurs minoritaires, vu que la jonction PN est polarisée en inverse [14].

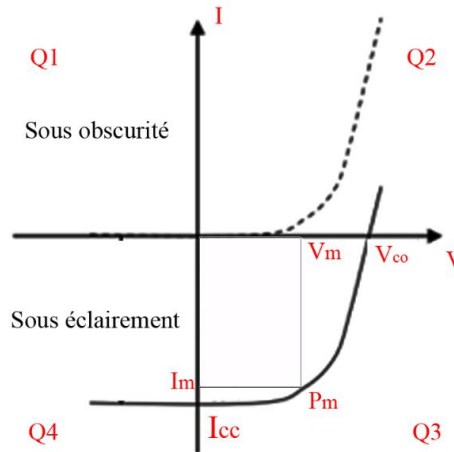


Figure 16 : Caractéristique $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque sous éclaircissement et sous obscurité

A partir de cette caractéristique, on peut tirer les paramètres qualifiant une cellule PV:

- Le courant de court-circuit (I_{cc}) : Lorsque le pôle positif de la cellule photovoltaïque est relié directement à son pôle négatif, la cellule est traversée par un courant de court-circuit et la tension à ses bornes est nulle. La puissance produite par la cellule est alors nulle. Lorsqu'on annule la tension dans l'équation I.14 on obtient le courant de court-circuit I_{cc} :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{I_{cc}R_s}{nV_t}} - 1 \right] - \frac{I_{cc}R_s}{R_p} \quad (I.16)$$

- La tension du circuit ouvert (V_{co}) : Lorsque le pôle positif et le pôle négatif de la cellule photovoltaïque sont isolés électriquement la cellule est non raccordée, le courant alors traversant la cellule est nulle ainsi que sa puissance produite.

On remplace dans l'équation I.16 on aura :

$$I_{cc} = I_s \left[e^{\frac{V_{co}}{nV_t}} - 1 \right] - \frac{V_{co}}{R_{sh}} \quad (I.17)$$

Dans le cas idéal $R_{sh} \rightarrow \infty$. On développe le calcul et on obtient :

$$V_{co} = nV_T \ln \left[1 + \frac{I_{ph}}{I_s} \right] \quad (I.18)$$

- La puissance maximale (P_m) : La puissance maximale est le produit du courant maximal et la tension maximale que peut produire une cellule photovoltaïque. Cette puissance correspond au Point de Puissance Maximale (MPP) de la cellule PV.

- Le facteur de forme (FF) : Il permet d'indiquer le degré d'idéalité de la cellule photovoltaïque et correspond au ratio de la puissance maximale par le produit de la tension au circuit ouvert et le courant de court-circuit comme indiqué sur l'équation I.19 :

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} \times I_{cc}} \quad (I.19)$$

- Rendement : Le rendement est le rapport entre la puissance produite par la cellule PV (P_p) et l'énergie lumineuse reçue sur sa surface (P_i). Il permet de comparer les performances de différentes cellules PV. Il est donné par l'expression I.20 :

$$\eta = \frac{P_p}{P_i} \quad (I.20)$$

1.5.1.5. Types des cellules PV

Actuellement, une variété de technologies photovoltaïques existe. Elles se basent toutes sur l'insertion d'un matériau donneur et d'un accepteur d'électron pour la création d'un flux électrique sous un éclairage. Les technologies varient selon le type d'absorbeur, les composants de la cellule et l'architecture intégrale.

Aujourd'hui, plus de 90% des cellules photovoltaïques commercialisées au marché sont à base de silicium ; le matériau le plus copieux sur terre après l'oxygène, qui se trouve dans la nature sous forme de silice amorphe SiO_2 extrait des roches sédimentaires détritiques (sable). En effet, les cellules photovoltaïques au silicium cristallin peuvent être classées en trois catégories :

- Les cellules monocristallines : Ces cellules sont composées d'un seul cristal divisé en deux couches. Elles sont caractérisées par un rendement élevé d'ordre 15 à 22%. Cependant, ses coûts de fabrication sont élevés et son rendement diminue sous un éclairage faible.
- Les cellules polycristallines : La technique de refroidissement utilisée de ces cellules forme des cristaux d'orientation irrégulière. Elles ont en général un rendement de 12 à 16% avec un coût de production moins élevé. Néanmoins, son rendement reste aussi faible dans le cas d'un éclairage faible.
- Les cellules amorphes : Ce sont des cellules à couches minces, composées d'un silicium ayant une structure atomique désordonnée. Elles se caractérisent par une absorption élevée comparées aux cellules cristallines. Ainsi, elles sont moins chères et facile à fabriquer avec un rendement remarquable sous faible éclairage. Par contre, son rendement ne dépasse pas 5 à 7%. Son utilisation alors est consacrée aux applications qui nécessitent une faible puissance.

Le tableau 1 montre les performances et les caractéristiques des trois types de cellules étudiées.

Tableau 1 : Performances et caractéristiques des cellules PV

Type de cellule	Avantages	Rendement	Influence de la température
Monocristalline	Rendement élevé	15 à 22%	-0.442% par °C
Polycristalline	Coût moins cher	12 à 16%	-0.416% par °C
Amorphe	Absorption élevée	5 à 7%	-0.175% par °C

En plus de la technologie cristalline, il existe encore d'autres technologies telles que :

- La technologie photovoltaïque à base des couches minces qui utilise des matériaux semi-conducteurs à faible épaisseur avec un rendement de 7 à 12%. Ses performances restent inférieures par rapport à la technologie cristalline en termes de puissance produite pour la même surface, mais elle présente un grand avantage relatif aux coûts de fabrication. Son utilisation alors reste limitée et ne dépasse pas 10% du marché mondiale.

- La technologie photovoltaïque organique qui se compose de fines couches organiques jouant le rôle de donneur et récepteur d'électrons. Malgré leur faible rendement qui ne dépasse pas 10%, les cellules organiques montrent des avantages relatifs à leur faible coût énergétique et financière ainsi qu'à leur faible impact environnemental par rapport aux cellules cristallines. Les recherches sont orientées vers cette technologie dans le but d'améliorer ses performances est la rendre une solution d'avenir.

Le volume de fabrication photovoltaïque, publié par Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (Fraunhofer ISE) a atteint 133 GW en 2019 dans le marché mondial. La figure 17 montre la répartition des technologies photovoltaïques les plus utilisées, avec Thin film ; Mono-Si et Multi-Si désignent la technologie à base des couches minces, le silicium monocristallin et le silicium multicristallin, respectivement.

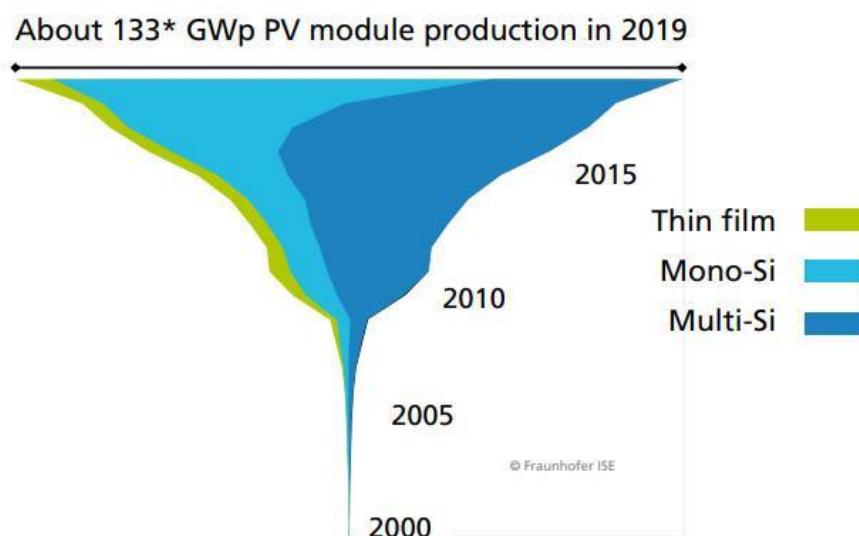


Figure 17 : Répartition mondiale des technologies photovoltaïques en 2019 publiée par Fraunhofer ISE

1.5.2. Module Photovoltaïque

1.5.1.6. Constitution d'un module photovoltaïque

Généralement, la puissance maximale produite par une cellule photovoltaïque est faible, ce qui ne satisfait pas les besoins de la plupart des équipements domestiques ou industrielles. Pratiquement, la tension d'une cellule varie entre 0.3 et 0.7V. Par conséquent, pour augmenter la tension et le courant, les cellules photovoltaïques sont connectées en série ou/en parallèle pour obtenir la tension et le courant maximum souhaités afin de répondre aux besoins en puissance de la charge [15].

Le regroupement des cellules PV est commercialisé sous la forme de modules photovoltaïques [16]. Ce regroupement doit respecter certains critères pour éviter des déséquilibres lors du fonctionnement du module PV. Pratiquement, il est indispensable d'ajouter des dispositifs de protection efficace contre les déséquilibres inévitables qui touchent le comportement et la fiabilité des cellules [17], [18].

Lors d'une association en série des cellules photovoltaïques, la tension produite augmente tandis que le courant reste stable. La caractéristique résultante est la somme des tensions $n_s V$ des cellules n_s connectées en série (figure 18).

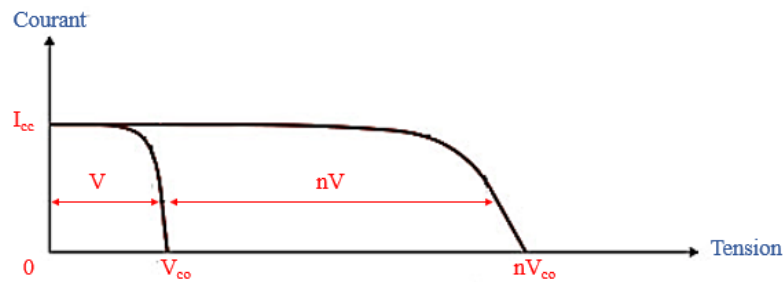


Figure 18 : Caractéristiques des cellules associées en série

Lors d'une association en parallèle, les cellules photovoltaïques sont traversées par la même tension tandis que le courant produit augmente. La caractéristique résultante est la somme des courants $n_p I$ des cellules n_p connectées en parallèle (figure 19).

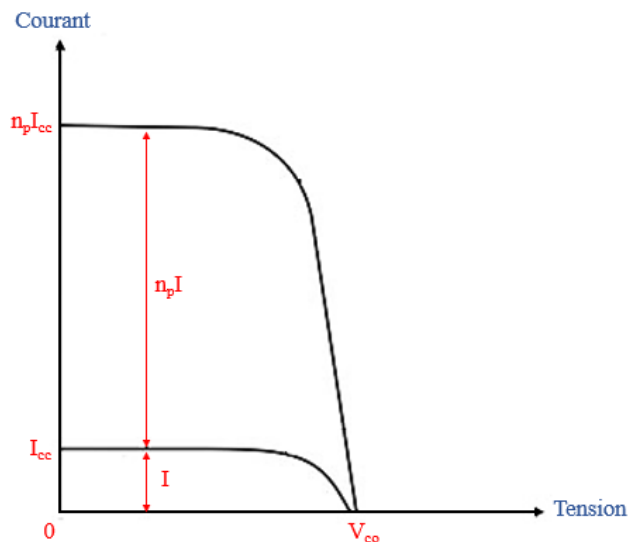


Figure 19 : Caractéristiques des cellules associées en parallèle

Les caractéristiques d'un module photovoltaïque se déduisent donc d'une combinaison des caractéristiques des cellules séries n_s et parallèle n_p constituantes. Un module photovoltaïque est conçu par l'association de plusieurs cellules connectées sous différentes configurations d'interconnexion telles que la configuration série, la configuration série-parallèle, la configuration Total cross Tied, la configuration Bridge Linked et la configuration Honey Comb [19], [20], [21].

1.5.1.7. Modélisation d'un module PV

Dans un module photovoltaïque, la puissance P_{MPV} générée est donnée par :

$$P_{MPV} = V_{MPV} \times I_{MPV} \quad (I.21)$$

$$P_{MPV} = V \times n_s \times I \times n_p$$

Avec :

V_{MPV} : la tension du module PV

I_{MPV} : le courant du module PV

V : la tension de la cellule PV

I : le courant de la cellule PV

n_s : nombre des cellules en série

n_p : nombre des cellules en parallèle

Le courant produit par le module PV est donné par l'équation I.21 :

$$I_{MPV} = n_p I_{pv} - n_p I_0 \left[e^{\left(\frac{V + R_S I}{\frac{n_s + n_p}{n_p} n V_T} \right)} - 1 \right] - \frac{n_p V + I R_S}{R_{sh}} \quad (I.21)$$

1.5.1.8. Influence de la température et l'irradiation sur les modules PV

Les caractéristiques I-V et P-V du panneau photovoltaïque (*TS 60 - P156 - 250*) ont été tracées sous quatre différentes valeurs d'irradiation (400, 600, 800 et 1000W/m²) avec une température fixée à 25°C. A partir de la figure 20, on peut constater que l'augmentation de l'irradiation provoque une augmentation du courant, ainsi, la puissance est proportionnelle à l'irradiation.

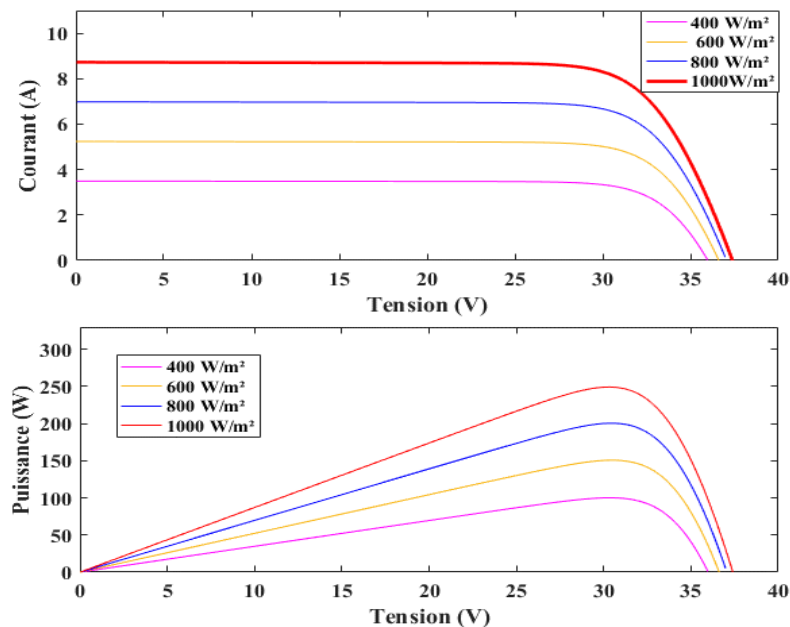


Figure 20 : Caractéristiques I-V et P-V sous différentes valeurs d'irradiation à 25°C

La figure 21 montre que lorsque la température augmente et que l'irradiation est fixe, la tension diminue. Ainsi, un module PV est influencé par les conditions climatiques. Il est

alors conseillé de faire un bon dimensionnement de l'installation PV, prenant en compte l'effet de la température et l'irradiation sur la production des modules PV.

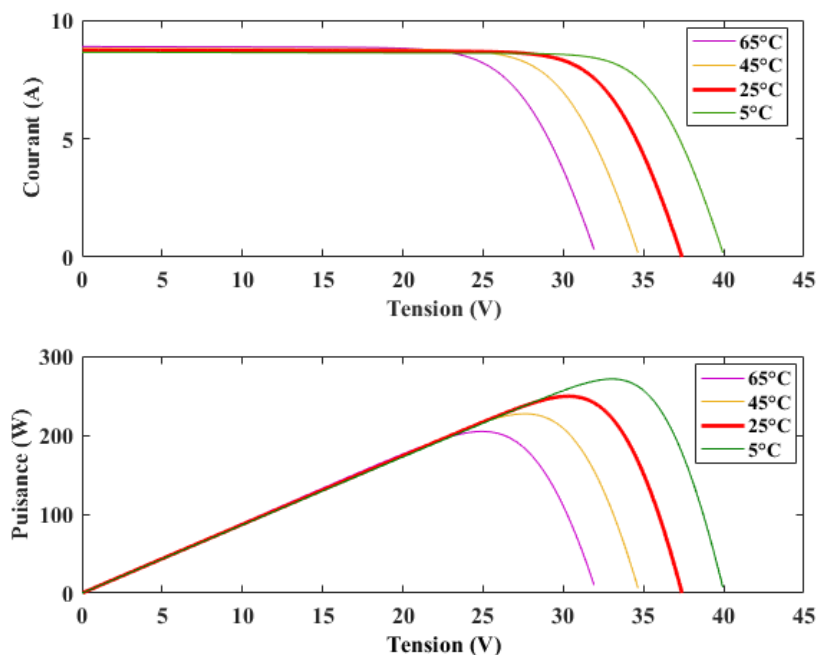


Figure 21 : Caractéristiques I-V et P-V sous différentes valeurs de température à 1000W/m^2

1.5.3. Protection des cellules et panneaux photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque, étant donné un élément fragile et sensible, doit être protégée afin de garantir une durée de vie importante au panneau photovoltaïque et éviter des problèmes destructifs reliés à l'assemblage série et parallèle des cellules photovoltaïques [22]. Les diodes séries, les diodes parallèles, les parafoudres et la mise à la terre sont les protections les plus utilisés pour un module PV.

1.5.1.9. Diode série

Lorsqu'un module photovoltaïque délivre une tension inférieure aux modules constituant le même champ photovoltaïque, il devient récepteur et consomme le courant inverse produit par les autres modules. Pour empêcher le courant de retourner vers les modules, une diode série, appelée aussi diode anti-retour ou diode de blocage, est montée en série avec un module ou branche de module en série [23]. La diode série bloque également le retour du courant de la batterie vers le champ photovoltaïque pendant la nuit dans les systèmes photovoltaïques reliés à des batteries.

L'utilisation des diodes anti-retour, malgré son avantage, peut causer des défauts et provoquer une perte de tension qui mène à une chute de production, ce qui nécessite un suivi régulier. Elles peuvent être remplacées par un fusible calibré, qui à son tour n'entrave pas le courant inverse vers le module photovoltaïque, mais se grille dès l'atteinte de sa valeur maximale. Cette solution reste la moins coûteuse et la plus adoptée par les constructeurs des panneaux photovoltaïques.

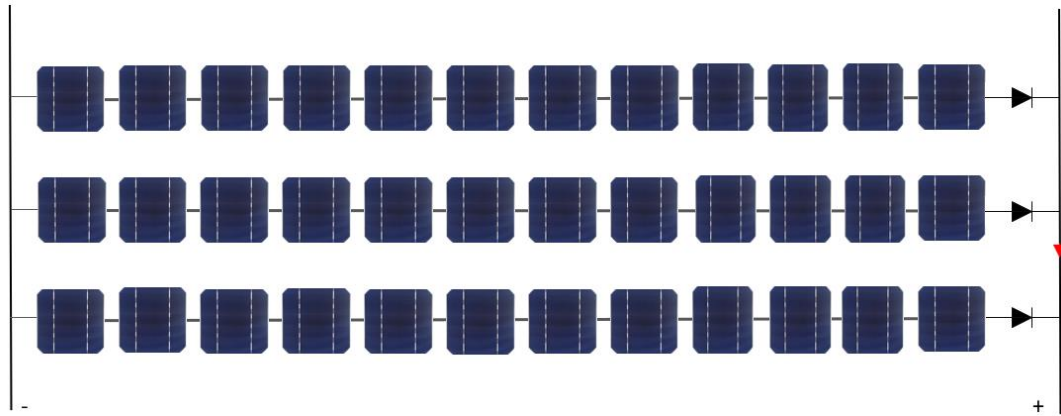


Figure 22 : Protection d'un générateur PV par des diodes série

1.5.1.10. Diode parallèle

Certes l'association série des cellules PV augmente la tension produite, néanmoins, elle représente un risque lorsqu'une ou plusieurs cellules ne possèdent pas la même courbe caractéristique à cause d'une défaillance ou une différence de température ou éclaircissement qui peut être due à un ombrage. La cellule infectée devient, dans ce cas, une résistante et s'oppose au passage normal du courant, ce qui engendre la surchauffe de cette cellule et ensuite sa détérioration. Ce phénomène est appelé auto-polarisation inverse [24].

La solution alors est l'intégration d'une diode parallèle, appelée aussi diode by-pass, qui isole la cellule endommagée et interrompt le passage du courant à travers la série de cette cellule, et le force à passer par la diode [25]. Généralement, un panneau PV nécessite de 1 à 3 diodes by-pass, en fonction du nombre des cellules PV qui le constitue. Pour un panneau de 36 cellules (le nombre de cellules par panneau le plus commercialisé) on utilise 3 diodes.

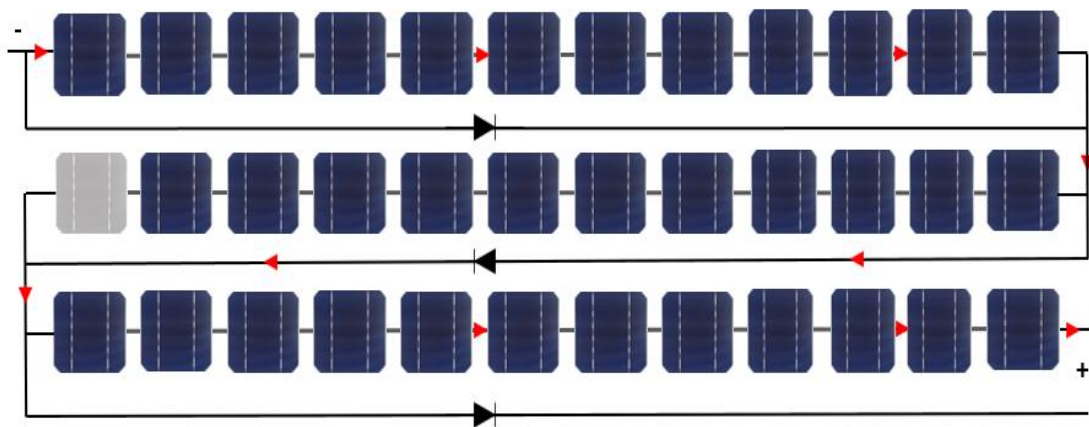


Figure 23 : Protection d'un générateur PV par des diodes by-pass

L'intégration des diodes by-pass introduit une perturbation au niveau de la caractéristique I-V du panneau photovoltaïque, ce qui exige une étude, ainsi qu'une bonne définition du nombre des diodes utilisées afin de minimiser les pertes produites.

En plus des protections par diodes, une installation photovoltaïque nécessite d'autres dispositifs de sécurité et de protection placés aux endroits appropriés afin de réagir lors d'un défaut ou risque et interrompre le système manuellement ou automatiquement.

1.5.1.11. La mise à la terre

La mise à la terre est une protection nécessaire vivement recommandée dans une installation photovoltaïque. Elle a pour rôle de minimiser les surtensions induites en reliant les structures métalliques des supports (cadre des panneaux, chemin métallique des câbles...) et le système de génération (modules PV) à la terre. La mise à la terre garantit la sécurité des personnes et du matériel. Lors d'une détection d'un courant de défaut, un dispositif différentiel relié au circuit se déclenche automatiquement et coupe le courant électrique.

Pour une mise à la terre d'une installation photovoltaïque, il faut nécessairement se référer à la norme NF C 15-100, notamment aux guides UTEC 15-712-1 pour le type d'installations raccordées au réseau sans stockage et UTEC 15-712-2 pour le type d'installations isolées avec stockage [26], [27], [28].

1.5.1.12. La protection contre la foudre

Compte tenu de l'emplacement extérieur et la hauteur des installations PV, elles sont exposées aux dangers atmosphériques qui peuvent causer des surtensions tel que la foudre. Une frappe directe ou indirecte de la foudre peut causer des dégâts importants et des incendies au niveau d'une installation PV, ce qui fait appel aux parafoudres pour évacuer la foudre vers la terre.

Au Maroc, le choix et l'utilisation des parafoudres doivent répondre à la norme CEI 60 0099 -5 pour satisfaire aux conditions et exigences de l'Office National d'Electricité et de l'EAU Potable – Branche Electricité [29].

1.6. Conclusion

En 1839, l'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français Edmond Becquerel qui a pu obtenir une tension électrique en irradiant une électrode en argent dans un électrolyte. Et depuis cette date, la technologie photovoltaïque n'a cessé de se développer.

En 2019, les énergies renouvelables contribuaient par 33% dans les capacités totales de production d'électricité installées. Les centrales solaires représentent 2.2% de cette production mondiale, ce qui prouve que malgré le fort potentiel solaire mondial, la contribution de l'énergie solaire dans la production des puissances ne progresse pas d'une manière suffisante.

Dans ce chapitre, nous avons défini le rayonnement solaire, matière première de l'énergie photovoltaïque. La cellule photovoltaïque, élément de base d'une installation photovoltaïque, a été aussi exposée en détails dans ce chapitre. Dans la suite, la structure du panneau photovoltaïque, sa modélisation et l'influence de l'éclairement et la température sur la production du panneau PV ont été étudiées. Vers la fin du chapitre, nous avons entamé les techniques de protection des cellules et modules PV.

Chapitre 2

Les installations solaires photovoltaïques

Ce chapitre porte sur les différentes architectures des installations photovoltaïques et leurs compositions. Il expose les éléments constituant une chaîne de conversion autonome. L'extraction de la puissance maximale par les suiveurs solaires et les commandes MPPT est présentée dans ce chapitre. A la fin du chapitre, le rendement d'une chaîne de conversion photovoltaïque est exposé.

2. Les installations solaires photovoltaïques

2.1. Introduction

L'énergie électrique peut être générée par un système photovoltaïque sous différentes topologies. Cette énergie produite par les cellules PV peut être intégrée au réseau électrique, stockée, consommée directement ou encore combinée avec une autre source d'énergie. Quel que soit l'application des systèmes photovoltaïque, il est toujours souhaitable de profiter du maximum d'énergie en intégrant des composants permettant d'augmenter le rendement de la chaîne de conversion.

Dans ce chapitre, nous présenterons les différentes architectures des installations photovoltaïques et leurs compositions. Nous évoquerons l'utilité de l'intégration de l'étage d'adaptation entre la charge et la source photovoltaïque et les inconvénients de la liaison directe. Ensuite on passera aux éléments constituant une chaîne de conversion autonome, où on traitera en détails les champs PV, les types des convertisseurs DC/DC et les types des batteries. On abordera le rôle des extracteurs mécaniques, dits aussi suiveurs solaires et les commandes MPPT dans la maximisation de la puissance produite par le générateur PV. Vers la fin on donnera un aperçu sur le rendement d'une chaîne de conversion photovoltaïque et les éléments influençant sur ce rendement.

2.2. Architecture des installations photovoltaïques

La production des panneaux PV a connu un grand essor qui a conduit à des coûts de production d'énergie compétitif et une augmentation de l'efficacité des cellules. Le domaine d'utilisation des panneaux photovoltaïques, élargi par le développement continu, peut être classé en trois catégories : les systèmes isolés, les systèmes hybrides et les systèmes raccordés au réseau.

2.2.1. Site isolé

Les années 1980 ont vu apparaître les systèmes isolés. Appelés aussi systèmes autonomes, les systèmes isolés sont des systèmes non raccordés au réseau par raison de complexité technique ou financière, absence d'un réseau électrique ou encore par volonté du propriétaire. Actuellement, on trouve une grande diversité dans les applications des systèmes isolés telles que :

- Les systèmes d'éclairage : utilisé dans l'alimentation des panneaux publicitaires, éclairage public...

- Le domaine de télécommunication : utilisé dans la téléphonie mobile, les radars, la radiotéléphonie ...
- L'agriculture et l'élevage,
- L'électrification rurale,
- Les systèmes de signalisation routière, aérienne ou maritime...

Les applications reliées à ce type d'installation ne peuvent être limitées. Elles répondent au besoin en électricité dans différents domaines. L'énergie produite par un système photovoltaïque isolé doit être directement consommée ou stockée dans des batteries pour utilisation nocturne ou pendant l'absence du rayonnement solaire. La figure 24 représente une schématisation d'un site isolé.

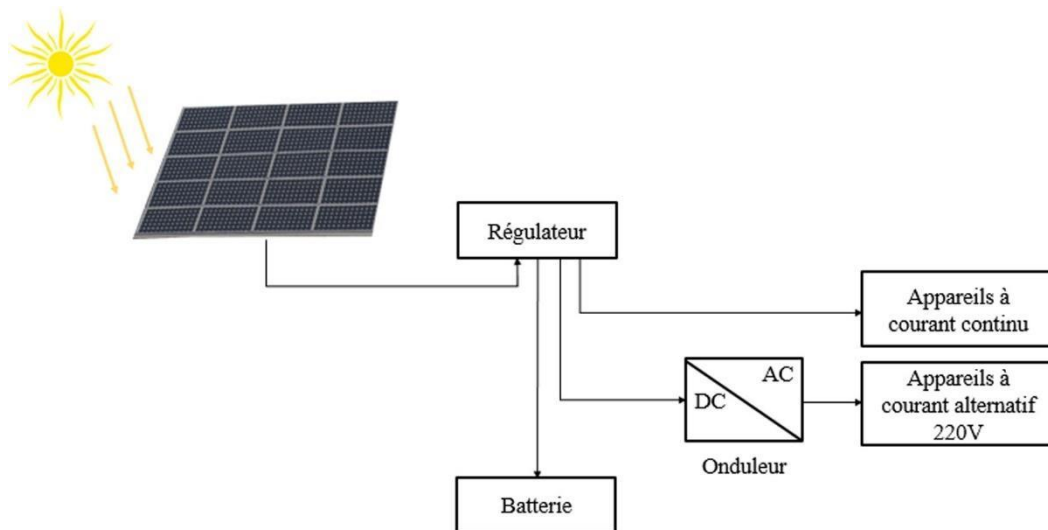


Figure 24: Site photovoltaïque isolé

2.2.2. Système photovoltaïque hybride

Les systèmes isolés peuvent être aussi des systèmes hybrides dans le cas d'une combinaison d'une autre source d'énergie, le plus souvent les éoliennes ou les électrogènes (figure 25). La deuxième source est utilisée pour combler le manque de production photovoltaïque dû à plusieurs causes (lors des saisons de faible ensoleillement...), afin de garantir une alimentation continue.

Le choix de la source se fait selon le besoin, une éolienne par exemple, est intégrée dans un système photovoltaïque pour alimenter les applications très consommatrices d'énergie pouvant fonctionner d'une manière intermittente telles que les batteries. Les groupes électrogènes sont à leur tour, incorporés dans un système photovoltaïque pour

fournir, de temps à autre, une forte puissance durant une période précise. On peut aussi faire appel aux systèmes hybrides pour diminuer la taille du champ photovoltaïque ou des batteries de stockage.

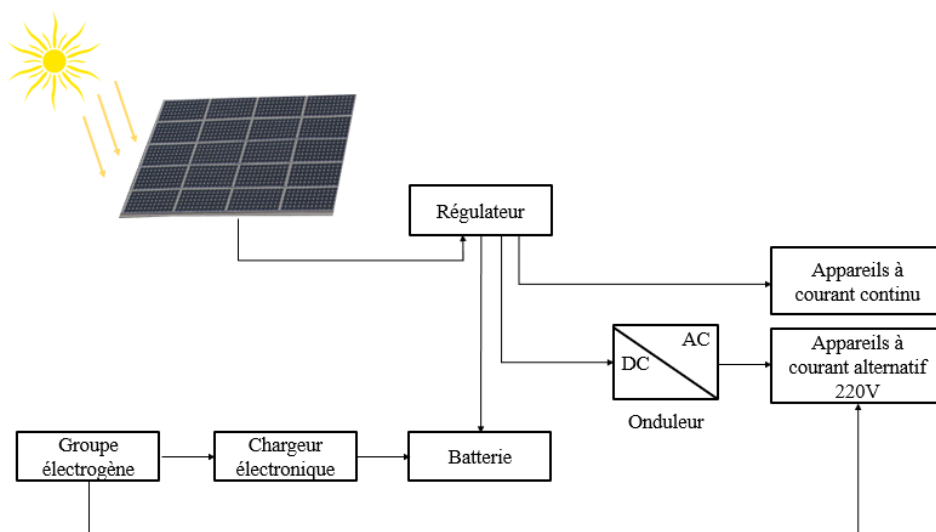


Figure 25 : Système photovoltaïque hybride avec groupe électrogène

2.2.3. Système photovoltaïque raccordé au réseau

Depuis quelques années, les installations photovoltaïques raccordées au réseau deviennent de plus en plus utilisées. Elles représentent aujourd'hui la plus grande partie des installations photovoltaïques. En 2015, l'injection de l'énergie solaire basse tension produite par des panneaux photovoltaïques a été autorisée par le conseil de gouvernement marocain, ce qui a donné naissance à l'Autorité Nationale de Régulation d'Electricité, chargée de veiller sur les relations entre les fournisseurs, l'Office Nationale de l'Electricité et les régimes de distributions.

Un système photovoltaïque ne peut être injecté au réseau que s'il satisfait des critères bien déterminés et respecte des normes mises par chaque état. De ce fait, des analyses économiques, techniques et environnementales approuvables sont obligatoires [30]. Les systèmes raccordés au réseau peuvent être soit centralisés (sous forme de centrales solaires photovoltaïques professionnelles), soit décentralisés (reliés à des toits de maison, hôpitaux...). Généralement, les systèmes décentralisés reliés au réseau public sont raccordés sous trois options : Injection de la production totale, injection du surplus de la production et autoconsommation totale.

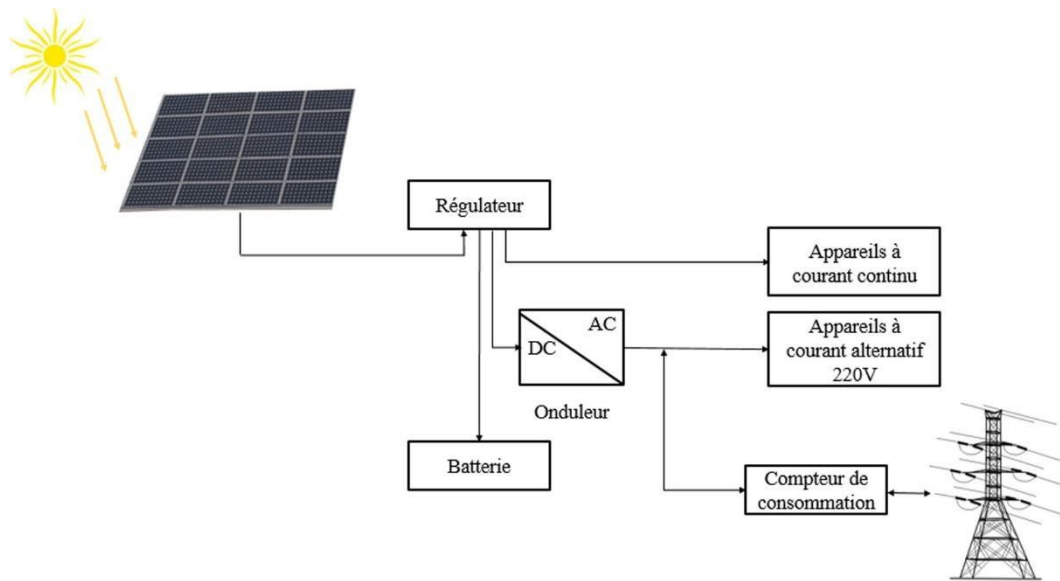


Figure 26 : Système photovoltaïque raccordé au réseau

2.3. Constitution d'une chaîne de conversion photovoltaïque

La mise en œuvre d'un système photovoltaïque nécessite en premier lieu un dimensionnement afin de déterminer les procédés de construction, en tenant compte des critères techniques, administratifs et financiers.

En général, le dimensionnement sert à trouver le meilleur accordement entre la consommation électrique, les coûts d'investissement et la surface disponible pour l'installation, et ceci à l'aide des logiciels simulateurs des installations photovoltaïques. Ces logiciels prennent en considération les facteurs influençant sur le rendement du système photovoltaïque tels que les données météorologiques (gisement solaire, rayonnement global, température...), les données environnementales (ombrage...) et les données théoriques (besoin en énergie, les pertes électriques, la puissance des panneaux photovoltaïques ...) [31].

Les éléments composants une chaîne de conversion photovoltaïque varient selon la nature du système (installations autonomes, installations hybrides ou raccordées au réseau).

Une chaîne de conversion peut être composée d'un générateur photovoltaïque relié directement à la charge (figure 27). Dans le cas d'une liaison directe, dite aussi fil au soleil, l'énergie produite est consommée en temps réel par la charge. Malgré sa simplicité et son coût, il est à prendre en considération les inconvénients que cette technique peut présenter :

- Le générateur PV produit une tension continue, ce montage alors n'est utilisé que pour les appareils continus, plus souvent les pompes ou les batteries.

- La production de la puissance ne peut s'effectuer que si l'éclairement est suffisant.
- La puissance générée ne correspond pas toujours à la puissance maximale que peut produire le générateur PV.
- La tension du générateur PV ne peut pas être ajustée ou réglée.



