

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche Scientifique

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Badji Mokhtar Annaba University
Université Badji Mokhtar – Annaba
Faculté de Technologie
Département d'électrotechnique



جامعة باجي مختار – عنابنة

كلية التكنولوجيا
قسم الكهروتقني

Thèse

Présentée pour obtenir le diplôme de

Doctorat

Spécialité : Electrotechnique industrielle

Filière : Electrotechnique

Par :

Louki Hichem

Thème :

Etude des techniques intelligentes pour un système photovoltaïque avec stockage hybride

Thèse soutenue le 08/05/2024 devant le jury composé de :

N°	Nom et prénom	Grade	Etablissement	Qualité
01	Pr. LABAR Hocine	Prof.	Université Badji Mokhtar -Annaba	Président
02	Pr. OMEIRI Amar	Prof.	Université Badji Mokhtar -Annaba	Rapporteur
03	Dr. MERABET Leila	MCA	Université Badji Mokhtar -Annaba	Co-rapporteur
04	Pr. BENSIALI Nadia	Prof.	Université Badji Mokhtar -Annaba	Examineur
05	Dr. DEKHANE Azzeddine	MCA	ENSTI Annaba	Examineur
06	Dr. DJELLAD Abdelhak	MCA	ENSTI Annaba	Examineur

أَعُوذُ بِاللَّهِ مِنَ الشَّيْطَانِ الرَّجِيمِ

وَفَوْقَ كُلِّ ذِي عِلْمٍ عَلِيمٌ

" دراسة التقنيات الذكية للنظام الكهروضوئي مع التخزين الهجين "

الملخص

تعتبر الطاقة الشمسية مورد طاقة لا حصر له ويمكن الوصول إليه على نطاق واسع. في الوقت الحالي، هو المصدر الأكثر وفرة للطاقة المتاحة للبشرية. لذلك أصبحت الطاقة الشمسية الكهروضوئية ذات أهمية كبرى في تطبيقات الطاقة الكهربائية. نظراً للظروف الجوية المتغيرة (الإشعاع ودرجة الحرارة)، يعد تتبع أقصى نقطة للطاقة في نظام الطاقة الشمسية الكهروضوئية مهمة صعبة؛ حيث يجب مراقبة نقطة الطاقة المثلى باستمرار من أجل تحسين الطاقة المستخرجة من النظام الكهروضوئي. في أعمال بحثية سابقة تم اقتراح تقنيات مختلفة لتتبع نقطة الطاقة القصوى، والتي تعتمد بدورها على الطرق التقليدية وأخرى على منهجيات الذكاء الاصطناعي. تهدف هذه الأطروحة إلى تقديم تحليل مقارن ومتعمق لأكثر الخوارزميات القائمة على الذكاء الاصطناعي استخداماً، حيث تعتمد التقنيات التي تمت مناقشتها على المنطق الضبابي والشبكات العصبية الاصطناعية والنهج الهجين المقترح الذي يجمع بين الطريقتين السابق ذكرهما. كما تم تقييم وحدات التحكم المصممة في نفس النظام الكهروضوئي وتحت نفس ظروف شدة الإشعاع الشمسي ودرجة الحرارة. يتكون النظام الكهروضوئي من لوحة كهروضوئية، ورافع الجهد، ووحدة تحكم، ومقاومة كهربائية تشتغل بالتيار المستمر. ولقد تم اختبار دقة التتبع ووقت الاستجابة والتجاوز وتذبذب الحالة المستقرة لكل طريقة في ظل تغير الظروف الجوية المفاجئ. تُظهر نتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها باستخدام برنامج الماطلاب أن الإستراتيجية الهجينة المقترحة تتفوق على كل من وحدات التحكم القائمة على المنطق الضبابي والشبكات العصبية الاصطناعية، وتتبع طاقة الذروة التي توفرها اللوحة الكهروضوئية بشكل صحيح وناجح في ظل ظروف جوية مختلفة.

الكلمات المفتاحية

الطاقة الشمسية - النظام الكهروضوئي المستقل -تتبع أقصى نقطة للطاقة-رافع الجهد-المنطق الضبابي-الشبكات العصبية الاصطناعية التقنية الهجينة.

« Etude des techniques intelligentes pour un système photovoltaïque avec stockage hybride »

RESUME

L'énergie solaire est considérée comme une ressource énergétique pratiquement infinie et largement accessible, actuellement, c'est la source d'énergie la plus abondante et disponible pour l'humanité. L'énergie solaire photovoltaïque devient donc de plus en plus primordiale dans les applications d'énergie électrique. En raison des circonstances météorologiques changeantes (irradiation et température), le suivi du point de puissance maximale (MPP) dans un système solaire photovoltaïque est une tâche difficile. Le point de puissance optimal d'un générateur photovoltaïque doit être surveillé continuellement afin d'optimiser l'énergie extraite du système photovoltaïque. Plusieurs méthodes MPPT utilisant des approches classiques et d'intelligence artificielle (IA) ont été suggérées dans la recherche. Cette thèse vise à fournir une étude comparative complète des algorithmes MPPT basés sur l'IA les plus couramment utilisés. Les approches MPPT mentionnées sont basées sur la logique floue (FL), les réseaux de neurones artificiels (ANN) et la méthode hybride ANN-fuzzy proposée. Les contrôleurs MPPT sont évalués dans le même système photovoltaïque, soumis aux mêmes conditions d'irradiation et de température. Le système PV se compose d'un module PV, d'un convertisseur élévateur, une unité de contrôle MPPT et une charge résistive qui fonctionne en courant continu. On évalue chaque méthode pour vérifier sa précision, son temps de réponse, son dépassement et son oscillation en régime permanent dans des conditions météorologiques changeantes brusquement. Les simulations effectuées avec le logiciel MATLAB/Simulink révèlent que la stratégie ANN-fuzzy suggérée dépasse les contrôleurs FL et ANN MPPT en étant plus précise dans la mesure de la puissance maximale dans diverses conditions atmosphériques.

Mots clés

Énergie solaire- Système photovoltaïque autonome- Suivi du point de puissance maximale (MPPT)- Convertisseur survolteur - Logique floue (FL)- Réseau de neurones artificiels (ANN)- Technique hybride (ANN-Fuzzy).

« Study of smart techniques for a photovoltaic system with hybrid storage »

Abstract

Solar energy is considered a practically infinite and widely accessible energy resource; currently, it is the most abundant source of energy available to humanity. Photovoltaic solar energy is therefore becoming more and more essential in electrical energy applications. Due to the changing meteorological circumstances (irradiation and temperature), tracking the maximum power point (MPP) in a solar PV system is a difficult task. The optimum power point of a photovoltaic generator must be monitored in order to optimize the energy extracted from the photovoltaic system. Several MPPT strategies employing classical and artificial intelligence methods have been suggested in academic publications. This thesis aims to offer a detailed comparative analysis of the most commonly used AI-based MPPT algorithms. The MPPT strategies to be presented are founded on fuzzy logic (FL), artificial neural networks (ANN), and the proposed ANN-fuzzy hybrid method. The MPPT controllers will be assessed in an identical PV system, subject to the same irradiance and temperature conditions. The PV system consists of a PV module, a boost converter, an MPPT control unit, and a resistive load that runs on DC. The tracking accuracy, response time, overshoot, and steady-state oscillation of each method will be tested under suddenly varying weather conditions. The simulation results from MATLAB/Simulink demonstrate that the suggested ANN-fuzzy method works better than FL and ANN MPPT controllers by accurately monitoring peak power in different meteorological circumstances.

Keywords

Solar energy- Standalone photovoltaic system- Maximum Power Point Tracking (MPPT) - Boost Converter- Fuzzy logic (FL)- Artificial neural network (ANN)- (ANN-Fuzzy) hybrid technique.

Dédicace

Je dédie ce travail à la mémoire de mon père et ma mère.

J'espère que, de là où ils sont, ils apprécient ce geste comme preuve de reconnaissance de la part de leur fils qui a réalisé ce que ses parents souhaitaient, et qu'il y est arrivé.

Puisse Dieu, le tout puissant les accueillir dans le vaste paradis.

À ma chère sœur Khaira.

Et tous mes chères frères et sœurs symbole de tendresse profonde et permanente, de sacrifice et d'amour éternel, que Dieu les protège pour moi et leur accordent une bonne santé et une longue vie. A tous les membres de ma famille.

Comme je le dédie à tous mes amis.

Louki Hichem

Remerciements

Avant tout, je remercie Dieu le tout puissant qui nous a donné le courage, la patience et la santé durant toutes ces années d'étude et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.

Je tiens à exprimer mes remerciements et mon respect à mon Directeur de thèse Monsieur Omeiri Amar Professeur à l'Université Badji Mokhtar Annaba.

Mes plus profonds remerciements et ma gratitude vont à Mme Merabet Leila, Maître de Conférence Classe A à l'Université Badji Mokhtar Annaba, pour sa collaboration à ma thèse et ses conseils avisés tout au long de mes études supérieures.

Je profite de cette occasion pour exprimer ma gratitude aux membres du conseil scientifique qui ont accepté d'en faire partie :

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à ma formation doctorale et à l'élaboration de ma thèse.

Liste des tableaux

2.1	Paramètres du module PV utilisé dans la simulation	36
3.1	Etude comparative des méthodes MPPT	56
3.2	Exemple d'une table de règles floues	66
4.1	Les 25 règles du contrôleur MPPT à base de logique floue FL	83
4.2	Règles du contrôleur ANN-Fuzzy MPPT optimisé.....	91
4.3	Évaluation de l'efficacité des méthodologies FL, ANN et ANN-fuzzy sous différents niveaux d'irradiation solaire	99
4.4	Comparaison de l'efficacité des méthodologies FL, ANN et ANN-fuzzy lorsque la température varie	107
5.1	Comparaison des différentes technologies utilisées dans les batteries.....	112
5.2	Les paramètres du modèle simulé	121
5.3	Les paramètres du modèle simulé	126
5.4	Les paramètres du modèle simulé	131

Liste des figures

1.1	Carte d'irradiation horizontale globale de l'Algérie	8
1.2	Effet photovoltaïque	10
1.3	Diagrammes de bandes d'énergie au voisinage de la jonction	11
1.4	Structure physique de la cellule photovoltaïque	12
1.5	Représentation schématique d'une cellule solaire	13
1.6	Présentation schématique d'une cellule solaire	13
1.7	Cellules (a) monocristalline et (b) poly cristallin	15
1.8	Cellule au silicium amorphe	15
1.9	Cellule de tellurure de cadmium (CdTe)	16
1.10	Module di-séléniure de cuivre et indium (CIS ou CIGS)	17
1.11	Cellule organique	18
1.12	Module photovoltaïque	19
1.13	(a) cellule solaire, (b) module, (c) panneau et (d) champ photovoltaïque	20
1.14	Association des cellules en série	21
1.15	Association de N_p cellules en parallèle	21
1.16	Diodes de protection des modules	22
1.17	Classification des systèmes photovoltaïques	23
1.18	Installation photovoltaïque autonome	24
1.19	Système photovoltaïque hybride	24
1.20	Installation photovoltaïque couplée au réseau	25
2.1	Circuit équivalent d'une cellule PV (modèle idéal)	29
2.2	Circuit équivalent d'une cellule PV (modèle à deux diodes)	30
2.3	Circuit équivalent d'une cellule PV (modèle à une seule diode)	31
2.4	Caractéristique I-V et P-V d'un module PV	32
2.5	Caractéristiques I-V et P-V d'un module solaire PV	36
2.6	Caractéristiques I-V et P-V du module PV du type Soltech 1 STH-215-P	37
2.7	Différentes zones de la caractéristique I-V du générateur PV	37
2.8	Caractéristiques I-V et P-V sous différents niveaux d'irradiation	38
2.9	Caractéristiques I-V et P-V sous différents niveaux de température	39
2.10	Symbole d'un hacheur DC/DC	40

2.11	Forme d'onde de la tension de sortie du convertisseur	41
2.12	Convertisseur dévolteur	42
2.13	Schéma équivalent du convertisseur Buck lorsque le commutateur S (a) à l'état passant (b) à l'état bloqué	42
2.14	Forme d'ondes des tensions et des courants d'entrée et de sortie du « Buck » en fonction du rapport cyclique D et la période Ts	43
2.15	Convertisseur survolteur	44
2.16	Schéma équivalent d'un convertisseur survolteur lorsque le commutateur S (a) à l'état passant (b) à l'état bloqué.....	45
2.17	Tensions et courants d'entrée et de sortie en fonction du rapport cyclique D et la période de commutation Ts pour un convertisseur élévateur	45
2.18	Circuit équivalent du convertisseur dévolteur-survolteur	46
2.19	Circuit équivalent d'un convertisseur abaisseur-élévateur : interrupteur fermé	47
2.20	Etat 2 : interrupteur ouvert, circuit équivalent d'un convertisseur abaisseur-élévateur.....	47
2.21	Allures de tensions et courants d'un convertisseur abaisseur-élévateur	48
3.1	Schéma général d'un PV avec une commande MPPT	53
3.2	Algorithme de la première technique MPPT numérique	54
3.3	Les différentes techniques MPPT	55
3.4	Organigramme de l'algorithme FCC	57
3.5	Organigramme de l'algorithme FCO	58
3.6	Principe de la méthode « P&O »	59
3.7	Organigramme de la méthode P&O	60
3.8	Divergence de l'algorithme P&O lors du changement d'ensoleillement	61
3.9	Localisation du point opérationnel d'un système PV en fonction	62
3.10	Signe de $\Delta I_{PV}/\Delta V_{PV}$ sur la caractéristique courant-tension	63
3.11	Algorithme typique de la technique IC	63
3.12	Schéma de la technique MPPT basée sur la logique floue	64
3.13	Structure de base de la commande floue	66
3.14	Exemple d'un réseau de neurones	68
3.15	Structure d'ANFIS	69

3.16	Répartition de la caractéristique P-V selon le signe de la fonction de commutation	71
3.17	Diagramme schématique du micro-réseau CC composé de sources d'énergie renouvelables (SER) et de systèmes de stockage d'énergie (ESS)	76
3.18	Système de stockage d'énergie hybride (HESS) avec super-condensateurs (a) Passif, (b) semi-actif/actif	78
4.1	Système photovoltaïque	81
4.2	Convertisseur survolteur	81
4.3	Schéma synoptique d'un système solaire utilisant FL MPPT	83
4.4	Fonction d'appartenance de l'erreur pour FL MPPT	83
4.5	Fonction d'appartenance du changement d'erreur pour FL MPPT	84
4.6	Fonction d'appartenance du rapport cyclique pour FL MPPT	84
4.7	Schéma synoptique d'un système solaire PV utilisant la méthode ANN MPPT..	85
4.8	Réseau de neurones Feed-forward	86
4.9	Entraînement des RNA	86
4.10	Erreur quadratique moyenne	87
4.11	Coefficient de régression	87
4.12	Schéma synoptique d'un système solaire utilisant la stratégie ANN-Fuzzy MPPT suggérée	89
4.13	Fonction d'appartenance de l'erreur pour ANN-Fuzzy MPPT	90
4.14	Fonction d'appartenance du changement d'erreur pour ANN-Fuzzy MPPT	90
4.15	Fonction d'appartenance du rapport cyclique pour l'ANN-Fuzzy MPPT.....	91
4.16	Niveaux d'irradiations	92
4.17	Puissance de sortie du système PV lors de la variation d'irradiation en utilisant FL, ANN et la technique ANN-Fuzzy MPPT proposées.....	92
4.18	Temps de réponse des techniques MPPT FL, ANN et ANN-fuzzy au démarrage	93
4.19	Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs au démarrage	93
4.20	Temps de réponse des techniques MPPT FL, ANN et ANN-fuzzy lors du changement d'insolation de 1 000 W/m ² à 500 W/m ²	95
4.21	Oscillation autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors du changement d'éclairement solaire de 1000 W/m ² à 500 W/m ²	95

4.22	Temps de réponse des techniques FL, ANN et ANN-fuzzy MPPT lors de variation de l'irradiation de 500 W/m ² à 800 W/m ²	96
4.23	Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors de variation de l'irradiation de 500 W/m ² à 800 W/m ²	97
4.24	Temps de réponse des techniques FL, ANN et ANN-fuzzy lors du changement d'ensoleillement de 800 W/m ² à 600 W/m ²	98
4.25	Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors de variation de l'irradiation de 800 W/m ² à 600 W/m ²	98
4.26	Niveaux de températures utilisées pendant la simulation	100
4.27	Puissance de sortie du système PV durant la variation de la température en utilisant FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPT proposées.....	100
4.28	Temps de réponse des techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPT lors du changement de la température de 25 °C à 35 °C	101
4.29	Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors du changement de la température de 25°C à 35°C	102
4.30	Dépassement causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPT lors du changement de la température de 35 °C à 45 °C	103
4.31	Temps de réponse des techniques MPPT FL, ANN et ANN-fuzzy lors du changement de la température de 35 °C à 45 °C	104
4.32	Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors du changement de la température de 35°C à 45°C	104
4.33	Temps de réponse des techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPT lors du changement de la température de 45 °C à 20 °C.....	106
4.34	Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors du changement de la température de 45°C à 20°C	106
5.1	La structure d'une batterie en (a) décharge et (b) charge	110
5.2	Modèle simple d'une batterie	112
5.3	Modèle de Thevenin d'un accumulateur.....	113
5.4	Modèle non linéaire de l'accumulateur.....	113
5.5	Structure d'un supercondensateur.....	114
5.6	Supercondensateur Maxwell 3000 F/3 V.....	115
5.7	Modèle d'un super-condensateur.....	119

5.8	Schéma fonctionnelle d'un système PV avec stockage hybride (batterie + supercondensateur).....	120
5.9	Schéma fonctionnelle d'un système PV avec stockage hybride (batterie + supercondensateur).....	121
5.10	Valeurs MPP du module PV pour différent valeurs d'irradiation.....	123
5.11	Puissance du module PV.....	123
5.12	Puissance consommée par la charge.....	123
5.13	Puissance de la batterie.....	124
5.14	Puissance du supercondensateur.....	124
5.15	Tension de bus DC.....	124
5.16	Courant délivré par le module PV.....	124
5.17	Courant de la charge.....	125
5.18	Courant de la batterie.....	125
5.19	Courant du supercondesateur.....	125
5.20	Profile d'irradiation.....	127
5.21	Valeurs MPP du module PV pour différent valeurs d'irradiation.....	128
5.22	Puissance du module PV.....	128
5.23	Puissance consommée par la charge.....	128
5.24	Puissance de la batterie.....	128
5.25	Puissance du supercondensateur.....	129
5.26	Tension de bus DC.....	129
5.27	Courant délivré par le module PV.....	129
5.28	Courant de la charge.....	129
5.29	Courant de la batterie.....	130
5.30	Courant du supercondensateur.....	130
5.31	Profile d'irradiation.....	133
5.32	Valeurs MPP du module PV pour différent valeurs d'irradiation.....	133
5.33	Figure .Puissance du module PV.....	133
5.34	Puissance consommée par la charge.....	134
5.35	Puissance de la batterie.....	134
5.36	Puissance du supercondensateur.....	134
5.37	Tension de bus DC.....	134
5.38	Courant délivré par le module PV.....	135

5.39	Courant de la charge.....	135
5.40	Courant de la batterie.....	135
5.41	Courant du supercondensateur.....	135

Liste des symboles et abréviations

PV	Photovoltaïque.
CC	Courant continue.
N_S	Nombre de cellules photovoltaïque connectés en série.
V_{ocN_S}	la tension totale en circuit ouvert de N_S cellules connectées en série.
I_{ccN_S}	Courant de court-circuit de N_S cellules en série.
N_P	Nombre de cellules photovoltaïque connectés en parallèle.
I_{ccN_P}	Courant de court-circuit de N_P cellules en parallèle.
V_{ocN_P}	la tension totale en circuit ouvert de N_P cellules connectées en série.
AC	Courant alternatif.
I_{pv}	Courant généré par la cellule et fourni à la charge.
I_{ph}	Courant généré par la lumière incidente.
I_D	Courant traversant la diode de la cellule photovoltaïque.
I_S	Courant de saturation.
V_D	Tension aux bornes de la diode de la cellule photovoltaïque.
A	Facteur d'idéalité.
K	Constante de Boltzmann.
G	Irradiation solaire.
T	Température.
Q	Charge de l'électron.
UT	Potentiel thermodynamique.
I_{cc}	Courant de court-circuit d'un module photovoltaïque.
V_{CO}	Tension de circuit ouvert d'un module photovoltaïque.
P_{max}	La valeur maximale de la puissance d'un module photovoltaïque.
V_{mpp}	Valeur de tension qui correspond au point de puissance maximale.
I_{mpp}	Valeur du courant qui correspond au point de puissance maximale.
FF	Facteur de forme.
η	Rendement d'une cellule photovoltaïque.
S	La surface active d'un module photovoltaïque.
STC	Conditions standard.
I_{ccr}	Courant de court-circuit dans les conditions standard.

Gr	Irradiation solaire dans les conditions standard.
K_0	Coefficient de variation du courant en fonction de la température.
Tr	Température dans les conditions standard.
I_{rs}	Courant de saturation inverse de la cellule sous conditions standard.
V_{cor}	Tension de saturation de la cellule sous conditions standard.
V_s	La tension d'entrée du hacheur.
I_s	Le courant d'entrée du hacheur.
V_o	la tension de sortie du hacheur.
I_o	le courant de sortie du hacheur.
D	Rapport cyclique.
M	Rapport de conversion du convertisseur DC-DC.
T_s	La période de commutation.
f_s	Fréquence de commutation de l'interrupteur S d'un hacheur.
T_{on}	L'intervalle temporel où l'interrupteur S d'un hacheur est à son état passant.
T_{off}	L'intervalle temporel où l'interrupteur S d'un hacheur est à son état ouvert.
V_{bat}	La tension aux bornes de la batterie.
I_{bat}	Le courant débité par la batterie.
E_b	la force électromotrice d'une cellule de la batterie.
R_{bat}	la résistance interne de la batterie.
n_b	Le nombre de cellule en série dans une batterie.
I_{10}	Le courant nominal de la batterie.
C_{bat}	la capacité nominale de la batterie.
ΔT	L'échauffement de la batterie par rapport à la température ambiante.
C_{UC}	La capacité du supercondensateur.
R_{UC}	La résistance du supercondensateur.
V_{UC}	La tension aux bornes de supercondensateur.
I_{UC}	Le courant de supercondensateur.
Q_{UC}	La quantité d'électricité conservée dans une cellule de supercondensateur.
P_{UC}	La puissance de supercondensateur.
V_{PV}	La tension de sortie d'un module photovoltaïque.

I_{PV}	Le courant de sortie d'un module photovoltaïque.
P_{PV}	La puissance fournie par un module photovoltaïque.
GPV	Générateur photovoltaïque.
MPP	Le point de puissance maximale.
$P\&O$	Perturbation et observation.
IC	Incrémentale conductance.
F_{CC}	Fraction du courant de court-circuit.
IA	Intelligence artificielle.
FL	Logique floue.
CLF	contrôleur à base de la logique floue.
ANN	Réseaux de neurones artificiels.
$ANFIS$	Système d'inférence floue neuronale adaptif.
$\{p_i, q_i, r_i\}$	Les paramètres conséquents.
$\{a_i, b_i, c_i\}$	Les paramètres de la prémisse.
A_i, B_i	Les sous-ensembles flous correspondant au variable x .
$\mu_{A_i}(x), \mu_{B_i}(x)$	Les fonctions d'appartenance des sous-ensembles flous A_i et B_i .
ω_i	Le poids ou la valeur de vérité d'une règle floue.
$\bar{\omega}_i$	Le poids normalisé d'une règle floue.
$O_i^1, O_i^2, O_i^3, O_i^4, O_i^5$	Les fonctions d'activation de la première, deuxième, troisième, quatrième, et la cinquième couche du système ANFIS.
σ	Surface de glissement.
GA	Algorithme génétique.
PSO	Optimisation des essaims de particules.
SER	Les sources d'énergie renouvelables.
FC	La pile à combustible.
SSE	Système de stockage d'énergie.
$SMES$	Le stockage d'énergie magnétique supraconducteur.
DER	Les ressources énergétiques distribuées.
SC	Super-condensateur.
$HESS$	Système hybride de stockage d'énergie.
BSS	Système de stockage par batterie.
$IGBT$	Transistor bipolaire à grille isolée.
LM	Algorithme de Levenberg-Marquardt.

<i>ANN-fuzzy</i>	La technique hybride qui combine les réseaux de neurones artificiels et la logique floue.
<i>PWM</i>	La modulation de largeur d'impulsions.
$V(k)$	La tension du panneau solaire mesurée au temps d'échantillonnage k .
$E(k)$	L'erreur entre $V(k)$ et V_{mpp} au temps d'échantillonnage k .
$CE(k)$	Le changement d'erreur au temps d'échantillonnage k .
<i>Mf1</i>	Fonction d'appartenance numéro 1.
<i>NB</i>	Grand négatif.
<i>NS</i>	Petit négatif.
<i>Z</i>	Zéro.
<i>PS</i>	Petit positif.
<i>PB</i>	Grand positif.
<i>Mf7</i>	Fonction d'appartenance numéro 7.
<i>S</i>	Petit.
<i>M</i>	Moyen.
<i>B</i>	Grand.
<i>VB</i>	Très grand.
<i>Ox</i>	Oxydant.
<i>Red</i>	Réducteur.
<i>SC</i>	Supercondensateur.
<i>SOC</i>	État de charge d'une batterie ou d'un supercondensateur.
<i>SOH</i>	État de santé d'une batterie ou d'un supercondensateur.
<i>W</i>	Watt.
W/m^2	Watt par mètre carré.
<i>Ah</i>	Ampère-heure.
<i>Wh</i>	Watt-heure.
<i>s</i>	Seconde.
$^{\circ}C$	Degré Celsius.
<i>Deep Learning</i>	L'apprentissage profond.
<i>Q-Learning</i>	L'apprentissage par renforcement.
<i>Smart Grid</i>	Réseaux électriques intelligents.

Table des matières

Introduction générale	1
1. Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques	
1.1 Introduction	7
1.2. Évolution mondiale de l'énergie solaire photovoltaïque	7
1.3. Gisement solaire en Algérie.....	8
1.4. Énergie solaire photovoltaïque en Algérie	9
1.5. L'énergie solaire	9
1.6. L'énergie solaire photovoltaïque (PV)	9
1.7. L'effet photovoltaïque	10
1.8. Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	10
1.9. La cellule photovoltaïque	12
1.10. Technologies des cellules solaires photovoltaïques	13
1.11. Module photovoltaïque	18
1.12. Le panneau solaire	19
1.13. Générateur photovoltaïque (GPV)	19
1.14. Protection des panneaux solaires	22
1.15. Classification des systèmes PV (selon le type d'application)	22
1.16. Conclusion	26
2. Modélisation des éléments d'un système photovoltaïque	
2.1. Introduction	28
2.2. Modélisation du générateur photovoltaïque	28
2.3. Paramètres d'une cellule photovoltaïque	31
2.4. Caractéristiques du générateur PV	34
2.5. Validation du modèle	36
2.6. Paramètres d'influence sur les caractéristiques du générateur PV	38
2.7. Convertisseur DC-DC	40
2.8. Conclusion	49
3. Techniques de Suivi du Point de Puissance Maximale	
3.1. Introduction	51
3.2. Critères de sélection MPPT	52
3.3. Les premiers types de commande MPPT	53

3.4. Les différentes méthodes MPPT dans la littérature	55
3.5. Les méthodes MPPT conventionnelles	56
3.6. Les méthodes MPPT basées sur des techniques avancées	64
3.7. Techniques MPPT hybrides	68
3.8. Autres algorithmes MPPT	73
3.9. Micro-réseau à courant continu CC et stockage hybride de l'énergie	73
3.10. Conclusion	78
4. Validation des techniques intelligentes pour le suivi du point MPP	
4.1. Introduction	80
4.2. Technique MPPT à base de la logique floue	81
4.3. Algorithme MPPT à base de réseaux de neurones artificiels.....	85
4.4. ANN-Fuzzy MPPT	88
4.5. Résultats et discussion	91
4.6. Conclusion	107
5. Système PV avec stockage hybride	
5.1. Introduction.....	109
5.2. Les équipements de stockage d'énergie	109
5.3. Simulation et discussion des résultats.....	119
5.4. Conclusion.....	136
Conclusion générale et perspectives	137
Bibliographie	140

Introduction générale

Dû au développement de l'industrie mondiale, et l'augmentation de la demande énergétique des populations au cours des dernières décennies, l'épuisement des ressources énergétiques fossiles est devenu un sujet préoccupant. De plus, les émissions de gaz à effet de serre, principalement causées par les sources d'énergie conventionnelles, ont atteint des niveaux alarmants. Pour cela, la nécessité de développer d'autres ressources énergétiques est cruciale. L'énergie éolienne, marémotrice, géothermique et solaire sont autant d'exemples de sources d'énergie renouvelables qui peuvent contribuer à résoudre ces problèmes. En particulier, l'énergie solaire est l'une des alternatives énergétiques les plus durables car elle est non seulement propre mais aussi pratiquement inépuisable et disponible gratuitement. En réalité, la quantité d'énergie fournie par le Soleil est environ 10 000 fois supérieure à celle utilisée par la Terre. Par conséquent, les outils permettant d'exploiter cette énergie illimitée doivent être développés et améliorés. Les dispositifs appelés panneaux photovoltaïques transforment directement la lumière du soleil en électricité grâce à l'effet photoélectrique. Les groupes de cellules solaires constituent leur composant majeur [1].

Au début du XXI^e siècle, la production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques a fait un saut qualitatif, et la capacité photovoltaïque installée dans le monde augmente chaque année [2]. Avec 175 GW de systèmes solaires construits et mis en service, l'industrie mondiale de l'énergie photovoltaïque connaît une croissance considérable en 2021. La capacité photovoltaïque totale installée et cumulée a atteint 942 GW fin 2021 [2]. Jusqu'à 350,6 GW d'énergie solaire photovoltaïque pourraient être en ligne dans le monde d'ici 2023 [3]. Cela est rendu possible car, entre 2009 et 2021, le prix d'installation de panneaux solaires photovoltaïques a chuté de plus de 90 %, faisant de l'énergie solaire un phénomène mondial et incitant plusieurs pays à adopter cette technologie respectueuse de l'environnement [3]. D'une autre part, grâce à la reprise progressive des projets retardés en raison de problèmes de chaîne d'approvisionnement en 2021 et 2022, la demande de solaire photovoltaïque cette année pourrait augmenter de plus de 53,4% par rapport à 2022 [3]. Dans cette perspective, l'Algérie a commencé à faire de grands efforts dans le domaine du développement des énergies renouvelables afin de réaliser la diversification de l'approvisionnement énergétique et d'encourager l'utilisation de l'énergie durable. Pour exploiter son vaste potentiel solaire, l'Algérie a centré sa politique énergétique sur le développement de l'énergie solaire [4]. Dans le cadre de ce programme, des centrales solaires photovoltaïques d'une capacité combinée de 1 000 MW seraient construites et dispersées dans tout le pays par tranches de 50 à 300 MW. Déployer 15 000 MW d'ici 2035 est l'objectif d'une stratégie nationale en matière d'énergies renouvelables, dont elle est une composante [5].

Pour assurer une production photovoltaïque à haut rendement et ainsi dépasser le seuil de compétitivité par rapport aux autres sources d'énergie, de nouvelles techniques seront sans cesse requises [2]. Les orientations actuelles de recherche et développement dans le domaine du photovoltaïque reposent, d'une part, sur la création de nouveaux procédés de croissance du silicium multi cristallin (composant fondamental formant une cellule photovoltaïque), et sur l'abaissement des épaisseurs et l'amélioration des dispositifs photovoltaïques, et d'un autre côté, sur l'émergence de ces dispositifs et l'optimisation globale de la chaîne de conversion photovoltaïque.

Des convertisseurs d'électronique de puissance performants seront de plus en plus nécessaires pour l'intégration des systèmes solaires dans les installations de production d'électricité des sites isolés, qu'ils prennent la forme de grandes centrales ou de toitures photovoltaïques connectées au réseau. Un générateur photovoltaïque produit sans aucun doute de l'électricité, mais entraîne aussi des pertes considérables de puissance et coûtera par conséquent plus cher que prévu. Cela est dû essentiellement à la nature non linéaire et très variable des caractéristiques d'un générateurs PV. En fait, la quantité d'énergie qu'un générateur photovoltaïque produit à un moment donné dépend des conditions météorologiques (la température et l'irradiation solaire). Afin de relever ce défi et de créer par la suite un système photovoltaïque à haut niveau de performance et de rentabilité, des recherches approfondies sont actuellement en cours sur le contrôle qui effectue la recherche de point de puissance maximale en couplant le générateur photovoltaïque à la charge via un convertisseur de puissance. En raison de son fonctionnement basé sur la commutation, le convertisseur de puissance peut être décrit comme un système non linéaire variant dans le temps. Grâce à un contrôle convenable au niveau de l'interrupteur, la conversion s'effectue en stockant l'énergie de la source pendant une partie de la période de commutation puis en la transférant à la charge pendant la période de commutation restante. L'allongement de la durée de vie et de la fiabilité du ou des convertisseurs de puissance utilisés dans une chaîne de conversion photovoltaïque est l'un des enjeux fréquemment pris en considération. Puisqu'elles accélèrent le vieillissement des composants des convertisseurs de puissance, les contraintes électriques sont parmi les facteurs les plus critiques qui doivent être atténuées [6].

Dans ce domaine, qui s'est considérablement développé et ne cesse de croître, il existe plusieurs études et recherches qui fournissent fréquemment de multiples topologies et conceptions de convertisseurs de puissance spécialisés. La sélection de la topologie adéquate à une chaîne de conversion photovoltaïque requiert une connaissance précise des performances de ces nouvelles conceptions de convertisseurs statiques. Les convertisseurs DC-DC présentent un comportement dynamique non linéaire du point de vue du contrôle, et le rapport cyclique influence la façon dont ils sont modélisés, ce qui augmente la complexité de leur contrôle. Dans le cadre de ce travail, nous créons des lois de commande sophistiquées pour le fonctionnement optimal de l'étage du convertisseur de puissance, augmentant ainsi l'efficacité de la chaîne de conversion photovoltaïque.

Les performances des modules photovoltaïques sont considérablement affectées par les conditions climatiques telles que le rayonnement solaire et la température, ce qui entraîne des caractéristiques courant-tension I-V et puissance-tension P-V non linéaires. Les variations de l'irradiation solaire ont un impact sur le courant délivré par le panneau photovoltaïque, tandis que les changements de température affectent la tension de cet équipement. Les systèmes photovoltaïques sont conçus pour fournir une puissance de pointe indépendante des variations de l'intensité du rayonnement solaire ou de la température. Pour améliorer l'efficacité des systèmes solaires, un convertisseur élévateur DC-DC (boost) est placé entre le générateur photovoltaïque et la charge qui fonctionne en courant continu (CC).

L'unité de suivi du point de puissance maximale (MPPT) ajuste le rapport cyclique du convertisseur élévateur en temps réel et contrôle l'ouverture et la fermeture de l'interrupteur de puissance qui est généralement un transistor à effet de champ semi-conducteur à oxyde métallique (MOSFET) ou un transistor bipolaire à grille isolée (IGBT). Ainsi, peu importe les circonstances météorologiques ; le système génère toujours sa pleine puissance.

Les scientifiques ont conçu une multitude d'algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) pour maximiser l'efficacité des générateurs photovoltaïques (PV), certaines approches s'appuyant de manière linéaire sur les caractéristiques caractéristiques du module PV, telles que sa tension en circuit ouvert et son courant de court-circuit [7] [8] [9]. Ces techniques reposent sur le fait que la tension ou le courant au point de puissance maximale (MPP) du générateur photovoltaïque est directement proportionnel aux valeurs de la tension en circuit ouvert et du courant de court-circuit. Puisqu'elle est simple à appliquer, l'approche de perturbation et d'observation (P&O) est la plus utilisée pour trouver la puissance maximale [10]-[14]. Cette méthode compare la puissance de sortie du module PV à sa puissance de sortie lors d'un cycle de perturbation précédent pour déterminer dans quelle mesure la méthode fonctionne. Le point de fonctionnement est ajusté par le système de contrôle en réponse aux changements de tension et de puissance des modules PV. Le point de fonctionnement du module PV est déplacé dans l'autre sens si la condition n'est pas remplie [11]. Une approche populaire qui s'appuie sur un modèle mathématique est la conductance incrémentale (IC) [15]-[18]. Les dérivées de la puissance de sortie du panneau sont calculées par cette procédure en utilisant la tension V et sa différence à l'instant t et $t-1$, et le courant I et sa différence à l'instant t et $t-1$. Dans sa forme la plus puissante, sa dérivée est nulle ; pourtant, il est positif à gauche et négatif à droite [11]. Lorsqu'il s'agit de suivre le point de puissance idéal fourni par les systèmes photovoltaïques, ces stratégies font partie de la stratégie MPPT conventionnelle. Pour tester la tension en circuit ouvert et le courant de court-circuit, les deux premières techniques nécessitent de retirer le panneau photovoltaïque du système. Le panneau étant isolé pendant de courtes périodes, ce qui provoque des pertes d'énergie. P&O et IC sont plus répandus. Les propriétés du panneau photovoltaïque (P-V) sont utilisées par ces techniques. Une fois le MPP est déterminé par la méthode P&O, des oscillations en régime permanent se produisent en raison des perturbations apportées par cette stratégie pour maintenir le MPP, ce qui provoque une augmentation des pertes de puissance. L'approche de conductance incrémentale prend en compte le fait que la pente de la caractéristique P-V est nulle au MPP, il s'ensuit qu'en théorie, il ne devrait plus y avoir de variation autour de cette valeur une fois qu'elle a été trouvée. Il en résulte une diminution significative de la volatilité. En réalité, cependant, les opérations de traitement numérique ne ramènent presque jamais la pente de la caractéristique P-V à zéro. Ainsi, lorsque l'irradiation change rapidement, la méthode IC pourrait donner un résultat erroné [13]. Le développement des techniques de contrôle MPPT a permis de résoudre ces problèmes. Plusieurs méthodes d'IA, notamment les algorithmes génétiques (GA), l'approche neuro-flou, la logique floue (FL) et les réseaux de neurones artificiels (RNA), en constituent la base. Ils minimisent les dépassements pendant la phase transitoire, améliorent la précision du suivi et le temps de réaction, et atténuent les oscillations en régime permanent pour toutes les valeurs de rayonnement et de température, ce qui les rend supérieurs aux approches traditionnelles.

Un contrôleur P&O capable d'identifier le MPP du générateur PV a été proposé dans [19] ; ses performances ont été comparées à celles d'un contrôleur flou. Comparé au contrôleur conventionnel, le contrôleur flou est plus performant dans les simulations en termes de temps de convergence, de perte de puissance et d'oscillation du point de fonctionnement. Vous pouvez voir une comparaison de quatre algorithmes MPPT différents basés sur FLC dans [20].

Asif et al. [21] ont recommandé la conception et l'évaluation d'un système PV autonome équipé d'un convertisseur push-pull et d'un algorithme MPPT basé sur FL. Les contrôleurs ANN-MPPT à pas fixe et variable ont été proposés, analysés et comparés dans [22]. Touré et al. [23]

font des recherches sur un contrôleur MPPT hybride conçu pour un système solaire PV basé sur un ANN par le biais du logiciel MATLAB/Simulink.

Les chercheurs ont présenté une nouvelle technique hybride basée sur FL [24] pour améliorer le MPPT. L'algorithme proposé se compose de deux parties. L'un consiste à calculer le point opérationnel et l'autre à effectuer un réglage précis. La méthode du courant de court-circuit est utilisée pour calculer le point de fonctionnement, qui prédit la puissance maximale estimée. Un réglage précis est basé sur l'approche FL pour suivre la valeur exacte du point de puissance optimal MPP. La technique proposée est simulée à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink. Kumar et al [25] montrent les avantages de l'utilisation d'algorithmes génétiques (GA ou GA) par rapport à la P&O et à l'IC. Les chercheurs concluent, après avoir étudié diverses méthodologies dans [26], que les techniques d'apprentissage automatique, de FL et d'IA semblent être les plus utiles et les plus prometteuses dans le processus de récolte de la plus grande puissance d'un système solaire photovoltaïque. Les auteurs de [27] et [28] ont regroupé les techniques MPPT intelligentes en trois catégories : méthodes hors ligne, en ligne et hybrides. Les résultats de simulation de chaque catégorie ont également été comparés à l'aide de MATLAB/Simulink. Les méthodes MPPT basées sur des calculs simples ont été récemment revues dans [29]. Une catégorisation approfondie des approches MPPT a été publiée dans [30]. Un aperçu complet des principes et des approches MPPT est fourni, ainsi qu'une comparaison de certains paramètres critiques. De nombreuses études ont établi la faisabilité de l'utilisation d'approches d'IA pour les trackers MPP des systèmes photovoltaïques à des fins de modélisation, de prédiction et de contrôle. Ceux-ci ont été récemment développés et sont utilisés pour améliorer l'efficacité de la conversion énergétique. D'un autre côté, les progrès rapides dans le domaine des réseaux prédifusés programmables sur le terrain (FPGA) offrent d'excellentes chances d'intégrer efficacement des contrôleurs MPPT basés sur des approches d'IA pour les applications en temps réel. Des recherches supplémentaires sont en cours pour tirer parti des tendances et des défis potentiels dans la conception de régulateurs MPPT incorporant des contrôleurs numériques intelligents dans un FPGA, comme mentionné dans [31].

L'environnement MATLAB/Simulink a été choisi pour effectuer de nombreuses simulations dans le cadre de cette thèse, car il est largement utilisé dans le milieu universitaire, les organisations industrielles et les centres de recherche. Il est également adopté par multiples disciplines d'ingénierie. Il dispose de nombreux outils pour simuler des systèmes extrêmement complexes, y compris des systèmes de production d'énergie renouvelable tels que les systèmes solaires photovoltaïques et des composants électriques et électroniques [2].

Ce manuscrit comprend quatre chapitres :

Tout d'abord, Des généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques ont été présentées dans le premier chapitre. Dans le deuxième chapitre, nous exposons la modélisation mathématique des éléments constituant le système PV, incluant la modélisation de la cellule et le générateur photovoltaïque PV, la modélisation de l'étage d'adaptation est également présentées, ceci peut être un hacheur dévolteur Buck ou un hacheur survolteur Boost ou un hacheur dévolteur-survolteur Buck-Boost, nous fournirons aussi la modélisation des éléments de stockage, y compris le modèle d'une batterie et d'un super-condensateur. Un état de l'art sur les techniques de commandes MPPT pour les systèmes photovoltaïques est présentés dans

le troisième chapitre, ainsi qu'un aperçu sur les micro-réseaux à courant continu et les systèmes de stockage d'énergie électrique, notamment les systèmes de stockage hybride.

Le quatrième chapitre est consacré à la description des différentes stratégies MPPT étudiées dans cette thèse et les examiner en détails. Ces méthodes sont basées essentiellement sur la logique floue FL MPPT, les réseaux de neurones artificiels ANN MPPT et la technique hybride ANN-fuzzy proposée dans cette étude. Celle-ci est basée sur la combinaison de l'ANN et de l'approche FL. La méthode suggérée représente une solution optimale et efficace pour suivre le point de puissance maximale (MPPT) d'un panneau PV. Elle est évaluée par rapport aux deux autres techniques ANN et FL, où ce sont simulées et examiner séparément et en détail sous diverses conditions météorologiques (irradiation et température).

Sur la base de la simulation effectuée par le logiciel MATLAB/Simulink, les résultats obtenus en utilisant chaque technique sont exposés et comparés en fonction de leur précision, leur efficacité, leurs temps de réponse, le dépassement durant la phase transitoire et l'oscillation autour du point de fonctionnement en régime permanent, afin d'identifier la méthode qui garantit les meilleures performances possibles.

Le chapitre 5 explore les performances d'un système photovoltaïque destiné à produire de l'électricité. Un panneau photovoltaïque (PV), un hacheur élévateur, une charge à courant continu (CC) (résistive ou inductive) et un système de stockage d'énergie hybride actif (HESS) font partie de ce système. Le HESS est composé d'une batterie et d'un supercondensateur, qui sont connectés par des convertisseurs Buck-Boost bidirectionnels au bus CC du convertisseur Boost. L'objectif était de fournir une référence de puissance appropriée pour les systèmes photovoltaïques (PV) et de stockage d'énergie afin de maintenir une tension de bus à courant continu (CC) constante à la borne de charge. Cela a été accompli en utilisant un contrôle linéaire par le biais d'un régulateur proportionnel-intégral (PI). De plus, la stratégie de suivi du point de puissance maximale ANN-fuzzy a été utilisée pour réguler le système photovoltaïque (PV) afin d'optimiser sa puissance de sortie dans diverses conditions climatiques. A la fin, On termine ce travail par une conclusion générale et un certain nombre de perspective.

Chapitre 1

Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

1.1. Introduction

L'insuffisance des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) et leurs conséquences néfastes sur l'environnement, sont les principaux sujets qui inquiètent l'humanité durant cette époque.

Malgré toutes ces préoccupations, une solution prometteuse se profile à l'horizon, consiste à l'exploitation des sources d'énergie renouvelable. Ces ressources sont avantageuses du fait qu'ils sont inépuisables, non polluants et ils sont également disponibles gratuitement dans la nature.

À cet égard, les gouvernements et les autorités des pays ont accru leur intérêt pour les énergies renouvelables afin de répondre aux besoins énergétiques mondiaux croissants [2].

Les scientifiques et les chercheurs ont également dirigé leur attention et leurs efforts vers cet important domaine de recherche. Par conséquent, une optimisation du coût de production de l'énergie électrique basé sur l'exploitation des sources d'énergie renouvelable aura lieu, ainsi que l'amélioration de sa qualité [33].

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est l'une des énergies renouvelables qui peuvent être fortement exploitées afin d'aboutir à la satisfaction des demandes énergétiques d'une part, et diminuer l'utilisation des énergies fossiles d'une autre part.

Ce type d'énergie a notamment connu une évolution considérable ces dernières années, ce qui mène à une réduction du coût de fabrication des panneaux solaires, qui à son tour conduit à une réduction du coût global de la chaîne de conversion photovoltaïque [35] [36].

Cela se reflète par une croissance rapide des installations photovoltaïques dans le monde chaque année [34].

Dans ce chapitre, des statistiques récentes seront présentées afin de concrétiser l'évolution considérable de la production et de la consommation mondiale d'énergie solaire au cours des dernières décennies, suivi d'un état de l'art sur l'énergie solaire et les panneaux photovoltaïques PV ainsi que leurs principaux types et technologies, et nous terminerons par une conclusion à la fin de ce chapitre.

1.2. Évolution de l'énergie photovoltaïque dans le monde

En 2023, le monde a la capacité de déployer 350,6 gigawatts de systèmes photovoltaïques. La demande solaire photovoltaïque devrait augmenter d'environ 53,4 % cette année par rapport à 2022, lorsque les ajouts solaires mondiaux ont atteint 228,5 GW. La baisse des prix des modules et le redémarrage progressif des projets reportés en 2021 et 2022 en raison de problèmes de chaîne d'approvisionnement sont les principales raisons. La Chine devrait avoir la demande la plus élevée cette année avec 148,9 GW, suivie par les États-Unis avec 40,5 GW, l'Inde avec 17,2 GW, le Brésil avec 14,2 GW, l'Allemagne avec 11,8 GW, l'Espagne avec 11,4 GW et le Japon avec 8 GW.

La région Asie-Pacifique devrait représenter la majeure partie de la capacité installée cette année, avec environ 202,5 GW de demande projetée. La Chine, la Malaisie et les Philippines mèneront cette croissance.

L'Europe devrait représenter 68,6 GW du total, avec l'Allemagne, l'Espagne et les Pays-Bas en tête. Les Amériques déploieront probablement environ 64,6 GW. Le Moyen-Orient et l'Afrique déploieront conjointement 14,9 GW de nouvelles installations photovoltaïques cette année, en hausse de 49,5 % sur un an [3].

1.3. Gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est la collection d'information décrivant la variation d'irradiation solaire disponible dans une zone géographique spécifique pendant une durée déterminée. Son importance réside dans leur utilisation pour simuler le fonctionnement d'un système solaire de production d'énergie et le dimensionner avec précision prenant en considération les besoins énergétiques à satisfaire [37].

L'Algérie dispose d'un énorme niveau d'ensoleillement, estimé d'environ 3000 heures par an dans la quasi-totalité du territoire national [38].

La carte de l'Algérie illustrée dans la figure 1.2 montre l'irradiation horizontale globale (GHI) disponible [39].

L'Algérie dispose d'un gigantesque champ solaire, dans les zones les moins ensoleillées, l'intensité des rayonnements solaire est d'environ 5,75 kWh / m² / jour. La région située à l'extrême sud-est est la région la plus ensoleillée, avec de grandes zones de valeurs GHI supérieures à 7 kWh / m² par jour [39].

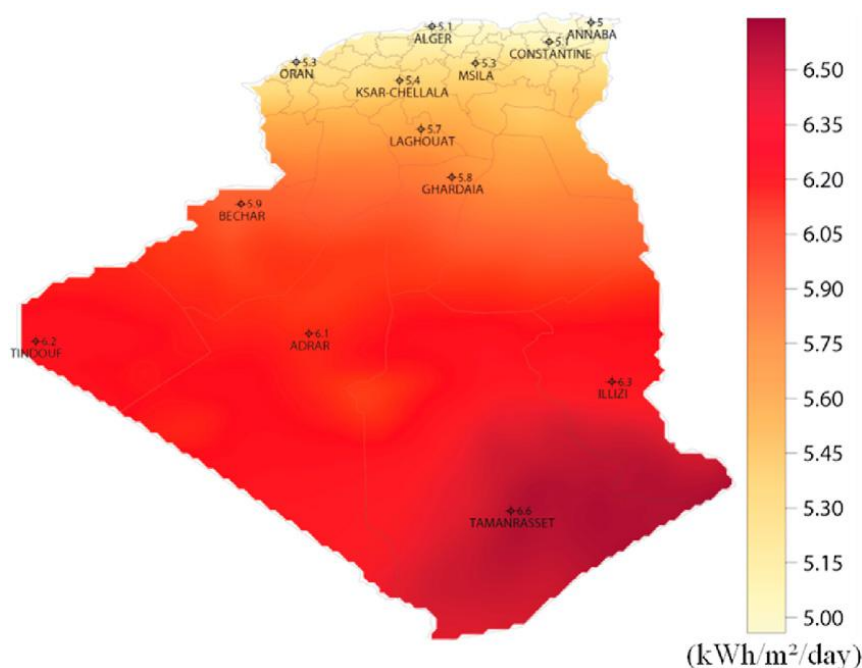


Figure 1.1. Carte d'irradiation horizontale globale de l'Algérie [39].

1.4. Énergie solaire photovoltaïque en Algérie

D'après le bilan du CEREFÉ (Commissariat aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique), la capacité d'énergies renouvelables (EnR) installée à la fin décembre 2021 au niveau national (Algérie) atteint 567,1 MW dont 438,2 MW hors hydroélectricité [38] [39].

L'énergie solaire photovoltaïque est considérée comme le type d'énergie renouvelable le plus dominant en Algérie.

En effet, la capacité totale de photovoltaïque installée (PV) a atteint 344,1 MW En 2019 [39].

La totalité des énergies renouvelables hors hydroélectricité est estimée de 92 %, dont l'énergie solaire photovoltaïque est la source principale de production d'électricité [40], avec une contribution de 84 % raccordée au réseau (on-grid) et 8 % hors réseau (off-grid), alors que le solaire thermique (CSP) et l'éolien représentent respectivement 6 % et 2 % des EnR hors hydroélectricité [40]. La capacité d'énergie éolienne était de 10,2 MW En 2019 [39]

Le développement de l'énergie solaire est au cœur du plan énergétique de l'Algérie, qui prend la transition énergétique au sérieux et vise à utiliser les énormes réserves solaires du pays. Dans ce contexte, l'Algérie a dévoilé son plan national visant à construire 1 000 MW d'énergie solaire photovoltaïque, qui seraient dispersés dans tout le pays par tranches de 50 à 300 MW. Déployer 15 000 MW d'ici 2035 est l'objectif d'une stratégie nationale en matière d'énergies renouvelables, dont elle est une composante [41].

1.5. L'énergie solaire

Comme son nom l'indique, l'énergie solaire, également connue sous le nom de rayonnement, provient du soleil [42], il fournit la quantité d'énergie la plus importante à la terre [43]. En outre l'énergie solaire est entièrement gratuite et non polluante [36]. Certes, la fusion nucléaire se produit profondément dans le soleil. L'énergie libérée par ces processus nucléaires voyage à travers l'espace et interstellaires sous deux formes de rayonnement (d'abord par rayonnement et ensuite par convection). Les cellules photovoltaïques absorbent les rayons du soleil et convertissent leur énergie en électricité. Deuxièmement, le rayonnement infrarouge complète la lumière visible pour permettre aux panneaux solaires thermiques de fonctionner [42].

1.6. L'énergie solaire photovoltaïque (PV)

L'énergie produite par les cellules photovoltaïques provient de la conversion directe du rayonnement solaire en électricité [36]. Plusieurs de ces cellules sont reliées entre elles pour former des panneaux photovoltaïques [42]. En raison de l'absence d'éléments mobiles (contrairement aux turbines éoliennes et hydroélectriques), les systèmes photovoltaïques sont extrêmement fiables et sans danger pour la faune [43].

Les particuliers peuvent utiliser ces panneaux pour recharger leurs batteries et répondre à leurs besoins électriques, ou à plus grande échelle, dans des centrales photovoltaïques pour desservir le réseau de distribution public [42].

1.7. L'effet photovoltaïque

Le terme « photovoltaïque » (PV) provient du terme grec « phôtos », qui désigne la lumière, et du nom de l'inventeur de la pile électrique Alessandro Volta, qui a donné son nom au « volt » [34].

Edmund Becquerel, physicien français, a découvert le phénomène photovoltaïque en 1839.

Il s'agit d'un processus de conversion du rayonnement solaire en énergie électrique à l'aide de composants semi-conducteurs appelés cellules solaires [36]. Ces cellules photovoltaïques sont composées de deux types de semi-conducteurs un type P et un type N qui sont réunis pour créer une jonction P – N [33].

De nombreux scientifiques ont tenté de créer des dispositifs de production d'énergie utilisant ce phénomène depuis sa découverte. En 1870, l'effet photovoltaïque a été examiné dans le sélénium, révélant que l'efficacité énergétique du sélénium solide n'était que de 1 à 2 %, nettement inférieure au seuil acceptable pour les convertisseurs D. En 1950, le silicium cristallin de haute pureté a été créé. En 1954, les Bell Labs ont développé une cellule photovoltaïque au silicium avec un rendement de conversion de 4 %, qui a ensuite été augmenté à 11 % [44].

Du point de vue électrique, la production d'une paire électron-trou est l'explication de l'énergie générée par l'absorption d'un photon dans un matériau semi-conducteur. Comme illustré sur la figure 1.3, la différence de potentiel électrique qui provoque cette réaction est le résultat d'un déséquilibre dans la répartition des charges [45].

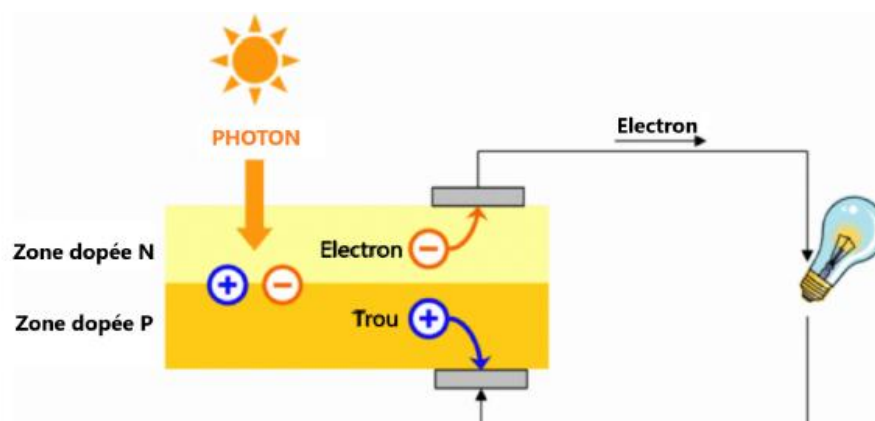


Figure 1.2.Effet photovoltaïque [44].

1.8. Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :

L'effet photoélectrique est le mécanisme fondamental de la transformation de l'énergie solaire en énergie électrique. Il sert à produire et transporter des charges électriques positives et négatives à l'intérieur d'un matériau semi-conducteur comme le silicium, qui transforme ensuite l'énergie lumineuse des rayons du soleil en électricité de manière directe et efficace [46].

Ce principe se trouve dans une collision de photons incidents (flux de lumière) avec électrons libres et électrons de valence sous forme d'énergie.

Lorsque l'énergie dépasse ou égale l'énergie de gap du semi-conducteur (E_g), les électrons se déplacent de la bande de valence vers la bande de conduction, créant ainsi des paires électron-trou en différents points de la jonction. Par conséquent, les particules minoritaires proches de la jonction sont très susceptibles de la traverser, alors que la jonction empêche efficacement les porteurs majoritaires de la traverser (Voir figure 1.4).

Si les photons ont une énergie très supérieure à E_g , ils passent de la bande de valence à un niveau instable de la bande de conduction. L'excès d'énergie sera transmis sous forme de photons réseau cristallin puis perdu en chaleur et l'électron prendra un niveau stable dans la bande de conduction. Si les photons ont une énergie inférieure à E_g , ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque [44].