Figure 27 : Connexion directe entre la charge et le générateur PV

De ce fait, un étage d'adaptation est intégré entre la charge et le générateur PV (Figure 28) afin d'extraire la puissance maximale que peut produire ce générateur PV, par l'intermédiaire d'un contrôleur MPPT. L'étage d'adaptation se compose d'un ou plusieurs convertisseurs statiques qui représentent une interface entre le générateur PV et les récepteurs. Selon leur nature, les convertisseurs statiques peuvent [32] :

- Adapter la tension entre la source PV et la charge en utilisant des convertisseurs DC/DC,
- Implanter une isolation galvanique par des convertisseurs Flyback par exemple ;
- Convertir la tension continue, générée par la source PV, en tension alternative par des onduleurs.

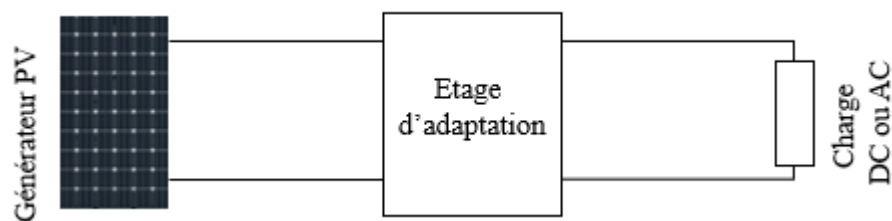


Figure 28 : Connexion indirecte à travers un étage d'adaptation

Dans la suite, nous allons exposer plus particulièrement les systèmes photovoltaïques autonomes. La figure 29 illustre les principaux éléments d'une chaîne de conversion autonome.

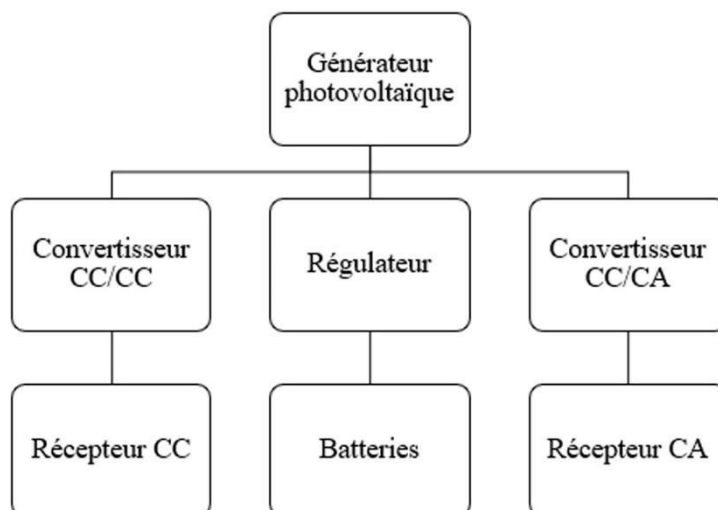


Figure 29: Principaux éléments d'une chaîne photovoltaïque autonome

2.3.1. Le champ photovoltaïque

L'assemblage série des modules photovoltaïques, étudiés antécédemment dans le chapitre précédent, forme un string photovoltaïque. Pour disposer d'une puissance suffisante, les panneaux photovoltaïques sont associés en formant un champ photovoltaïque. Cet assemblage doit respecter deux règles principales [33]:

- Les panneaux associés en série doivent avoir le même courant de fonctionnement, mais pas forcément la même tension.
- Les panneaux associés en parallèle doivent avoir la même tension de fonctionnement, mais pas forcément le même courant.

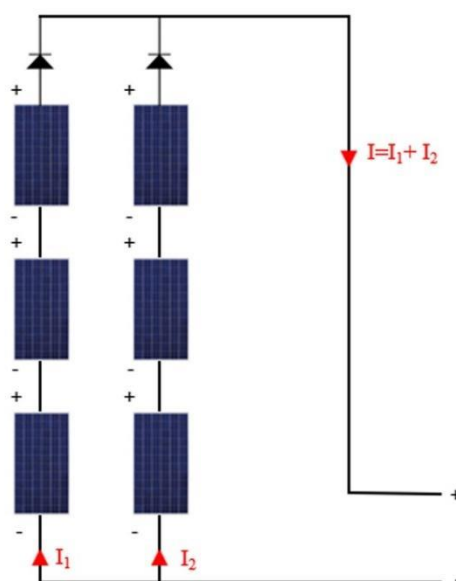


Figure 30: Champ de panneaux photovoltaïques monté en série et parallèle

Actuellement, il existe au marché plusieurs marques de modules photovoltaïques qui se différencient au niveau du type (polycristallin ou monocristallin) ; nombre de cellules, les dimensions, la tension le courant et la puissance et enfin le rendement. Les caractéristiques d'un panneau photovoltaïque sont représentées dans leurs fiches techniques sous les Conditions de Test Standard (STC) : masse d'air AM 1,5, irradiation 1000W/m^2 , température des cellules 25° .

2.3.2. Le convertisseur DC/DC

Les exigences des systèmes électroniques modernes en termes de qualité, encombrement, fiabilité et efficacité augmentent de plus en plus tout en imposant des coûts diminués. Certes, les régulateurs linéaires traditionnels, basés sur les diviseurs de tension et de courant, offrent une tension de sortie de haute qualité. En revanche, ils sont limités à des tensions d'entrées supérieures à celles de sorties, et utilisés que dans des domaines de faible puissance [34]. Pour des niveaux de puissance plus élevés, les régulateurs de commutation sont alors utilisés.

Les régulateurs de commutation, dits aussi convertisseur DC/DC, fonctionnent à base des semi-conducteurs. Ces circuits sont utilisés dans plusieurs applications tel que les moteurs électriques [35], la correction du facteur de puissance [36], l'industrie aérospatiale [37], les énergies renouvelables [34] et d'autres encore. Ils convertissent une tension continue spécifique en un autre niveau de tension spécifique adéquat au système électronique avec un rendement et une précision élevée et un temps de réponse rapide. De plus, ils font recours à un nombre limité de commutateurs. Ces avantages s'améliorent au fur et à mesure l'augmentation des fréquences d'utilisation.

Dans les systèmes photovoltaïques, les convertisseurs DC/DC sont largement utilisés comme interface entre la source et la charge pour la régulation de la tension de sortie et le suivi de la puissance maximale en dépit des variations climatiques. Ils peuvent être considérés comme étant des transformateurs d'impédance en régissant électroniquement sur leur rapport cyclique α [38].

Actuellement, les convertisseurs DC/DC les plus utilisés sont : le hacheur Buck, le hacheur Boost, le hacheur Buck-Boost et le hacheur Ćuk.

2.3.2.1. Le hacheur Buck

Le hacheur Buck ou hacheur série est un convertisseur abaisseur de tension qui permet d'obtenir une tension de sortie continue inférieure à celle d'entrée. Il régule la tension de

sortie avec un rendement qui atteint 95%. Cette régulation est réglable par un paramètre appelé le rapport cyclique α qui commande l'interrupteur du hacheur.

La figure 31 montre le circuit électrique du convertisseur Buck. Il se compose d'une source de tension, un interrupteur commandé (un transistor ou un thyristor), une diode D de conduction, un filtre inductif L, un filtre capacitif C et une charge résistive.

L'interrupteur S fonctionne périodiquement, il est fermé de $t = 0$ à $t = \alpha T$ et ouvert de $t = \alpha T$ à T , avec T sa période.

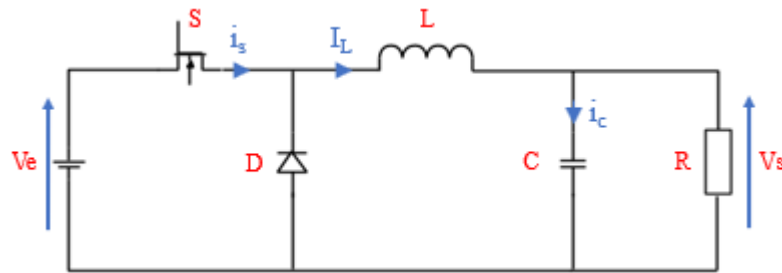


Figure 31 : Schéma électrique d'un hacheur Buck

Lorsque l'interrupteur S est fermé, l'entrée est directement connectée à la sortie à travers l'inductance, et la diode D est bloquée. L'inductance dans ce cas stocke l'énergie produite par le générateur, la tension à ses bornes peut être donnée en fonction de la tension d'entrée V_e et la tension de sortie V_s :

$$V_L = L \frac{dI_L}{dt} = V_e - V_s \quad (\text{II.1})$$

Le courant I_L traversant l'inductance accroit linéairement. Son augmentation est exprimée par :

$$\Delta I_{L_{on}} = \int_0^{\alpha T} dI_L = \int_0^{\alpha T} \frac{V_L}{L} dt = \frac{(V_e - V_s)\alpha T}{L} \quad (\text{II.2})$$

Lorsque l'interrupteur S est ouvert, l'entrée et la sortie fonctionnent séparément ; la sortie est court-circuitée par la diode D qui assure la continuité du courant inducteur et l'inductance L se décharge dans la charge. La tension aux bornes de l'inductance devient :

$$V_L = -V_s \quad (\text{II.3})$$

A ce moment, le courant I_L diminue. Cette diminution est donnée par :

$$\Delta I_{L_{off}} = \int_{\alpha T}^T dI_L = \int_{\alpha T}^T \frac{V_L}{L} dt = \frac{-V_s(T - \alpha T)}{L} \quad (\text{II.4})$$

En régime permanent, la valeur du courant I_L est la même au début et à la fin du cycle, on peut alors écrire :

$$\frac{(V_e - V_s)\alpha T}{L} - \frac{V_s(T - \alpha T)}{L} = 0 \quad (\text{II.5})$$

De cette expression on peut tirer la relation qui relie la tension de sortie et la tension d'entrée d'un hacheur série :

$$V_s = \alpha V_e \quad (\text{II.6})$$

Vu que le rapport cyclique α appartient toujours à l'intervalle $[0,1]$, la tension de sortie est toujours inférieure de la tension d'entrée, d'où le nom du convertisseur abaisseur ou dévolteur.

Pour que le convertisseur Buck fonctionne en mode de conduction continue, la valeur de l'inductance L doit être supérieure à L_b qui peut être exprimée en fonction de la fréquence f , le rapport cyclique α et la résistance de charge R :

$$L_b = \frac{(1-\alpha)R}{2f} \quad (\text{II.7})$$

La figure 32 expose les formes d'ondes de la tension et du courant traversant l'inductance L , le courant i_C de la capacité et le courant qui traverse i_S l'interrupteur S dans le mode de conduction continue.

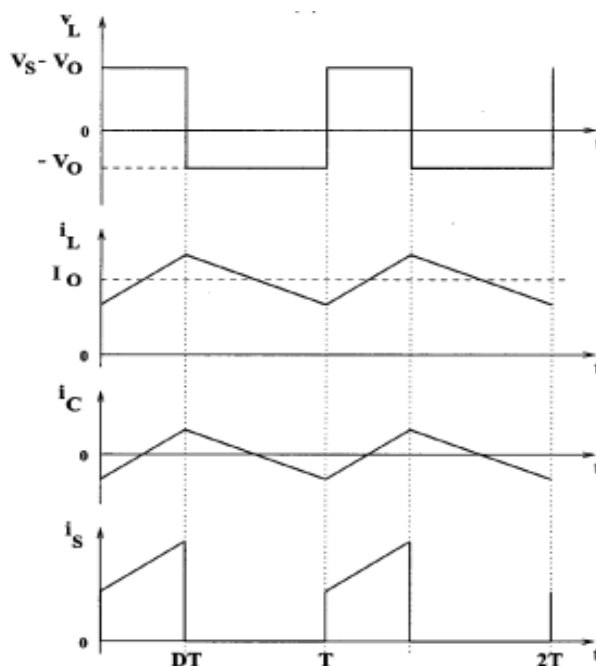


Figure 32 : Forme d'ondes dans un hacheur Buck [39]

2.3.2.2. Le hacheur Boost

Le hacheur Boost ou hacheur parallèle est un convertisseur élévateur de tension qui permet d'obtenir une tension de sortie continue supérieure à celle d'entrée. La figure 33

représente le schéma électrique d'un convertisseur Boost qui se compose généralement d'une source de tension V_e en série avec une inductance L , d'un interrupteur commandé, d'une diode D de conduction, et d'un filtre capacitif C .

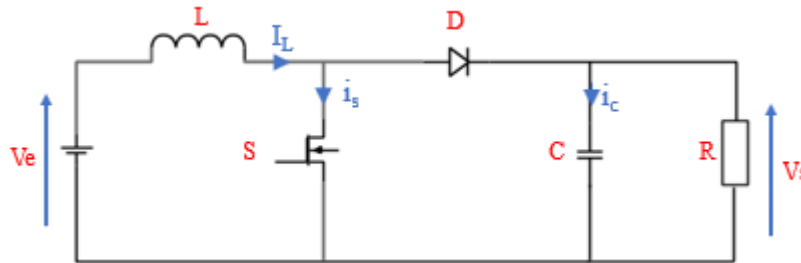


Figure 33 : Schéma électrique d'un hacheur Boost

Lorsque l'interrupteur S est fermé, de $t = 0$ à $t = \alpha T$, la diode D est bloquée et le courant passant par l'inductance L du convertisseur Boost augmente linéairement suivant la relation :

$$\Delta I_{L_{on}} = \int_0^{\alpha T} dI_L = \int_0^{\alpha T} \frac{V_e}{L} dt = \frac{V_e \alpha T}{L} \quad (\text{II.8})$$

Lorsque l'interrupteur S est ouvert, de $t = \alpha T$ à $t = T$, la diode D est bloquée et le courant passant par l'inductance L du convertisseur Boost augmente linéairement suivant la relation :

$$\Delta I_{L_{off}} = \int_{\alpha T}^T dI_L = \int_{\alpha T}^T \frac{V_e - V_s}{L} dt = \frac{(V_e - V_s)(1 - \alpha)T}{L} \quad (\text{II.9})$$

En régime permanent, la valeur du courant I_L est la même au début et à la fin du cycle, on peut alors écrire :

$$\begin{aligned} \Delta I_{L_{on}} + \Delta I_{L_{off}} &= 0 & (\text{II.10}) \\ \frac{V_e \alpha T}{L} - \frac{(V_e - V_s)(1 - \alpha)T}{L} &= 0 \end{aligned}$$

D'où vient la relation :

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1}{1 - \alpha} \quad (\text{II.11})$$

Cette relation démontre que la tension de sortie V_s est toujours supérieure à celle d'entrée V_e d'où vient le nom du convertisseur survolteur. Les formes d'ondes de la tension et du courant aux bornes de l'inductance L , le courant qui traverse l'interrupteur S et le courant de la capacité C sont présentées dans la figure 34.

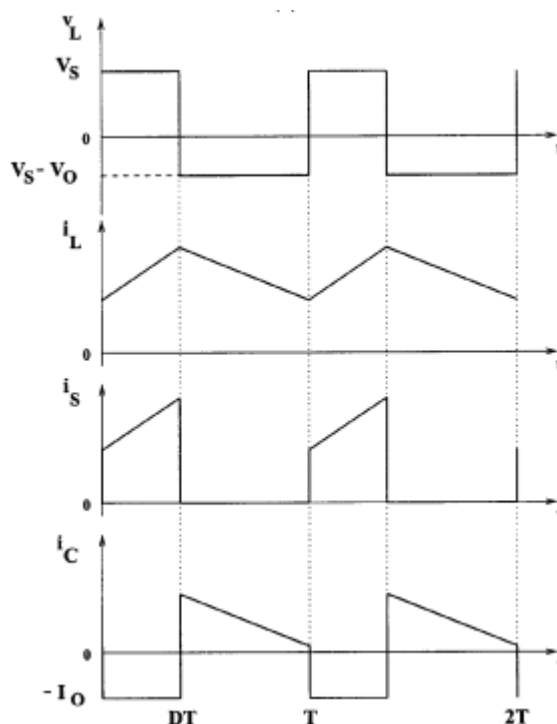


Figure 34 : Forme d'ondes dans un hacheur Boost [39]

2.3.2.3. Le hacheur Buck-Boost

Le hacheur Buck-Boost est un convertisseur de tension qui permet d'obtenir une tension de sortie continue d'une polarité inverse supérieure ou inférieure à celle d'entrée, selon la valeur du rapport cyclique α . Le convertisseur Buck-Boost intègre une source de tension continue V_e , un interrupteur commandé S , une inductance L ; une diode D , une capacité C et une charge R . Le schéma électrique du convertisseur est exposé sur la figure II.35.

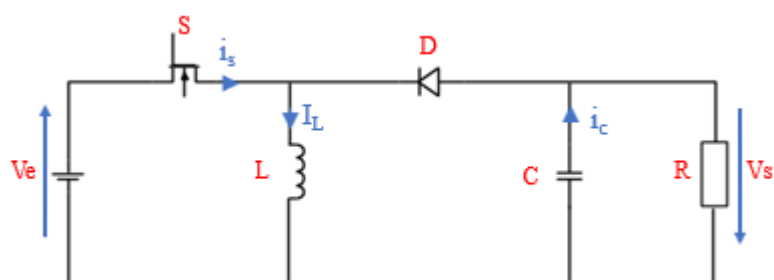


Figure 35 : Schéma électrique d'un hacheur Buck-Boost

Comme précédemment, le convertisseur Buck-Boost fonctionne en deux modes : mode de chargement et mode de déchargement. Le mode de chargement est assuré lors de la fermeture de l'interrupteur S de $t=0$ à $t=\alpha T$. A ce moment, l'inductance se charge. L'augmentation de l'énergie dans l'inductance L est donnée par l'équation :

$$\Delta I_{L_{on}} = \int_0^{\alpha T} dI_L = \int_0^{\alpha T} \frac{V_e}{L} dt = \frac{V_e \alpha T}{L} \quad (\text{II.12})$$

$$\text{Avec : } V_e = L \frac{dI_L}{dt}$$

En mode de déchargement, l'interrupteur S est ouvert de $t=\alpha T$ à $t=T$. L'inductance alimente la charge R à ce moment avec une évolution donnée par :

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{V_S}{L} \quad (\text{II.13})$$

$$\Delta I_{L_{off}} = \int_{\alpha T}^T dI_L = \int_{\alpha T}^T \frac{V_S}{L} dt = \frac{V_S(1-\alpha)T}{L}$$

En régime permanent, la valeur du courant I_L est la même au début et à la fin du cycle, on peut alors écrire :

$$\Delta I_{L_{on}} + \Delta I_{L_{off}} = 0 \quad (\text{II.14})$$

En remplaçant chaque terme par sa valeur, on trouve :

$$\frac{V_e \alpha T}{L} + \frac{V_S(1-\alpha)T}{L} = 0 \quad (\text{II.15})$$

Ce qui nous permet d'obtenir l'expression du rapport cyclique et la relation qui relie la tension d'entrée et la relation de sortie.

$$\frac{V_S}{V_e} = -\frac{\alpha}{1-\alpha} \quad (\text{II.16})$$

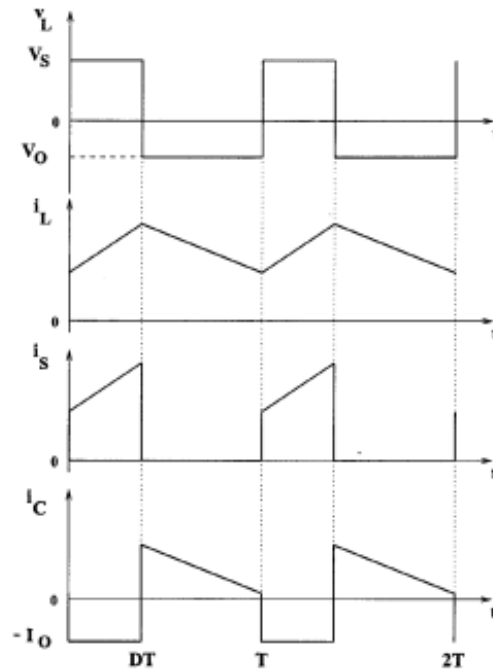


Figure 36 : Forme d'ondes dans un hacheur Buck-Boost [39]

En mode de conduction continue, le courant dans l'inductance ne s'annule pas. Les formes d'ondes du courant traversant l'inductance, la tension aux bornes de l'inductance, le

courant traversant l'interrupteur et le courant traversant la capacité sont représentées sur la figure 36.

2.3.2.4. Le hacheur Ćuk

Le circuit électrique du hacheur Ćuk est un peu différent des trois convertisseurs étudiés. Il se compose d'une source de tension, deux inductances L1 et L2, un interrupteur S, une diode D, deux condensateurs C1 et C2 (le premier pour accumuler l'énergie et le deuxième est un filtre) et une charge R. Le hacheur Ćuk permet d'obtenir une tension de sortie supérieure ou inférieure à la tension d'entrée.

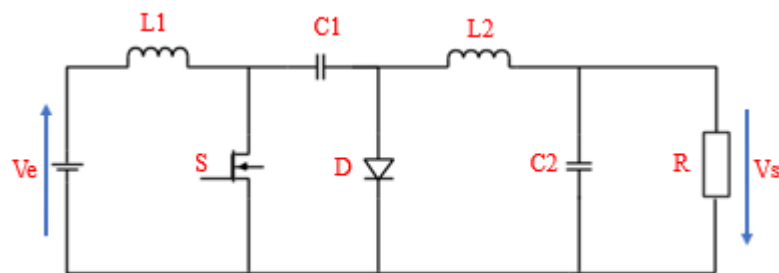


Figure 37: Schéma électrique d'un hacheur Ćuk

Lorsque l'interrupteur S est fermé, le hacheur fonctionne en mode de chargement. A ce moment, l'inductance L1 se charge et l'inductance L2 se décharge vers la charge. Lorsque l'interrupteur S est ouvert, l'inductance L1 se décharge dans la capacité C1. Cette capacité transfèrera son énergie vers la charge à travers l'inductance L2. Le calcul de valeurs moyennes des tensions aux bornes des deux inductances L1 et L2 donne la relation entre la tension d'entrée V_e et la tension de sortie V_s . On obtient alors

$$\frac{V_s}{V_e} = -\frac{\alpha}{1-\alpha} \quad (\text{II.17})$$

Le rapport cyclique du convertisseur Ćuk est identique à celui du convertisseur Buck-Boost. Selon la valeur du rapport cyclique, le convertisseur Ćuk peut être soit abaisseur soit élévateur, selon la valeur du rapport et inverseur de tension. Il est dérivé du convertisseur Buck-Boost avec plus de composants [40]. La figure 38 donne à titre d'illustrations les formes d'ondes du convertisseur Ćuk dans le mode de conduction continue.

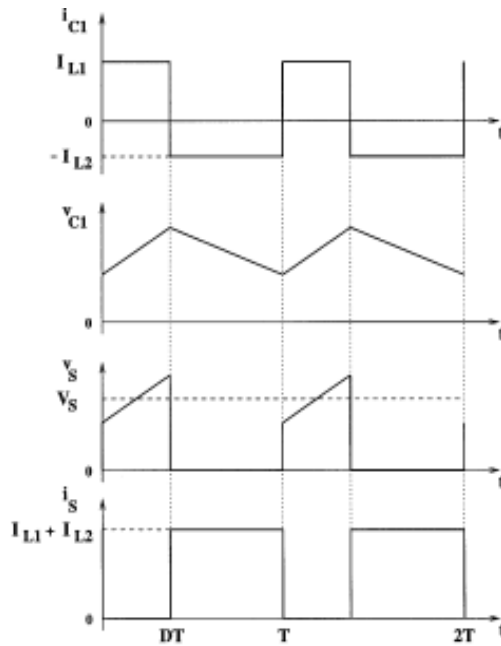


Figure 38: Forme d'ondes dans un hacheur Ćuk [39]

2.3.3. Les batteries

Dans un système photovoltaïque autonome, la batterie assure le stockage d'énergie, sous forme chimique, produite pendant le jour pour la consommer durant les périodes où l'éclairement est insuffisant. Le nombre des batteries, leur puissance ainsi que leur technologie dépendront de la durée d'autonomie désirée par l'utilisateur et la consommation électrique.

Pour faire un choix du type de batteries à utiliser, il faut vérifier la capacité de stockage, la capacité de décharge maximum (DoD), le rendement et le nombre de cycles.

Généralement, les batteries les plus utilisées dans le stockage d'énergie pour les systèmes solaires autonomes sont de type plomb-acide vu leur coût diminué, mais cette technologie reste moins performante et plus polluante. Les batteries plomb-acide se base sur le principe de la conversion d'énergie chimique en énergie électrique par réaction de deux électrodes de plomb et d'oxyde de plomb et un électrolyte d'acide sulfurique dilué.

Les batteries lithium ion sont apparues dernièrement sous diverses variantes : lithium cobalt, lithium manganèse et lithium manganèse cobalt. Les batteries lithium ion ont une grande capacité de stockage, un poids léger et une compacité élevée, le lithium reste une technologie chère et dangereuse. Elle ne supporte pas les surcharges et les chocs violents qui risquent de l'enflammer.

Les batteries sodium sont une technologie nouvelle et promettante qui offre des

avantages proches à ceux de la batterie lithium mais moins cher. Elle utilise l'eau salé comme électrolyte ce qui rend cette technologie écologique. Toutefois, elle représente des limitations liées au stockage d'énergie par rapport aux batteries lithium ion. Les recherches alors sont concentrées sur l'amélioration de ces batteries pour les rendre plus industrialisées [41].

Au niveau du principe de recharge, les batteries à décharge profonde nécessitent trois étapes différentes :

- Charge rapide (Bulk) : Pendant les premières 75% de charge, la batterie est rapidement chargée. La tension augmente rapidement à sa valeur maximale avec le courant maximal que peut recevoir la batterie.
- Charge lente (Absorption) : Lorsque la batterie atteint le voltage maximal, le régulateur change le mode de recharge pour les dernières 25% de charge. La tension est maintenue stable, tandis que le courant diminue rapidement d'environ 2% de la capacité de la batterie jusqu'à la recharge totale.
- Charge de maintien (Float) : Quand la batterie est totalement chargée, le régulateur baisse la tension pour la maintenir chargée.

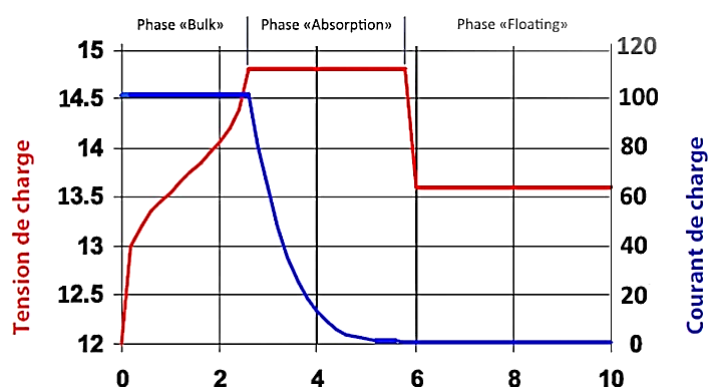


Figure 39: les phases de charge d'une batterie (Solaris)

Généralement, les batteries représentent 20 à 30% d'investissement de l'installation photovoltaïque [33], ainsi, il est indispensable d'installer un régulateur pour augmenter la durée de vie des batteries et diminuer les coûts d'investissement. La durée de vie d'une batterie dépend de plusieurs facteurs tels que : le nombre de cycles, la puissance de charge, la profondeur de décharge des cycles, l'état de charge ou encore la température.

2.4. Extraction de la puissance maximale d'un panneau photovoltaïque

Le chapitre précédent démontre l'influence de la température et l'irradiation sur la puissance produite par les panneaux photovoltaïques. La variation rapide ou graduelle de ces

deux paramètres change le comportement du système photovoltaïque et mène à des fluctuations au niveau de la production des panneaux. De ce fait, il faut nécessairement intégrer des dispositifs de contrôle pour extraire la puissance maximale que peut produire un système photovoltaïque. Pour suivre la puissance maximale, deux façons sont possibles :

- Extraction mécanique par les suiveurs solaires mécaniques ;
- Extraction numérique par des algorithmes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT).

2.4.1. Extraction mécanique

Pour une production d'énergie électrique optimale, les rayons du soleil doivent être perpendiculaires aux cellules PV. Un positionnement alors fixe des cellules PV ne permettra pas une extraction de la puissance maximale vu que les rayons solaires incidents sur ces cellules varient selon l'heure et la saison (figure 40). Ainsi, les suiveurs solaires sont utilisés pour orienter les panneaux photovoltaïques tout au long de la journée et garder la perpendicularité entre les rayons solaires et les cellules PV [42].

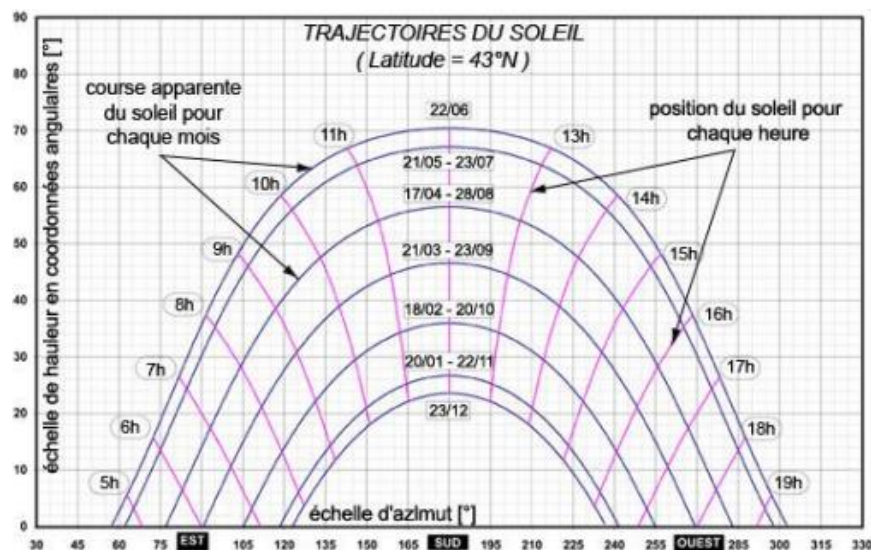


Figure 40 : Trajectoire journalière du soleil dans le ciel pendant différents mois de l'année (Enertech)

On trouve principalement deux familles de suiveurs solaires : les suiveurs actifs et les suiveurs passifs (figure 41). Les suiveurs passifs se composent de deux tubes en cuivre dans les deux côtés du panneau (Est et Ouest). Ils contiennent des fluides frigorigènes et chimiques caractérisés par une vaporisation rapide sous une basse température. Le réchauffement par rayonnement solaire vaporise le gaz du tube exposé au côté le plus ensoleillé, et le rend ainsi moins lourd, ce qui provoque le déplacement du suiveur vers les rayons solaires.

Les suiveurs actifs se basent sur deux méthodes pour suivre le trajet du soleil durant toute la journée ; la méthode des capteurs de lumière qui utilise des capteurs ayant la capacité de détecter la position du soleil, ou la méthode astronomique qui s'appuie sur des équations géométriques et astronomiques pour calculer la position du soleil. Un suiveur actif peut être un mono-axe ou un double-axe.

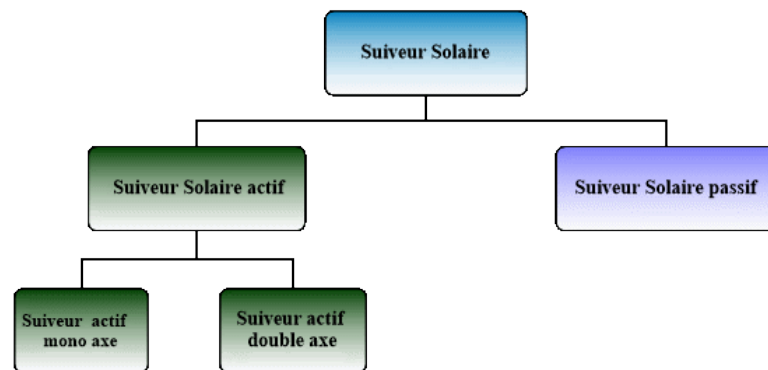


Figure 41 : Type des suiveurs solaires

L'intégration des suiveurs solaires dans un système photovoltaïque apporte plusieurs bénéfices :

- L'exploitation maximale du soleil durant toute la journée ;
- La réduction de la surface du parc solaire pour la même puissance produite.
- L'augmentation du rendement à 30% [43], la figure 42 montre le diagramme de comparaison de la production énergétique sans suiveur, avec un suiveur mono-axe et avec un suiveur double-axe ;

En revanche, cette solution représente quelques points faibles à prendre en compte :

- Une faible résistance au vent ;
- Un grand encombrement pour l'installation ;
- Un coût d'investissement élevé ;
- Une maintenance régulière des parties mécaniques du suiveur.

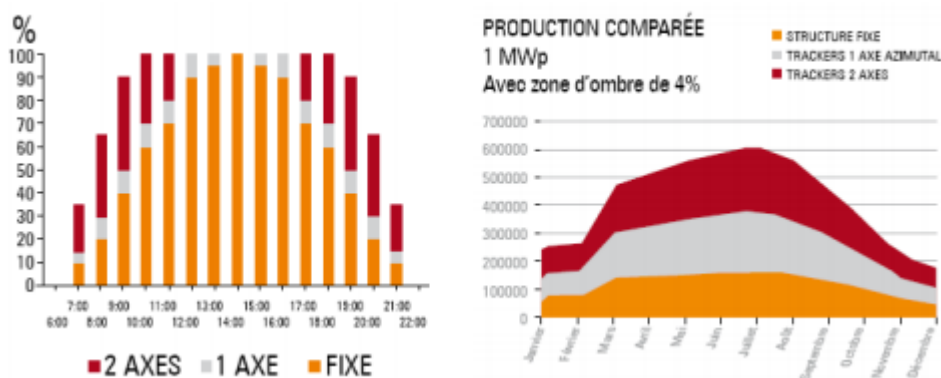


Figure 42: Diagramme de rendement de production sans suiveur, avec suiveur mono-axe et suiveur double-axe [44]

2.4.2. Extraction numérique

Un panneau photovoltaïque est défini par une caractéristique (I-V) complexe et non-linéaire, ce qui mène à une puissance de sortie non-linéaire (figure 43). Cette caractéristique est influencée par la résistance de la charge et par les conditions climatiques telles que l'irradiation et la température. En outre, le point de fonctionnement du panneau PV ne correspond pas toujours à l'unique point de la puissance maximale (MPP) du panneau PV. De ce fait, il est recommandé d'utiliser des algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT pour Maximum Power point Tracking) afin d'optimiser la puissance produite par le générateur PV. La commande MPPT est associée à un étage d'adaptation composé généralement d'un convertisseur DC/DC ou DC/AC. Elle agit sur le rapport cyclique du convertisseur en tenant compte des variations climatiques. Les algorithmes MPPT feront l'objet du chapitre 3.

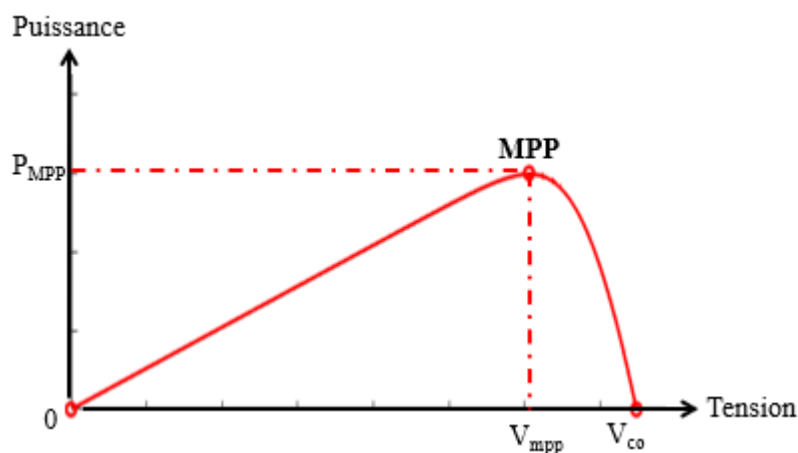


Figure 43 : Point de puissance maximal (MPP) sur la caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque

2.5. Rendement d'une chaîne de conversion photovoltaïque

Afin de pouvoir définir les pertes dans une chaîne de conversion photovoltaïque, dans le but de l'amélioration et le développement de ses performances, il est indispensable de déterminer le rendement spécifique de chaque bloc de la chaîne de conversion photovoltaïque. Le produit des rendements représente ainsi le rendement total qui caractérise les pertes tout au long de la chaîne de conversion [45].

En parlant du rendement photovoltaïque, il est évident de commencer par le rendement d'une cellule PV ou d'un générateur PV qui désigne la capacité d'une cellule de convertir un photon en électron, sous une irradiation I_r connue. La relation permettant de calculer le rendement de conversion η_{pv} d'un générateur PV caractérisé par une puissance maximale P_{max} et une surface A est donnée par :

$$\eta_{pv} = \frac{P_{max}}{I_r \times A} \quad (II.18)$$

Il est à noter que la surface A du panneau désigne uniquement la surface de la partie active des capteurs solaires et non pas la surface totale contenant l'infrastructure.

Le rendement η_{pv} dépend du matériau et de la technologie utilisés dans la conception de la cellule photovoltaïque. Le chapitre 1 a dévoilé le rendement du Silicium, étant donné le matériau le plus utilisé, sous ses différentes technologies. La figure 44 expose une comparaison des meilleurs rendements des cellules et modules PV de différentes technologies au laboratoire. Les données, tirées du tableau d'efficacité des cellules solaires version 55 [46], indiquent qu'il y a une différence entre le rendement de la cellule et le rendement du module à base des mêmes cellules, due aux zones inactives et les connexions entre les cellules du module [47].