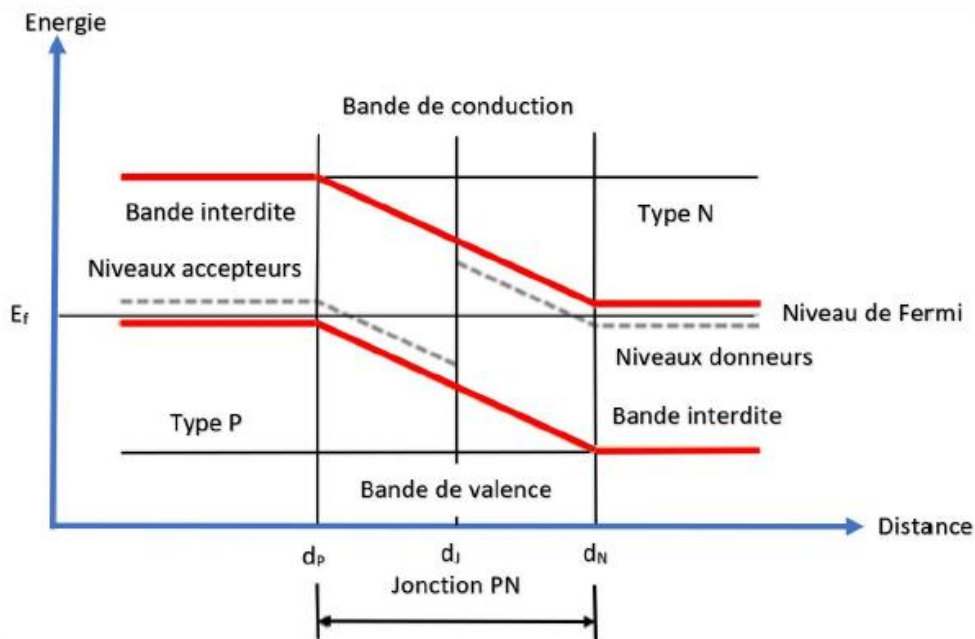


Figure 1.3. Diagrammes de bandes d'énergie au voisinage de la jonction [44].

Le type de cellule le plus simple actuellement utilisé est une cellule en silicium cristallin (Si). La figure 1.5 montre sa structure fondamentale, qui comprend deux couches de matériau semi-conducteur :

Les atomes de phosphore sont dopés avec 5 électrons périphériques, un de plus que les atomes de silicium, formant une fine couche supérieure (de type n) exposée à la lumière du soleil. Une couche en dessous (type P) est dopée avec des atomes de bore (B), provoquant un manque d'électrons d'un par rapport aux atomes de silicium, conduisant à la présence d'un trou. La couche «type N» est riche en électrons, tandis que la couche «type P» est déficiente en électrons. Une jonction P-N se forme lorsque les deux couches se combinent, permettant aux électrons de la couche N de se déplacer vers la couche P. La couche « N » est chargée positivement, tandis que la couche « P » est chargée positivement. Négatif. Une fois l'équilibre atteint, un champ électrique interne devient apparent. Les atomes de silicium dans les couches «n» et «p» de la cellule solaire peuvent subir une perte d'électrons lors de l'absorption des photons. Les électrons libérés sont dirigés vers la cathode (-) par le champ électrique interne de la cellule, puis circulent

dans un circuit externe pour générer un courant électrique. Les électrons retournent ensuite vers l'anode positive, où ils interagissent à nouveau avec les trous. L'absorption accrue des photons (rayonnement solaire) entraîne la libération d'un plus grand nombre d'électrons, conduisant à une production de courant plus élevée [47].

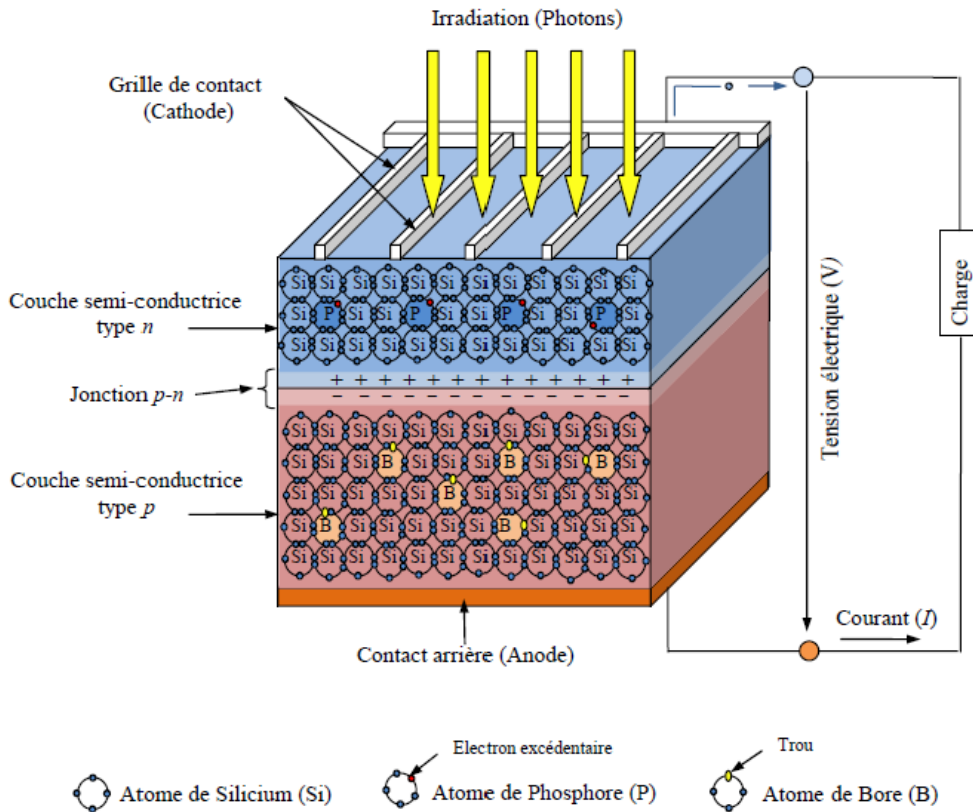


Figure 1.4. Structure physique de la cellule photovoltaïque [47].

1.9. La cellule photovoltaïque

Une cellule solaire, ou cellule photovoltaïque (PV), est l'unité de base d'un générateur PV ; il est constitué de matériaux semi-conducteurs comme le silicium (Si), le germanium (Ge), le sulfure de cadmium (CdS) ou le tellure de cadmium (CdTe), et il est capable de convertir l'énergie des photons reçus à sa surface en une tension électrique, produite par une déstabilisation des électrons dans le matériau. La cellule PV peut agir comme un générateur tant que les électrons continuent de circuler dans le circuit externe [34] [37] [44].

Depuis les années 1950, des recherches ont été menées sur la technologie photovoltaïque (PV) à base de cellules au silicium (Si) [47].

Les États-Unis d'Amérique sont le premier pays au monde à développer une cellule photovoltaïque (cellule solaire) en 1954 par des chercheurs affiliés aux laboratoires Bell, qui ont découvert que lorsque des « impuretés » étaient ajoutées à un semi-conducteur, la sensibilité du silicium, en particulier du bore et du phosphore, pourrait augmenter [36].

Le silicium (un semi-conducteur de classe IV) est de loin le matériau photovoltaïque le plus largement utilisé dans les cellules solaires. Le dioxyde de silicium, ou sable de quartz, est un type de silicium non toxique largement répandu dans la croûte terrestre. De nos jours, 90 % de l'industrie photovoltaïque mondiale est constituée de technologies photovoltaïques à base de cellules au silicium (Si). Le silicium cristallin ou amorphe sont les deux formes sous lesquelles le silicium solaire peut exister. Les cellules cristallines sont larges et ont une épaisseur comprise entre 0,1 et 0,2 mm, tandis que l'état amorphe est employé en couches minces de l'ordre du micron et inférieures, déposées sur un support [47].

Les figures 1.6 et 1.7 présentent une illustration schématique d'une conception de cellule solaire. Elle comprend un abri en verre (g), un agent d'encapsulation (e) et un contact arrière métallique (m) pour minimiser les pertes provoquées par la réflexion du rayonnement entrant. [37].



Figure 1.5.Représentation schématique d'une cellule solaire [44].

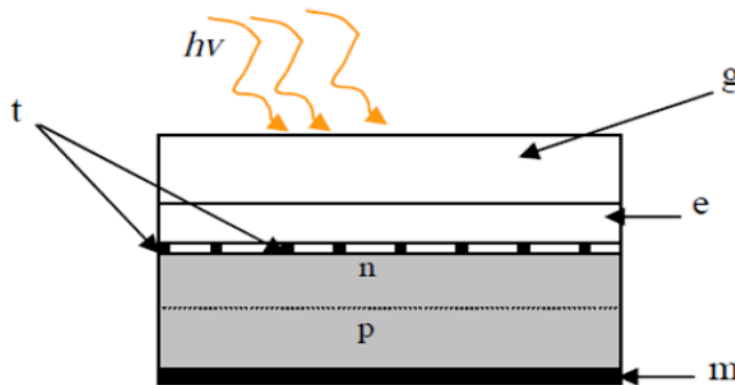


Figure 1.6.Présentation schématique d'une cellule solaire [37].

1.10. Technologies des cellules solaires photovoltaïques

Il est possible de classer les technologies photovoltaïques en trois grands groupes : les cellules solaires à couches minces, les substances cristallines solides (souvent dérivées du silicium) et diverses technologies (telles que les cellules de concentration, les cellules organiques, les cellules à colorant, les cellules multicouches, etc.)

1.10.1. Cellules solaires en silicium cristallin

Parce qu'elles ont été les premières du genre à entrer sur le marché et qu'elles ont déjà atteint leur maturité, les cellules en silicium cristallin sont parfois considérées comme une technologie de « première génération ». Les plaques de ce type peuvent être carrées ou pseudo-carrées, et parfois même rondes. Les cellules de silicium peuvent être monocristallines ou polycristallines [47].

1.10.1.1. Cellules monocristallines

Au début de la technologie solaire, les cellules monocristallines étaient parmi les plus courantes. [45] Ils sont constitués d'un monocristal d'aspect homogène soit bleu gris soit noir (voir figure 1.8.a) [46] [47].

Ces cellules ont une efficacité de conversion de 24,7 % en laboratoire [36], bien que les cellules de ce type accessibles dans le marché aient des efficacités de conversion allant de 13 % à 17 % et sont donc généralement considérées comme étant largement utilisées dans le secteur commercial [44].

Dans de bonnes conditions d'éclairage, c'est la cellule photovoltaïque la plus efficace [34]. Ce type de cellule peut convertir une intensité d'éclairement solaire de 1000 W/m^2 en 140 W de puissance électrique avec une surface cellulaire de 1 m^2 . La production de cellules Si monocristallines nécessite un matériau semi-conducteur absolument pur. Les tiges monocristallines sont extraites du silicium fondu et coupées en fines puces (plaquettes). Un tel type de production permet un degré relativement élevé de convivialité. La durée de vie prévue de ces cellules est généralement de 25 à 30 ans et bien sûr, comme pour toutes les cellules photovoltaïques, les performances se dégradent quelque peu au fil des ans [44].

1.10.1.2. Cellules poly-cristallines

Les cellules de silicium multicristallin (ou polycristallin) sont constituées de plusieurs cristaux plus petits emballés ensemble et ressemblent à une "mosaïque" compacte d'éclats métalliques bleus mesurant des millimètres à des centimètres (voir figure 1.8.b), ces fragments sont appelés "grains" [47].

Ce type de cellule peut convertir une intensité d'éclairement solaire de 1000 W/m^2 en 130 W de puissance électrique avec une surface de cellule de 1 m^2 . La production de ces cellules est économiquement plus efficace par rapport au monocristallin. Le silicium liquide est versé dans des blocs, qui sont ensuite découpés en dalles. Lors de la solidification des matériaux, des structures cristallines de différentes tailles sont créées, aux bords desquelles des défauts peuvent apparaître, ce qui rend la cellule solaire à avoir une efficacité quelque peu inférieure, qui varie de 10 % à 14 % tandis qu'en laboratoire, son rendement atteint 19.8 % [36]. On s'attend à ce que la durée de vie se situe entre 20 et 25 ans [44].

Bien que l'efficacité de ces cellules soit inférieure à celle des cellules monocristallines, la production de ces cellules nécessite moins d'énergie. En conséquence, leur coût de production est quelque peu réduit [47].



Figure 1.7. Cellules (a) monocristalline et (b) poly cristalline [46].

1.10.1.3. Cellules en silicium amorphe (Cellules Amorphes)

La première technologie de couches minces utilisée dans le photovoltaïque était le silicium amorphe (A-Si) [47].

Du silicium hydrogéné (à l'état non cristallin) est déposé sur un substrat de verre pour former ce matériau (Figure 1.9) [46]. Grâce à cette innovation, des films de silicium très minces de 0,3 à 1,0 micromètres (500 μ m pour les deux autres variétés présenté au-dessus) sont maintenant réalisables. [45] Il a une structure atomique non cristallisée et désordonnée, mais il fonctionne mieux à des températures élevées, est sensible à la lumière dispersée et nécessite moins de lumière pour réagir. Son coût de fabrication est nettement inférieur à celui des cellules cristallines [48] [49]. Contrairement au silicium cristallin [47], cette cellule n'a qu'un rendement d'environ 6 % [44], (13 % en laboratoire) [36] [45], et a tendance à se dégrader plus rapidement [45].



Figure 1.8. Cellule au silicium amorphe [46].

1.10.2. Les cellules solaires en couches minces

Certains qualifient les cellules à couches minces de cellules de deuxième génération [49]. Il existe essentiellement quatre types différents de cellules solaires répertoriées dans cette catégorie : le silicium amorphe (A-Si), la technologie à couches minces la plus mature (décrite ci-dessus), représentait plus de 25 % du marché mondial en 2014 [46]. CdTe (tellure de cadmium, hétérojonction de sulfure de cadmium), CIS (diséléniure de cuivre-indium, hétérojonction de sulfure de cadmium) et CIGS (hétérojonction de diséléniure de cuivre-

indium-gallium) sont les trois autres formes de cellules non silicium [50]. Construire automatiquement pour le dépôt de couche et à l'aide d'un laser pour la formation de connexion. Il convient aux productions à grande échelle [46].

Cette technique utilise des substrats de coût réduit, cela permet l'optimisation globale du coût de production [46] [47]. Sur un substrat de verre, le silicium est déposé à basse température. De plus, ces cellules peuvent être déposées sur des substrats souples afin de réaliser des cellules souples [46] En général, les cellules solaires à couches minces sont moins efficaces que les cellules en silicium cristallin [47].

1.10.2.1. Le tellure de cadmium (CdTe) :

Le tellure de cadmium (CdTe), également appelé hétéro jonction cadmium telluride sulfure de cadmium, est un matériau polycristallin déposé sur un substrat de verre (Figure 1.10). En 1972, les premières cellules sont créées [46].

Il y a quelques années, cette technique semblait la mieux adaptée aux couches minces car elle présente de nombreux avantages (faible effet d'ombre, bonne production par temps nuageux). [46] Ce type de cellule a un rendement allant de 9 % jusqu'à 11 % pour les modules commercialisés et un rendement de 16 % en laboratoire [36].

En raison des limites environnementales rigoureuses sur les métaux nocifs comme le cadmium (Cd) [46] [47], et de la limitation inhérente de la quantité de tellure sur terre, la recherche tente maintenant de réduire l'épaisseur du tellure aussi près que possible de 3 μm [46] [47].



Figure 1.9. Cellule de tellure de cadmium (CdTe) [46].

1.10.2.2. Le sélénure de cuivre d'indium et de gallium (CIGS) :

Au début des années 1980, le cuivre (Cu), l'indium (In), le gallium (Ga) et le sélénium (Se) ont été évaporés pour créer les premières cellules en alliage CIGS [47].

Plusieurs tentatives de fabrication modernes utilisent la technologie des couches minces pour atteindre des épaisseurs d'un millimètre ou moins (Figure 1.11). De ce fait, son efficacité est un peu meilleure que celle des modules de type amorphe (environ 90 watts par mètre carré). Ces modules sont supérieurs aux modules polycristallins lorsque les niveaux de lumière sont faibles ou qu'il y a une couverture nuageuse (à puissance égale). Ils sont également remarquables pour être rarement affectés par des problèmes d'ombrage. Par rapport à d'autres couches minces, leur stabilité, leur excellent rendement (13 % pour certains modules commerciaux et 21 % pour les

cellules en laboratoire) et leur coût de production relativement modeste permettent à cette technologie de se développer rapidement [46].

Pourtant, des problèmes surviennent en raison de la rareté de l'indium et de ses effets sur l'écosystème [47].

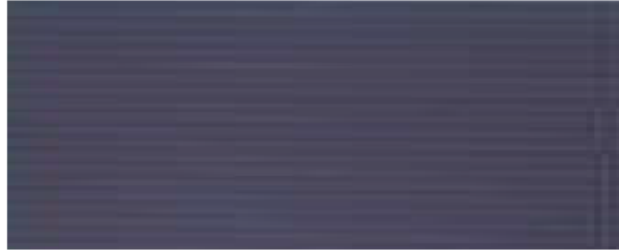


Figure 1.10. Module di-séléniure de cuivre et indium (CIS ou CIGS) [46].

1.10.2.3. L'arséniure de gallium (GaAs)

Dans le tableau périodique de Mendeleïev, GaAs est l'un des semi-conducteurs, qui sont des matériaux qui comprennent un ou plusieurs éléments des colonnes III et V. L'incorporation de cette technologie dans des cellules photovoltaïques à couches minces permet d'obtenir des performances extrêmement élevées, jusqu'à 27,5 % en laboratoire et 18 à 20 % dans les cellules disponibles dans le commerce [36] [45]. Cependant, leur prix encore élevé limite leur utilisation à des marchés de niche comme l'exploration spatiale. Gardez toujours à l'esprit que des cellules solaires hautes performances avec des conceptions à jonction unique et multi-jonctions ont également été fabriquées à l'aide du semi-conducteur GaAs [51].

1.10.3. Autres technologies

Il y a d'autres technologies PV qui sont :

1.10.3.1. Cellules à concentration :

Alternative aux panneaux solaires plats classiques, la concentration photovoltaïque consiste à remplacer la surface plane des cellules solaires par des éléments optiques (lenticelles ou miroirs) qui augmentent la densité du rayonnement solaire et la concentrent sur des cellules spécialisées de surface largement inférieure à la surface nécessaire à la captation [47].

1.10.3.2. Cellules multi-jonctions :

Les cellules multi-jonctions sont un sous-ensemble d'une autre classe de cellules, dites cellules de troisième génération, qui s'appuient cette fois sur un modèle logique très performant [46]. Ces cellules permettent une séparation plus large du spectre solaire puisqu'elles sont fabriquées de nombreuses couches de matériaux divers qui se superposent les unes aux autres. Chaque couche est sensible à une longueur d'onde différente. Cette forme de cellule est déjà sur le marché, bien que principalement pour des applications spatiales [46]. Le rendement de laboratoire produit par ces cellules est d'environ 37,9 %. La productivité de ces cellules a augmenté de plus de 46 % au cours des dernières années grâce au système de concentration (cellules à jonctions multiples de concentration) [47].

1.10.3.3. Cellules organiques :

L'étude des cellules organiques est maintenant très occupée dans les laboratoires. La voie cellulaire "humide" et la voie cellulaire polymère organique, parfois appelées cellules "plastiques", constituent ces cellules. Ce sont des semi-conducteurs organiques, sous forme de cristaux ou de polymères (Figure 1.12), et leurs principales propriétés incluent la conduction des électrons et des trous [46]. En raison d'un certain nombre d'avantages techniques des semi-conducteurs organiques, les cellules photovoltaïques basées sur des molécules organiques ou des polymères ont d'excellentes perspectives de conversion d'énergie à faible coût. Pour les applications solaires, cette génération offre une excellente flexibilité. Néanmoins, le plus grand rendement obtenu en laboratoire (11,2 %) est encore modeste [47] [49].



Figure 1.11. Cellule organique [46].

1.10.3.4. Cellules à colorants

Ces cellules utilisent les molécules de couleur (également appelées sensibilisateurs) pour absorber la lumière afin de générer de l'électricité. Ces cellules ont commencé à se former au début des années 1990. Avec ce type de technologie, les meilleurs rendements à ce jour tournent autour de 11,9 % [47].

1.10.3.5. Les cellules en pérovskite

En raison de leur plus faible capacité à absorber la lumière infrarouge, les cellules pérovskites ont une efficacité de 20 % mais sont capables de 25 %. Ces cellules présentent plusieurs avantages par rapport aux cellules solaires aux siliciums ordinaires, dont l'un est leur capacité à produire de l'électricité même dans des situations de faible luminosité (conditions nuageuses, ombragées, etc.) [46].

1.11. Module photovoltaïque

Le composant fondamental d'un module photovoltaïque est la cellule PV. C'est une petite centrale photovoltaïque [46]. Une cellule photovoltaïque, qui a une surface d'environ 150 cm², peut produire 2,3 watts de puissance à son maximum sous une tension d'environ 0,5 volt. [48]. Les cellules solaires sont assemblées pour créer des modules, qui peuvent générer plus d'énergie [34] [37] [45]. La norme de l'industrie pour la production d'électricité à grande échelle est celle des modules à 36 cellules [44]. Généralement, un module PV est formé de cellules solaires connectées en série et en parallèle, ainsi que de diodes de dérivation et de blocage et d'autres éléments supplémentaires [36]. La connexion de cellules en série augmente la tension à un courant constant, alors que leur connexion en parallèle augmente le courant tout en maintenant la tension à une valeur fixe [34] [37] [44] [52].

Un revêtement protecteur et étanche est utilisé pour enfermer le module à l'arrière et du verre trempé (ou un autre matériau transparent) à l'avant. Les bords sont scellés pour les rendre étanches, et un dispositif montable est souvent soutenu par un cadre en aluminium [34] [44]. Une boîte de jonction ou des fils conducteurs qui fournissent les connexions électriques sont situées à l'arrière du module (voir Figure 1.13) [44].

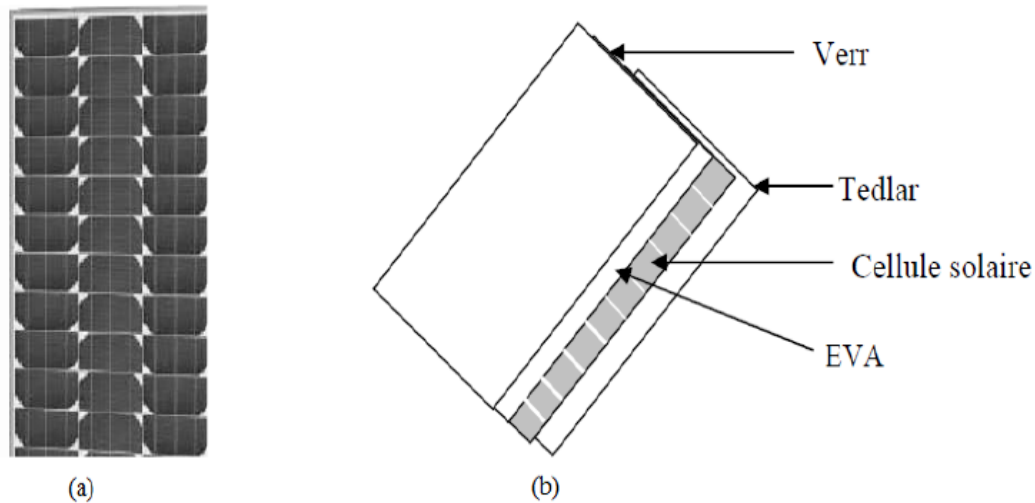


Figure 1.12. Module photovoltaïque [37].

1.12. Le panneau solaire

Le panneau solaire, souvent appelé « champ solaire », est constitué de nombreux modules photovoltaïques reliés en série et/ou en parallèle pour fournir l'électricité nécessaire à un usage particulier. Les modules sont montés sur un cadre métallique qui soutient le champ solaire, incliné à un degré prédéterminé [34] [37].

La puissance électrique générée par les panneaux PV dépend de :

- La demande de l'énergie électrique.
- La taille du panneau. Disponibilité de la lumière du soleil au lieu d'utilisation, La période d'utilisation.

Les panneaux solaires génèrent une énergie substantielle pendant les heures de pointe d'ensoleillement, ce qui nécessite un composant de stockage pour conserver cette énergie [34].

1.13. Générateur photovoltaïque (GPV)

Un générateur photovoltaïque est l'ensemble des cellules solaires connectées en série et/ou en parallèle, des connexions, des éléments de protection et des supports etc. Le terme « générateur PV » englobe tous les dispositifs PV (cellules solaires, modules, panneaux,...) (voir figure

1.13). Le rôle principal du GPV est de délivrer une puissance suffisante pour une application domestique ou industrielle donnée [36] [47].

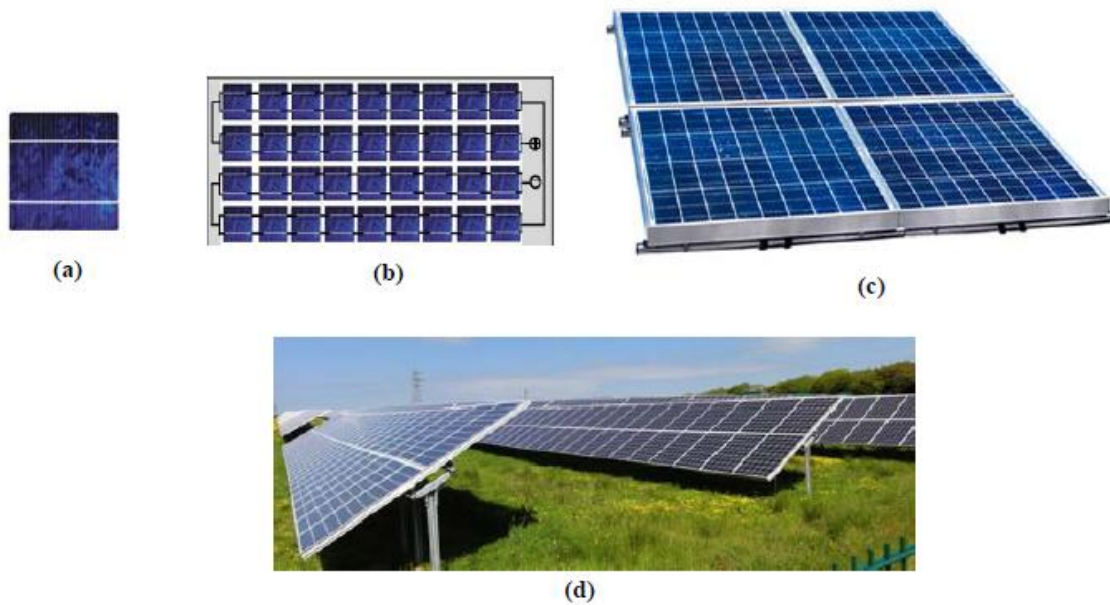


Figure 1.13. (a) cellule solaire, (b) module, (c) panneau et (d) champ photovoltaïque.

La cellule PV est l'unité fondamentale du module photovoltaïque. Elle génère une puissance électrique insuffisante, souvent comprise entre 1 et 3 W sous une tension comprise entre 0,5 et 1,5 V selon les technologies [47]. Ainsi, les générateurs photovoltaïques sont fabriqués en regroupant un grand nombre de cellules élémentaires en série et/ou en parallèle afin d'obtenir des puissances plus élevées. La tension du générateur solaire peut être augmentée en connectant (N_s) cellules solaires dans une configuration en série. Le même courant traverse chaque cellule et la caractéristique résultante de l'association en série peut être calculée en collectant les tensions des cellules individuelles (comme indiqué sur la figure 1.14). Les caractéristiques électriques d'un regroupement de (N_s) cellules sont résumées dans les équations (1.1) et (1.2) [34].

$$V_{ocNs} = N_s \times V_{oc} \quad (1.1)$$

$$I_{ccNs} = I_{cc} \quad (1.2)$$

Où : V_{ocNs} : la tension totale en circuit ouvert des cellules connectées en série.

I_{ccNs} : Courant de court-circuit de (N_s) cellules en série.

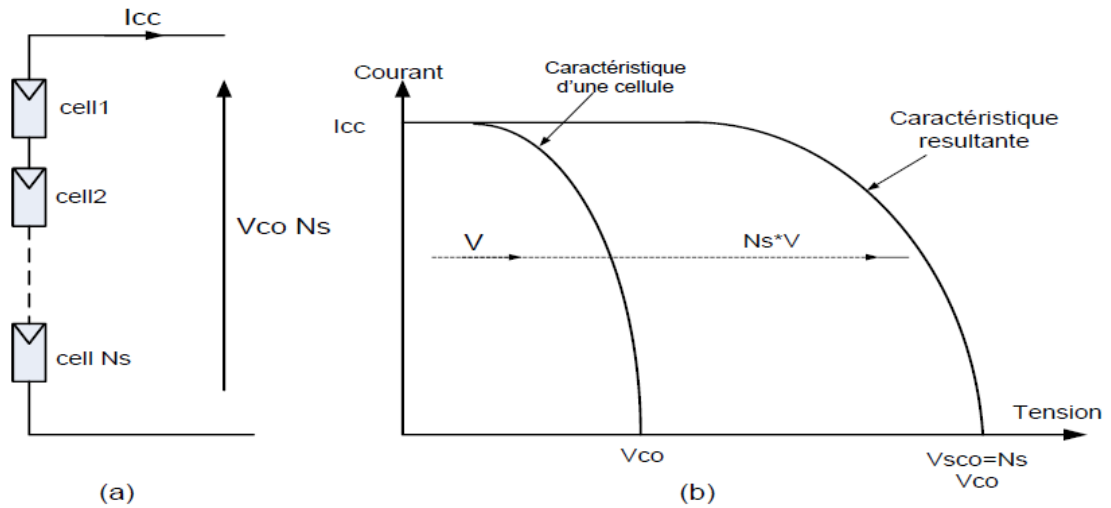


Figure 1.14. Association des cellules en série [37].

Une association en parallèle : la tension de l'ensemble du système est égale à la tension de chaque cellule lorsque des cellules identiques sont regroupées en parallèle ; l'intensité du courant est égale à la somme du nombre de cellules en parallèle dans le GPV. L'impact de la connexion parallèle des cellules sur la caractéristique I-V du GPV est illustré à la figure 1.15. Les caractéristiques électriques d'un regroupement de N_p cellules sont résumées dans les équations (1.3) et (1.4) [46].

Avec

$$I_{ccNP} = N_p \times I_{cc} \quad (1.3)$$

$$V_{ocNP} = V_{oc} \quad (1.4)$$

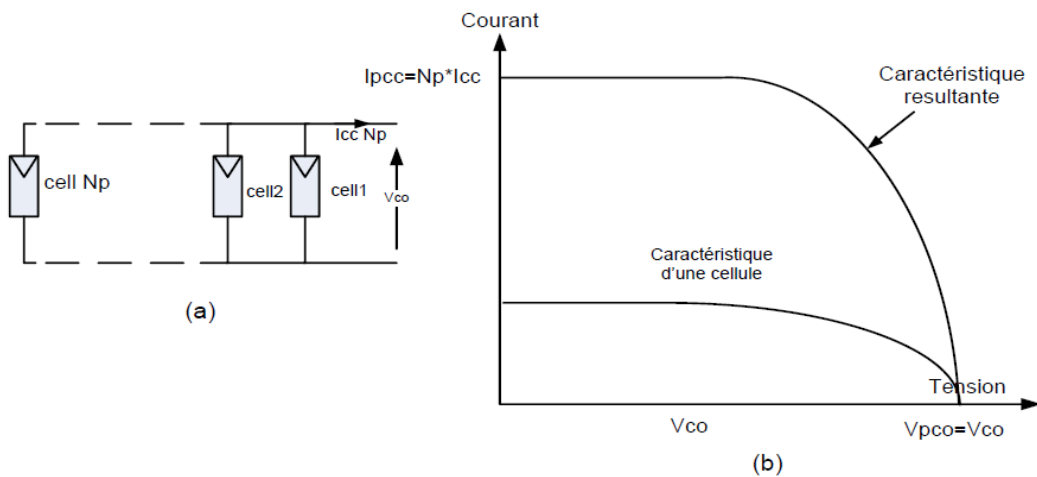


Figure 1.15. Association de N_p cellules en parallèle [37].

1.14. Protection des panneaux solaires

Il est nécessaire d'atteindre une tension raisonnablement élevée en sortie du GPV lors de la conception d'une installation photovoltaïque, et en même temps, il faut assurer la protection électrique de l'installation afin de prolonger sa durée de vie. Cela permettra à l'installation de fonctionner plus longtemps. Notamment en prévenant les pannes néfastes qui sont associées à la connexion des cellules et à leur activité en cas de présence d'ombre [36]. Il est possible de le faire en installant des diodes de protection [45].

Lorsqu'une cellule photovoltaïque est ombrée dans le schéma électrique correspondant, elle agira comme une diode polarisée contre le sens du flux de courant, mettant en évidence un inconvénient important de cette conception. Cela conduit à une très faible intensité de courant. Si la tension dépasse la tension d'avalanche inverse de la diode, cela peut endommager la cellule photovoltaïque. Pour résoudre ce problème, vous pouvez ajouter des diodes de dérivation connectées en parallèle avec les cellules. Les diodes anti-retour sont reliées en série au générateur photovoltaïque pour bloquer le courant inverse lorsqu'il n'y a pas de rayonnement solaire, comme la nuit ou par temps nuageux. Le flux de courant électrique est généré par une source d'énergie externe, telle que des batteries, qui stockent l'énergie électrique pour assurer l'autonomie du système. Sans diodes anti-retour, le courant inverse dans le GPV à vide peut épuiser les batteries de stockage et peut-être endommager thermiquement les cellules photovoltaïques. [47].

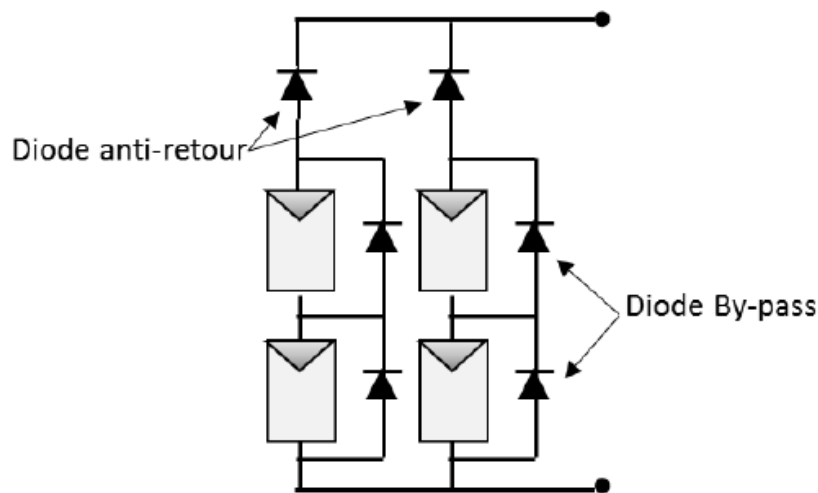


Figure 1.16. Diodes de protection des modules [45].

1.15. Classification des systèmes PV (selon le type d'application)

L'ensemble des éléments nécessaires pour alimenter de manière fiable une application déterminée est connue sous le nom de système photovoltaïque. Les deux types de systèmes PV de base sont : les systèmes PV autonomes et les systèmes PV interconnectés (raccordés) au réseau. Les divisions fonctionnelles suivantes peuvent être faites au sein de ces catégories (Figure 1.17) [47].

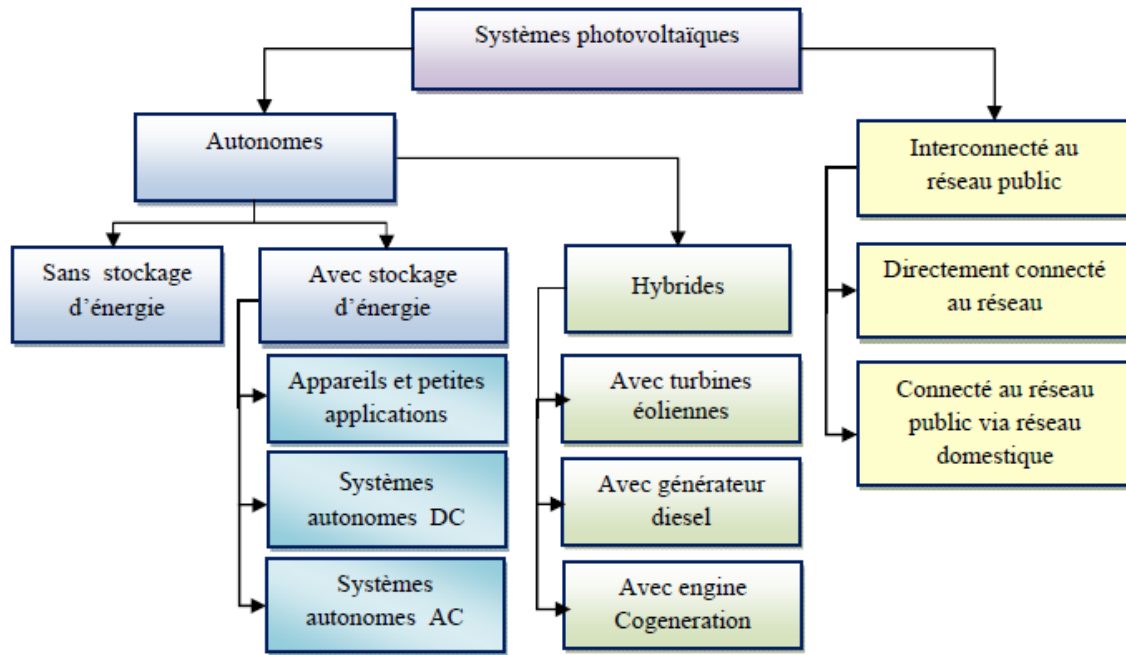


Figure 1.17. Classification des systèmes photovoltaïques [47].

1.15.1. Systèmes PV autonomes

Les systèmes solaires photovoltaïques (PV) qui sont autonomes et autosuffisants n'ont pas besoin d'être connectés à un réseau public de distribution d'énergie électrique [37] [45] [47] [52]. Le couplage direct, dans lequel le générateur solaire est relié directement à la demande en courant continu illustré à la figure 1.18, est la configuration la plus simple pour les systèmes autonomes puisque l'énergie produite par les générateurs photovoltaïques peut être utilisée instantanément (ventilation, pompage de l'eau, etc.) [37] [44] [45] [52]. Avec cette configuration, la charge ne peut être utilisée que lorsqu'il y a suffisamment de soleil pour l'alimenter. C'est faisable pour des usages qui ne nécessitent pas de fonctionner dans l'obscurité, comme le pompage d'eau, par exemple [37] [45]. Un système de stockage de batterie peut être intégré dans un système PV autonome pour répondre aux demandes des applications qui fonctionnent continuellement, même pendant la nuit ou aux moments d'absence de la lumière du soleil comme les jours nuageux. L'accumulateur d'énergie stocke la puissance délivrée par les panneaux PV pour être utilisée pendant les périodes d'obscurité (la nuit ou par temps nuageux) [44] [45] [52].

Le courant continu généré est transité vers l'équipement conçu à cet effet, où il est converti en courant alternatif selon les besoins.

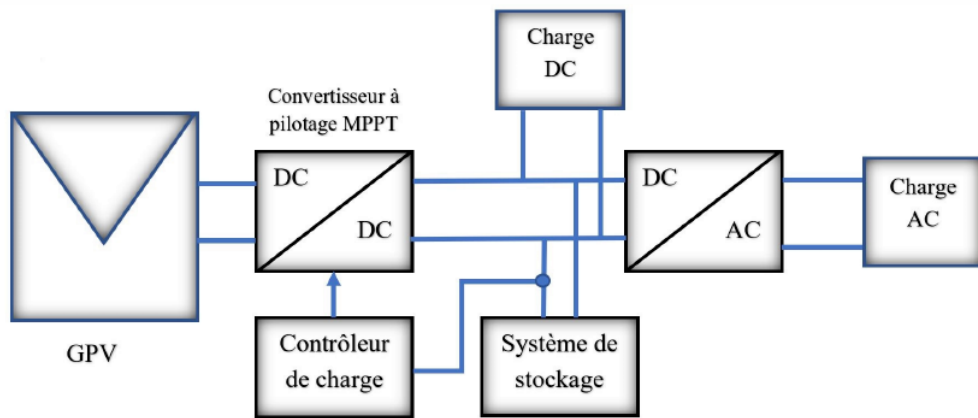


Figure 1.18. Installation photovoltaïque autonome [44].

1.15.2. Systèmes autonomes hybrides

Les générateurs photovoltaïques sont fréquemment combinés avec d'autres sources d'énergie dans les systèmes énergétiques hybrides. Les sources d'énergie alternatives sont souvent des générateurs dont la puissance peut être modulée en réponse à la demande. Un exemple de système autonome hybride très apprécié est le système éolien-PV, comprenant un dispositif électronique de puissance, une turbine compacte et un générateur photovoltaïque. Les générateurs diesel sont une autre forme d'énergie qui peut être utilisée conjointement avec l'énergie photovoltaïque pour assurer la complémentarité de la production électrique. Cette catégorie de systèmes fonctionne exceptionnellement bien dans les zones reculées où un accès constant à l'électricité est essentiel, le transport du carburant est coûteux et les systèmes photovoltaïques utilisant uniquement des batteries ne sont pas encore économiquement viables [37] [52]. Le système hybride est illustré à la figure 1.20.

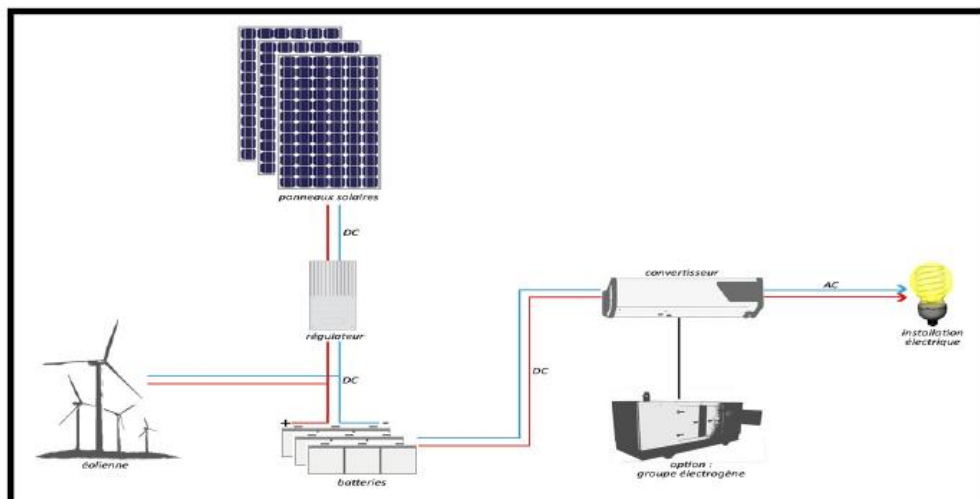


Figure 1.19. Système photovoltaïque hybride [52].

1.15.3. Systèmes PV raccordés au réseau

Les projets photovoltaïques destinés à l'interconnexion avec le réseau électrique public sont désormais les applications solaires les plus rentables [45] [48]. Les services publics et les clients voient des avantages à intégrer ces appareils au réseau. Les systèmes photovoltaïques typiques reliés au réseau comprennent les composants suivants : un onduleur bidirectionnel, des panneaux photovoltaïques, un compteur intelligent, un système de bus CC et un bus CA [44]. De grands volumes d'énergie de haute qualité peuvent être générés près du point de consommation à l'aide de systèmes solaires connectés au réseau, réduisant ou éliminant les pertes d'énergie pendant la transmission et la distribution. Ces systèmes fonctionnent en tandem avec des réseaux électriques préexistants, facilitant le transfert d'énergie dans les deux sens [37]. Lorsque le soleil brille, les générateurs solaires créent de l'électricité qui peut être utilisée sur place ou vendue à des fournisseurs de services publics [52]. Le réseau peut être utilisé comme système de stockage pour fournir de l'électricité aux maisons la nuit ou pendant les périodes où la production photovoltaïque est insuffisante [37]. La capacité du réseau électrique à utiliser et à récupérer la quasi-totalité de l'énergie en fait une source de « stockage infini » [47]. Le système photovoltaïque est relié au réseau électrique à l'aide d'un onduleur qui convertit le courant continu du champ photovoltaïque en courant alternatif [45] [52]. Un grand nombre de perturbations harmoniques sont cependant produites par ses composants de commutation. Les performances techniques et la fiabilité des onduleurs utilisés pour relier les systèmes solaires au réseau de distribution d'électricité peuvent avoir un impact majeur sur la production annuelle d'énergie électrique et, par conséquent, sur la faisabilité financière d'un système.

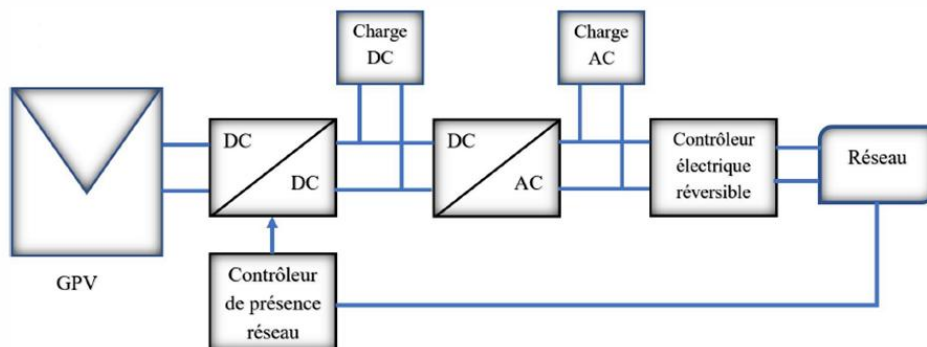


Figure 1.20. Installation photovoltaïque couplée au réseau [44].

1.16. Conclusion

Des statistiques récentes concernant la production et la consommation mondiale d'énergie solaire sont présentées dans ce chapitre, ainsi qu'une brève vision sur l'avenir et les perspectives de l'énergie photovoltaïque en Algérie.

Nous avons présenté également des généralités sur l'énergie solaire et les panneaux photovoltaïques, contenant une définition de l'effet PV, du principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque et des différentes technologies de cellules solaires photovoltaïques.

Différentes architectures et topologies de systèmes PV autonomes et connectés au réseau ont été exposées. Par la suite, la composition et la protection des générateurs PV a été abordé dans ce chapitre.

Chapitre 2

Modélisation des éléments d'un système photovoltaïque

2.1. Introduction

La modélisation mathématique des éléments constituant le système PV est une étape essentielle afin d'étudier et analyser le fonctionnement et les performances de ce dernier. Cette opération précède toutes autres étapes, y compris la simulation et l'optimisation.

La cellule solaire étant le composant fondamental d'un système photovoltaïque, de nombreuses techniques et méthodologies ont été développées pour représenter la cellule solaire.

Le modèle idéal, le modèle à une diode et le modèle à deux diodes sont tous des modèles mathématiques créés pour la modélisation des cellules solaires qui sont présentés dans ce chapitre.

Par la suite, les paramètres d'une cellule photovoltaïque seront exposés, ainsi que leur caractéristiques I-V et P-V, puis nous adoptons le modèle d'une seule diode et le validons par une simulation réalisée via le logiciel Matlab/Simulink en utilisant le module PV de type Soltech 1 STH-215-P dans ce travail.

Les caractéristiques des panneaux solaires I(V) et P(V), ainsi que les effets de diverses conditions météorologiques et d'autres paramètres, seront examinés.

Ce chapitre couvre aussi les concepts et la modélisation des trois convertisseurs DC-DC statiques les plus souvent utilisés dans les systèmes solaires.

2.2. Modélisation du générateur photovoltaïque

L'élément fondamental d'un module photovoltaïque est la cellule solaire, donc le panneau photovoltaïque doit être modélisé à l'aide d'un des circuits électriques équivalents d'une cellule PV [44] [45].

Afin de construire le modèle mathématique des cellules photovoltaïques, il faut d'abord comprendre la configuration physique des éléments de la cellule ainsi que les caractéristiques électriques de chaque élément [44] [45]. Plusieurs modèles électriques ont été créés pour décrire le comportement non linéaire complexe résultant des jonctions semi-conductrices, qui sous-tendent leurs progrès [53]. Parmi ces modèles, quelques exemples incluent :

2.2.1. Modèle idéal

Cette appellation vient du fait, que ce modèle ne considère que le processus de diffusion.

C'est la manière la plus simple de modéliser une cellule solaire.

À son niveau le plus fondamental, une cellule solaire peut être illustrée comme un circuit équivalent comportant une diode et une source de courant connectées en parallèle (Figure 2.1) [54].

Le courant à travers la cellule peut être calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D \quad (2.1)$$

Où :

I_{pv} : Le courant produit par la cellule et délivré à la charge.

I_{ph} : courant généré par la lumière incidente.

I_D : courant traversant la diode.

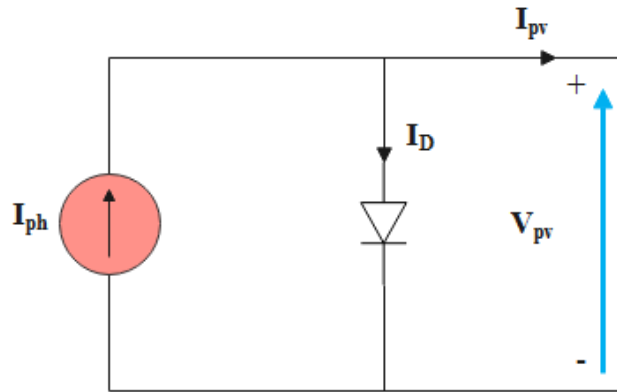


Figure. 2.1. Circuit équivalent d'une cellule PV (modèle idéal).

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_D = I_s \left[\exp\left(\frac{V_D}{AU_T}\right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

Telle que :

$$U_T = \frac{KT}{Q} \quad (2.3)$$

D'après la figure 2.1, on peut constater clairement que les tensions aux bornes de la diode et la cellule PV sont identiques. $V_{pv} = V_D$.

En substituant (2.2) dans (2.1), on aboutit à l'équation (2.4)

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{pv}}{AU_T}\right) - 1 \right] \quad (2.4)$$

Où :

I_s : courant de saturation inverse de la diode.

V_D : tension aux bornes de la diode.

A : facteur d'idéalité.

K : constante de Boltzmann ($K = 1,38 \cdot 10^{-23} \text{J.K}^{-1}$).

T : température.

Q : charge de l'électron ($Q = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{C}$).

U_T : est le potentiel thermodynamique.

V_{pv} : différence de potentiel aux bornes de la cellule PV.

2.2.2. Modèle à deux diodes :

La figure 2.2 illustre le circuit correspondant au modèle équivalent à deux diodes. La première diode traite les phénomènes de diffusion [47], alors que la seconde diode est utilisée pour des ajustements de courbe plus précis. Cette diode met en évidence les phénomènes de recombinaison de porteurs minoritaires qui se produisent à la fois à la surface du matériau et à l'intérieur du volume du matériau [34]. Ce modèle démontre une efficacité et une précision accrues, bien qu'il présente des défis en termes de résolution et que ses paramètres soient influencés par la température et l'intensité du rayonnement. Cela peut être exprimé à l'aide de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - I_{sh} \quad (2.5)$$

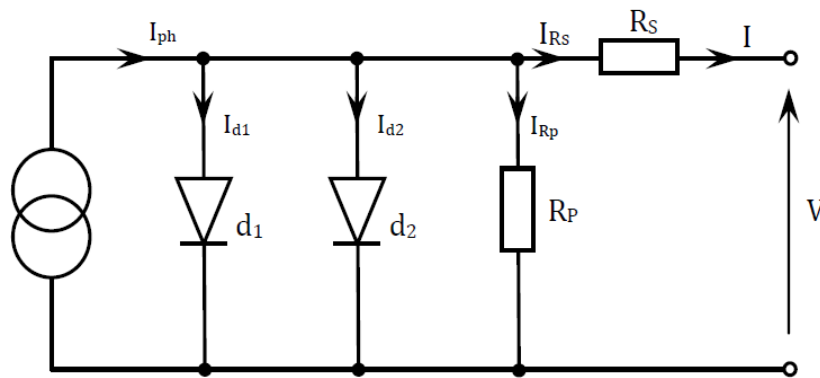


Figure. 2.2. Modélisation de la cellule PV avec un circuit équivalent à l'aide d'un modèle à deux diodes.

Où I_{D1} et I_{D2} sont les courants qui traversent respectivement les diodes $D1$ et $D2$.

I_{sh} désigne le courant dérivé par la résistance shunt.

Les expressions (2.6) et (2.7) donnent les courants I_{D1} et I_{D2} :

$$I_{D1} = I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V_{D1}}{A_1 U_T}\right) - 1 \right] \quad (2.6)$$

$$I_{D2} = I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V_{D2}}{A_2 U_T}\right) - 1 \right] \quad (2.7)$$

L'expression (2.8) donne le courant électrique produit par la cellule :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{A_1 U_T}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{A_2 U_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}}\right) \quad (2.8)$$

2.2.3. Modèle à une seule diode

Le circuit analogue pour une cellule solaire peut être représenté en utilisant le modèle à diode unique, comme illustré sur l'image 2.3 [55]. Ce prototype est souvent utilisé en raison de sa simplicité et de sa précision [56]. Le circuit équivalent du modèle comprend une source de courant qui génère un courant proportionnel à la lumière reçue par la surface de la cellule PV, une diode représentant la jonction PN dans la cellule, une résistance série R_s tenant compte des pertes de matériau et de contact, et une résistance parallèle R_p représentant courant de fuite induit par les impuretés au niveau de la cellule. À partir du schéma équivalent de ce modèle, on peut déduire :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2.9)$$

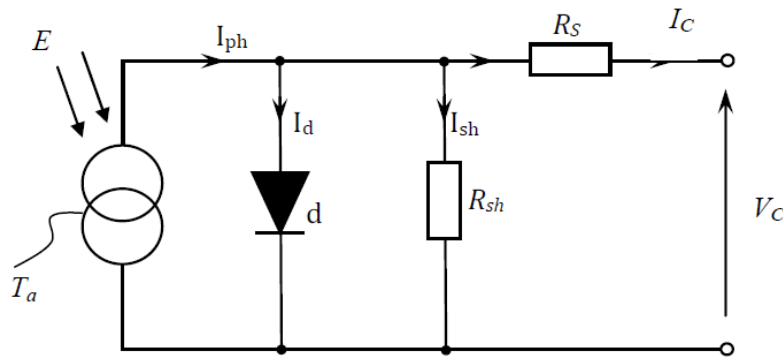


Figure. 2.3. Circuit équivalent d'une cellule PV (modèle à une seule diode).

Le courant électrique de la cellule PV dans ce cas est donné par l'équation (2.10) :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{AU_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}}\right) \quad (2.10)$$

2.3. Paramètres d'une cellule photovoltaïque

D'après les caractéristiques I-V et P-V présentées dans la figure 2.4, les paramètres d'un module sont les suivantes :

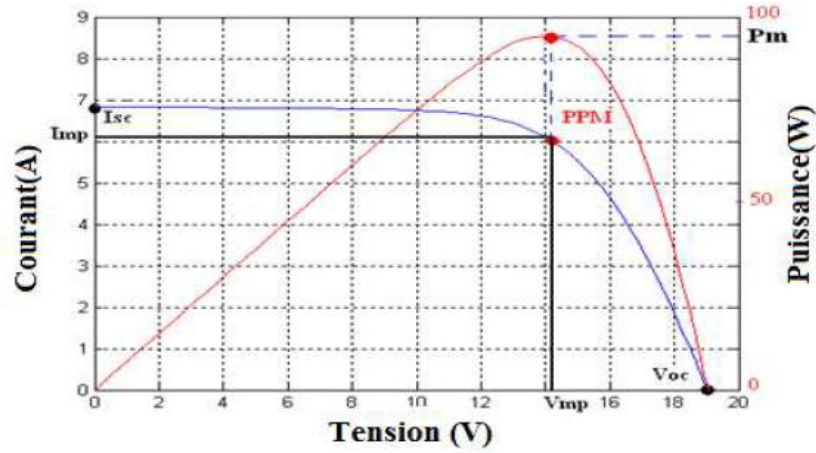


Figure. 2.4. Caractéristique I-V et P-V d'un module PV [46].

2.3.1. Courant de court-circuit

Celui-ci peut être capté lorsqu'on court-circuite les bornes d'un GPV, il représente la valeur d'intensité du courant la plus élevée obtenue lorsque la tension est nulle ($V_{pv}=0$) [37][44][46].

Le courant de court-circuit est influencé par un certain nombre de variables, notamment la température, la mobilité des porteurs, la longueur d'onde du rayonnement et la surface du panneau exposée à la lumière du soleil.

Il croît en corrélation directe avec la quantité de lumière reçue par la cellule. Le courant de court-circuit peut être calculé à l'aide de l'équation (2.11) ci-dessous [44] :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{R_s I_{cc}}{A U_T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{I_{cc} R_s}{R_{sh}} \right) \quad (2.11)$$

L'expression $I_s \left[\exp \left(\frac{R_s I_{cc}}{A U_T} \right) - 1 \right]$ peut être négligeable devant I_{ph} pour la majorité des cellules solaires (car la résistance série a une petite valeur). Par conséquent, le courant de court-circuit se calcule par la formule suivante [44] :

$$I_{cc} \approx \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right)} \quad (2.12)$$

Ce courant est donc assez similaire au courant photovoltaïque I_{ph} en pratique [46].

$$I_{cc} (V_{pv} = 0) \approx I_{ph} \quad (2.13)$$

2.3.2. Tension de circuit ouvert V_{co}

Il s'agit de la tension mesurée aux bornes de la cellule lorsqu'aucun courant ne circule [37] [46].

Il représente la tension du générateur PV en absence de lumière [47]. Sa valeur diminue lorsque la température augmente et ne varie que légèrement lorsque l'éclairement solaire diminue [44]. La tension de circuit ouvert V_{co} est déterminée par l'équation (2.14) :

$$V_{co} (I_{pv} = 0) = AU_T \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) \quad (2.14)$$

2.3.3. Puissance maximale

Le générateur solaire fonctionne à son rendement optimale et produit le plus d'électricité possible à ce moment [37] [46] [47]. La valeur maximale de la puissance est donnée par :

$$P_{max} = V_{mpp} \times I_{mpp} \quad (2.15)$$

Avec I_{mpp} et V_{mpp} , expriment successivement les valeurs maximales pour le courant et la tension du module PV [47].

2.3.4. Facteur de qualité

Connu aussi sous le nom de paramètre de réglage. Plusieurs chercheurs discutent sur la méthode à partir de laquelle ils peuvent préciser la valeur adéquate de ce facteur.

Cette valeur est comprise généralement entre 1 et 2, en effet, la sélection du facteur de qualité A dépend des autres paramètres du module PV. Sur la base d'analyses empiriques, quelques valeurs de ce facteur ont été distinguées. Il existe plusieurs propositions concernant l'approche optimale afin de définir la valeur de A, qui exprime le taux d'idéalité de la jonction PN. Pour s'adapter au modèle PV, une valeur initiale de A peut-être précisée. Si nécessaire, la valeur de A peut être ajustée ensuite, pour améliorer le modèle. La valeur du facteur de qualité à une influence sur l'allure (la courbure) de la caractéristique I (V), cela peut conduire à un léger décalage au niveau de la caractéristique I(V) en fonction de la valeur de ce paramètre [57].

2.3.5. Facteur de forme

Appelé facteur de remplissage ou facteur de forme (FF), ce paramètre est couramment utilisé pour évaluer la qualité d'une cellule ou d'un générateur photovoltaïque [44]. Il s'exprime par le rapport de la puissance optimale produite (P_{max}) au produit $I_{cc} \cdot V_{co}$ (équation (2.16)) [37] [47], et indique aussi le degré d'idéalité de la caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque [46].

Dans [46] une cellule PV de haute qualité a un facteur de forme supérieur à 0,7.

$$FF = \frac{P_{pvmax}}{V_{co} \cdot I_{cc}} = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (2.16)$$

2.3.6. Rendement d'une cellule PV

L'efficacité ou le rendement d'un module photovoltaïque est déterminée par la relation entre sa puissance électrique maximale et l'intensité du rayonnement solaire entrant (G) sur sa surface (S) [58]. elle est donnée par la relation (2.17)

$$\eta = \frac{P_{pvmax}}{G \cdot S} \quad (2.17)$$

Avec :

P_{pvmax} : la puissance optimale délivrée par le module PV (W),

G : l'irradiation solaire (W/m²),

S : la surface active du module photovoltaïque (m²).

2.4. Caractéristiques du générateur PV

La caractéristique courant-tension d'une cellule PV est modélisée mathématiquement dans l'équation (2.18). Le photo-courant I_{ph} et l'éclairement solaire ont une relation de proportionnalité, comme le montre l'équation (2.18) :

$$I_{phr} = \frac{G}{G_r} I_{ccr} \quad (2.18)$$

De plus, Le photo courant est influencé aussi par la température, son expression est donnée par l'équation (2.19) :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_r} I_{ccr} [1 + K_0(T - T_r)] \quad (2.19)$$

Avec :

I_{ccr} : courant de court-circuit de la cellule sous conditions de référence.

G : irradiation en (W/m^2).

G_r : irradiation de référence ($G_r = 1 \text{ KW}/m^2$).

K_0 : coefficient de variation du courant en fonction de la température.

T_r : température de référence, 298°K (25°C).

T : température de la cellule.

L'équation (2.20) ci-dessous démontre cependant que le courant de saturation de la cellule dépend de la température :

$$I_s = I_{sr} \frac{T}{T_r} \exp\left(\frac{Q \cdot E_g}{KA}\right) \cdot \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T}\right) \quad (2.20)$$

Où :

I_{sr} : courant de saturation inverse de la cellule sous conditions de référence.

E_g : l'énergie du "band gap" du semi-conducteur en électron volt (eV).

$$I_{sr} = \frac{I_{ccr}}{\exp\left(\frac{QV_{cor}}{AKT_r}\right) - 1} \quad (2.21)$$

V_{cor} : tension de saturation de la cellule sous conditions de référence.

Des méthodes numériques sont appliquées pour la résolution de l'équation de la caractéristique non linéaire (équation (2.22)). L'approche Newton-Raphson est utilisée souvent pour les problèmes de convergence. Cette méthode est basée sur la relation itérative suivante :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.22)$$

Où :

$f'(x_n)$: la dérivée de la fonction $f(x_n)$.

x_n : l'itération actuelle.

x_{n+1} : la prochaine itération.

La fonction (2.23) est obtenue en réécrivant l'équation (2.10) :

$$f(I_{pv}) = I_{ph} - I_{pv} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{A U_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}}\right) = 0 \quad (2.23)$$

Une façon de trouver la valeur du courant I_{pv} pour chaque itération consiste à utiliser la méthode Newton-Raphson :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{ph} - I_n - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_n}{A U_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_n}{R_p}}{-1 - I_s \left(\frac{R_s}{A U_T}\right) \exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_n}{A U_T}\right) - \left(\frac{R_s}{R_p}\right)} \quad (2.24)$$

Les caractéristiques courant-tension I-V et puissance-tension P-V d'une cellule photovoltaïque dans les conditions standards d'ensoleillements et de température ($G = 1 \text{ KW/m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$) sont représentées par la figure 2.5.

La figure 2.5 illustre la caractéristique de courant-tension I-V d'une cellule PV dans des conditions STC standard de température et d'ensoleillement ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25 \text{ C}^\circ$). Dans cette courbe, on distingue la tension à vide V_{CO} ($I = 0 \text{ A}$) et le courant de court-circuit I_{cc} ($V_{pv} = 0 \text{ V}$). La figure 2.5 expose aussi la relation P-V (puissance et tension).

Cette courbe est caractérisée par son point de puissance maximal (P_{max}), dont leur ordonnée est représentée par le produit de la tension V_{mpp} et l'intensité du courant I_{mpp} qui sont successivement les valeurs maximales du courant et de tension de la photopile [56].

L'expression (2.25) est utilisée pour définir la fonction I(V) d'un panneau PV, qui est constitué en N_p en parallèle et N_s en série de cellules solaires [47].

$$I_{pv} = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_s \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot \left(\frac{N_s}{N_p}\right) \cdot R_s}{N_s A U_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot \left(\frac{N_s}{N_p}\right) \cdot R_s}{\left(\frac{N_s}{N_p}\right) \cdot R_p} \quad (2.25)$$

Les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module PV dans des conditions climatiques stables (irradiation G et température T) sont illustrées à la figure 2.5 [47].

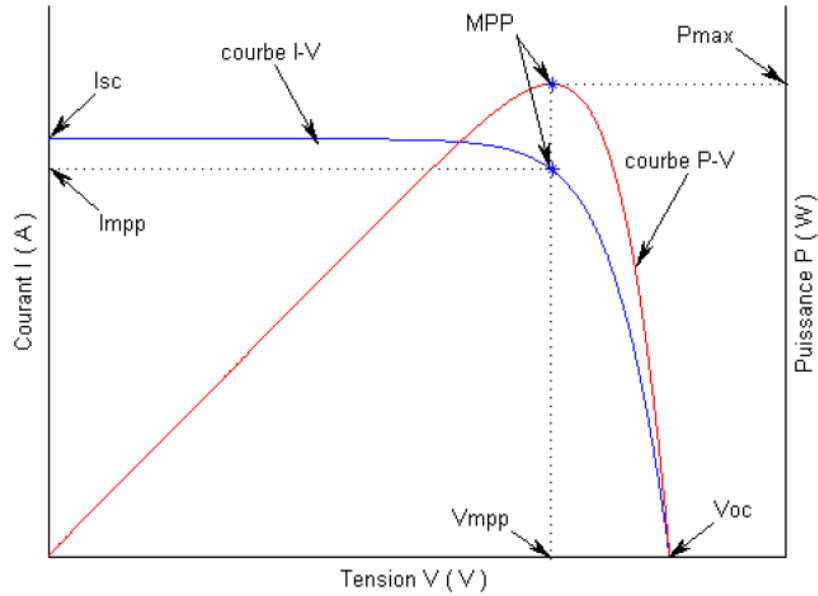


Figure. 2.5. Caractéristiques I-V et P-V d'un module solaire PV [47].

2.5. Validation du modèle

L'équation mathématique qui représente la caractéristique courant-tension I-V d'un module PV est donnée par la relation (2.26). Le photo-courant et l'éclairement solaire sont deux grandeurs proportionnelles, ils sont liés par la relation suivante :

$$I_{pv} = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_s \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + \left(\frac{N_s}{N_p} \right) R_s I_{pv}}{N_s A U_T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{pv} + \left(\frac{N_s}{N_p} \right) R_s I_{pv}}{\left(\frac{N_s}{N_p} \right) R_{sh}} \right) \quad (2.26)$$

Pour la validation du modèle mathématique, le module Soltech 1 STH-215-P a été utilisé. Les spécifications électriques de ce panneau PV sont présentées dans le tableau 2.1 :

Tableau 2.1. Paramètres du module PV utilisé dans la simulation

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale (W)	213.15
Tension MPP (V)	29
Courant MPP (A)	7.35
Tension de circuit ouvert (V)	36.3
Courant de court-circuit (A)	7.84

Les caractéristiques I-V et P-V du module étudié sont présentées à la figure 2.6 dans des conditions de température et d'insolation standard ($T = 25^\circ\text{C}$ et $G = 1 \text{ KW/m}^2$).

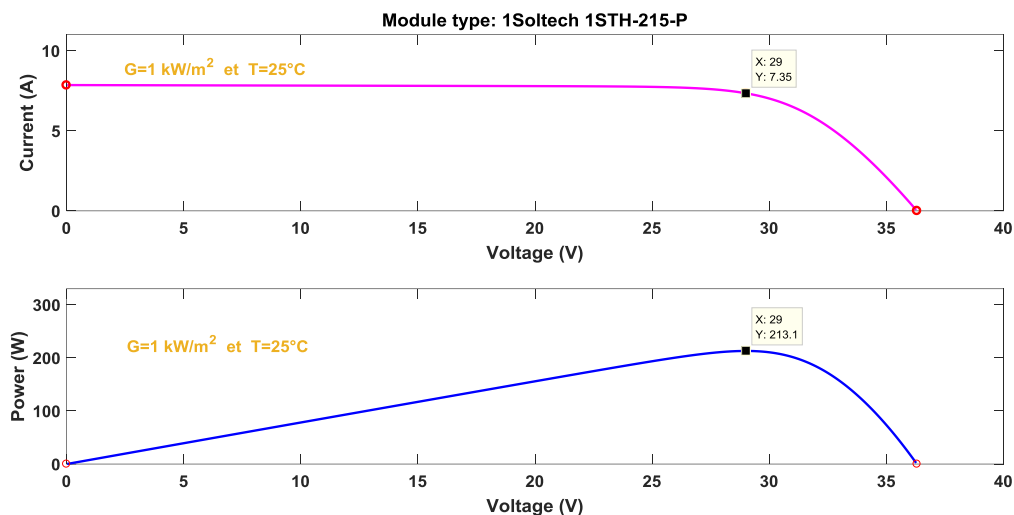


Figure. 2.6. Caractéristiques I-V et P-V du module PV du type Soltech 1 STH-215-P.

On distingue trois zones différentes dans la caractéristique courant-tension du générateur PV, ces zones sont illustrées par la figure 2.7 :

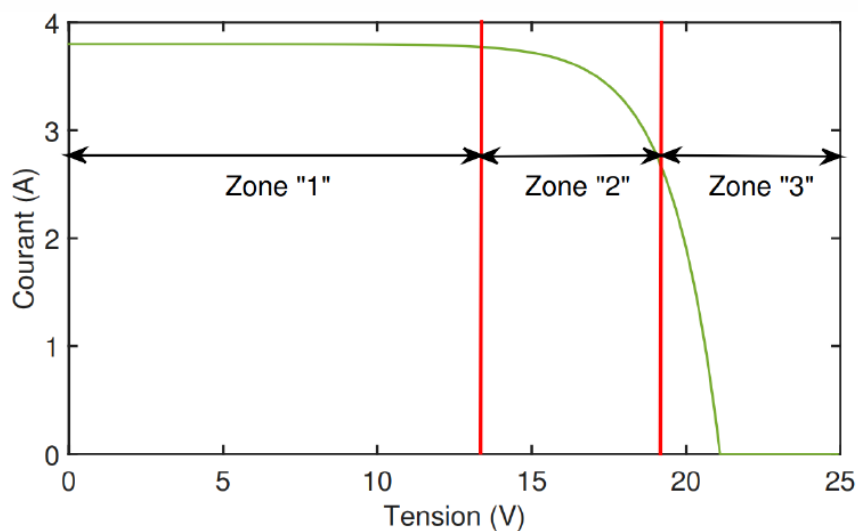


Figure. 2.7. Différentes zones de la caractéristique I-V du générateur PV [44].

a) Zone 1 :

La valeur de l'intensité du courant étant constante dans la première partie quelle que soit la tension, le générateur PV fonctionne de manière similaire à un générateur de courant.

b) Zone 2 :

Cette zone est considérée la meilleure pour le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque, puisqu'elle contient le point optimal formé par l'abscisse tension V_{ppm} et l'ordonnée courant I_{ppm} , qui sont correspondant à la puissance maximale pouvant être atteinte.

c) Zone 3 :

Cette zone est caractérisée par une tension quasi-constante (variable légèrement par rapport à la variation du courant). Ainsi, on peut dire que le module PV joue le rôle d'un générateur de tension durant cette phase.

2.6. Paramètres d'influence sur les caractéristiques du générateur PV

Les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV peuvent être affectées par plusieurs facteurs, qu'on va les citer ci-dessous :

2.6.1. Influence de l'éclairement

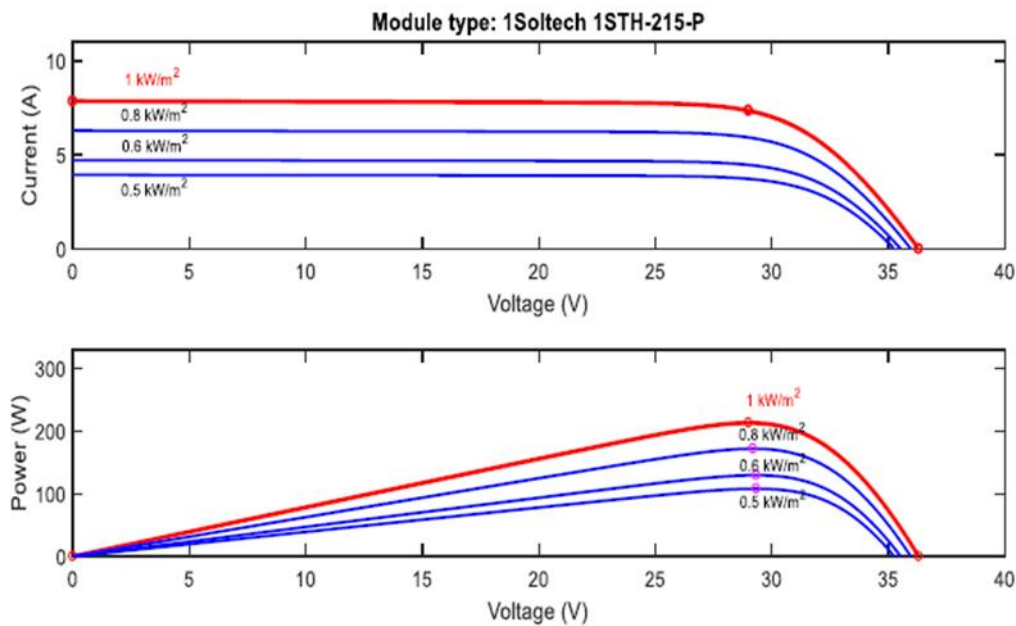


Figure. 2.8. Caractéristiques I-V et P-V sous différents niveaux d'irradiation.

La figure 2.8 représente les caractéristiques I-V et P-V du générateur photovoltaïque sous différentes valeurs d'éclairement et pour une température constante $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

À partir de ces figures, on peut constater clairement que le courant de sortie I d'un GPV est proportionnel à l'ensoleillement G , alors que la tension V varie légèrement lors d'une fluctuation de l'intensité lumineuse. Par conséquent dans ce cas, la puissance maximale du GPV (P_{\max}) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement.

2.6.2. Influence de la température

La température influence considérablement les performances des cellules photovoltaïques, provoquant des changements notables dans les propriétés des modules PV I-V et P-V.

Les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur photovoltaïque lors du changement de la température et sous irradiation solaire fixe sont illustrées dans la figure 2.9.

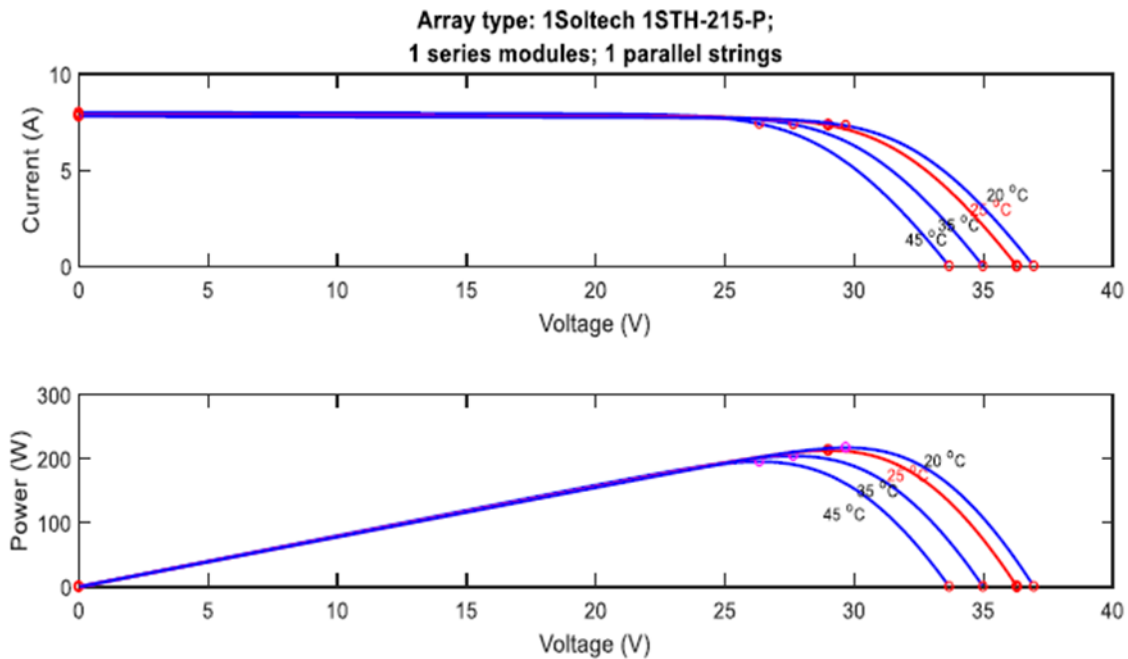


Figure. 2.9. Caractéristiques I-V et P-V sous différents niveaux de température.

À partir des figures présentées ci-dessus, on peut noter que la tension et la puissance du GPV sont inversement proportionnelles à la température, cela apparait clairement dans la relation étroite entre la tension en circuit ouvert V_{CO} et la température. En revanche, le courant reste quasi constant (varié légèrement) quelle que soit la valeur de la température.

2.6.3. Influence de la résistance série

Le rôle principal de la résistance série est de modéliser les pertes ohmiques qui apparaissent au niveau des grilles collectrices, et celles provoquées par les mauvais contacts ohmiques dans les cellules photovoltaïques.

En effet, La résistance série influe sur la pente de la propriété $I(V)$, et plus précisément dans la zone où le générateur PV se comporte comme une source de tension [44].

Son impact apparaît clairement sur un module qui comprend plusieurs cellules assemblées en série, car sa valeur devient considérable dans ce cas [34].

2.6.4. Influence de la résistance shunt

La résistance shunt caractérise les fuites provoquées par les courants parasites qui apparaissent entre le haut et le bas d'une cellule, dans sa bordure et à l'intérieur du matériau où se trouve souvent quelques impuretés.

L'effet de la résistance shunt sur un module photovoltaïque est moins notable par rapport à celle de la résistance série, mais son impact apparaît clairement lors de l'association d'un certain nombre de modules PV afin de former un générateur photovoltaïque [34].

2.6.5. Effet du facteur d'idéalité

Ce paramètre a une influence importante sur les propriétés I-V et P-V d'un générateur photovoltaïque, et plus précisément au niveau de la zone de fonctionnement d'un GPV, où se situe la puissance optimale peut être atteinte. On peut noter que la puissance maximale d'un GPV est inversement proportionnelle au facteur d'idéalité [44] [47].

2.7. Convertisseurs DC-DC

Les convertisseurs statiques DC-DC, sont des commutateurs à découpage (voir figure 2.10), utilisant des composants électroniques basés sur des semi-conducteurs tels que les transistors de puissance, les IGBT, etc.

En raison de la faible perte de puissance qu'ils subissent lors de la commutation entre les états [48], ces convertisseurs sont capables de fonctionner dans la gamme des hautes fréquences et ont un rendement de conversion d'énergie élevé. L'augmentation de la fréquence de fonctionnement d'un convertisseur DC-DC améliore ses propriétés dynamiques.

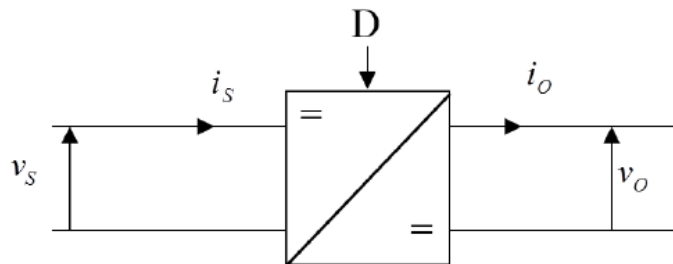


Figure. 2.10. Symbole d'un hacheur DC-DC.

Où :

V_s : la tension d'entrée du hacheur.

I_s : le courant d'entrée du hacheur.

V_o : la tension de sortie du hacheur.

I_o : le courant de sortie du hacheur.

D : Rapport cyclique.

Le convertisseur DC-DC décrit ci-dessus, représenté par la figure 2.10, agit comme un transformateur de quantités électriques continues et relie le générateur de tension à la charge [80]. En plus de permettre à la tension DC de sortie d'être ajustée pour correspondre aux changements de charge. Le condensateur intégré au convertisseur DC-DC aide également à atténuer les harmoniques hautes fréquences de la tension de sortie.

Un condensateur, une inductance et un interrupteur ou commutateur constituent un convertisseur DC-DC à découpage. Idéalement, aucun de ces éléments n'entraînerait de gaspillage d'énergie. De ce fait, ces convertisseurs ont un rendement très élevé. Il n'y a pas de

perte de puissance dans un convertisseur DC-DC car son commutateur est à l'état ouvert, où son courant est nul. Dans son état passant, la chute de tension est négligeable, ce qui entraîne une dissipation de puissance peu importante. Si nous définissons T_s comme l'intervalle temporel de commutation et D comme le rapport cyclique, alors nous pouvons dire que le commutateur du convertisseur fonctionne à une fréquence constante f_s pendant l'intervalle de conduction [47] (voir Figure. 2.11).

T_{on} représente l'intervalle où l'interrupteur est à son état passant, il est donné par :

$$T_{on} = DT_s \quad (2.27)$$

T_{off} représente l'intervalle où l'interrupteur est à l'état ouvert, il est donné par :

$$T_{off} = (1 - D)T_s \quad (2.28)$$

La période de commutation T_s est donnée par :

$$T_s = \frac{1}{f_s} = T_{on} + T_{off} \quad (2.29)$$

Le rapport cyclique D est compris entre 0 et 1 ($D \in [0 ; 1]$) donnée par :

$$D = \frac{T_{on}}{T_s} = \frac{T_{on}}{T_{on} + T_{off}} = f_s \cdot T_{on} \quad (2.30)$$

La fréquence de commutation f_s prend souvent des valeurs allant de 1 kHz jusqu'à 1 MHz, selon le type du semi-conducteur utilisé.

La modification du rapport cyclique D ajuste les valeurs moyennes de la tension de sortie (V_o) et du courant (I_o) [47].

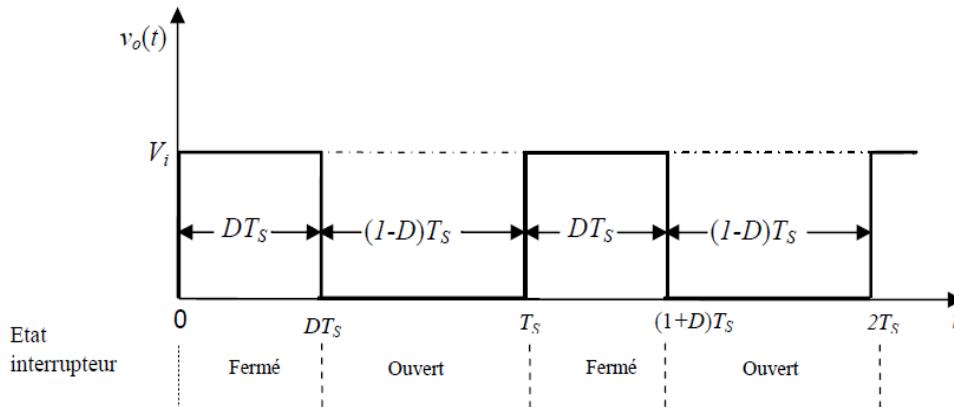


Figure. 2.11. Forme d'onde de la tension de sortie du convertisseur [50].

Le rapport de conversion M , qui est établi par la formule suivante, décrit la relation entre la tension de sortie et la tension d'entrée :

$$M = \frac{V_o}{V_i} \quad (2.31)$$

Il existe principalement trois types distincts de convertisseurs DC-DC, chacun étant défini par la valeur de M . Le convertisseur est appelé un convertisseur abaisseur lorsque M est inférieur à 1, un convertisseur élévateur lorsque M est supérieur à un et un convertisseur abaisseur-élévateur lorsque M peut être dans certains cas supérieur à 1, et inférieur à un dans d'autres situations [47].

2.7.1. Convertisseur DC-DC Buck

La structure de base d'un convertisseur Buck est montrée dans la figure 2.12, il sert à convertir une tension d'entrée DC en une tension de sortie DC plus réduite [62] [63].

Le convertisseur Buck est constitué principalement d'une inductance, un commutateur contrôlé, souvent un MOSFET ou IGBT, et une diode, comme il peut contenir aussi, un condensateur pour lisser la tension de sortie [2] [35] [36].

L'interrupteur S est contrôlé par une modulation de largeur d'impulsions, son état passant ou bloqué dépend de la fréquence de commutation.

Le fonctionnement du convertisseur Buck repose sur les états des interrupteurs S et $D1$ [2].

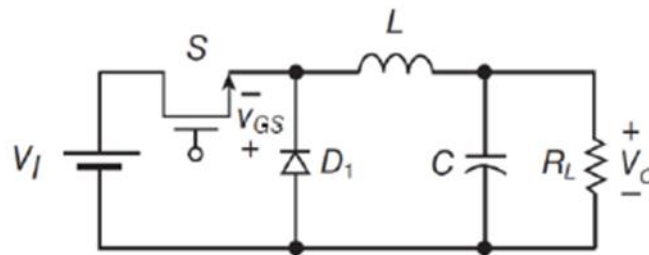


Figure. 2.12. Convertisseur dévolteur [2].

En effet, lorsque l'interrupteur S est à son état passant, le courant électrique est transmis vers la charge à travers l'inductance L qui se charge à chaque fois que le courant $i(t)$ croit durant $t \in [0, D.T_s]$ (voir figure. 2.13.a).

L'interrupteur S est dans sa position d'ouverture, l'inductance L se décharge et fournit son énergie stockée sous forme magnétique à la charge, et la diode D conduit et protège l'interrupteur pendant l'intervalle de temps $t \in [D.T_s, T_s]$ (voir figure. 2.13.b). La fréquence de commutation f_s et le rapport cyclique déterminent la tension et le courant de sortie [64] [65].

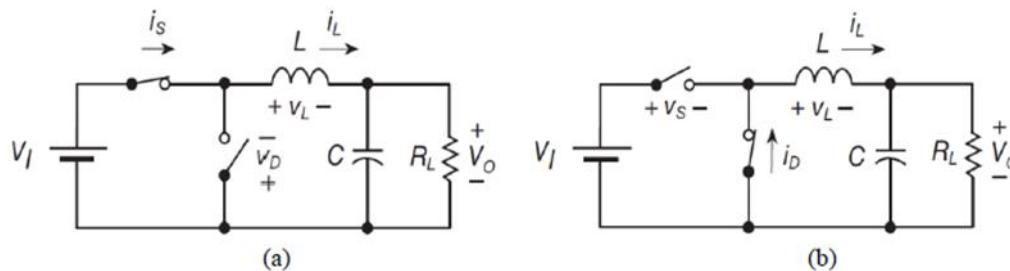


Figure. 2.13. Schéma équivalent du convertisseur Buck lorsque le commutateur S (a) à l'état passant (b) à l'état bloqué [2].

L'analyse de l'état de l'interrupteur S dans ses modes actif et bloqué est nécessaire pour développer un modèle mathématique d'un hacheur dévolteur [35] [47]

L'état 1 : Lorsque l'interrupteur S est en conduction. Ce mode de fonctionnement est modélisé par les équations ci-dessous :

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_s(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_s(t) - V_o(t). \end{cases} \quad (2.32)$$

Pour $t \in [D.T_s, T_s]$, S'est ouvert :

Les équations ci-dessous caractérisent ce mode de fonctionnement :

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_s(t)}{dt} = i(t), \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_o(t). \end{cases} \quad (2.33)$$

Les formes d'onde représentées sur la figure 2.14 décrivent le fonctionnement du convertisseur dévolteur en mode de conduction continue [2].

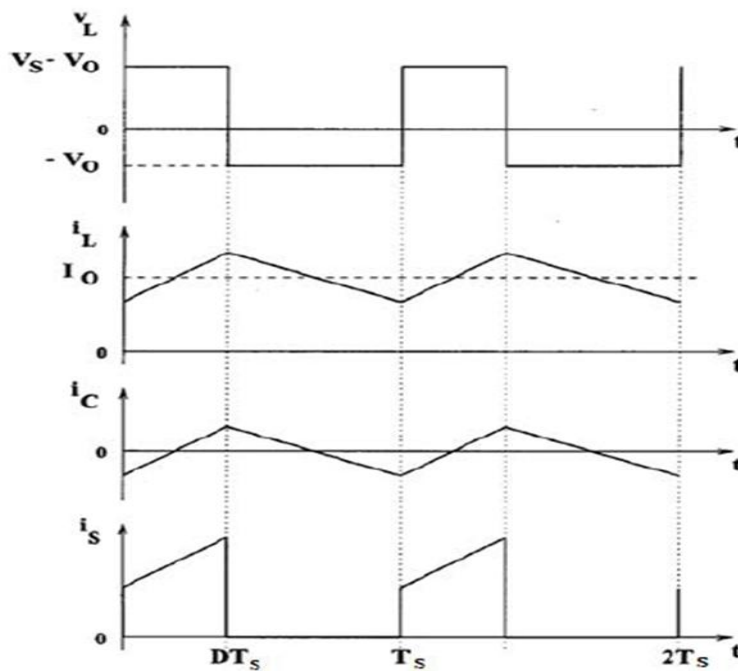


Figure. 2.14. Forme d'ondes des tensions et des courants d'entrée et de sortie du « Buck » en fonction du rapport cyclique D et la période T_s [34].

À partir de la forme d'onde de la figure, nous pouvons facilement obtenir l'expression moyenne de la tension d'inductance (figure 2.14). La tension moyenne de l'inducteur est nulle lorsque le système est en régime permanent. [35] :

$$v_l(t) = D(V_s - V_o) + (1 - D)(-V_o) = 0 \quad (2.34)$$

Il existe une relation entre le rapport cyclique D , la tension d'entrée V_s et la tension de sortie V_o comme indiqué ci-dessous :

$$(V_s - V_o)D T_s = V_o (1 - D)T_s \quad (2.35)$$

A partir de l'équation (2.36), on peut calculer le rapport de conversion du hacheur abaisseur selon l'équation suivante :

$$M(D) = \frac{V_o}{V_s} = D \quad (2.36)$$

On peut constater clairement que le rapport de conversion M est proportionnel au rapport cyclique D .

2.7.2. Convertisseur DC-DC Boost

Un convertisseur Boost est illustré sur la figure 2.15, son objectif principal étant d'augmenter la tension d'entrée [2] [35] [66].

Il est composé principalement d'un interrupteur ou commutateur S (le plus souvent, un MOSFET ou un IGBT), une inductance et une diode, il peut contenir aussi un condensateur afin de lisser la tension de sortie [2] [36] [67] [68].

L'interrupteur S possède deux états (S est en conduction ou bloqué), son état est lié principalement au rapport cyclique $D = \frac{T_{on}}{T_s}$ (T_{on} est la durée où S est à son état passant) et à la fréquence de commutation $f_s = \frac{1}{T_s}$.

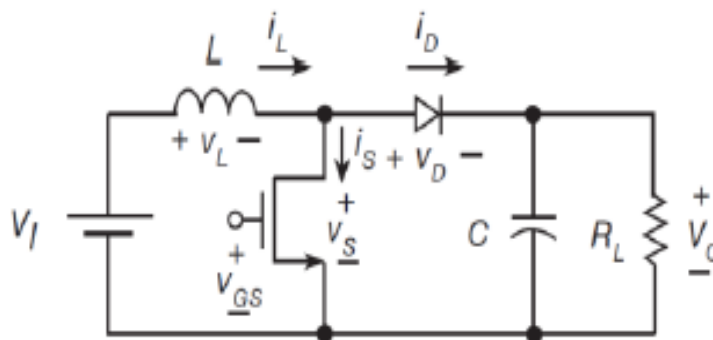


Figure. 2.15. Convertisseur survolteur [2].

Selon l'état de la cellule de commutation formé par l'interrupteur S et la diode, on distingue deux modes de fonctionnement du hacheur boost, ces états sont modélisés par les circuits électriques présentés dans la figure. 2.16 [2].

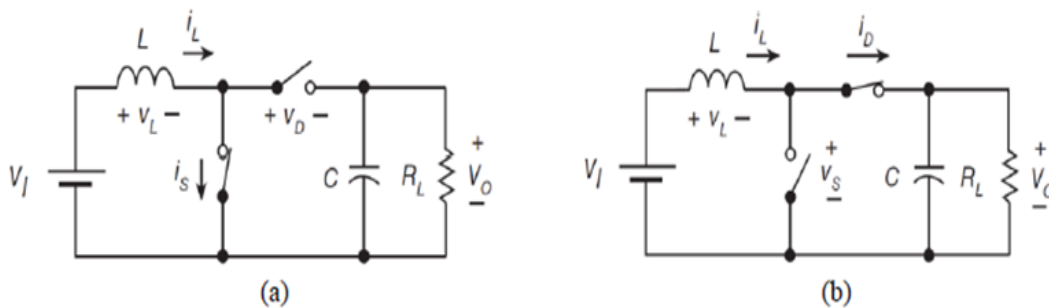


Figure. 2.16. Schéma équivalent d'un convertisseur survolteur lorsque le commutateur S

- (a) à l'état passant
- (b) à l'état bloqué [2]

La figure 2.17 illustre les courbes de tension et de courant qui caractérisent le fonctionnement du convertisseur élévateur en mode de conduction continue [2].

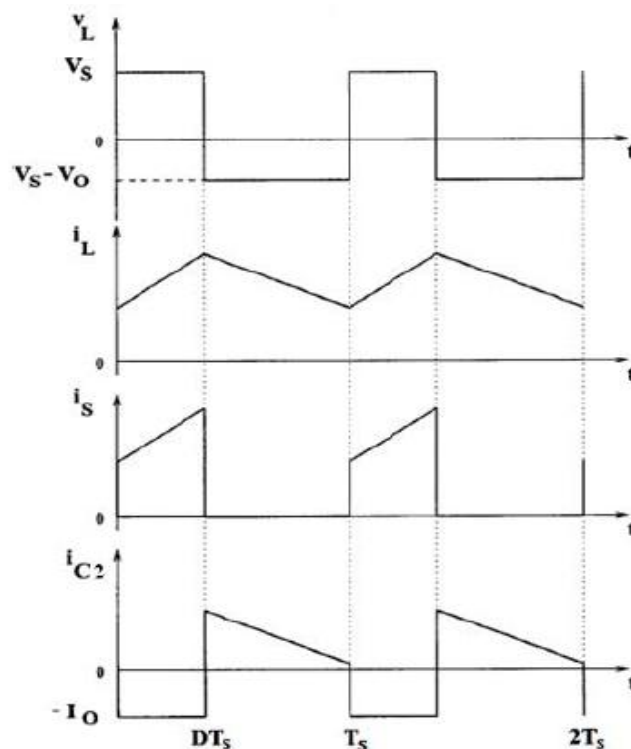


Figure. 2.17. Tensions et courants d'entrée et de sortie en fonction du rapport cyclique D et la période de commutation T_s pour un convertisseur élévateur [35].

La diode empêche le passage du courant pendant l'intervalle $t \in [0, DT_s]$, ainsi que S est à son état de conduction, comme le montre la figure 2.16.a. Le courant de la source augmente

progressivement à mesure que l'inductance L emmagasine de l'énergie. Durant cette phase on a [35] :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_L(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -i_o(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_S(t). \end{cases} \quad (2.37)$$

Afin d'alimenter la charge pendant le temps $t \in [DT_s, T_s]$, S empêche le passage du courant, L se décharge, et la tension de L s'ajoute à celle de la source (Figure 2.16.b). Les relations qui caractérisent cet état sont données par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_S(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_S(t) - V_o(t). \end{cases} \quad (2.38)$$

On se basant sur (2.37) et (2.38), On aboutit à l'équation (2.39) qui s'écrit comme suite :

$$(V_S)DT_S = (V_o - V_S) \times (1 - D) \times T_S \quad (2.39)$$

Par conséquent, la relation (2.39) peut être utilisée pour exprimer le rapport de conversion $M(D)$ [35] :

$$M(D) = \frac{V_o}{V_S} = \frac{1}{1-D} \quad (2.40)$$

2.7.3. Convertisseur dévolteur - survolteur

Un convertisseur abaisseur-élévateur, comme son nom l'indique, est un convertisseur qui permet d'assembler les caractéristiques des deux convertisseurs décrit précédemment abaisseur et élévateur.

La fonction principale de ce type de hacheur est de transformer une tension d'entrée DC en une tension de sortie DC souhaitée [69] [70]. La figure 2.18 illustre le circuit d'un convertisseur BUCK-BOOST.

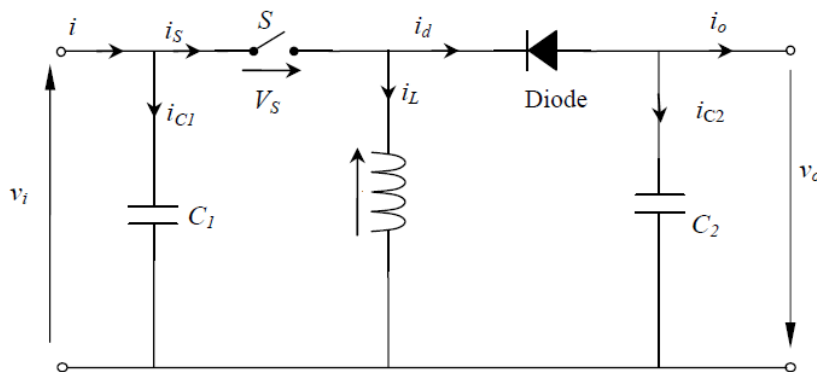


Figure. 2.18. Circuit équivalent du convertisseur dévolteur-survolteur [47].

D'après la figure 2.19, l'interrupteur S est fermé, donc il est à son état passant pendant le domaine temporel $t \in [0, DT_s]$, l'inductance emmagasine de l'énergie, les équations qui caractérisent cet état peuvent s'écrire comme suit :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_S(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -i_o(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = v_S(t). \end{cases} \quad (2.41)$$

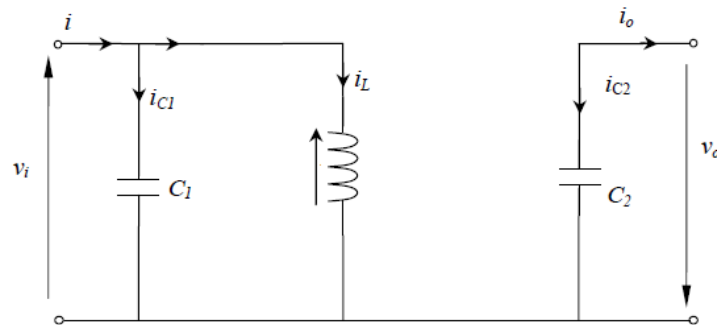


Figure. 2.19. Circuit d'un convertisseur abaisseur-élévateur : interrupteur fermé [47].

Au début de la seconde phase et lorsque l'interrupteur S se bloque, la diode devient passante et le courant emmagasiné au niveau de l'inductance se libère et traverse la diode pour alimenter la charge (voir figure 2.20).

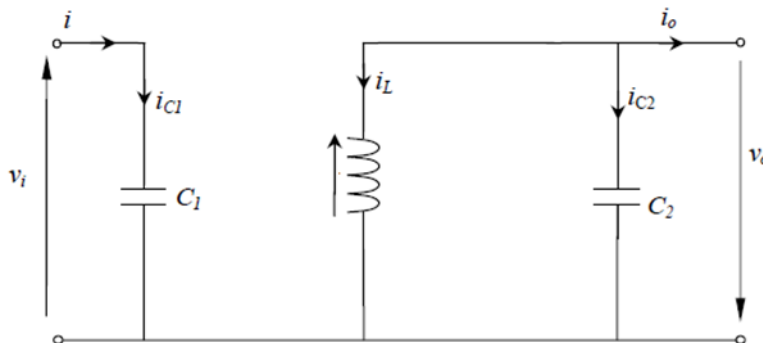


Figure. 2.20. Circuit équivalent du convertisseur abaisseur-élévateur : interrupteur ouvert [47].

Étant donné que le courant doit traverser la charge, la tension de sortie du hacheur abaisseur-élévateur est négative par rapport à la masse, en revanche, sa valeur peut être supérieure ou inférieure à la tension d'entrée.

Les équations ci-dessous décrivent la seconde phase et peuvent s'écrire comme suit :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_S(t)}{dt} = i(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_o(t) \end{cases} \quad (2.42)$$

Les courbes de tension et de courant qui définissent le mode de fonctionnement en conduction continue du convertisseur abaisseur-élevateur sont illustrées à la Figure 2.21.

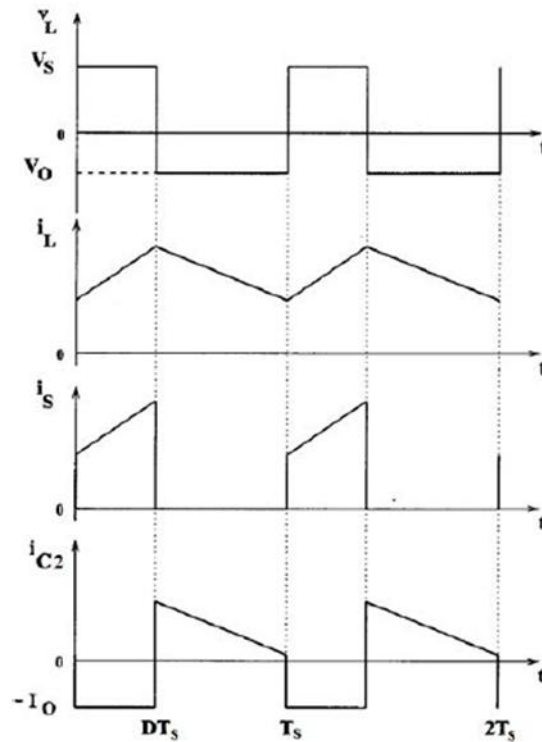


Figure. 2.21. Allures de tensions et courants d'un convertisseur abaisseur-élevateur [35].

Basé sur les relations (2.41) et (2.42), on déduit l'égalité suivante :

$$V_S \times DT_S = V_o \times (1 - D) \times T_S \quad (2.43)$$

Le convertisseur dévolteur-survolteur a un rapport de conversion $M(D)$ défini comme suit :

$$M(D) = \frac{V_o}{V_S} = \frac{D}{1-D} \quad (2.44)$$

2.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons introduit les modèles mathématiques des éléments qui composent notre système photovoltaïque, en montrant d'abord les différents modèles de cellules photovoltaïques, y compris le modèle idéal, le modèle à une diode et le modèle à deux diodes.

Dans un second temps nous discutons les caractéristiques des cellules photovoltaïques I-V et P-V ainsi que les facteurs clés qui ont une influence sur leur performance, tels que la température, l'éclairement solaire, et d'autres paramètres à l'intérieur de la cellule elle-même (résistance série, résistance shunt ainsi que le facteur de qualité).

Vu l'importance de l'étage d'adaptation dans ce type d'application, où il s'agit généralement d'un hacheur abaisseur Buck ou d'un hacheur élévateur de tension Boost, ou un convertisseur DC-DC abaisseur élévateur Buck-Boost, nous avons présenté la modélisation mathématique de ces trois catégories de convertisseurs DC-DC.

Chapitre 3

Techniques de Suivi du Point de Puissance Maximale

3.1. Introduction

L'irradiation et la température sont deux facteurs qui affectent la puissance produite par un générateur PV. Ces circonstances météorologiques varient d'une façon imprévisible durant la journée. Cela cause des changements du point MPP. Lorsque le point opérationnel d'un GPV se trouve loin du MPP, des pertes de puissances considérables seront provoquées [44].

En revanche, l'analyse de divers comportements d'un générateur PV, confirme qu'il est rarement compatible avec sa charge sans la nécessité d'un étage d'adaptation [71].

Par conséquent, l'étage d'adaptation connu aussi par l'unité de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) d'un générateur photovoltaïque est un élément indispensable dans un système PV [34] [44] [52].

D'une manière générale, un étage d'adaptation est constitué d'un ou plusieurs convertisseurs statiques, son rôle principal consiste à convertir les grandeurs électriques continues en grandeurs adaptées à la charge. Ce dispositif peut être contrôlé par une ou plusieurs règles de commande appelées « algorithme MPPT », dont le but est de maximiser la puissance peut être fournit par un générateur PV quel que soit les conditions météorologiques d'éclairement solaire et de la température [45] [71].

En effet, cette commande sert à forcer le GPV de fonctionner aux points optimaux de leurs caractéristiques, Sans aucune connaissance préalable de ces points, et sans connaitre quand est-ce que ça change (le Changement du MPP est imprévisible et dépend principalement des variations climatiques d'irradiation et de température) [71]. Pour accomplir cette tâche, les algorithmes MPPT sont basés sur le suivi du point de puissance optimal en contrôlant l'une des grandeurs électriques d'un GPV (tension et courant) et parfois les deux en même temps [34].

En d'autre terme, la puissance maximale peut être atteinte, par une adaptation adéquate entre le générateur PV et la charge [71].

Dans le cadre de cette problématique, plusieurs chercheurs et scientifiques focalisent leur effort sur l'étude et l'amélioration des algorithmes MPPT afin d'extraire la puissance maximale d'un GPV dans n'importe quelles circonstances météorologiques, surtout lors des variations rapides et brusques de l'éclairement solaire et de la température [72].

Selon leur complexité et leur principe de fonctionnement, de nombreuses stratégies de contrôle MPPT plus ou moins efficaces apparaissent souvent dans la littérature [2] [34] [52] [71].

Lors de l'installation d'un système PV, le choix de l'approche MPPT à utiliser peut être difficile en raison de l'abondance de multiples techniques proposées par les chercheurs [52].

Ainsi, nous avons pu noter que malgré le grand nombre de recherches effectuées dans cet axe, plusieurs, présentaient des imperfections [71].

De plus, la position exacte du PPM sur la caractéristique P-V n'est pas connue préalablement. Il faut le déterminé par une technique basée sur un modèle mathématique ou par un algorithme de poursuite. En outre, dû à la relation non linéaire qui existe entre le MPP, l'irradiation solaire et la température, le problème devient plus difficile [34].

Les techniques de commandes MPPT les plus fréquentes consistent à ajuster automatiquement le rapport cyclique pour placer le générateur PV à sa valeur maximale peu importe la fluctuation des circonstances atmosphériques ou les variations soudaines de charges pouvant survenir à tout moment [44].

La complexité des approches, le nombre de capteurs nécessaires à utiliser, la mise en œuvre numérique ou analogique, la rapidité de suivi et l'efficacité sont tous des critères qui rendent les technologies MPPT différentes les unes aux autres. De plus, la sélection de l'algorithme MPPT peut être considérablement influencée par le type d'application dont laquelle il est utilisé [45] [52] [71].

Notre étude portant sur les installations photovoltaïques autonomes utilisées en milieu rural et sites isolés, cette configuration de systèmes PV nécessite souvent un système de stockage d'énergie, afin d'assurer une certaine autonomie du système et d'assurer une alimentation électrique le plus longtemps possible pour la charge, surtout dans le cas où le générateur PV ne produit pas d'électricité, cette rupture d'alimentation électrique aura souvent lieu en l'absence de rayonnement de soleil, pour temps nuageux et la nuit par exemple. Cela nous a conduits à étudier les systèmes d'énergie renouvelables et les ressources énergétiques distribuées, ainsi que sur les microréseaux à courant continu et les systèmes de stockage hybride d'énergie à base des batteries et des supercondensateurs.

3.2. Critères de sélection MPPT

3.2.1. L'implémentation

La possibilité de mise en œuvre est un critère influent dans la sélection de la méthode MPPT à utiliser. Certaines techniques sont facilement mises en œuvre sans nécessiter de réglage ou d'étalonnage sur site. D'autres techniques sont plus complexes et leur calibrage varie selon la position du site et les circonstances climatiques [73].

3.2.2. Les capteurs

Le nombre de capteurs requis pour mettre en œuvre le MPPT influe aussi sur la décision, car il a un effet direct sur le coût de la technique choisie. Pour capter la puissance maximale, il est primordial que le contrôleur connaisse les entrées PV (éclairage solaire et température) et les sorties PV (tension et courant). Donc, d'une manière générale, quatre capteurs sont nécessaires (Figure. 3.1). Cependant, certains MPPT utilisent d'autres variantes dont le but de minimiser le nombre de capteurs requis. On cite par exemple, la méthode Open-Circuit-voltage qui nécessite seulement un seul capteur de tension pour suivre la puissance maximale [74].

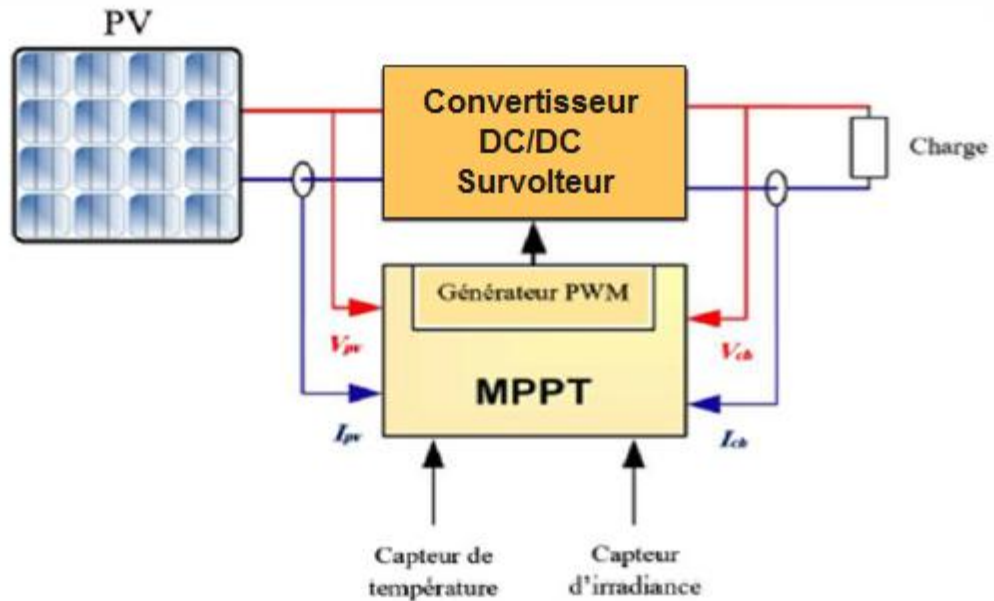


Figure. 3.1. Schéma général d'un système PV avec une commande MPPT.

3.2.3. L'efficacité

L'efficacité d'une méthode MPPT est liée principalement à la précision du suivi du MPP en un temps réduit. Certaines méthodes MPPT provoquent des oscillations autour du MPP en raison de ses techniques de test pour capter la puissance maximale, ce qui minimise l'efficacité du système PV global [75].

3.2.4. Le coût

Le coût d'une unité de contrôle est associé à des propriétés du système, de son coût matériel, de la difficulté de la programmation requise et du nombre de capteurs. Généralement, le coût des systèmes analogiques est moins cher que les systèmes numériques et ceux qui nécessitent des microprocesseurs [76].

3.2.5. L'application

Lors du choix de la méthode MPPT, l'attention est surtout attirée autour de lui-même, et ne s'intéresse pas à son influence sur le matériel environnemental dans lequel le PV est associé. Le plus souvent, un système PV contient des batteries qui ont des spécifications de charge et de décharge nominale doivent être prises en considération lors du choix de la technique MPPT [77].

3.3. Les premiers types de commande MPPT

Les premières utilisations de la commande MPPT n'étaient pas très compliquées. En effet, les performances des microcontrôleurs disponibles durant cette période étaient modestes et les applications étaient essentiellement focalisées au spatial, du fait que ce type d'application est soumise à des contraintes moins rigoureuses en termes de fluctuations de température et d'ensoleillement que les applications au sol. Ce type de contrôle repose sur une méthode de commande adaptative, servant de garantir que le système fonctionne toujours à son point de

puissance optimal. Ce dernier est représenté sur la figure. 3.2, et sa mise en œuvre peut être réalisée entièrement par des moyens et appareils numériques [34] [71].

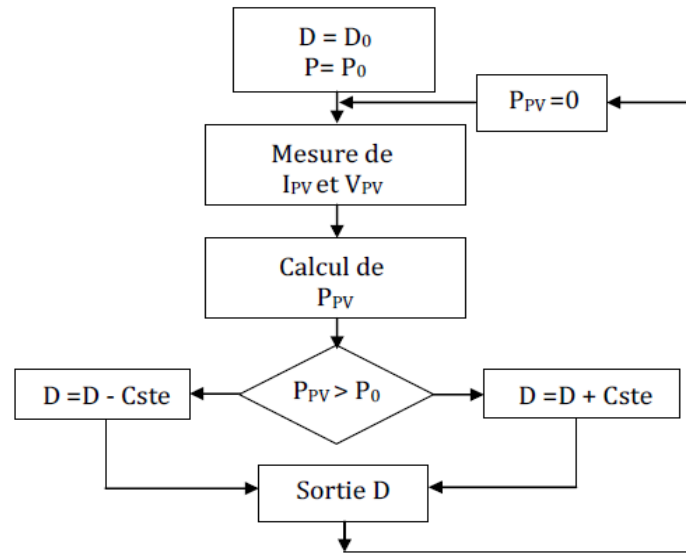


Figure. 3.2. Algorithme de la première technique MPPT numérique [34].

Il est basé sur le calcul de la puissance pour un instant quelconque (t_i) à partir des mesures de (I_{PV}) et (V_{PV}), et de la comparer à celle stockée en mémoire, correspondant à l'instant précédent (t_{i-1}). À partir de cela, un nouveau rapport cyclique (D) est déterminé et est appliqué au convertisseur statique. Ce principe est toujours utile du point de vue théorique et appliqué jusqu'à maintenant sur des algorithmes numériques plus avancés. Quelques mesures doivent être prises en compte, afin de maintenir le système global fonctionnant à son point de puissance maximale, peu importe les conditions climatiques d'irradiation et de température, dans le but d'aboutir à une amélioration de la rapidité et l'exactitude de la poursuite du PPM [34] [71]. Une classification globale de diverses méthodes MPPT publiées dans la littérature est effectuée et illustrée dans la figure. 3.3.

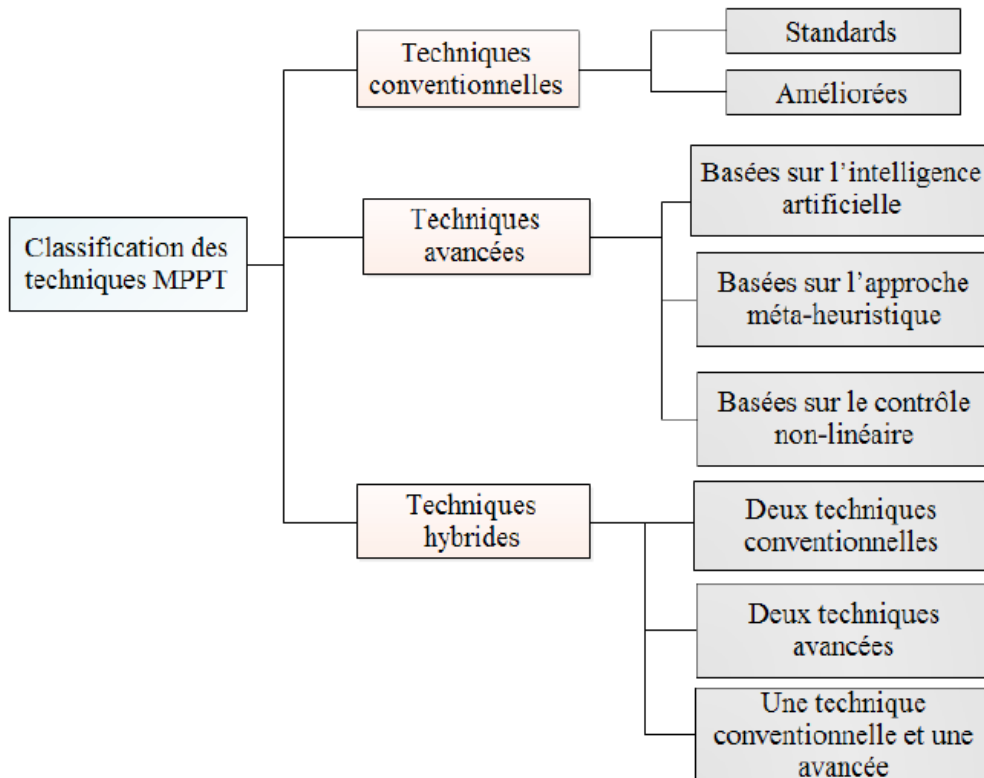


Figure. 3.3. Les différentes techniques MPPT [2].