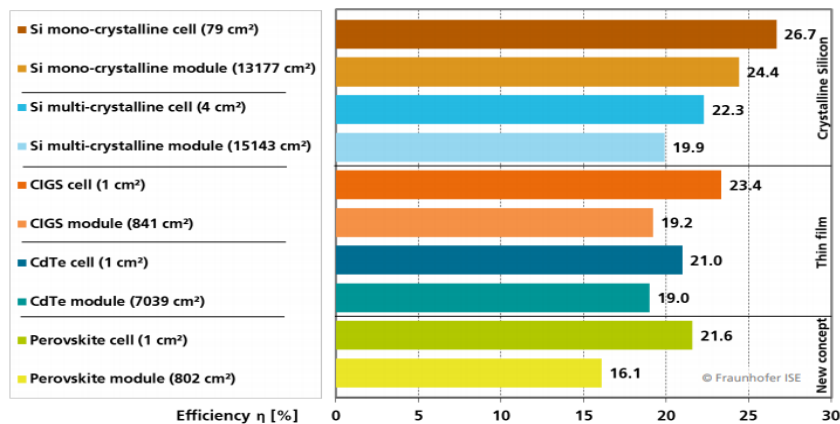


Figure 44 : Rendement des cellules et modules mono-jonction

Le tableau 2 montre le rendement de quelques panneaux commerciaux présents dans le marché.

Tableau 2 : Exemple de panneaux photovoltaïques disponible au marché (fiche technique)

<i>Suntech</i>	Type	Nb de cellules	Dimensions module (mm)	Pmax (Wc)	Rendement (%)
<i>Suntech</i>	Mono	60	1650 x 992	295-305	18-18.6
<i>Systovi</i>	Mono/poly	54	1 648 x 988	250-300	17-18.40
<i>Bisol</i>	Mono	60	1680 x 1000	233-245	14.3-15
<i>LDK</i>	Poly	72	1956 x 986	305-330	15.81-17.1
<i>Photowatt</i>	Mono	72	1237 x 1082	270-290	16.3-17.2
<i>Eurener</i>	Mono	60	1640 x 992	280-300	17.28-18.5
<i>Sharp</i>	Poly	60	1640 x 992	270-275	16.6-16.9
<i>CanadienSolar</i>	Poly	60	1650 x 992	270-280	16.5-17.11

Le deuxième rendement de la chaîne de conversion photovoltaïque est le rendement en sortie du générateur PV. Il représente la différence entre le point de fonctionnement du générateur et le point optimal. Ce rendement, noté η_{MPPT} , dépend de la nature de la commande utilisée (commande MPPT, liaison directe ...) [48] et des conditions météorologiques. Il est donné par :

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{pv}}{P_{max}} \quad (II.19)$$

Avec P_{pv} est la puissance à la sortie du générateur PV.

Le dernier rendement étudié est celui de la conversion de l'étage d'adaptation η_{conv} . Il est fourni dans les fiches techniques par les constructeurs ou calculé par l'équation :

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{P_{pv}} \quad (II.20)$$

Pour avoir un rendement précis, il faut faire les mesures de tension et de courant à la sortie et à l'entrée du convertisseur en même temps. Le rendement total η_{total} alors de la chaîne de conversion (figure 45) est donné par :

$$\eta_{total} = \frac{P_{max}}{I_r \times A} \times \frac{P_{pv}}{P_{max}} \times \frac{P_{out}}{P_{pv}} \quad (II.21)$$

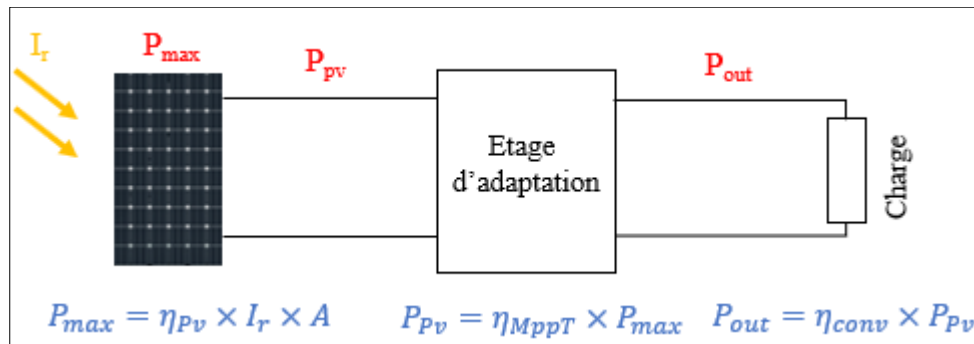


Figure 45 : Les rendements partiels d'une chaîne de conversion photovoltaïque

2.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé les différentes architectures des systèmes photovoltaïques et leurs applications. Nous avons mis en évidence les composants d'une installation autonome et les problèmes de transfert de puissance dans la chaîne de conversion. Des solutions alors ont été proposées dans ce contexte pour augmenter le rendement de la chaîne de conversion et extraire la puissance maximale que peut produire un générateur photovoltaïque tout au long de la journée.

Le circuit électrique et le modèle mathématique des convertisseurs de puissance les plus utilisés ont été aussi présentés dans ce chapitre. Les rendements de la chaîne de conversion ont été étudiés dans le but de tirer le rendement total d'une installation photovoltaïque. Malgré ce rendement qui ne dépasse pas 26% dans les laboratoires et 18% aux terrains, l'énergie photovoltaïque reste une source promettante vu ses avantages incontournables et son développement continu.

Le prochain chapitre fera l'objet d'une étude détaillée des algorithmes de poursuite de la puissance maximale, ainsi qu'une proposition d'un algorithme hybride servant à suivre le MPP en combinant une technique d'intelligence artificielle et une technique conventionnelle.

Chapitre 3

La poursuite du point de puissance maximale (MPPT)

Le troisième chapitre présente le principe de la commande MPPT. L'état d'art de cinq algorithmes MPPT à savoir le Perturb and Observe (P&O), l'incrémentation de la conductance (InC), la logique floue (FL), la logique floue type 2 (FLT2) et le système à inférence neuro-flou adaptatif (ANFIS) est présenté dans ce chapitre. Nous avons proposé et développé un algorithme hybride appelé Mamdani-Incrémentation hybride (MI) afin de surmonter les limitations de l'incrémentation de conductance et d'améliorer ses performances globales. Cet algorithme se base sur des règles de Mamdani et sur le raisonnement de l'incrémentation de conductance.

3. La poursuite du point de puissance maximale (MPPT)

3.1. Introduction

Depuis quelques années, les recherches scientifiques s'intéressant à la production de l'énergie électrique par des sources renouvelables, notamment l'énergie solaire, ont connu un essor remarquable. L'un des défis majeurs de cette technologie est d'extraire la puissance maximale des générateurs PV sous les différentes conditions météorologiques, ainsi améliorer leur rendement. L'intégration des régulateurs MPPT demeure alors essentiel afin de remporter ce défi.

Le rendement d'une installation PV dépend essentiellement du rendement du générateur PV, des convertisseurs et du régulateur MPPT. Etant donné que le rendement du générateur PV et des convertisseurs est imposé par le constructeur suite à la nature du matériel et à la conception, l'amélioration du suivi du point de puissance maximale par des algorithmes MPPT se révèle une solution pour optimiser les systèmes.

Dans ce chapitre, nous allons présenter le principe de la commande MPPT, ainsi que les critères qui permettent de bien choisir une commande MPPT adéquate. Ensuite nous donnerons un classement de ces commandes selon leur technique de recherche avant de passer à l'état d'art de cinq algorithmes MPPT à savoir le Perturb and Observe (P&O), l'incrémentation de la conductance (InC), la logique floue (FL), la logique floue type 2 (FLT2) et le système à inférence neuro-flou adaptatif (ANFIS).

Nous allons ensuite proposer et développer un algorithme hybride appelé Mamdani-Incrémentation hybride (MI) afin de surmonter les limitations de l'incrémentation de conductance et d'améliorer ses performances globales. Cet algorithme se base sur des règles de Mamdani et sur le raisonnement de l'incrémentation de conductance.

3.2. La commande de poursuite du point de puissance maximale

3.2.1. Le principe de la MPPT

Comme mentionné précédemment, la caractéristique d'un panneau photovoltaïque est influencée par la température et l'irradiation. Ces conditions climatiques varient tout au long de la journée, ce qui change le positionnement du MPP dans la courbe caractéristique du panneau PV. Lorsque le point de fonctionnement du panneau PV est loin du MPP, des pertes remarquables apparaissent dans le système photovoltaïque.

Le positionnement du MPP dans la courbe caractéristique peut être déterminé grâce à

des algorithmes ou des modèles de calcul. Les algorithmes MPPT repose sur l'ajustement de la tension de sortie du panneau PV en ajustant le rapport cyclique du convertisseur statique, afin d'extraire la puissance maximale disponible quelques soient les conditions climatiques. La figure 46 expose une chaine de conversion photovoltaïque avec un régulateur MPPT.

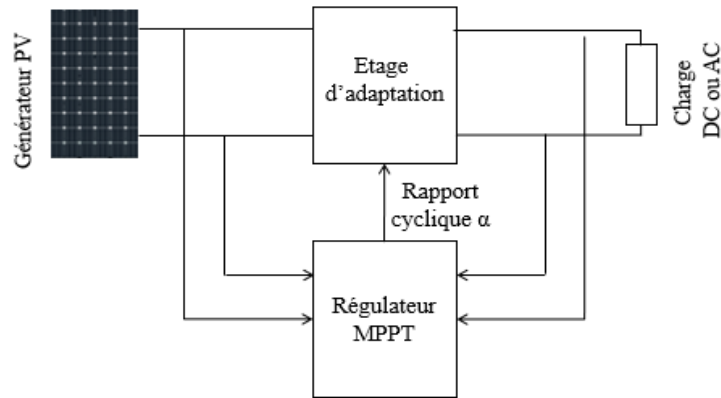


Figure 46: Chaîne de conversion photovoltaïque avec une commande MPPT

La règle générale qu'utilise un algorithme MPPT est que la dérivée de la puissance de la sortie P par rapport à la tension de la sortie V du panneau est nulle au MPP, positive à gauche et négative à droite du MPP (Figure 47).

On peut alors écrire :

$$\frac{dP}{dV} = 0 \text{ when } V = V_{MPP}$$

$$\frac{dP}{dV} > 0 \text{ when } V < V_{MPP}$$

$$\frac{dP}{dV} < 0 \text{ when } V > V_{MPP} \quad (\text{III.1})$$

Les équations III.1 sont traduites sur la courbe de la figure (III.2).

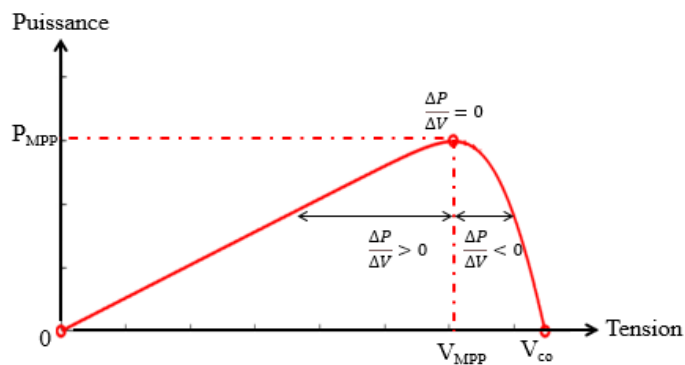


Figure 47: Courbe de puissance d'un panneau photovoltaïque et ses dérivées

3.2.2. Critère de sélection de la MPPT

Les chercheurs scientifiques, jusqu'à ce jour, ont pu développer une multitude d'algorithmes MPPT. Le choix alors de la technique convenable à une application n'est pas évident, il faut prendre en considération quelques critères de choix pour faciliter cette tâche, tels que la mise en œuvre, les capteurs, l'efficacité et le coût.

- La mise en œuvre : Elle diffère d'un algorithme MPPT à un autre. Le niveau de difficulté de l'implémentation est relié à la nature de l'algorithme et des capteurs utilisés. L'implémentation peut faire appel à des réglages et des étalonnages, qui varient en fonction des conditions climatiques et d'autres facteurs, sur le site photovoltaïque. Ceci doit être pris en considération lors du choix de l'algorithme.
- Les capteurs utilisés : Le régulateur MPPT possède des entrées et des sorties pour la recherche du point de puissance maximale, ainsi il exige l'utilisation des capteurs qui varient d'une technique à une autre. Généralement les capteurs de température, d'irradiation, de courant et de tension sont les capteurs les plus utilisés, mais il existe des techniques MPPT qui essayent de réduire le nombre des capteurs utilisés afin de minimiser les coûts et faciliter le traitement de données.
- L'efficacité : C'est un critère très important dans le choix d'une méthode MPPT. Elle représente la capacité du régulateur MPPT à suivre avec précision le MPP dans un minimum de temps. L'efficacité d'un système PV peut diminuer à cause des oscillations du régulateur MPPT choisi autour du MPP.
- Le coût : Dans un système PV, plusieurs facteurs influencent le coût d'un régulateur MPPT tels que le nombre et le type des capteurs utilisés, la complexité de la programmation, la conception et le matériel, les fonctionnalités du système ainsi que la nature du régulateur (analogique ou numérique).

3.2.3. Classification des commandes MPPT

Dans le but d'augmenter le rendement des chaînes de conversion photovoltaïque, les algorithmes MPPT sont de plus en plus utilisés. Actuellement, plusieurs régulateurs MPPT existent, d'autres sont en cours de développement. On peut les classer selon leur technique de recherche en cinq catégories [49]:

- Paramètres constants : Les algorithmes se basent sur des valeurs prédéfinies et fixes déterminant le point de puissance maximale ; tels que la méthode de la

tension constante (Constante Voltage), la méthode du courant constant (Constante Current) et la méthode de la tension du circuit ouvert (Open-Circuit Voltage).

- Mesures et comparaisons : Les algorithmes se basent sur la mesure des paramètres externes de tension, courant, température et irradiation pour les comparer avec les paramètres déjà connu afin de déterminer le point de puissance maximale, comme la méthode Look-up table.
- Essais et erreurs : Pour atteindre le MPP, ces algorithmes commencent par des essais de calcul et observent le résultat pour définir les critères de la prochaine tentative de calcul, tel que l'algorithme Perturb and Observe (P&O).
- Calcul mathématique : Les algorithmes s'appuient sur des équations mathématiques pour calculer l'emplacement du MPP, comme l'incréméntation de conductance (InC).
- Prédiction par intelligence artificielle : Les algorithmes utilisent l'intelligence artificielle par apprentissage pour la prédiction de l'emplacement du MPP, tels que la logique floue (FL) et les réseaux de neurones (RN).

3.3. Etat d'art des commandes MPPT

A partir de 1968, date de l'apparition de la première commande MPPT pour les systèmes photovoltaïques, décrite par A. F. Boehringer [50], plusieurs publications des lois de commandes ont vu le jour. Dans ce qui suit, nous allons exposer les deux techniques MPPT les plus rencontrées à savoir Perturb and Observe (P&O) et l'Incréméntation de la Conductance (InC). Nous allons étudier aussi en détails trois algorithmes de prédiction par intelligence artificielle à savoir la logique floue (FL), la logique floue type 2 (FLT2) et le système à inférence neuro-flou adaptatif (ANFIS).

3.3.1. Perturb and Observe

Perturb and Observe est un algorithme qui perturbe le système en diminuant ou en augmentant la tension de fonctionnement du module photovoltaïque et observe son effet sur la puissance de sortie. C'est la technique la plus utilisée en pratique dans les installations photovoltaïques et en littérature en raison de son utilisation simple et de sa mise en œuvre facile [51] –[53].

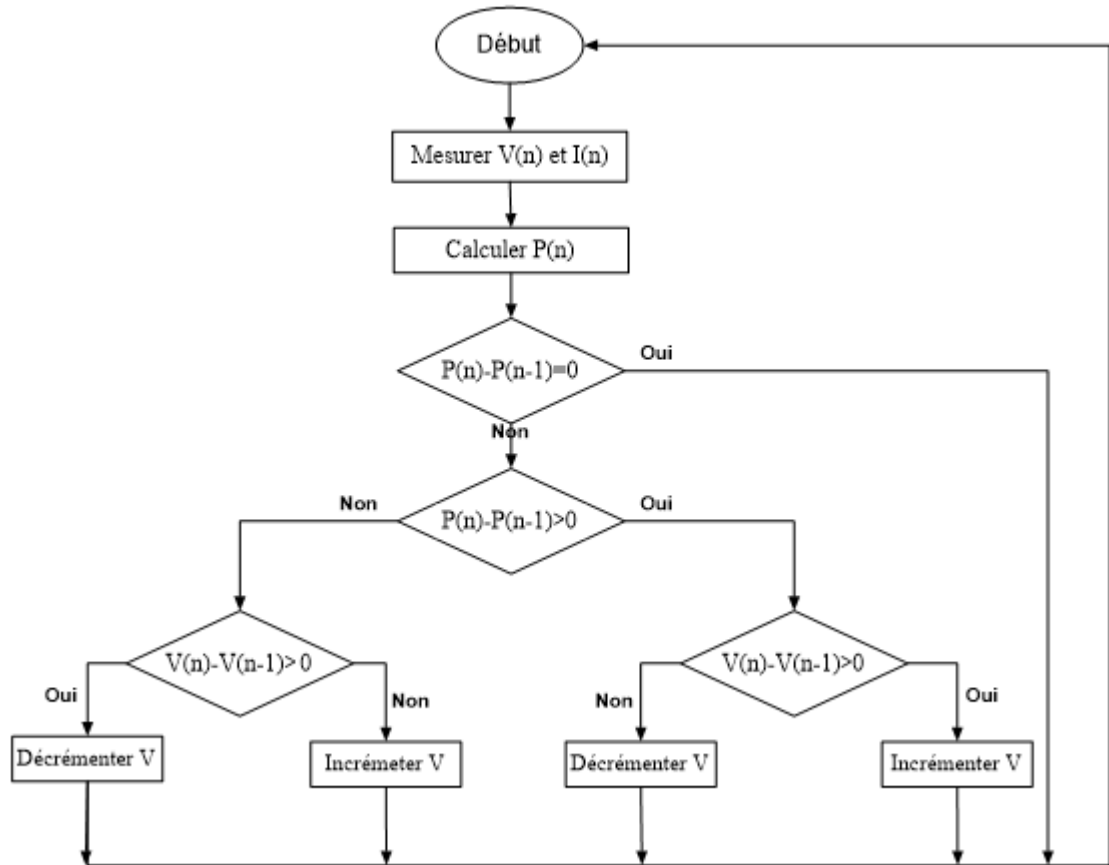


Figure 48: Organigramme de l'algorithme Perturb and Observe

L'organigramme de l'algorithme P&O est présenté sur la figure 48. Le courant et la tension PV sont mesurés à l'instant n pour calculer la puissance $P(n)$ et la comparer avec $P(n-1)$ mesurée à l'instant $(n-1)$. Lorsque la puissance augmente, la tension est perturbée dans le même sens, sinon elle est perturbée dans le sens inverse. Ces étapes se répètent jusqu'à ce que le point de puissance maximum soit atteint, puis V oscille autour de la tension optimale. L'algorithme P&O utilise deux capteurs (Courant et tension).

L'un des avantages du P&O c'est qu'il ne nécessite pas une connaissance préalable des caractéristiques du panneau PV et reste valable pour tous les types de panneau, néanmoins, cet algorithme souffre de quelques points faibles présentés dans [54], [55]. Lors d'une variation rapide d'irradiation, à cause d'un ombrage par exemple, l'algorithme P&O perd le suivi du MPP et prend plus de temps pour l'atteindre. Pour bien comprendre le comportement du P&O dans ce cas, on suppose qu'on est au point X_1 dans la figure III.4. Si l'irradiation est stable, le prochain point déterminé par le P&O sera le point X_2 car $V(n)-V(n-1)>0$ et $P(n)-P(n-1)>0$ alors on incrémente la tension V et on s'approche du MPP. Si l'irradiation subit une variation rapide, le prochain point sera X_3 , le P&O alors va changer de direction et décrémente la tension V car $V(n)-V(n-1)>0$ et $P(n)-P(n-1) < 0$ ce qui nous éloigne

du MPP.

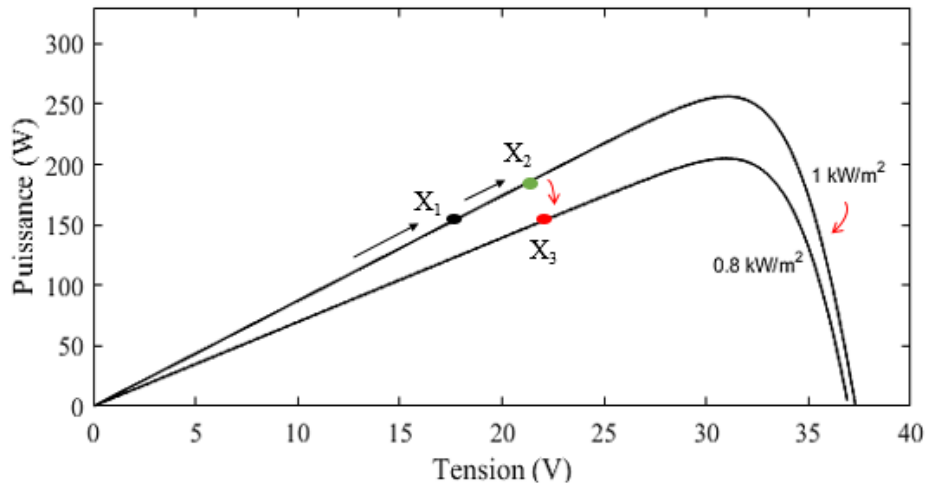


Figure 49: Comportement du P&O sous une variation rapide de l'irradiation

Une seconde faiblesse peut être constatée lors de l'utilisation de P&O, à savoir le pas de perturbation. Lorsqu'on décide d'utiliser le P&O, un bon choix de ce pas s'avère nécessaire. Si le pas est grand, on pourra atteindre rapidement le MPP, mais on aura des oscillations importantes de la puissance autour de ce point. Si le pas de perturbation est petit, on évite les oscillations mais on aura un temps de réponse très long. Ce problème représentait un point d'attention de plusieurs chercheurs [56]–[60]. Pour remédier à cette défaillance, Al-Shetwi et al.[61] et Khaehintung et al. [62] ont suggéré un pas variable de perturbation en fonction de la puissance de sortie.

3.3.2. L'incrément de la Conductance

Le point de puissance maximal est atteint lorsque la condition $dP/dV = 0$ est satisfaite [63]. Sachant que $P = VI$, cette condition peut être réécrite comme suit :

$$\frac{dP}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \quad (\text{III.2})$$

Afin de déterminer le MPP, l'algorithme d'incrément de la conductance, apparu dans plusieurs travaux [64]–[66], mesure la tension V et le courant I du générateur PV, calcule ensuite la conductance instantanée I/V et l'incrément de la conductance dI/dV pour déterminer la puissance du panneau. Il compare à chaque instant la valeur de la conductance instantanée avec celle de l'incrément de la conductance pour détecter l'emplacement du MPP. A partir de la figure 49 et des équations III.1, on peut écrire les équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} & \text{Au MPP} \\ \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} & \text{A gauche du MPP} \\ \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} & \text{A droite du MPP} \end{cases}$$

(III.3)

Les conditions présentées dans les équations III.3 sont utilisées pour incrémenter ou décrémenter le rapport cyclique du générateur PV. Elles sont traduites sur l'organigramme de l'algorithme InC de la figure 50.

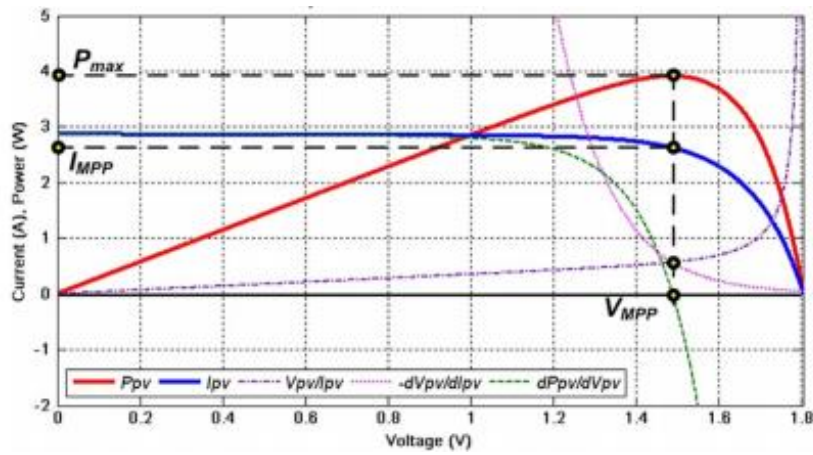


Figure 50: L'emplacement de V_{MPP} et I_{MPP} par rapport à la courbe dP/dV [67]

Pratiquement, dans le cas $dI/dV=0$, l'InC oscille autour du MPP. On peut diminuer l'amplitude de ces oscillations en diminuant le pas de variation, mais ceci peut rendre le système plus long. Dans ce sens, Liu et al. [68] ont proposé un pas variable pour l'algorithme InC dans le but de diminuer l'amplitude des oscillations et le temps de réponse.

Vu qu'il est basé sur l'indication du signe de la dérivée de la puissance qui ne varie pas aux variations de l'irradiation, l'algorithme InC a pu remédier au problème de la divergence de la technique P&O lors des variations rapides de l'irradiation. Néanmoins, le régulateur InC est plus complexe ce qui nécessite un traitement plus long que celui du P&O. En plus, l'inC peut se stabiliser autour d'un point de puissance local à cause d'un ombrage partiel exercé sur le générateur PV, ce qui provoque une perte de puissance. Tey et al. [69] ont introduit un nouvel algorithme avec l'InC pour détecter et comparer les différents pics de la courbe caractéristique dans le cas d'ombrage partiel afin de trouver le MPP.

Des comparaisons entre l'algorithme InC et le P&O ont été faites dans plusieurs travaux. Au niveau de l'efficacité, le rendement de l'algorithme InC est proche à celui de

l'algorithme P&O optimisé [70].

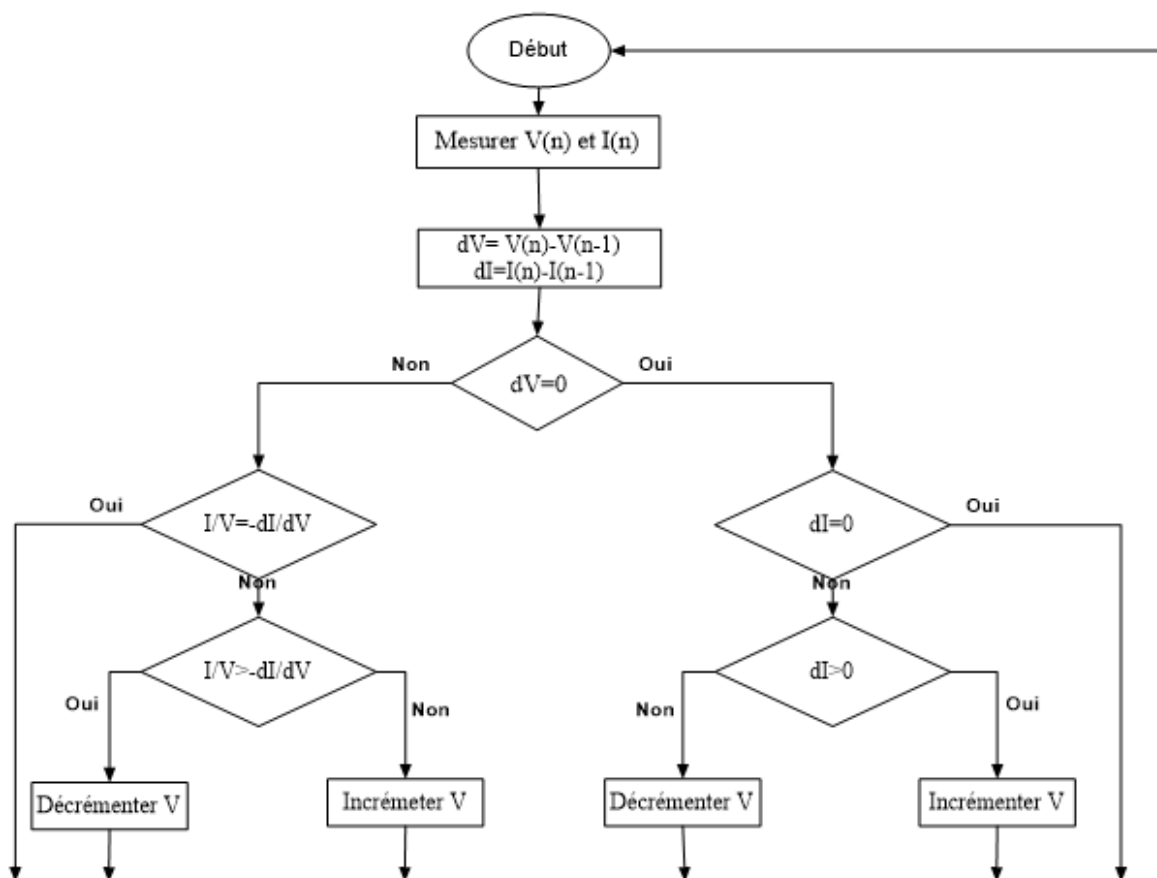


Figure 51: Organigramme de l'algorithme Incrément de la Conductance

3.3.3. La logique floue (FL)

La logique floue est un raisonnement approximatif introduit en 1995 par le mathématicien et physicien Lotfi Zadeh [71]. En se basant sur un raisonnement humain, la logique floue fait le traitement des connaissances linguistiques imprécises afin de les convertir en données numériques. Les contrôleurs MPPT flous sont classés parmi les algorithmes de prédiction par intelligence artificielle, ils sont de plus en plus utilisés dans les commandes MPPT grâce à leur simplicité et robustesse [72]. Ils ne nécessitent pas un modèle mathématique précis, ni une connaissance exacte du modèle étudié. De plus, ils peuvent être utilisés dans le cas des systèmes non linéaires (cas des systèmes photovoltaïques). Néanmoins, une bonne expertise du comportement du système est demandée pour améliorer les performances du régulateur flou.

Le principe du régulateur FL repose sur trois variables : deux variables d'entrée dites l'erreur E_{erreur} et la variation de l'erreur dE_{erreur} , données par les équations III.4 et III.5 et une variable de sortie dD qui représente le changement du rapport cyclique commandant le

convertisseur statique pour le suivi du MPP. En fonction des paramètres d'entrée et à l'aide d'une table de vérité, la valeur de la variation du rapport cyclique dD est déterminée.

$$E_{rreur}(t) = \frac{dP}{dV} = \frac{P(t)-P(t-1)}{V(t)-V(t-1)} \quad \text{III. 4}$$

$$dE_{rreur} = E_{rreur}(t) - E_{rreur}(t - 1) \quad \text{III.5}$$

Avec :

dP représente la variation de la puissance ;

$P(t)$ est la puissance actuelle ;

$P(t-1)$ est la puissance précédente correspondante à l'instant $t-1$;

dV est la variation de la tension ;

$V(t)$ est la tension instantanée ;

$V(t-1)$ est la tension précédente correspondante à l'instant $t-1$;

Erreur (t) est l'erreur à l'instant t ;

Erreur ($t-1$) est l'erreur à l'instant $t-1$;

Un contrôleur flou passe par trois étapes : La fuzzification, l'inférence et la défuzzification. Dans l'étape de la fuzzification, les variables numériques d'entrée et de sortie du contrôleur flou sont converties en variables linguistiques floues. Au niveau de ce bloc, on définit et répartit en classes floues la plage de variation maximale des variables choisies. Ensuite on détermine les fonctions d'appartenances de ces classes. La plage de variation de chaque variable est répartie en plusieurs classes (5 par exemple) qui peuvent prendre, dans le cas d'un système PV, les valeurs suivantes : NB pour Negative Big, NS pour Negative Small, PB pour Positive Big, BS pour Positive Small et Z pour Zero.

$\mu(x)$ est la fonction d'appartenance des variables x d'entrée et de sortie. Elle peut être triangulaire, trapézoïdales, gaussienne ou sigmoïdales, selon la nature du système. Pour une précision de contrôle élevée, on utilise généralement les fonctions d'appartenance gaussiennes ou sigmoïdales alors que les fonctions d'appartenance triangulaires et trapézoïdales sont employées lors des variations dynamiques dans des périodes courtes.

Nous avons opté pour les fonctions triangulaires et trapézoïdales des variables d'entrée et de sortie, vu que le système PV subit des changements climatiques dans de courtes durées. Ces fonctions sont présentées sur la figure 52.

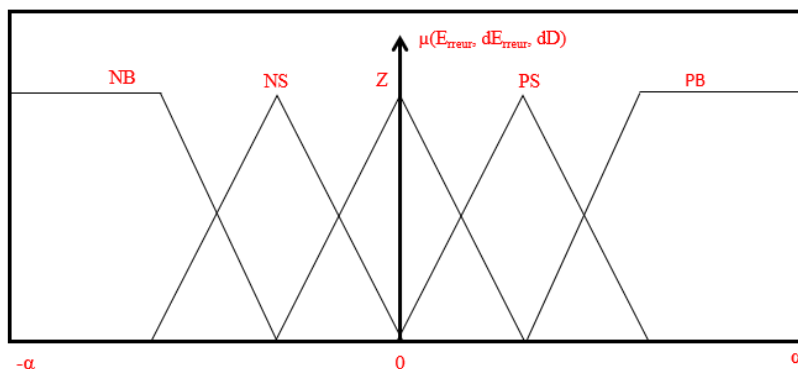


Figure 52: Les fonctions d'appartenance des variables d'entrée et de sortie

Le bloc d'inférence se charge de relier les variables d'entrée avec ceux de sortie par des liaisons logiques appelées des règles floues. En fonction des paramètres d'entrée, à l'aide de la table de vérité (tableau 3), et en tenant compte du comportement du système, la valeur de la variation du rapport cyclique dD est déterminée. Il existe plusieurs méthodes d'inférence telles que la méthode d'inférence AND (Takagi-Sugeno), la méthode d'inférence max-min (Mamdani) et la méthode d'inférence max-produit (Larsen).

Tableau 3: Exemple de table de vérité d'une commande FL

dE \ E	NB	NS	Z	PS	PB
NB	ZE	ZE	NB	NB	NB
NS	ZE	ZE	NS	NS	NS
Z	NS	ZE	ZE	ZE	PS
PS	PB	PS	PS	ZE	ZE
PB	NB	PB	PB	ZE	ZE

La figure 53 explique le principe d'un régulateur FL, qui nous a aidé à remplir la table de vérité.

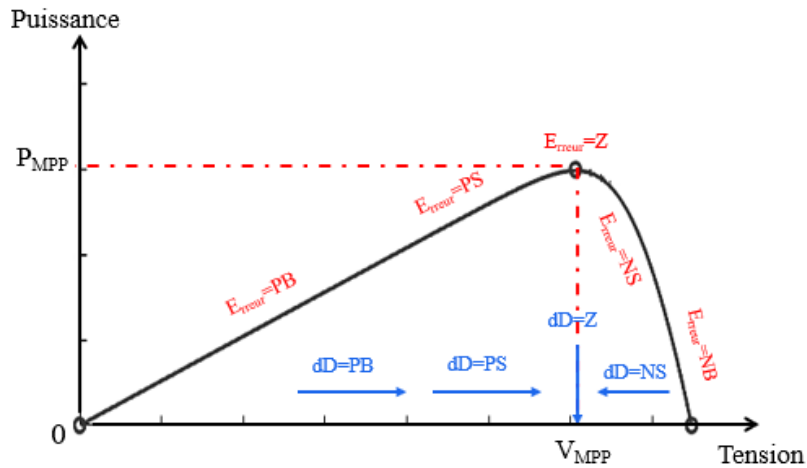


Figure 53 : Principe de fonctionnement du régulateur MPPT FL

Finalement, nous passons à la défuzzification qui consiste à convertir la variable de sortie floue en variable numérique compréhensible par l'interface de contrôle du processus afin de pouvoir piloter le convertisseur statique à travers son rapport cyclique. Cette étape peut se faire par plusieurs techniques dont les plus utilisées sont : la technique du centre de la surface, la technique du centre de la surface modifié, la technique du centre des maxima, la technique moyenne des maxima et la technique du centre des sommes.

Les recherches faites sur la commande FL pour les systèmes photovoltaïques ont prouvé que l'algorithme FL est un algorithme performant même dans le cas de variation rapide des conditions climatiques, ce qui était prouvé par [73]–[75]. Choudhury et al. ont fait une comparaison entre un régulateur MPPT à base de la logique floue et un régulateur P&O et ils ont démontré par simulation que l'algorithme FL est plus rapide et plus robuste que le P&O [76]. Napadol et al. ont calculé le temps de réponse du FL et P&O et ont déduit que le temps de réponse du FL est 8 fois amélioré par rapport au P&O.

3.3.4. La logique floue type 2 (FLT2)

La logique floue type 2 (FLT2), notée Λ , est une amélioration de la logique floue classique, elle est caractérisée par une fonction d'appartenance tridimensionnelle $\mu_{\Lambda}(x,y)$ afin de mieux modéliser l'incertitude.

$$\Lambda = \int_{x \in X} \int_{\mu \in j_x} \frac{\mu_{\Lambda}(x,y)}{\mu_x} \quad j_x \in [0,1] \quad \text{III.6}$$

Avec :

X est la variable primaire ;

J_x est l'appartenance primaire de x ;

\iint est l'union de tous les éléments produit cartésiens sur x ;

x est la variable.

Chaque fonction d'appartenance tridimensionnelle a des fonctions d'appartenance supérieures et inférieures qui sont représentées par la logique floue classique. L'intervalle entre les fonctions d'appartenance inférieure et supérieure est la nouvelle troisième dimension du FLT2 qui donne plus de précision, par rapport à la logique floue classique [77].

Le schéma fonctionnel du FLT2, présenté sur la figure 54 contient cinq parties : la fuzzification, l'inférence, base de règles, la réduction de type et la défuzzification.

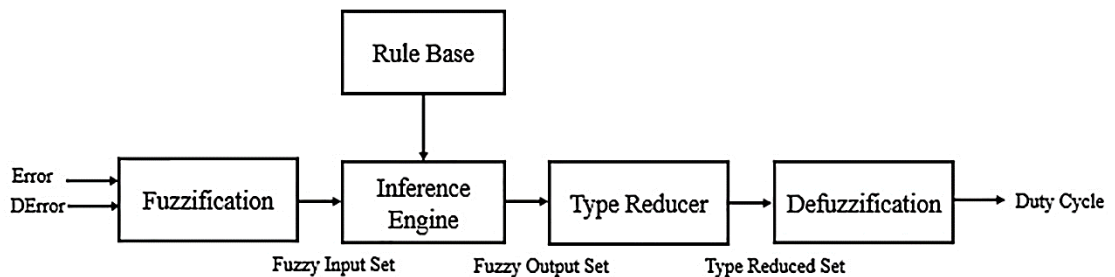


Figure 54: Principe de la commande FLT2

Dans le stage de fuzzification, les variables d'entrée E_{erreur} et dE_{erreur} sont converties en un nombre défini de variable linguistiques. On prend le cas de 3 variables qui sont : Negative, Positive et Zero. Chaque variable à deux niveaux : haut H et bas L. Les variables linguistiques deviennent alors (NH, NL) ; (PH, PL) ; (ZH, ZL). Les fonctions d'appartenances des variables d'entrées et de sortie sont représentées sur la figure 55.

La structure du régulateur FLT2 est similaire à celle du FL classique sauf au niveau du module de sortie qui se compose de deux blocs : le bloc de réduction de type qui a pour rôle de convertir les ensembles FLT2 à des ensembles flous classiques par la méthode du centroïde et le bloc de défuzzification qui transforme la variable linguistique produite du réducteur de type en variable numérique bien définie afin de contrôler le convertisseur statique.

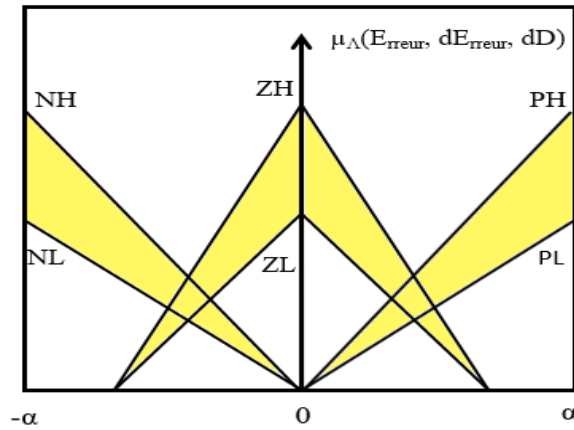


Figure 55: Les fonctions d'appartenance des variables d'entrée et de sortie du FLT2

La valeur numérique de sortie C_A peut être obtenue par l'équation III.7 :

$$C_A(x) = \frac{\sum_{k=1}^N y_k \mu_{\Lambda}(y_k)}{\sum_{k=1}^N \mu_{\Lambda}(y_k)} \quad \text{III.7}$$

Avec

N est le nombre de règles ;

Y est la sortie ;

μ_{Λ} est la fonction d'appartenance.

Vu la nouveauté de cet algorithme, les articles traitant la poursuite du point de puissance maximale par l'algorithme FLT2 sont limités. Soltani dans son article apparu en 2017 [78] a fait une comparaison entre l'algorithme FL classique et FLT2 pilotant un convertisseur DC/DC Boost. Les résultats de simulations et les tests expérimentaux ont prouvé que le contrôleur FLT2 à une réponse dynamique plus rapide que celle du FL et ceci grâce à la forme des fonctions d'appartenance du FLT2 appliquée.

3.3.5. Système à inférence neuro-flou adaptatif (ANFIS)

Le Système à inférence neuro-flou adaptatif ou Adaptive Neuro Fuzzy Logic System (ANFIS) est un système hybride qui combine la logique floue, discutée précédemment, et les réseaux de neurones RN.

Un réseau de neurone est un ensemble de neurones formels interconnectés. Un neurone peut être considéré comme étant un opérateur mathématique qui accomplit deux opérations :

- Le potentiel neural qui désigne la sommation pondérée du neurone ;
- La génération de la sortie par la fonction d'activation ou d'évaluation.

La théorie des réseaux de neurones dans les systèmes photovoltaïques a été bien discutée dans la littérature par plusieurs auteurs [79]– [81]. Ces réseaux sont très robustes et se caractérisent par une capacité de génération et d'apprentissage. Néanmoins, ils sont considérés comme des boîtes noires incompréhensibles.

La figure 56 représente une structure du contrôleur ANFIS composée de deux entrées x_1 et x_2 et d'une sortie et cinq couches. Pour un système photovoltaïque, les deux entrées sont la température et l'irradiation, tandis que la sortie représente la variation du rapport cyclique du convertisseur.

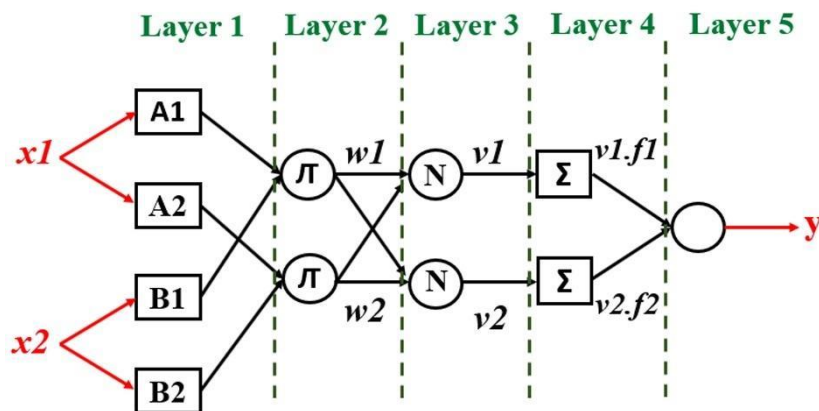


Figure 56: Structure de l'algorithme ANFIS

La sortie est connectée à l'entrée par des connexions non pondérées. Chaque nœud a une fonctionnalité différente et applique une fonction sur les signaux d'entrée. Les nœuds carrés sont des nœuds adaptatifs qui contiennent des paramètres tandis que les nœuds circulaires sont fixes et ne contiennent aucun paramètre. Chaque nœud i de la couche k (nœud (i, n)) a une sortie O_i^n et dépend des signaux de la couche $n-1$ et des paramètres du nœud (i, n) tel que présenté dans l'équation III.8 :

$$O_i^n = f(O_i^{k-1} \dots O_{nk-1}^{k-1}, a, b, c \dots) \quad \text{III.8}$$

Où la couche $k-1$ contient le nœud n_{k-1} . Les a, b, c , etc., sont les paramètres appartenant à ce nœud.

Pour comprendre le fonctionnement du réseau adaptatif ANFIS, il est recommandé de comprendre le fonctionnement de chaque couche :

- Couche 1 : Dans cette couche, chaque neurone contribue à la réalisation des ensembles flous utilisés dans les antécédents des règles. Le modèle utilisé dans ce travail est le modèle de Jan avec des fonctions d'appartenance gaussiennes. Le degré d'appartenance O_i^1 est représenté par l'équation III.9 :

$$O_i^1 = \mu_{\Lambda_i}(x) \quad \text{III.9}$$

Avec

x est le nœud d'entrée i ;

Λ_i est le terme linguistique associé à sa fonction.

- Couche 2 : Dans cette couche, chaque nœud reçoit les sorties des nœuds de fuzzification pour calculer son activation. Le produit de l'équation permet de réaliser la conjonction des antécédents. La sortie w_i de cette couche peut être calculée par l'équation III.10:

$$w_i = \mu_{A_i}(x_1) \cdot (\mu_{B_i}(x_2)), i = 1,2 \quad \text{III.10}$$

- Couche 3 : Le degré de vérité v_i d'une règle floue donnée est calculé par les neurones comme suit :

$$v_i = \frac{w_i}{w_1+w_2} \quad \text{III.11}$$

- Couche 4 : Dans cette couche, chaque neurone est connecté à un neurone de normalisation et aux entrées initiales du réseau. Les neurones calculent la conséquence pondérée de la règle par III.12 :

$$O_i^4 = v_i f_i = v_i(a_i x_1 + b_i x_2 + c_i), i = 1,2 \quad \text{III.12}$$

Avec

v_i est la sortie de la couche 3 ;

f_i est le polynôme du premier ordre.

- Couche 5 : Un seul neurone final calcule la somme des sorties des neurones de défuzzification pour fournir la sortie y ANFIS :

$$O_1^5 = y = \sum_i^5 v_i \cdot f_i \quad \text{III.13}$$

La combinaison du FL et RN permet de tirer profit des avantages des deux algorithmes pour créer la nouvelle approche ANFIS qui a suscité l'intérêt des scientifiques et des chercheurs par sa robustesse tels que [82]–[84].

Afin de faciliter le choix de la solution la plus convenable, nous avons fait une synthèse des algorithmes MPPT étudiés dans ce chapitre sous forme de tableau (tableau 4). Il contient pour chaque technique MPPT, le type d'implémentation (Analogique ou numérique), la rapidité du suivi, la stabilité ainsi que les avantages et les inconvénients.

Tableau 4: Tableau comparatif des algorithmes MPPT étudiés

Techniques	A/N	Rapidité	Stabilité	Avantages	Inconvénients
P&O	A/N	Moyenne	Instable	Implémentation facile	Oscillations autour du MPP Divergence sous les conditions climatiques instable
InC	N	Moyenne	Instable	Implémentation facile	Oscillations autour du MPP Stabilisation autour MPP local
FL	N	Rapide	Stable	Ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle mathématique du système	Détermination complexe des règles d'inférence
FLT2	N	Rapide	Stable	Prend en compte les incertitudes	Détermination complexe des règles d'inférence
ANFIS	N	Rapide	Stable	Regroupe les avantages du RN et FL	Mise en œuvre complexe Nécessite une base de données

3.4. Algorithme Mamdani-Incrémentation hybride (MI) proposé

L'incrémentation de la conductance, comme déjà mentionné plus haut, est un algorithme souvent utilisé pour sa simplicité, mais qui souffre de limitations au niveau de la rapidité et la stabilité. Ceci est dû au pas de variation fixe du rapport cyclique lors de la recherche du MPP. Le choix du pas de variation est difficile ; si le pas est petit, l'algorithme prendra beaucoup de temps pour atteindre le MPP, sinon l'algorithme pourra atteindre rapidement le MPP mais le pas large causera des oscillations extrêmes autour du MPP, ce qui mènera à l'instabilité du système et à des pertes de puissance.

L'efficacité du régulateur InC dépend du choix du pas de variation du rapport cyclique. C'est ainsi que nous avons proposé un pas variable. Afin de trouver le pas optimal, nous avons fait appel aux règles de Mamdani. L'organigramme de l'algorithme MI hybride proposé est illustré sur la figure 57.

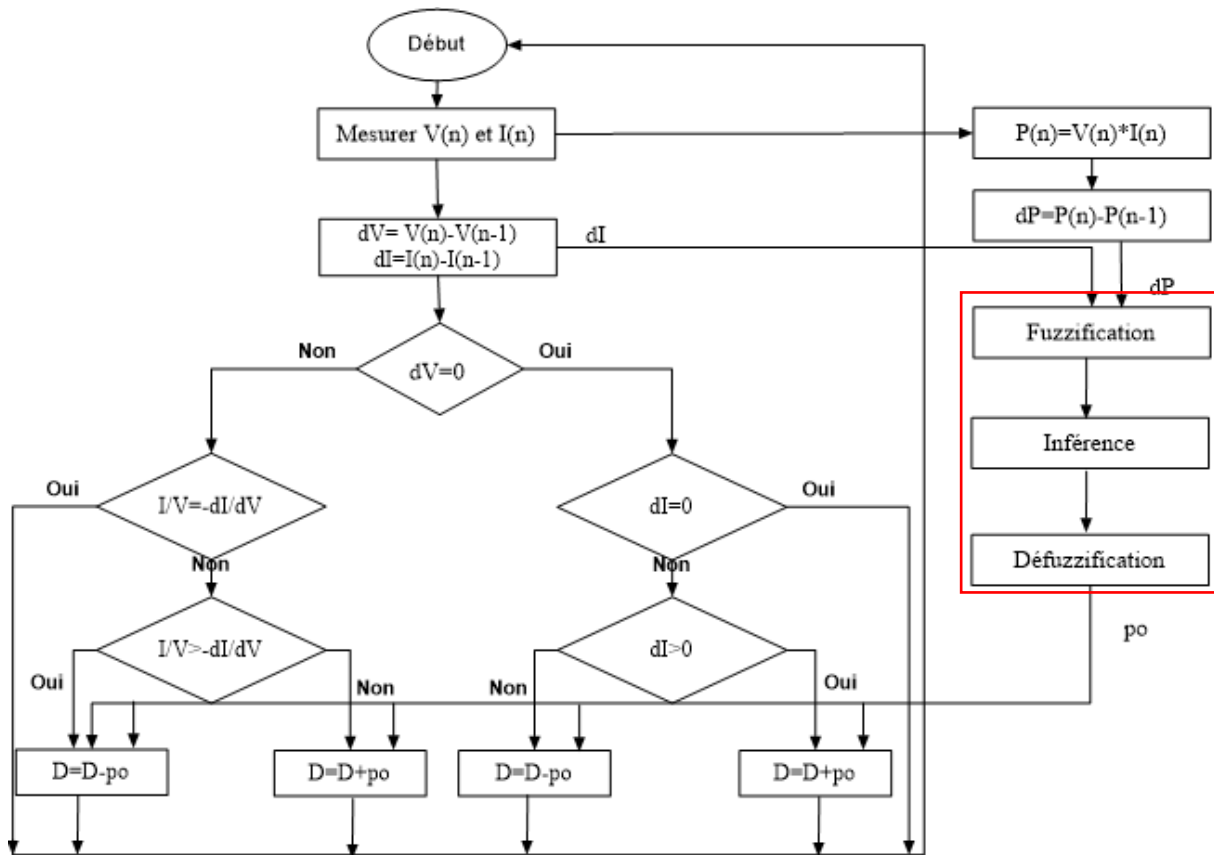


Figure 57: Organigramme de l'algorithme MI hybride proposé

Le calcul du pas optimal p_0 se fait au niveau du bloc flou. Ce bloc possède deux entrées ; la variation de la puissance dP et la variation du courant dI . En fonction des deux entrées, le bloc calcule le pas optimal p_0 . Ce dernier sera proportionnel aux conditions climatiques vu que la puissance et le courant du générateur PV varie avec la variation de la température et du courant. Une fois le pas est calculé, l'algorithme InC, discuté dans la partie 3.3.2, décide d'augmenter ou de diminuer le rapport cyclique en ajoutant ou soustrayant p_0 afin d'atteindre le MPP suivant le principe de l'incrément de la conductance expliqué antérieurement.

Le bloc flou se compose de trois sous blocs ; le sous bloc de fuzzification, l'inférence et la défuzzification. Les règles de Mamdani commandent les trois blocs afin de générer la sortie p_0 (figure 58). Les deux entrées dP et dI du bloc fuzzification sont calculées par les équations suivantes III.14 et III.15 :

$$dP = P(n) - P(n - 1) \quad \text{III.14}$$

$$dI = I(n) - I(n - 1) \quad \text{III.15}$$

Avec :

dP est la variation de puissance ;

$P(n)$ la puissance à l'instant (n) ;

$P(n-1)$ la puissance à l'instant $(n-1)$;

dI la variation du courant ;

$I(n)$ le courant à l'instant (n) ;

$I(n-1)$ le courant à l'instant $(n-1)$.

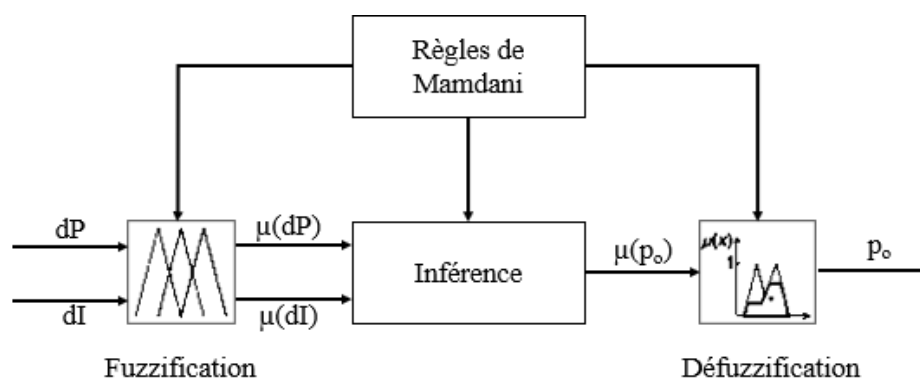


Figure 58: Structure du correcteur à base de la méthode Mamdani

Les fonctions d'appartenance des variables d'entrée et de sortie ont une forme triangulaire. Les plages de variation de chaque variable sont divisées en cinq classes : NB pour Negative Big, NS pour Negative Small, Z pour Zero, PS pour Positive Small et PB pour Positive Big. La figure 59 présente les fonctions d'appartenance des variables d'entrée (dP et dI) et de sortie (p_o).

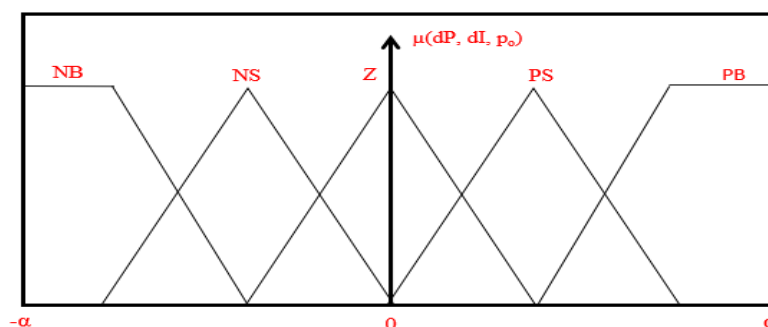


Figure 59: Les fonctions d'appartenance de l'entrée dP et dI et de la sortie p_o

Les cinq fonctions d'appartenance de chaque variable donnent 25 règles (tableau 5) qui servent à calculer le pas de variation optimal du rapport cyclique.

Tableau 5 : Tableau des règles Mamdani de contrôleur MI hybride

dP \ dI	NB	NS	Z	PS	PB
NB	PB	PS	NB	NS	NB
NS	PB	PS	Z	NS	NB
Z	PS	PS	Z	NS	NS
PS	NB	NS	Z	PS	PB
PB	NB	NS	Z	PS	ZE

La défuzzification nous permet de convertir la variable floue en variable numérique. Nous avons utilisé la méthode de centre de gravité (COG) car il évite les discontinuités de la défuzzification. COG considère l'abscisse du centre de gravité de l'ensemble flou comme étant la valeur finale en sortie. La valeur de la sortie est exprimée par la formule III.16.

$$COG = \frac{\sum_{j=1}^n w_j \mu_z w_j}{\sum_{j=1}^n \mu_z w_j} \quad \text{III.16}$$

3.5. Conclusion

Nous avons détaillé dans ce chapitre le principe de la commande MPPT et son rôle dans l'amélioration du rendement des systèmes photovoltaïque. Actuellement, un grand nombre de travaux s'intéresse à l'étude, la comparaison et le choix des techniques MPPT les plus performantes. C'est ainsi que nous avons exposé dans ce chapitre différents algorithmes MPPT. La description de chaque algorithme contient le principe de fonctionnement, la complexité du régulateur, la précision ainsi que les avantages et les inconvénients. Ce chapitre a aussi souligné des travaux de plusieurs auteurs en relation avec les algorithmes MPPT.

La dernière partie du chapitre expose l'algorithme Mamdani-Incrémentation hybride que nous avons développé dans cette thèse afin d'améliorer les performances de l'algorithme InC et surmonter ses limitations dans différents conditions climatiques. L'algorithme MI hybride propose un pas de variation du rapport cyclique variable en fonction de la distance entre le point de fonctionnement et le MPP. Si le MPP est loin, le pas grandit, sinon le pas rapetisse. Une fois le MPP est atteint le po devient nul.

Chapitre 4

Simulation des algorithmes MPPT

Ce chapitre présente la simulation d'un système photovoltaïque autonome avec les différents MPPT algorithmes étudiés dans le chapitre précédent. Il donne une comparaison entre les régulateurs MPPT dans trois cas d'étude (conditions climatiques stables, variation rapide d'irradiation et variation rapide de température). L'algorithme MI hybride proposé est comparé aussi avec les méthodes conventionnelles (P&O et InC) et les méthodes basées sur l'intelligence artificielle (FL, FLT2 et ANFIS).

4. Simulation des algorithmes MPPT

4.1. Introduction

Nous avons vu précédemment les types des systèmes solaires photovoltaïques : autonomes, hybride et connectés au réseau. Dans cette thèse, nous allons s'intéresser au système autonome vu que l'accent est mis sur la partie de la génération et l'amélioration de la puissance produite du côté des panneaux PV quel que soit la demande. Les quatre principaux composants de toute architecture photovoltaïque sont : Un panneau solaire, un contrôleur MPPT, un convertisseur, et enfin une charge.

Ce chapitre présente la simulation d'un système photovoltaïque autonome avec les différents MPPT algorithmes étudiés dans le chapitre précédent. Il donne une comparaison entre les régulateurs MPPT dans trois cas d'étude (conditions climatiques stables, variation rapide d'irradiation et variation rapide de température). L'algorithme MI hybride proposé est comparé aussi avec les méthodes conventionnelles (P&O et InC) et les méthodes basées sur l'intelligence artificielle (FL, FLT2 et ANFIS).

4.2. Modélisation du système étudié

4.2.1. Description du système

La figure 60 présente le schéma synoptique du système photovoltaïque étudié. Il est composé de six modules PV de la marque Tesla Solar (Solar TS250-P150-60), un convertisseur DC/DC type Buck, un régulateur MPPT et quatre batteries en série (48-165Ah).

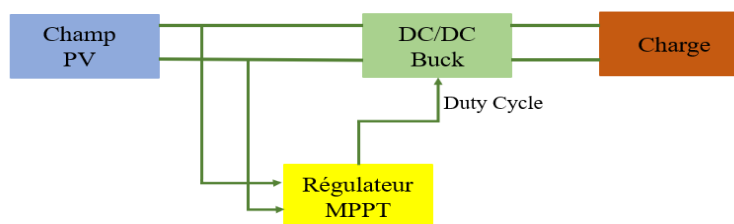


Figure 60 : Schéma synoptique du système photovoltaïque étudié

Le module Tesla Solar est constitué de 60 cellules à base du Silicium polycristallin. La puissance maximale du module sous les conditions standards est 255W. Le convertisseur DC/DC Buck est piloté par le régulateur MPPT afin d'extraire la puissance maximale du générateur PV constitué de 3 branches en parallèle, chaque branche contient deux modules en série. Le système global a été modélisé et simulé à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink. La modélisation du système proposé sur l'environnement Simulink est exposée sur la figure 61.

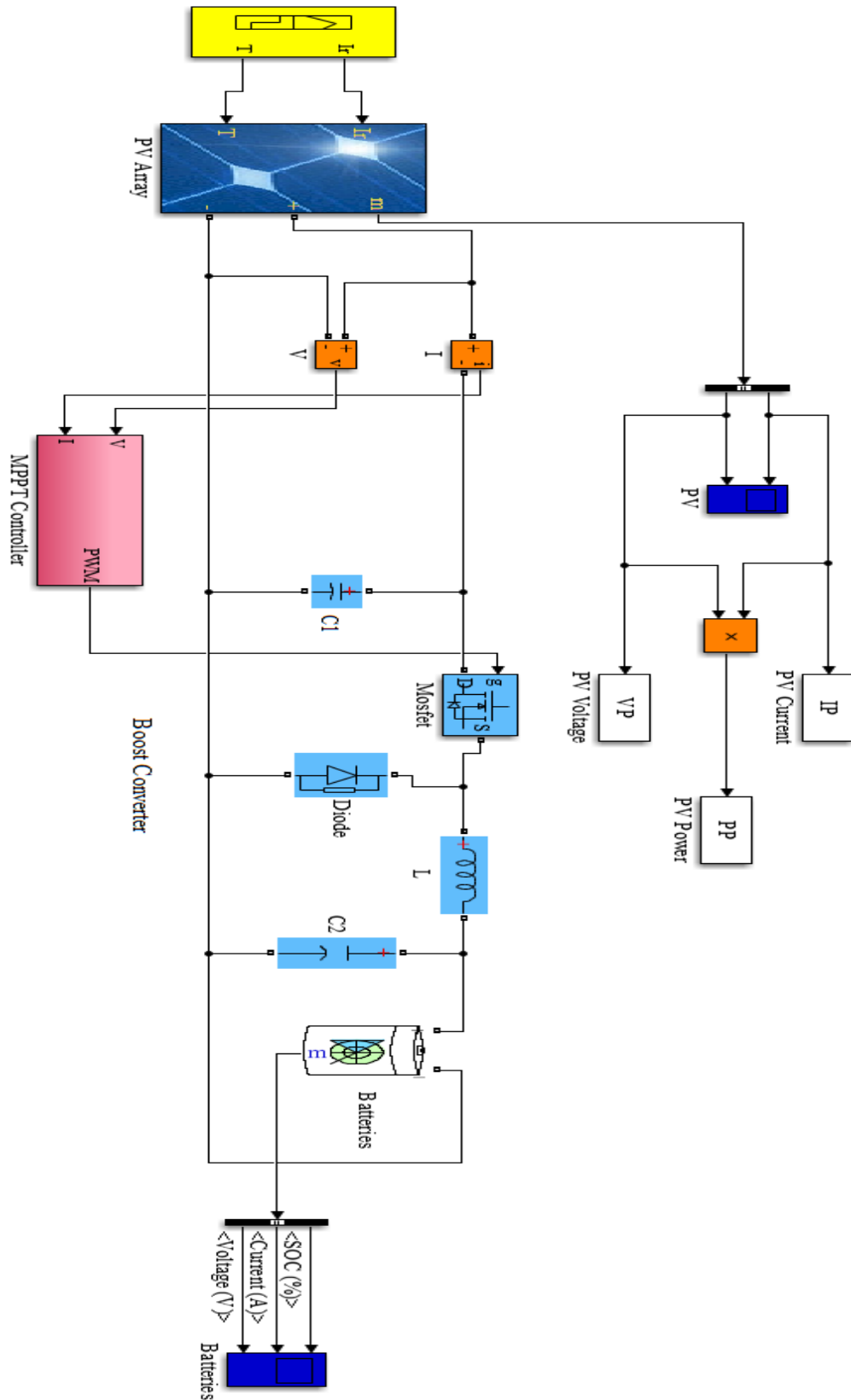


Figure 61: Modélisation du système proposé sur l'environnement Simulink

4.2.2. Modélisation du générateur PV

Un générateur PV peut être modélisé sur MATLAB/Simulink par un code *m.file*, par des blocs sur Simulink traduisant les équations du générateur PV, par l'assemblage des cellules proposées sur PowerSim sur Simulink ou par le bloc *PV array* ajouté à la bibliothèque de Simulink dans les dernières versions du logiciel MATLAB.

Nous avons choisi d'utiliser le bloc *PV array* car il contient dans sa bibliothèque une large gamme de panneaux PV commercialisés ce qui donne des résultats de simulations très proches aux résultats expérimentaux. Il permet aussi de saisir les caractéristiques du panneau et le nombre de panneaux en série et parallèle pour construire un champ PV (Figure 62).

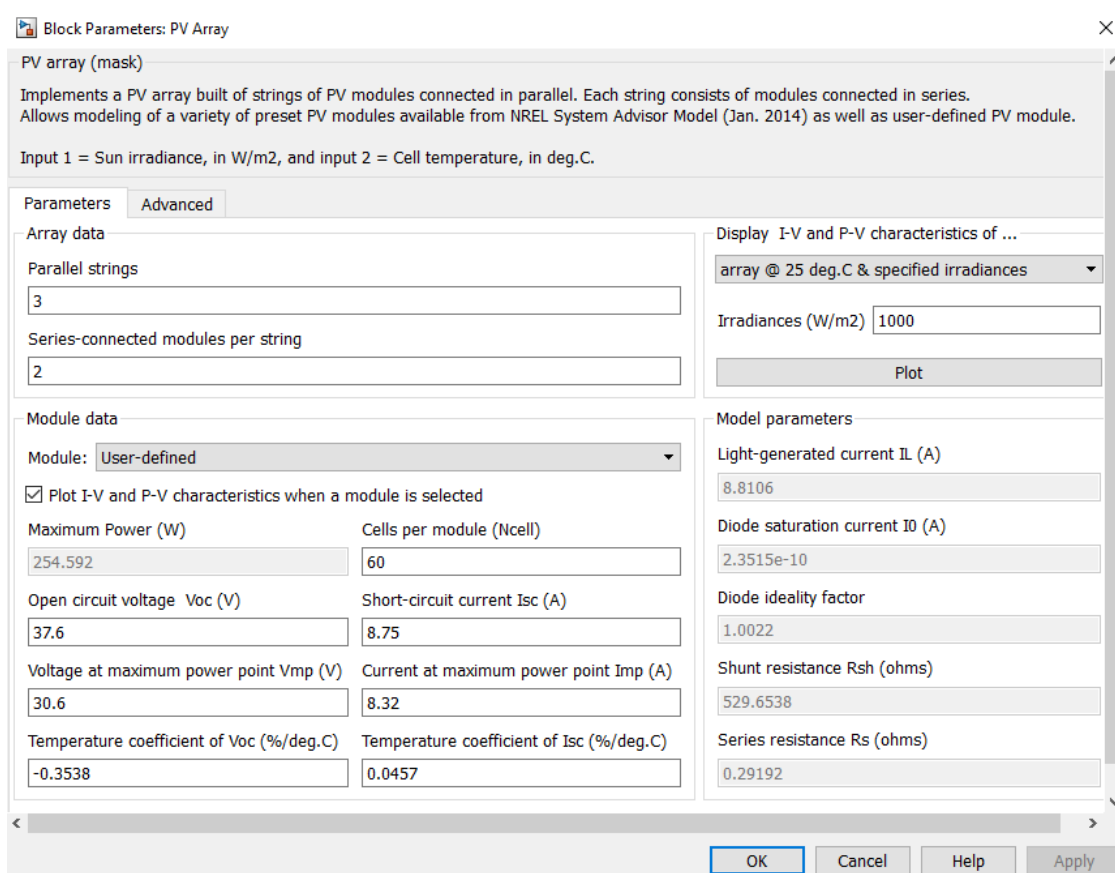


Figure 62 : Bloc « PV Array » sur MATLAB/Simulink

Les caractéristiques électriques du modèle des panneaux PV sont présentées dans le tableau 6 ci-dessous.

Tableau 6: Caractéristiques d'un panneau du générateur PV à STC

Paramètre	Valeurs du panneau	Valeurs du générateur
Puissance maximale (P_m)	255 W	1527.5
Courant MPP (I_{mp})	8.32 A	24.96

Tension MPP (V_{mp})	30.6 V	61.2
Courant de court-circuit (I_{sc})	8.75 A	
Tension circuit ouvert (V_{sc})	37.6 V	
Résistance parallèle (R_{sh})	529.6538 Ω	
Résistance série (R_s)	0.29192 Ω	
Coefficient de température (I_{CC})	0,0457%/°C	
Coefficient de température (V_{CO})	-0,3538%/°C	
Coefficient de température (P_m)	-0,42%/°C	
Rendement	15.58%	

Afin de vérifier et valider le modèle du générateur PV, nous avons comparé la caractéristique du module PV avec celle donnée par le constructeur dans la fiche technique. Le modèle proposé offre des résultats précis de simulation du comportement du panneau (Figure 63).

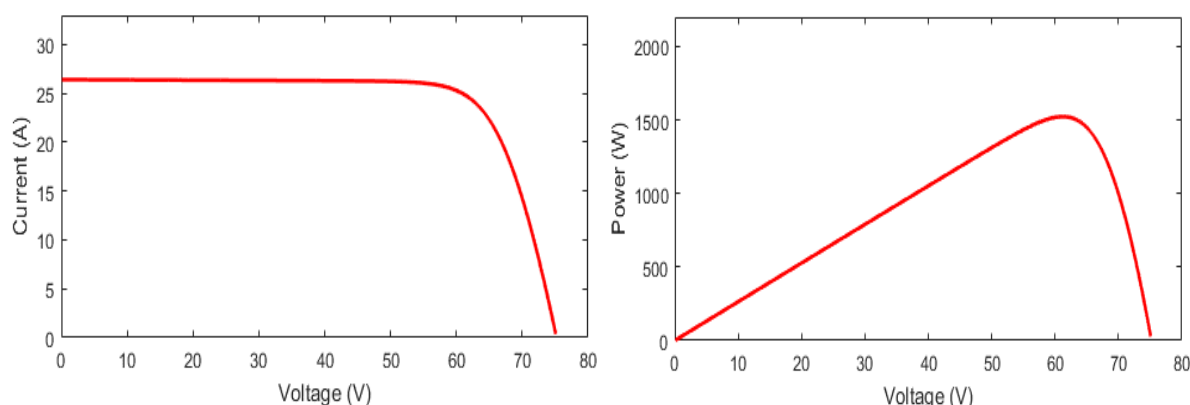


Figure 63: Simulation du panneau PV modélisé sur MATLAB/Simulink à STC

4.2.3. Modélisation du convertisseur DC/DC Buck

Le convertisseur Buck exposé sur la figure 64 est modélisé sur l'environnement Simulink. Il se compose d'un MOSFET, une diode de roue libre, un filtre C d'entrée et un filtre LC de sortie. Ce convertisseur possède deux entrées reliées au générateur PV et deux sorties connectées aux batteries.

Le MOSFET est commandé par un signal carré modulé par MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion) en anglais PWM (Pulse Width Modulation). Le signal carré se caractérise par une fréquence fixe de 20 kHz et un rapport cyclique variable généré par le régulateur MPPT. Il permet de fermer l'interrupteur du MOSFET quand l'impulsion passe à l'état bas et de l'ouvrir quand elle passe à l'état haut.

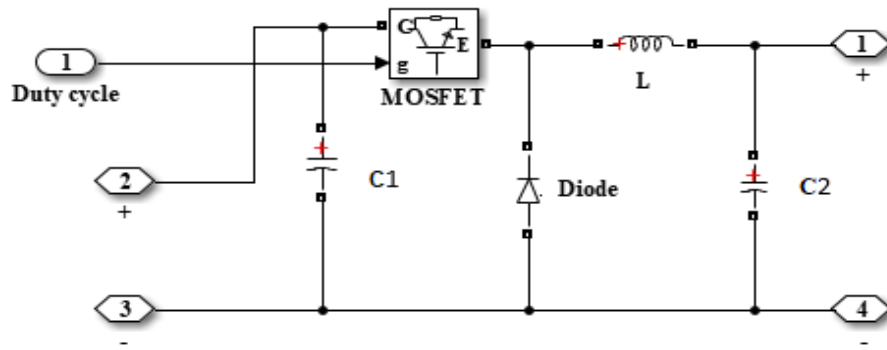


Figure 64: Modélisation du convertisseur Buck sur MATLAB

4.2.3.1. Dimensionnement du convertisseur Buck

Le convertisseur Buck doit fournir à sa sortie une tension fixe de 48V. Sa tension d'entrée varie avec la variation de la température et de l'irradiation. On prend alors une tension d'entrée initiale pour pouvoir déterminer la valeur initiale du rapport cyclique et la valeur des éléments qui constituent le convertisseur Buck. On prend comme tension d'entrée la tension maximale 62V que peut produire le générateur PV.

Tableau 7: Paramètres du convertisseur Buck

Paramètre	Valeurs
Tension maximale d'entrée V_{em}	61.2 V
Tension maximale de sortie V_{sm}	48 V
Courant maximale d'entrée I_{em}	24.96 A
Courant maximale de sortie I_{sm}	32 A
Fréquence de découpage f	20 kHz

Le rapport cyclique initial peut être calculé par l'équation IV.1 :

$$\alpha = \frac{V_{sm}}{V_{em}} = 0.78 = 78\% \quad (\text{IV.1})$$

Le filtre d'entrée est constitué d'une capacité C_1 qui a pour rôle de diminuer les ondulations de tension au niveau de l'entrée du convertisseur Buck. La capacité d'entrée est donnée par l'équation IV.2 :

$$C_1 = \frac{I_{em}(1-\alpha)}{\Delta V_{em} f} \quad (\text{IV.2})$$

ΔV_{em} est l'ondulation de la tension d'entrée maximale et qui vaut 2% de cette tension.