3.4. Les différentes méthodes MPPT dans la littérature

Depuis les premières utilisations des générateurs photovoltaïque PV en tant que systèmes autonomes et connectés au réseau, les chercheurs ont fait des efforts pour développer des stratégies pour « comprimer » le panneau PV dans le but de capter le maximum de puissance [44]. À ce jour, plusieurs publications sur les commandes MPPT, servant à maintenir un système PV à son point de puissance maximal (PPM), apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968 [34] [71]. Chaque méthode a ses propres caractéristiques, lacunes et domaines d'applications [44]. Compte tenu de l'abondance de la littérature sur le sujet, nous avons classé les méthodes et stratégies MPPT en fonction de leurs concepts sous-jacents. La catégorisation s'effectue en complément de concepts en fonction des critères comme la précision du suivi du MPP et son temps de réponse afin de mener une étude comparative [34] [71]. Les techniques MPPT qui sont couramment discutées dans la littérature sont comparées dans le tableau 3.1.

Tableau. 3.1. Etude comparative des méthodes MPPT [34]

MPPT technique	Dépendance du panneau photovoltaïque	Précision de la MPPT	Analogique ou numérique	Réglage périodique	Vitesse de convergence	complexité de la mise en œuvre	Paramètres requis par la méthode
Hill climbing/P&O	Non	Oui	les deux	Non	varie	Faible	Tension, courant
IncCond	Non	Oui	numérique	Non	varie	Moyen	Tension, courant
Fraction de V_{oc}	Oui	Non	les deux	Oui	Moyen	Faible	Tension
Fraction de I_{cc}	Oui	Non	Les deux	Oui	Moyen	Moyen	Courant
Contrôle à base de logique floue	Oui	Oui	numérique	Oui	Rapide	élevé	Varie
Contrôle à base de RNA	Oui	Oui	numérique	Oui	Rapide	élevé	Varie
RCC	Non	Oui	Analogique	Non	Rapide	Faible	Tension, courant
Balayage du courant (Current sweep)	Oui	Oui	numérique	Oui	lente	élevé	Tension, courant
DC Link capacitor droop control	Non	Non	Les deux	Non	Moyen	Faible	Tension
Maximisation de la charge I ou V	Non	Non	Analogique	Non	Rapide	Faible	Tension, courant
dP/dV ou dP/dI Feedback Control	Non	Oui	numérique	Non	Rapide	Moyen	Tension, courant
Array reconfiguration	Oui	Non	numérique	Oui	lente	élevé	Tension, courant
Contrôle de courant linéaire	Oui	Non	numérique	Oui	Rapide	Moyen	irradiation
Calcul d' I_{mpp} et V_{mpp}	Oui	Oui	numérique	Oui	N/A	Moyen	Irradiation, Température
State based MPPT	Oui	Oui	Les deux	Oui	Rapide	élevé	Tension, courant
OCC MPPT	Oui	Non	Les deux	Oui	Rapide	Moyen	courant
BFV	Oui	Non	Les deux	Oui	N/A	Faible	None
LRCM	Oui	Non	numérique	Non	N/A	élevé	Tension, courant
MPPT basé sur le contrôle en mode glissant	Non	Oui	numérique	Non	Rapide	Moyen	Tension, courant

3.5. Les méthodes MPPT conventionnelles

3.5.1. Méthode du courant de court-circuit (FCC)

L'une des approches MPPT les plus simples est la technique du courant de court-circuit [64]. Parce qu'elle est facile à appliquer et nécessite un investissement financier moindre que les stratégies les plus couramment utilisées dans ce domaine. En outre, elle nécessite seulement un seul capteur (capteur de courant) [71].

En effet, cette approche repose sur la relation linéaire qui relie le courant PV au point MPP I_{mpp} et le courant de court-circuit I_{cc} . L'équation (3.1) présente cette relation linéaire [45] [52] [71].

$$I_{mpp} = k \cdot I_{cc} \quad (3.1)$$

Où : K est une constante de proportionnalité. Généralement, sa valeur varie entre 85 et 95% [45].

On cite par exemple que la constante k étant d'environ 0,85 pour les modules PV polycristallins.

La constante de proportionnalité k dépend essentiellement de la technologie de la cellule PV, des conditions climatiques et du facteur de remplissage [44].

Cependant, Le relevé de la valeur du courant de court-circuit provoque un gaspillage d'énergie lorsqu'en court-circuite le GPV.

En effet, un arrêt de transfert d'énergie au niveau du système PV est nécessaire, lors de la mesure de la valeur du courant est effectuée, ce qui provoque des pertes énergétiques considérables au cours de la journée.

Ce qui concerne la précision de ce type de commande, on peut noter qu'il est faible, relativement aux autres techniques de contrôle MPPT existantes, cela est dû principalement aux méthodes d'estimations de la valeur I_{cc} du module PV [71]. L'algorithme de la technique du courant de court-circuit est illustré dans la figure 3.4 ci-dessous [44].

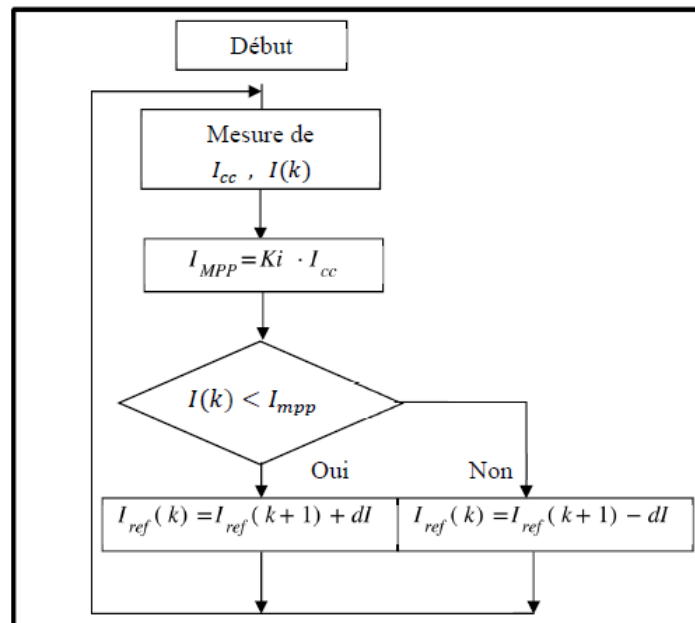


Figure. 3.4. Organigramme de l'algorithme FCC [52].

3.5.2. Mesure de V_{OC} (Fraction de V_{OC})

Le principe de la technique connue par « Fraction de V_{OC} » utilisé pour la poursuite du PPM est très simple. En effet, une seule multiplication est nécessaire pour définir la tension de référence en utilisant la mesure occasionnelle d'une tension, d'où sa mise en œuvre est facile [45].

Cette technique est considéré pratique, car elle est basée sur le fait que la tension au PPM du générateur photovoltaïque (V_{mpp}) est approximativement linéairement proportionnelle à la tension en circuit ouvert du générateur photovoltaïque (V_{co}) avec divers condition d'illumination solaire et de température, cette relation est exprimée par l'équation (3.2) ci-dessous [78] [79] [80] :

$$V_{mpp} = k \cdot V_{co} \quad (3.2)$$

Où : k est une constante de proportionnalité liée principalement au facteur de remplissage PV, à la technologie de cellule et aux circonstances météorologiques. Le facteur k alentour généralement entre 70 et 82% [44] [45].

L'inconvénient majeur de cette méthode survient de la nécessité de la déconnexion du système de sa charge à chaque fois, afin de mesurer la tension en circuit ouvert V_{oc} [44], cela entraîne une perte d'énergie durant chaque mesure.

Un autre inconvénient réside dans la supposition que le facteur k dans un GPV poursuit tous les points optimaux de la caractéristique de puissance.

Plusieurs chercheurs supposent que ce facteur reste fixe dans un générateur PV déterminé. Ce n'est pas le cas de la majorité des générateurs photovoltaïques au silicium qui présentent une variation de ce facteur avec une température de fonctionnement d'au moins 10 %.

Bien que cette commande est très simple et très fiable, cependant, aujourd'hui ne fournissent pas l'exactitude exigé et nécessaire pour le fonctionnement des systèmes de conversion récents [71].

L'organigramme de la technique Fraction de V_{OC} est représenté dans la figure 3.5.

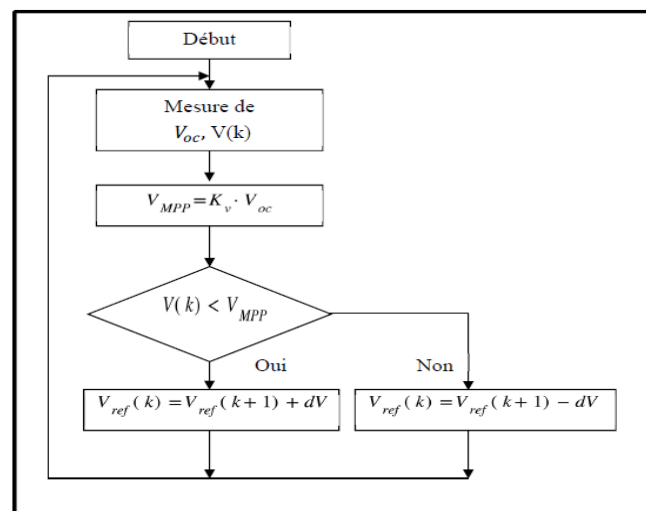


Figure. 3.5. Organigramme de l'algorithme V_{OC} [52].

3.5.3. Méthode de la perturbation et observation (P&O)

La méthode connue par l'appellation perturbation et observation (P&O) représente la méthode la plus fréquente pour déterminer le point de puissance maximale MPPT fournit par les générateurs GPV, ceci est dû principalement à sa simplicité, la facilité de son implémentation, ainsi qu'elle est abordable et nécessite peu de paramètres à mesurer, afin que cela fonctionne [45] [52].

Pour cet algorithme de commande, deux capteurs sont nécessaires pour la mesure du courant et de tension du GPV, afin de déterminer sa puissance instantanément [34].

Cette technique est basé sur la perturbation de l'une des grandeurs électriques d'un GPV courant ou tension au niveau du point de fonctionnement par une amplitude relativement petite au voisinage de sa valeur de départ, et constater l'effet de cette action sur la puissance délivré par ce GPV [34] [48].

Par conséquent, comme on le voit sur la figure 3.6, une augmentation positive de la tension V_{PV} crée une augmentation de la puissance P_{PV} , indiquant qu'on doit augmenter encore la tension pour arriver au point PPM. Lorsque la puissance diminue, cela indique que le système a dépassé le PPM. Lorsque la tension chute, un raisonnement idem peut être effectué [34].

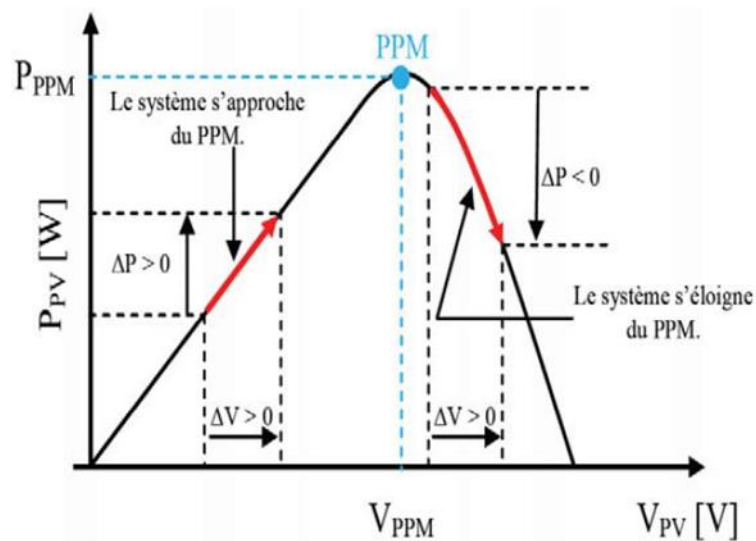


Figure. 3.6. Principe de la méthode « P&O » [34].

La structure de base de la commande MPPT de type P&O est illustrée dans la figure 3.7.

La première étape consiste à mesurer la tension et le courant de l'état actuels du générateur GPV. Puis, la puissance réelle du générateur GPV est obtenue en effectuant le produit de la tension et du courant.

L'état est ensuite examiné pour déterminer si $\Delta P = 0$. Le point opérationnel est au MPP si ce critère est satisfait. Dans le cas où cette condition n'est pas remplie, on étudiera la possibilité que $\Delta P > 0$. Si cette condition est favorable, on vérifiera que $\Delta V > 0$. Si l'inégalité est vérifiée,

ceci signifie que le point opérationnel est à gauche du MPP. Autrement, le point opérationnel est du côté droit du MPP si la condition $\Delta V > 0$ n'est pas remplie [52].

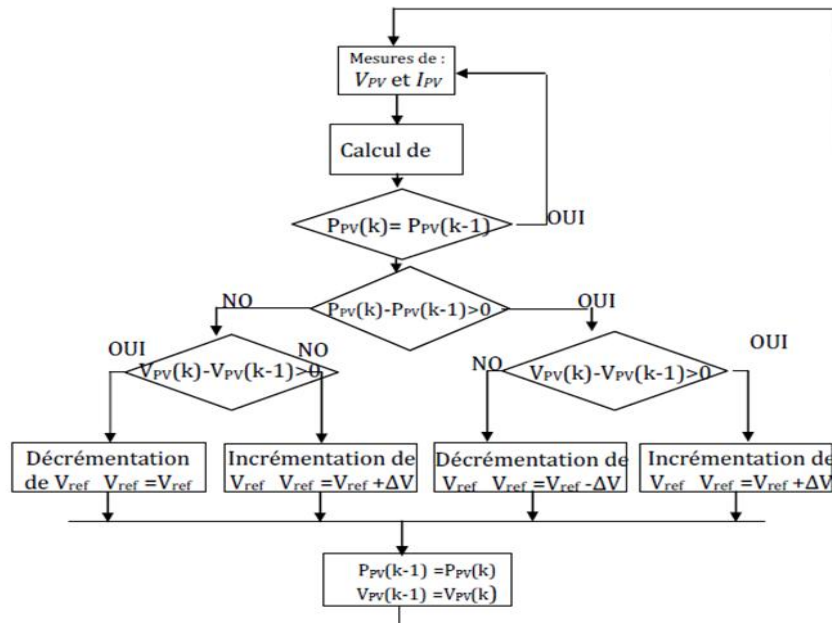


Figure. 3.7. Organigramme de la méthode P&O [34].

Ce processus se répète sans arrêt jusqu'à ce que le point PPM soit déterminé. En outre, ça devrait être noté qu'il y'a un compromis entre le pas d'incrémentation et le temps d'échantillonnage lors de l'utilisation de la technique P&O [52].

Grâce à sa mise en œuvre facile, qui ne requiert aucune information préalable des propriétés du module PV et le fait qu'il est relativement simple à manipuler, l'algorithme P&O est largement utilisé aujourd'hui [2] [48]. Cependant, l'utilisation de cette technique provoque quelques problèmes tels que les ondulations autour du point de fonctionnement généré en régime permanent, car le processus de suivi du MPP se reproduit périodiquement. En outre, des changements brusques de température et/ou d'ensoleillement peuvent entraîner une mauvaise convergence de l'algorithme [2] [34] [48].

Ainsi, lorsqu'un grand pas de perturbation est employé, la puissance au point optimale PPM est atteinte rapidement tandis que les oscillations engendrées autour de cette puissance sont considérables. En revanche, si un petit pas de perturbation est utilisé, la convergence vers le PPM devient plus lente mais les oscillations de puissance autour le PPM sont réduites. De plus, le P&O n'est pas assez précis dans le cas de variation rapide des circonstances météorologiques, où l'algorithme répond comme si l'accroissement s'était produit par la perturbation antérieure [45].

Ce contrôle est difficile à améliorer car il nécessite de trouver un bon équilibre entre précision et rapidité.

De plus, si on examine en détail cet algorithme de suivi du PPM, Lorsque des changements brusques de circonstances météorologiques et/ou de charge surviennent, il doit être porté à notre

attention qu'il existe des erreurs d'interprétations du chemin qui doit être emprunté pour arriver au PPM, comme la montre la figure 3.8 [34].

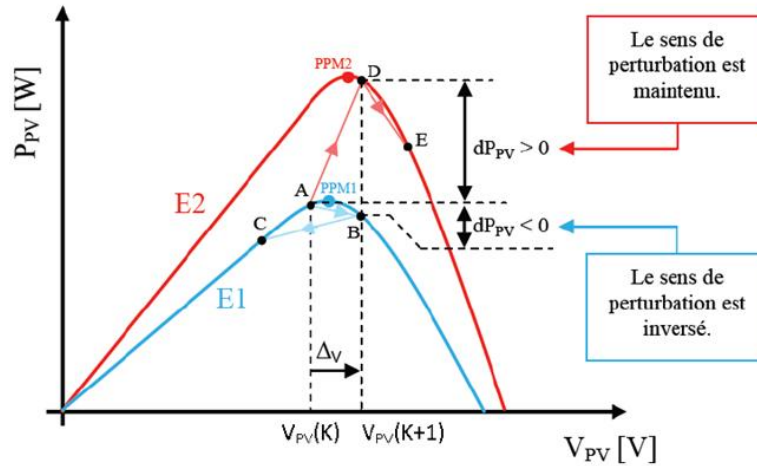


Figure. 3.8. Divergence de l'algorithme P&O lors du changement d'ensoleillement [34].

3.5.4. Principe de la commande "Incrément de conductance"

La méthode d'incrément de la conductance (IC) est similaire à la méthode P&O, Elle été conçu dans le but d'améliorer les performances dynamiques d'une unité de contrôle MPPT, ainsi sa précision de suivi de la puissance maximale PPM qui peut être fournit par un GPV, et surtout lors des variations brusques des circonstances météorologiques qui se produisent imprévisiblement [45].

La méthode d'incrément de conductance nécessite la connaissance de l'évolution de la conductance d'un GPV, à partir de cette information, on peut déterminer la position du point de fonctionnement du système PV par rapport au point de puissance maximale PPM d'un GPV. Ainsi, la conductance d'un GPV est donnée par le rapport du courant et de tension de GPV, comme il est mentionné ci-dessous [34] [71].

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (3.3)$$

En conséquence, une incrément de conductance élémentaire peut être décrite comme :

$$dG = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (3.4)$$

En effet, cet algorithme est basé en premier lieu sur la propriété P-V puissance-tension d'un module photovoltaïque. Comme il est montré dans la figure 3.9, lorsque la pente de la courbe est positive, cela signifie que le point opérationnel du système PV se localise à gauche du PPM.

Lorsque la pente est négative, cela indique que le point opérationnel du système PV est situé à droite du PPM et dans le cas où la pente est nulle, cela implique que le point opérationnel du système PV et le PPM se coïncident [34] [45] [71].

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Si } dG = \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} > 0, \text{ le point opérationnel est à gauche du PPM,} \\ \text{Si } dG = \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0, \text{ le point opérationnel est sur le PPM,} \\ \text{Si } dG = \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} < 0, \text{ le point opérationnel est à droite du PPM,} \end{array} \right. \quad (3.5)$$

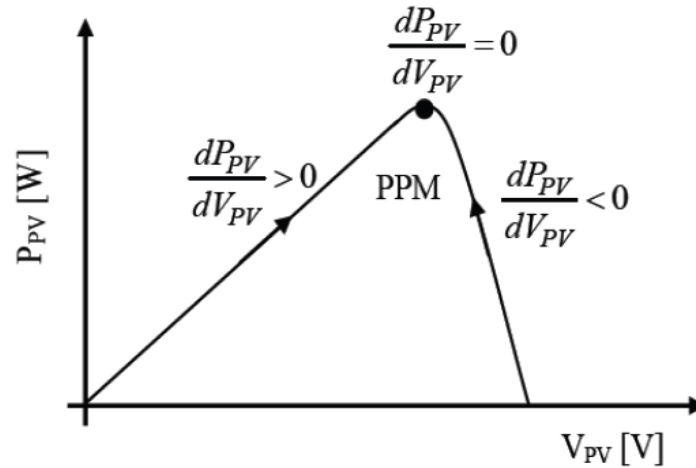


Figure. 3.9. Localisation du point opérationnel d'un système PV en fonction du signe de dP_{PV}/dV_{PV} sur la caractéristique puissance-tension P-V [34].

La relation entre l'incrément de conductance donnée par l'équation (3.4) et la dérivée de la puissance $\left(\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}}\right)$ s'exprime par l'équation (3.6) ci-dessous :

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \cdot \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cong I_{PV} + V_{PV} \cdot \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} \quad (3.6)$$

Par conséquent, les nouvelles conditions sur la variation de conductance sont écrites comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Si } \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} > \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}, \text{ le point opérationnel est à gauche du PPM,} \\ \text{Si } \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} = \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}, \text{ le point opérationnel est sur le PPM,} \\ \text{Si } \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} < \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}, \text{ le point opérationnel est à droite du PPM,} \end{array} \right. \quad (3.7)$$

Donc, le rôle principal de la méthode d'incrément de la conductance IC est la poursuite du point de puissance optimal PPM par la vérification de l'égalité $\Delta I_{PV}/\Delta V_{PV} = -I_{PV}/V_{PV}$. [2].

Le signe du $\Delta I_{PV}/\Delta V_{PV}$ sur la caractéristique courant-tension est illustré à la Figure 3.10.

Pratiquement, l'algorithme de la commande IC provoque des oscillations autour du MPP, même dans des conditions climatiques stables, de la même manière que la technique P&O, cela est dû principalement aux bruits qui se produisent habituellement lors de l'acquisition des paramètres d'entrée V_{pv} , I_{pv} .

En outre, il est difficile d'aboutir la relation d'égalité $\Delta I_{PV}/\Delta V_{PV} = -I_{PV}/V_{PV}$ pratiquement. Par conséquent, dans la pratique, cette condition n'est jamais satisfaite et l'unité de contrôle IC la recherche toujours [34] [45] [71].

3.6. Les méthodes MPPT basées sur des techniques avancées

3.6.1. MPPT basé sur la logique floue FL

La conception de l'unité de commande qui a été construit à l'aide de la logique floue repose essentiellement sur le concept des ensembles flous. Selon cette théorie, une variable est considérée comme appartenant à un ou plusieurs ensembles à la fois avec un degré d'appartenance donné à chaque ensemble. La figure 3.12 représente le schéma fonctionnel de la commande de poursuite du point de puissance maximale basée sur la logique floue [52].

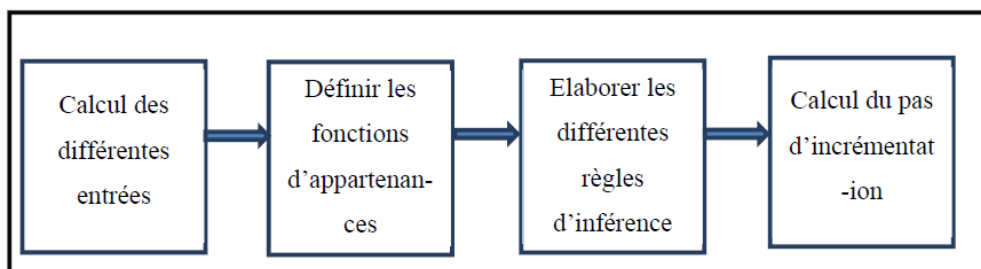


Figure. 3.12. Schéma de la technique MPPT basée sur la logique floue [52].

Depuis les travaux de Zedah, la logique floue a connu un réel succès dans la modélisation et la commande de systèmes complexes non linéaires [2]

Ainsi, Les techniques de contrôle qui reposent sur la logique floue sont surtout disponibles dans les œuvres anglo-saxonne. Ils sont également largement répandus et sont devenues très utilisées dans divers domaines ces dernières années, grâce au développement au niveau du domaine des microcontrôleurs [34] [71].

Alors que la capacité d'approximation universelle fournit par un système flou a attiré l'attention de plusieurs chercheurs et devenu le sujet intéressant pour eux. De ce fait, ils focalisent leurs efforts aux études théoriques des systèmes flous et leurs applications en commande et en identification floue [81] [82].

En effet, de multiples stratégies et techniques de contrôle s'appuie sur la commande à base de logique floue, ont été suggéré par plusieurs chercheurs, dans les applications MPPT utilisé dans les systèmes PV.

Ces techniques MPPT sont, soit basée seulement sur la logique floue, ou on les combinant avec d'autres approches et algorithmes pour former des contrôleurs MPPT hybride, dans le but de suivre la puissance maximal MPPT délivrée par un module PV [45].

L'avantage des commandes MPPT conçu à la base de la logique floue est qu'elles sont capables d'opérer avec des entrées imprécises, et ne nécessitent pas un modèle mathématique exacte. En outre, elles peuvent gérer des non linéarités. Donc, cette approche est adéquate pour concevoir un contrôleur MPPT d'un système PV [34] [45] [71].

De plus, les paramètres du contrôleur à base de la logique floue (CLF) peuvent être ajustés rapidement en cas des variations dans la dynamique du système sans estimation des paramètres. Lorsqu'une variation des circonstances météorologiques se produit, les performances de la technique MPPT basé sur la logique floue sont excellentes et robustes, ainsi, leur robustesse est liée essentiellement à la conception du contrôleur floue.

Les techniques MPPT à base de la logique floue ont certains avantages par rapport aux algorithmes conventionnels (P&O, IC), citons par exemple la minimisation des fluctuations autour du PPM, et ils se caractérisent également, par une convergence rapide envers le point de puissance optimale.

Lors de la conception d'une unité de commande MPPT à base de la logique floue, il faut définir les principales variables de contrôle et déterminer les ensembles qui définissent les valeurs de chaque variable linguistique.

Dans la majorité des techniques MPPT basées sur la logique floue, le PPM est traqué en utilisant la pente de la caractéristique puissance-tension (E) et le changement de cette pente (ΔE) comme variables d'entrée du contrôleur MPPT à base de logique floue [45], et le pas de variation du rapport cyclique (ΔD) comme la variable de sortie, cette dernière sert à piloter le convertisseur statique dans le but d'aboutir le point de puissance crête PPM. La détermination du pas de variation du rapport cyclique dépend essentiellement de l'état des entrées et la table de règle floue, selon ces paramètres, une sélection convenable de la valeur de (ΔD) (incrémentatation ou décrémentatation du rapport cyclique) est effectuer pour suivre le PPM fournit par le système photovoltaïque [34] [71].

Le contrôle flou se compose de trois étapes, connu par la fuzzification, les règles d'inférence et la défuzzification [34] [45] [71].

L'étape de fuzzification consiste à convertir les variables d'entrées numériques en variable linguistique basées sur une fonction d'appartenance similaire à la figure 3.13 [34] [45] [71]. . Le plus souvent, ces variables prennent les cinq niveaux flous suivants [34] [71]. :

NB: Negative Big, NS: Negative Small, ZE: Zero, PS: Positive Small, PB: Positive Big [34] [71].

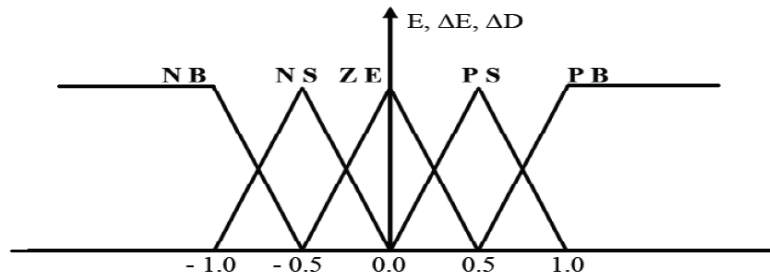


Figure. 3.13. Structure de base de la commande floue [34].

Les paramètres d'entrées E et ΔE sont souvent définie par les équations suivantes :

$$E(K) = \frac{P_{PV}(K) - P_{PV}(K-1)}{V_{PV}(K) - V_{PV}(K-1)} \quad (3.8)$$

$$\Delta E(K) = E(K) - E(K - 1) \quad (3.9)$$

En fonction de leurs évolutions et les règles floues mentionnée dans le tableau 3.2 ci-dessous, une valeur de paramètre de sortie (ΔD) est déterminée [34] [71].

Tableau 3.2. Exemple d'une table de règles floues [34] [71].

ΔE \ E	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	ZE	ZE	NB	NB	NB
NS	ZE	ZE	NS	NS	NS
ZE	NS	ZE	ZE	ZE	PS
PS	PS	PS	PS	ZE	ZE
PB	PB	PB	PB	ZE	ZE

Les variables linguistiques attribuées à la sortie pour n'importe quelles combinaisons d'entrées sont basées essentiellement sur le convertisseur de puissance utilisé et sur la connaissance de l'utilisateur [45].

La différence de localisation entre le point opérationnel et le PPM est due aux variations du rapport cyclique. Par conséquent, lorsque le point opérationnel se rapproche du PPM, les incréments qui ont été appliqués au rapport cyclique commencent à s'affiner jusqu'à aboutir au PPM.

Par le biais de processus de défuzzification, la sortie est convertie en variable numérique, après qu'elle a été une variable linguistique. Cette étape ne s'applique qu'à la variable de sortie (ΔD). Ainsi, cette conversion permet de fournir un signal analogique qui sert à conduire le convertisseur statique vers le PPM [34] [45] [71].

Le fonctionnement d'une unité de commande conçue à base de la logique floue a montré de bonnes performances dans diverses conditions climatiques [34] [71].

Cependant sa précision de traquer le PPM dépend fortement du nombre de lois dans la table de vérité utilisée. En d'autres termes, il existe une proportionnalité entre l'exactitude de suivi du PPM et le nombre de règles floues requis afin d'aboutir la précision souhaité, cela nécessite l'utilisation d'un microcontrôleur ayant une grande capacité de calculs tenant compte des nombreuses disparités des paramètres électriques du panneau. Cette commande peut fournir de

bonnes performances en termes de précision et de rapidité de convergence vers le point de puissance optimale, mais elle conduit inévitablement à une consommation considérable d'énergie liée au fonctionnement du microprocesseur ainsi qu'un coût global relativement élevé [34] [71].

En outre, l'implémentation en temps réelle de ces MPPT est compliquée, à cause de calculs trop élevés effectué par le contrôleur flou, et l'espace mémoire doit être disponible également pour stocker tous ces calculs [45].

3.6.2. MPPT basé sur les réseaux de neurones artificiels

La méthode des réseaux de neurones artificiels (ANN) s'est largement et rapidement répandue au cours de ces années, parce qu'ils fournissent une alternative intéressante pour résoudre des problèmes complexes [34] [71]. Cette approche est appliquée souvent dans divers domaines de classification et de régression tel que, la reconnaissance de formes et des objets.

Ce réseau est un système qui étudie et analyse certains modèles et mécanismes du cerveau humain, et inspire la façon dont il peut interagir pour résoudre des problèmes complexes, et sa capacité à effectuer des tâches et des calculs difficiles, tels que les tâches de modélisation prédictive utilisées dans l'apprentissage automatique .

En effet, le but n'est pas de créer des modèles cérébraux réalistes, mais de concevoir des algorithmes puissants et des structures de données que nous pouvons utiliser pour modéliser notre problème [52].

Similaire au contrôleur à base de la logique floue, Le réseau de neurones artificiels est devenu célèbre et étendu dans la surveillance du PPM fournit par les systèmes photovoltaïques avec le développement de l'informatique [45].

Les méthodes MPPT basées sur les réseaux de neurones artificiels sont considérées comme des stratégies de suivi intelligentes, qui reposent principalement sur certains processus d'apprentissage de l'environnement [44].

Ces stratégies de poursuite du MPP visent à exploiter la capacité d'apprentissage et d'information fournie par les réseaux de neurones artificiels, car ils servent également à établir des liens entre les variables d'entrée et de sortie d'un système donné, par le biais de l'analyse des données stockées. Un autre avantage est que des problèmes très complexes peuvent être résolus grâce à des paramètres corrélés.

Les réseaux de neurones sont généralement constitués de trois couches distinctes, appelées [34] [45] [71] :

- Couche d'entrée (Input layer),
- Couche cachée (Hidden layer),
- Couche de sortie (Output layer).

Comme le montre la figure 3.14 :

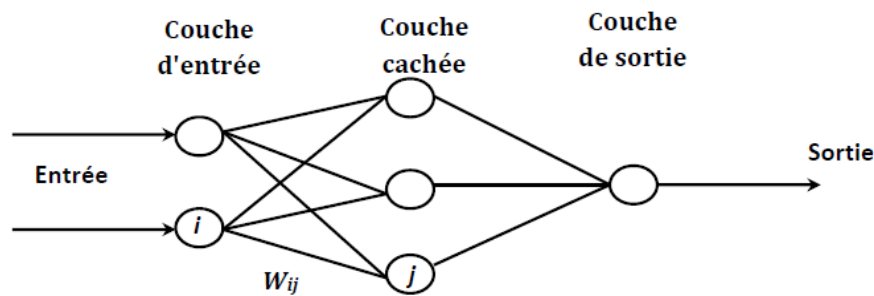


Figure. 3.14. Exemple d'un réseau de neurones [34].

Le nombre de nœuds dans les différentes couches varie en fonction du degré d'apprentissage requis et de la précision de contrôle souhaitée [34] [71].

Les variables d'entrées peuvent être le courant et la tension du générateur PV, les paramètres caractéristiques du générateur PV tels que la tension en circuit ouvert V_{co} et le courant de court-circuit I_{cc} , ou des données atmosphériques telles que l'éclairement solaire et la température, ou toute combinaison de ces variables.

Généralement, la sortie est le signal de rapport cyclique qui fait fonctionner le convertisseur de puissance au ou près du PPM, selon l'algorithme utilisé dans la couche cachée [34] [45] [71]

Le lien entre les nœuds i et j est considéré comme ayant un poids de w_{ij} , comme montré dans la figure 3.14.

La technique de réseaux de neurones artificiels repose sur le principe de pondération des liens entre les nœuds sur la base d'un processus de formation, où les paramètres PV sont testés et enregistrés sur des mois ou des années pour obtenir le poids correct pour chaque nœud [44] [45].

Toutefois, l'inconvénient majeur de cette méthode est qu'elle doit être formé seulement pour le générateur PV utilisé, par conséquent cette technique de MPPT ne peut pas être adaptée pour fonctionner sur plusieurs types à la fois à moins d'être formé pour eux.

En outre, les propriétés d'un générateur photovoltaïque varient avec le temps, ce qui nécessite une formation périodique du réseau neuronal artificiel pour suivre avec précision le PPM [44] [45].

Une telle limitation a été franchie en combinant les réseaux de neurone artificiels et la logique floue dans le but de concevoir un contrôleur MPPT précis. Afin de pouvoir implémenter cette technique en temps réel, un microprocesseur coûteux est requis pour réaliser cette opération, d'où, cette technique n'est pas recommandée pour les petites applications [45].

3.7. Techniques MPPT hybrides

3.7.1. Modèles neuro-flous hybrides

L'approche de logique floue et les réseaux de neurones artificiels ont été intégrés dans un système unique. Cependant, il peut être considéré comme un type spécifique de réseau de neurones artificiels avec des paramètres flous. En d'autres termes, ce système peut être considéré comme une implémentation distribuée et parallèle d'un système flou. Il existe de

diverses conceptions et topologie de cette technique hybrides dans les ouvrages publiés. L'architecture ANFIS est un exemple de ces conceptions largement utilisées.

3.7.1.1. Technique ANFIS

Le mot ANFIS est l'abréviation de « Adaptif Neural Fuzzy Inference System » en anglais. Le système neuro-flou adaptatif est constitué d'un regroupement de neurones connectés les uns aux autres à travers des liaisons directes. Dans un réseau adaptatif, chaque neurone reflète une fonction avec des paramètres dont les valeurs affectent à la fois la fonction qu'il représente et la façon dont le réseau dans son ensemble se comporte. Les nœuds adaptatifs (qui sont carrés) et les nœuds fixes (qui sont circulaires) sont deux formes de nœuds qui varient dans leur fonctionnalité.

La création du modèle, la formation du réseau, et la validation et les tests du système sont les trois étapes de la conception du modèle ANFIS [83]. Comme il est indiqué dans [84], [85], Il y a plusieurs avantages à utiliser l'ANFIS, Parmi eux :

- Simuler le comportement d'un système compliqué en utilisant moins de règles conditionnelles floues.
- Offre une variété de fonctions d'appartenance parmi lesquelles l'utilisateur sélectionne celles qui sont convenables pour leur application.
- fournit de bonnes performances dynamiques (une convergence rapide).
- L'expérience antérieure n'est pas exigée.

3.7.1.2. Architecture de l'ANFIS

Étant l'un des premiers systèmes neuro-flous développés, l'ANFIS a été fréquemment référencé dans la communauté universitaire en raison de ses succès. Ce système repose sur l'utilisation d'une version simplifiée de la descente de gradient et des méthodes d'apprentissage automatique par les moindres carrés [83]. Comme l'illustre la figure 3.15, la structure ANFIS présentée dans cette section contient deux entrées x et y , et une sortie f . On considère que la base de règles comprend deux règles floues de type Takagi-Sugeno qui sont présentées comme suit :

Règle i : si x est A_i et y est B_i alors $f_i = p_i + q_i + r_i$, $i=1,2$.

$\{p_i, q_i, r_i\}$: sont connus par les paramètres conséquents.

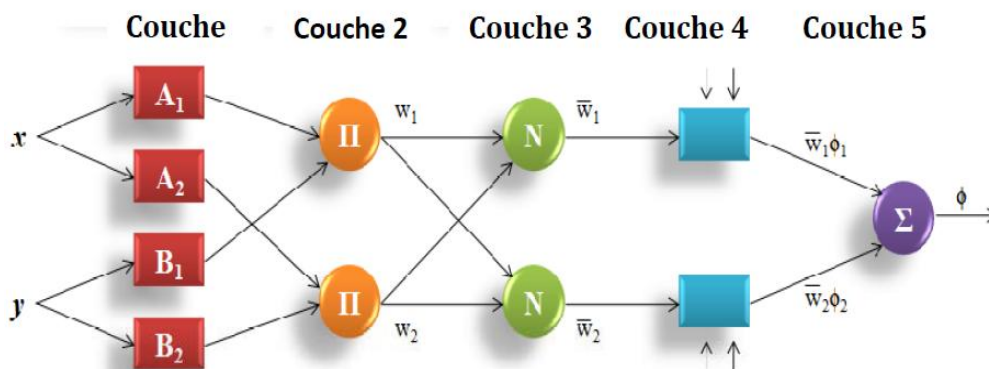


Figure. 3.15. Structure d'ANFIS.

Conformément à la structure à cinq couches de l'ANFIS.

Couche .1 :

Les degrés d'appartenance sont comptés par les neurones adaptatifs A_i et B_i , et leurs comportements sont décrits par un ensemble de paramètres. Les paramètres de la prémisse $\{a_i, b_i, c_i\}$ peuvent être utilisés pour déterminer les paramètres associés.

La fonction d'activation des neurones i de la première couche :

$$\begin{cases} O_i^1 = \mu_{A_i}(x), & i = 1, 2 \\ O_i^1 = \mu_{B_i}(x), & i = 3, 4 \end{cases} \quad (3.10)$$

Tel que x est l'entrée au neurone i , A_i et B_i sont des sous-ensembles flous correspondant au variable x , O_i^1 est la fonction d'appartenance du A_i et B_i , elle représente le degré auquel l'entrée x appartient au sous-ensemble flou A_i . Toute fonction d'appartenance floue peut être utilisée pour définir $\mu_{A_i}(x)$ et $\mu_{B_i}(x)$ (Gaussien, triangle, trapézoïdal) avec le maximum égal à 1 et le minimum égal à 0.

Couche 2

En modélisant l'opérateur Et avec des neurones fixes, nous pouvons déterminer la valeur de vérité de chaque règle.

$$O_i^2 = \omega_i = \mu_{A_i}(x) \times \mu_{B_i}(x), \quad i = 1, 2 \quad (3.11)$$

Couches 3

Le poids ou la valeur de vérité de la règle est normalisée à l'aide d'un ensemble de N neurones fixes

$$O_i^3 = \bar{\omega}_i = \frac{\omega_i}{\omega_1 + \omega_2}, \quad i = 1, 2 \quad (3.12)$$

Couche 4

Le rôle principal du quatrième couche cachée consiste à identifier les paramètres conséquents des règles qui sont représentés par les coefficients $\{p_i, q_i, r_i\}$. La fonction de chaque neurone dans cette couche est donnée par la relation suivante :

$$O_i^4 = \bar{\omega}_i z_i = \bar{\omega}_i (p_i x + q_i y + r_i), \quad i = 1, 2 \quad (3.13)$$

Couche 5

La réponse du réseau à une entrée donnée est calculée à l'aide du neurone fixe de la couche 5, elle est décrite par :

$$O_i^5 = \sum_{i=1}^2 \bar{\omega}_i z_i = \frac{\omega_1 z_1 + \omega_2 z_2}{\omega_1 + \omega_2}, \quad i = 1, 2 \quad (3.14)$$

Dans [83], un réseau adaptable connu sous le nom de structure ANFIS est proposé. Chacune de ses "couches" correspond à un composant du système neuro-flou, il est donc considéré comme un réseau neuronal non bouclé.

3.7.1.3. Apprentissage de l'ANFIS

Durant la phase d'entraînement, les paramètres de l'ANFIS sont affinés. Lorsqu'un réseau initial a été construit, l'approche hybride consiste à utiliser la rétro-propagation lors de l'apprentissage à partir des données mises en œuvre.

Les méthodes de descente de gradient et d'estimation par les moindres carrés sont réunies pour former l'algorithme d'apprentissage hybride. En fixant les paramètres conséquents, les prémisses sont affinées en utilisant la méthode de descente de gradient.

Alors que les paramètres conséquents sont affinés en stabilisant les prémisses par l'approche des moindres carrés [83].

3.7.2. Commande MPPT par mode glissant :

La technique MPPT qui se base sur la commande en mode glissant, appartient au commande robuste, elle a été souvent employé, car elle est considérée comme une stratégie de régulation sûre et efficace pour les systèmes électromécaniques et des variations paramétriques.

Les algorithmes MPPT basés sur le mode glissant du premier ordre et d'ordre supérieur ont été utilisés avec succès dans les systèmes solaires photovoltaïques ces dernières années.

Le choix d'une surface de glissement appropriée, est la principale préoccupation lors de l'utilisation de cette méthode. Afin de suivre correctement le PPM, cette approche utilise souvent le fait que le point opérationnel du système PV et le PPM coïncident lorsque la pente de la courbe caractéristique P-V est nulle, comme l'indique la condition de conductance incrémentale dans (3.15), En effet :

$$\sigma = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} V_{PV} + I_{PV} \quad (3.15)$$

Selon (3.16), Ce type de contrôle repose sur le fait que le rapport cyclique D peut être augmenté ou abaissé d'un incrément spécifié ΔD , en fonction du signe de la surface, pour atteindre le point de puissance optimale [86], comme indiqué sur la figure 3.16 :

$$D(k) = \begin{cases} D(k-1) + \Delta D & \text{pour } \sigma > 0 \\ D(k-1) - \Delta D & \text{pour } \sigma < 0 \end{cases} \quad (3.16)$$

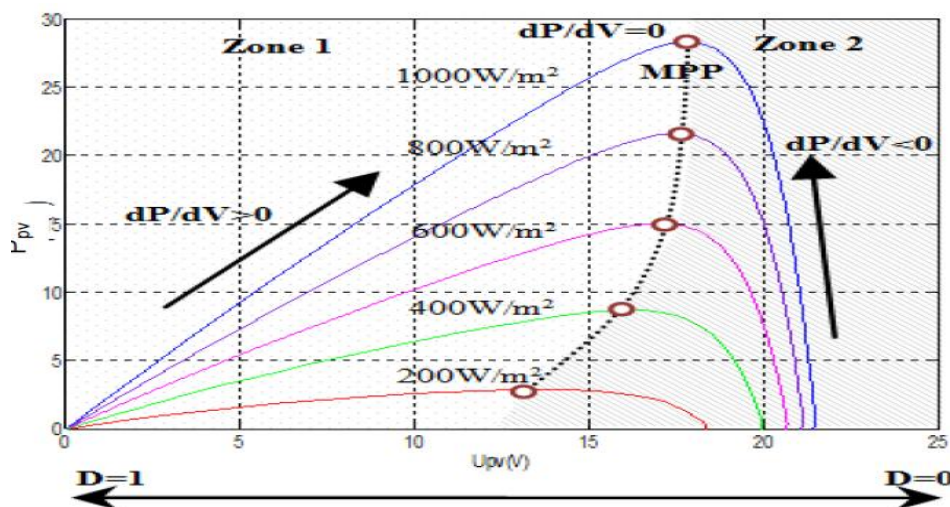


Figure. 3.16. Répartition de la caractéristique P-V selon le signe de la fonction de commutation.

Deux parties constituent le substrat principal de la commande par mode glissant : la quantité équivalente (D_{eq}) et la partie stabilisante (D_n).

D_{eq} est la dérivée de la condition $\sigma = 0$, qui donne le rapport cyclique classique en régime permanent. La partie de stabilisation D_n exprime l'effort nécessaire pour arriver à l'état $\sigma = 0$ au début du contrôle. Le théorème de stabilité directe de Lyapounov (3.17) fournit une méthode certaine pour prouver que le mode glissant existe, en effet :

$$v = \frac{1}{2} \sigma^2 \quad (3.17)$$

Cela conduit au calcul du gradient de la fonction coût v :

$$\dot{v} = \dot{\sigma} \sigma \quad (3.18)$$

Si l'équation (3.18) est retenue comme un semi-défini négatif ($\dot{v} \leq 0$), l'égalité $\sigma = 0$ est vérifiée.

La composante fixe de D_n , selon la recherche présentée par Slotine dans [86], est une fonction linéaire de la surface de glissement σ (3.19), qui aide à orienter la surface de glissement σ vers son état stationnaire.

$$D_n = -K\sigma \quad (3.19)$$

La dynamique de convergence est donc affinée par un choix adéquat du gain K .

Étant donné que le rapport cyclique ne peut être compris qu'entre 0 et 1, voici comment le signal de contrôle en temps réel est configuré :

$$D = \begin{cases} 1 & \text{pour } D \geq 0 \\ D_{eq} - K\sigma & \text{pour } 0 < D < 1 \\ 0 & \text{pour } D \leq 0 \end{cases} \quad (3.20)$$

Si le gain K n'est pas ajusté à un niveau trop élevé, alors le changement continu du rapport cyclique dans la plage appropriée est garanti [86]. Nous fixons K pour qu'il soit inférieur ou égal à l'admission maximale autorisée du côté DC ($K \leq 1 / |R_{ch-min}|$).

Lorsque le gain K ne prend pas une valeur trop grande, La modification continue du rapport cyclique D peut être garantie dans la plage précisée [86].

Dans [34], R_{ch-min} est déterminé en fonction d'une puissance minimale mesurée lors de lever de soleil P_{min} , et un contrôle idéal de la tension du bus (V_{DC-ref}).

$$|R_{ch-max}| = \frac{V_{DC-ref}^2}{P_{min}} \quad (3.21)$$

En fixant $\sigma=0$, nous pouvons déduire la commande équivalente D_{eq} .

$$D_{eq} = 1 - \frac{V_{pv}}{V_{dc}} \quad (3.22)$$

En effet, l'équation (3.22) exprime la relation qui caractérise le fonctionnement d'un convertisseur DC-DC boost [34].

3.8. Autres algorithmes MPPT

D'autres techniques MPPT [87]-[92] sont disponibles dans la littérature, Ces algorithmes sont basées sur des stratégies de commande qui diffèrent selon leur efficacité, complexité et du coût d'implémentation en temps réel.

En effet, on distingue quelques algorithmes MPPT qui sont conçus à base des algorithmes génétiques (GA) [87]-[88] et celles qui sont développées par l'utilisation des méthodes méta-heuristiques, on cite par exemple les méthodes MPPT basées sur l'optimisation des essaims de particules (PSO) [89]-[92].

Les performances de surveillance du point de puissance optimale PPM sont affinées grâce à l'exploitation des avantages fournis par ces approches avancées par rapport aux méthodes classiques, ils ont également la capacité de s'opérer dans des conditions relativement compliquées comme le cas de l'effet d'ombrage partielle.

Cependant, ces méthodes nécessitent généralement l'intervention des experts durant leur conception, et plus précisément lors de la sélection des paramètres essentiels qui caractérisent ces techniques, dont ils ont souvent un effet important sur l'efficacité de suivi du MPP rapidement et avec précision.

En outre, la mise en œuvre de ces stratégies nécessite généralement des microprocesseurs puissants et coûteux, ce qui rend l'utilisation de ces méthodes relativement rares [45].

3.9. Micro-réseau à courant continu CC et stockage hybride de l'énergie

3.9.1. Micro-réseau à courant continu CC

La majorité des zones rurales n'ont pas accès à une électricité fiable. Ainsi que le coût d'investissement pour électrifier ces zones est très élevé [93].

Pour cela, les micro-réseaux CC basés sur les sources d'énergie renouvelables (SER) telles que les panneaux solaires photovoltaïques PV, l'énergie solaire thermique, les piles à combustible (FC), l'énergie éolienne, et d'autres formes des énergies renouvelables, peut s'avérer comme une alternative attractive dans le but de résoudre des problématiques liées à l'électrification des zones rurales et les sites isolés. En outre, sa mise en œuvre est simple et rentable [94].

En revanche, les dilemmes centraux liés à l'usage des énergies renouvelables sont la nature intermittente et la dépendance des sources de production d'énergie, on cite par exemple la vitesse du vent et l'intensité du rayonnement solaire pour les systèmes éoliens et les générateurs photovoltaïques, respectivement [96].

Par conséquent, l'utilisation d'un système de stockage d'énergie (SSE) vigoureux et efficace avec les SER est cruciale pour surmonter ces défis et pour équilibrer la production et la demande de l'énergie électrique [93] [95] [96].

Il existe de nombreux types de SSE, tels que les batteries, les volants d'inertie, les supercondensateurs et le stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES). Pour gérer les problèmes causés par les sources d'énergie renouvelables et exploiter ses avantages, l'efficacité,

la réponse rapide et la durée de vie doivent être mesurées comme les paramètres les plus vitaux lors du choix du système de stockage d'énergie [95].

En plus que les micro-réseaux à courant continu deviennent attractifs en raison de leur configuration simple et sa haute efficacité énergétique, ils permettent également de réduire les pertes de transmission de puissance puisque les ressources énergétiques distribuées (DER) sont situés près de la charge.

En outre, le fonctionnement des micro-réseaux à courant continue ne nécessitent pas l'interconnexion aux étages de transformations AC-DC et DC-AC. Ils n'ont pas donc de puissance réactive ni de problèmes de fréquence complexes. Seulement les convertisseurs DC-DC sont requis pour la gestion d'énergie dans les micro-réseaux CC.

Par rapport à un micro-réseau à courant alternatif, la connexion des SER à un bus DC commun présente de nombreux avantages, notamment des performances et une précision accrues et l'élimination des exigences de contrôle de fréquence et de phase.

De même, des convertisseurs DC-DC bidirectionnels sont utilisés dans ce micro-réseau, et plus précisément, ils servent à lier les équipements de stockage d'énergie avec le bus DC du système, pour maintenir une haute fiabilité et assurer une continuité d'alimentation de la charge [93].

En revanche, les super-condensateurs SC sont préférés d'être combiner avec des batteries, car ils ont une densité de puissance plus élevée que les batteries, qui lui permet de fournir plus d'énergie dans une période très courte [93] [96].

Les principaux avantages de cette topologie sont la stabilisation de la tension des deux côtés (source et charge) par le biais des super-condensateurs et une limitation de la charge de la batterie, ce qui se traduit directement par une durée de vie plus longue de la batterie et diminue le coût du système.

Les batteries Li-ion ont une faible densité de puissance et des taux de charge/décharge lents, par exemple, prenant plusieurs heures pour se charger.

Les super-condensateurs ont été utilisés pour absorber les fluctuations de puissance à haute fréquence du PV et maintenir la tension de la liaison DC dans une plage appropriée.

Les SC sont également utilisés dans l'application de lissage de puissance des systèmes PV.

Le courant de charge élevé pour une alimentation instantanée augmente le taux de décharge et le courant de la batterie. Cela endommage la batterie plus rapidement.

Le super-condensateur dans le système hybride de stockage d'énergie (HESS) fournit une puissance instantanée. Il aide à prolonger la durée de vie de la batterie en prenant en charge la puissance de crête [96]. En général, les batteries doivent être remplacées tous les 3 à 5 ans.

Grâce à une stratégie raisonnable de contrôle du stockage d'énergie, la charge et la décharge du stockage d'énergie peuvent être contrôlées dynamiquement, ce qui permettra d'équilibrer l'énergie dans le micro-réseau CC et d'optimiser le fonctionnement du système.

La comparaison des SC avec les autres dispositifs de stockage et les avantages sont étudiés pour les systèmes hybrides PV-batterie-SC dans la littérature [96].

En outre, les systèmes hybrides de stockage d'énergie tels que PV-batterie-les super-condensateurs ou les piles à combustible sont proposées comme solution différente dans certaines recherche.

Dans [96], les avantages et les inconvénients de l'utilisation du super-condensateur dans un système hybride sont étudiés et analysés. Un système de stockage hybride dans lequel le système photovoltaïque alimente et stocke l'énergie dans les batteries et super-condensateurs sont proposés par les auteurs afin de résoudre les principaux problèmes côté charge et côté source. Le modèle de super-condensateur, le modèle photovoltaïque et le système hybride proposé sont simulés dans MATLAB/Simulink pour une puissance nominale de 6 kW.

Différents types de techniques MPPT sont utilisés pour suivre la puissance maximale produite par les systèmes de production d'énergie renouvelables, tel que la perturbation et l'observation, la conductance incrémentale, le FL, l'ANN, les algorithmes neuro-floue, l'algorithme d'optimisation de l'essaim de particules, les algorithmes génétiques et d'autres techniques MPPT qui sont disponible dans la littérature.

Parmi ces différentes méthodes MPPT, la technique (P&O) MPPT est la plus fréquemment utilisée, et elle peut être utilisé à la fois pour les systèmes PV et FC [93].

Dans [97], un système photovoltaïque fonctionnant avec un dispositif à super-condensateur démontre son grand potentiel d'amélioration de l'autoconsommation et de stabilisation du réseau.

L'avantage supplémentaire présenté dans cet article, est la diminution des fluctuations du réseau qui influe négativement à la qualité d'énergie électrique qui circule dans le réseau électrique.

En outre, les chercheurs ont repris également le problème lié à l'incertitude d'analyse due à la résolution temporelle de la charge.

Dans [98], la conception et l'étude des performances du système hybride photovoltaïque-générateur thermoélectrique avec une technique améliorée de suivi du point de puissance maximale (MPPT) basée sur un contrôleur à logique floue d'ordre fractionnaire sont présentées.

Les systèmes de stockage d'énergie magnétique supraconducteur SMES dans les systèmes électriques ont également été abordés dans de nombreuses investigations pour différents objectifs [95].

Les auteurs dans [94] présentent une stratégie de gestion hiérarchique de l'énergie pour les micro-réseaux isolés. Cette stratégie est basée sur une topologie maître-esclave où les contrôleurs locaux sont gérés et contrôlés par un contrôleur central. Cela peut apporter de nombreux avantages techniques, notamment en ce qui concerne les performances du micro-grid et la fourniture d'énergie. Le contrôleur local est conçu pour répondre aux objectifs locaux du micro-réseau, tels que la stabilisation de la tension continue et la maximisation de la puissance extraite des sources. D'après les résultats présentés dans [94], les objectifs du contrôleur central sont atteints grâce à une approche centralisée basée sur la logique floue pour préserver la durée de vie de système de stockage basé sur des batteries et gérer l'équilibre énergétique entre la production et la consommation. Les performances du micro-réseau ont été étudiées en régime permanent et défectueux (court-circuit et les surtensions). Un test Hardware in the Loop (HIL) basé sur la plateforme Simulink est établi par le simulateur temps réel RT-LAB. Le banc de test OP1400, basé sur le simulateur numérique OP4150, a été utilisé pour tester et valider la stratégie

de commande hiérarchique proposée dans [94]. Les résultats sont comparés aux normes internationales IEEE 1547 et IEC 61727, qui démontrent une excellente cohérence.

La figure 3.17 représente le diagramme schématique du micro-réseau CC composé des sources d'énergie renouvelables et de systèmes de stockage d'énergie [93].

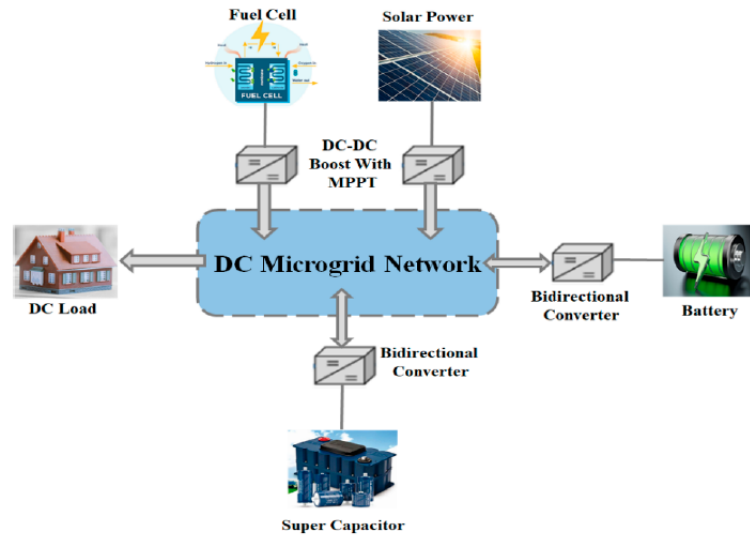


Figure. 3.17. Diagramme schématique du micro-réseau CC composé de sources d'énergie renouvelables et de systèmes de stockage d'énergie [93].

Les auteurs décrivent dans [95] les effets de l'emploi d'un système de stockage par batterie (BSS) et d'un système de stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES) sur un système hybride solaire-éolien intégré à un micro-réseau de bus CC.

La méthode proposée utilise une combinaison de BSS et de SMES pour améliorer la stabilité du micro-réseau lors de différents événements, tels que la variation du vent, l'ombre, la connexion de l'éolienne et les événements de panne PV soudaine.

Des approches de contrôle distinctes sont proposées pour contrôler les différents composants du système afin d'augmenter la stabilité globale du système et l'échange de puissance.

Les systèmes PV et éolien sont en outre équipés de contrôleurs uniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT).

De plus, chacun des systèmes de stockage d'énergie est contrôlé à l'aide d'une méthode de contrôle proposée pour superviser l'échange de la puissance active au sein du système et pour maintenir la tension du bus DC constante pendant les différentes instabilités examinées.

Les résultats de simulation obtenus par le biais de logiciel Matlab/Simulink montrent que le système hybride BSS + SMES atteint avec succès ses principaux objectifs, c'est-à-dire que la tension continue, la puissance d'échange et la tension/fréquence de charge sont améliorées et lissées [95].

Les super-condensateurs sont considérés les équipements les plus prometteurs dans plusieurs applications, du fait qu'ils ont un bon marché et ne nécessitent pas d'entretien, ils sont considérés également comme des dispositifs de stockage d'énergie électrique de courte durée. En raison de

leur fiabilité à long terme et de leur courant très élevé en peu de temps, ils peuvent être utilisés comme dispositif de secours et de stabilisation du réseau à court terme.

Dans [93], un micro-réseau à courant continu est composé de générateur solaire photovoltaïque et de pile à combustible pour la production d'électricité, et propose également un système de stockage d'énergie hybride qui comprend un super-condensateur et une batterie lithium-ion pour l'amélioration de la capacité de puissance dans le système de stockage d'énergie.

Différentes techniques de contrôle telles que le contrôleur à logique floue, le réseau de neurone artificielle et l'optimisation des essaims de particules sont utilisées pour commander le système PV et FC via des convertisseurs élévateurs afin que le point de stabilisation sera amélioré.

Selon les résultats présentés dans [93], il est évident que la méthode MPPT à base de logique floue permet d'améliorer la poursuite du point de puissance maximale et en même temps, elle permet de réduire les oscillations en régime permanent. De plus, le temps pour capturer le point de puissance maximum est de 0,035 s.

C'est environ deux fois plus rapide que le contrôleur conçu à base de réseau neurone artificiels et dix-huit fois plus rapide que celle basé sur la technique PSO.

3.9.2. Systèmes hybrides de stockage d'énergie

La comparaison des super-condensateurs avec les autres dispositifs de stockage montre que l'utilisation des super-condensateurs avec les autres dispositifs de stockage offre certains avantages.

Ces avantages sont étudiés pour les systèmes hybrides PV-batterie- super-condensateurs dans la littérature.

En outre, les systèmes hybrides de stockage d'énergie, tels que les systèmes PV-batterie- super-condensateurs ou les piles à combustible, sont proposées comme solution différente dans certaines études.

Les HESS sont classés en topologies passives, actives et semi-actives selon la connexion des dispositifs de stockage au bus DC. Si les périphériques de stockage sont connectés directement au bus DC, il est appelé HESS passif, comme illustré à la figure 3.18.a. Si l'un des périphériques de stockage est connecté à un convertisseur DC-DC bidirectionnel vers un bus DC, il est dit semi-actif. Si les deux des périphériques de stockage sont connectés à un convertisseur DC-DC bidirectionnel vers un bus DC, il est appelé HESS actif.

Si le système de stockage d'énergie hybride est connecté au bus DC avec un contrôleur ou un système de gestion d'énergie pour deux convertisseurs DC-DC bidirectionnels, cette topologie est appelée HESS actif comme le montre la figure 3.18.b.

Les convertisseurs bidirectionnels sont utilisés donc pour stocker l'énergie électrique fournit par le micro-réseau CC dans les batteries et les super-condensateurs, et alimenter les charges via ces batteries et super-condensateur SC dans le cas où la source de la production de l'énergie est indisponible, tel que les moments nuageux pour les générateurs solaires photovoltaïques PV [93] [96].

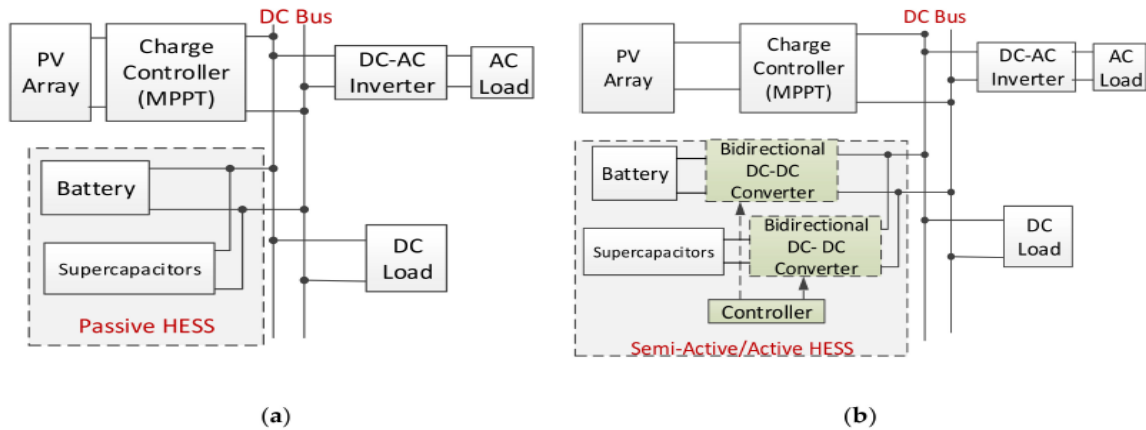


Figure. 3.18. Système de stockage d'énergie hybride (HESS) avec super-condensateurs (a) Passif, (b) semi-actif/actif [96].

3.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons détaillé les différentes méthodes MPPT les plus fréquemment rencontrées dans la littérature. L'existence de plusieurs types de commandes MPPT indique que ce domaine de recherche est en développement continu et qu'il est difficile de trouver une ou plusieurs solutions générales. À cet égard, nous avons présenté les principes des techniques les plus populaires et fréquemment utilisées dans la recherche ou l'industrie et nous avons mis en évidence leurs avantages et inconvénients. Le choix de la technique MPPT dépend généralement de performances telles que (coût, complexité, précision, vitesse de convergence, etc.). Il faut noter qu'il y a de considérables efforts menés par les chercheurs pour améliorer les performances des techniques MPPT.

En revanche, puisque cette étude porte sur les installations photovoltaïques autonomes utilisées dans les zones rurales et les sites isolés, cette configuration des installations photovoltaïques nécessite souvent des systèmes de stockage d'énergie afin d'assurer une certaine autonomie et garantir une alimentation électrique aussi longtemps que possible pour les charges, en particulier lorsque le générateur photovoltaïque ne produit pas d'énergie pendant certaines intermittences du soleil, citons par exemple les jours nuageux et les nuits, etc. Cela nous a amené à effectuer une recherche bibliographique sur les systèmes d'énergies renouvelables et les ressources énergétiques distribuées ainsi que les micros-réseaux à courant continu et les systèmes de stockage hybride de l'énergie, y compris également les systèmes de stockage à base de batteries (BSS).

Les systèmes de stockage hybrides d'énergie (HESS) comprennent souvent des batteries et des super-condensateurs ainsi que d'autres outils de stockage d'énergie sous différentes formes tels que le système de stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES). L'analyse effectuée dans ce chapitre a constitué le point de départ à partir de lequel nous présenterons et exposerons dans le chapitre suivant la stratégie proposée dans ce travail de recherche. Ainsi, nous visons à améliorer l'efficacité et les performances des techniques de suivi du point de puissance maximale MPPT fournies par les modules photovoltaïques PV.

Chapitre 4

Validation des techniques intelligentes pour le suivi du point MPP

4.1. Introduction

Étant donné que la puissance maximale disponible des panneaux solaires varie en fonction des conditions météorologiques (ensoleillement et température), un contrôleur qui surveille le MPP en temps réel est un élément essentiel dans un système PV. De nombreuses techniques MPPT ont été présentés dans le chapitre précédent et dans la littérature pour adresser ces problèmes.

La précision, l'efficacité du suivi, le temps de réponse, le dépassement en phase transitoire, les oscillations autour du MPP en régime permanent et le coût, sont les paramètres qui seront pris en compte pour évaluer les différentes approches MPPT présentées dans cette investigation [22].

Dans le cadre de cette recherche, un système PV autonome est pris en compte. Un module PV, un hacheur élévateur DC-DC (Boost), un contrôleur MPPT et une charge résistive qui fonctionne en courant continu CC constituent les éléments du système étudié, comme illustré à la figure 4.1.

Un hacheur survolteur DC-DC est employé dans cette configuration afin d'adapter la charge au panneau solaire [24]. La figure 4.2 montre le circuit du convertisseur survolteur (Boost) DC-DC. La tension continue à l'entrée du convertisseur DC-DC est fournie par le panneau solaire PV. Le rapport cyclique du convertisseur D est le facteur le plus important pour la sélection de l'élément hacheur et pour sa commande, dans le but d'optimiser la puissance extraite du système solaire photovoltaïque [99].

Pour effectuer la simulation du système PV autonome, y compris les contrôleurs MPPT conçus et proposés dans les sections qui suivent, et sous divers conditions météorologiques (irradiation et température), l'environnement MATLAB/Simulink a été utilisé. C'est une manière adéquate d'analyser les performances de chaque technique MPPT suggérée ci-dessous. L'ensemble du système PV a été simulé et soumis à des circonstances météorologiques variables, permettant d'évaluer les performances des unités de contrôle MPPT développées au cours de cette recherche, dans le but de sélectionner le contrôleur MPPT qui réagit de la meilleure manière possible face aux fluctuations de l'éclairement solaire et de la température parmi les stratégies MPPT qui seront décrites dans les parties suivantes.

Le système PV illustré dans la figure 4.1 comprend un module PV de type Soltech 1 STH-215-P (ses paramètres sont présentés dans le tableau 2.1 au chapitre 02) et un convertisseur élévateur DC-DC, dont la fréquence de commutation de leur interrupteur IGBT vaut 15 kHz. Le convertisseur survolteur DC-DC contient également un condensateur d'entrée (300 μ F), une inductance (45 μ H) et un condensateur de sortie (300 μ F), alors qu'une charge résistive de 20 ohms représente la charge qui doit être alimentée en énergie électrique par le générateur PV. Les stratégies MPPT mentionnées ci-dessous seront utilisées pour commander le convertisseur survolteur DC-DC.

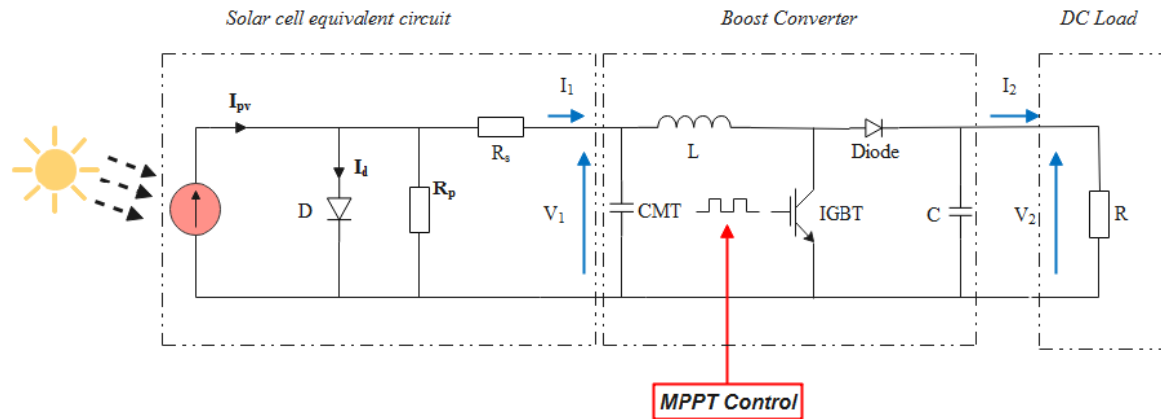


Figure. 4.1. Système photovoltaïque [41].

Les relations entre les tensions d'entrée et de sortie, ainsi que les courants du convertisseur élévateur peuvent être exprimées par les équations (4.1) et (4.2) [41] :

$$V_{out} = V_{in} \frac{1}{1-D} \quad (4.1)$$

$$I_{out} = I_{in} (1 - D) \quad (4.2)$$

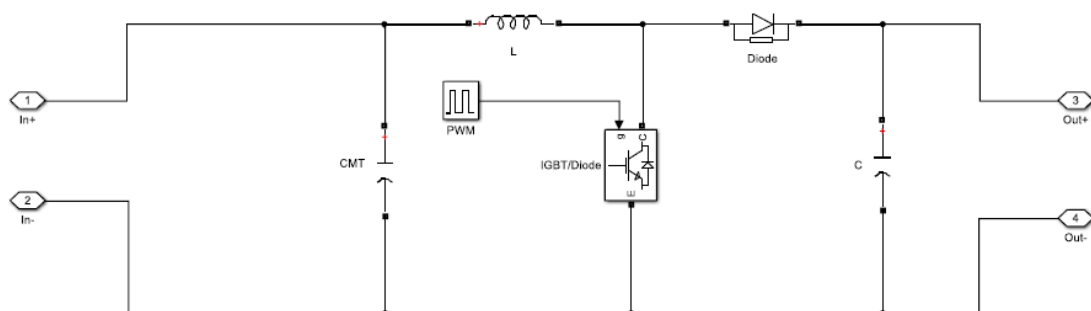


Figure. 4.2. Convertisseur survolteur [41].

4.2. Technique MPPT à base de la logique floue

L'une des stratégies MPPT les plus réussies est celle basée sur la logique floue FL. De nombreuses études, dont [99]-[108], ont utilisées la logique floue pour faire fonctionner le PV près du MPP [103]. Comme indiqué ci-dessus, les circonstances climatiques telles que l'irradiation solaire et la température sont les principaux facteurs qui affectent les caractéristiques non linéaires I-V et P-V des modules photovoltaïques PV. Le contrôle par la logique floue présente plusieurs avantages. En effet, cette approche n'a pas besoin de modèle mathématique exact et peut gérer les non-linéarités et les entrées imprécises. Cependant, les informations de base d'un système sont nécessaires pour concevoir son propre contrôleur FL [4].

Afin de surveiller le MPP fournit par un système PV continuellement, la technique MPPT basée sur la logique floue a été utilisée, elle sert à surmonter les lacunes des techniques MPPT conventionnelles telles que la méthode du courant de court-circuit (FCC), méthode de fraction de VOC, méthode P&O, méthode IC. Elle permet aussi d'améliorer les performances de suivi du MPP, comme elle peut être également combinée avec d'autres méthodes basées sur l'intelligence artificielle comme les ANN ou les GA. Les méthodes P&O et IC sont des approches MPPT traditionnelles avec des pas fixes qui souffrent d'une convergence lente, d'oscillations autour du MPP et de l'incapacité à suivre le MPP lors de changements soudains des conditions environnementales.

L'augmentation de la taille des pas entraîne une vitesse de suivi plus rapide, mais conduit à des oscillations excessives en régime permanent, inévitables dans ce scénario. Alternativement, les oscillations peuvent être réduites en utilisant une taille de pas plus petite avec une dynamique plus lente. La taille du pas doit trouver un équilibre entre la dynamique et les oscillations dans des circonstances environnementales variables telles que l'irradiation et la température [22]. Le contrôleur FL dispose d'une taille de pas réglable pour résoudre ces problèmes. La taille du pas est déterminée par des fonctions d'appartenance et des règles d'inférence pour améliorer les performances du système dans les états stables et transitoires, tout en s'adaptant aux conditions climatiques.

Les principales étapes pour la conception d'un contrôleur MPPT qui se repose sur la logique floue FL sont :

La fuzzification, les règles d'inférence et la défuzzification. Le contrôleur FL présenté dans [41] possède deux entrées, une sortie et 25 règles regroupées dans le tableau 4.1 [103]. Le schéma synoptique du système PV utilisant la technique FL MPPT est illustré à la Figure 4.3. E et CE sont les entrées des variables floues du contrôleur définies à l'aide de (4.3) et (4.4) [41] :

$$E(k) = V(k) - V_{mpp} \quad (4.3)$$

$$CE(k) = E(k - 1) - E(k) \quad (4.4)$$

V_{mpp} est la tension qui correspond au point de puissance maximale MPP, $V(k)$ est la tension du panneau solaire qui est mesurée au temps d'échantillonnage k , $E(k)$ représente l'erreur entre $V(k)$ et V_{mpp} au temps d'échantillonnage k , et $CE(k)$ représente le changement d'erreur au temps d'échantillonnage k . Le rapport cyclique D représente la variable de sortie. Après avoir subi une fuzzification, les variables sont envoyées à l'unité de déduction, où des règles sont appliquées avant de passer à l'étape de défuzzification. Le contrôleur [24] génère la valeur réelle du rapport cyclique D . Les figures 4.4 et 4.5 affichent les fonctions d'appartenance des variables d'entrée E et CE , tandis que la figure 4.6 montre les fonctions d'appartenance au rapport cyclique D [41].

Tableau 4.1. Les 25 règles du contrôleur MPPT à base de logique floue FL [41].

E \ CE	NB	NS	Z	PS	PB
NB	Z	Z	Z	B	M
NS	Z	Z	S	M	B
Z	Z	S	M	B	VB
PS	S	M	B	VB	VB
PB	M	B	VB	VB	VB

NB est grand négatif ; NS est petit négatif ; Z est zéro ; PS est petit positif ; PB est grand positif ; S est petit ; M est moyen ; B est grand ; VB est très grand.

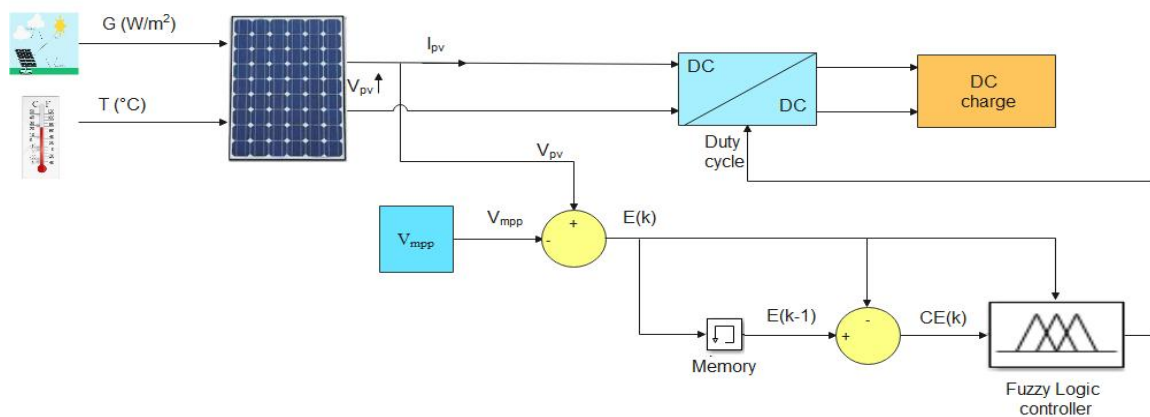


Figure. 4.3. Schéma synoptique d'un système solaire utilisant FL MPPT [41].

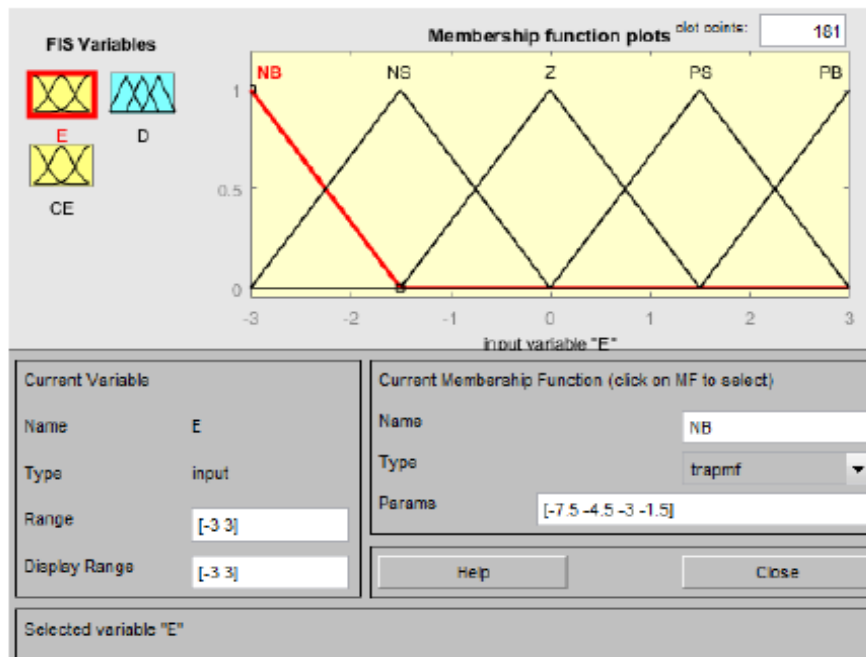


Figure 4.4. Fonction d'appartenance de l'erreur pour FL MPPT [41].

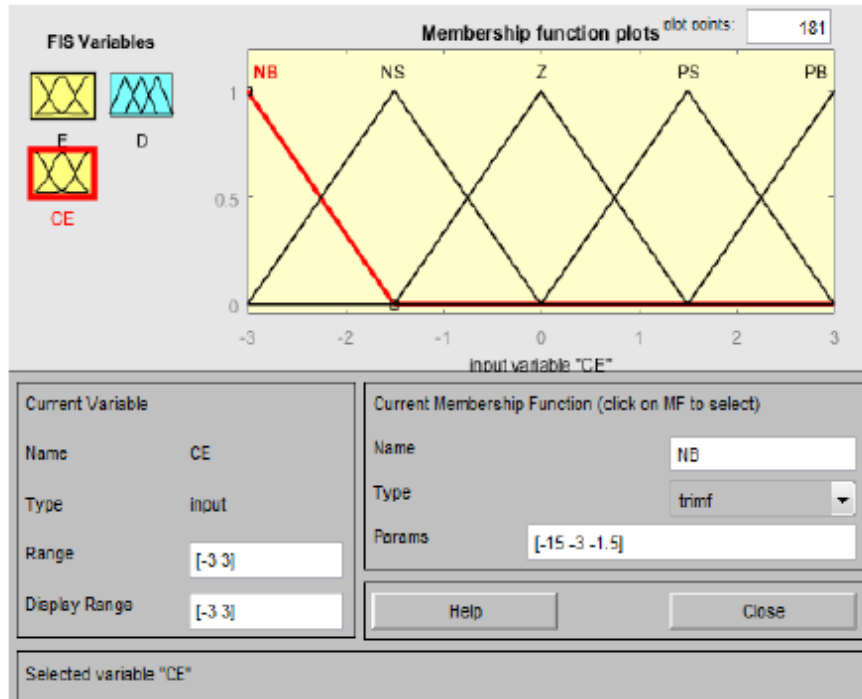


Figure 4.5. Fonction d'appartenance du changement d'erreur pour FL MPPT [41].

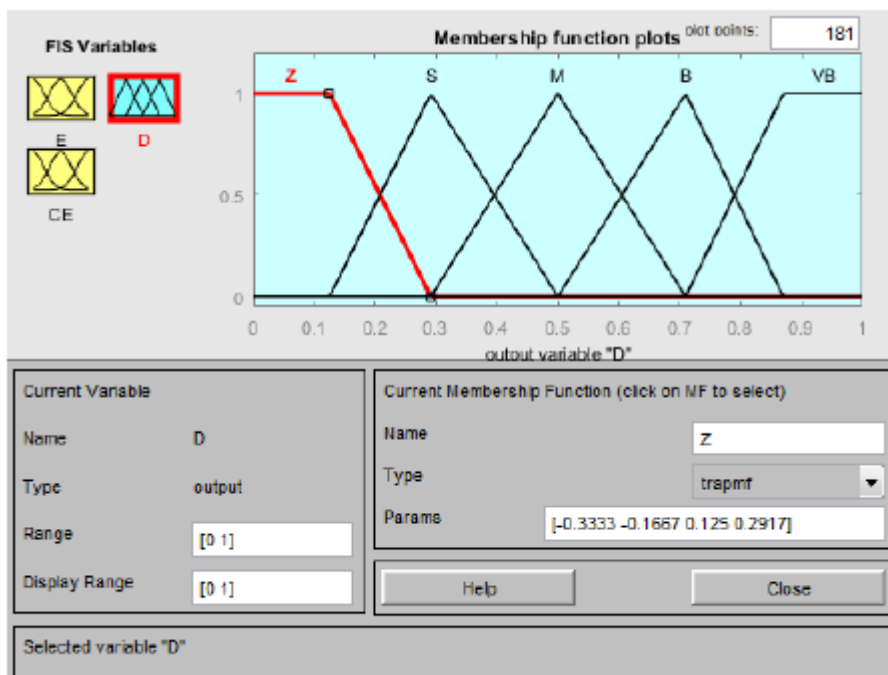


Figure 4.6. Fonction d'appartenance du rapport cyclique pour FL MPPT [41].

4.3. Algorithme MPPT à base de réseaux de neurones artificiels

Les systèmes basés sur l'ANN ont été considérés comme supérieurs aux méthodes de contrôle traditionnelles au cours des dernières décennies en raison de leurs nombreux avantages. Ils peuvent aborder des problématiques complexes et non linéaires sans s'appuyer sur un modèle mathématique précis. Un réseau de neurones artificiels est un système de traitement de données composé de plusieurs neurones artificiels inspirés de cellules biologiques du cerveau et fonctionnant comme des processeurs interconnectés. Ces neurones sont interconnectés par plusieurs synapses pondérées qui facilitent la propagation des impulsions électriques. Chaque neurone dispose de plusieurs connexions pour envoyer des informations, même si une seule est utilisée pour la transmission de données. Les réseaux de neurones excellent dans l'apprentissage et l'identification de modèles et de formes dans plusieurs domaines d'application. De plus, les réseaux de neurones artificiels (ANN) présentent un potentiel en tant que solution aux problèmes complexes de traitement et d'interprétation des données. Par conséquent, les réseaux de neurones artificiels (ANN) sont jugés appropriés pour les tâches liées aux systèmes photovoltaïques (PV), en particulier pour surveiller le point de puissance maximale (MPP) généré par les modules PV [23].

La méthode suggérée pour surveiller le point de puissance maximale d'un panneau photovoltaïque implique la création d'un ensemble de réseaux de neurones artificiels (ANN), comme le montre la figure 4.7 [41].

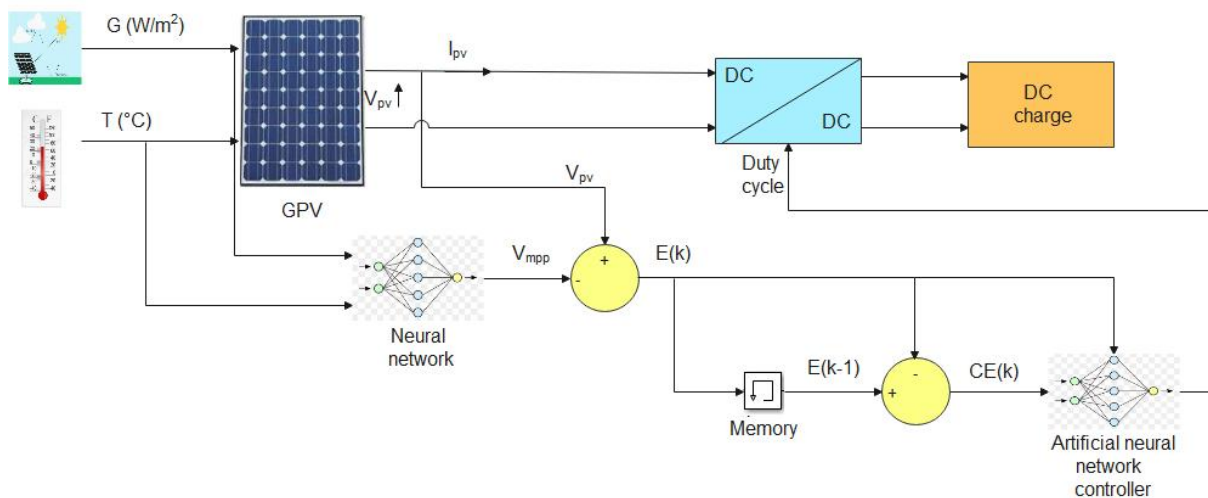


Figure 4.7. Schéma synoptique d'un système solaire PV en utilisant la méthode ANN MPPT [41].

Le premier réseau est un système de neurones à réaction multicouche qui tient compte de l'irradiation et des changements de température (voir la figure 4.8). L'architecture du réseau neuronal multicouche comporte trois parties distinctes. Deux neurones constituent la couche d'entrée et les données qu'ils reçoivent sont l'intensité de la lumière émise par le soleil et la température ambiante.

Le nombre de neurones dans la couche cachée est dix, il a été obtenu en utilisant la règle empirique, qui suggère de commencer avec un nombre élevé de neurones et les réduire progressivement jusqu'à aboutir à un réseau plus stable avec des sorties plus précises.

La couche de sortie est constituée d'un seul neurone, dont il fournit la valeur de la tension V_{mpp} qui correspond au point de puissance maximale MPP pour une irradiation et température déterminée (voir figure 4.8) [41].

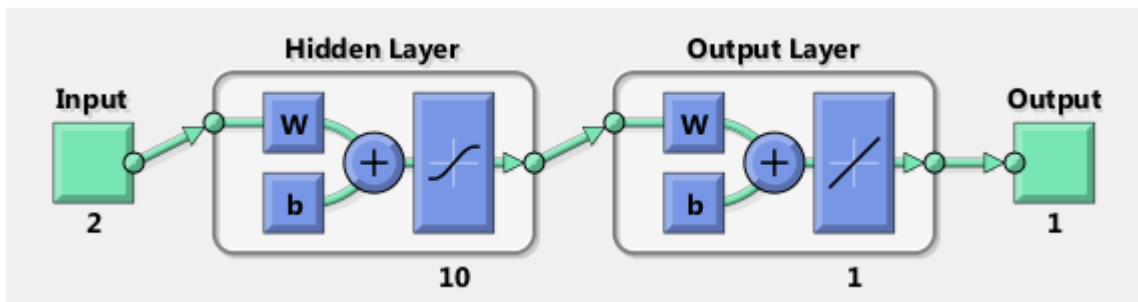


Figure 4.8. Réseau de neurones Feed-forward [41].

Plusieurs efforts ont été déployés pour améliorer la précision des réseaux de neurones artificiels, aboutissant à l'acceptation de cette topologie suggérée. Les données nécessaires à la formation du contrôleur ANN sont obtenues à l'aide d'un code MATLAB concis pour faciliter le processus d'apprentissage. L'ensemble de données comprend des paramètres d'entrée tels que l'irradiation solaire et la température, ainsi que la tension de sortie (V_{mpp}). Les données nécessaires à la formation hors ligne peuvent être trouvées dans l'espace de travail MATLAB après l'exécution du programme MATLAB [109]. Pour que les prédictions soient plus précises, les ensembles de données utilisés pour entraîner les réseaux de neurones artificiels doivent inclure une quantité substantielle de mesures [4]. La stratégie Levenberg-Marquardt est utilisée pour former l'ANN à cette recherche. L'algorithme de Levenberg-Marquardt (LM) est considéré comme la meilleure méthode de formation pour surveiller le suivi du point de puissance maximale (MPPT) des panneaux photovoltaïques (PV) dans des conditions météorologiques variables telles que l'irradiation et la température.

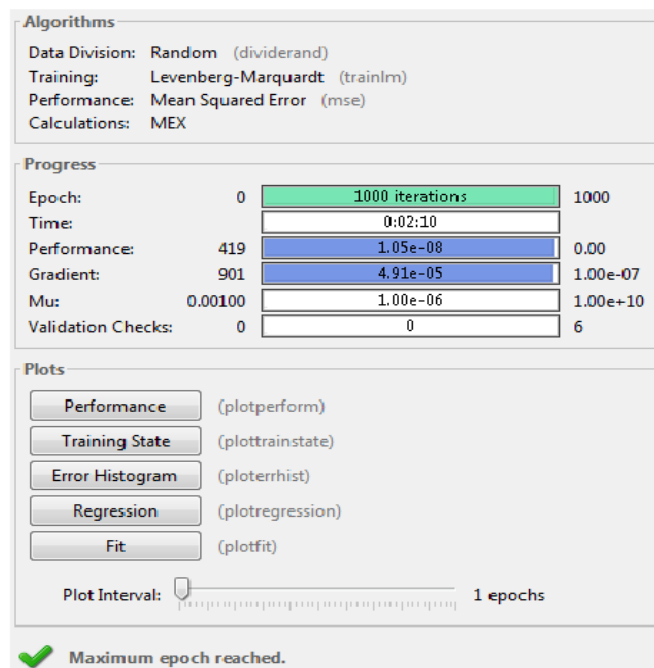


Figure 4.9. Entraînement des ANN [41].

Les performances de l'ANN conçu ont été évaluées à l'aide de l'erreur quadratique moyenne (voir figure 4.10). Une convergence rapide, une erreur quadratique moyenne petite, ainsi qu'un coefficient de régression élevé ont tous été atteints lors de l'évaluation de l'ANN proposé (voir figure 4.11). L'approche MPPT suggéré dans cette section, qui a été développé à base de ANN peut suivre le MPP sous divers circonstances climatiques (éclairage solaire et température) [111].

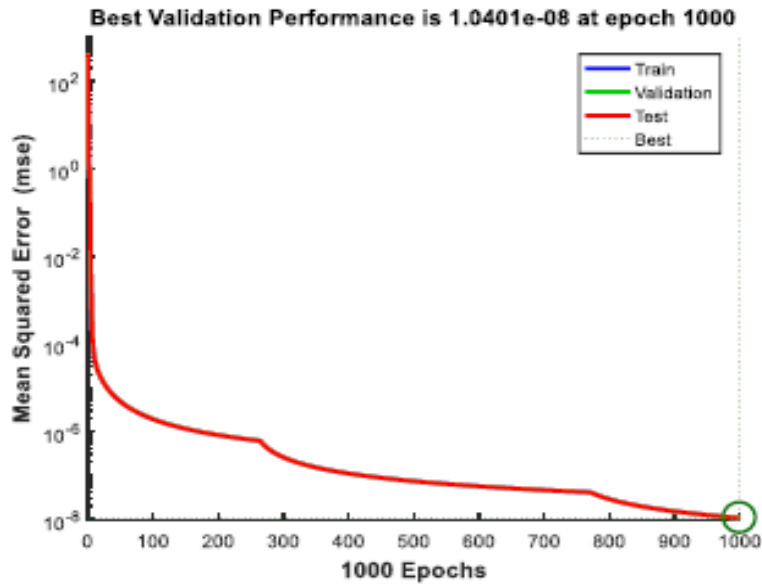


Figure 4.10. Erreur quadratique moyenne [41].

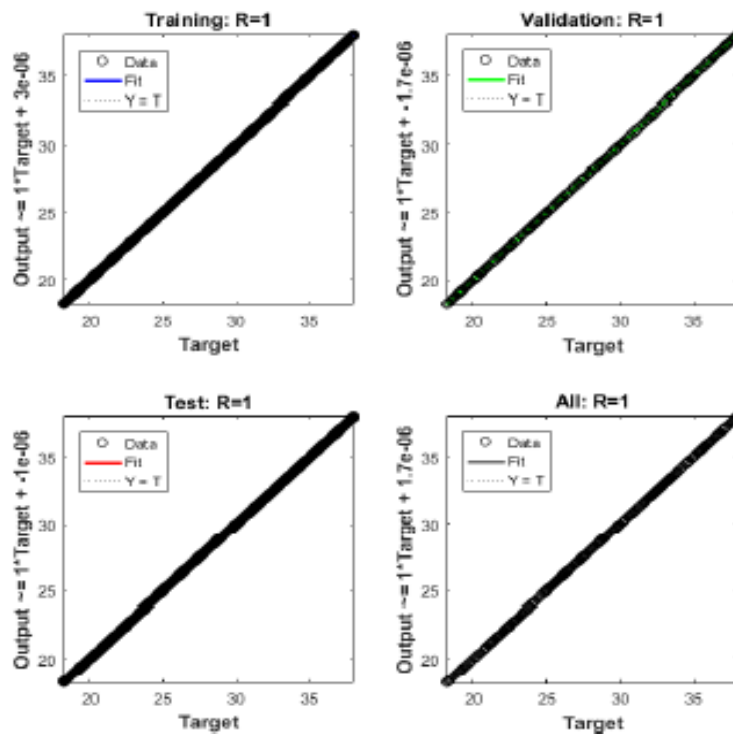


Figure 4.11. Coefficient de régression [41].

La température (T) varie de 0°C à 55°C avec des fluctuations aléatoires pour inclure diverses régions géographiques du monde. L'irradiation solaire (G) varie de 100 W/m² à 1 000 W/m² pour représenter différents niveaux d'intensité solaire (faible, moyenne et élevée). Cette base de données a été utilisée pour entraîner le premier réseau de neurones dans un environnement hors ligne. Les données ont été réparties en 70 % pour la formation, 15 % pour les tests et 15 % pour la validation. Après chaque session de formation, les modèles de réseaux neuronaux artificiels (ANN) sont constamment mis à jour pour établir des réseaux neuronaux fiables et précis, et les résultats sont vérifiés et maintenus. La composante performance est cruciale pour la convergence des réseaux de neurones artificiels, tandis que les données de validation sont utilisées pour évaluer la fonctionnalité du modèle. Si les réseaux montrent des performances similaires avec les données de test et de validation, cela indique leur précision dans la production de la tension appropriée V_{mpp} lorsqu'ils sont stimulés par certaines entrées (irradiation G, température T) [23]. La sortie du réseau neuronal artificiel (ANN) est désormais directement connectée à V_{mpp} sur la base des poids de neurones spécifiés, quelles que soient les entrées G de température et d'irradiation.

Le deuxième réseau neuronal a la même structure, la même fonction d'activation et la même technique d'entraînement que le précédent. Un volume important de données est utilisé pour entraîner le deuxième réseau neuronal en mode hors ligne dans le but d'améliorer la précision des prédictions. L'erreur E et sa différence à l'instant k et k-1, telles que définies dans les équations IV.3 et IV.4, servent d'entrées au deuxième réseau neuronal. La sortie de ce réseau est le rapport cyclique D. Le système photovoltaïque autonome est modélisé à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink. Le système se compose d'un module photovoltaïque connecté à un convertisseur élévateur DC-DC. Le commutateur IGBT du convertisseur est contrôlé par une unité de contrôle utilisant un modèle de réseau neuronal artificiel (ANN) [41].

4.4. ANN-Fuzzy MPPT

L'approche ANN-fuzzy est formée en combinant ANN avec FL. Il s'agit d'une technique hybride améliorée suggérée pour surveiller le point de puissance maximale (MPP) d'un module photovoltaïque (PV). L'ANN illustré à la figure 4.12, qui détermine la meilleure tension V_{mpp} en tenant compte des variables environnementales telles que l'ensoleillement et la température, présente une ressemblance structurelle avec le premier ANN discuté dans la section précédente. L'objectif principal du contrôleur ANN est de calculer le V_{mpp} pour chaque combinaison d'irradiation et de température.

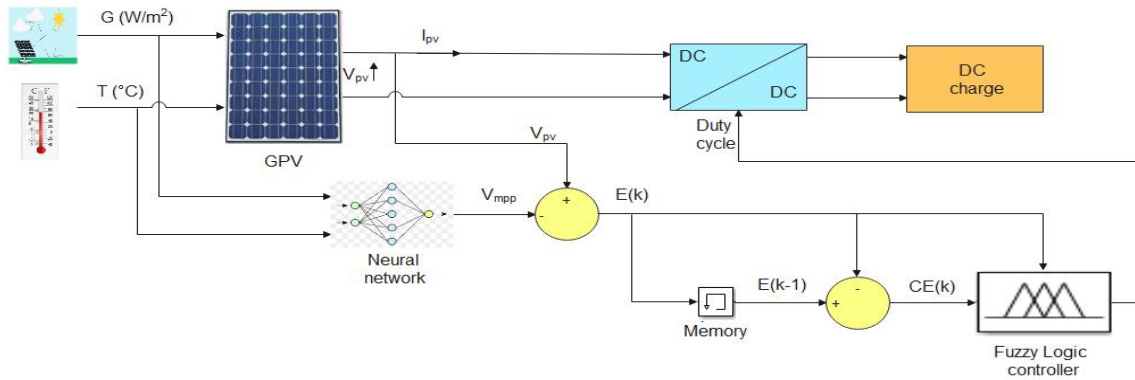


Figure 4.12. Schéma synoptique d'un système solaire utilisant la stratégie ANN-Fuzzy MPPT suggérée [41].

Ensuite, V_{mpp} est considérée comme une valeur de référence (consigne) que la tension de sortie du module PV doit la suivre afin d'atteindre le point de puissance optimal dans diverses conditions météorologiques. Le contrôleur FL s'occupe de réaliser ce travail. Ils visent à minimiser l'écart entre la tension de sortie enregistrée par le module PV au temps d'échantillonnage k et V_{mpp} en créant le cycle de service nécessaire. Le générateur PWM contrôle le commutateur IGBT du convertisseur élévateur DC-DC pour suivre le point de puissance maximale produit par le module PV, indépendamment des facteurs environnementaux tels que l'irradiation et la température ambiante. Le contrôleur FL reçoit deux entrées : l'erreur $E(k)$ et sa différence à l'instant k et $k-1$ pour déterminer le rapport cyclique. Le résultat final de notre technique suggérée est noté D et est représenté par les fonctions d'appartenance présentées dans la figure 4.15. Les équations (4.3) et (4.4) de la section précédente sont utilisées pour calculer l'erreur $E(k)$ et la variation d'erreur $CE(k)$ [41].

L'une des approches la plus précise pour surveiller le MPP d'un générateur PV consiste à utiliser la technique basée sur la logique floue FL. Elle offre d'excellentes performances telles que, la convergence rapide, la haute précision et la bonne efficacité. À mesure que le nombre de règles floues dans le contrôleur FL augmente, le coût augmente tandis que la précision s'améliore au détriment de la vitesse. De plus, l'augmentation du nombre de règles ajoute à la complexité et aux coûts.

Un système flou idéal se caractérise par une grande précision, peu de règles et un coût peu élevé. Ainsi, réduire le nombre de règles peut améliorer l'efficacité du contrôleur FL et simplifier la mise en œuvre de cette technique [101].

L'apport rapporté dans la technique ANN-Fuzzy suggérée est la minimisation du nombre de règles du contrôleur FL à sept (voir tableau 4.2), au lieu de 25 règles présentées dans [19] [100] [102] [105]. Bien qu'il y ait quelques références comme dans [108], utilisant 36 règles, il y a d'autres auteurs qui utilisent 49 règles comme mentionné dans [21] [99] [107]. L'objectif de l'optimisation du nombre de règles dans notre méthode ANN-Fuzzy suggérée est de minimiser le coût de la technologie MPPT et de simplifier sa mise en œuvre en temps réel. L'approche hybride comprend sept principes présentés dans le tableau 4.2. Cela diminue la fréquence des commutations dans les convertisseurs, prolongeant ainsi leur longévité. La technique ANN-fuzzy suggérée utilisait une fréquence de commutation de 15 KHz, tandis que des articles de littérature précédents, tels que [19][100][102], utilisaient une fréquence de commutation de 20

kHz ou plus. Pour [99], la fréquence de commutation est de 30 kHz. Les figures 4.13 et 4.14 décrivent les fonctions d'appartenance des entrées $E(k)$ et $CE(k)$, tandis que la figure 4.15 illustre la sortie D (rapport cyclique).

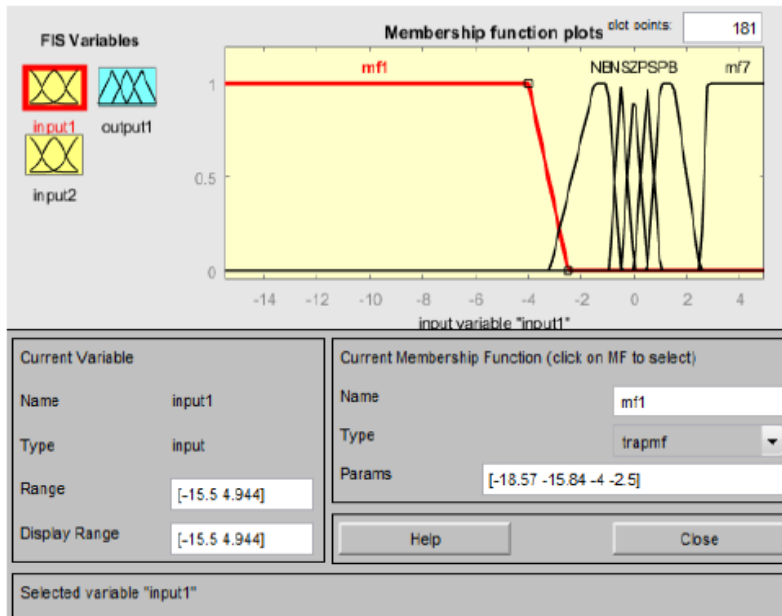


Figure 4.13. Fonction d'appartenance de l'erreur pour ANN-Fuzzy MPPT [41].

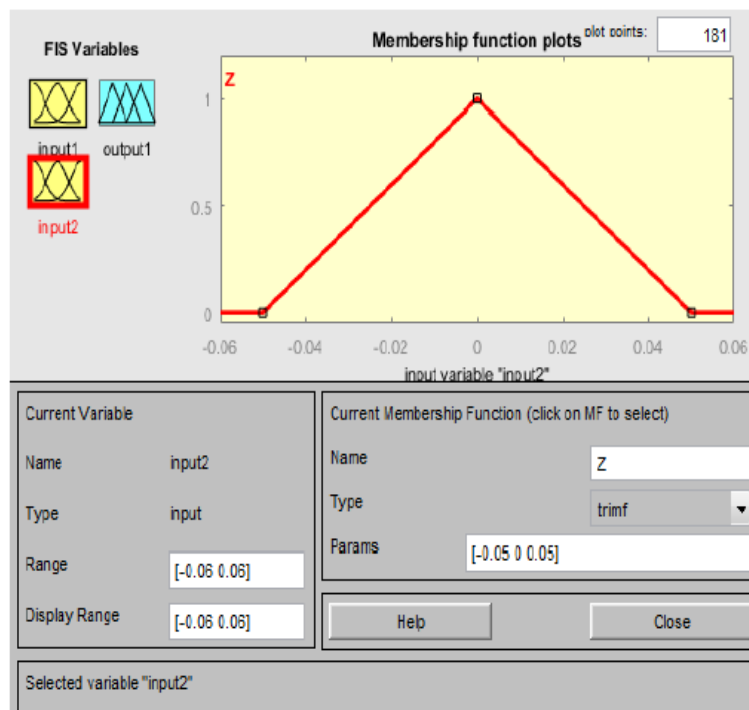


Figure 4.14. Fonction d'appartenance du changement d'erreur pour ANN-Fuzzy MPPT [41].

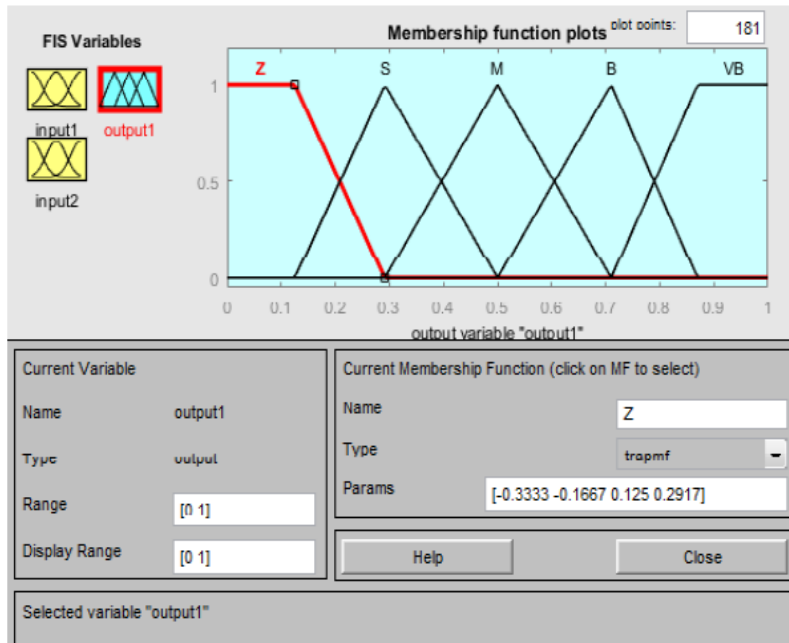


Figure 4.15. Fonction d'appartenance du rapport cyclique pour l'ANN-Fuzzy MPPT [41].

Tableau 4.2. Règles du contrôleur ANN-Fuzzy MPPT optimisé.

E \ CE	Mf1	NB	NS	Z	PS	PB	Mf7
Z	Z	Z	S	M	B	VB	VB

Mf1 : fonction d'appartenance numéro 1.

Mf7 : fonction d'appartenance numéro 7.

4.5. Résultats et discussion

4.5.1. Résultats sous variations d'irradiation

La figure 4.16 affiche le profil d'irradiation utilisé lors de la simulation. Initialement, l'irradiation $G=1000 \text{ W/m}^2$ durant l'intervalle temporel $t \in [0 ; 0,5] \text{ s}$.

Pendant la première partie de cette investigation, la température est maintenue constante ($T = 25 \text{ }^\circ \text{C}$), tandis que des changements brusques des niveaux d'irradiation se produisent à 0,5 s, 1 s et 1,5 s. Les variations d'irradiation vont de 1000 W/m^2 à 500 W/m^2 , puis de 500 W/m^2 à 800 W/m^2 et enfin de 800 W/m^2 à 600 W/m^2 . La Figure 4.17 représente la réaction des différents contrôleurs MPPT qui sont conçus à base des stratégies MPPT présentées ci-dessus lors des fluctuations de l'éclairement solaire.

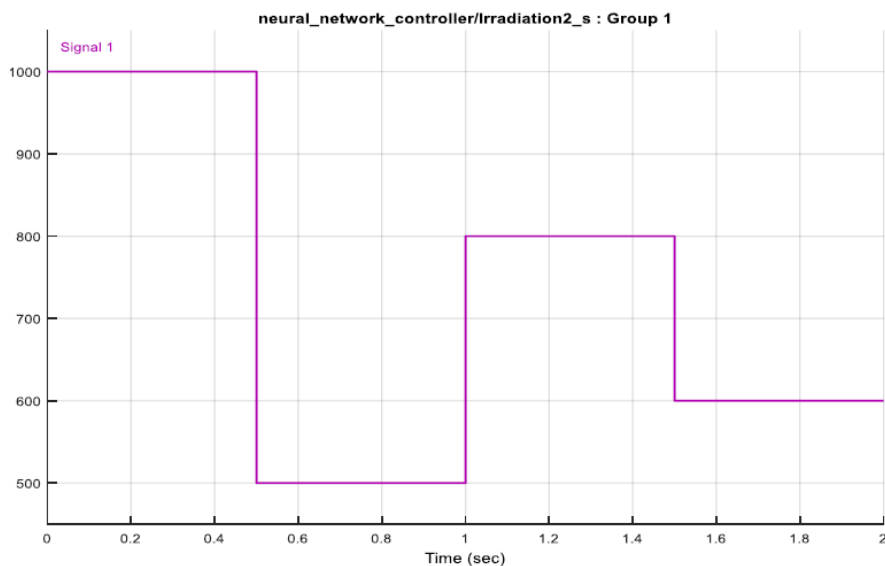


Figure 4.16. Niveaux d'irradiations.

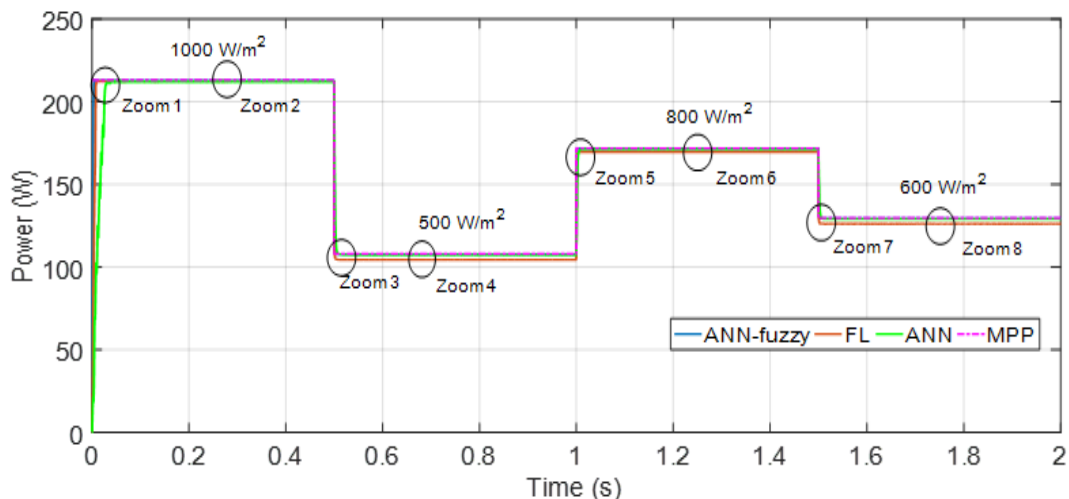


Figure 4.17. Puissance de sortie du système PV lors de la variation d'irradiation en utilisant FL, ANN et la technique ANN-Fuzzy MPPT proposées.

Les figures 4.18 et 4.19 illustrent les résultats de la poursuite du MPP en utilisant les contrôleurs MPPT conçus et proposés dans les sections précédentes, qui sont examinées suivant le profil d'irradiation affiché ci-dessus.

Entre 0 et 0,5 seconde, dans des conditions de test standard avec un rayonnement solaire de 1 000 W/m² et une température ambiante de 25 °C, tous les contrôleurs MPPT ont suivi avec précision le point de puissance maximale. La traduction a été réalisée en utilisant des niveaux de puissance très proches de la valeur théorique liée au taux d'irradiation et à la température particuliers dans cet exemple. L'approche ANN-Fuzzy surpasse clairement les deux autres méthodes en termes de précision de suivi. Ceci est démontré par la puissance de sortie fournie par cette unité de contrôle, qui est davantage alignée sur le point de puissance maximum (MPP) par rapport aux sorties générées par les contrôleurs FL et ANN MPPT. La figure 4.18 montre

que le contrôleur flou MPPT ANN atteint le PPM en moins de 5 ms au démarrage et dans des conditions de test STC conventionnelles. Le contrôleur FL MPPT répond aux changements d'irradiation en 10,94 millisecondes, tandis que le contrôleur ANN MPPT nécessite 40 millisecondes. Le contrôleur FL MPPT a un temps de réaction 2,189 fois plus lent que le contrôleur ANN-fuzzy MPPT. Le contrôleur MPPT ANN-fuzzy atteint une convergence plus rapide environ huit fois plus rapide que le contrôleur ANN MPPT. Le contrôleur flou ANN recommandé dans la figure 4.19 démontre des performances efficaces en régime permanent dans des conditions de test STC conventionnelles, présentant une oscillation minimale en régime permanent de 0,1 W. Ce chiffre représente 0,047 % de l'électricité générée par cette approche. L'approche FL a produit une oscillation de 0,2 W (0,094 %), tandis que l'algorithme ANN a entraîné une forte oscillation de 0,4 W (0,18 %) autour du MPP. Cela entraîne une inefficacité énergétique substantielle dans le système photovoltaïque.

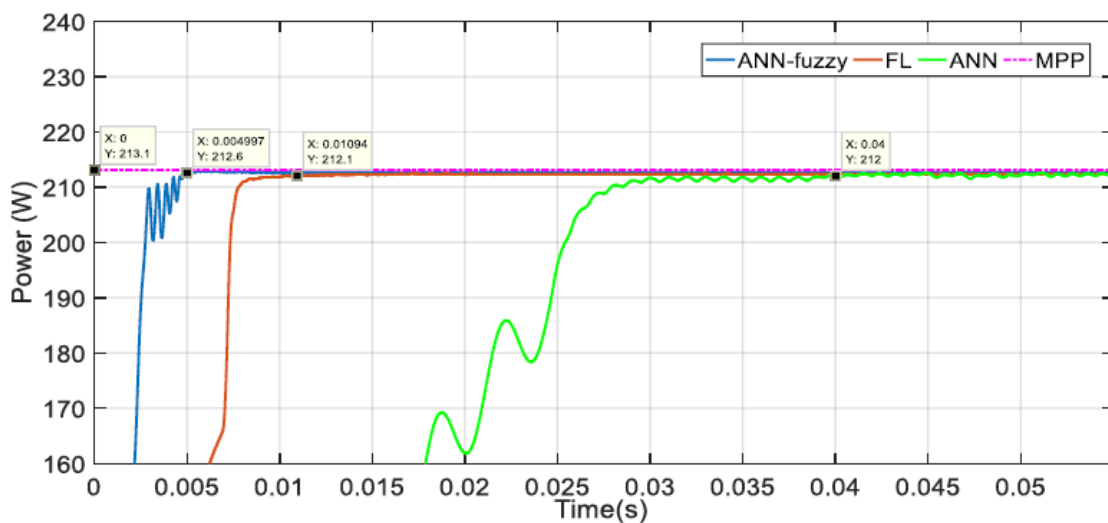


Figure 4.18. Temps de réponse des techniques MPPT FL, ANN et ANN-fuzzy au démarrage.