La capacité d'entrée C_1 alors est :

$$C_1 = 225,049 \mu F$$

Le filtre de sortie est constitué d'une inductance L qui permet au convertisseur de

fonctionner au mode de conduction continue, et d'une capacité de sortie C_2 qui permet de filtrer la tension désirée.

L'inductance L est donnée par l'équation IV.3 :

$$L = \frac{V_{sm}(1-\alpha)}{2\Delta I_{sm}f} \quad (IV.3)$$

L'ondulation de courant ΔI_{sm} représente 20% du courant maximal de sortie.

L'inductance L alors vaut :

$$L = 257.81 \mu H$$

La capacité de sortie est calculée par IV.4 :

$$C_2 = \frac{\alpha I_{sm}}{\Delta V_{sm}f} \quad (IV.4)$$

$$C_2 = 1.3 mF$$

4.2.3.2. Test du convertisseur Buck

Après le dimensionnement et la modélisation du convertisseur Buck, nous l'avons testé avec une valeur de tension fixe $V_e = 62$ V et deux valeurs différentes du rapport cyclique ; $\alpha_1 = 0.55$ et $\alpha_2 = 0.7$ (Figure 65).

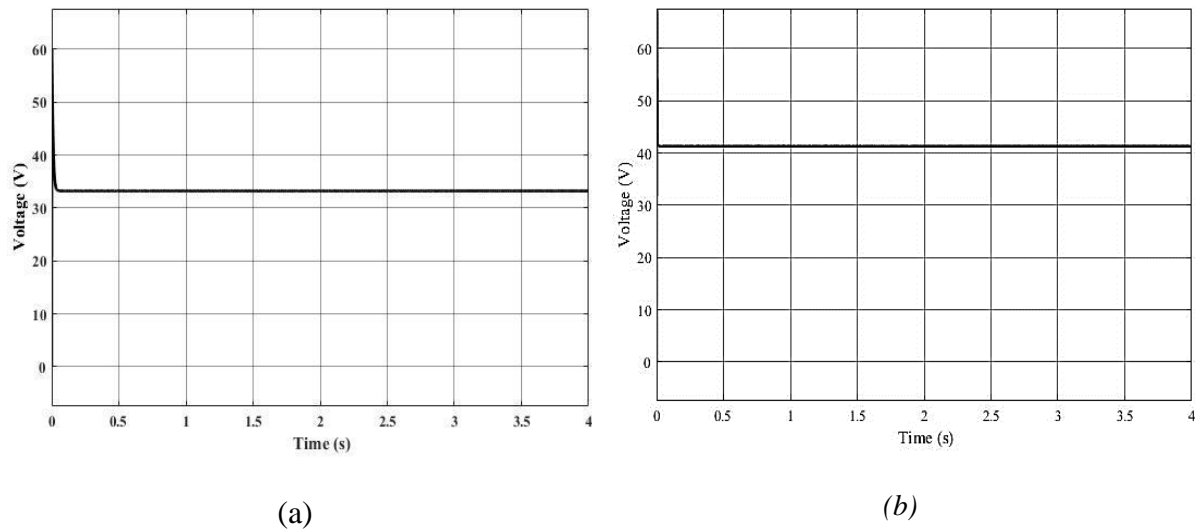


Figure 65: Tension à la sortie du convertisseur Buck : (a) $\alpha_1=0.55$ (b) $\alpha_2= 0.7$

4.2.4. Modélisation des régulateurs MPPT

Dans cette partie nous allons modéliser les régulateurs MPPT étudiés dans le chapitre précédent sur MATLAB/ Simulink dans le but de comparer leurs performances.

4.2.4.1. Régulateur P&O

La modélisation du régulateur sur Simulink est présentée sur la figure 66. Le régulateur étudié possède quatre entrées : l'entrée « *MPPT Parameters* » contient la valeur initiale du rapport cyclique, sa valeur minimale, sa valeur maximale et le pas de variation, « *Enable* » permet d'activer ou désactiver le régulateur, « *V-pv* » est la tension générée par le générateur photovoltaïque et enfin « *I-pv* » est l'entrée du courant produit par le panneau photovoltaïque.

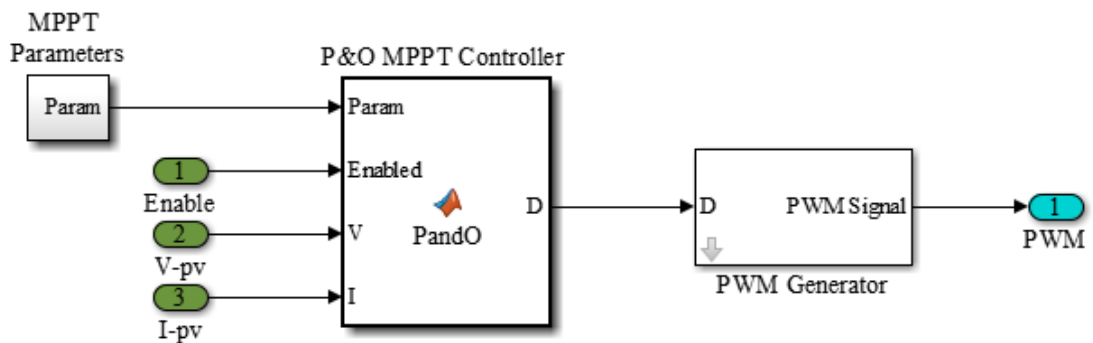


Figure 66: Modélisation de l'algorithme P&O sur MATLAB/Simulink

Le régulateur a une seule sortie qui est la valeur du rapport cyclique. Elle sera ensuite envoyée vers le « *PWM Generator* » qui permet de convertir cette valeur en un signal PWM afin de piloter le MOSFET du convertisseur Buck à l'aide d'un signal dent de scie « *saw wave* ». Le bloc « *PWM Generator* » est exposé sur la figure 67. Il sera aussi utilisé dans les autres régulateurs MPPT.

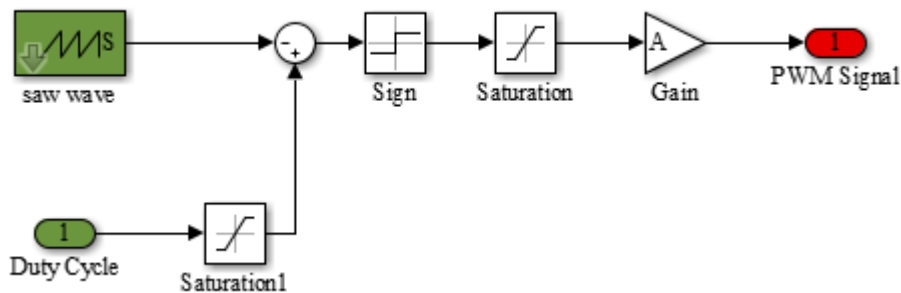


Figure 67: Bloc de génération du signal PWM

4.2.4.2. Régulateur InC

La modélisation du régulateur Incrément de la conductance sur MATLAB/Simulink est présentée sur la figure 68. Le régulateur comporte trois entrées : la tension « *V_PV* » et le courant « *I_PV* » produits par le panneau photovoltaïque et « *Enable* » qui permet d'activer ou désactiver le régulateur MPPT. La sortie est le rapport cyclique calculé par le régulateur.

Elle sera transformée en un signal PWM par le « *PWM Generator* ». Le bloc « *InC MPPT Controller* » est exposé sur la figure IV.10. Il calcule les deux valeurs dI/dV et I/V et les compare pour déterminer le rapport cyclique. La figure 69 dévoile la composition du bloc « *InC MPPT Controller* ».

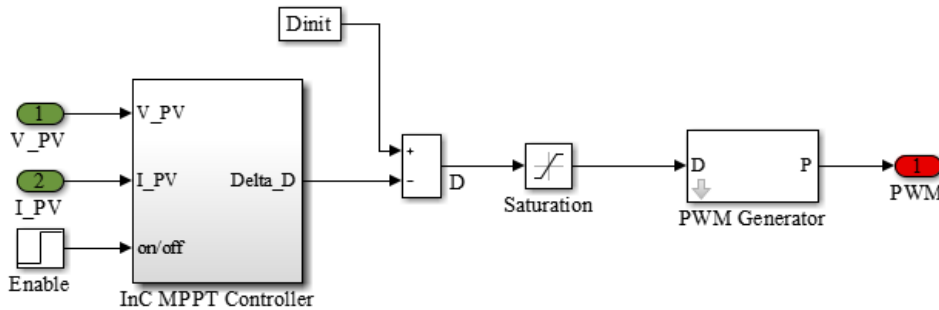


Figure 68: Modélisation de l'algorithme InC sur MATLAB/Simulink

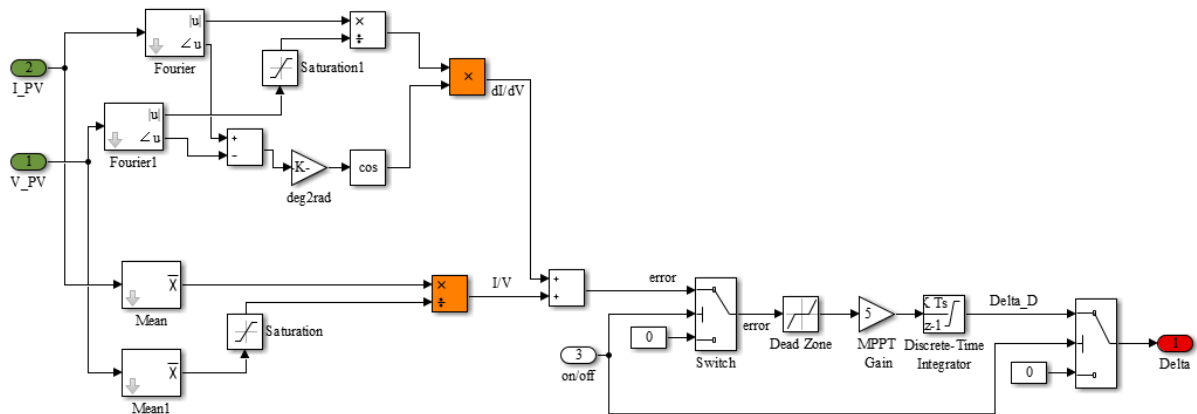


Figure 69: Bloc InC MPPT Controller de la figure IV.9

4.2.4.3. Régulateur FL

La figure 70 montre la modélisation du régulateur FL développé dans MATLAB/Simulink. « Error » et « dError » sont calculés à partir du courant et de la tension du générateur PV par les équations du chapitre 3. Le bloc « Fuzzy logic Controller » effectue les opérations de la fuzzification et la défuzzification.

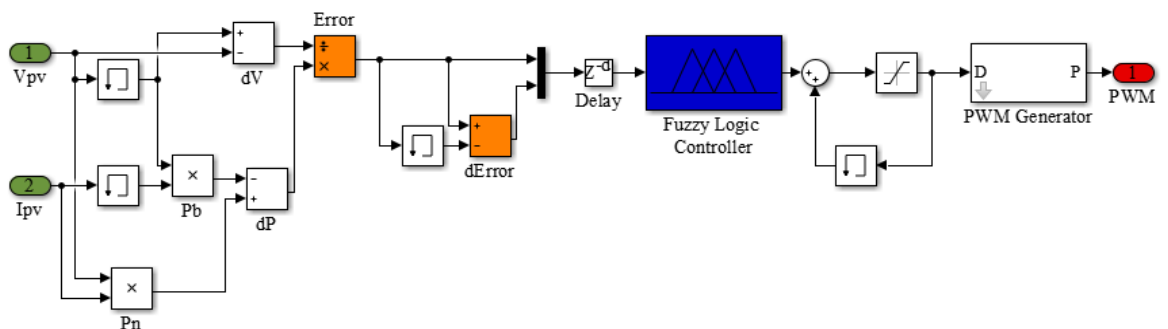


Figure 70: Modélisation de l'algorithme Fuzzy Logic sur MATLAB/Simulink

Dans la phase de la fuzzification, nous avons converti les entrées « *Error* » et « *dError* » en 7 valeurs linguistiques : Positive Big (*PB*), Positive Medium (*PM*), Positive Small (*PS*), Zero (*ZE*), Negative Small (*NS*), Negative Medium (*NM*) and Negative Big (*NB*), comme présenté sur les figures 71 et 72. Les valeurs linguistiques sont du type triangulaire et trapézoïdal.

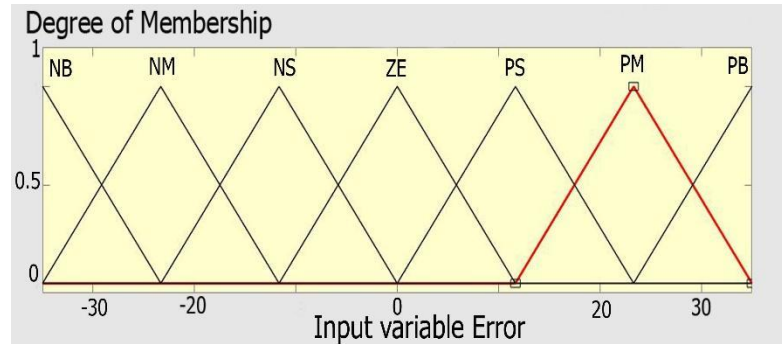


Figure 71: Variables linguistiques de l'entrée *Error*

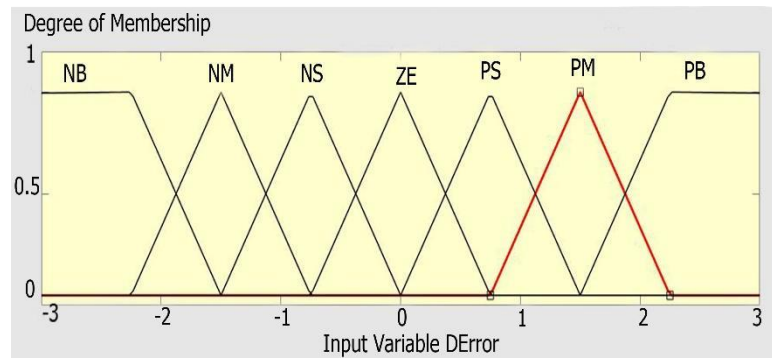


Figure 72: Variables linguistiques de l'entrée *dError*

Afin de déterminer la valeur du rapport cyclique, nous attribuons à chaque combinaison des deux valeurs linguistiques d'entrée « *Error* » et « *dError* » une valeur linguistique de sortie en suivant la table de vérité 8.

Tableau 8: Tableau des règles floues

Error DError	PB	PM	PS	ZE	NS	NM	NB
PB	ZE	ZE	ZE	NB	NB	NB	NB
PM	ZE	ZE	ZE	NM	NM	NM	NM
PS	ZE	ZE	ZE	NS	NS	NM	NM
ZE	NS	NS	ZE	ZE	ZE	PS	PS
NS	PM	PM	PS	NS	ZE	PS	ZE
NM	PM	PM	PM	PB	ZE	ZE	NS
NB	PB	PM	PM	PB	ZE	ZE	ZE

Nous pouvons ainsi déterminer la valeur de la variation du rapport cyclique qui prend aussi sept niveaux. L'intervalle de chaque niveau de sortie est représenté sur la figure 73.

Dans l'étape de défuzzification, on convertit les valeurs linguistiques en valeurs numériques.

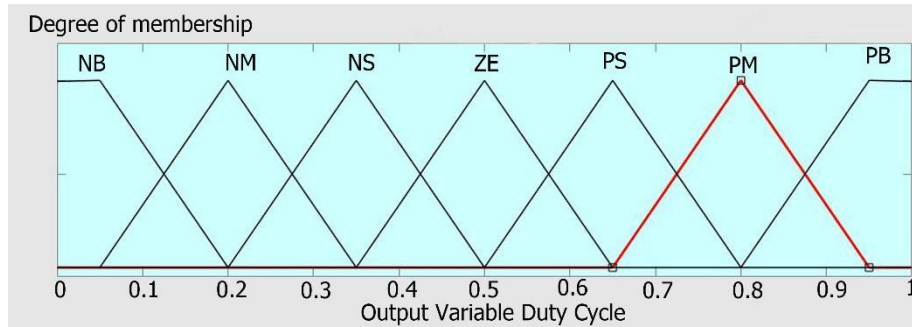


Figure 73: Les variables linguistiques de la sortie du régulateur FL

4.2.4.4. Régulateur FLT2

Dans cette partie, nous avons modélisé le régulateur FLT2 sur MATLAB/Simulink comme exposé sur la figure 74. Le bloc « Fuzzy Type 2 Controller » calcule le rapport cyclique à partir de deux entrées « Error » et « dError » qui sont calculées de la même manière que les entrées du régulateurs FL.

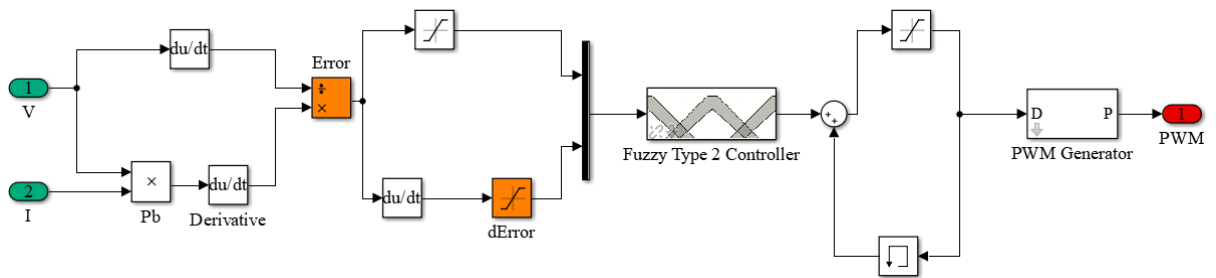


Figure 74: Modélisation de l'algorithme Fuzzy Logic Type 2 sur MATLAB/Simulink

Les règles et les fonctions d'appartenance du régulateur FLT2 sont similaires au régulateur FL. Cependant, les fonctions d'appartenance de type-2, définies sur la figure 75, comprennent un espace triangulaire tridimensionnel.

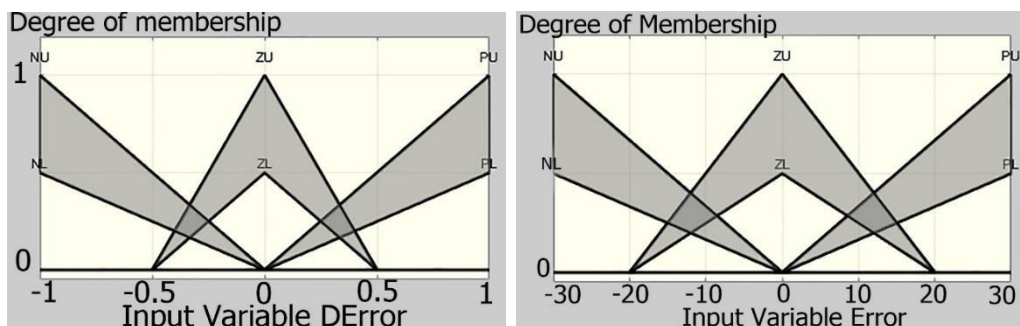


Figure 75: Valeurs linguistiques des entrées Error et dError du régulateur FLT2

Nous avons conçu trois fonctions d'appartenance pour les variables d'entrée et de

sortie. Les fonctions d'appartenance sont labelisées avec des variables linguistiques : Négatif (N), positif (P), zéro (Z). Les règles de l'algorithme MPPT basé sur la logique floue type 2 étudié sont également exposées dans le tableau 9.

Tableau 9: Tableau des règles floues du régulateur FLT2

Error \ DError	P	Z	N
P	P	P	Z
Z	N	Z	N
N	Z	N	N

Pour obtenir la variation du rapport cyclique en sortie, les ensembles flous du type 2 sont convertis en ensembles flous classiques par le bloc de la réduction de type qui effectue un calcul de centre de gravité. Ensuite la sortie est défuzzifiée de la même manière d'un régulateur FL.

4.2.4.5. Régulateur ANFIS

Le contrôleur ANFIS développé dans cette thèse comprend deux entrées : l'irradiation (Ir) et la température (T) et une seule sortie (OP), qui indique la puissance optimale prédite par le contrôleur ANFIS comme indiqué sur la figure 76. Pour la génération des neuf règles floues du régulateur, nous avons proposé un modèle d'inférence de Sugeno.

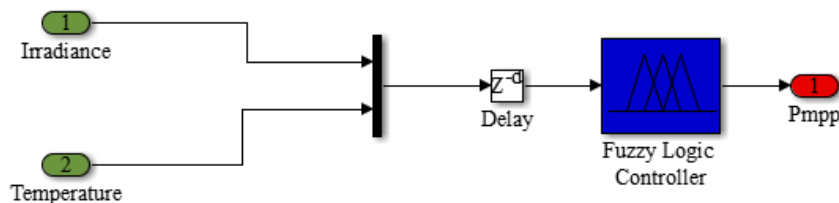


Figure 76: Modélisation de l'algorithme ANFIS sur MATLAB/Simulink

Afin d'obtenir la puissance optimale, il faut fournir au régulateur ANFIS une base de données qui contient les valeurs de température et d'irradiation et la valeur de la puissance correspondante en sortie. Nous avons obtenu les données utilisées dans le régulateur ANFIS par simulation. La base de données contient différentes valeurs de température et d'irradiation. La température varie de 0°C à 60°C avec un pas de 10°C tandis que l'irradiation varie de 1 W/m² à 1300 W/m² avec un pas de 100 W/m² (Annexe C). Après la simulation des deux variantes d'entrées, on obtient un ensemble de données d'environ 168 ensembles qu'on utilisera pour former le contrôleur ANFIS.

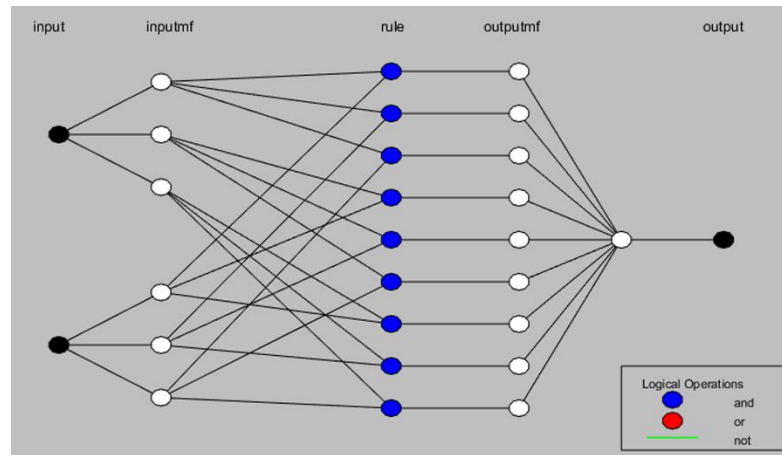


Figure 77: Structure du régulateur ANFIS sur MATLAB/Simulink

À l'aide de ces données, le régulateur ANFIS construit un système d'inférence floue (FIS). A l'aide de la méthode d'optimisation hybride d'apprentissage, les fonctions d'appartenance sont construites. « *Training data* » qui correspond aux données initiales fournies au régulateur ANFIS correspond étroitement à la sortie représentée sur la figure 78.

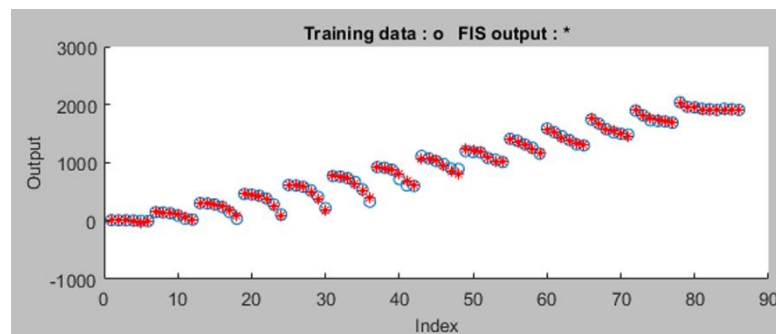


Figure 78: Training Data et la sortie du régulateur ANFIS

La figure 79 montre les neuf règles du régulateur ANFIS. Par exemple, lorsque l'irradiation est 655W/m² et la température est 35°C, la puissance optimale à la sortie du régulateur ANFS est 926W.

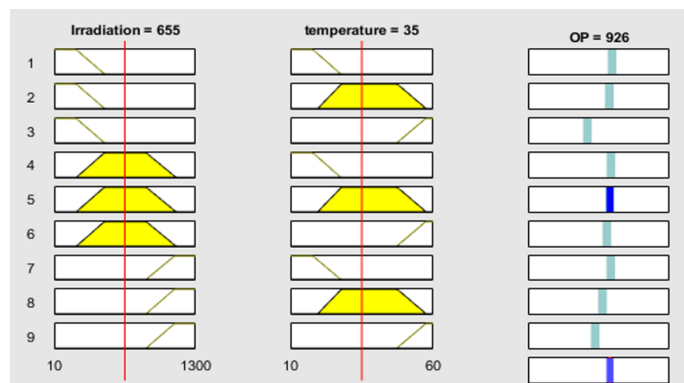


Figure 79: Les règles du régulateur ANFIS

La figure 80 présente le graphe tridimensionnel entre la température, l'irradiation et la puissance de sortie. La surface montre que lorsque l'irradiation augmente, la puissance de sortie augmente également, ce qui vérifie les courbes I-V et P-V du générateur PV.

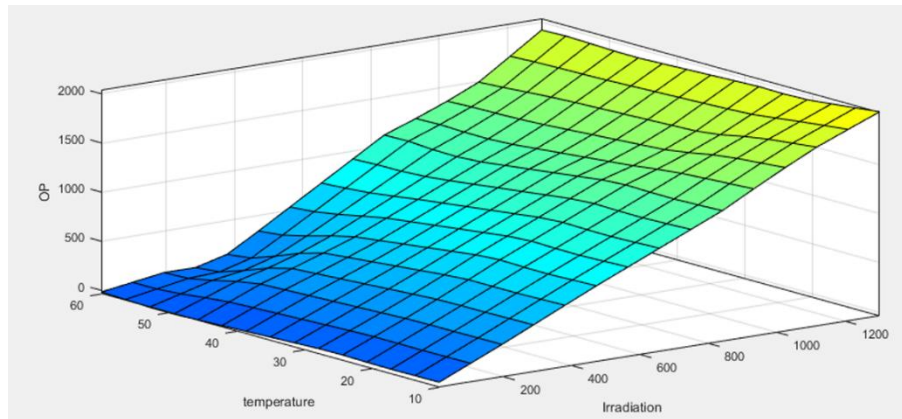


Figure 80: La surface entre l'irradiation, la température et la puissance de sortie

La puissance optimale de sortie est comparée avec la puissance instantanée produite par le générateur PV. L'erreur est envoyée vers un régulateur PI afin de déterminer la valeur du rapport cyclique. Le rapport cyclique est converti ensuite en signal PWM afin de piloter le MOSFET du Convertisseur Buck.

4.2.4.6. Régulateur MI hybride proposé

Le régulateur Mamdani-Incrémentation hybride proposé dans le chapitre IV est modélisé sur l'environnement Simulink comme présenté sur la figure 81. Le modèle contient un sub-system « *Incremental* » qui traduit le raisonnement de l'algorithme Incrémentation de la conductance. Le sub-system est fourni dans l'annexe D sous forme d'un fichier *M-file*.

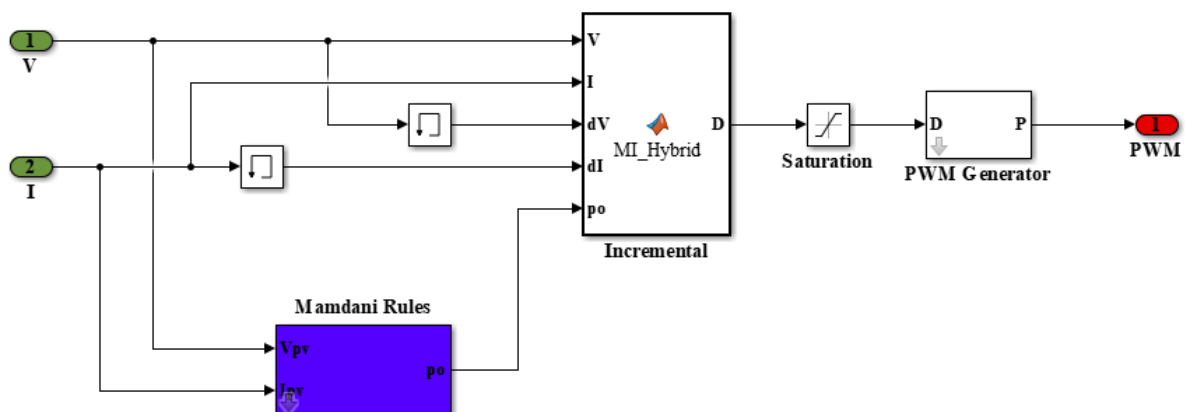


Figure 81: Modélisation du régulateur MI hybride proposé sur MATLAB/Simulink

Le pas de variation du rapport cyclique est calculé par le bloc « Mamdani Rules » qui est présenté sur la figure 82. Le bloc prend en entrée la tension et le courant du générateur PV, qui représentent les mêmes entrées du bloc « *Incremental* », et calcule ensuite dI et dP pour les fournir au « *Mamdani Controller* » qui est chargée de calculer le pas optimal de variation du rapport cyclique p_o en respectant les fonctions d'appartenance et les règles de Mamdani qu'on lui a fournies, comme présenté sur la figure 83.

Les figures 84, 85 et 86 montrent les fonctions d'appartenance des variables d'entrée (dP et dI) et de sortie p_o . Les cinq classes de chaque variable (NB, NS, Z, PS, PB) ont une forme triangulaire. La variable d'entrée dP varie de -10 à 10, dI de -3 à 3 et p_o de -1 à 1.

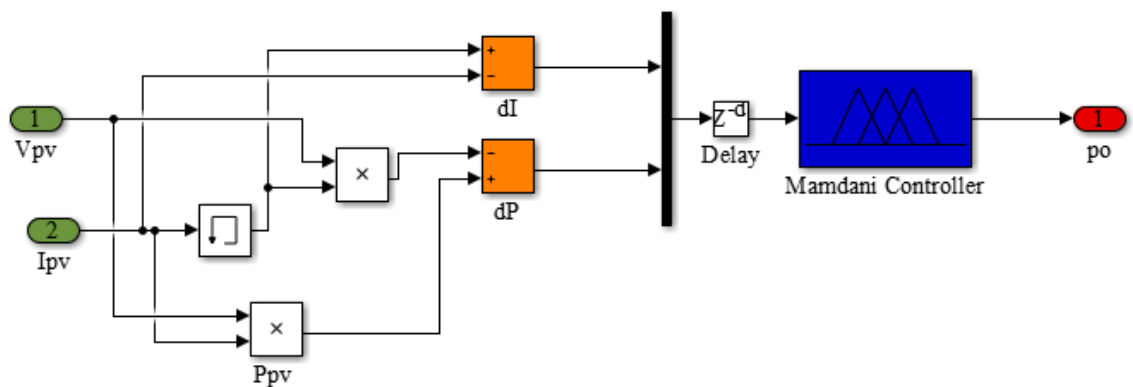


Figure 82: Bloc de Mamdani Rules

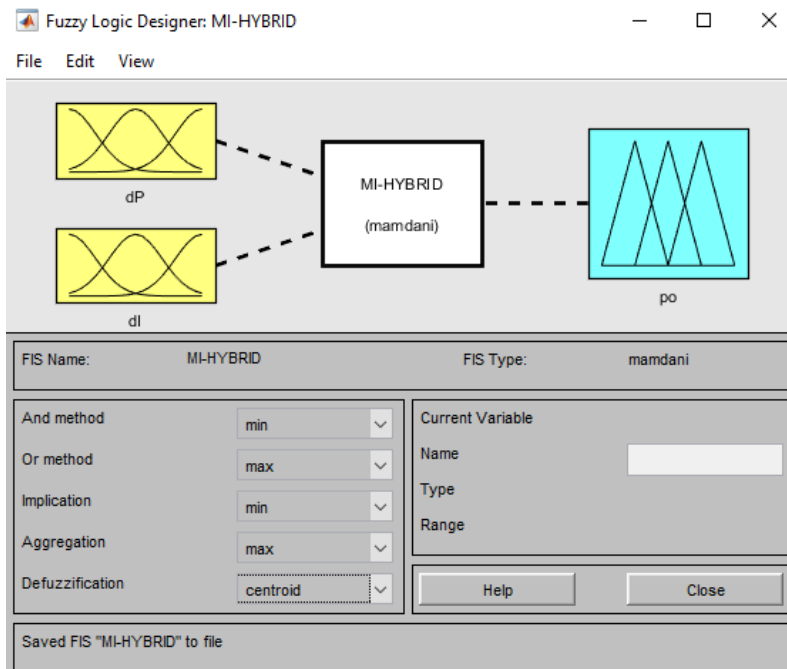


Figure 83: Désigne du régulateur Mamdani flou

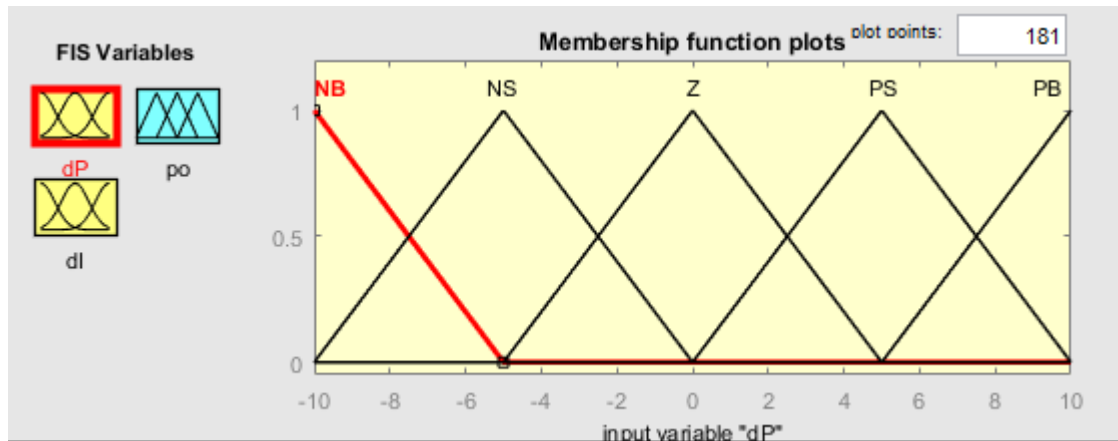


Figure 84: Editeur MATLAB des fonctions d'appartenance de la variable d'entrée dP

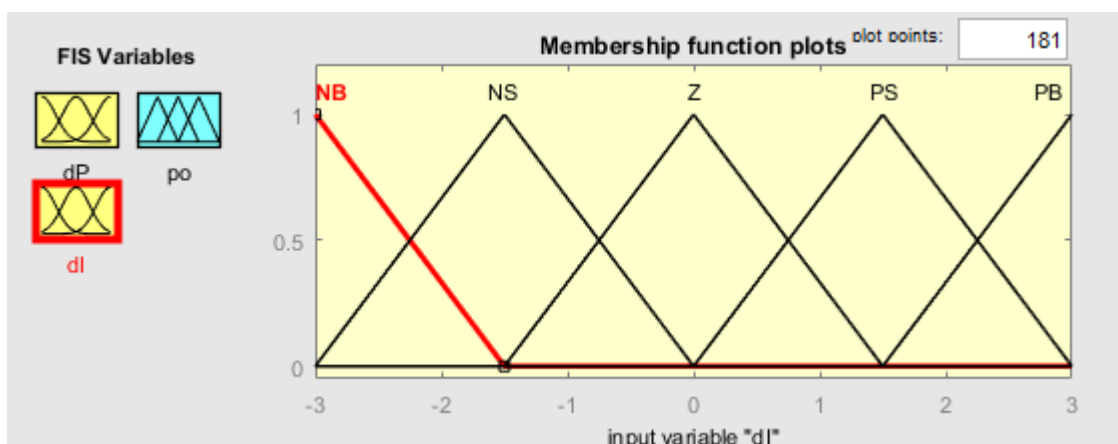


Figure 85: Editeur MATLAB des fonctions d'appartenance de la variable d'entrée dI

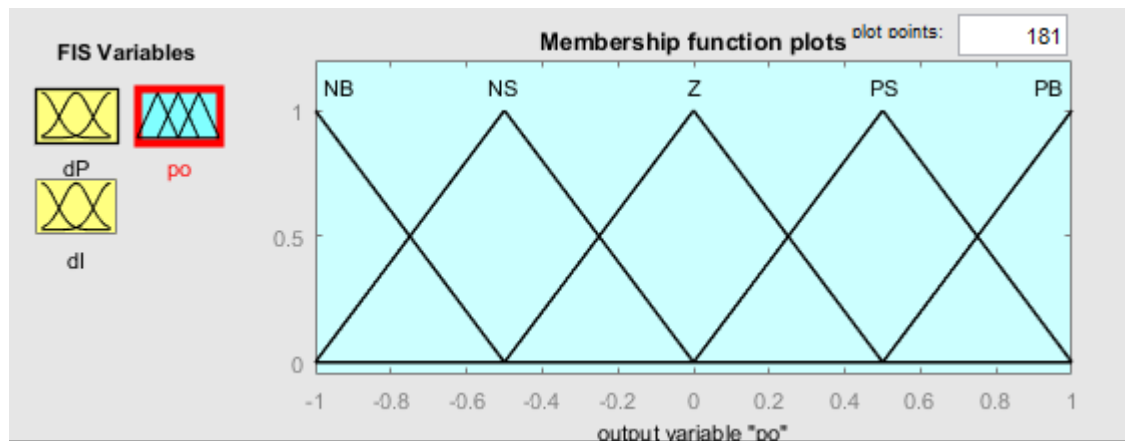


Figure 86: Editeur MATLAB des fonctions d'appartenance de la variable de sortie po

Les règles de Mamdani du chapitre précédent sont converties sous la forme if ... and ... then à l'aide de l'éditeur des règles comme montré sur la figure 87.