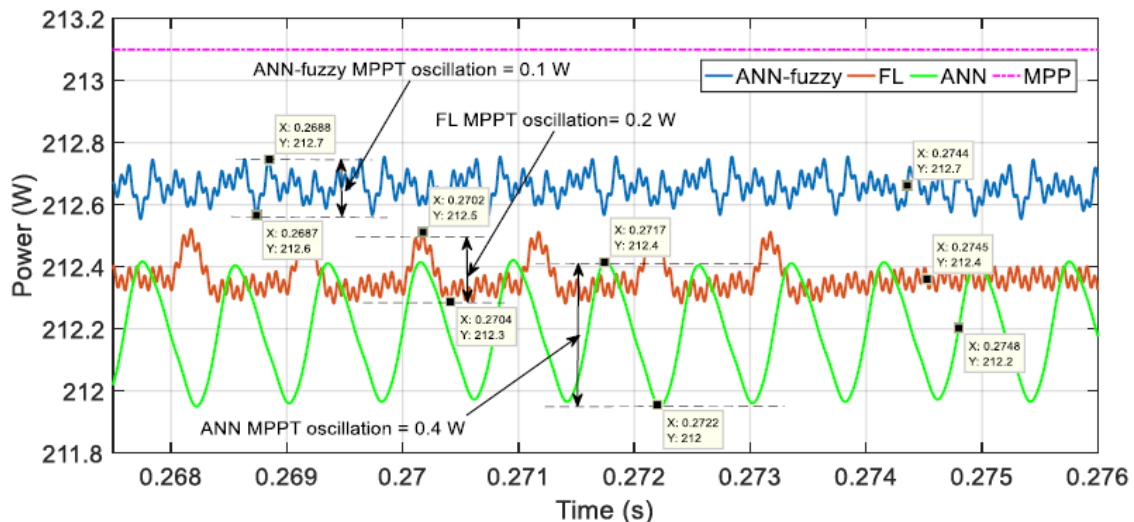


Figure 4.19. Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs au démarrage.

Les figures 4.20 et 4.21 illustrent le suivi du MPP à l'aide des contrôleurs MPPT développés et testés selon le profil d'éclairement solaire mentionné ci-dessus. Pendant la seconde période et

lorsque $t \in [0.5, 1]$ s l'intensité du rayonnement solaire chute de 1000 W/m^2 à 500 W/m^2 , tandis que la température reste inchangée $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Les contrôleurs MPPT ANN-fuzzy et ANN ont suivi le MPP avec succès, et dans les deux situations, les valeurs de puissance capturée étaient extrêmement proches de la valeur prédite liée au taux d'irradiation et de température dans ce cas. Concernant la valeur de puissance produite lors de l'utilisation de l'unité de commande FL MPPT, elle est moins précise que celle générée lors de l'emploi des contrôleurs ANN-fuzzy et ANN. De plus, l'algorithme ANN-fuzzy démontre une précision de suivi supérieure à celle des deux autres systèmes. La figure 4.20 illustre la réponse du contrôleur MPPT ANN-fuzzy proposé aux changements d'irradiation, atteignant un état de fonctionnement stable en 2 ms lorsque l'irradiation chute de 1000 W/m^2 à 500 W/m^2 à une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Lorsque l'éclairement solaire varie, le contrôleur FL-MPPT atteint le régime permanent après 9,9 ms, alors que le contrôleur ANN-MPPT prend 21,3 ms. En plus de produire une valeur de puissance moins précise que les autres méthodes, le contrôleur FL MPPT a un temps de réponse à peu près 4,95 fois (4,95 fois) plus lent que celui du contrôleur ANN-fuzzy MPPT, alors que le contrôleur ANN MPPT a un temps de réponse à peu près 10,65 fois (10,65 fois) plus lent que celui du contrôleur ANN-fuzzy MPPT.

L'avantage de toutes les approches MPPT dans ce cas, est qu'elles ne produisent aucun dépassement pendant la transition d'un niveau d'irradiation à un autre (de 1000 W/m^2 à 500 W/m^2), ce qui permet d'éviter les pertes d'énergie pendant la phase transitoire.

La figure 4.21 démontre que l'algorithme ANN-fuzzy et la méthodologie ANN fonctionnent bien dans des circonstances météorologiques stables (irradiation solaire $G=500 \text{ W/m}^2$ et température $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$), présentant une oscillation minimale de 0,2 W en régime permanent pour l'ANN-fuzzy. méthode floue.

La valeur est de 0,185 % de la valeur de puissance obtenue par cette méthodologie, et de 0,2 W pour la méthode ANN, soit 0,186 % de la valeur de puissance obtenue par cette stratégie.

La valeur de puissance obtenue avec l'approche FL est moins précise que celle des deux autres techniques, montrant une oscillation constante de 0,2 W (0,191 %).

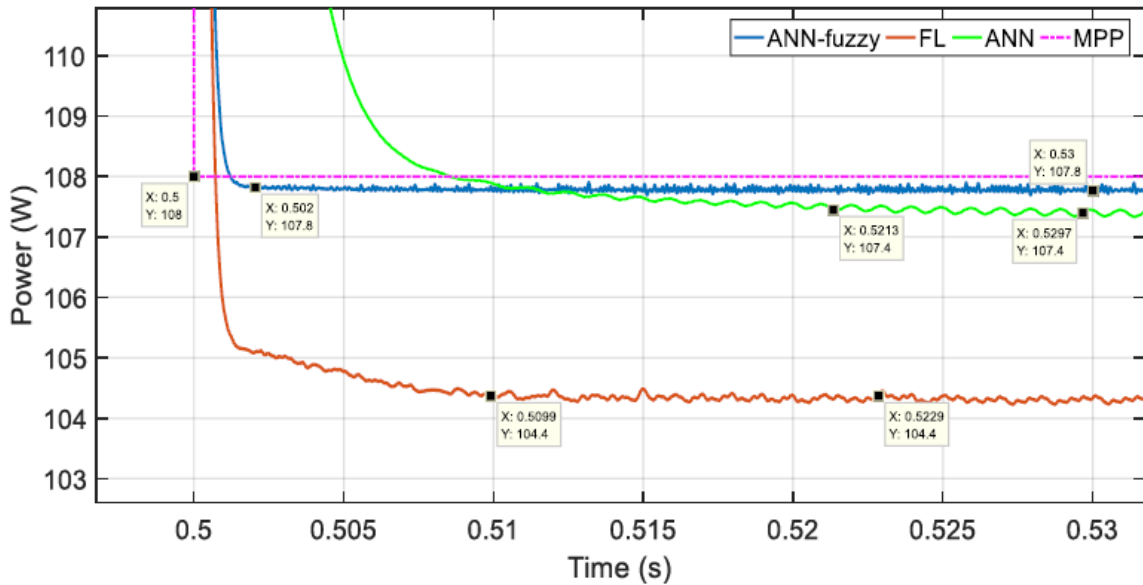


Figure 4.20. Temps de réponse des techniques MPPT FL, ANN et ANN-fuzzy lors du changement d'insolation de 1 000 W/m² à 500 W/m².

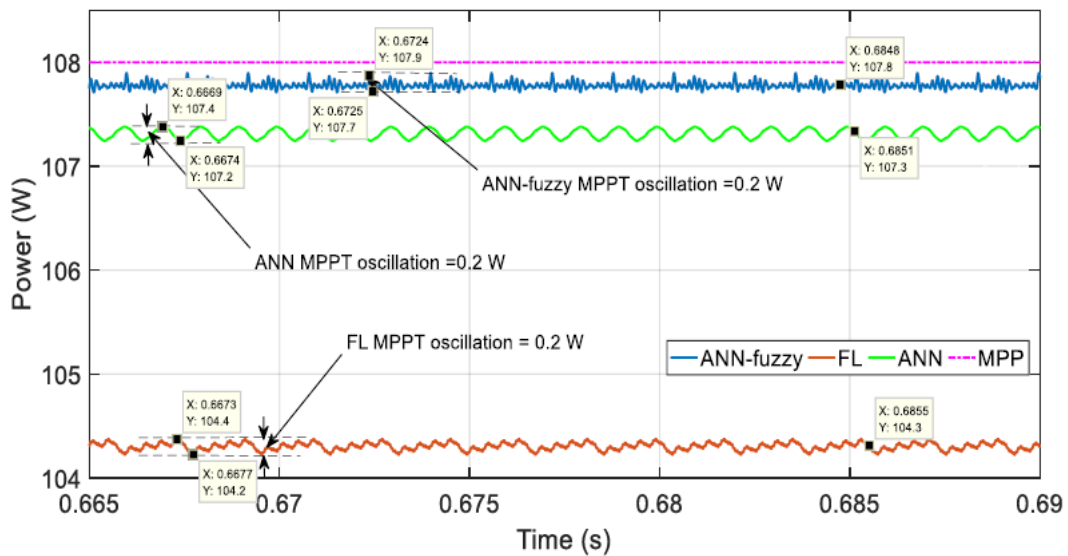


Figure 4.21. Oscillation autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors du changement d'éclairement solaire de 1000 W/m² à 500 W/m².

Les figures 4.22 et 4.23 montrent la surveillance du point de puissance maximale (MPP) effectuée par les contrôleurs de suivi du point de puissance maximale (MPPT), comme détaillée dans les sections précédentes, en fonction des circonstances météorologiques données.

L'irradiation monte à 800 W/m² pendant la troisième phase, qui dure entre 1 et 1,5 seconde, tandis que la température reste constante à 25 °C. Le MPP a été soigneusement surveillé par les contrôleurs FL, ANN-Fuzzy et ANN. Les deux contrôleurs produisent des niveaux de puissance qui correspondent étroitement aux valeurs attendues pour l'éclairement et la température donnée

($G=800 \text{ W/m}^2$, $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$). La technique ANN-Fuzzy, en particulier, correspond avec précision au point de puissance maximale théorique (MPP). La valeur de puissance du contrôleur FL est élevée mais moins précise par rapport à celles créées par les contrôleurs ANN-Fuzzy et ANN, mais elle est jugée acceptable dans ce scénario. L'algorithme ANN-Fuzzy a une précision de suivi supérieure à celle des deux autres systèmes. La figure 4.22 montre que le contrôleur ANN-Fuzzy MPPT proposé s'adapte à l'augmentation du rayonnement solaire de 500 W/m^2 à 800 W/m^2 à $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$, atteignant l'état de fonctionnement stable en 2 ms. Le contrôleur FL atteint un état stable après 8 ms avec une irradiation croissante, mais le contrôleur ANN MPPT met 12 ms pour atteindre son état stable. Le contrôleur FL-MPPT offre une valeur de puissance sensiblement différente de la valeur de puissance théorique prévue basée sur l'irradiation solaire et la température ($G=800 \text{ W/m}^2$, $T= 25^\circ\text{C}$) par rapport à d'autres approches. Toutes les stratégies évitent les dépassements et minimisent les pertes d'énergie pendant la période transitoire. L'algorithme ANN-Fuzzy fonctionne bien dans les circonstances météorologiques indiquées en régime permanent, présentant une faible oscillation en régime permanent de 0,1 W, soit 0,058 % de la puissance totale de sortie. L'approche ANN provoque une oscillation de 0,4 W autour du MPP en régime permanent, soit 0,23 % de la puissance délivrée, ce qui entraîne une perte d'énergie considérable pour un système photovoltaïque. L'algorithme FL donne une valeur de puissance précise moins par rapport aux deux autres méthodes, avec une oscillation de 0,1 W (0,059 %) à état constant.

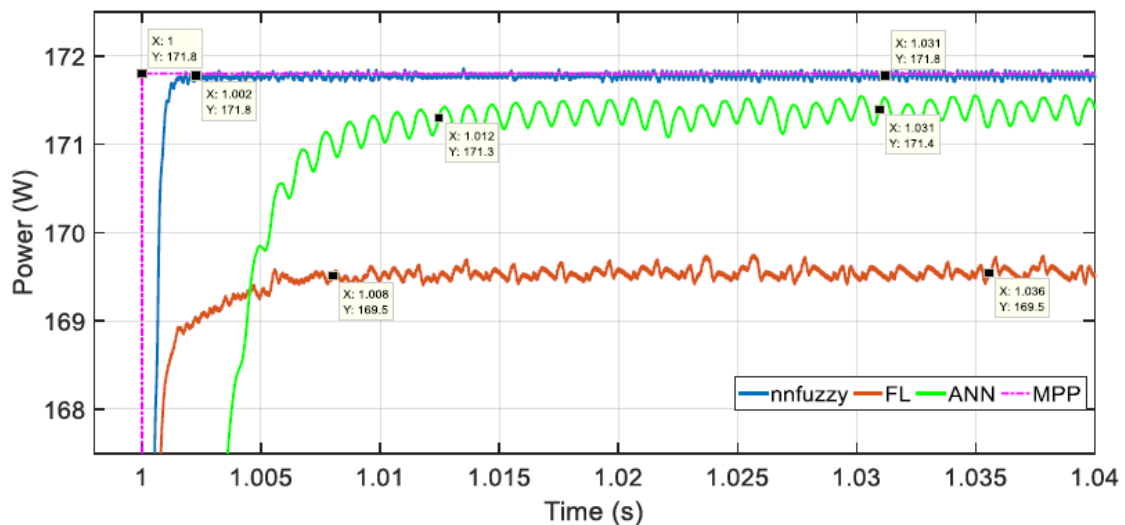


Figure 4.22. Temps de réponse des techniques FL, ANN et ANN-fuzzy MPPT lors de variation de l'irradiation de 500 W/m^2 à 800 W/m^2 .

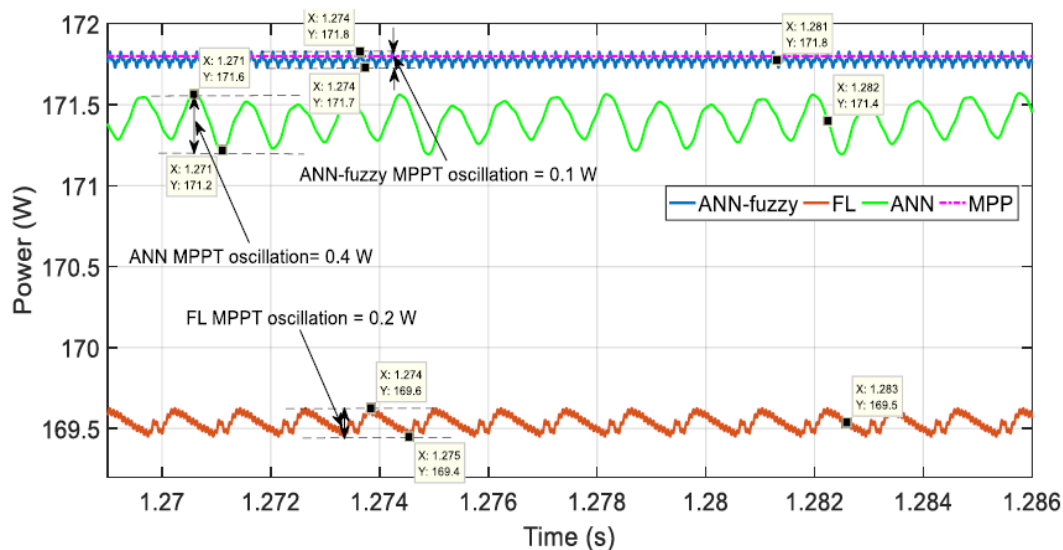


Figure 4.23. Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors de variation de l'irradiation de 500 W/m^2 à 800 W/m^2 .

Les figures 4.24 et 4.25 montrent comment les contrôleurs MPPT suivent le point de puissance maximale (MPP) en fonction du profil d'intensité du rayonnement solaire illustré à la figure 4.16. Entre 1,5 et 2 secondes, l'irradiation passe de 800 W/m^2 à 600 W/m^2 , mais la température reste à $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Les contrôleurs ANN-fuzzy et ANN ont suivi avec précision le point de puissance maximale (MPP), avec des valeurs de puissance correspondant presque aux valeurs projetées sur la base des niveaux d'irradiation et de température indiqués dans ce scénario. La valeur de puissance produite par le contrôleur FL est moins précise que celle des deux autres contrôleurs. La technique ANN-fuzzy présente des performances supérieures en termes de précision de suivi par rapport aux deux autres méthodes. Le contrôleur MPPT, développé à l'aide d'une méthode ANN-Fuzzy, s'adapte aux changements de lumière solaire et se stabilise au point de fonctionnement en 2 ms, comme le montre la figure 4.24.

Le contrôleur FL atteint l'état stable en 13 ms lorsque l'irradiation solaire diminue, mais le contrôleur ANN MPPT nécessite 14 ms. Le contrôleur FL MPPT fournit des mesures de puissance imprécises par rapport à d'autres approches. Les techniques FL MPPT et ANN MPPT ont des temps de réaction environ 6,5 et 7 fois plus lents, respectivement, par rapport au contrôleur MPPT ANN-fuzzy. Toutes les solutions évitent les dépassements et minimisent les pertes d'énergie pendant la période transitoire. La figure 4.25 démontre que la méthode ANN-fuzzy fonctionne bien dans les conditions climatiques définies ($G=600 \text{ W/m}^2$, $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$). Cela est évident car l'approche génère un taux de puissance constant sans oscillations significatives en régime permanent. Les variations de puissance au point de puissance maximale (MPP) dues à l'utilisation de la méthode du réseau neuronal artificiel (ANN) dans des conditions stables sont d'environ 0,2 W, équivalent à 0,155 % de la puissance calculée par cette approche, entraînant une perte d'énergie considérable dans un Système photovoltaïque (PV). L'algorithme FL donne une mesure de puissance moins précise par rapport aux deux autres méthodes, montrant une oscillation constante d'environ 0,1 W (0,079 %). La réactivité dynamique du système et les performances en régime permanent sont améliorées en utilisant l'approche ANN-

fuzzy comme suggéré. De plus, la technique ANN-fuzzy suggérée démontre une vitesse de suivi et une convergence supérieures vers le point de puissance maximale (MPP) par rapport aux méthodes simulées précédentes.

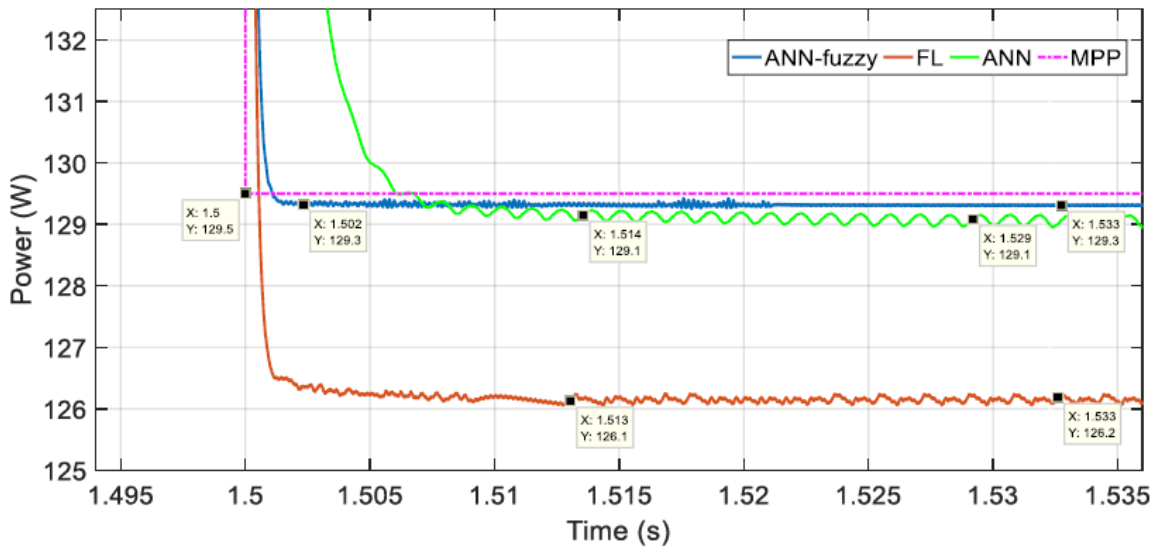


Figure 4.24. Temps de réponse des techniques FL, ANN et ANN-fuzzy lors du changement d'ensoleillement de 800 W/m² à 600 W/m².

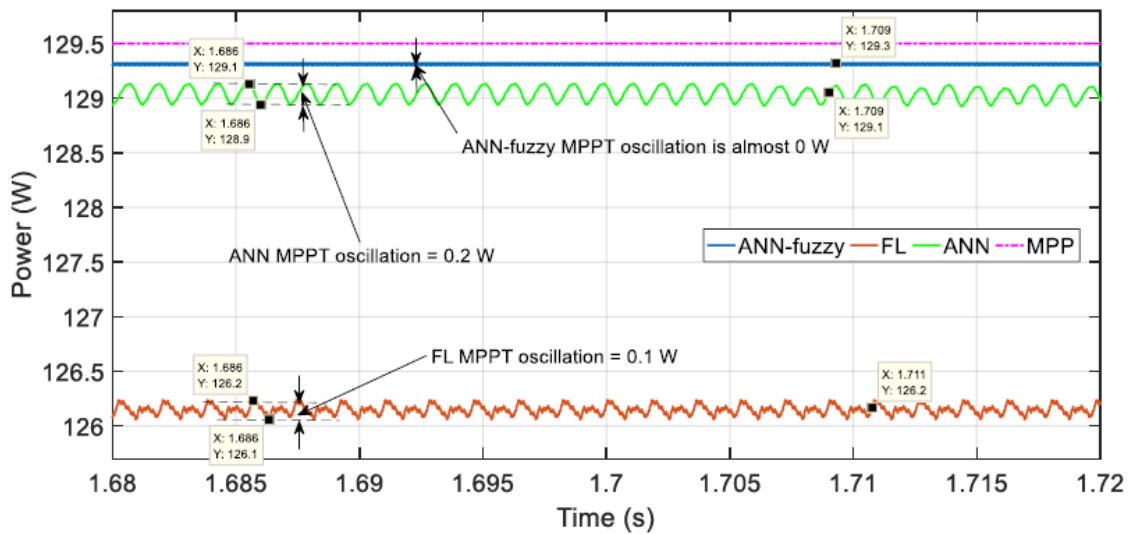


Figure 4.25. Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors de variation de l'irradiation de 800 W/m² à 600 W/m².

4.5.1.1. Efficacité lors des variations d'irradiation

L'efficacité est un facteur crucial à prendre en compte lors de l'évaluation de toute technique MPPT. De plus, pour évaluer la précision des résultats obtenus lors du suivi de la puissance MPP, le rendement de chaque méthode de poursuite du MPP peut être calculé à l'aide de l'équation suivante [7] [17] :

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{mesuré}}{P_{théorique}} \times 100 \quad (4.5)$$

$P_{mesuré}$ désigne la puissance obtenue à l'aide de FL MPPT, ANN MPPT ou ANN-fuzzy MPPT.

$P_{théorique}$ est la valeur du MPP théorique attendu que le panneau PV fournira pour un niveau d'irradiation et une température déterminée.

Pour comparer les algorithmes développés ci-dessus en termes d'efficacité de suivi du MPP, on calcule le rendement de chaque méthode en utilisant la relation (4.5), les résultats sont regroupés dans le tableau 4.3. Selon les résultats présentés dans le tableau 4.3, le MPPT ANN-fuzzy présente une grande efficacité et surpasse à la fois l'ANN MPPT et le FL MPPT pour tout changement brusque d'irradiation solaire.

Tableau 4.3. Évaluation de l'efficacité des méthodologies FL, ANN et ANN-fuzzy sous différents niveaux d'irradiation solaire.

Irradiation (W/m ²)	MPP (W)	FL MPPT technique (W)	ANN MPPT Technique (W)	ANN-Fuzzy MPPT technique	Efficacité FL MPPT (%)	Efficacité ANN MPPT (%)	Efficacité ANN-Fuzzy MPPT (%)
500	108	104.3	107.3	107.8	96.57	99.35	99.81
600	129.5	126.2	129.1	129.3	97.45	99.69	99.84
800	171.8	169.5	171.4	171.8	98.66	99.76	100
1000	213.1	212.4	212.2	212.7	99.67	99.57	99.81
Moyenne					98.08	99.59	99.86

4.5.2. Résultats sous variation de température

La figure 4.26 montre la distribution de température sous une irradiation de 1 000 W/m² sur une simulation de 2 secondes. La température de départ est réglée à 25 °C de zéro à 0,5 seconde. Des fluctuations brusques de température se produisent à 0,5 s, 1 s et 1,5 s. Les fluctuations de température varient de 25 à 35, 35 à 45 et 45 à 20 degrés Celsius. Les différentes solutions MPPT décrites dans cette étude seront évaluées en fonction de leur précision, de leur efficacité de suivi, de leur vitesse de convergence, de leur dépassement pendant la phase transitoire et de leur oscillation au point de puissance maximale du MPP. La figure 4.27 montre les réactions de plusieurs méthodes de contrôle MPPT en réponse à des changements de température.

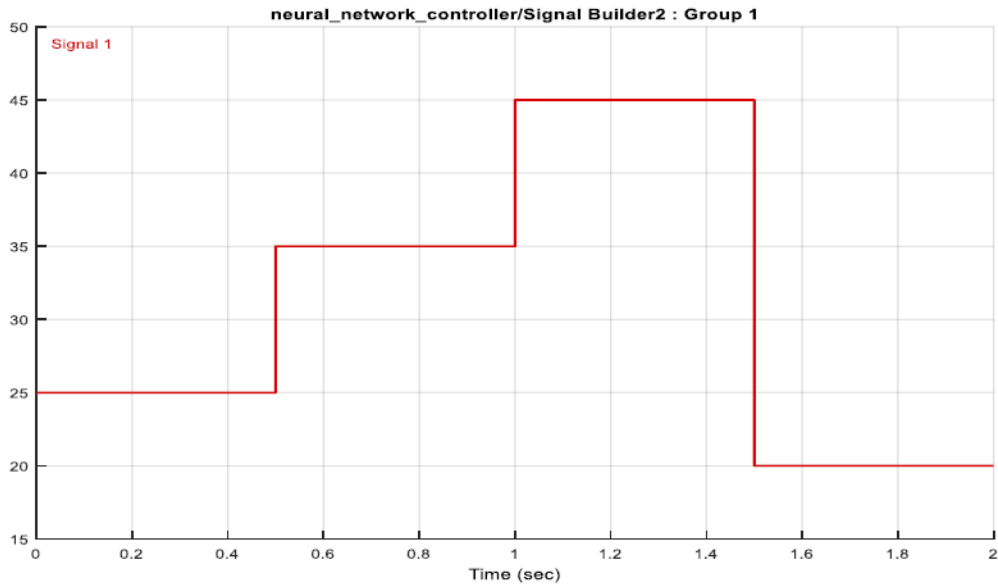


Figure 4.26. Niveaux de températures utilisées pendant la simulation.

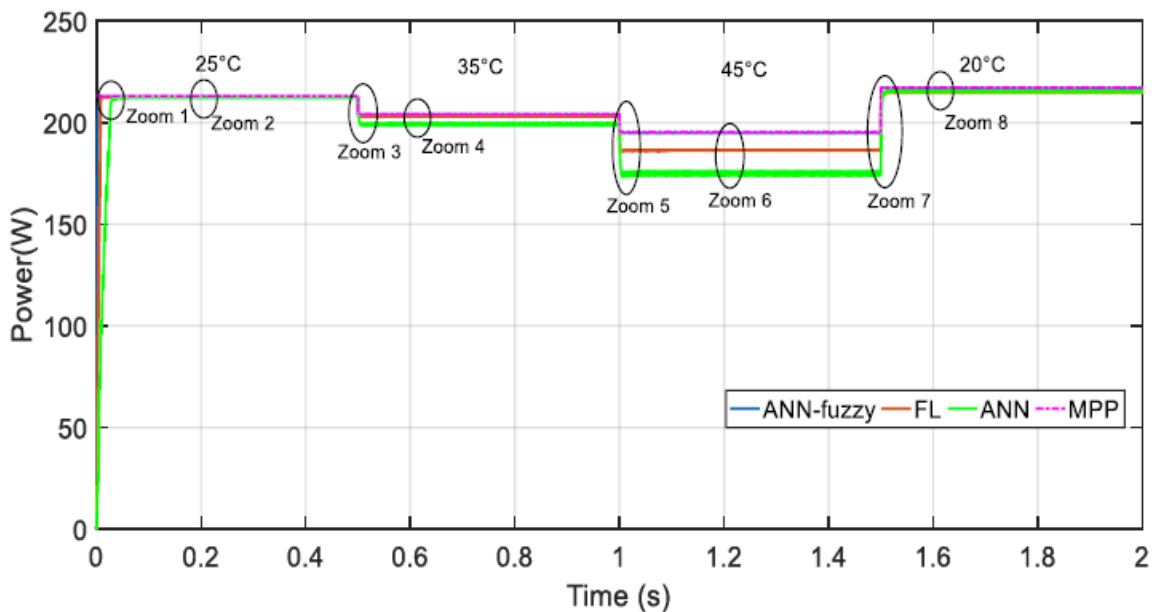


Figure 4.27. Puissance de sortie du système PV durant la variation de la température en utilisant FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPT proposées.

Les résultats pour le premier intervalle de $t=0$ à $t=0,5$ sont les mêmes que ceux du scénario précédent. Reportez-vous aux figures 4.18 et 4.19 de la section précédente sous « résultats sous variation d'irradiation ».

Les figures 4.28 et 4.29 montrent la suite du MPP en utilisant les contrôleurs MPPT qui ont été créés et simulés dans les conditions environnementales spécifiées.

Pour la deuxième période $t \in [0,5 ; 1]$ lorsque la température est de $35\text{ }^\circ\text{C}$ et le rayonnement solaire est maintenu à $1\ 000\ \text{W/m}^2$, le MPP est suivi correctement par le contrôleur ANN-fuzzy MPPT, et dans ce cas, la valeur de puissance obtenue est très proche du MPP attendu pour la température et l'irradiation spécifiées. La valeur de puissance obtenue du contrôleur FL est moins précise que celle du contrôleur ANN-Fuzzy, mais elle est toujours jugée adéquate. Parmi les méthodes discutées, le contrôleur ANN MPPT est la moins précise dans le suivi du point de puissance maximale (MPP) sous les paramètres d'irradiation et de température spécifiés. La méthodologie ANN-fuzzy permet une surveillance plus précise du point de puissance maximale (MPP) généré par le module PV dans certaines circonstances d'irradiation et de température ($G=1\ 000\ \text{W/m}^2$ et $T=35\text{ }^\circ\text{C}$) par rapport aux deux autres approches. Le contrôleur MPPT ANN-fuzzy suggéré s'adapte rapidement aux variations de température et atteint le point de puissance maximale en 0,6 milliseconde lorsque la température passe de $25\text{ }^\circ\text{C}$ à $35\text{ }^\circ\text{C}$, sous une irradiation solaire de $1\ 000\ \text{W/m}^2$, comme le montre la figure 4.28.

Un dépassement de $0,3\ \text{W}$ ($0,147\%$) se produit lors de l'utilisation de l'approche ANN-Fuzzy MPPT, mais le processus de suivi du point de crête MPP reprend rapidement. Le contrôleur FL MPPT a un temps de réponse de $2\ \text{ms}$ aux changements de température, tandis que le contrôleur ANN MPPT a un temps de réponse de $7,4\ \text{ms}$. Le contrôleur ANN MPPT génère des valeurs de puissance imprécises par rapport à d'autres méthodes. Les approches FL MPPT et ANN MPPT ont des temps de réaction respectivement $3,33$ fois et $12,33$ fois plus lents par rapport au temps de réponse obtenu avec le contrôleur ANN-Fuzzy MPPT. L'algorithme ANN-Fuzzy et la technique FL démontrent de bonnes performances en régime permanent dans les conditions climatiques spécifiques de ce cas, avec une faible oscillation en régime permanent de $0,1\ \text{W}$ pour la méthode ANN-Fuzzy, représentant environ $0,049\%$ de la valeur de puissance obtenue par cette méthode. technique. La méthode FL montre une oscillation en régime permanent de $0,2\ \text{W}$, soit environ $0,0985\%$ de la valeur de puissance obtenue par cette technique. La valeur de puissance générée par l'algorithme ANN est moins précise par rapport aux deux autres approches, montrant une fluctuation notable d'environ $1,4\ \text{W}$ ($0,7\%$) dans des conditions stables. Cela conduit à une dissipation d'énergie importante dans le système photovoltaïque.

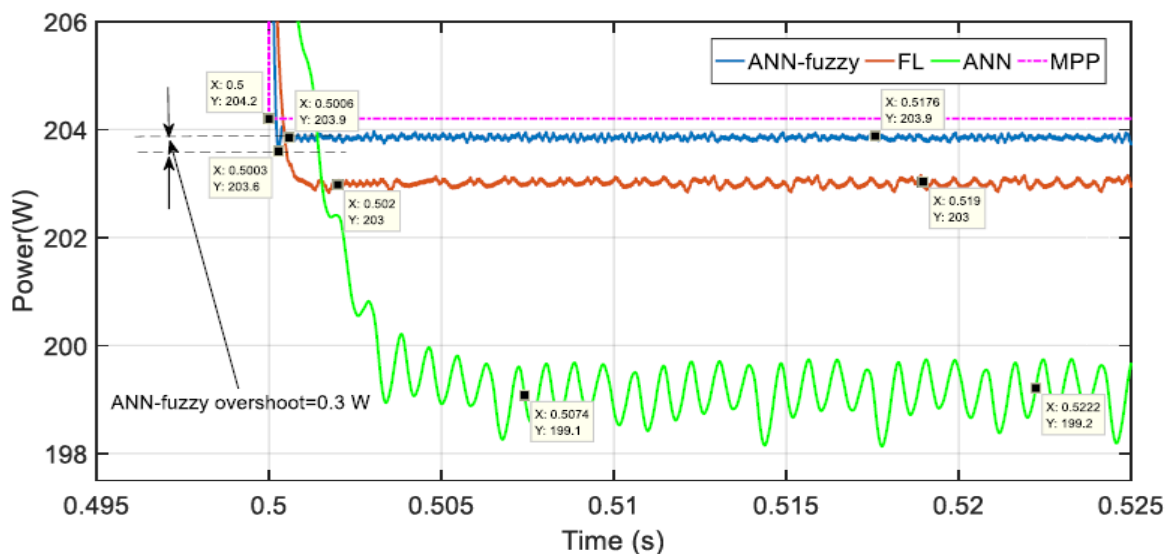


Figure 4.28. Temps de réponse des techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPT lors du changement de la température de $25\text{ }^\circ\text{C}$ à $35\text{ }^\circ\text{C}$.

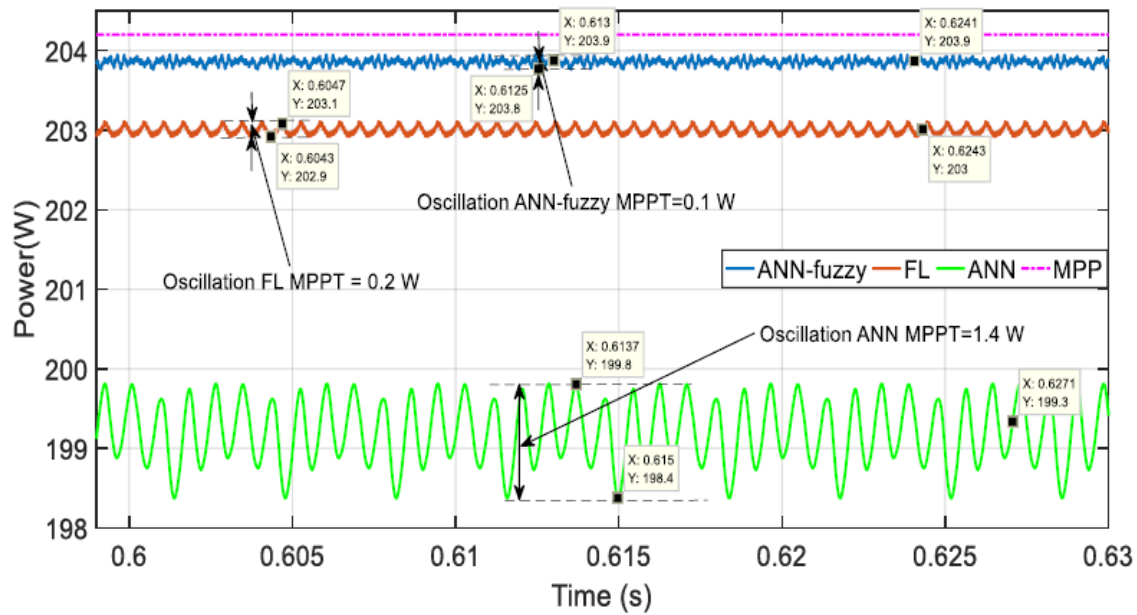


Figure 4.29. Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors du changement de la température de 25°C à 35°C.

Les figures 4.30-4.32, illustrent le suivi du MPP via des contrôleurs MPPT construits et simulés sur la base du profil météorologique illustré dans la figure 4.26. Pour le troisième intervalle $t \in [1 ; 1,5]$ s, l'éclairement solaire est maintenu constant à $1\,000\text{ W/m}^2$, et la température $T=45\text{ °C}$. Le contrôleur ANN-fuzzy MPPT a suivi avec précision le MPP, ceci apparaît évidemment par la valeur de puissance fournie par ce dernier, qui est extrêmement proche de la valeur théorique liée aux conditions d'ensoleillement et de température spécifiées à ce cas.

Les contrôleurs FL et ANN MPPT ne suivent pas la valeur théorique du MPP, avec la précision requise, notamment pour la valeur de puissance produite par le contrôleur ANN, qui est loin du MPP dans ce cas.

L'algorithme ANN-Fuzzy offre une précision supérieure dans le suivi du point de puissance optimal du panneau solaire par rapport à d'autres approches.

Le contrôleur ANN-Fuzzy MPPT réagit aux changements de température et atteint le point de puissance maximale en régime permanent en 1 ms lorsque la température passe de 35 °C à 45 °C sous une irradiation de $1\,000\text{ W/m}^2$. Le contrôleur FL se stabilise en 8 millisecondes, mais le contrôleur ANN MPPT nécessite 20 millisecondes, comme le montre la figure 4.31.

Les contrôleurs ANN et FL MPPT offrent un niveau de précision inférieur dans la détermination de la puissance par rapport à la méthode ANN-Fuzzy. Les approches ANN MPPT et FL MPPT présentent des temps de réaction environ 20 fois et 8 fois plus lents que le contrôleur ANN-fuzzy MPPT, respectivement.

Un dépassement d'environ 0,4 W (0,2 %) est observé lors de l'utilisation de l'approche ANN-Fuzzy MPPT. Néanmoins, il reprend rapidement l'activité de surveillance du point de puissance maximale.

Les approches FL et ANN MPPT provoquent un dépassement important et supérieur à celui produit par la technique ANN-fuzzy, ce qui entraîne une perte d'énergie accrue pendant la phase transitoire.

Le dépassement causé par l'unité de contrôle FL MPPT est à peu près de 0,7 W (0,375 %), tandis que le dépassement de la méthode ANN MPPT est à peu près de 1,9 W (1,085 %).

D'après la figure 4.32, l'algorithme suggéré ANN-fuzzy fonctionne bien en régime permanent pour les conditions météorologiques spécifiées à ce cas, avec une faible oscillation en régime permanent à peu près de 0,1 W, cette valeur représente environ 0,051 % de la valeur de puissance produite par cette technique.

Concernant la méthode FL MPPT, l'oscillation autour du MPP provoquée par cette technique en régime permanent est à peu près de 0,2 W, ce qui représente environ 0,107 % de la valeur de puissance atteinte par cette technique.

La valeur de puissance générée par l'algorithme ANN est moins précise par rapport aux deux autres approches, montrant des fluctuations significatives d'environ 2,5 W (1,427 %) dans des conditions stables, entraînant une perte d'énergie substantielle dans un système photovoltaïque.

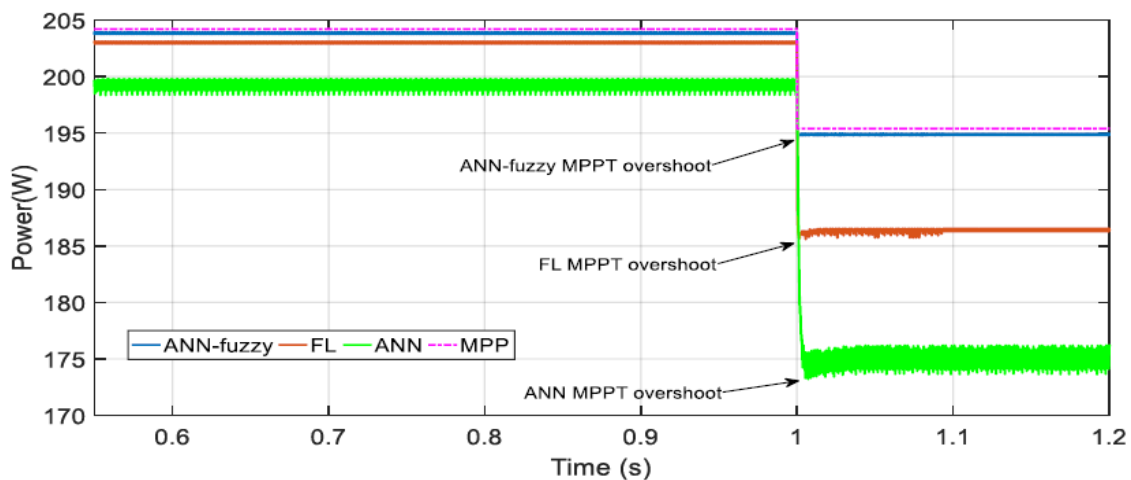


Figure 4.30. Dépassement causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPT lors du changement de la température de 35 °C à 45 °C.

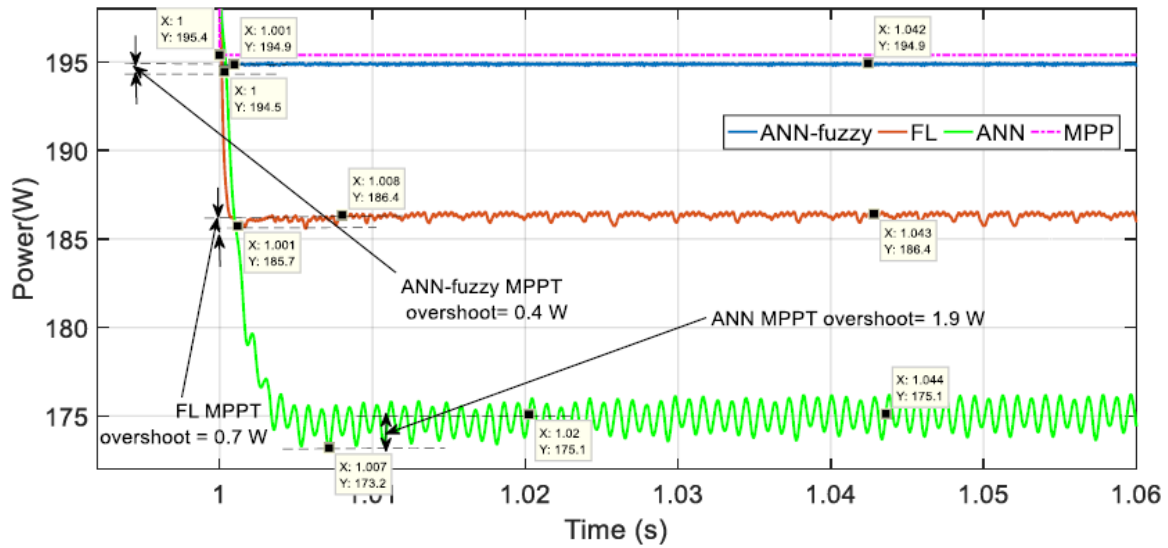


Figure 4.31. Temps de réponse des techniques MPPT FL, ANN et ANN-fuzzy lors du changement de la température de 35 °C à 45 °C.

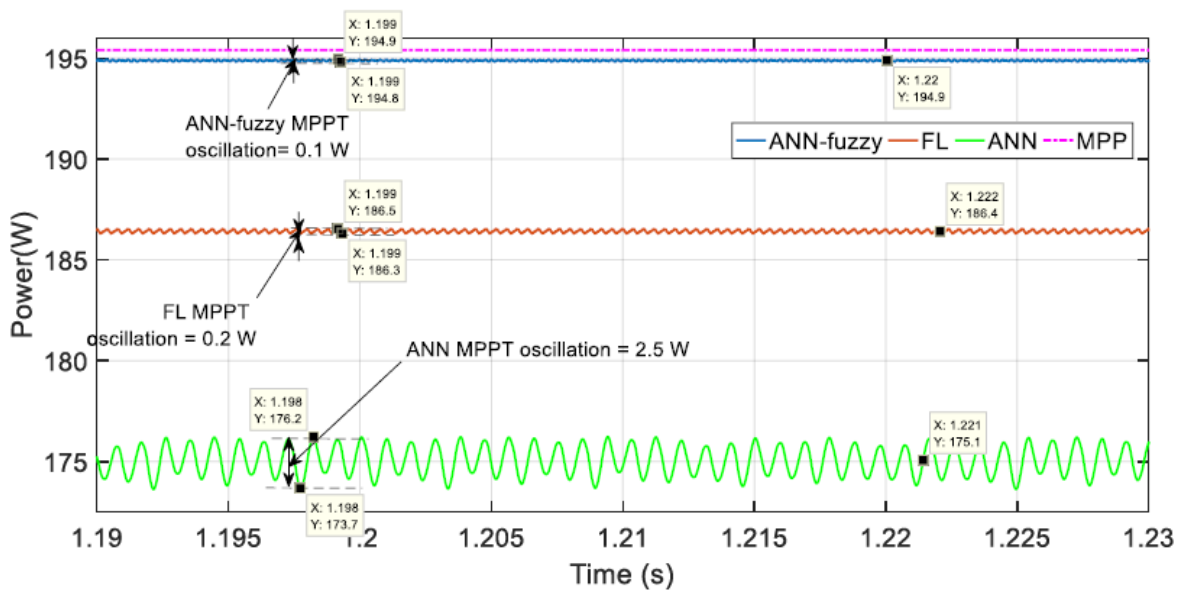


Figure 4.32. Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors du changement de la température de 35°C à 45°C.

Les figures 4.33 et 4.34 montrent comment les contrôleurs MPPT conçus réagissent au suivi du MPP en accordance du profil météorologique présenté ci-dessus.

Pendant une période de 1,5 à 2 secondes, la température est de 20 degrés Celsius et l'intensité du soleil est de 1 000 watts par mètre carré.

Le contrôleur flou du réseau neuronal artificiel a suivi de près le point de puissance maximale, comme le montre la puissance de sortie du système photovoltaïque, tout en utilisant cette méthode de contrôle. Ces chiffres correspondent étroitement aux valeurs projetées basées sur l'irradiation solaire et la température spécifique dans ce scénario.

Le contrôleur ANN MPPT produit des valeurs de puissance moins précises que le contrôleur ANN-fuzzy MPPT. Néanmoins, cette valeur est acceptable.

La précision de la valeur de puissance du contrôleur FL est inférieure à celle des contrôleurs ANN-fuzzy et ANN.

L'algorithme ANN-Fuzzy a une précision de suivi supérieure à celle des deux autres méthodes.

La figure 4.33 illustre la réponse du contrôleur ANN-Fuzzy aux variations de température. Il se stabilise au point de fonctionnement lorsque la température passe de 45°C à 20°C tout en maintenant une intensité d'éclairage constante de 1000 W/m² en 1 milliseconde.

Le contrôleur FL se stabilise après 3 ms de baisse de température, mais le contrôleur ANN MPPT nécessite 10 ms. Le contrôleur FL MPPT offre une valeur de puissance moins précise par rapport aux deux autres approches. Les temps de réaction des algorithmes FL MPPT et ANN MPPT sont respectivement 3 fois et 10 fois plus lents par rapport au contrôleur ANN-fuzzy MPPT. Toutes les approches évitent les dépassements et les pertes d'énergie pendant la période transitoire. L'algorithme ANN-fuzzy de la figure 4.34 fonctionne bien dans un état stable compte tenu des circonstances météorologiques spécifiques. La courbe de puissance générée par cette approche est presque lisse, avec une petite oscillation en régime permanent d'environ 0,1 W (0,046 %). L'approche ANN induit des variations de puissance d'environ 0,6 W autour du MPP en régime permanent. Ces oscillations sont supérieures à celles créées par les deux autres techniques, représentant 0,279% de la valeur de puissance atteinte par cette méthodologie. Cela entraîne un gaspillage d'énergie important pour un système photovoltaïque. La méthode FL a une valeur de puissance moins exacte que les deux autres algorithmes, avec une ondulation d'environ 0,2 W (0,093 %) autour du MPP en régime permanent. La dynamique du système et les performances en régime permanent sont satisfaisantes lors de l'utilisation de la méthode ANN-fuzzy. La technique ANN-fuzzy proposée présente une vitesse de suivi plus rapide par rapport aux autres méthodes simulées.

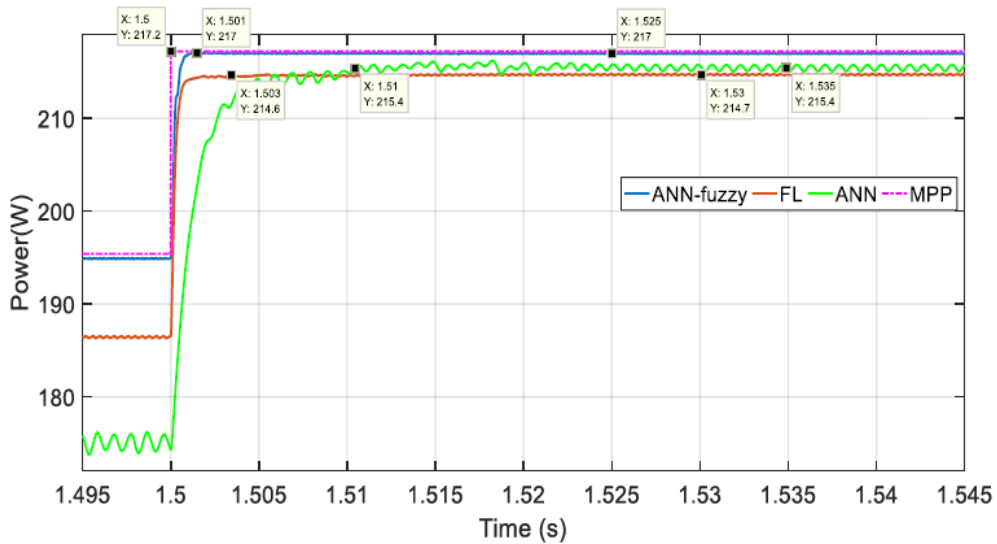


Figure 4.33. Temps de réponse des techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPT lors du changement de la température de 45 °C à 20 °C.

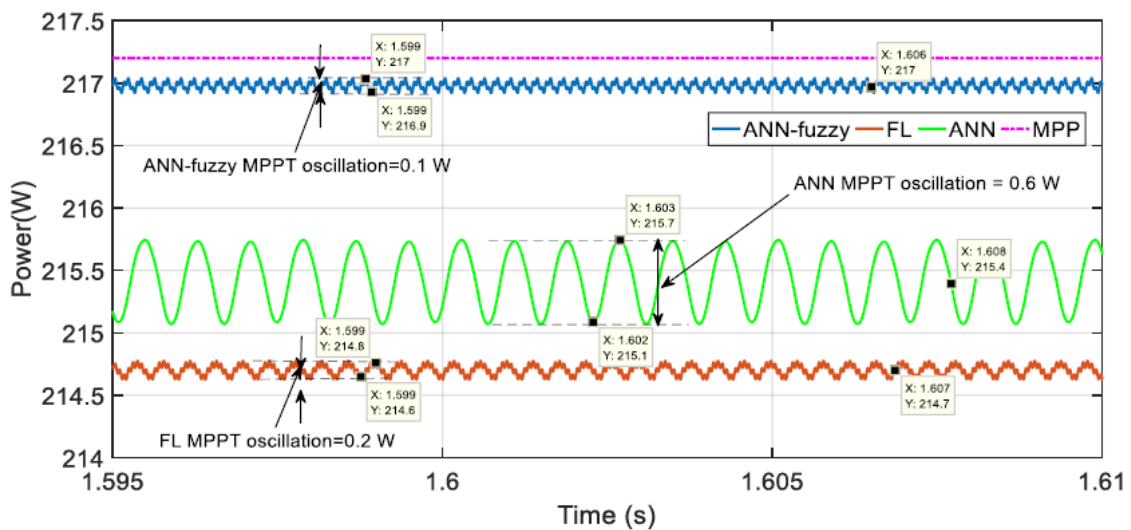


Figure 4.34. Oscillations autour du MPP causé par les techniques FL, ANN et ANN-Fuzzy MPPTs lors du changement de la température de 45°C à 20°C.

4.5.2.1. Efficacité lors des variations de température

Le tableau 4.4 présente l'efficacité du système photovoltaïque sous différents niveaux de température. Les résultats montrent que le contrôleur ANN-Fuzzy surpasse les unités de contrôle utilisant les techniques ANN MPPT et FL MPPT en réponse aux changements brusques de température. L'efficacité moyenne dans ce cas est d'environ 99,825 %.

Tableau 4.4. Comparaison de l'efficacité des méthodologies FL, ANN et ANN-fuzzy lorsque la température varie.

Température (°C)	MPP(W)	FL MPPT technique (W)	ANN MPPT technique (W)	ANN-Fuzzy MPPT technique	Efficacité FL MPPT (%)	Efficacité ANN MPPT (%)	Efficacité ANN-Fuzzy MPPT (%)
25	213.1	212.4	212.2	212.7	99.67	99.57	99.81
35	204.2	203	199.2	203.9	99.41	97.55	99.85
45	195.4	186.4	175.1	194.9	95.39	89.61	99.74
20	217.2	214.7	215.4	217	98.85	99.17	99.9
Moyenne					98.33	96.475	99.825

4.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons examiné comment les systèmes solaires surveillent leur propre point de puissance maximale MPP lorsqu'ils sont soumis à divers facteurs climatiques (irradiation solaire et température). Les contrôleurs MPPT discutés dans cette étude ont été développés en utilisant les approches : logique floue FL, réseaux de neurones artificiels ANN et l'approche ANN-fuzzy suggérée (combinant les deux méthodes mentionnées précédemment). Dans une étape suivante, ils sont testés via l'environnement Matlab/Simulink en utilisant un système PV simulé dans diverses conditions atmosphériques (irradiation solaire et température). Les contrôleurs suggérés sont ensuite évalués à l'aide d'une étude comparative qui prend en compte des facteurs influents et décisifs tels que la précision, la vitesse de convergence, l'efficacité, le dépassement transitoire et l'oscillation en régime permanent autour du MPP. Les résultats de la simulation démontrent l'efficacité du contrôleur ANN-Fuzzy MPPT suggéré pendant les régimes transitoires et stationnaires. Cela est prouvé par le fait que la stratégie proposée surpasse les contrôleurs FL et ANN MPPT en termes de suivi rapide et précis du MPP pour tests dans des conditions météorologiques standard et pour une variété de conditions météorologiques changeant soudainement (irradiation et température). La contribution majeure de cette recherche consiste à la combinaison des deux approches décrites précédemment afin d'exploiter les avantages de chaque méthode, tels que la capacité d'apprentissage qui caractérise la technique ANN, ainsi que la rapidité et la précision qu'offre la logique floue FL. En revanche, la réduction du nombre de règles utilisées dans le contrôleur hybride ANN-Fuzzy MPPT à 7 au lieu de 25 dans la majorité des publications de la littérature, permet d'optimiser le coût de cette unité de surveillance du MPP.

Chapitre 5

Systeme PV avec stockage hybride

5.1. Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque est considérée comme la ressource renouvelable la plus prometteuse pour la production d'électricité en Algérie.

D'autre part, l'irradiation solaire présente des fluctuations imprévisibles au cours de la journée, rendant le stockage d'énergie essentiel pour maintenir un niveau d'autonomie du système photovoltaïque. D'une manière générale, les batteries sont les équipements les plus utilisés pour le stockage d'énergie. Dans ce contexte, plusieurs chercheurs focalisent leurs études sur l'hybridation des technologies de stockage d'énergie électrique telles que le stockage hybride (batteries et supercondensateurs).

Ce chapitre traite cette configuration du système PV autonome, en commençant par un état d'art, suivi par une modélisation mathématique et une simulation d'un petit prototype avec l'interprétation des résultats.

5.2. Les équipements de stockage d'énergie

5.2.1. Batteries

Un accumulateur, également appelé batterie, est un système électrochimique rechargeable constitué d'une électrode positive et d'une électrode négative séparées par un séparateur poreux imprégné d'un électrolyte conducteur ionique.

Les processus électrochimiques d'oxydation et de réduction sur les électrodes positives et négatives sont les principaux processus qui déterminent le fonctionnement d'une batterie. Le fonctionnement d'une batterie pendant la charge et la décharge est illustré à la figure 5.1.

Les électrons peuvent se déplacer de l'électrode négative vers l'électrode positive lorsque les électrodes sont reliées à travers une résistance (mode de décharge).

L'électrode négative subit une réaction d'oxydation due à l'absence d'électrons. Lorsque les électrons atteignent l'électrode positive, ils provoquent un processus de réduction. L'électrolyte assure le processus chimique global en facilitant le transport des espèces ioniques.

On note Red-/Ox- et Red+/Ox+ deux couples oxydo-réducteurs :

Electrode négative : $\text{Red}^- \rightarrow \text{Ox}^- + e$

Electrode positive : $\text{Ox}^+ + e \rightarrow \text{Red}^+$

La réaction globale d'oxydoréduction : $\text{Red}^- + \text{Ox}^+ \rightarrow \text{Ox}^- + \text{Red}^+$

Les interactions sont forcées dans le sens inversé en mode de charge. L'équation chimique qui décrit ce mode de fonctionnement : $\text{Red}^- + \text{Ox}^+ \leftarrow \text{Ox}^- + \text{Red}^+$

Ainsi, pendant la phase de charge, cette batterie stocke de l'énergie chimique et la transforme en énergie électrique pendant la phase de décharge.

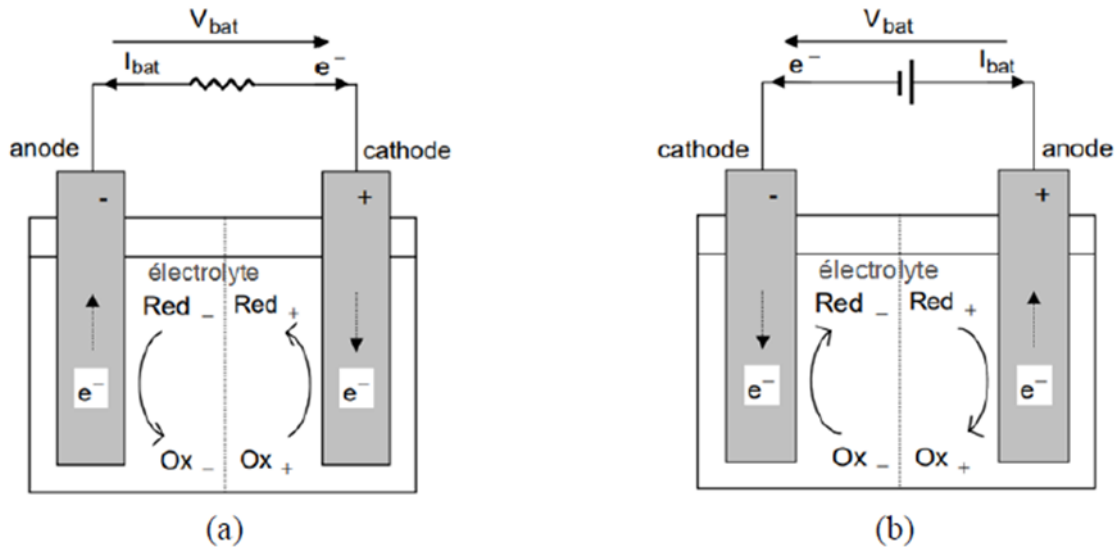


Figure 5.1. La structure d'une batterie en (a) décharge et (b) charge

5.2.2. Caractéristiques principale d'une batterie

Lors du dimensionnement de la batterie, il est important de tenir compte de différents paramètres caractéristiques en fonction de son installation future et de l'application dans laquelle elle est impliquée :

Valeurs limites : Ce sont les valeurs de tension, de courant et de température que l'on ne doit pas dépasser pendant le fonctionnement de la batterie. Un excès de ces conditions peut entraîner des dommages importants aux performances, il peut provoquer même l'endommagement de la batterie.

La capacité de la batterie fait référence à la quantité de charge électrique qu'elle peut contenir, mesurée en ampères-heures (Ah).

L'énergie stockable est la quantité d'énergie qu'une batterie peut stocker, qui est exprimée en Wattheure (Wh). Cette mesure prend en compte la fluctuation de tension aux bornes de la batterie plutôt que la capacité.

Le niveau de charge SOC (État de charge) : C'est le quotient (en pourcentage) entre la charge stockable à un instant quelconque «t» (capacité en Ah) et la charge stockée (en Ah) à un instant de référence. Selon les sources, cette référence peut indiquer la capacité initiale de la batterie (mesurée lors de la première utilisation par le fabricant) ou la capacité actuelle de la batterie.

État de santé d'une batterie (SOH) : C'est un paramètre qui utilise la dégradation de l'impédance interne et/ou la perte de capacité pour déterminer le degré de vieillissement d'une batterie.

Le rapport entre l'énergie déchargée et l'énergie chargée représente l'efficacité énergétique de la batterie (rendement).

Auto-décharge : La perte d'énergie ou de charge dans la batterie est causée par l'auto-décharge, qui se produit pendant les phases de repos en raison de processus électrochimiques.

La durée de vie d'une batterie est influencée par divers facteurs, notamment la température, les grandeurs électriques d'utilisation, l'âge de la batterie et les contraintes physiques [2], [34], [112].

5.2.3. Classification des types de batteries électrochimiques

Différents types de batteries sont disponibles avec une variété de fonctionnalités et peuvent être utilisés pour une variété d'applications [33], [34], [47], [113] :

5.2.3.1. Les batteries à base de Nickel : comprennent un électrolyte de Cadmium (Cd) et une électrode de Nickel (Ni). Les cycles de décharge rapides, le faible coût par cycle et la longue durée de vie sont quelques-uns de ces avantages. Néanmoins, ce modèle présente certains inconvénients importants tels que la toxicité du cadmium, l'effet mémoire, l'exothermie élevée (notamment pour le NiMH), le coût élevé et la nécessité de maintenance régulière.

5.2.3.2. Les batteries au sodium et au soufre (Na-S) : sont des technologies plus avancées. La batterie possède une cathode de soufre (S), une anode de sodium (Na) et un électrolyte céramique bêta-Al₂O₃. Les principaux avantages sont une densité énergétique exceptionnelle et une densité de puissance très élevée. Un problème avec la batterie NaS est sa dépendance à l'égard d'une source de chaleur qui utilise l'énergie stockée dans la batterie, ce qui entraîne une diminution des performances. Le coût de l'investissement initial est un autre problème important à résoudre.

5.2.3.3. Batteries à base de Lithium : Ce type de batterie est fréquemment utilisé dans les secteurs du transport (les véhicules électriques) et de l'électronique portable. Des efforts considérables sont effectués par les chercheurs dans le but de développer ce type de batteries à grande échelle afin de l'utiliser pour les réseaux électriques et les systèmes de stockage hybrides.

Les avantages des batteries au lithium incluent un poids léger, un rendement élevé, une densité énergétique élevée et un taux de décharge/charge rapide, tandis que les problèmes d'emballage thermique, d'instabilité à des températures élevées et d'autodécharge sont des inconvénients que les chercheurs doivent résoudre.

5.2.3.4. Batterie au Plomb : Elle est constituée d'une électrode positive en dioxyde de plomb (PbO) et d'une électrode en plomb. Dans ce type de batterie, une solution d'acide sulfurique est utilisée comme électrolyte. Ce type est principalement utilisé dans les systèmes hybrides photovoltaïques et de stockage dans les systèmes d'énergie renouvelable en raison de ses nombreux avantages, tels qu'un coût bon marché, un rendement élevé et une conservation prolongée de la charge stockée. [33], [34], [47], [113].

5.2.4. Comparaison des différentes technologies utilisées dans les batteries.

Tableau 5.1. Comparaison des différentes technologies utilisées dans les batteries [112].

Technologie	Plomb	Ni/Cd	Ni/MH	Li / Ion
Energie Spécifique (Wh/Kg)	35-50	50-60	70-95	60-130
Puissance Spécifique (W/Kg)	80-150	150-400	200-1000	500-4000
Rendement(%)	>80	75	70	>95
Nombre cycle	500-1000	800	750-1200	1000
Avantages	Faible cout	Fiabilité performance à froid	Très bonne densité d'énergie	Excellente puissance et énergie
Inconvénient	Durée de vie	Toxicité	Comportement en température	Le cout élevé

5.2.5. Modèles mathématiques de batteries

5.2.5.1. Modèle simple

Ce modèle est composé d'une source de tension idéale V_0 (tension à vide) en série avec une résistance interne, où V_1 est la tension terminale aux bornes de la batterie, la figure 5.2 illustre un le schéma de ce modèle [114].

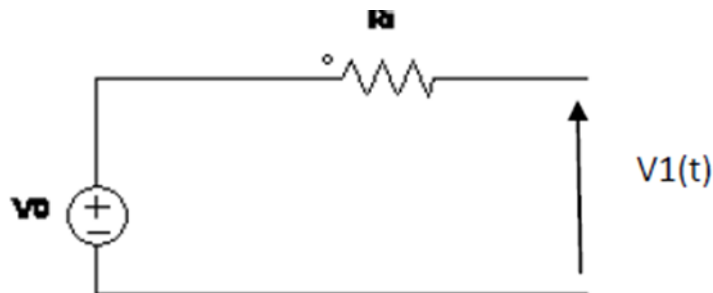


Figure.5.2. Modèle simple d'une batterie

$$V_1(t) = v_0 - R_1 \times I_b(t) \quad (5.1)$$

Dans ce modèle de base, R_1 et V_0 sont considérés comme constants. Ce modèle n'inclut pas les fluctuations de la résistance interne de la batterie en fonction du niveau de charge ou de la température. Ce modèle peut être utilisé pour des investigations qui reposent sur des hypothèses simples et ne tiennent pas compte des facteurs d'état de charge et de température.

5.2.5.2. Modèle de Thevenin

Ce modèle, illustré ci-dessous (Figure 5.3), est fréquemment utilisé. Il comprend une source idéale V_0 , une résistance interne R_i , un condensateur qui représente la polarisation des plaques métalliques de l'accumulateur et une résistance de surtension R qui résulte du contact des plaques avec l'électrolyte [114]-[116].

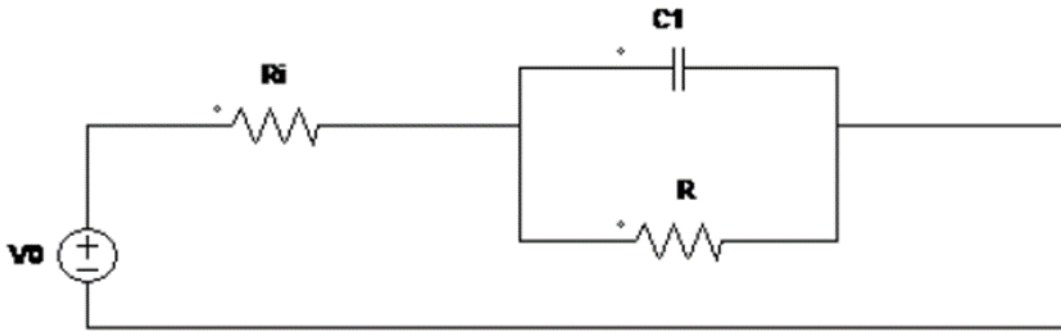


Figure.5.3. Modèle de Thevenin d'un accumulateur

Ce modèle suppose que tous les composants du circuit équivalent sont constants et différents en charge et en décharge. Cependant, ces mesures diffèrent également en fonction de l'état de charge et du taux de décharge.

5.2.5.3. Modèle Dynamique non Linéaire

Il s'agit d'une version modifiée du modèle Thevenin qui prend en compte les caractéristiques non linéaires des paramètres. La figure 5.4 illustre la répartition des opérations de chargement et de déchargement dans le modèle. De plus, chaque caractéristique du circuit dépend du niveau de charge de la batterie [117].

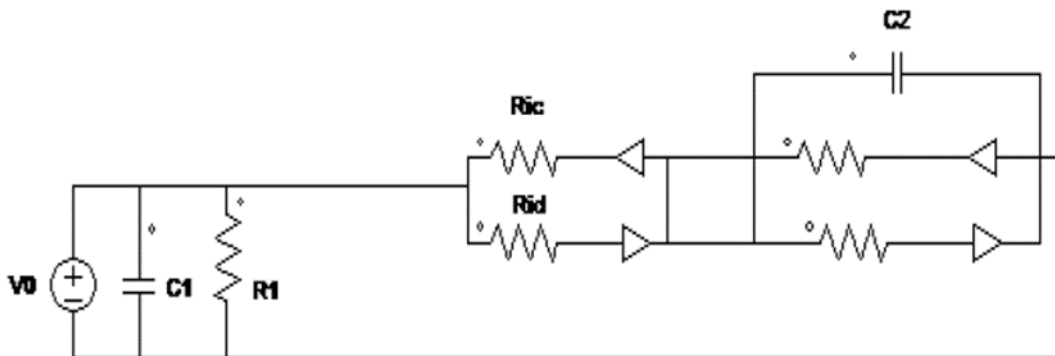


Figure.5.4. Modèle non linéaire de l'accumulateur

Les paramètres du modèle sont les suivants :

- C1 : capacité de la batterie.
- R1 : résistance d'auto décharge.
- Ric et Rid : représentent la résistance interne due aux électrodes et à l'électrolyte lors de la charge et de la décharge.

Les circuits RC simulent la chute brusque de tension qui se produit à la fin de la décharge et la surtension qui se produit à la fin de la charge.

L'identification de tous les paramètres de ce modèle est difficile en raison de leur variabilité en fonction de l'état de charge ou de la tension à vide.

5.2.6. Le SuperCondensateur (SC)

Cette technologie a commencé à se développer au début du XXe siècle et nécessite plus d'énergie que les condensateurs diélectriques classiques et plus de puissance par rapport aux accumulateurs électrochimiques.

Le rôle principal du supercondensateur lors de leur emploi dans les diverses applications (véhicules électriques et les systèmes hybrides de stockage d'énergie) est de gérer les fortes puissances qui auraient lieu en courtes durées (fraction de seconde).

5.2.6.1. Structure et fonctionnement des supercondensateurs

Les principaux composants d'un supercondensateur sont des électrodes de charbon actif trempées dans un électrolyte organique ou aqueux et des collecteurs de courant en aluminium.

Pour isoler les deux électrodes, un séparateur est placé entre elles (Figure 5.5). La disposition de l'ensemble est effectuée de la même manière que pour les condensateurs traditionnels [112].

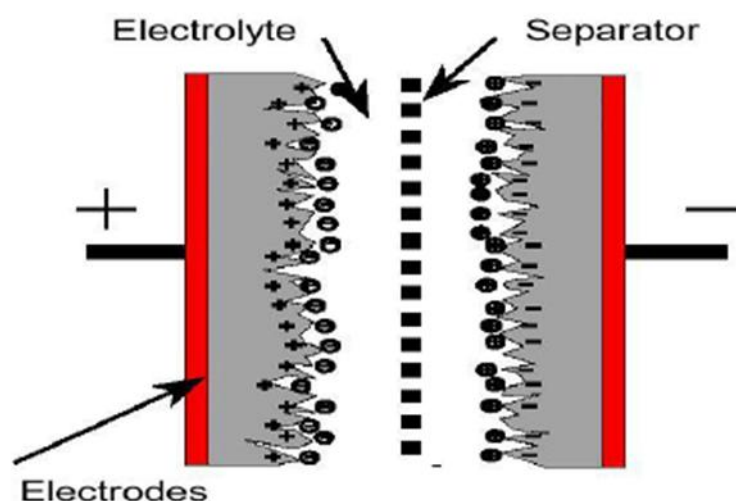


Figure.5.5. Structure d'un supercondensateur

Un supercondensateur fonctionne en distribuant les ions de l'électrolyte le long de la surface des deux électrodes pour stocker de l'énergie. En effet, lorsqu'une tension est appliquée aux

bornes d'un supercondensateur, une zone de charge d'espace est créée aux deux interfaces électrode-électrolyte.

C'est le phénomène connu sous le nom de double couche électrique. Par conséquent, le stockage de l'énergie est électrostatique plutôt que faradique dans les supercondensateurs en raison de l'absence de réaction électrochimique, contrairement aux batteries.

Le charbon actif dans une configuration anode-cathode permet à un supercondensateur d'atteindre des valeurs de capacité élevées (allant de 1 à 5 000 F) en raison de sa surface active beaucoup plus grande par rapport aux condensateurs standards.

Les supercondensateurs sont des unités de stockage supplémentaires qui peuvent être utilisées conjointement avec des batteries ou des piles à combustible. L'utilisation de configurations série-parallèle de plusieurs cellules de supercondensateur permet d'atteindre une tension et un courant de sortie élevés [112].

5.2.6.2. Caractéristiques générales du supercondensateur [112], [113]

❖ Tension

La tension aux bornes du supercondensateur doit être limitée à moins de 3 V pour éviter la décomposition de l'électrolyte. Les supercondensateurs disponibles sur le marché peuvent atteindre des tensions maximales allant jusqu'à 3 V, comme le montre la figure 5.6.



Figure.5.6. Supercondensateur Maxwell 3000 F/3 V

❖ Capacité

Semblable à un condensateur standard, la capacité en Farads (F) représente la quantité de charge électrique qui peut être stockée dans un supercondensateur pour une différence de potentiel donnée.

$$C = \epsilon_0 \cdot \epsilon_r \frac{S}{D} \quad (5.2)$$

Avec :

ϵ_0 la permittivité absolue du vide,

ϵ_r : la permittivité relative de l'électrolyte,

S : la surface de l'électrode,

D : la distance qui sépare les centres de charges ioniques et électroniques,

En sélectionnant certains matériaux pour les composants des supercondensateurs, des niveaux de capacité pouvant atteindre plusieurs milliers de Farads peuvent être atteints. Cependant, la tension de polarisation du supercondensateur a un impact significatif sur cette capacité non linéaire.

Un modèle simple linéaire peut être utilisé pour représenter la relation entre la tension et la capacité :

$$C(v) = c_0 + k_v \quad (5.3)$$

La capacité est définie par une valeur fixe C_0 et une capacité dépendante de la tension.

❖ Résistance interne

La résistance interne, identique à la résistance série, représente les pertes Joule dans un supercondensateur. Ceci est associé aux pertes d'électrolyte, de connexion et d'électrode.

Les supercondensateurs ont une faible résistance interne par rapport aux composants de stockage d'énergie électrique conventionnels, car l'électrolyte et le collecteur sont respectivement des ions et des électrons hautement conducteurs. Celle-ci reste en dessous de quelques centaines de micro-ohms pour les composants de grande capacité.

❖ Densité d'énergie / de puissance

Les deux densités énergétiques les plus souvent utilisées sont généralement la densité énergétique massique (Wh/kg) et la densité énergétique volumique (Wh/l).

L'équation suivante indique que la tension et la capacité du supercondensateur sont directement proportionnelles à son énergie :

$$E = \frac{c}{2} \times v^2 \quad (5.4)$$

L'équation (5.4) relie la densité d'énergie des supercondensateurs à sa tenue en tension. Cette résistance en tension est directement liée au choix de l'électrolyte, comme cela a été indiqué précédemment.

Les densités de puissance, qui sont exprimées en Watts par kilogramme ou en Watts par litre, représentent respectivement les densités de puissance en masse ou en volume.

Ce rapport est calculé en comparant la puissance maximale de l'élément de stockage à sa masse ou son volume.

En raison de sa résistance interne extrêmement faible, le supercondensateur offre une densité de puissance élevée car la puissance est inversement proportionnelle à la résistance interne.

❖ Rendements

Le rendement énergétique, qui est le rapport entre l'énergie restituée et absorbée, est l'expression la plus courante du rendement d'un supercondensateur.

Le très haut rendement énergétique (allant de 85 % à 98 %) des supercondensateurs résulte de leur méthode de stockage électrostatique et de leur faible résistance interne.

5.2.6.3. Modélisation supercondensateur

❖ Définition et caractéristiques

Les grandeurs indiquées ci-dessous sont les principales caractéristiques d'un supercondensateur.

❖ Energie et capacité

L'équation suivante donne l'énergie stockée E_{SC} pour un supercondensateur de capacité C_{SC} sous une tension V_{SC} :

$$E_{SC} = \frac{i}{2} C_{SC} V_{SC}^2 \quad (5.5)$$

Cette relation entre la capacité et la surface d'interaction (électrode ou électrolyte) est influencée par l'épaisseur du diélectrique. La capacité de la double couche est affectée par l'absorption des ions à la surface du matériau de l'électrode.

$$C_{SC} = \epsilon_0 \epsilon_r \cdot \frac{S}{d} \quad (5.6)$$

Avec : ϵ_r est la permittivité relative ou constante diélectrique électrolyte ;

ϵ_0 est la permittivité absolue du vide (8,854.10⁻¹²F/m).

Selon les équations (5.5) et (5.6), les trois paramètres V_{SC} , S et d déterminent l'énergie stockée E_{SC} dans les supercondensateurs. Ainsi, pour augmenter l'énergie stockée, il sera nécessaire d'augmenter la tension V_{SC} , la permittivité relative ϵ_r , la surface S et de réduire l'épaisseur d .

Soulignant l'importance du C_{SC} , il est valorisé par l'expertise des fabricants dans la création d'électrodes poreuses.

Résistance interne (RSC)

Un facteur crucial qui affecte directement la puissance produite par un supercondensateur est sa résistance interne, également connue sous le nom de résistance série équivalente RSC. Cette résistance est le résultat de la combinaison de diverses résistances « ioniques » et « électriques » (électrodes, connexions, électrolytes). Les résistances du matériau actif, de l'électrolyte dans le séparateur et de l'interface matériau actif/collecteur de courant sont les principaux facteurs contribuant à cette résistance interne.

Etat de charge (SOC)

Pour un supercondensateur, le concept d'état de charge (SOC) est défini par rapport à l'énergie stockable. Le SOC est un facteur de décision dans certaines applications électrique. La relation suivante représente la mesure en pourcentage d'énergie.

$$SOC = E_{SC_res} / E_{SC_act} \quad (5.7)$$

E_{SC_res} : Le niveau d'énergie restant des supercondensateurs

E_{SC_act} : L'énergie nominale des supercondensateurs, telle que déterminée par le cycle considéré.

E_{SC_nom} : Capacité énergétique initiale des supercondensateurs.

Les fabricants conseillent d'utiliser des supercondensateurs dans une plage d'état de charge (SOC) comprise entre 25 % et 100 %, ce qui entraîne des fluctuations du SOC. Ainsi, 75 % du potentiel énergétique peut être utilisé.

❖ État de santé (SOH)

Le « SOH » (State of Health) évalue l'impact sur le comportement et les performances du système alimenté en considérant les pertes de capacité dues à la détérioration des supercapacités et en quantifiant leur vieillissement. Les heures de panne programmées (SOH) sont souvent affichées sous forme de pourcentage, indiquant l'énergie restante par rapport à l'énergie donnée au début de son utilisation.

$$SOH = \frac{E_{SC_res}}{E_{SC_nom}} \times 100 \quad (5.8)$$

L'état de santé (SOH) est lié à l'énergie maximale qui pourrait être générée en déchargeant complètement une batterie à partir d'un état complètement chargé.

Les supercondensateurs sont souvent considérés comme ayant atteint la fin de leur durée de vie lorsqu'ils restituent moins de 80 % de leur capacité d'origine, qui se situe généralement entre 100 % et 80 % [112], [113].

5.2.6.4. Modèle de super-condensateur

Le super-condensateur SC est considéré comme l'une des récentes inventions dans le domaine de stockage de l'énergie, en particulier pour les structures fixes, comme le montre la figure 5.7 [118].

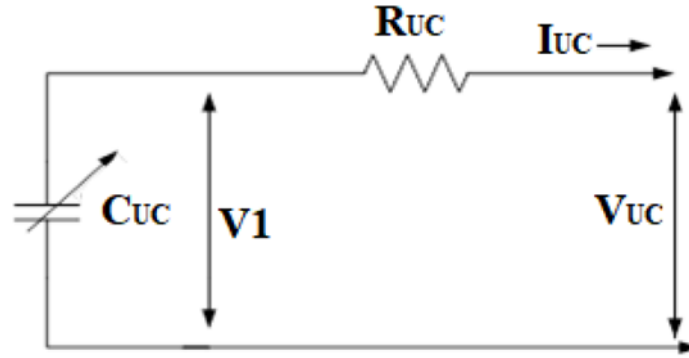


Figure. 5.7. Modèle d'un super-condensateur.

Le modèle de super-condensateur comprend une capacité C_{UC} et une résistance R_{UC} qui sont insérées en série. V_{UC} désigne la tension aux bornes du super-condensateur SC, tandis qu' I_{UC} représente son courant.

La tension V_{UC} aux bornes de super-condensateur est définie par l'équation (5.9)

$$V_{UC} = V_1 - R_{UC} \times I_{UC} = \frac{Q_{UC}}{C_{UC}} - R_{UC} \times I_{UC} \quad (5.9)$$

Où Q_{UC} représente la quantité d'électricité conservée dans une cellule. La puissance de super condensateur SC est donnée par l'équation (5.10) [118].

$$P_{UC} = \frac{Q_{UC}}{C_{UC}} \times I_{UC} - R_{UC} \times I_{UC} \quad (5.10)$$

La capacité C_{UC} de SC et sa résistance R_{UC} sont définies par les équations (5.11) et (5.12)

$$C_{UC} = C_{elem} \frac{N_P}{N_S} \quad (5.11)$$

$$R_{UC} = R_{elem} \frac{N_S}{N_P} \quad (5.12)$$

Le courant I_{UC} et la tension V_{UC} de super-condensateur SC sont exprimés en fonctions du courant et de la tension élémentaires I_{elem} et V_{elem} du composant, ils sont définis par les équations (V.13) et (V.14) [118] :

$$V_{UC} = N_S \cdot V_{elem} \quad (5.13)$$

$$I_{UC} = N_P \cdot I_{elem} \quad (5.14)$$

5.3. Simulation et discussion des résultats

5.3.1. Résultats sous variations d'irradiation

Le schéma fonctionnel d'un système PV avec stockage hybride (batterie + supercondensateur) est illustré à la figure 5.8. Initialement, l'irradiation vaut 400 W/m^2 durant l'intervalle temporel $t \in [0 ; 0,5] \text{ s}$. Durant cette investigation, la température est maintenue constante ($T = 25^\circ \text{ C}$), tandis que des changements brusques des niveaux d'irradiation se produisent à $0,5 \text{ s}$, 1 s , $1,5 \text{ s}$

et 2 s. Les variations d'irradiation vont de 400 W/m^2 à 600 W/m^2 , puis de 600 W/m^2 à 1000 W/m^2 , par la suite de 1000 W/m^2 à 800 W/m^2 et enfin de 800 W/m^2 à 500 W/m^2 .

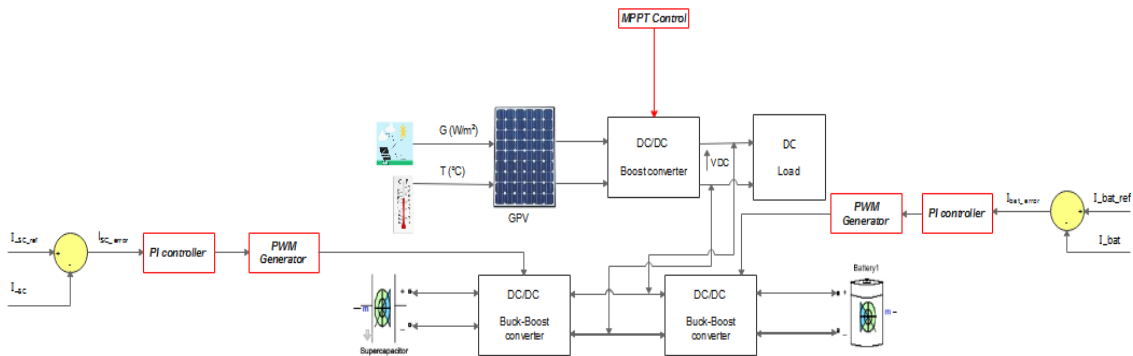


Figure. 5.8. Schéma fonctionnelle d'un système PV avec stockage hybride (batterie + supercondensateur)

5.3.2. Schéma de contrôle de gestion d'énergie dans le bus DC

La structure de contrôle montrée dans la figure 5.9 est dédiée principalement à maintenir une puissance fixe pour l'alimentation de la charge du système et à commander les gâchettes des commutateurs des convertisseurs buck-boost bidirectionnels liées aux batteries et aux supercondensateurs, notamment pour gérer la charge et la décharge de la batterie.

Les supercondensateurs servent principalement à gérer les pics durant la phase transitoire. Ce qui permet d'augmenter la durée de vie des batteries.

Le principe de système de contrôle mentionné ci-dessous repose sur la régulation linéaire par le biais des contrôleurs PI classique afin d'éliminer l'erreur entre la tension du bus de courant continu et la tension mesurée dans le but de maintenir la tension dans le bus DC à une valeur constante pour alimenter la charge pendant tout le temps de leur fonctionnement sous la même tension et courant.

Les autres régulateurs PI servent à minimiser et éliminer l'erreur entre les courants de référence des batteries et des supercondensateurs et leurs valeurs mesurées instantanément. Cette correction sert à générer les rapports cycliques convenables qui passent par la suite par le PWM générateur afin de commander les IGBT des convertisseurs Buck-Boost liées aux batteries et aux supercondensateurs. Les IGBT des équipements de stockage (de la batterie et des supercondensateurs) sont commandés d'une manière complémentaire. En effet, lorsque la batterie est dans la phase de charge, le mode buck du convertisseur bidirectionnel est mis en service, tandis que le mode boost est fonctionnel lors de la phase de décharge.

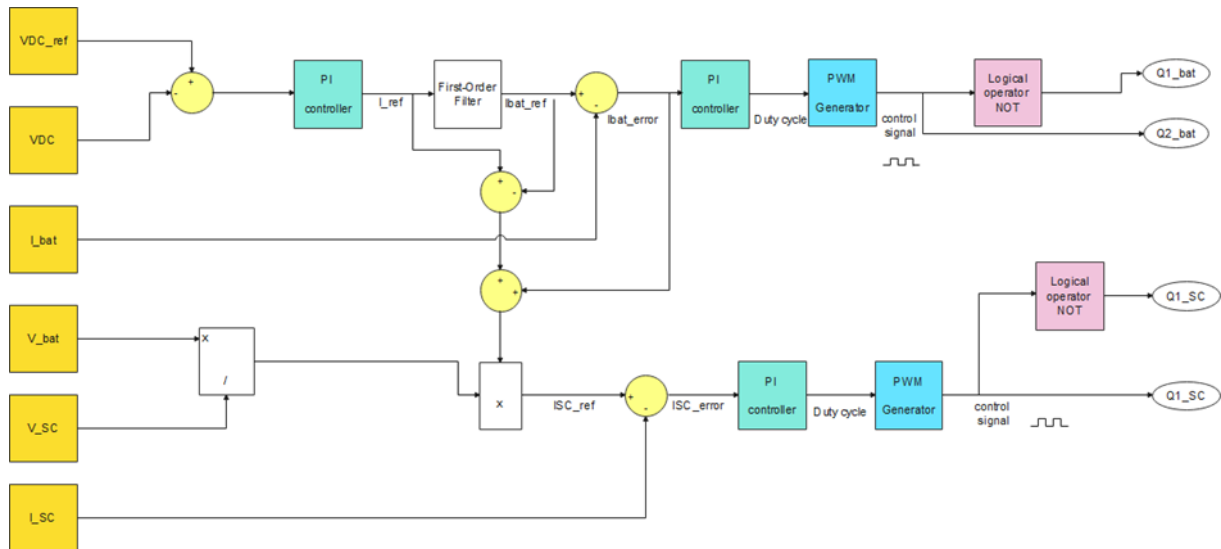


Figure. 5.9. Système de contrôle des hacheurs buck-boost liés à la batterie et au supercondensateur.

❖ (Charge $R= 20 \text{ Ohms}$ $V_{DC_ref}= 48 \text{ V}$)

Pour la validation du modèle mathématique, le module Soltech 1 STH-215-P a été utilisé. Les spécifications électriques du modèle simulé sont présentées dans le tableau 5.2 :

Tableau 5.2. Les paramètres du modèle simulé

Tension de bus DC (V)	48
Convertisseur Boost DC-DC	
Paramètres (unités)	Valeurs
Condensateur C_{in} (uF)	1000
Inductance L (uH)	45
Condensateur C_{out} (uF)	1000
Fréquence de hachage de L'IGBT (kHz)	15
Charge (Résistance) R (ohms)	20
Convertisseur Buck- Boost DC-DC (Batterie)	
Inductance L (mH)	5
Fréquence de hachage de L'IGBT (kHz)	15
Convertisseur Buck- Boost DC-DC (Supercapensateur)	
Inductances L_1 et L_2 (mH)	5
Fréquence de hachage de L'IGBT (kHz)	15
Batteries	
Tension nominale (V)	24
Capacité (Ah)	12
L'état initial de charge (%)	50
Supercapensateur	
Capacité (F)	9.5
Tension (V)	48
Tension initial (V)	10
Température de fonctionnement (C°)	25

Pour vérifier que le modèle proposé fonctionne bien, la réaction du système face aux changements soudains de l'irradiation solaire (et donc de la puissance PV produite) est examinée. Pendant cette investigation, la batterie et le supercondensateur restent toujours dans leurs limites SOC. En effet, l'état initial de charge de la batterie est de 50 %, donc on peut dire que ce dernier est loin des deux valeurs marginales 20 % et 80 %.

Par convention, l'état de charge d'une batterie ne doit pas dépasser 80 % afin d'éviter le risque de son endommagement, comme il est déconseillé de laisser une batterie de se décharger inférieure à 20 % de son état de charge afin de la conserver.

La figure. 5.10 présente les valeurs MPP du module PV pour différentes valeurs d'irradiation.

Dans ce qui suit, et pour plus de clarté, la puissance PV produite (Figure 5.11) et la puissance de charge sont toujours positives (Figure 5.12), tandis que la puissance de la batterie (Figure 5.13) et la puissance du supercondensateur (Figure 5.14) sont positives lorsqu'elles fournissent de l'énergie et négatives lorsqu'elles absorbent de l'énergie.

Pour la variation brusque de l'irradiation solaire, la puissance de charge reste constante d'environ 115 W pendant une période de 2.5 s. Comme on peut l'observer sur la Figure 5.12. Au début la puissance PV générée est de 86.1 W (pour un rayonnement solaire de 400 W/m^2) et la puissance de charge est de 115 W. Par conséquent, le stockage hybride fournit la puissance restante requise. Puissance de 29 W à la charge, la batterie fournissant la puissance moyenne et le supercondensateur gérant les changements rapides se produisant en un temps très court. Après cela, le solaire l'irradiation est augmentée à 600 W/m^2 (à $t = 0.5 \text{ s}$) et 1000 W/m^2 (à $t = 1 \text{ s}$) ; par conséquent, la puissance PV augmente à 129.3 W et 212.9 W, respectivement. Pendant cette période, la puissance PV est supérieure à la puissance de charge, et donc la batterie se charge avec la puissance moyenne excédentaire restante, tandis que le supercondensateur absorbe les variations hautes fréquence (c'est-à-dire les changements rapides se produisant en un temps très court). À $t = 1.5 \text{ s}$, l'intensité du rayonnement solaire est réduite à 800 W/m^2 , ce qui donne une puissance PV produite de 171.7 W, qui reste supérieure à la demande de charge. Pendant cette période ($t = 1.5 - 2 \text{ s}$), la puissance moyenne restante est absorbée par la batterie, et la transition rapide est fournie par le supercondensateur. De même, à $t = 2.5 \text{ s}$, l'éclairement solaire est réduit à 500 W/m^2 , résultant à 107.8 W de puissance PV produite, ce qui est inférieur à la demande de charge. Ainsi, la batterie fournit la différence de puissance d'environ 7.2 W et le supercondensateur gère les variations hautes fréquence, soulageant ainsi la batterie et prolongeant sa durée de vie. De plus, l'équilibre de puissance est atteint dans tous les cas.

Un autre paramètre important est la tension du bus CC, qui doit être maintenue constante à 48 V. Selon la figure 5.15, la tension du bus CC reste stable à proximité de 48 V pendant toutes les variations brusques d'irradiation solaire. La figure 5.16 présente le courant PV, tandis que le courant fourni à la charge est présenté par la figure 5.17. Le courant de la batterie et le courant du supercondensateur, côté liaison CC, sont présentés par les figures 5.18 et 5.19 respectivement. Ces courbes prouvent à son tour que le scénario souhaité est vérifié.

Les contrôleurs de courant dans les convertisseurs bidirectionnels de la batterie et du supercondensateur fournissent le rapport cyclique correspondant pour chaque convertisseur. De plus, malgré les variations soudaines que le système subit, chaque contrôleur répond extrêmement rapidement et fournit le rapport cyclique requis pour le fonctionnement du convertisseur bidirectionnel. Plus précisément, le convertisseur de batterie fonctionne en mode boost

(décharge de la batterie) lorsque la puissance générée par le panneau est insuffisante, tandis qu'en mode abaisseur (charge de la batterie) pendant les moments où la production d'énergie solaire est excédentaire. De plus, le supercondensateur pendant les premières fractions de seconde de chaque transition, notamment les deux premières transitions, intervient et gère les variations rapides qui se produisent en un temps très court. Pendant les périodes restantes, le supercondensateur absorbe les fluctuations autour de zéro. De cette façon, les performances dynamiques du système sont vérifiées.

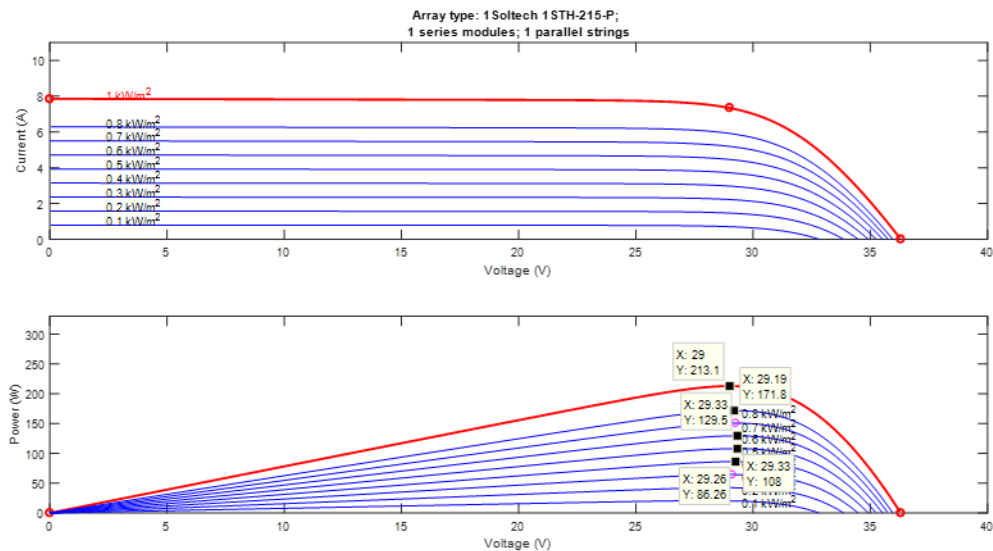


Figure. 5.10. Valeurs MPP du module PV pour différentes valeurs d'irradiation

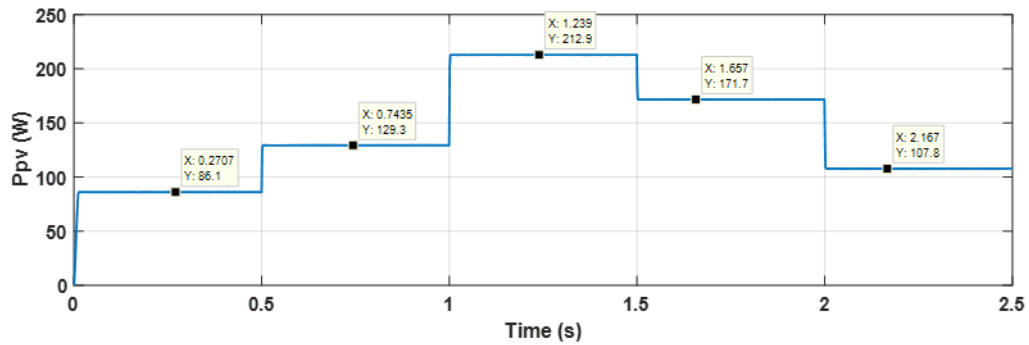


Figure 5.11 .Puissance du module PV

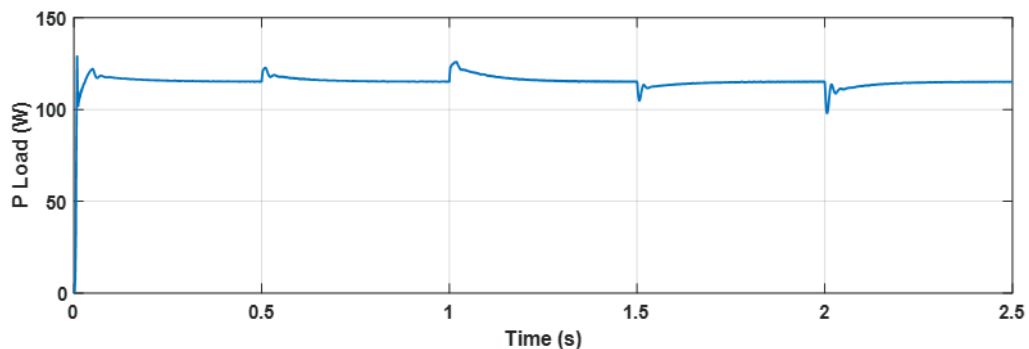


Figure 5.12 .Puissance consommée par la charge

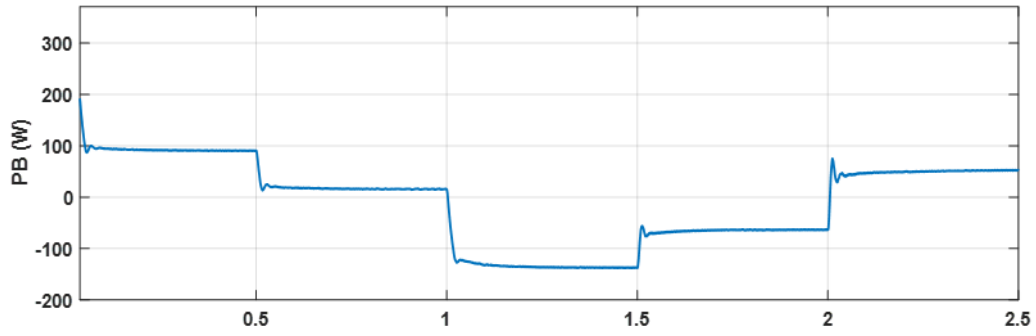


Figure 5.13 .Puissance de la batterie

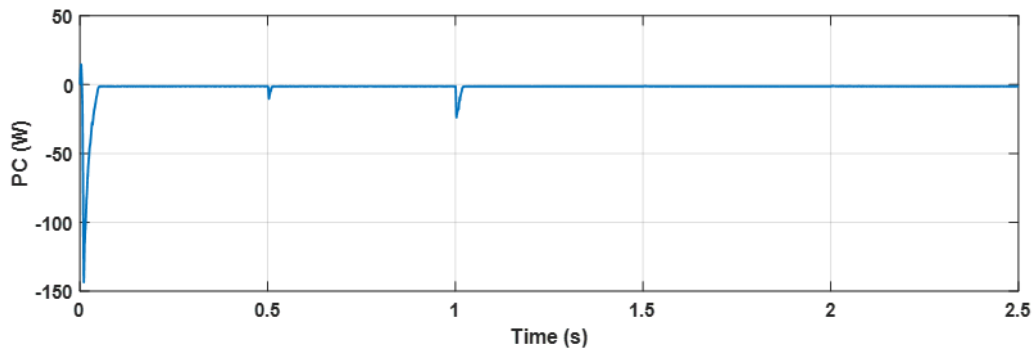


Figure 5.14 .Puissance du supercondensateur

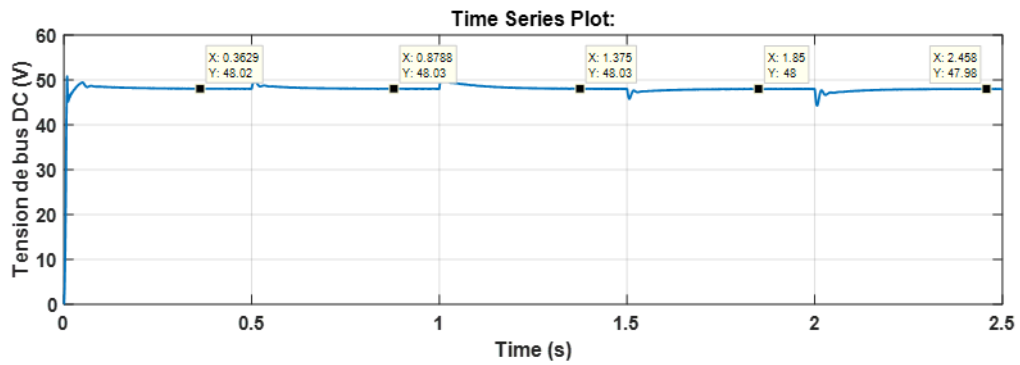


Figure 5.15. Tension de bus DC

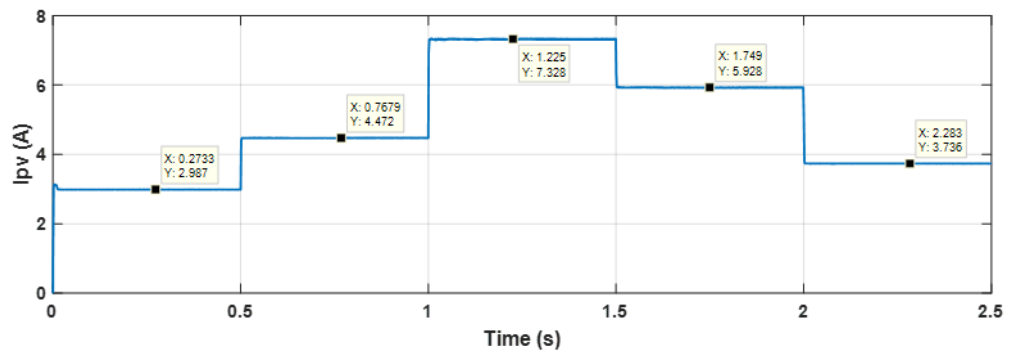


Figure.5.16. Courant délivré par le module PV

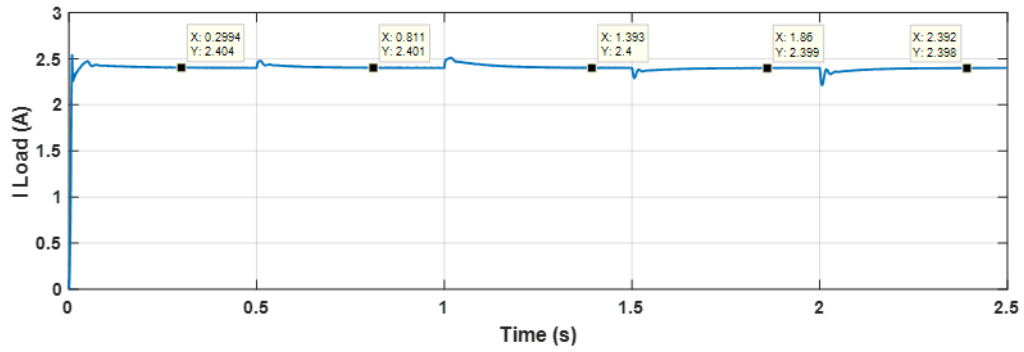


Figure.5.17. Courant de la charge

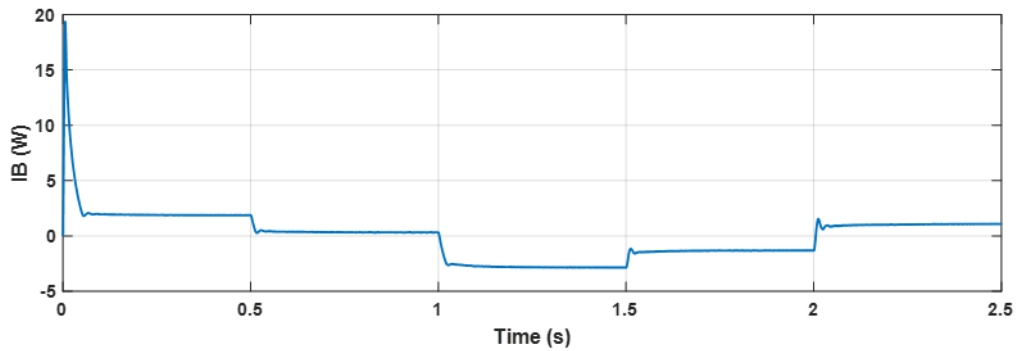


Figure.5.18. Courant de la batterie

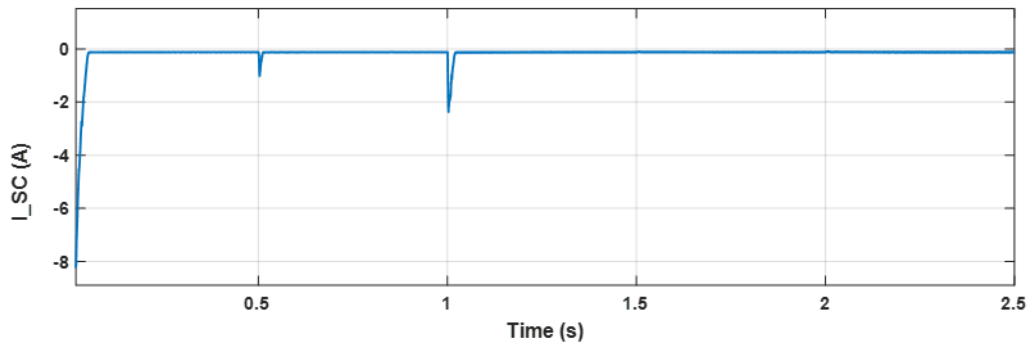


Figure.5.19. Courant du supercondesateur

❖ (Charge $R= 30 \text{ Ohms}$, $VDC_ref= 60 \text{ V}$)

Pour la validation du modèle mathématique, le module Soltech 1 STH-215-P a été utilisé. Les spécifications électriques de ce panneau PV sont présentées dans le tableau 2.1 :

Tableau 5.3. Les paramètres du modèle simulé

Tension de bus DC (V)	60
Convertisseur Boost DC-DC	
Paramètres (unités)	Valeurs
Condensateur C_{in} (uF)	1200
Inductance L (uH)	45
Condensateur C_{out} (uF)	1200
Fréquence de hachage de L'IGBT (kHz)	15
Charge (Résistance) R (ohms)	30
Convertisseur Buck- Boost DC-DC (Batterie)	
Inductance L (mH)	5
Fréquence de hachage de L'IGBT (kHz)	15
Convertisseur Buck- Boost DC-DC (Supercondensateur)	
Inductances L1 et L2 (mH)	5
Fréquence de hachage de L'IGBT (kHz)	15
Batteries	
Tension nominale (V)	48
Capacité (Ah)	8
L'état initial de charge (%)	50
Supercondensateur	
Capacité (F)	9.5
Tension (V)	48
Tension initial (V)	10
Température de fonctionnement (C°)	25

Le profil d'irradiation solaire est présenté par la figure.5.20, tandis que la figure.5.21 présente les valeurs MPP du module PV pour différentes valeurs d'irradiation.

Dans ce qui suit, et pour plus de clarté, la puissance PV produite (Figure 5.22) et la puissance de charge sont toujours positives (Figure 5.23), tandis que la puissance de la batterie (Figure 5.24) et la puissance du supercondensateur (Figure 5.25) sont positives lorsqu'elles fournissent de l'énergie et négatives lorsqu'elles absorbent de l'énergie.

Pour la variation brusque de l'irradiation solaire, la puissance de charge reste constante d'environ 120 W pendant une période de 2.5 s. Comme on peut l'observer sur la figure. 5.23. Au début, la puissance PV générée est de 86.14 W (pour un rayonnement solaire de 400 W/m²) et la puissance de charge est de 120 W. Par conséquent, le stockage hybride actif fournit la puissance restante requise, puissance de 33.86 W à la charge, la batterie fournissant la puissance moyenne et le supercondensateur gérant les changements rapides se produisant en un temps très court. Après cela, l'éclairement solaire est augmenté à 600 W/m² (à t = 0.5 s) et 1000 W/m² (à t = 1 s) ; par conséquent, la puissance PV augmente à 129.3 W et 212.9 W, respectivement. Pendant cette période, la puissance PV est supérieure à la puissance de charge, et donc la batterie se charge avec la puissance moyenne excédentaire restante, tandis que le supercondensateur absorbe les variations et les pics de hautes fréquences (en d'autre terme les changements rapides qui se produisent en un temps très court). À t = 1.5 s, l'intensité du rayonnement solaire chute à 800 W/m², ce qui donne une puissance PV produite de 171.7 W, qui reste supérieure à la demande de charge. Pendant cette période (t = 1.5 – 2 s), la puissance

moyenne restante est absorbée par la batterie, et la transition rapide est fournie par le supercondensateur. De même, à $t = 2.5$ s, l'éclairement solaire est réduit à 500 W/m^2 , résultant à 107.8 W de puissance PV produite, ce qui est inférieur à la demande de charge. Ainsi, la batterie fournit la différence de puissance d'environ 12.2 W et le supercondensateur gère les variations hautes fréquence, soulageant ainsi la batterie et prolongeant sa durée de vie. De plus, l'équilibre de puissance est atteint dans tous les cas.

Un autre paramètre important est la tension du bus CC, qui doit être maintenue constante à 60 V . Dans la figure 5.26, la tension du bus CC reste stable à proximité de 60 V pendant tous les variations brusques d'irradiation solaire.

La figure 5.27 présente le courant PV, tandis que le courant fourni à la charge est présenté par la figure 5.28. Le courant de la batterie et le courant du supercondensateur, côté liaison CC, sont présentés par les figures 5.29 et 5.30 respectivement. Ces courbes prouvent à son tour que le résultat souhaité est atteint.

D'autres parts, les contrôleurs de courant dans les convertisseurs bidirectionnels de la batterie et du supercondensateur fournissent le rapport cyclique correspondant pour chaque convertisseur. De plus, malgré les variations soudain que le système subit, chaque contrôleur répond extrêmement rapidement et fournit le rapport cyclique requis pour le fonctionnement du convertisseur bidirectionnel. Plus précisément, le convertisseur de batterie fonctionne en mode boost (décharge de la batterie) lorsque la puissance générée par le panneau est insuffisante, tandis qu'en mode abaisseur (charge de la batterie) pendant les moments où la production et l'énergie solaire est excédentaire. De plus, le supercondensateur pendant les premières fractions de seconde de chaque transition, notamment les deux premières transitions, intervient et gère, les variations rapides qui se produisent en un temps très court. Pendant les périodes restantes, le supercondensateur absorbe les fluctuations autour de zéro. De cette façon, les performances dynamiques du système sont vérifiées.

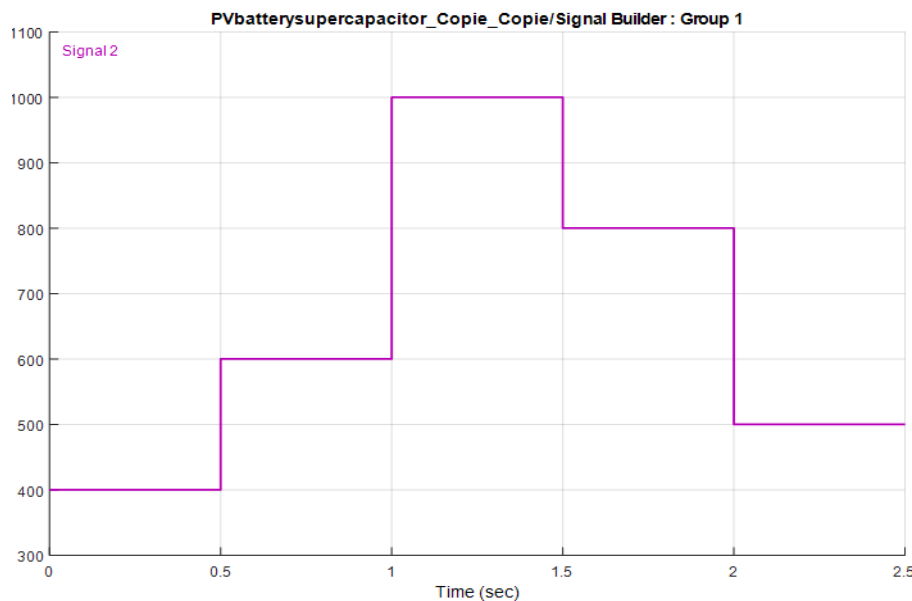
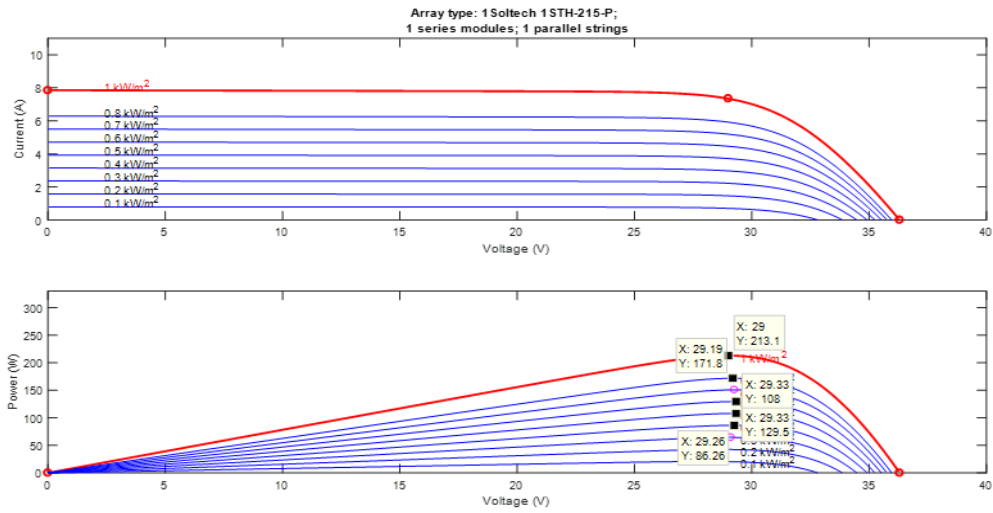
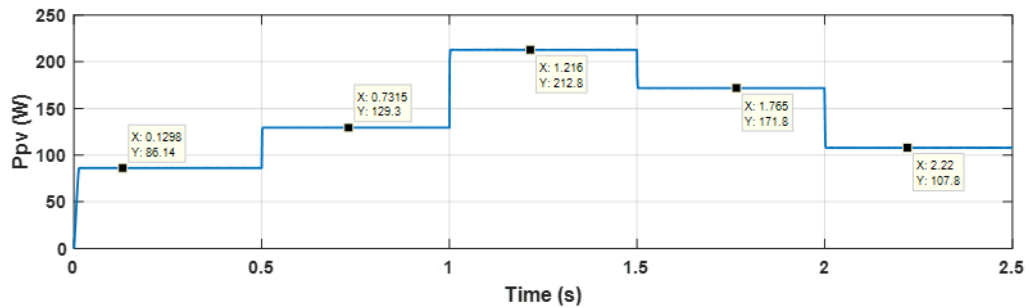


Figure.5.20. Profile d'irradiation



5.21. Valeurs MPP du module PV pour différent valeurs d'irradiation



5.22. Figure .Puissance du module PV

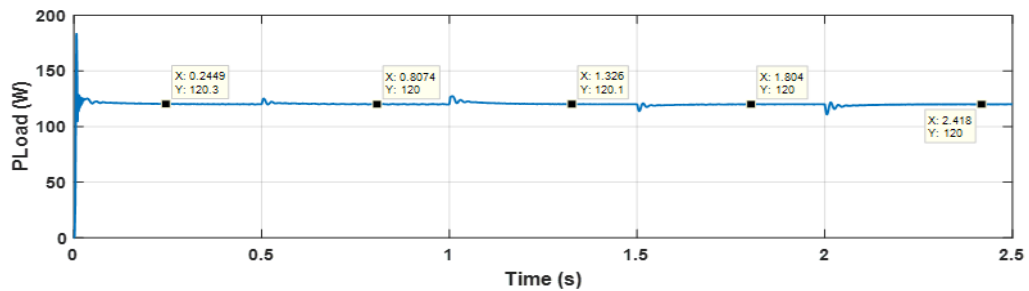
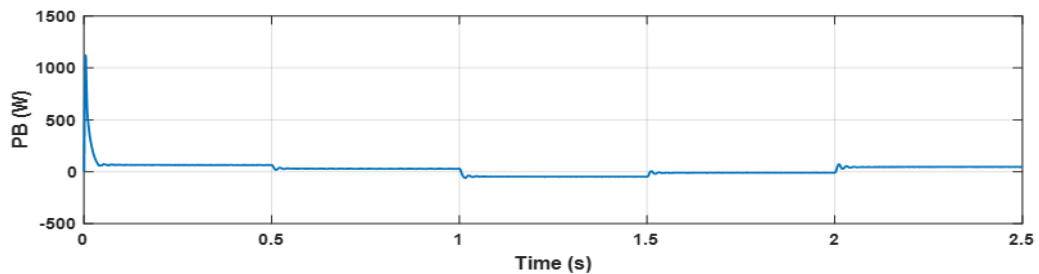


Figure 5.23 .Puissance consommée par la charge.