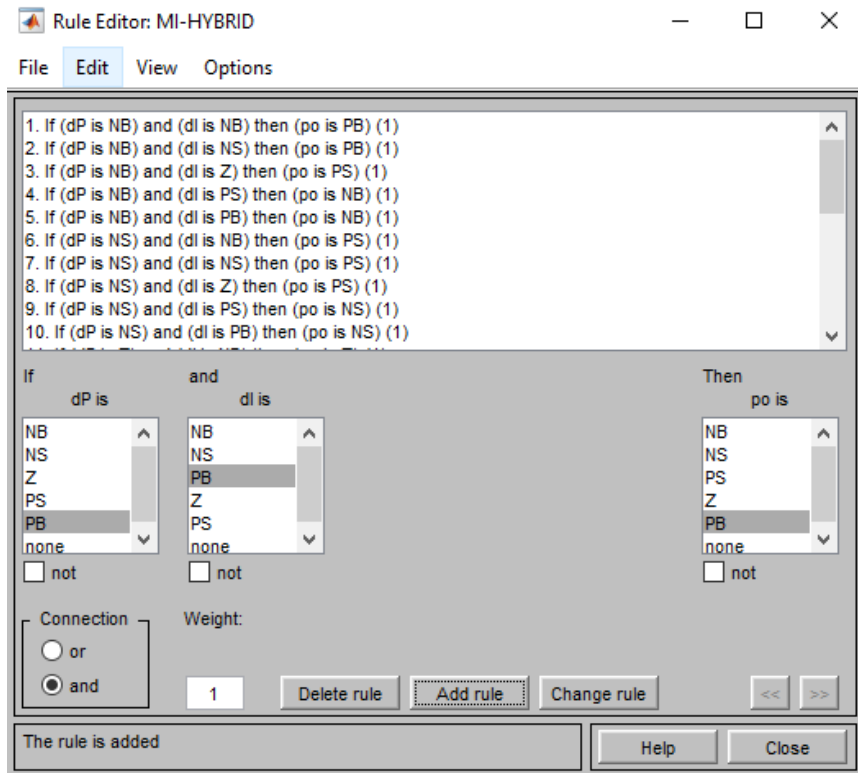


Figure 87: Editeur MATLAB des règles de Mamdani

4.3. Simulations du système PV global

Avant de simuler le système PV avec les régulateurs MPPT, nous avons simulé le système sans aucune commande MPPT et tracé ensuite les courbes de puissance, de courant et de tension sur les figures 88, 89 et 90 respectivement, afin de comparer le rendement du système PV autonome avec et sans régulateur MPPT. Les courbes ont été tracées sous les conditions standards : une irradiation de 1000W/m^2 et une température de 25°C .

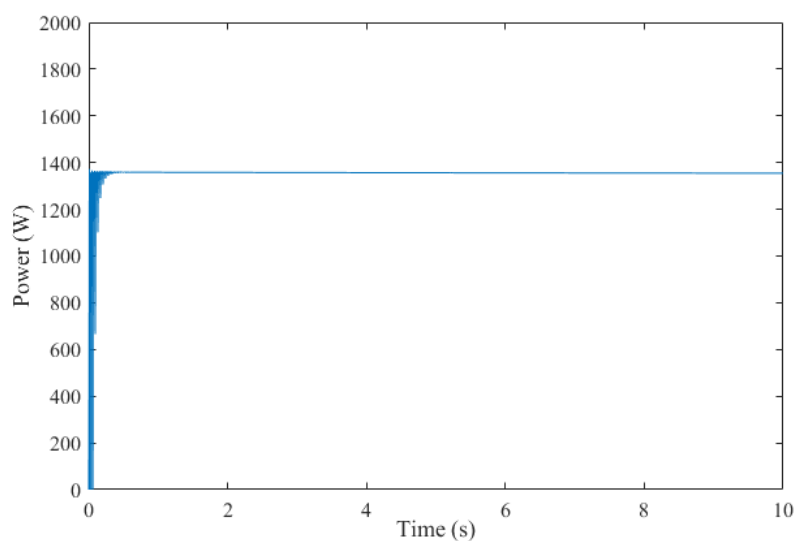


Figure 88: Puissance du générateur PV dans le cas d'un branchement direct

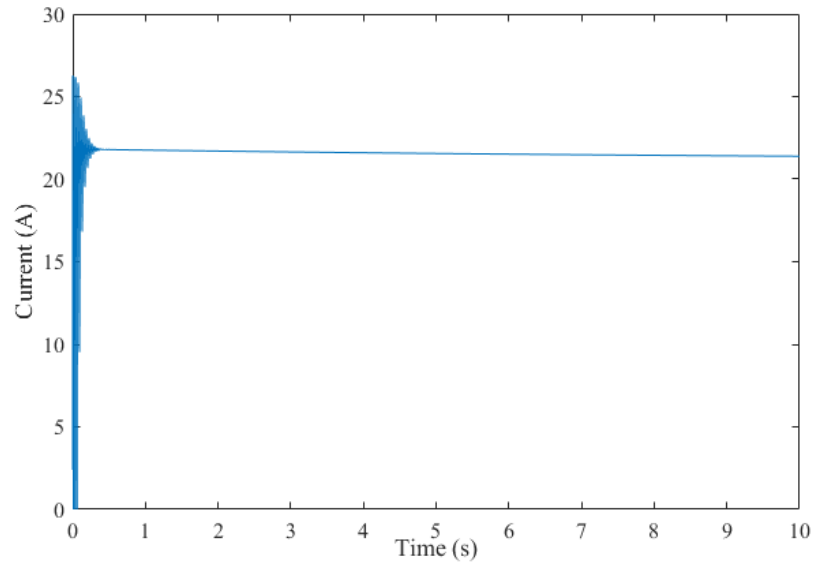


Figure 89: Courant du générateur PV dans le cas d'un branchement direct

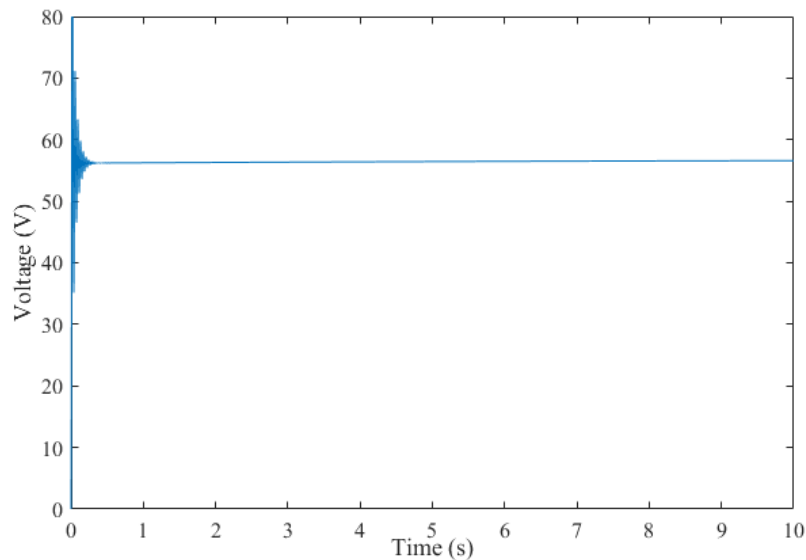


Figure 90: Tension du générateur PV dans le cas d'un branchement direct

La puissance délivrée à la sortie du générateur PV est de l'ordre de 1210W. Cette puissance reste loin de la puissance maximale (1527W) dans les mêmes conditions climatiques. Le courant du générateur PV et sa tension obtenus lors d'un branchement direct sans régulateur MPPT sont 21.39A et 56.59V, respectivement. Le rendement η du système sans MPPT est 79.24%. Il peut être calculé par la relation suivante :

$$\eta = \frac{P_v}{P_{mpp}} \times 100 \quad (\text{IV.5})$$

Avec :

- P_{pv} est la puissance mesurée à la sortie du générateur PV ;
- P_{mpp} La puissance maximale attendue sous les mêmes conditions climatiques.

Nous avons procédé ensuite à la simulation du système photovoltaïque global autonome (figure 61) avec les différents régulateurs MPPT étudiés et modélisés précédemment dans le but de vérifier leurs performances et évaluer leurs efficacités. Des chercheurs, pour tester l'efficacité des algorithmes MPPT, vérifient en plus la variation de la charge, mais dans notre cas on ne sera pas intéressé par ce facteur vu que le système étudié est un système autonome où la charge ne représente pas des variations remarquables, contrairement aux charges alimentées par les systèmes raccordés au réseau.

Les algorithmes MPPT ont été testés sous MATLAB/Simulink dans différentes conditions climatiques (irradiation et température) afin de vérifier leurs comportements et leurs performances dans des conditions climatiques stables et variables lors de trois scénarios différents. Dans le premier scénario, les simulations des algorithmes MPPT étudiés étaient sous une irradiation et température stables. Dans le deuxième scénario les tests étaient sous une irradiation variable et une température fixe tandis que dans le dernier scénario, les tests étaient sous une irradiation stable et une température variable.

4.3.1. Scénario 1 : Température et irradiation stables

Dans cette partie, nous avons simulé le système global avec les algorithmes P&O, InC, FL, FLT2, ANFIS et MI hybride proposé sous MATLAB/Simulink. Nous avons fixé l'irradiation à 920 W/m^2 et la température à 26.5°C .

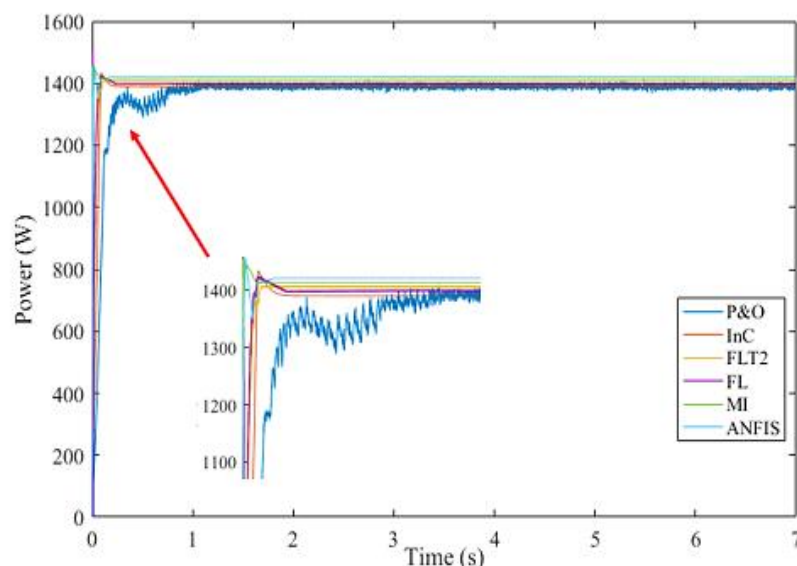


Figure 91: Puissance de sortie du générateur PV à $I_r=920 \text{ W/m}^2$ et $T=26.5^\circ$

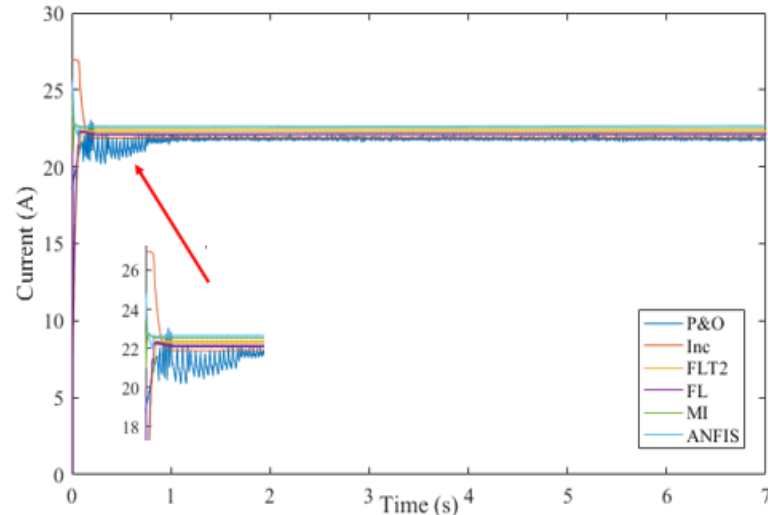


Figure 92: Courant de sortie du générateur PV à $I_r=920 \text{ W/m}^2$ et $T=26.5^\circ$

Les figures 91, 92 exposent la puissance et le courant de sortie du générateur PV, respectivement, dans des conditions météorologiques stables. Les figures montrent l'efficacité des algorithmes P&O, InC, FL, FLT2, ANFIS et le MI hybride à suivre le MPP. La comparaison entre ses algorithmes peut montrer que l'algorithme P&O représente des paramètres statistiques les plus faibles et une réponse dynamique très oscillante. Il atteint 1355 à $t=0.85\text{s}$. L'algorithme InC donne des résultats améliorés par rapport au P&O au niveau de stabilité et rapidité, il atteint 1360.12 à $t=0.4\text{s}$. Le FL et FLT2 sont capables de suivre correctement le MPP, ils gagnent respectivement 1384.7 et 1398.05 W à $t=0.33\text{s}$ et $t=0.21\text{s}$. Le MI développé et le ANFIS donne des résultats satisfaisants et une courbe de puissance stable et sans oscillations. A $t=0.18$ ANFIS atteint 1409 W alors que le MI atteint 1406.23W A $t=0.15\text{s}$. Le MI hybride proposé alors est plus rapide que l'algorithme ANFIS avec des puissances très proche l'une de l'autre.

4.3.2. Scénario 2 : Température stable et irradiation variable

Après avoir vérifié les performances des algorithmes MPPT dans des conditions climatiques stables, nous avons pensé à suivre le comportement des algorithmes dans le cas d'une température fixée à 26.5°C et une irradiation variable. La figure 95 montre les courbes de température et d'irradiation appliquées au système PV. Au début de la simulation, l'irradiation prend la valeur 920 W/m^2 jusqu'à $t=2\text{s}$ puis commence à diminuer progressivement. A $t=4\text{s}$, l'irradiation atteint 430 W/m^2 pour ensuite augmenter rapidement à sa valeur initiale.

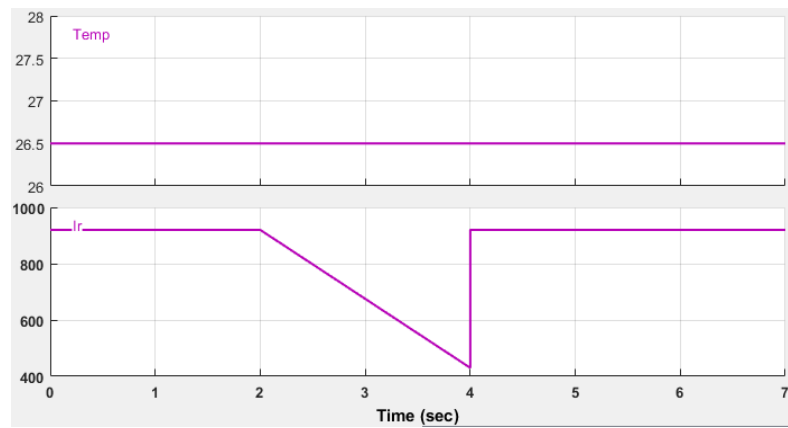


Figure 93: Allure de la température et l'irradiation appliquées au générateur PV (Scénario 2)

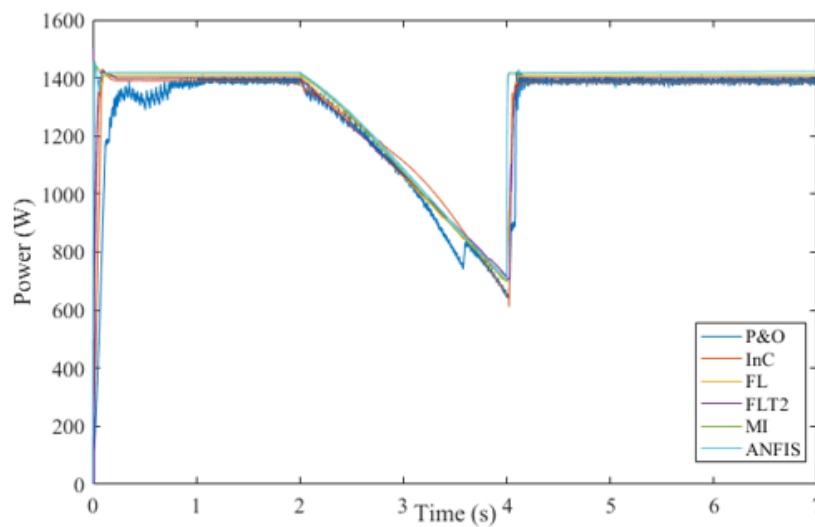


Figure 94: Puissance du générateur PV à température fixe et irradiation variable

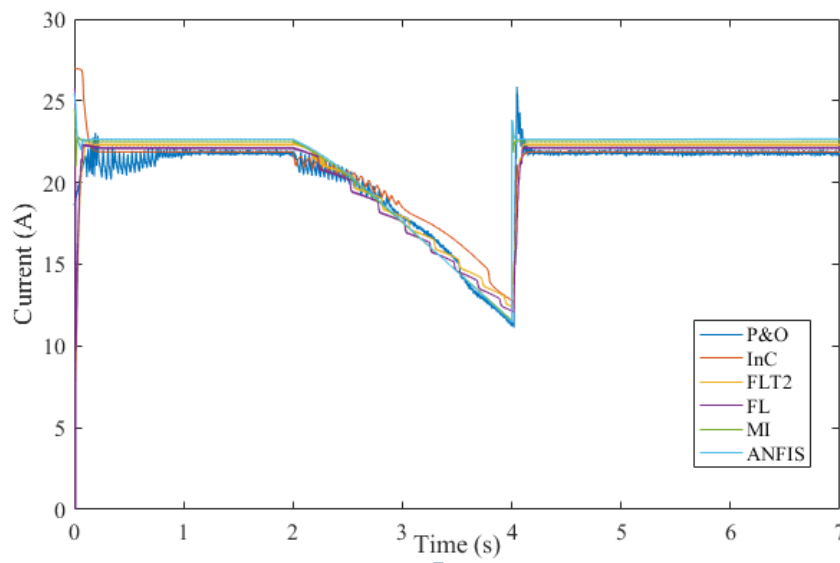


Figure 95: Courant du générateur PV à température fixe et irradiation variable

Les figures 96 et 97 exposent la puissance et le courant de sortie du générateur PV, respectivement, sous une irradiation variable. La courbe d'irradiation se compose de trois

zones :

- Dans la première zone, l'irradiation est stable, les algorithmes alors ont le même comportement du scénario 1.
- Dans la deuxième zone l'irradiation commence à diminuer progressivement jusqu'à atteindre la valeur 430 W/m^2 . Le changement rapide de l'éclairement provoque une divergence du P&O et du InC. La courbe de puissance du P&O possède deux pics minimaux. Le FL et le FLT2 ont de petites fluctuations dans cette zone tandis le ANFIS et le MI suit parfaitement la variation d'irradiation.
- Dans la dernière zone, l'irradiation augmente rapidement pour parvenir à la valeur initiale à $t=4\text{s}$. Le P&O arrive à atteindre le MPP avec des oscillations remarquables à $t=4.82\text{s}$ et l'InC à $t=4.4\text{s}$ avec moins d'oscillations. Le FL, FLT2, ANFIS et MI suivent la variation d'irradiation sans oscillations.

4.3.3. Scénario 3 : Température variable et irradiation stable

Dans le dernier scénario, on applique au système PV une irradiation fixe et une température variable. La figure 98 montre les courbes d'irradiation et de température imposées au système PV. L'irradiation est fixée à 920 W/m^2 tandis que la température prend la valeur 26.5°C au début de la simulation jusqu'à l'instant $t=1.5\text{s}$, ensuite elle augmente pour atteindre 45°C à $t=2.25$ et diminue progressivement pour atteindre sa valeur initiale à $t=3\text{s}$.

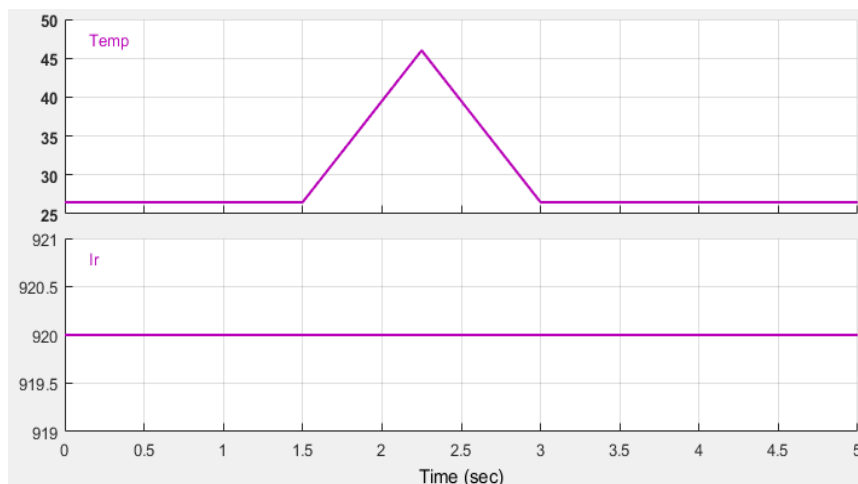


Figure 96: Allure de la température et l'irradiation appliquées au générateur PV (Scénario 3)

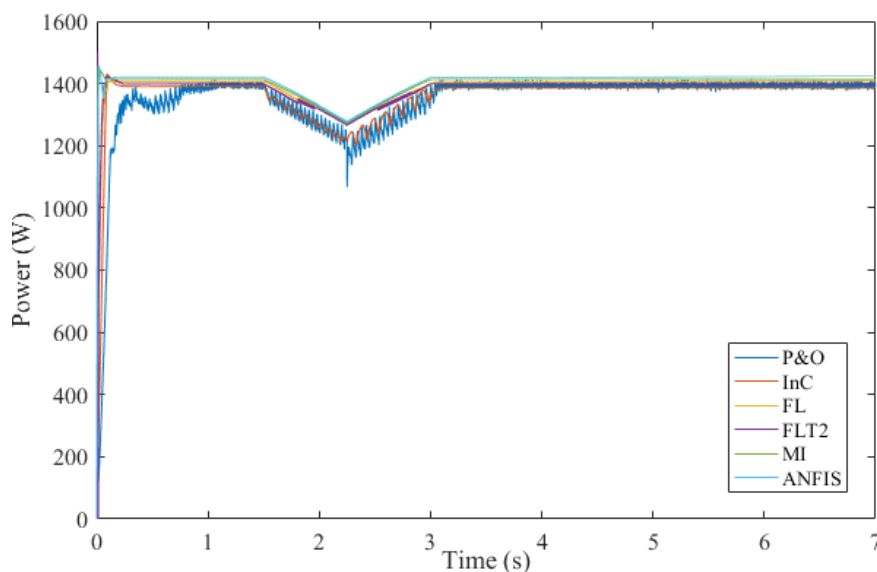


Figure 97: Puissance du générateur PV à irradiation fixe et température variable

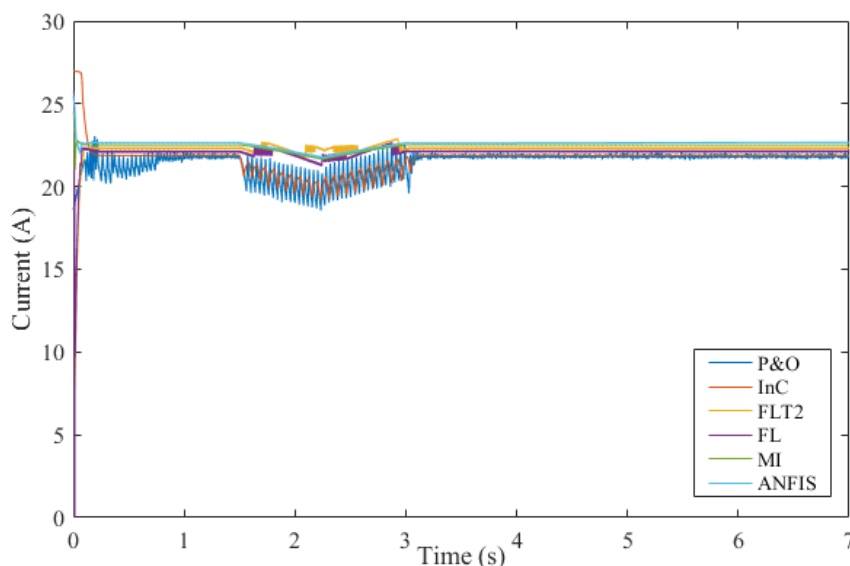


Figure 98: Courant du générateur PV à irradiation fixe et température variable

La puissance et le courant du générateur PV dans le cas d'une température variable et une irradiation fixe sont représentés sur les figures 99 et 100. Les courbes passent par trois zones :

- Dans la première zone on applique une irradiation fixe de 920W/m^2 et une température de 26.5°C . Le comportement des algorithmes est le même que dans le premier scénario.
- Dans la deuxième zone l'irradiation reste fixe et la température augmente progressivement pour atteindre 46°C . La puissance du générateur PV diminue alors graduellement pour atteindre 1210W pour le P&O, 1225.4 pour l'InC, 1280W pour

- FL, 1284.45W pour FLT2, 1289.3W pour MI et 1290W pour ANFIS. Le P&O et l'InC présente des fluctuations remarquables autour du MPP. Le Mi et le ANFIS suivent parfaitement le MPP sans oscillations.
- Dans la troisième zone l'irradiation est encore fixe alors que la température diminue progressivement pour atteindre sa valeur initiale. Les algorithmes essaient de suivre le MPP. Le ANFIS et le MI montrent des performances de suivi très importantes.

L'intégration des algorithmes MPPT permet d'optimiser le système photovoltaïque et gagner environ 20% de la puissance. Les trois scénarios nous ont permis de tester les performances des six algorithmes MPPT étudiés dans cette thèse. Le tableau 10 résume les simulations faites dans ce chapitre et décrit les caractéristiques et les performances des algorithmes MPPT. Il présente la puissance, le temps de réponse, le rendement, le niveau d'oscillations ainsi que la complexité de chaque régulateur MPPT.

Tableau 10: Tableau comparatif des algorithmes MPPT

L'algorithme	Puissance (P)	Temps de réponse (s)	Rendement (%)	Oscillations	Complexité
Sans MPPT	1210	-	79.24	-	-
P&O	1355-1350	0.85	95.75	Elevées	Simple
InC	1360.12	0.4	96.12	Moyennes	Simple
FL	1384.7	0.33	97.85	Moyennes	Moyenne
FLT2	1398.05	0.21	98.80	Basses	Compliqué
MI	1406.23	0.15	99.39	Basses	Moyenne
ANFIS	1409	0.18	99.57	Basses	Compliqué

4.4. Conclusion

Ce chapitre a mis en évidence le design et la simulation du système photovoltaïque proposé avec les différents algorithmes MPPT, dans le but de tester les performances des six algorithmes MPPT étudiés et vérifier leurs fonctionnalités. Le système proposé se compose d'un générateur PV de six panneaux photovoltaïques, d'un convertisseur Buck, d'un régulateur

MPPT et d'un banc de quatre batteries. Chaque bloc de notre système a été modélisé sous MATLAB/Simulink et présenté en détails dans ce chapitre.

La première simulation du système PV était faite sans régulateur MPPT afin d'évaluer l'efficacité des régulateurs MPPT. Ensuite nous avons intégré les six régulateurs MPPT sous trois conditions climatiques : une irradiation de 920 W/m² et une température de 26.5 °C, une irradiation variante entre 920 et 430 W/m² et une température de 26°C et enfin une irradiation de 920 W/m² et une température variante entre 26 et 45°C. Les régulateurs MPPT ont permis une augmentation de rendement d'environ 20%. Les résultats de simulation montrent une différence entre les performances des algorithmes MPP. Le P&O présente des oscillations remarquables autour du MPP, un temps de réponse le plus long et une perte du MPP dans les variations des conditions climatiques à cause du pas de variation du rapport cyclique. L'algorithme InC a pu minimiser les oscillations du P&O dans le mode transitoire et dynamique et dépasser son temps de réponse. Le FLT2 montre une amélioration par rapport au FL au niveau des oscillations et de la rapidité. Le ANFIS prouve une stabilité et un meilleur rendement tandis que l'algorithme MI hybride développé présente à son tour un rendement très proche à celui du ANFIS et demeure plus rapide que lui. Le MI hybride proposé reste stable dans la variation des conditions climatiques et dépasse le InC et le FL étant donné qu'il regroupe leurs avantages et leur efficacité.

Cette étape de simulation est très importante et nécessaire avant de passer à l'étape d'implémentation qui sera présenté dans le chapitre suivant. Le choix de la température et de l'irradiation dans les conditions stables était basé sur une mesure réelle des conditions climatique afin de pouvoir faire une comparaison entre la simulation et l'expérience dans les mêmes conditions.

Chapitre 5

Implémentation des algorithmes MPPT

Le dernier chapitre vérifie expérimentalement les résultats de simulation du quatrième chapitre et teste les performances du système PV et des régulateurs MPPT étudiés en temps réel et sous des conditions météorologiques réelles. Le chapitre décrit en détail le banc expérimental utilisé pour l'implémentation des régulateurs MPPT et présente les résultats des tests afin de les comparer avec les résultats de simulations.

5. Implémentation des algorithmes MPPT

5.1. Introduction

L'algorithme MI hybride proposé, basé sur l'incrémental conductance classique et les règles de Mamdani, a démontré dans les simulations du chapitre précédent une stabilité, un rendement et une rapidité très satisfaisants comparé aux P&O, InC, FL et FLT2.

Pour valider expérimentalement les résultats de simulation des algorithmes MPPT étudiés dans les deux chapitres précédents, et tester leur performance en temps réel et sous des conditions météorologiques réelles, nous avons procédé à l'implémentation des algorithmes MPPT étudiés dans cette thèse.

Dans ce chapitre, nous allons présenter le banc expérimental utilisé dans le test des algorithmes MPPT. Les courbes de tension, de courant et de puissance de chaque algorithme seront exposées afin de faire une comparaison entre les six algorithmes. Le rendement, le niveau de complexité, le nombre de capteurs pour chaque technique seront présentés dans ce chapitre.

5.2. Banc expérimental

Le banc expérimental se compose de six panneaux PV (TS 255-60), dont les caractéristiques sont représentées dans le tableau du chapitre précédent, reliés à quatre batteries (Maribat 12V 165Ah) à travers un convertisseur DC/DC de type Buck. Le MOSFET du convertisseur Buck est commandé par le CompactRio de National Instrument. La figure 101 présente le schéma synoptique du montage expérimental et montre les connexions entre le générateur PV, le convertisseur Buck et les batteries.

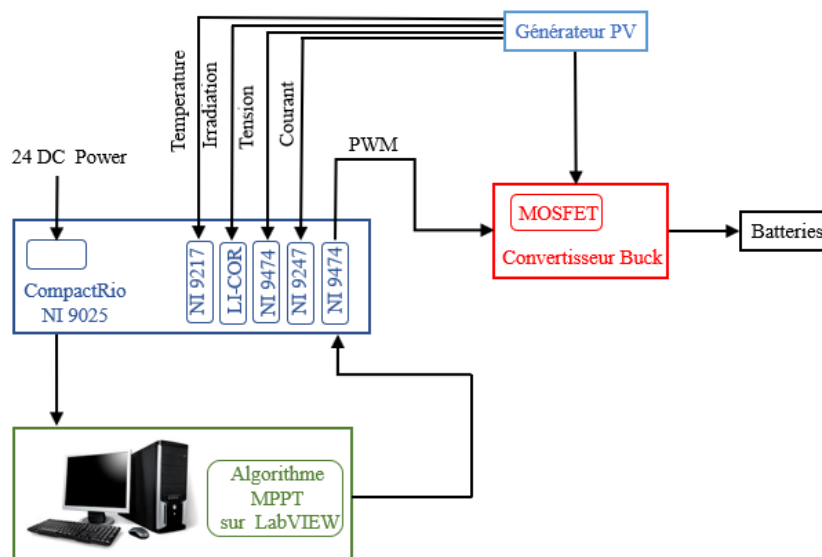


Figure 99 : Schéma synoptique du montage expérimental

Le compactRio et ses modules d'entrée et de sortie, représentés sur la figure 102 jouent un rôle d'interface entre le système PV et le régulateur MPPT. Le compactRio est un contrôleur qui

regroupe à la fois un processeur NI linux Real-Time, un FPGA programmable et des entrées/sorties modulaires. Il est utilisé dans les applications qui nécessitent une acquisition de données, un contrôle ou un traitement de signal.



Figure 100 : CompactRio, son alimentation et les modules d'entrée et de sortie

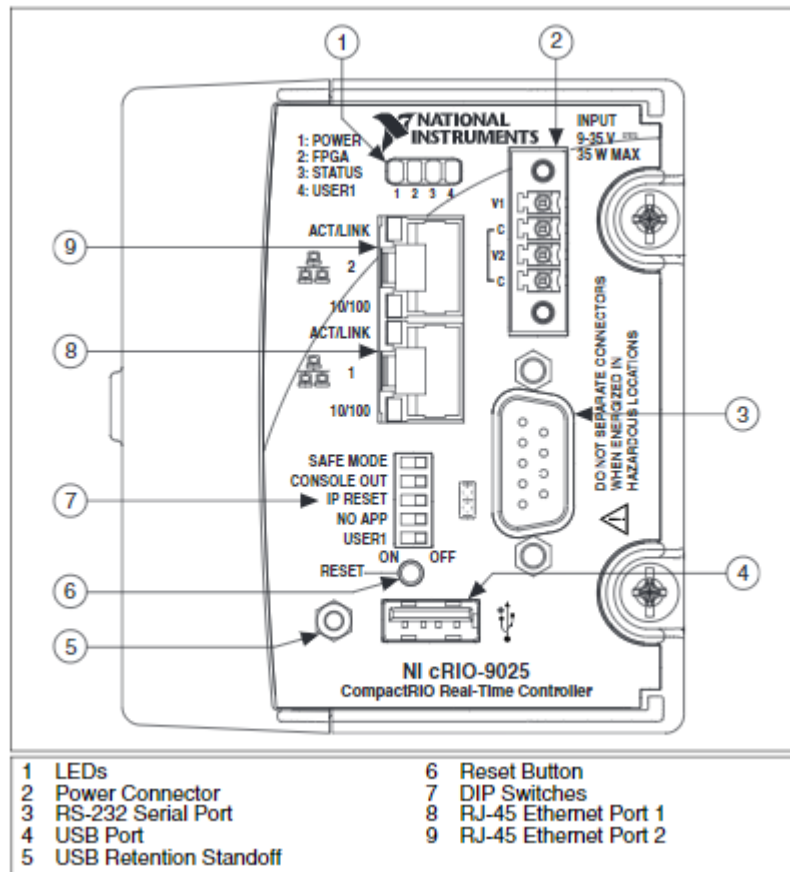


Figure 101 : Interface CompactRio cRIO-9025

Dans notre application, nous avons utilisé le CompactRio cRio-9025 (figure 103). Il est caractérisé par une vitesse de 800 MHz et un mémoire de 512 MB DRAM et 4 GB de stockage. Il est muni d'une alimentation 24V/50W. Pour le relié avec les modules d'entrée et de sortie, on utilise un châssis. Les spécifications du Crio9025 est dans l'annexe E. L'acquisition des données de température,

d'irradiation, de courant et de tension se fait à l'aide des modules d'entrée. La tension et le courant sont mesurés par les modules NI 9225 (*Module d'entrée de tension de la Série C, 3 voies, entrée simultanée, 24 bits, 50 kéch./s/voie, 300 V_{eff}*) et NI 9247 (*Module d'entrée de courant de la Série C, 3 voies, 24 bits, 147 A pic, 50 A_{eff}, 50 kéch./s*), respectivement. La température et l'irradiation sont, à leurs tours, mesurés par les modules NI 9217 (*Module d'entrée de température de la Série C pour sonde RTD PT 100, 4 voies, 400 éch./s total, 0 Ω à 400 Ω*) et le capteur LI-COR Light (*NI Wireless Sensor*). (Annexes E-G).

Les régulateurs MPPT sont programmés dans le logiciel LabVIEW qui est compatible avec le matériel qu'on a choisi. Le logiciel LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench) de National Instrument permet de mesurer par acquisition les données, de contrôler et commander les systèmes et les instruments de mesure à travers une interface graphique (langage G). Le rapport cyclique calculé par les algorithmes MPPT commande le MOSFET du convertisseur DC/DC par un signal PWM généré par le module de sortie NI 9474 (*Module numérique de la Série C, 1 μ s, 8 voies, 30 V*) (annexe H). La figure 104 présente le banc expérimental utilisé dans cette thèse.

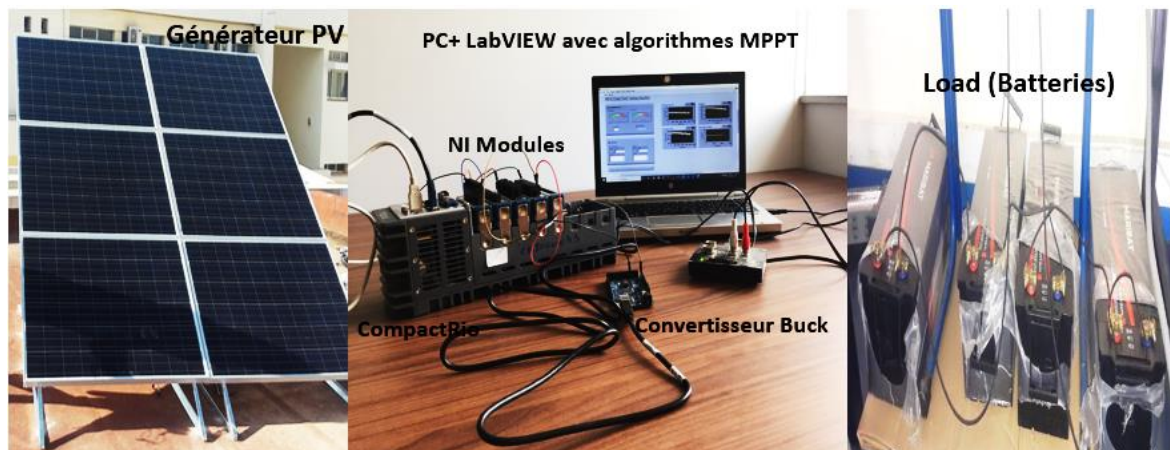


Figure 102: Banc expérimental

Les programmes développés sous le logiciel LabVIEW sont appelés des VIs (Virtual instrument). Chaque VI se compose d'une face avant pour le pilotage du système PV et d'un diagramme qui contient le code graphique et les structures de contrôle tels que les boucles les séquences et les conditions. La face avant et le diagramme de notre système PV développés sous le logiciel LabVIEW sont représentés respectivement sur la figure 105 et 106. La face-avant contient des graphes de courant, de tension et de puissance du générateur PV, ainsi que les graphes d'irradiation et de température.

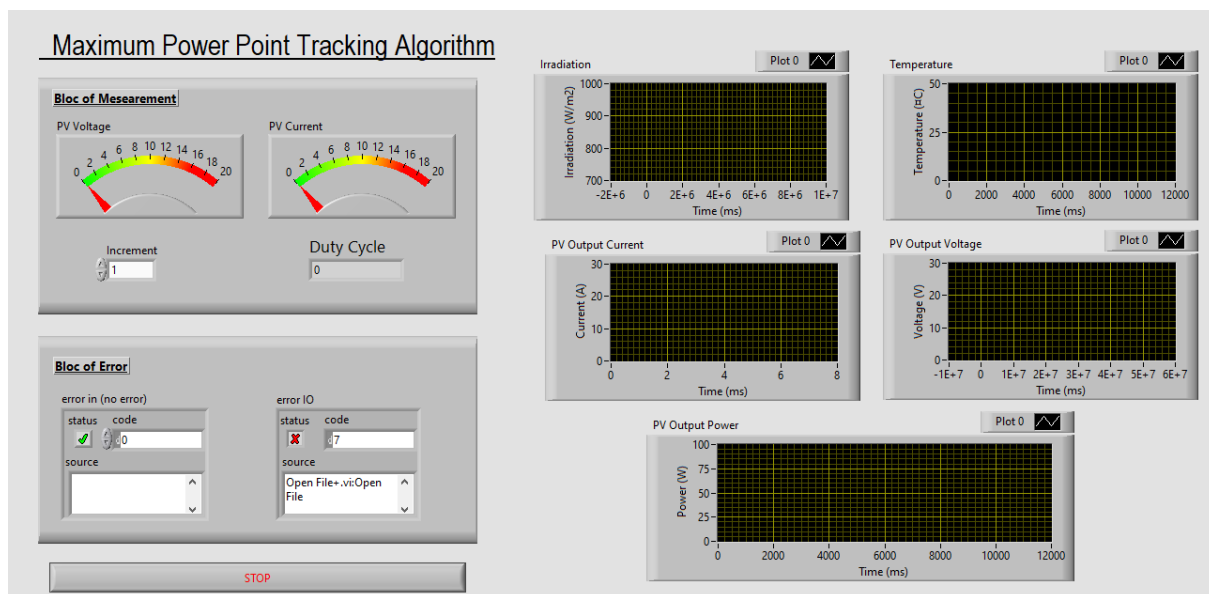


Figure 103: Face-avant du logiciel LabVIEW

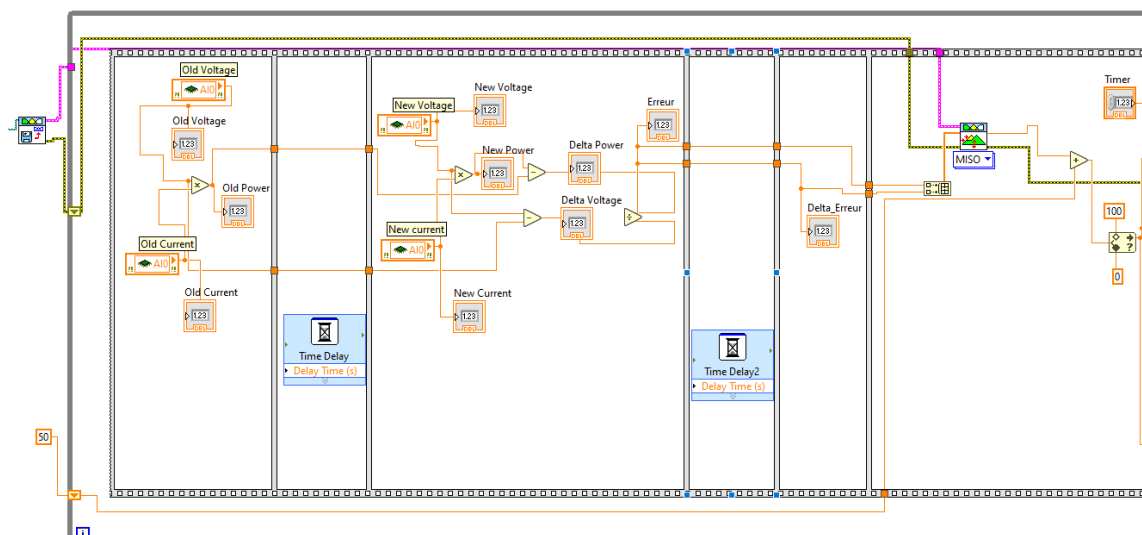


Figure 104: Diagramme du logiciel LabVIEW

5.3. Tests et résultats expérimentaux

Afin de tester les algorithmes MPPT développés dans cette thèse expérimentalement, et comparer les résultats de simulation du chapitre précédent avec ceux de l'expérience, nous avons implémenter les algorithmes MPPT à l'aide du logiciel LabVIEW et du contrôleur CompactRio dans le système photovoltaïque. Nous avons tracé les courbes de tension, de courant et de puissance du générateur PV sous une irradiation de 920 W/m² et une température de 26.5°C.

5.3.1. Le régulateur P&O

Le régulateur P&O est implémenté dans le système photovoltaïque. Pour ce faire, on a intégré les deux modules NI 9217 et NI 9247 dans le but de capter le courant et la tension du module

photovoltaïque afin de calculer la puissance et la comparer avec la puissance précédente et déduire la valeur du rapport cyclique en ajoutant ou en réduisant le pas de variation de 0.01. Le rapport cyclique calculé par l'algorithme P&O sur le logiciel LabVIEW et ensuite envoyé vers le module NI 9474 qui convertit cette valeur en signal PWM afin de commander le MOSFET du convertisseur. Les allures de puissance, de courant et de tension du générateur PV avec le régulateur P&O, présentées sur la figure 107, montrent de fortes oscillations au régime transitoire et permanent. Ces oscillations sont dues au pas de variation qu'on peut diminuer mais qui causera par conséquent le ralentissement du système. Le P&O a pu atteindre à $t=4s$ une puissance de 1348W, un courant de 21.5A et une tension de 62.7V.

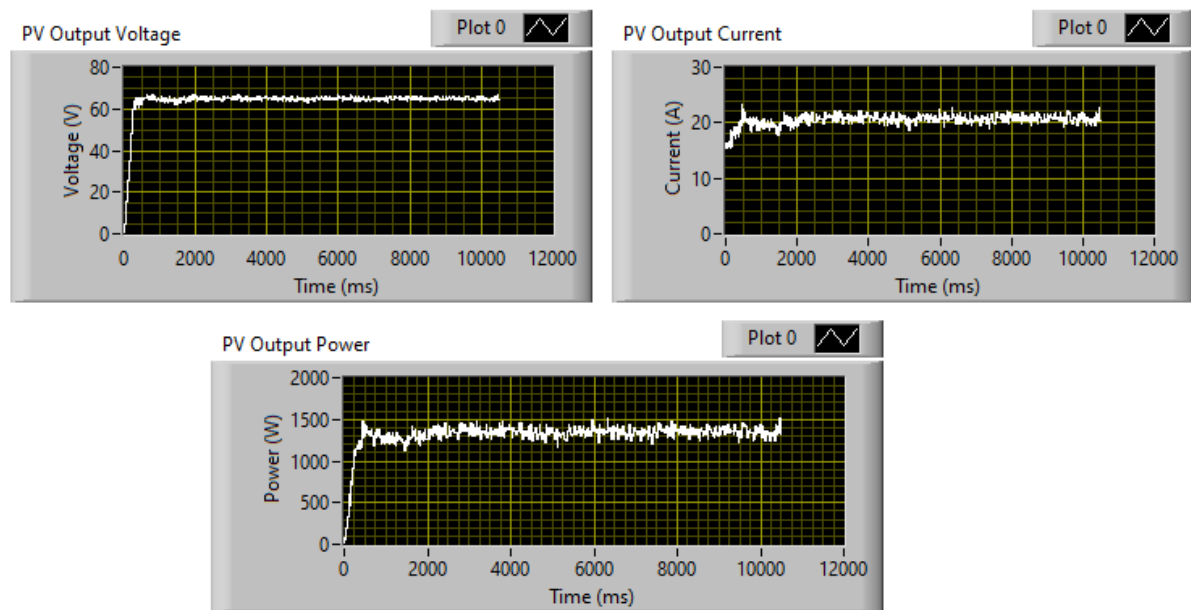


Figure 105 : Résultats expérimentaux du régulateur P&O

5.3.2. Le régulateur InC

Lors de l'implémentation du régulateur InC, on a utilisé deux capteurs de tension et de courant pour calculer la conductance instantanée I/V et l'incrément de la conductance dI/dV et les comparer pour obtenir le rapport cyclique. Sous une irradiation stable et une température stable, l'InC nécessite 3.2s pour atteindre une puissance maximale de 1357W, un courant de 21.6A et une tension de 62.82V. La figure 108 illustre les résultats expérimentaux du régulateur InC et présente les formes d'ondes de la tension, courant et puissance du générateur PV.

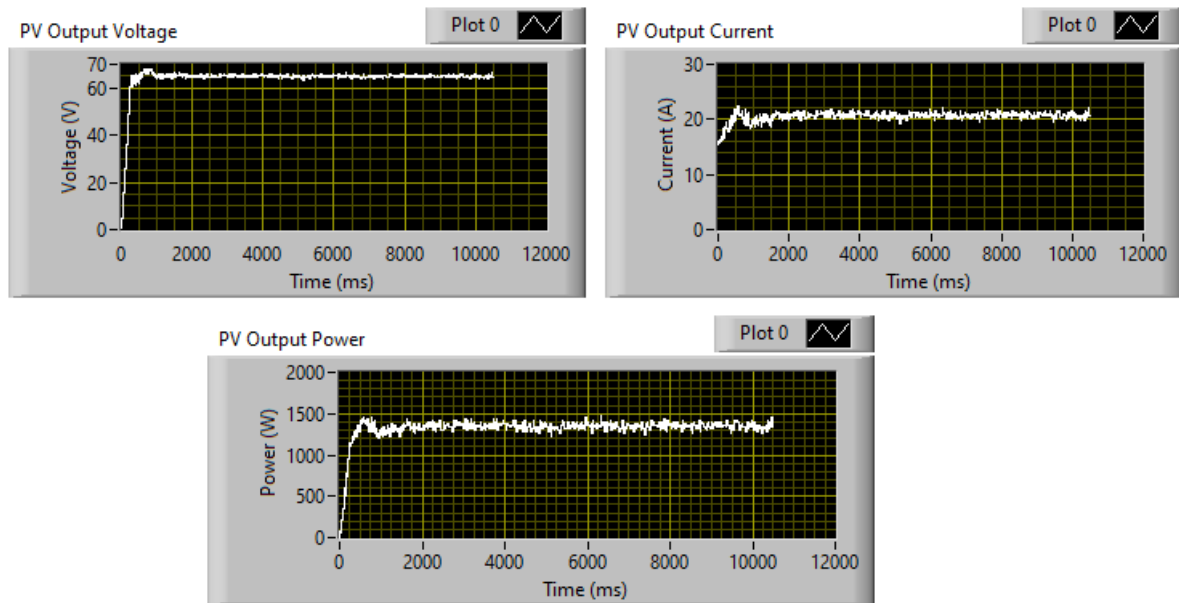


Figure 106 : Résultats expérimentaux du régulateur InC

5.3.3. Le régulateur FL

Le régulateur FL à son tour nécessite deux capteurs de tension et de courant pour calculer l'erreur dP/dV et sa dérivée. Le calcul fait par l'algorithme permet d'obtenir la valeur du rapport cyclique qui permet de commander le MOSFET comme dans les deux régulateurs précédents. Le FL présente des résultats stables et un temps de réponse d'ordre 2.85s. La puissance obtenue par le FL est 1381.3W (figure 109).

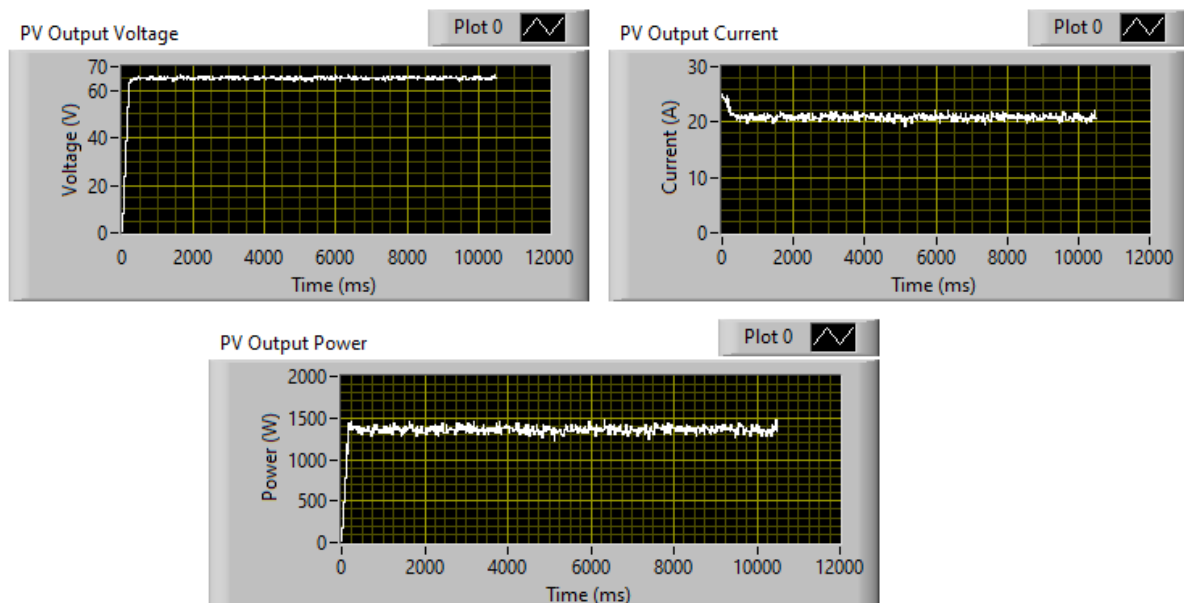


Figure 107 : Résultats expérimentaux du régulateur FL

5.3.4. Le régulateur FLT2

Le fonctionnement du système PV avec le régulateur FLT2 ressemble à celui avec un FL. La

différence réside dans les fonctions d'appartenance tridimensionnelles comme expliqué précédemment. Les résultats du FLT2 apparaissent améliorés par rapport aux trois premiers régulateurs. En 2s le régulateur arrive à suivre le MPP et touche une puissance de 1394.5W (figure 110).

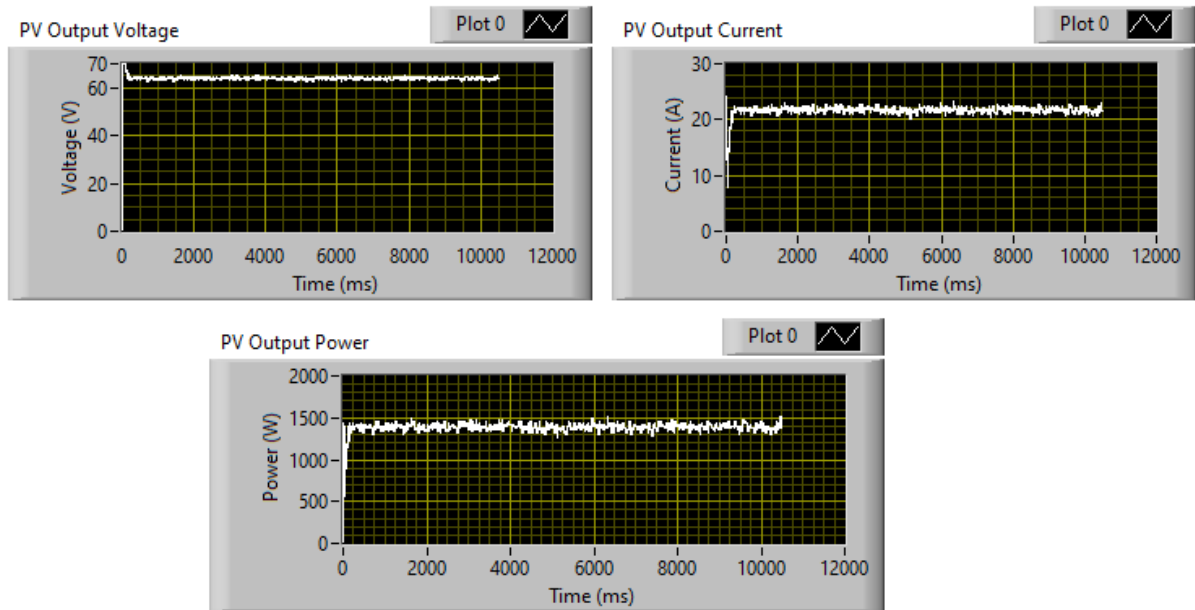


Figure 108 : Résultats expérimentaux du régulateur FLT2

5.3.5. Le régulateur ANFIS

L'implémentation du régulateur ANFIS fait recours aux capteurs de tension, de courant, d'irradiation ainsi que de température. Il utilise les capteurs de température et de d'irradiation pour extraire les données de température et d'irradiation actuelles et les comparer avec ceux de la base de données qu'on lui a fournie afin de calculer la puissance maximale que peut produire notre générateur PV dans ces conditions climatiques. Lorsque la puissance est calculée, elle est comparée avec la puissance instantanée calculée à l'aide des capteurs de tension et de courant par un régulateur proportionnel PI. La valeur du rapport cyclique est calculée en se basant sur la différence entre ces deux puissances. L'ANFIS reste plus performant que le P&O, l'InC, le FL et le FLT2 dans ces conditions climatiques. Il a un temps de réponse de 1.8s et une puissance maximale qui atteint 1405.2W comme présenté sur la figure 111.

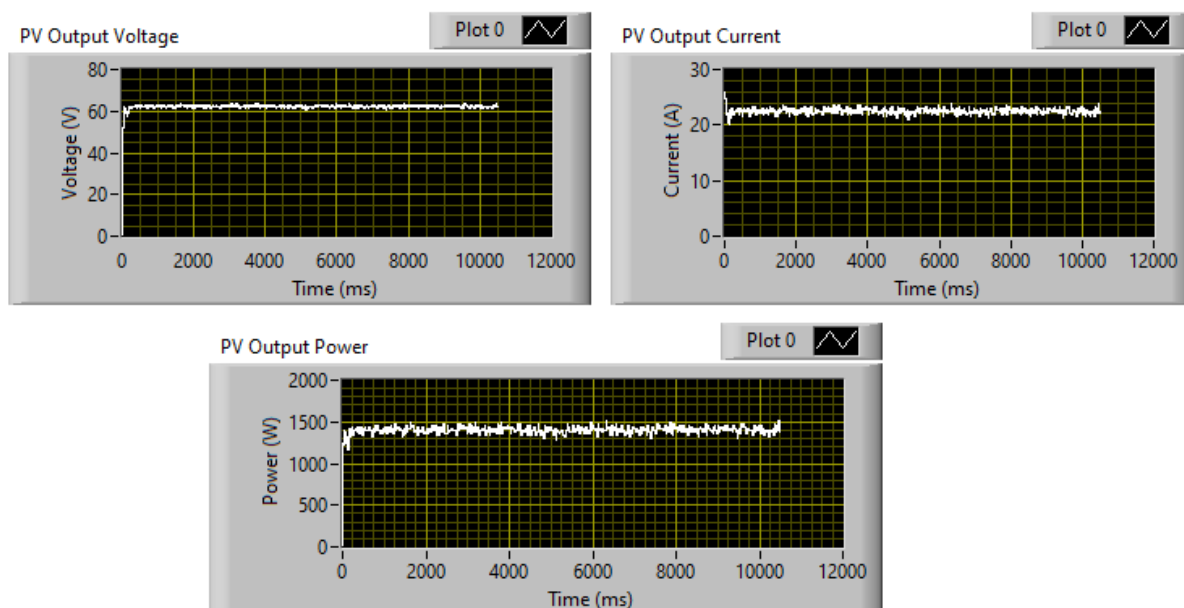


Figure 109 : Résultats expérimentaux du régulateur ANFIS

5.3.6. Le régulateur MI

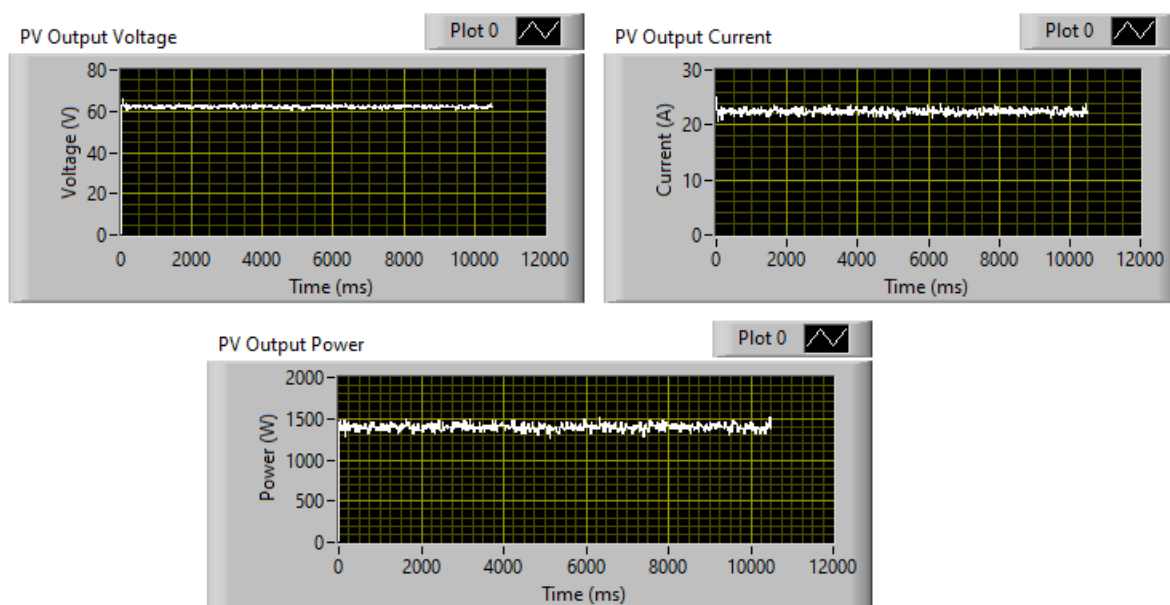


Figure 110 : Résultats expérimentaux du régulateur MI

Le régulateur MI-hybride est basé sur le principe de l'incrément de la conductance en faisant appel aux règles du Mamdani. Le pas de variation stable qui a créé des oscillations autour du MPP dans le cas du P&O and InC est variable dans le cas du régulateur MI-hybride en fonction de la distance entre le point de fonctionnement et le MPP. On utilise deux capteurs de tension et de courant pour le calcul de la variation de puissance et de la tension qui représente les entrées du bloc flou, les mêmes capteurs sont utilisés pour la partie InC, ce qui permet de diminuer les coûts de l'installation. Le régulateur MI montre de bonnes performances au niveau de stabilité et de rapidité par rapport aux

autres algorithmes. A $t = 0.9s$ le régulateur MI atteint une puissance de 1403.9W (figure 112).

Le tableau 11 résume les résultats expérimentaux des algorithmes MPPT étudiés et donne la puissance, le courant, la tension du générateur PV ainsi que les capteurs utilisés (Tension (V), courant (I), température (T) et Irradiation (I_r)), le niveau de complexité, le rendement et le temps de réponse (T de rép).

Tableau 11 : Résultats expérimentaux des algorithmes MPPT

Algorithme	Puissance (W)	Courant (A)	Tension (V)	Capteurs	Complexité	Rendement (%)	T de rép (s)
P&O	1348	21.5	62.7	V et I	Facile	95.26	4
InC	1357	21.6	62.79	V et I	Facile	95.60	3.2
FL	1381.3	22.39	61.66	V et I	Moyenne	97.61	2.85
FLT2	1394.5	22.41	62.22	V et I	Complexe	98.55	2
ANFIS	1405.2	22.54	62.34	V, I, T et I_r	Moyenne	99.30	1.8
MI	1403.9	22.54	62.28	V et I	Complexe	99.21	0.9

5.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le matériel utilisé dans l'étude expérimentale ainsi que les étapes suivies pour implémenter et vérifier l'efficacité des régulateurs MPPT étudiés. Nous avons utilisé le CompactRio de NI et ses modules (NI 9225, NI 9247, NI 9474, NI 9217 et LI-COR Light) pour l'implémentation du système PV et le logiciel LabVIEW pour la programmation des algorithmes MPPT et la visualisation ainsi que le contrôle du système PV proposé.

Les résultats expérimentaux confirment les résultats de simulation obtenus dans le chapitre précédent. Le P&O et l'InC présente des oscillations, un temps de réponse élevé et un rendement diminué par rapport aux autres algorithmes. Le FL et le FLT2 présente de bonnes performances au niveau de la stabilité et du temps de réponse mais reste moins performants que le MI et l'ANFIS. Ces derniers présentent un rendement qui dépasse 99% et une stabilité très satisfaisante. Le temps de réponse du régulateur ANFIS dépasse celui du régulateur MI proposé et ceci est dû au régulateur PI qui rend le système complexe.

L'architecture du régulateur MI-hybride proposé dans cette étude permet de réduire la complexité par rapport au régulateur ANFIS et le FLT2 tout en gardant un rendement très élevé et une rapidité qui dépasse les six régulateurs.

Conclusion et perspectives

Conclusion générale

La caractéristique non linéaire des panneaux PV varie en fonction de la température, l'irradiation et la résistance de la charge. Si on relie directement un panneau PV avec une charge, le point de fonctionnement du système risque de ne pas être le point de puissance maximale ce qui entraîne des pertes de puissance. L'intégration alors d'un étage d'adaptation et d'un régulateur MPPT demeure essentielle pour l'extraction de la puissance maximale. De ce fait, ce rapport de thèse porte sur l'étude et l'optimisation de l'énergie électrique dans une chaîne de conversion photovoltaïque dans le but de rendre les systèmes PV rentables et compétitifs.

Pour atteindre ce but, nous avons commencé par une étude du marché énergétique. C'est ainsi qu'on a trouvé qu'en 2019, les énergies renouvelables contribuaient par 33% dans les capacités totales de production d'électricité installées dont les centrales solaires représentent 2.2% de cette production mondiale. Ceci prouve que malgré le fort potentiel solaire mondial, la contribution de l'énergie solaire photovoltaïque dans la production des puissances ne progresse pas d'une manière suffisante à cause des limitations des systèmes PV qui se résume en rendement faible des panneaux PV (autour des 20%) et en coûts élevés des installations PV. C'est pourquoi nous avons passé à l'état d'art des cellules et des panneaux PV, leurs compositions et leurs rendements, la modélisation mathématique des panneaux PV et l'influence des conditions climatiques sur la puissance des panneaux PV.

L'optimisation d'une chaîne photovoltaïque ne pourra se faire sans une étude préalable des composants de la chaîne de conversion photovoltaïque, dans ce sens, nous avons entamé dans le troisième chapitre les types d'installations PV et les éléments constituant la chaîne de conversion tels que les champs PV, les différentes topologies des convertisseurs DC/DC et les batteries. Nous avons aussi défini le rendement de chaque phase de conversion pour en déduire le rendement global de la chaîne de production électrique.

Afin d'optimiser le système PV, on intègre des algorithmes MPPT qui commande l'étage d'adaptation (généralement un convertisseur DC/DC) entre le générateur PV et la charge. Le régulateur MPPT adapte l'impédance de la charge en fonction des changements appropriés à cette impédance pour absorber toute la puissance que peut produire le générateur PV et ceci en variant le rapport cyclique de l'étage d'adaptation. Nous avons alors fait une étude, dans le quatrième chapitre, sur les algorithmes MPPT (principes, critères de choix et classement des techniques MPPT). Nous avons présenté cinq algorithmes MPPT existant dans

la littérature (P&O, InC, FL, FLT2 et ANFIS), leurs avantages et leurs limitations en se basant sur plusieurs publications scientifiques. Nous avons proposé et développé un algorithme hybride basé sur l'intelligence artificielle et le principe de l'incrémentation de la conductance, afin de profiter de l'efficacité des méthodes intelligentes dans l'amélioration d'une technique conventionnelle. Cet algorithme fait le calcul du pas de variation du rapport cyclique en fonction de la distance entre le point de fonctionnement et le MPP. Le pas rapetisse en rapprochant du MPP, une fois le MPP atteint le pas s'annule, ce qui cause une stabilité du système et évite les fluctuations autour de MPP.

Avant de tester les performances de ces algorithmes, nous avons fait une simulation du système photovoltaïque raccordé directement aux batteries sur l'environnement MATLAB/Simulink. Le rendement du système PV sans MPPT était de l'ordre de 79%. Ensuite nous avons fait une première validation par simulation sur l'environnement MATLAB/Simulink des six algorithmes MPPT. Le système étudié se compose d'un générateur PV, un banc de batteries, un convertisseur Buck et un régulateur MPPT. Le P&O et l'InC présente des oscillations remarquables autour du MPP, un temps de réponse le plus long et une perte du MPP dans les variations des conditions climatiques à cause du pas de variation du rapport cyclique. L'algorithme InC a pu minimiser les oscillations du P&O dans le mode transitoire et dynamique et dépasser son temps de réponse. Le FLT2 montre une amélioration par rapport au FL au niveau des oscillations et de la rapidité. Le ANFIS prouve une stabilité et un rendement élevé tandis que l'algorithme MI hybride développé présente à son tour un rendement très proche à celui du ANFIS (99.38%) et arrive à atteindre le MPP avant l'ANFIS plus rapide que lui. Le MI hybride proposé reste stable dans la variation des conditions climatiques et dépasse le InC et le FL étant donné qu'il regroupe leurs avantages et leurs efficacités.

La deuxième validation a été faite à l'aide d'un banc d'essai expérimental dans des conditions climatiques stables. Un processeur CompactRio a été mis en œuvre pour l'implémentation des algorithmes MPPT à l'aide du logiciel LabVIEW et des modules d'entrée et de sortie. Les résultats expérimentaux confirment les résultats de simulation. Les algorithmes ANFIS et MI hybride présentent des résultats compétitifs. Leurs rendements sont très proches et dépassent les 99% dans les deux validations (simulation et expérience). Néanmoins, le MI proposé reste plus rapide et plus simple que l'ANFIS qui nécessite l'intégration d'un régulateur PI. De plus, le ANFIS fait appel à une base de données qui contient les valeurs de température et d'irradiation et la puissance optimale correspondante à chaque combinaison. Cette base de

données est fournie par le concepteur du régulateur ANFIS en surveillant le comportement d'un panneau réellement sur une longue période ou par simulation. Ce qui rend cet algorithme complexe. Au niveau des coûts, le régulateur ANFIS reste le plus cher car il nécessite un capteur de température, d'irradiation et un régulateur PI en plus des capteurs de tension et de courant qu'utilisent les autres algorithmes.

Perspectives

L'ensemble des recherches menées dans cette thèse nous a permis d'identifier de nouvelles pistes. Le même système étudié avec les six algorithmes MPPT sera testé dans le cas d'ombrage partiel. On suivra le comportement des régulateurs MPPT dans le cas où les panneaux photovoltaïques réels sont sous un ombre qui interdit la réception des rayons solaires dans une partie du générateur PV. Dans le même axe de recherche, des nouvelles approches seront étudiées en faisant appel à l'intelligence artificielle et aux algorithmes génétiques afin de développer et tester un nouveau principe de recherche du point de puissance maximale. Des nouvelles topologies des convertisseurs DC/DC tels que le Boost et le Cuk seront utilisées pour tester les algorithmes MPPT afin de généraliser les résultats et donner la possibilité de choisir la topologie adéquate aux besoins.

Afin d'appliquer et profiter des avantages de l'algorithme MI proposé, nous sommes sur le point d'implémenter cet algorithme dans une unité de dessalement d'eau saumâtre afin d'augmenter son rendement. L'unité mobile, que nous avons développée au sein de notre laboratoire, traite l'eau par osmose inverse à l'aide des panneaux photovoltaïques. L'intégration d'une commande MPPT pour l'extraction de la puissance maximale permettra d'augmenter la productivité et le débit d'eau traitée par cette unité.



Figure : Unité mobile de dessalement d'eau saumâtre

Références

- [1] A. Beauvais, N. Chevillard, M. Paredes, M. Heisz, R. Rossi, and M. Schmela, ‘Outlook For Solar Power / 2019 - 2023: Power FS. Mobilising Investments in Emerging Markets 3: Power FS. Mobilising Investments in Emerging Markets’. 2019.
- [2] N. Aouchiche, ‘Conception d’une commande MPPT optimale à base d’intelligence artificielle d’un système photovoltaïque.’, PhD Thesis, Université Bourgogne Franche-Comté, 2020.
- [3] H. Islam *et al.*, ‘Performance Evaluation of Maximum Power Point Tracking Approaches and Photovoltaic Systems’, *Energies*, vol. 11, no. 2, p. 365, 2018.
- [4] A. Chouder, ‘Analysis, diagnosis and fault detection in photovoltaic systems’, PhD Thesis, Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), 2010.
- [5] M. C. Alonso-Garcia and J. M. Ruiz, ‘Analysis and modelling the reverse characteristic of photovoltaic cells’, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, no. 7–8, pp. 1105–1120, 2006.
- [6] E. M. Rodrigues, R. Melicio, V. M. F. Mendes, and J. P. Catalao, ‘Simulation of a solar cell considering single-diode equivalent circuit model’, in *International conference on renewable energies and power quality, Spain*, 2011, pp. 13–15.
- [7] M. Wolf and H. Rauschenbach, ‘Series resistance effects on solar cell measurements’, *Advanced energy conversion*, vol. 3, no. 2, pp. 455–479, 1963.
- [8] D. Rekioua and E. Matagne, ‘Modeling of solar irradiance and cells’, in *Optimization of Photovoltaic Power Systems*, Springer, 2012, pp. 31–87.
- [9] M. OULED SALEM, ‘Analyse, Modélisation et Simulation des Pertes dans un Module Photovoltaïque à Base de Silicium Monocristallin’.
- [10] K. L. Kennerud, ‘Analysis of performance degradation in CdS solar cells’, *IEEE Transactions on aerospace and electronic systems*, no. 6, pp. 912–917, 1969.
- [11] J. P. Charles, M. Abdelkrim, Y. H. Muoy, and P. Mialhe, ‘A practical method of analysis of the current-voltage characteristics of solar cells’, *Solar cells*, vol. 4, no. 2, pp. 169–178, 1981.
- [12] J. C. H. Phang, D. S. H. Chan, and J. R. Phillips, ‘Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters’, *Electronics Letters*, vol. 20, no. 10, pp. 406–408, 1984.
- [13] T. T. Guingane, Z. Koalaga, E. Simonguy, F. Zougmore, and D. Bonkougou, ‘Modélisation et simulation d’un champ photovoltaïque utilisant un convertisseur élévateur de tension (boost) avec le logiciel MATLAB/SIMULINK’, 2016.
- [14] B. Zouak and M. S. Belkaïd, ‘Etude et simulation d’un système de refroidissement par effet Peltier pour les cellules solaires photovoltaïques’, *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 22, no. 2, pp. 171–178, 2019.
- [15] H. Islam *et al.*, ‘Performance Evaluation of Maximum Power Point Tracking Approaches and Photovoltaic Systems’, *Energies*, vol. 11, no. 2, p. 365, Feb. 2018, doi: 10.3390/en11020365.
- [16] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, ‘Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays’, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, May 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [17] H. P. Desai and R. Maheshwari, ‘Synchronized pulsed dc-dc converter as maximum power position tracker with wide load and insolation variation for stand alone PV system’, *Applied Solar Energy*, vol. 47, no. 4, pp. 271–280, 2011.
- [18] Y.-J. Wang and P.-C. Hsu, ‘An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells’, *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3069–3078, May 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.02.052.

- [19] H. Patel and V. Agarwal, 'MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 302–310, Mar. 2008, doi: 10.1109/TEC.2007.914308.
- [20] N. D. Kaushika and N. K. Gautam, 'Energy Yield Simulations of Interconnected Solar PV Arrays', *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 8, pp. 62–62, Aug. 2002, doi: 10.1109/MPER.2002.4312475.
- [21] R. Kadri, J.-P. Gaubert, and G. Champenois, 'An Improved Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Grid-Connected Inverter Based on Voltage-Oriented Control', *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 66–75, Jan. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2044733.
- [22] I. A. Lesk, 'Protected photovoltaic module', US4481378A, Nov. 06, 1984.
- [23] M. Muselli, G. Notton, and A. Louche, 'DESIGN OF HYBRID-PHOTOVOLTAIC POWER GENERATOR, WITH OPTIMIZATION OF ENERGY MANAGEMENT', *Solar Energy*, vol. 65, no. 3, pp. 143–157, Feb. 1999, doi: 10.1016/S0038-092X(98)00139-X.
- [24] L. Kemmouche, M. Marir, and B. Marir, 'Phénomène de hot spot dans un module photovoltaïque partiellement masqué', *Rev. ENEG. REN: ICPWE pages*, pp. 15–18, 2003.
- [25] S. Silvestre, A. Boronat, and A. Chouder, 'Study of bypass diodes configuration on PV modules', *applied energy*, vol. 86, no. 9, pp. 1632–1640, 2009.
- [26] J. Nozick, *Guide du câblage universel*. Eyrolles, 2004.
- [27] A. DUMORA, 'Installations basse tension, norme NF C 15-100. Principes fondamentaux pour la protection contre les courts-circuits', *APAVE. Associations de propriétaires d'appareils à vapeur et électriques*, vol. 64, no. 223, pp. 43–54, 1983.
- [28] B. Ozdenizci, M. N. Aydin, V. Coskun, and K. Ok, 'NFC research framework: a literature review and future research directions', in *Published in 14th IBIMA Conference*, 2010, pp. 23–24.
- [29] R. O. B. Affane, 'Direction Approvisionnement et Marchés Division Normalisation et Etudes', p. 8, 2012.
- [30] N. Benalouache, 'L'énergie solaire pour la production d'électricité au Maghreb: transition énergétique et jeux d'échelles', PhD Thesis, Aix-Marseille, 2017.
- [31] S. Brigand, 'Les principes de l'énergie solaire photovoltaïque', *complément technique, Techniques de construction*, pp. 17–35, Apr. 2008.
- [32] C. Cabal, 'Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque', PhD Thesis, Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2008.
- [33] Anne Laboure, Michel-Pierre Viloz, *Livre : Energie solaire photovoltaïque*, 4th ed. Paris: Dunod, 2009.
- [34] E. Babaei and M. E. S. Mahmoodieh, 'Systematical method of designing the elements of the Cuk converter', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 55, pp. 351–361, 2014.
- [35] N. A. Ahmed, 'Modeling and simulation of ac-dc buck-boost converter fed dc motor with uniform PWM technique', *Electric power systems research*, vol. 73, no. 3, pp. 363–372, 2005.
- [36] A. A. Fardoun, E. H. Ismail, A. J. Sabzali, and M. A. Al-Saffar, 'New efficient bridgeless Cuk rectifiers for PFC applications', *IEEE transactions on power electronics*, vol. 27, no. 7, pp. 3292–3301, 2012.
- [37] L. Rubino, B. Guida, F. Liccardo, P. Marino, and A. Cavallo, 'Buck-boost DC/DC converter for aeronautical applications', in *2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2010, pp. 2690–2695.

- [38] J. Chen, R. Erickson, and D. Maksimovic, 'Averaged switch modeling of boundary conduction mode DC-to-DC converters', in *IECON'01. 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (Cat. No. 37243)*, 2001, vol. 2, pp. 844–849.
- [39] M. H. Rashid, *POWER ELECTRONICS Academic Press Series in Engineering*. ACADEMIC PRESS, 2001.
- [40] J. M. Enrique, E. Duran, M. Sidrach-de-Cardona, and J. M. Andujar, 'Theoretical assessment of the maximum power point tracking efficiency of photovoltaic facilities with different converter topologies', *Solar Energy*, vol. 81, no. 1, pp. 31–38, 2007.
- [41] S. Difi, 'Phosphates de type NASICON comme matériaux d'électrode pour batteries sodium-ion à haute densité d'énergie', PhD Thesis, Université Montpellier, 2016.
- [42] G. Tourasse, 'Mesure et Analyse Statistique Tout Temps du Spectre du Rayonnement Solaire', PhD Thesis, 2016.
- [43] M. Mehrtash, G. Quesada, Y. Dutil, and D. Rousse, 'Comparaison d'un système photovoltaïque résidentiel au Québec et au Maroc', *Proc. 2ème congrès de l'Association Marocaine de Thermique, Casablanca*, pp. 18–19, 2012.
- [44] F. FERROUJJI, 'Conception et optimisation en dynamique forcée d'un nouveau prototype de système de suiveur solaire à deux axes', PhD Thesis, Université de Batna 2, 2015.
- [45] S. Petibon, 'Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques', PhD Thesis, 2009.
- [46] M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and A. W. Y. Ho-Baillie, 'Solar cell efficiency tables (Version 55)', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 28, no. 1, pp. 3–15, 2020, doi: 10.1002/pip.3228.
- [47] H. H. M.-B. MULTON, 'Energie électrique: génération photovoltaïque', *Culture Sciences de l'ingénieur*, Jan. 2020.
- [48] Tae-Yeop Kim, Ho-Gyun Ahn, Seung Kyu Park, and Youn-Kyun Lee, 'A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation', in *ISIE 2001. 2001 IEEE International Symposium on Industrial Electronics Proceedings (Cat. No.01TH8570)*, Jun. 2001, vol. 2, pp. 1011–1014 vol.2, doi: 10.1109/ISIE.2001.931613.
- [49] N. Karami, 'Control of a hybrid system based PEMFC and photovoltaic panels', PhD Thesis, Aix-Marseille, 2013.
- [50] A. F. Boehringer, 'Self-Adapting dc Converter for Solar Spacecraft Power Supply', *IEEE Transactions on aerospace and electronic systems*, no. 1, pp. 102–111, 1968.
- [51] R. Kumar, A. Choudhary, G. Koundal, and A. S. A. Yadav, 'Modelling/simulation of MPPT techniques for photovoltaic systems using Matlab', *International Journal of Advanced Research in Computer Science and Software Engineering*, vol. 7, no. 4, pp. 178–187, 2017.
- [52] W. K. Francis, S. S. Beevi, and J. Mathew, 'MATLAB/Simulink PV Module Model of P&O And DC Link CDC MPPT Algorithms with Labview Real Time Monitoring And Control Over P&O Technique', *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, 2014.
- [53] D. Sera, L. Mathe, T. Kerekes, S. V. Spataru, and R. Teodorescu, 'On the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods for PV systems', *IEEE journal of photovoltaics*, vol. 3, no. 3, pp. 1070–1078, 2013.
- [54] S. Jain and V. Agarwal, 'Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems', *IET Electric Power Applications*, vol. 1, no. 5, pp. 753–762, 2007.

- [55] H. P. Desai and H. K. Patel, 'Maximum power point algorithm in PV generation: An overview', in *2007 7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, 2007, pp. 624–630.
- [56] N. Femia, G. Lisi, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, 'Distributed maximum power point tracking of photovoltaic arrays: Novel approach and system analysis', *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 7, pp. 2610–2621, 2008.
- [57] M. Bachar, A. Naddami, S. Hayani, and A. Fahli, 'Design and dimensioning of desalination mobile unit and optimization of electrical energy with MPPT algorithms', in *AIP Conference Proceedings*, 2018, vol. 2056, no. 1, p. 020015.
- [58] F. Liu, Y. Kang, Y. Zhang, and S. Duan, 'Comparison of P&O and hill climbing MPPT methods for grid-connected PV converter', in *2008 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, 2008, pp. 804–807.
- [59] H. A. Sher, A. F. Murtaza, A. Noman, K. E. Addoweesh, K. Al-Haddad, and M. Chiaberge, 'A new sensorless hybrid MPPT algorithm based on fractional short-circuit current measurement and P&O MPPT', *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1426–1434, 2015.
- [60] B. Lahfaoui, S. Zouggar, B. Mohammed, and M. L. Elhafyani, 'Real Time Study of P&O MPPT Control for Small Wind PMSG Turbine Systems Using Arduino Microcontroller', *Energy Procedia*, vol. 111, pp. 1000–1009, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.263.
- [61] A. Q. Al-Shetwi and M. Z. Sujod, 'Modeling and simulation of photovoltaic module with enhanced perturb and observe MPPT algorithm using Matlab/Simulink', *sat*, vol. 25, p. 25, 2006.
- [62] N. Khaehintung, T. Wiangtong, and P. Sirisuk, 'FPGA Implementation of MPPT Using Variable Step-Size P O Algorithm for PV Applications', in *2006 International Symposium on Communications and Information Technologies*, Oct. 2006, pp. 212–215, doi: 10.1109/ISCIT.2006.340033.
- [63] I. H. Altas and A. M. Sharaf, 'A novel on-line MPP search algorithm for PV arrays', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, no. 4, pp. 748–754, 1996.
- [64] V. Boitier, P. Maussion, and C. Cabal, 'Recherche du maximum de puissance sur les générateurs photovoltaïques', *Revue 3E. I*, vol. 54, pp. 90–96, 2008.
- [65] M. Lokanadham and K. V. Bhaskar, 'Incremental conductance based maximum power point tracking (MPPT) for photovoltaic system', *International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA)*, vol. 2, no. 2, pp. 1420–1424, 2012.
- [66] B. Meryem, N. Ahmed, H. Sanaa, and F. 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*, 2018, pp. 164–184.
- [67] N. Karami, N. Moubayed, and R. Outbib, 'General review and classification of different MPPT Techniques', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, pp. 1–18, Feb. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.132.
- [68] F. Liu, S. Duan, F. Liu, B. Liu, and Y. Kang, 'A variable step size INC MPPT method for PV systems', *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 55, no. 7, pp. 2622–2628, 2008.
- [69] K. S. Tey and S. Mekhilef, 'Modified Incremental Conductance Algorithm for Photovoltaic System Under Partial Shading Conditions and Load Variation', *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 10, pp. 5384–5392, Oct. 2014, doi: 10.1109/TIE.2014.2304921.
- [70] D. P. Hohm and M. E. Ropp, 'Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test

- bed', in *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-2000 (Cat. No. 00CH37036)*, 2000, pp. 1699–1702.
- [71] L. A. Zadeh, G. J. Klir, and B. Yuan, *Fuzzy sets, fuzzy logic, and fuzzy systems: selected papers*, vol. 6. World Scientific, 1996.
- [72] S. Hadji, 'Optimisation de la conversion énergétique pour les systèmes à énergie Photovoltaïque', PhD Thesis, 2018.
- [73] U. Yilmaz, A. Kircay, and S. Borekci, 'PV system fuzzy logic MPPT method and PI control as a charge controller', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 994–1001, 2018.
- [74] F. Chekired, C. Larbes, D. Rekioua, and F. Haddad, 'Implementation of a MPPT fuzzy controller for photovoltaic systems on FPGA circuit', *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 541–549, 2011.
- [75] B. Meryem, 'Photovoltaic Power Control Using Fuzzy Logic and Fuzzy Logic Type 2 MPPT Algorithms and Buck Converter', *Advances in Technology Innovation*, vol. 4, no. 3, p. 125, 2019.
- [76] S. Choudhury and P. K. Rout, 'Comparative study of M-FIS FLC and modified P&O MPPT techniques under partial shading and variable load conditions', in *2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, 2015, pp. 1–6.
- [77] M. S. Fadali, S. Jafarzadeh, and A. Nafeh, 'Fuzzy TSK approximation using type-2 fuzzy logic systems and its application to modeling a photovoltaic array', in *Proceedings of the 2010 American Control Conference*, 2010, pp. 6454–6459.
- [78] S. Soltani and M. J. Kouhanjani, 'Fuzzy logic type-2 controller design for MPPT in photovoltaic system', in *2017 Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC)*, 2017, pp. 149–155.
- [79] Ž. Zečević and M. Rolevski, 'Neural Network Approach to MPPT Control and Irradiance Estimation', *Applied Sciences*, vol. 10, no. 15, p. 5051, 2020.
- [80] M. S. Aziz and B. A. Hamad, 'Comparison between neural network and P&O method in optimizing MPPT control for photovoltaic cell', *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 10, no. 5, p. 5083, 2020.
- [81] S. ISSAADI, 'Commande d'une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par les réseaux de neurones', PhD Thesis, Ecole Nationale Polytechnique, 2006.
- [82] B. Meryem, N. Ahmed, and F. Ahmed, 'Simulation and Implementation of a Modified ANFIS MPPT Technique', *Advances in Technology Innovation*, vol. 5, no. 4, p. 230, 2020.
- [83] K. J. Reddy and N. Sudhakar, 'ANFIS-MPPT control algorithm for a PEMFC system used in electric vehicle applications', *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 29, pp. 15355–15369, 2019.
- [84] A. A. Kulaksiz, 'ANFIS-based estimation of PV module equivalent parameters: application to a stand-alone PV system with MPPT controller', *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, vol. 21, no. Sup. 2, pp. 2127–2140, 2013.

Annexe

Annexe A : Fiche Technique du panneau photovoltaïque TS 250- P156-60

Annexe B : Script sur MATLAB de l'algorithme P&O

Annexe C : Base de données du régulateur ANFIS

Annexe D : Script sur MATLAB de l'incrémentale conductance du régulateur MI hybride

Annexe E : Les spécifications du CompactRio cRIO 9025

Annexe F : Module NI 9247

Annexe G : Module 9217

Annexe H : Module 9474

Annexe A : Fiche Technique du panneau photovoltaïque TS 250- P156-60



Polycrystalline A grade solar module

TS 250 - P156 - 60

Wattage 235/240/245
250/255/260



Named after the great scientist, TESLA solar panels are made to make his dream come true: give free electricity and energy to the world.

Tesla solar panels follow a highly precise process made in low vacuum and high temperature lamination in order to ensure good quality panels with high reliability system for long term.

Applications :

Solar pumping systems, off and on grid systems, solar street lighting, autoconsumption

TECHNOLOGY With its innovative anti-PID Tesla panels insure a good output stability and reliability	QUALITY Tesla solar products are manufactured according to high international standards quality and environmental responsibility
DURABILITY Operation temperature for systems for -40°C to +85° C and highly resistant to wind/snow loads	COMPATIBILITY All products compatible with high quality brands inverters and systems. the special IP67 junction box with Mc4 connectors make easy installation with good isolation
PERFORMANCES All panels are tested in solar simulator at standards conditions with flash test given upon request.	WARRANTY Power output warranty for 25 years!



ALLIANZ SOLAR SARI
166 AVENUE DE CASABLANCA
44000 ESSAOUIRA

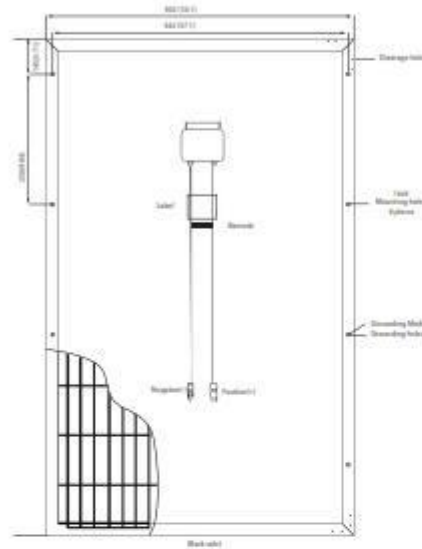
TEL: +212 5 24 78 33 36
FAX: +212 5 24 78 33 36

allianz.solar@gmail.com
WWW.ALLIANZSOLAR.COM

TESLA
SOLAR

Electrical Specifications		All data given for STC Irradiance of 100W/m ² , spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25° C				
Module Type	Pm(W)	Imp(A)	Vmp(V)	Isc(A)	Voc(V)	Module efficiency
TS235-P150-00	235	8.09	29.0	8.35	37.0	14.36%
TS240-P150-00	240	8.15	29.4	8.45	37.2	14.66%
TS245-P150-00	245	8.21	29.8	8.55	37.3	14.97%
TS250-P150-00	250	8.26	30.3	8.65	37.4	15.27%
TS255-P150-00	255	8.32	30.6	8.75	37.6	15.58%
TS260-P150-00	260	8.38	31.0	8.85	37.8	15.88%

Mechanical Data	Other frame size available upon request
Cell Type	Polycrystalline 156x156 mm
Cell Arrangement	60(60x10)
Dimensions	1650x992x35mm
Weight	18.5kg
Application class	Class A at IEC 61 730
Junction Box Rating	IP67
Cables	1000m/4mm ²
Connector Type	Mc4 Compatible



Temperature characteristics	
Temperature Coefficient of Isc	+0.0457%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.3538%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.42%/°C

Packaging	
Pallet Dimensions	1700x1100 mm
Container	40' HQ
Pieces per Pallet	28
Pallet per container	28
Pieces per container	784
Gross weight per Pallet	490kg
Gross weight per Container	13 720kg

ALLIANZ SOLAR SARL
166 AVENUE DE CASABLANCA
44000 ESSAOUIRA

TEL: +212 5 24 78 33 36
FAX: +212 5 24 78 33 36

allianz.solar@gmail.com
WWW.ALLIANZSOLAR.COM

TESLA
SOLAR

Annexe B : Script sur MATLAB de l'algorithme P&O

```
function D = PandO(Param, Enabled, V, I)

% Param input:
Dinit = Param(1); % Valeur Initiale du rapport cyclique
Dmax = Param(2); % valeur Maximale du rapport cyclique
Dmin = Param(3); % Valeur Minimale du rapport cyclique
deltaD = Param(4); % Le pas
persistent Vold Pold Dold;

dataType = 'double';

if isempty(Vold)
    Vold=0;
    Pold=0;
    Dold=Dinit;
end
P= V*I;
dV= V - Vold;
dP= P - Pold;

if dP ~= 0 && Enabled ~=0
    if dP < 0
        if dV < 0
            D = Dold - deltaD;
        else
            D = Dold + deltaD;
        end
    else
        if dV < 0
            D = Dold + deltaD;
        else
            D = Dold - deltaD;
        end
    end
else D=Dold;
end

if D >= Dmax || D<= Dmin
    D=Dold;
end

Dold=D;
Vold=V;
Pold=P;
```

Annexe C : Base de données du régulateur ANFIS

Irradiation	Température	Puissance
10	10	13,86
10	20	13,04
10	30	11,171
10	40	7,62
10	50	2,4
10	60	0
100	10	152,3
100	20	147
100	30	131,7
100	40	94,81
100	50	38
100	60	24,54
200	10	307,8
200	20	301,4
200	30	284,03
200	40	241,1
200	50	151,5
200	60	38,6
300	10	463,6
300	20	455,6
300	30	435,5
300	40	386,5
300	50	285,4
300	60	109,4
400	10	617,9
400	20	609,5
400	30	585,8
400	40	529,1
400	50	415,37
400	60	220,7
500	10	772,5
500	20	763
500	30	735,5
500	40	670,8
500	50	542,3
500	60	332,7
600	10	927,1
600	20	915,8
600	30	883,3
600	40	721
600	50	611
600	60	601

700	10	1120
700	20	1077
700	30	1030
700	40	980,7
700	50	901,7
700	60	893,4
800	10	1200
800	20	1186
800	30	1176
800	40	1083
800	50	1056
800	60	1014
900	10	1413
900	20	1379
900	30	1317
900	40	1260
900	50	1157
1000	10	1591
1000	20	1526
1000	30	1458
1000	40	1393
1000	50	1317
1000	60	1300
1100	10	1747
1100	20	1675
1100	30	1580
1100	40	1523
1100	50	1500
1100	60	1489
1200	10	1898
1200	20	1817
1200	30	1730
1200	40	1720
1200	50	1711
1200	60	1690
1300	10	2042
1300	20	1963
1300	30	1954
1300	40	1930
1300	50	1921
1300	60	1911

Annexe D : Script sur MATLAB de l'incrémentale conductance du régulateur MI hybride

```
function D = MI_Hybrid(V, I, dV, dI, po)
m=0;
du=V-dV;
di=I-dI;
dp=(V*I)-(dV*dI);
if du==0
    if di==0
        m=po;
    else
        if di>0
            m=m-po;
        else m=m+po;
        end
    end
else
    if di/du== -(I/V)
        m=po;
    else
        if di/du> -(I/V)
            m=m-po;
        else m=m+po;
        end
    end
end
D = m;
end
```

Annexe E : Les spécifications du CompactRio cRIO 9025

NI 9225

300 Vrms, Simultaneous Analog Input, 50 kS/s, 3 Ch Module



- 3 differential channels, 50 kS/s per channel sample rate
- 300 Vrms measurement range, 24-bit resolution
- Built-in anti-alias filters
- 600 Vrms channel-to-channel, CAT II isolation
- Screw-terminal connectivity
- -40 °C to 70 °C operating, 5 g vibration, 50 g shock

Overview

The NI 9225 C Series analog input module has a full measurement range of 300 Vrms for high-voltage measurement applications such as power metering, power quality monitoring, motor test, battery stack testing, and fuel cell tests. You can perform transient and harmonic analysis with high-speed simultaneous sampling at 50 kS/s per channel. In addition, you can prevent ground loops and add safety to a system with 600 Vrms channel-to-channel isolation between the three NI 9225 channels.

Box Contents

- 1 NI 9225 C Series module
- 1 NI 9225 Operating Instructions and Specifications manual
- 3 NI 9976 two-position screw-terminal connectors
- 3 NI 9971 strain relief and operator protection

Detailed Specifications

The following specifications are typical for the range -40 to 70 °C unless otherwise noted. All voltages are relative to the AI- signal on each channel unless otherwise noted.

Input Characteristics	
Number of channels	3 analog input channels
ADC resolution	24 bits
Type of ADC	Delta-Sigma (with analog prefiltering)
Sampling mode	Simultaneous
Internal master timebase (f_M)	
Frequency	12.8 MHz
Accuracy	±100 ppm max
Data rate range (f_S) using internal master timebase	
Minimum	1.613 kS/s
Maximum	50 kS/s
Data rate range (f_S) using external master timebase	
Minimum	390.6 S/s
Maximum	51.2 kS/s
Data rates ¹ (f_S)	$\frac{f_M \div 256}{n}, n = 1, 2, \dots, 31$
Operating voltage ranges ²	
Minimum	294 V _{rms}
Typical	300 V _{rms}
Typical scaling coefficient	50.66 μV/LSB
Overvoltage protection	±450 VDC
Input coupling	DC
Input impedance (AI+ to AI-)	1 MΩ

Annexe F : Module NI 9247

NI 9247

3-Channel, 50 Arms Continuous, 24-Bit, Analog Input Module



- 3 isolated analog input channels, 50 kS/s per channel simultaneous sample rate
- 50 Arms continuous, ± 147 A_{peak} input range, 24-bit resolution (AC signals only)
- Designed for 1 A/5 A nominal CTs
- Up to 300 V_{rms} Channel-to-Earth and 480 V_{rms} Channel-to-Channel CAT III isolation
- Ring lug connectors for up to 10 AWG cables
- -40 °C to 70 °C operating temperature, 5 g vibration, 50 g shock

The NI 9247 current input module is a three channel 50 Arms module designed to support direct ring lug connectivity to three-phase high-current measurements of 1A and 5A current transformers (CTs). The NI 9247 is optimized for power, energy, and industrial applications that require continuous AC measurements up to 50 Arms, ± 147 A_{peak}, and withstand over 1250 Arms for one cycle.

The safety features, certifications, input ranges, overvoltage ranges, and connectivity will help engineers with applications such as:

- Power quality monitoring and metering
- Utility pole-mounted smart switches
- Utility pole-mounted smart grid reclosers
- Substation merging units
- Industrial machine measurements
 - Health monitoring
 - Predictive maintenance and prognosis
- Phasor Measurement Units (PMUs)

NI 9247 Specifications

The following specifications are typical for the range -40 °C to 70 °C unless otherwise noted.



Caution To ensure the specified EMC performance, operate this product only with shielded cables and accessories.



Caution Do not operate the NI 9247 in a manner not specified in this document. Product misuse can result in a hazard. You can compromise the safety protection built into the product if the product is damaged in any way. If the product is damaged, return it to NI for repair.

Input Characteristics

Number of channels.....	3 analog input channels
ADC resolution.....	24 bits
Type of ADC.....	Delta-Sigma (with analog prefiltering)
Sampling mode.....	Simultaneous
Instantaneous measuring range	
Minimum.....	±143 A
Typical.....	±147 A
Typical scaling coefficient.....	17.522 μ A/LSB
Operating input rating.....	50 Arms; 100 Arms for 10 seconds, not to repeat more than once in 30 minutes
Overcurrent withstand rating.....	500 Arms for 1 second, not to repeat more than once in 30 minutes; 1250 Arms for 1 cycle (20 ms), not to repeat more than once in a minute
Input coupling.....	AC
Input impedance.....	0.2 m Ω
Internal master timebase (f_{M})	
Frequency.....	12.8 MHz
Accuracy.....	±100 ppm max

Data rate range (f_s) using internal master
timebase

Minimum.....	1.613 kS/s
Maximum.....	50 kS/s

Data rate range (f_s) using external master
timebase

Minimum.....	390.625 S/s
Maximum.....	51.2 kS/s

Data rates (f_s)

$$\frac{f_M + 256}{n}, n = 1, 2, \dots, 31$$

Passband frequency.....10 Hz to $0.453 \cdot f_s$

Passband flatness¹

10 Hz to 1920 Hz.....	$\pm 0.1\%$ (± 0.009 dB)
1.92 kHz to 22.5 kHz.....	$\pm 5.0\%$ (± 0.42 dB)

Alias-free bandwidth..... $0.453 \cdot f_s$

Stopband frequency..... $0.547 \cdot f_s$

Stopband attenuation.....95 dB

Input noise

1 kHz to 25 kHz bandwidth ($f_s =$	2.25 mArms
50 kS/s)	
25 Hz to 75 Hz or 30 Hz to.....	0.35 mArms
90 Hz bandwidth ²	

¹ Flatness refers to the difference in gain/error between any frequency in the defined range, with a reference frequency of 50 Hz or 60 Hz.

² When measuring the amplitude of the fundamental frequency over a single power line cycle, the measurement bandwidth is $0.5 f_{line}$ to $1.5 f_{line}$.

Annexe G : Module 9217



NI 9217

4 RTD, 0 Ω to 400 Ω , 24 Bit, 400 S/s Aggregate, PT100

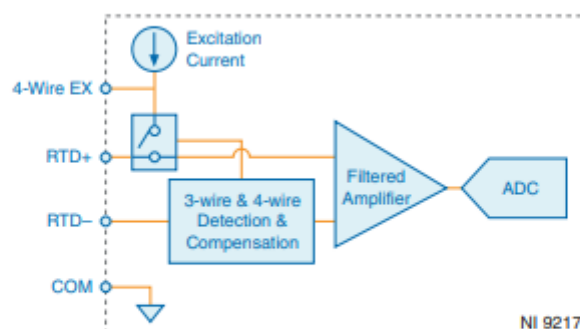


- Screw-terminal connectivity
- 50 Hz/60 Hz noise rejection
- 250 Vrms, CAT II, channel-to-earth isolation

The NI 9217 is an RTD analog input module for NI CompactDAQ and CompactRIO systems. The NI 9217 features four channels and 24 bits of resolution for PT100 RTD measurements. The NI 9217, compatible with 3- and 4-wire RTD measurements, automatically detects the type of RTD (3- or 4-wire) connected to the channel and configures each channel for the appropriate mode. The module provides 1 mA of current excitation per channel and has less than a 1 $^{\circ}\text{C}$ accuracy error over its entire operating temperature range. NI provides calibration services for the NI 9217.

 <p>Kit Contents</p>	<ul style="list-style-type: none"> • NI 9217 • NI 9217 Getting Started Guide
 <p>Accessories</p>	<ul style="list-style-type: none"> • NI 9939 Backshell Connector Kit • NI 9975 Screw-Terminal Block

Input Circuitry



- RTD channels share a common ground that is isolated from other modules in the system.
- Each RTD channel is filtered and then sampled by a 24-bit analog-to-digital converter (ADC).

Input Characteristics

Number of channels	4 analog input channels
ADC resolution	24 bits
Type of ADC	Delta-sigma
Sampling mode	Scanned
Measurement range	
Temperature	-200 °C to 850 °C
Resistance	0 Ω to 400 Ω
Common-mode range	
COM-to-earth ground	±250 Vrms
Channel-to-COM	50 mV
Conversion time	
High-resolution mode	200 ms per channel, 800 ms total for all channels
High-speed mode	2.5 ms per channel, 10 ms total for all channels

Temperature accuracy (including noise)¹, 4-wire mode

Measured Value	Typical (25 °C)	Maximum (-40 to 70 °C)
-200 °C to 150 °C	0.15 °C	0.35 °C
150 °C to 850 °C	0.20 °C	1.0 °C

Temperature accuracy (including noise)¹, 3-wire mode

Measured Value	Typical (25 °C)	Maximum (-40 to 70 °C)
-200 °C to 150 °C	0.20 °C	0.50 °C
150 °C to 850 °C	0.30 °C	1.0 °C

Noise

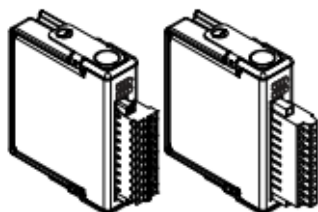
High-resolution mode	0.003 °C
High-speed mode	0.02 °C

Annexe H : Le module NI 9474

DATASHEET

NI 9474



8 DO, 5 V to 30 V, Sourcing, 1 μ s



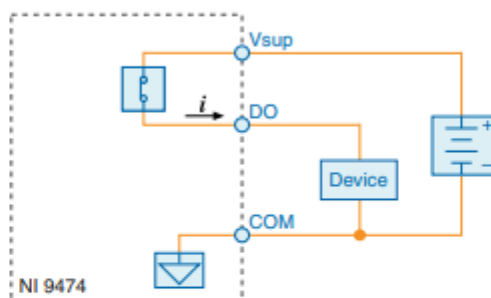
- Screw-terminal or spring-terminal connectivity
- CompactDAQ counter compatibility
- 250 Vrms, CAT II, channel-to-earth isolation

The NI 9474 is a digital output module for CompactDAQ and CompactRIO systems. Each channel is compatible with 5 V to 30 V signals and features 2,300 Vrms of transient overvoltage protection between the output channels and the backplane. Each channel also has an LED that indicates the state of that channel. With the NI 9474, you can connect directly to a variety of industrial devices such as motors, actuators, and relays.

There are two connector options for the NI 9474—a 10-position screw-terminal connector or a 10-position spring-terminal connector.

 <p>Kit Contents</p>	<ul style="list-style-type: none"> • NI 9474 • NI 9474 Getting Started Guide
 <p>Required Accessories</p>	<ul style="list-style-type: none"> • NI 9927 Backshell Connector Kit (screw terminal) • NI 9981 Backshell Connector Kit (spring terminal)

NI 9474 Circuitry



- The DO channels are internally referenced to COM.
- The NI 9474 has sourcing outputs. Sourcing outputs drive current from V_{sup} to DO when the channel is on.



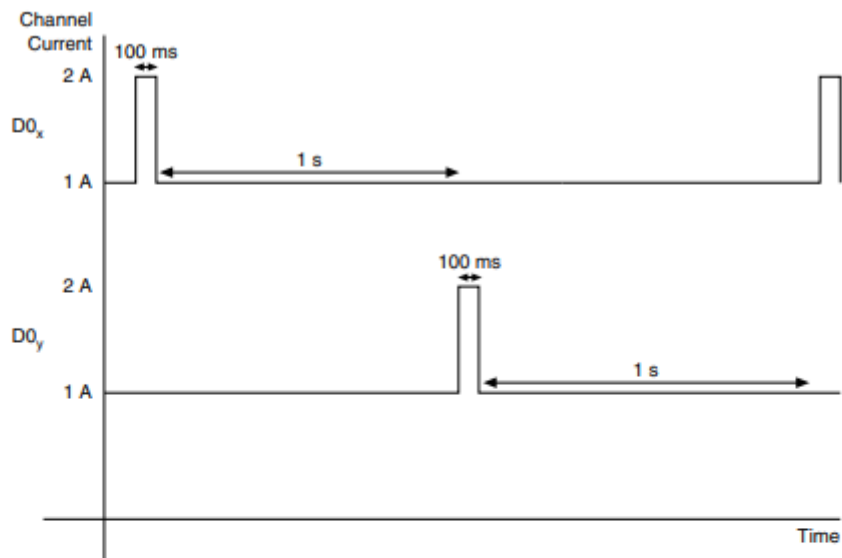
Tip For more information about sourcing outputs, visit ni.com/info and enter the Info Code `sinksources`.

Output Characteristics

Number of channels	8 digital output channels
Output type	Sourcing
Power-on output state	Channels off
External power supply voltage range (V_{sup})	5 VDC to 30 VDC
Output impedance (R_0)	
Typical	0.07 Ω
Maximum	0.13 Ω
Continuous output current (I_0), per channel	1.0 A maximum
Output voltage (V_0)	$V_{sup} - (I_0 \cdot R_0)$
I/O protection	
Voltage	30 VDC maximum
Reversed voltage	None
Short circuit trip time	10 μ s at 14 A

Table 1. Short-circuit Behavior

Current	Channel Behavior	Module Protection
Less than 1 A	Channel does not trip	Module is not damaged
1 A to 2 A for 100 ms maximum, repeatable after 1 s ¹	Channel does not trip	Module is not damaged
2 A to 4.4 A	Channel does not trip	Module may be damaged
4.4 A to 14 A	Channel may trip	Module may be damaged
Greater than 14 A	Channel trips	Module is not damaged

Figure 1. Short-circuit Behavior

Output delay time (full load)	1 μ s maximum
MTBF	479,889 hours at 25 °C; Bellcore Issue 2, Method 1, Case 3, Limited Part Stress Method

Power Requirements

Power consumption from chassis	
Active mode	660 mW maximum
Sleep mode	0.6 mW maximum
Thermal dissipation (at 70 °C)	
Active mode	1.5 W maximum
Sleep mode	0.6 mW maximum

Production scientifique

- B. Meryem, N. Ahmed, and F. Ahmed, "Photovoltaic Power Control Using Fuzzy Logic and Fuzzy Logic Type 2 MPPT Algorithms and Buck Converter", *Adv. technol. innov.*, vol. 4, no. 3, pp. 125-139, Jun. 2019.
- Bachar Meryem, Naddami Ahmed, and Fahli Ahmed, "Simulation and Implementation of a Modified ANFIS MPPT Technique", *Adv. technol. innov.*, vol. 5, no. 4, pp. 230-247, Sep. 2020.
- M. Bachar, A. Naddami, A. Fahli and M. Hilal, "A New Mobile and Hybrid Desalination Unit with Solar Energy and Enhanced Reverse Osmosis," *2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, Rabat, Morocco, 2018, pp. 1-5.
- Meryem B., Ahmed N., Sanaa H., Ahmed F. (2019) Optimization of PV Panel Using P&O and Incremental Conductance Algorithms for Desalination Mobile Unit,"*Advanced Intelligent Systems for Sustainable Development (AI2SD'2018)*. *AI2SD 2018. Advances in Intelligent Systems and Computing*, vol 912. Springer, Cham.
- M. Bachar, A. Naddami, S. Hayani, and A. Fahli, 'Design and dimensioning of desalination mobile unit and optimization of electrical energy with MPPT algorithms', in *AIP Conference Proceedings*, 2018, vol. 2056, no. 1, p. 020015.