5.24. Figure .Puissance de la batterie

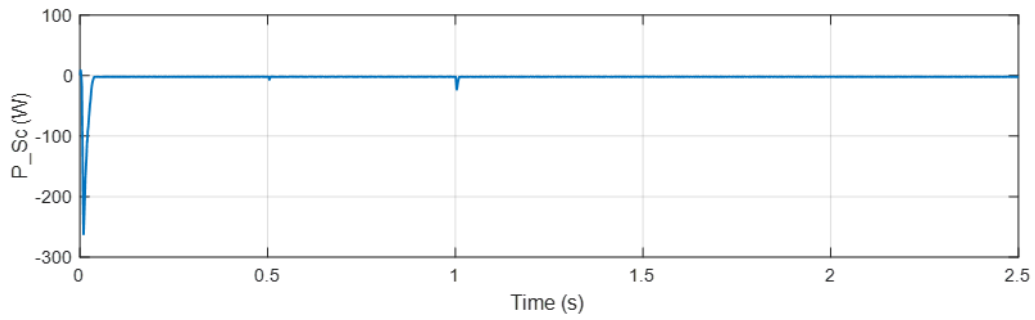


Figure 5.25. Puissance du supercondensateur

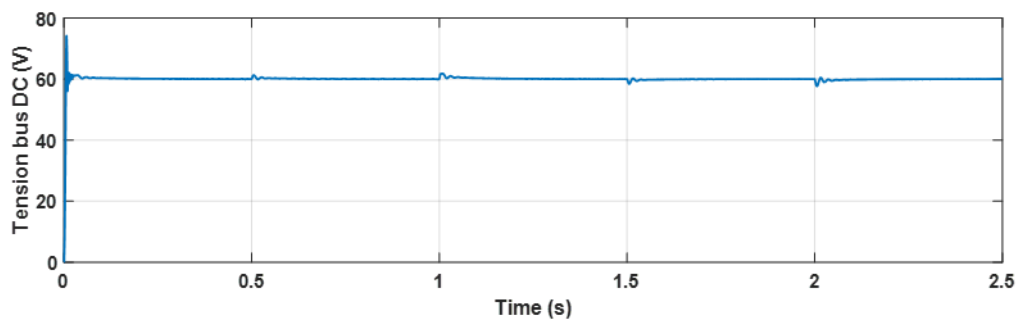


Figure 5.26 .Tension de bus DC.

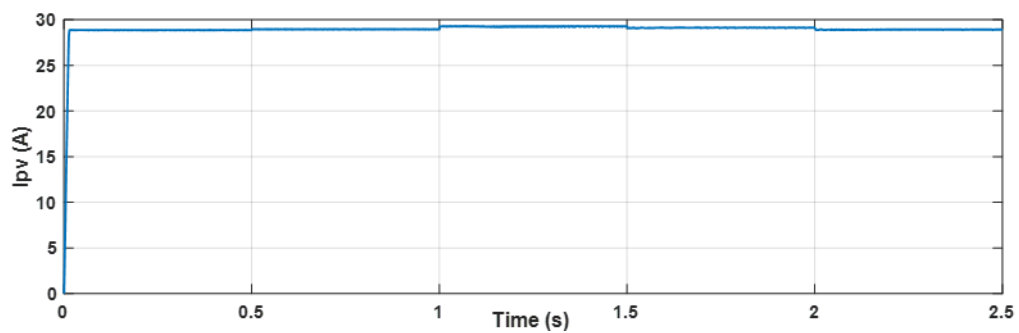


Figure 5.27 .Courant délivré par le module PV.

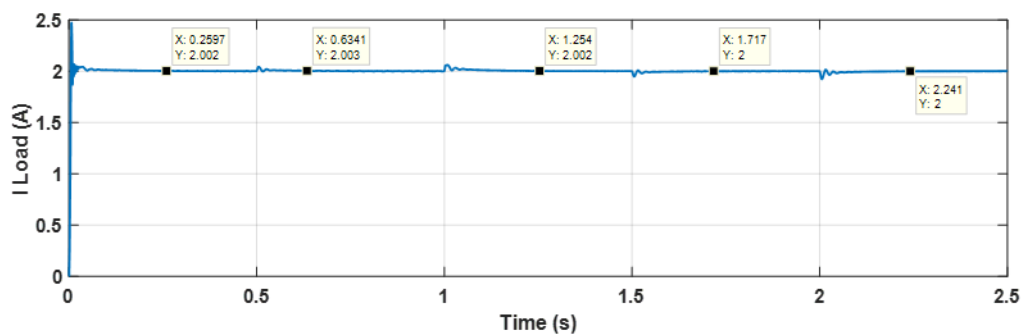


Figure 5.28 .Courant de la charge

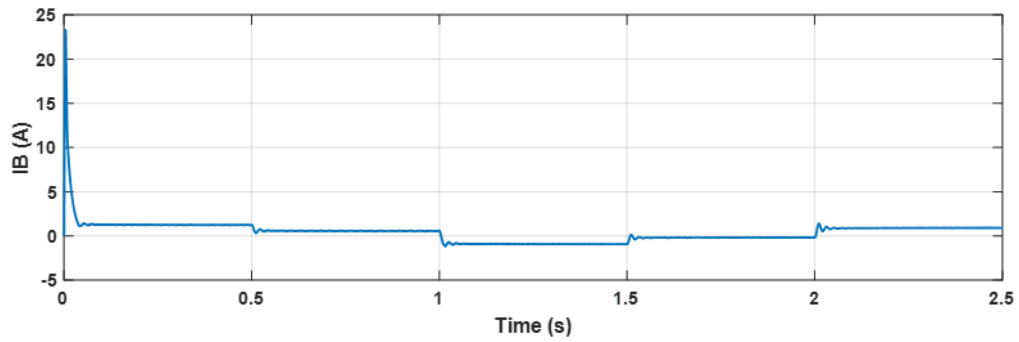


Figure 5.29 .Courant de la batterie

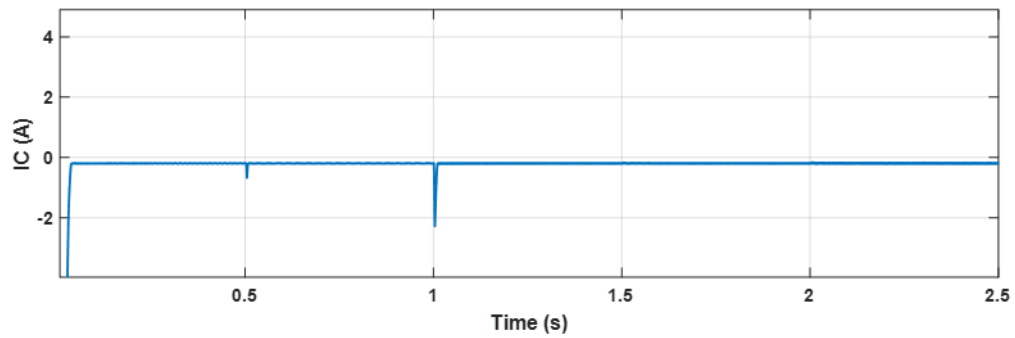


Figure 5.30 .Courant du supercondensateur

❖ (Charge RL , $R= 30$ Ohms , $L= 1$ mH , $VDC_ref= 60$ V)

Pour la validation du modèle mathématique, le module Soltech 1 STH-215-P a été utilisé. Les spécifications électriques de ce panneau PV sont présentées dans le tableau 2.1 :

Tableau 5.4. Les paramètres du modèle simulé

Tension de bus DC (V)	60
Convertisseur Boost DC-DC	
Paramètres (unités)	Valeurs
Condensateur C_{in} (uF)	1200
Inductance L (uH)	45
Condensateur C_{out} (uF)	1200
Fréquence de hachage de L'IGBT (kHz)	15
Charge (Résistance) R (ohms)	30
Charge (Inductance) L (mH)	1
Convertisseur Buck- Boost DC-DC (Batterie)	
Inductance L (mH)	5
Fréquence de hachage de L'IGBT (kHz)	15
Convertisseur Buck- Boost DC-DC (Supercondensateur)	
Inductances L_1 et L_2 (mH)	5
Fréquence de hachage de L'IGBT (kHz)	15
Batteries	
Tension nominale (V)	48
Capacité (Ah)	8
L'état initial de charge (%)	50
Supercondensateur	
Capacité (F)	9.5
Tension (V)	48
Tension initial (V)	10
Température de fonctionnement (C°)	25

Le profil d'irradiation solaire est présenté par la figure.5.31, tandis que la figure.5.32 présente les valeurs MPP du module PV pour différentes valeurs d'irradiation.

Dans ce qui suit, et pour plus de clarté, la puissance PV produite (Figure 5.33) et la puissance de charge sont toujours positives (Figure 5.34), tandis que la puissance de la batterie (Figure 5.35) et la puissance du supercondensateur (Figure 5.36) sont positives lorsqu'elles fournissent de l'énergie et négatives lorsqu'elles absorbent de l'énergie.

Pour la variation brusque de l'irradiation solaire, la puissance de charge reste constante d'environ 120 W pendant une période de 2.5 s. Comme on peut l'observer sur la figure 5.34. Au début, la puissance PV générée est de 86.14 W (pour un rayonnement solaire de 400 W/m²) et la puissance de charge est de 120.2 W. Par conséquent, le stockage hybride actif fournit la puissance restante requise de 34.06 W à la charge, la batterie fournissant la puissance moyenne et le supercondensateur gérant les changements rapides se produisant en un temps très court. Après cela, l'intensité lumineuse du soleil est augmentée à 600 W/m² (à t = 0.5 s) et 1000 W/m² (à t = 1 s) ; par conséquent, la puissance PV augmente à 129.3 W et 212.8 W, respectivement. Pendant cette période, la puissance PV est supérieure à la puissance de charge, et donc la batterie se charge avec la puissance moyenne excédentaire restante, tandis que le supercondensateur absorbe les variations et les pics de hautes fréquences (en d'autres termes les changements rapides qui se produisent en un temps très court). À t = 1.5 s, l'intensité du rayonnement solaire chute à 800 W/m², ce qui donne une puissance PV produite de 171.8 W,

qui reste supérieure à la demande de charge. Pendant cette période ($t = 1.5 - 2$ s), la puissance moyenne restante est absorbée par la batterie, et la transition rapide est fournie par le supercondensateur. De même, à $t = 2.5$ s, l'intensité lumineuse du soleil est réduite à 500 W/m^2 , résultant à 107.8 W de puissance PV produite, ce qui est inférieur à la demande de charge. Ainsi, la batterie fournit la différence de puissance d'environ 12.2 W et le supercondensateur gère les variations hautes fréquence, soulageant ainsi la batterie et prolongeant sa durée de vie. De plus, l'équilibre de puissance est atteint dans tous les cas.

Un autre paramètre important est la tension du bus CC, qui doit être maintenue constante à 60 V . Dans la Fig. 5.37, la tension du bus CC reste stable à proximité de 60 V pendant tous les variations brusques d'irradiation solaire.

La figure 5.38 présente le courant PV, tandis que le courant fourni à la charge est présenté par la figure 5.39. Le courant de la batterie et le courant du supercondensateur, côté liaison CC, sont présentés par les figures 5.40 et 5.41 respectivement. Ces courbes prouvent à son tour que le résultat souhaité est atteint.

De plus, les contrôleurs de courant dans les convertisseurs bidirectionnels de la batterie et du supercondensateur fournissent le rapport cyclique correspondant pour chaque convertisseur. De plus, malgré les variations soudain que le système subit, chaque contrôleur répond extrêmement rapidement et fournit le rapport cyclique requis pour le fonctionnement du convertisseur bidirectionnel. Plus précisément, le convertisseur de batterie fonctionne en mode boost (décharge de la batterie) lorsque la puissance générée par le panneau est insuffisante, tandis qu'en mode abaisseur (charge de la batterie) pendant les moments où la production e l'énergie solaire est excédentaire. De plus, le supercondensateur pendant les premières fractions de seconde de chaque transition, notamment les deux premières transitions, intervient et gère, les variations rapides qui se produisant en un temps très court. Pendant les périodes restantes, le supercondensateur absorbe les fluctuations autour de zéro. De cette façon, les performances dynamiques du système sont vérifiées.

Notant que les résultats de simulation pour une charge RL ($R= 30 \text{ Ohms}$, $L= 1 \text{ mH}$) sont identiques à celle de la simulation précédente (charge $R=30 \text{ Ohms}$). Ceci peut être expliqué par le fait que pour une tension et un courant continu (sa valeur est constante), la tension aux bornes de l'inductance, notamment en régime permanent est nul.

En effet : $L \frac{di}{dt} = 0$ car i est constant.

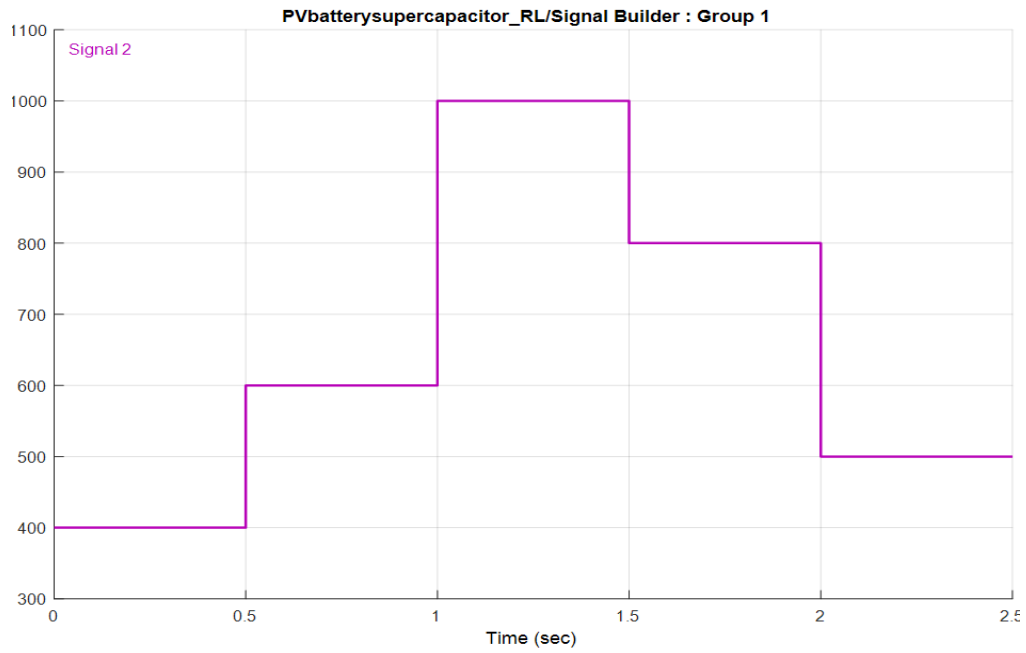


Figure 5.31 .Profile d'irradiation

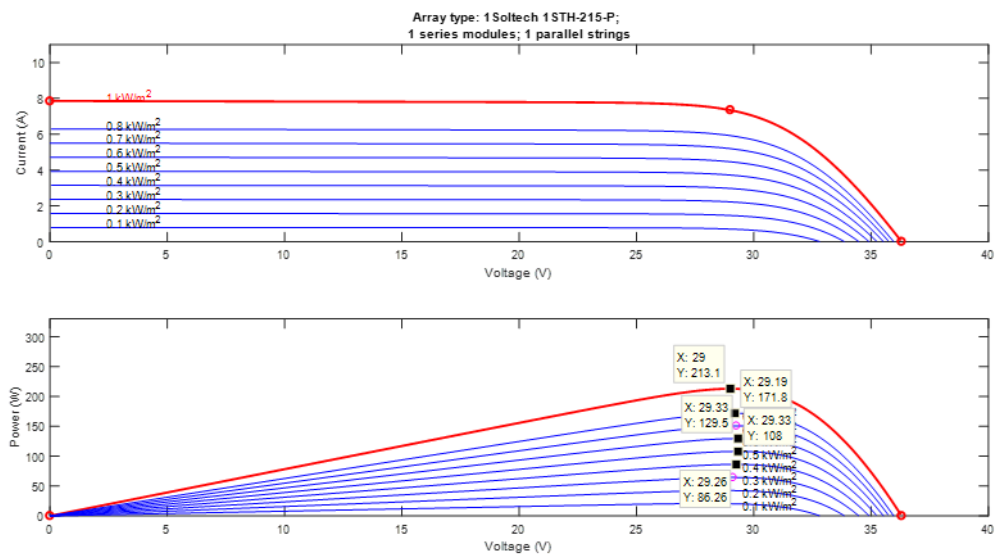


Figure 5.32 .Valeurs MPP du module PV pour différent valeurs d'irradiation

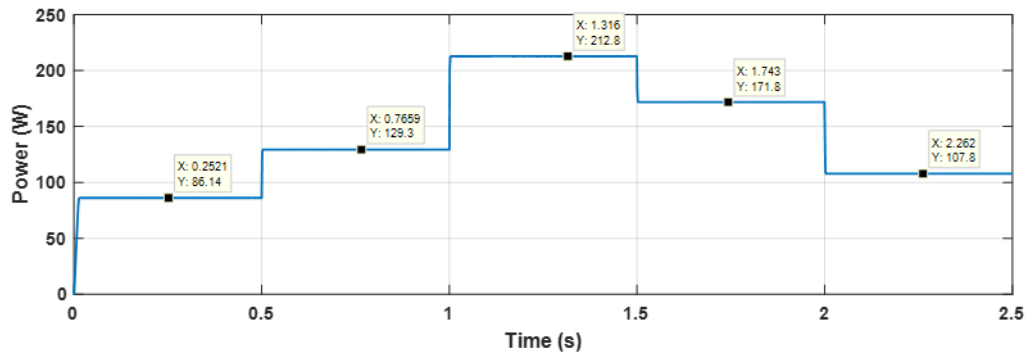


Figure .5.33.Puissance du module PV

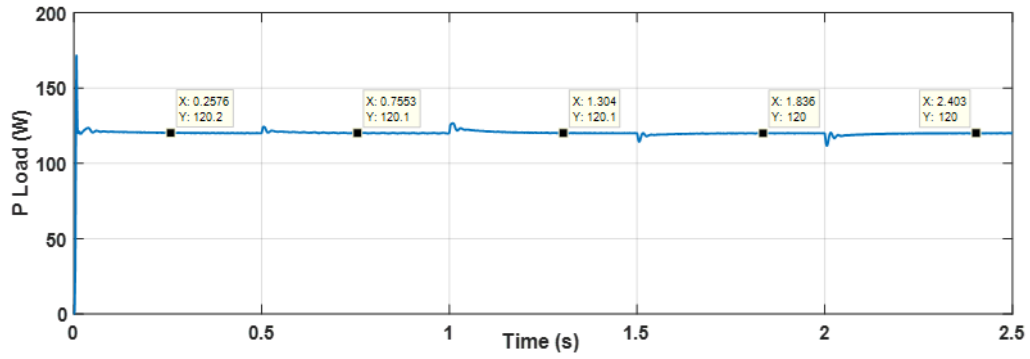


Figure.5.34 .Puissance consommée par la charge.

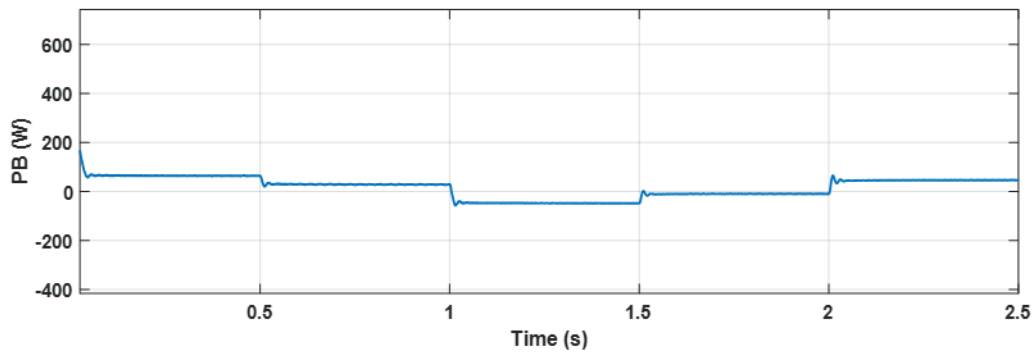


Figure.5.35 .Puissance de la batterie

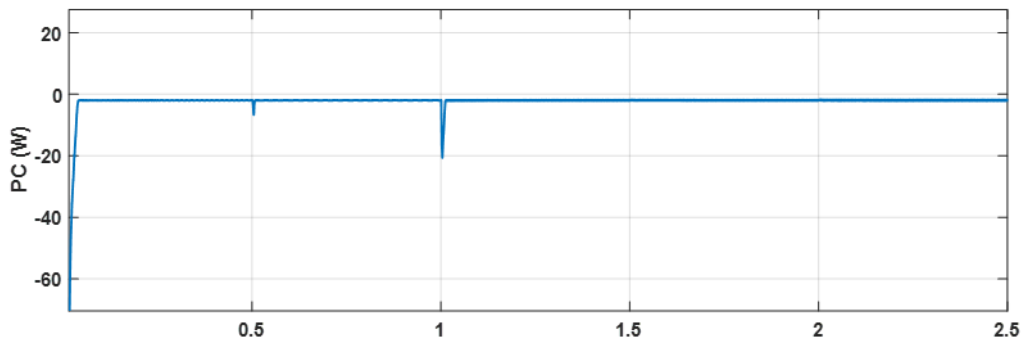


Figure.5.36 .Puissance du supercondensateur

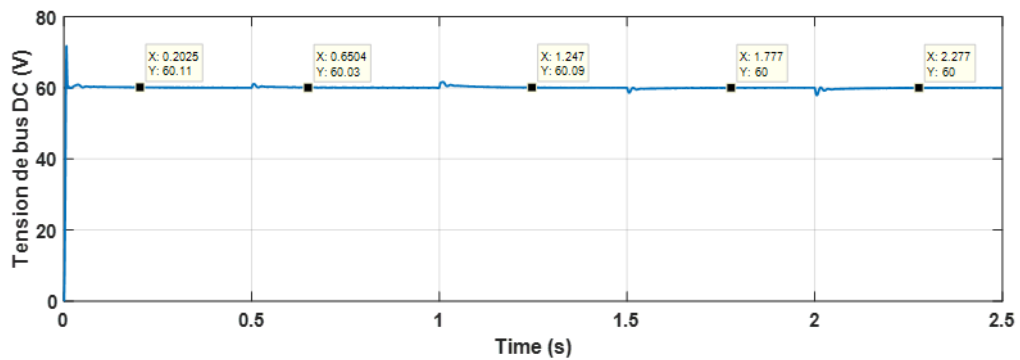


Figure.5.37 .Tension de bus DC.

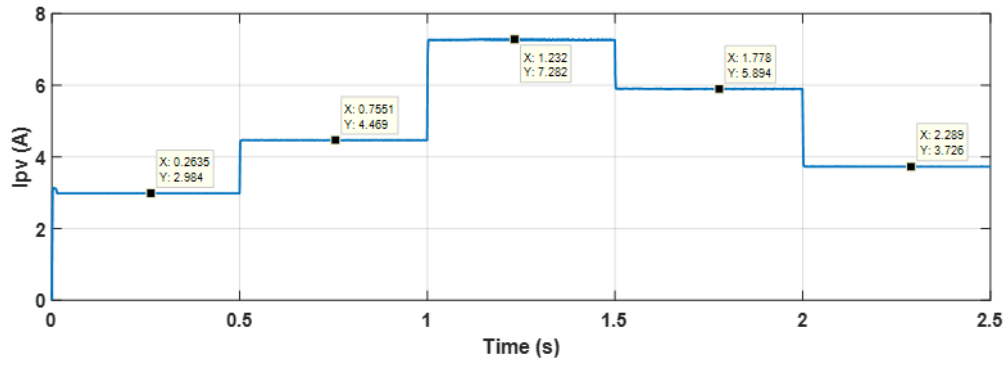


Figure.5.38 .Courant délivré par le module PV.

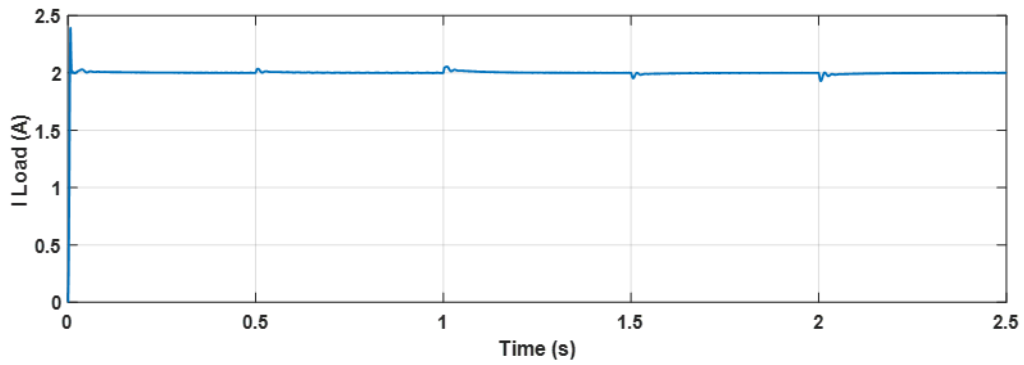


Figure.5.39 .Courant de la charge

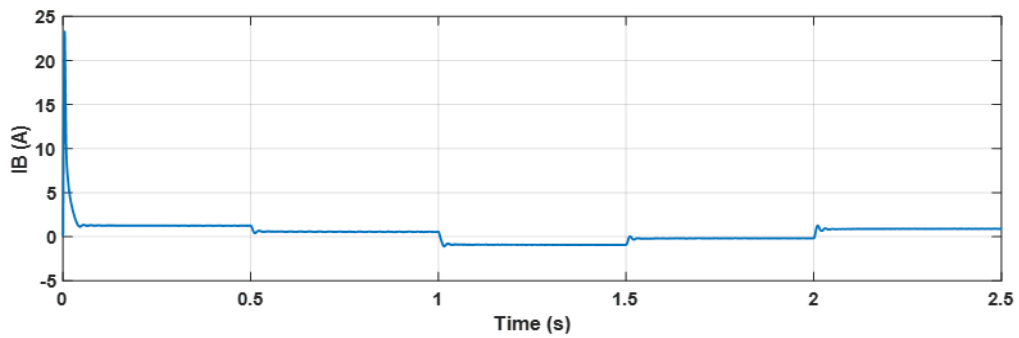
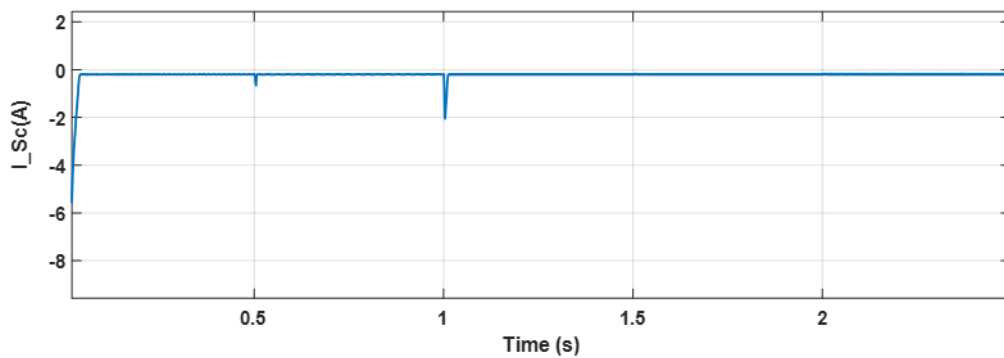


Figure.5.40 .Courant de la batterie



5.41. Courant du supercondensateur

5.4. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons simulé le comportement d'un système photovoltaïque de production d'énergie électrique qui contient un panneau PV, un hacheur boost, une charge DC (R ou RL), ainsi que le système de stockage hybride actif HESS représenté par la batterie et le super condensateur qui sont liés au bus DC de convertisseur Boost par l'intermédiaire des convertisseurs bidirectionnels Buck-Boost.

Le principe était d'offrir une référence de puissance appropriée pour le système PV et les systèmes de stockage d'énergie afin de fournir une tension de bus continue constante au borne de la charge en utilisant le contrôle linéaire basé sur le régulateur PI. De plus, le système PV était contrôlé par la stratégie MPPT ANN-Fuzzy pour atteindre sa puissance maximale sous différentes conditions de fonctionnement. Les performances du système proposé ont été testées avec des changements soudains des niveaux d'éclairement solaire. Les résultats de la simulation ont indiqué que le système proposé fournit une tension de bus DC stable avec un léger dépassement, ainsi qu'une petite ondulation autour de la valeur de tension de référence.

Comme on peut constater clairement que le système proposé a produit la puissance demandée par la charge sous différentes conditions d'irradiation solaire et dans tous les cas proposés dans ce chapitre.

Conclusion générale et perspectives

La contribution principale présentée par cette thèse est la conception d'un contrôleur MPPT basée sur les méthodes d'intelligence artificielle, et la combinaison des réseaux de neurones artificiels avec la logique floue afin d'exploiter les caractéristiques de chacune de ces approches, tels que la capacité d'apprentissage qui caractérise la technique ANN, ainsi que la rapidité et la précision qu'offre la logique floue FL. Afin d'optimiser le coût, nous avons minimiser le nombre de règles floue à 7 règles dans ce travail. Le rôle principal de ce contrôleur est l'optimisation de l'énergie récolté d'un système photovoltaïque PV en adressant les problèmes et les inconvénients provoqués par les méthodes MPPT conventionnelles tels que la convergence lente, l'imprécision, les dépassements en phase transitoires, les oscillations en régime permanent, et la divergence lors de changements brusques qui se produisent imprévisiblement pour l'irradiation solaire et la température.

Des statistiques et des données récentes sur la production et la consommation d'énergie solaire photovoltaïque, ainsi que la capacité des installations PV à l'échelle mondiale ont été présentées au début de ce travail. Les perspectives de l'Algérie en matière d'énergie photovoltaïque sont également discutées.

Une explication de l'effet photovoltaïque PV ainsi qu'une catégorisation des différentes technologies de cellules solaires photovoltaïques ont été incluses dans notre travail, des généralités sur l'énergie solaire et les panneaux photovoltaïques ont été également abordés dans cette recherche.

Divers architectures et topologies des installations photovoltaïques sont également exposées dans cette étude, y compris, les systèmes photovoltaïques autonomes et les installations PV connectées au réseau. La composition et les techniques de protection des générateurs PV ont été aussi présentées dans ce travail.

Nous avons introduit les modèles mathématiques des éléments qui constituent notre système photovoltaïque, en illustrant tout d'abord les différents modèles de cellules photovoltaïques, tels que le modèle idéal, le modèle à une diode et le modèle à deux diodes, puis on a rappelé les caractéristiques des cellules photovoltaïques I-V et P-V ainsi que les facteurs critiques qui les affectent, tels que la température et l'irradiation solaire, et d'autres paramètres à l'intérieur de la cellule elle-même, tels que la résistance série, la résistance shunt et le facteur de qualité.

Nous avons donné également la modélisation mathématique de trois catégories de convertisseurs statiques DC-DC, en raison de l'importance de l'étape d'adaptation dans ce type d'application, où il s'agit typiquement d'un hacheur abaisseur Buck, ou un hacheur survolteur Boost ou un hacheur abaisseur-survolteur Buck-Boost. Un modèle mathématique général des batteries et des super-condensateurs a été présenté au bout de cette partie.

Nous avons couvert en détail les différentes techniques MPPT les plus fréquemment rencontrées dans la littérature. L'existence de Plusieurs formes de commandes MPPT montrent que ce domaine d'étude est encore en développement et qu'il est difficile de trouver une ou méthode généralisée. La sélection de la technique MPPT appropriée à un système PV déterminé, dépend généralement de facteurs cruciaux tels que le coût, la complexité de la mise en œuvre, la précision, la vitesse de convergence, la robustesse face au changement brusque des

circonstances météorologiques, surtout l'ensoleillement et la température. Il est important de souligner que des efforts importants ont été déployés par plusieurs chercheurs pour améliorer les performances des approches MPPT.

Parce que cette étude porte sur les systèmes photovoltaïques autonomes utilisés dans les zones rurales et les sites isolés, il est nécessaire que ces systèmes intègrent fréquemment des systèmes de stockage d'énergie afin d'assurer une certaine autonomie et une alimentation électrique continue des charges, en particulier pendant les périodes où l'installation photovoltaïque ne produit aucune énergie (les jours nuageux, les nuits). Cela nous a incités à effectuer une recherche systématique sur les ressources énergétiques distribuées (DER) et les micro-réseaux à courant continu construits à base de multiples sources d'énergie renouvelable, les systèmes de stockage d'énergie hybrides (HESS), y compris les systèmes de stockage à base de batteries (BESS).

Les batteries, super-condensateurs et autres dispositifs de stockage d'énergie sous diverses formes, tels que le système de stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES), sont fréquemment utilisés dans les systèmes de stockage d'énergie hybrides (HESS).

Nous avons exposé également la façon dont les systèmes solaires suivent leur propre point de puissance maximale MPP lors de la variation de diverses conditions météorologiques (irradiation solaire et température), en utilisant le contrôleur conçu et développé à base de la logique floue FL et l'unité de commande développée à base des réseaux de neurones artificiels ANN. Et en particulier, ces deux approches ont été combinées pour concevoir et développer le contrôleur ANN-Fuzzy MPPT qui a été proposé dans cette thèse.

Ces trois contrôleurs sont ensuite évalués et comparés en prenant en compte des facteurs décisifs tels que la précision du suivi, la vitesse de convergence, l'efficacité, le dépassement pendant le régime transitoire et les oscillations autour du point de fonctionnement en régime permanent. Les résultats de la simulation confirment l'efficacité du contrôleur ANN-Fuzzy MPPT proposé dans des conditions transitoires et stables. La stratégie ANN-Fuzzy MPPT proposée surpasse les contrôleurs FL et ANN MPPT en termes de vitesse et de précision maximales de suivi du point de puissance lorsqu'elle est simulée dans des conditions météorologiques standard et soudainement changeantes (irradiation solaire et température).

La fonctionnalité d'un système solaire conçu pour générer de l'énergie a été examinée. Ce système se compose d'un panneau photovoltaïque (PV), d'un hacheur élévateur, d'une charge CC (résistive ou inductive) et d'un système de stockage d'énergie hybride actif (HESS). Les convertisseurs Buck-Boost bidirectionnels relient le bus CC du convertisseur Boost à la batterie et au supercondensateur du HESS. L'objectif était de fournir une référence de puissance appropriée pour les systèmes photovoltaïques et de stockage d'énergie afin de maintenir la tension du bus CC stable aux bornes de la charge. Un contrôleur linéaire proportionnel-intégral (PI) a été utilisé pour accomplir cette tâche. De plus, le système photovoltaïque (PV) a été contrôlé à l'aide de l'approche de suivi du point de puissance maximale ANN-fuzzy pour obtenir une puissance maximale dans des conditions environnementales variables.

En perspective :

Élaboration d'un banc d'essai afin d'implémenter le contrôleur ANN-Fuzzy MPPT en temps réel, dans le but de valider expérimentalement l'efficacité de cette technique MPPT suggérée dans cette thèse.

Prendre en compte l'effet de l'ombrage partiel lors de l'amélioration du contrôleur ANN-Fuzzy, afin qu'il puisse s'adapter à cette circonstance fréquemment rencontrée dans les générateurs photovoltaïques.

La création et le développement d'autres contrôleurs MPPT, basés sur différentes méthodes d'IA, y compris l'apprentissage profond (Deep Learning) et l'apprentissage par renforcement (Q-Learning).

L'investigation et l'analyse des applications qui suscitent l'intérêt à l'échelle mondiale, notamment la communauté scientifique, ainsi que des tendances émergentes et des technologies de pointe, telles que les véhicules électriques et leurs stations de recharge (bornes de recharge des voitures électriques).

Développer des méthodes basées sur l'intelligence artificielle pour contrôler le flux d'énergie dans un micro-réseau à courant continu.

L'étude et l'analyse des topologies d'installations solaires massives (centrales photovoltaïques), et leur interconnexion au réseau électrique, tout en utilisant des techniques intelligentes pour contrôler les onduleurs qui constituent l'équipement essentiel pour assurer cette opération.

L'étude et l'analyse des réseaux électriques intelligents (Smart Grid).

Bibliographie

- [1] H. G. Ali, R. V. Arbos, J. Herrera, A. Tobón, et J. P-Restrepo, “Non-Linear Sliding Mode Controller for Photovoltaic Panels with Maximum Power Point Tracking,” *Processes*, vol. 8, no. 1, p. 108, Jan. 2020, doi : 10.3390/pr8010108.
- [2] H. Doubabi, “ Contribution à l’amélioration de l’efficacité d’une chaîne de conversion photovoltaïque, ” Thèse de doctorat, dép. G.Elect., Université de Reims Champagne Ardenne ., Reims., France, 2021.
- [3] E. Bellini. (2023, Feb.16). La capacité solaire mondiale pourrait atteindre 350,6 GW en 2023, selon TrendForce. [En ligne]. Disponible : <https://www.pv-magazine.fr/2023/02/16/la-capacite-solaire-mondiale-pourrait-atteindre-3506-gw-en-2023-selon-trendforce/>.
- [4] M. Kermadi et E. M. Berkouk, “Artificial intelligence-based maximum power point tracking controllers for Photovoltaic systems: Comparative study,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 369–386, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.125.
- [5] S. Mougari. (2022, Jul.10). Les 1ers kilowattheures photovoltaïques produits vers la fin 2023-Economie, El Moudjahid. [En ligne]. Disponible : <https://www.elmoudjahid.dz/fr/economie/solar-1000-mw-les-1ers-kilowattheures-photovoltaïques-produits-vers-la-fin-2023-185488>.
- [6] S. Berlin Jeyaprabha et A. Immanuel Selvakumar, “Optimal sizing of photovoltaic/battery/diesel based hybrid system and optimal tilting of solar array using the artificial intelligence for remote houses in India,” *Energy and Buildings*, 96:40 – 52, 2015. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.03.012>.
- [7] M. Ahmed, I. Harbi, R. Kennel, M. L. Heldwein, J. Rodríguez, et M. Abdelrahem, “Performance Evaluation of PV Model-Based Maximum Power Point Tracking Techniques,” *Electronics*, vol. 11, no. 16, p. 2563, Aug. 2022, doi: 10.3390/electronics11162563.
- [8] E. J. Yun, J. T. Park, et C. G. Yu, “An maximum power point tracking interface circuit for low-voltage DC-type energy harvesting sources,” *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, vol. 11, no. 6, pp. 3108–3118, Dec. 2022, doi: 10.11591/eei.v11i6.4124.
- [9] J. H. Kumar, S. B. Ch, et J. Yugandhar, “Design and Investigation of Short Circuit Current Based Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic System,” *Science Academy Publisher International Journal of Research and Reviews in Electrical and Computer Engineering*, vol. 1, no. 2, pp. 2046–5149, Jul. 2011.
- [10] K. Ullah, Y. Wang, A. Zaman, H. Imtiaz, S. Ahmad, et B. Kumar, “Maximum Power Point Technique (MPPT) for PV System Based on Improved Pert and Observe (P&O) Method with PI Controller,” *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, vol. 6, no. 12, pp. 813–819, Dec. 2019.
- [11] L. Merabet, A. Ourici, et T. Wafa, “Efficiency of perturb and observe mppt for pv system with boost converter,” *BEST: International Journal of Management Information Technology and Engineering (BEST: IJMITE)*, vol. 8, p. 14, Nov. 2021.
- [12] S. Salman, X. AI, et Z. WU, “Design of a P&O algorithm based MPPT charge controller for a stand-alone 200 W PV system,” *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 3, no. 1, Aug. 2018, doi: 10.1186/s41601-018-0099-8.
- [13] S. Motahhir, A. E. Hammoumi, et A. E. Ghzizal, “Photovoltaic system with quantitative comparative between an improved MPPT and existing INC and P&O methods under fast varying of solar irradiation,” *Energy Reports*, vol. 4, pp. 341–350, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.egyr.2018.04.003.

- [14] A. A. AlZubaidi, L. A. Khaliq, H. S. Hamad, W. K. Al-Azzawi, M. S. Jabbar, et T. A. Shihab, "MPPT implementation and simulation using developed P&O algorithm for photovoltaic system concerning efficiency," *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, vol. 11, no. 5, pp. 2460–2470, Oct. 2022, doi: 10.11591/eei.v11i5.3949.
- [15] D. Choudhary et A. Saxena, "Incremental Conductance MPPT Algorithm for PV System Implemented Using DC-DC Buck and Boost Converter," *International Journal of Engineering Research and Applications*, vol. 4, no. 8, pp. 123–132, Aug. 2014.
- [16] L. Shang, H. Guo, et W. Zhu, "An improved MPPT control strategy based on incremental conductance algorithm," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 5, no. 1, Jun. 2020, doi: 10.1186/s41601-020-00161-z.
- [17] S. Necaibia, M. S. Kelaiaia, H. Labar, A. Necaibia, et E. D. Castronuovo, "Enhanced auto-scaling incremental conductance MPPT method, implemented on low-cost microcontroller and SEPIC converter," *Solar Energy*, vol. 180, pp. 152–168, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.01.028.
- [18] R. Kerid et Y. Bounnah, "Modeling and parameter estimation of solar photovoltaic based MPPT control using EKF to maximize efficiency," *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, vol. 11, no. 5, pp. 2491–2499, Oct. 2022, doi: 10.11591/eei.v11i5.3782.
- [19] C. R. Algarín, J. T. Giraldo et O. R. Álvarez, "Fuzzy Logic Based MPPT Controller for a PV System," *Energies*, vol. 10, no. 12, p. 2036, Dec. 2017, doi: 10.3390/en10122036.
- [20] T. Zhu, J. Dong, X. Li, et S. Ding, "A Comprehensive Study on Maximum Power Point Tracking Techniques Based on Fuzzy Logic Control for Solar Photovoltaic Systems," *Frontiers in Energy Research*, vol. 9, Jul. 2021, doi: 10.3389/fenrg.2021.727949.
- [21] R. M. Asif et al., "Design and analysis of robust fuzzy logic maximum power point tracking based isolated photovoltaic energy system," *Engineering Reports*, vol. 2, no. 9, Jul. 2020, doi: 10.1002/eng2.12234.
- [22] S. Messalti, A. Harrag, et A. Loukriz, "A new variable step size neural networks MPPT controller: Review, simulation and hardware implementation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, pp. 221–233, Feb. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.131.
- [23] A. F. Toure, F. Danioko, et B. Diourte, "Application of Artificial Neural Networks for Maximal Power Point Tracking," *International Journal of Sustainable and Green Energy*, vol. 10, no. 2, p. 40, 2021, doi: 10.11648/j.ijrse.20211002.12.
- [24] M. H. Parvaneh et P. G. Khorasani, "A new hybrid method based on Fuzzy Logic for maximum power point tracking of Photovoltaic Systems," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 1619–1632, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.egy.2020.06.010.
- [25] A. Kumar, A. Kumar, et R. Arora, "Overview of Genetic Algorithm Technique for maximum Power Point Tracking (MPPT) of Solar PV System," *IJCA Proceedings on Innovations in Computing and Information Technology (Cognition 2015)*, vol. COGNITION 2015, no. 3, pp. 21–24, Jul. 2015.
- [26] T. A. Wani et al., "A Review of Fuzzy Logic and Artificial Neural Network Technologies Used for MPPT," *Turkish Journal of Computer and Mathematics Education (TURCOMAT)*, vol. 12, no. 2, pp. 2912–2918, Apr. 2021, doi: 10.17762/turcomat.v12i2.2327.
- [27] A. R. Reisi, M. H. Moradi, et S. Jamasb, "Classification and comparison of maximum power point tracking techniques for photovoltaic system: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 433–443, Mar. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.052.

- [28] B. Subudhi et R. Pradhan, "A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 89–98, Jan. 2013, doi: 10.1109/tste.2012.2202294.
- [29] Z. Salam, J. Ahmed, et B. S. Merugu, "The application of soft computing methods for MPPT of PV system: A technological and status review," *Applied Energy*, vol. 107, pp. 135–148, Jul. 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.02.008.
- [30] P. Bhatnagar et R. K. Nema, "Maximum power point tracking control techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 224–241, Jul. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.02.011.
- [31] A. Mellit et S. A. Kalogirou, "MPPT-based artificial intelligence techniques for photovoltaic systems and its implementation into field programmable gate array chips: Review of current status and future perspectives," *Energy*, vol. 70, pp. 1–21, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.03.102.
- [32] A. Boukari, "L'impact des énergies renouvelables sur l'environnement," Thèse de doctorat, Université Ahmed Draïa., Adrar., Algérie, 2017.
- [33] S. Necaibia, "Stockage de l'énergie par batterie d'une installation photovoltaïque appliquée à un pompage solaire," Thèse de doctorat, dép. Electrotech., Université Badji Mokhtar., Annaba., Algérie, 2019.
- [34] T. Boutabba, "Contribution à la modélisation et à la commande d'un système de génération hybride Solaire-Eolien," Thèse de doctorat, dép. Electrotech., Université de Batna 2 – Mostefa Ben Boulaïd., Batna., Algérie, 2018.
- [35] N. Aouchiche, "Conception d'une commande MPPT optimale à base d'intelligence artificielle d'un système photovoltaïque," Thèse de doctorat, dép. G.Elect., Université de Technologie de Belfort-Montbéliard., Belfort., France, 2020.
- [36] B. Korich, "Contribution à l'amélioration des performances d'un système d'énergie renouvelable," Thèse de doctorat, dép. G.Elect., Université Ziane Achour., Djelfa., Algérie, 2022.
- [37] A. Lazizi, "Modélisation, contrôle et gestion énergétique d'une installation de pompage solaire," Thèse de doctorat, dép. G.Elect., Université M'hamed Bougara., Boumerdes., Algérie, 2019.
- [38] M. Rebah. (2022, Nov.7). *Energies renouvelables en Algérie : l'exigence de passer à la vitesse supérieure*, Association Journalistes-écrivains pour la Nature et l'écologie. [En ligne]. Disponible : <https://www.jne-asso.org/2022/11/07/energies-renouvelables-en-algerie-lexigence-de-passer-a-la-vitesse-superieure/>.
- [39] S. Makhloufi, S. Khennas, S. Bouchaïb, et A. Hadj Arab, "Multi-objective cuckoo search algorithm for optimized pathways for 75 % renewable electricity mix by 2050 in Algeria," *Renewable Energy*, vol. 185, pp. 1410–1424, Nov. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.10.088>.
- [40] I.B. (2022, Sep.4). *Les statistiques détaillées des énergies renouvelables en Algérie, L'Algérie aujourd'hui*. [En ligne]. Disponible : <https://lalgerieaujourd'hui.dz/les-statistiques-detaillees-des-energies-renouvelables-en-algerie/>.
- [41] H. Louki, A. Omeiri, et L. Merabet, "Optimized ANN-fuzzy MPPT controller for a stand-alone PV system under fast-changing atmospheric conditions," *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, vol. 12, no. 4, pp. 1960–1981, Mar. 2023, DOI: 10.11591/eei.v12i4.5099.
- [42] I. Bouchareb, "Cours énergie renouvelable". Ecole polytechnique de constantine, Constantine, 2016.

- [43] C. Tiller, “Case Study of a Large-Scale Solar and Wind Power Hybrid System at Fakken Wind Farm, Troms” Mémoire de master, dép. phys et tech . , L'Université arctic de Norvège., Troms., Norvège, 2017.
- [44] M.Attia, “ Contribution à l'étude et la commande des systèmes solaires et éoliens, ” Thèse de doctorat, dép. Electromécanique., Université Larbi Tébessi., Tébessa., Algérie, 2022.
- [45] A. Mahammedi, “ Contribution à la Commande d'un Convertisseur de Puissance aux Topologies Améliorées Associé à un Générateur Photovoltaïque Basée sur les Techniques Avancées, ” Thèse de doctorat, dép. G.Elect. , Université Ziane Achour., Djelfa., Algérie, 2020.
- [46] F. Bandou, “, Contribution à l'analyse des performances électriques et thermiques des modules photovoltaïques de différentes technologies ” Thèse de doctorat, dép. Électronique. , Université Mouloud Mammeri ., Tizi-Ouzou ., Algérie, 2016.
- [47] B. Bendib, “Une nouvelle approche de modélisation et de commande des systèmes photovoltaïques autonomes, ” Thèse de doctorat, dép. Electrotech., Université Ferhat Abbas., Setif., Algérie, 2017.
- [48] N. Tkouti, “Control Flou Génétique d'un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique, ” Thèse de doctorat, dép. Electrotech. Université Mohamed Khider., Biskra., Algérie, 2019.
- [49] A. Houari, “Contribution à l'étude de micro-réseaux autonomes alimentés par des sources Photovoltaïques, ” Thèse de doctorat, Université de Lorraine, France, 2012.
- [50] M. Park, S. Ahn, J. H. Yun, J. Gwak, A. Cho, S. Ahn, K. Shin, D. Nam, H. Cheong, et K. Yoon, “Characteristics of Cu (In, Ga) Se 2 (CIGS) thin films deposited by a direct solution coating process, ”Journal of Alloys and Compounds, vol. 513, pp. 68-74, Feb. 2012. <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2011.09.080>.
- [51] W. Cao et J. Xue, “Recent progress in organic photovoltaics: device architecture and optical design, ” Energy & Environmental Science, vol. 7, pp. 2123-2144, 2014.
- [52] B. Gaied Chortane, “Amélioration de l'algorithme MPPT pour un système PV par l'intégration des nouvelles techniques basées sur l'intelligence artificielle, ” Mémoire à l'obtention de la maîtrise, École de technologie supérieure. Université du Québec, Montréal, Canada, 2022.
- [53] D. Bellala, “Contribution à l'optimisation des systèmes de conversion d'énergie : Application aux systèmes photovoltaïques, ” Thèse de doctorat en Sciences, Université de Batna 2 – Mostefa Ben Boulaïd., Batna, Algérie, 2009.
- [54] S.Krouer, “L'optimisation des paramètres d'une cellule photovoltaïque par les algorithmes génétiques, ” Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas., Sétif, Algérie, 2014.
- [55] Z. Bendjellouli, “ Contribution à la modélisation d'une cellule solaire”, Mémoire de Magister, Université de Bechar, 2009.
- [56] S. Ghoudelbourk, “ Etude et modélisation des convertisseurs statiques dans une chaine éolienne à base de la GADA, ” Thèse de doctorat, dép. Electrotech., Université Badji Mokhtar., Annaba, Algérie, 2016.
- [57] M. Aidoud, C.E. Feraga, M. Bechouat, M. Sedraoui et S. Kahla, “Development of photovoltaic cell models using fundamental modeling approaches, ” Energy Procedia, vol.162, pp. 263–274, Apr. 2019, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.04.028>.
- [58] D. Rekioua. E. Matagne, Optimization of photovoltaic power systems: Modelization, Simulation and Control, Green Energy and Technology, 2012.

- [59] F. Adamo, F. Attivissimo, A. D. Nisio, et M. Spadavecchia, "Characterization and testing of a tool for photovoltaic panel modeling," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 60, pp. 1613-1622, 2011.
- [60] R. Chenni, L. Zarour, E. Matagne, et T. Kerbache, "Optimisation d'un système de pompage photovoltaïque," *Sci. Technol. B, Sci. l'ingénieur*, no. 26, pp. 49-54, 2007.
- [61] A. Harrag, et S. Messalti, "Adaptive GA-based reconfiguration of photovoltaic array combating partial shading conditions," *Neural Computing and Applications*, Dec. 2016, <https://doi.org/10.1007/s00521-016-2757-y>.
- [62] S. Dhar, et P.K. Dash, "Adaptive backstepping sliding mode control of a grid interactive PV-VSC system with LCL filter," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.segan.2016.03.001>.
- [63] M.A. Farahat, H.M.B. Metwally, et A.A.S. Mohamed, "Optimal choice and design of different topologies of DC to DC converter used in PV systems, at different climatic conditions in Egypt," *Renewable Energy*, vol. 43, pp. 393-402, Jan. 2012, DOI: 10.1016/j.renene.2011.10.021.
- [64] N. Aouchiche, M.S. Ait Cheikh, M. Becherif, et A. E.M. Hadjarab, "Fuzzy Logic Approach Based Mppt for the Dynamic Performance Improvement for PV Systems," *Solar Power Europe*; 2019. <https://doi.org/10.1109/ICEE-B.2017.8191986>.
- [65] H. M. Anouar, et R.A. Provashish, "A Modified Incremental Conductance Based Photovoltaic MPPT Charge Controller," en conf. *International Conference on Electrical, Computer and Communication Engineering (ECCE)*, Feb 2019, pp. 7-9 <https://doi.org/10.1109/ECACE.2019.8679308>.
- [66] Y. Soufi, M. Bechouat, et S. Kahla, "Fuzzy-PSO controller design for maximum power point tracking in photovoltaic system," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, pp. 8680-8688, Mar. 2017, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.212>.
- [67] A. Ballouti, F. Djahli, A. Bendjadou, N. Belhaouchet, et A. Benhamadouche, "Mppt system for photovoltaic module connected to battery adapted for unstable atmospheric conditions using vhdl-ams," *Arabian Journal for Science and Engineering*, vol. 39, Sep. 2013, . <https://doi.org/10.1007/s13369-013-0767-y>.
- [68] A.K. Pati, et N.C. Sahoo. "A new approach in maximum power point tracking for a photovoltaic array with power management system using Fibonacci search algorithm under partial shading conditions," *Energy Systems*, vol. 7, pp. 145-172, Jan. 2016, <https://doi.org/10.1007/s12667-015-0185-1>.
- [69] O. Guenounou, B. Dahhou, et F. Chabour, "Adaptive fuzzy controller based MPPT for photovoltaic systems" *Energy Conversion and Management*, vol. 78, pp. 843-850, Feb. 2014, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.07.093>.
- [70] K.M. Tsang, et W.L. Chan, "Model based rapid maximum power point tracking for photovoltaic systems," *Energy Conversion and Management*, vol. 70, pp. 83-89, Jun. 2013, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.02.018>.
- [71] M. Amarouayache, "Contribution à l'optimisation d'une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque," *Thèse de doctorat, dép. Electrotech. Université Constantine 1., Constantine., Algérie*, 2014.
- [72] M. Bechouat, "Commandes non Linéaires des Systèmes Photovoltaïques," *Thèse de doctorat, dép. G.Elect. Université 8 Mai 1945. Guelma., Algérie*, 2017.

- [73] S. Gomathy, S.Saravanan et S.Thangavel, "Design and implementation of maximum power point tracking (mppt) algorithm for a standalone pv system," *International journal of scientific & engineering research*, vol.3, Mar. 2012.
- [74] R. B. Bollipo, S. Mikkili et P. K. Bonthagorla, "Critical review on pv mppt techniques : classical, intelligent and optimisation," *IET Renewable Power Generation* ,vol.14,pp. 1433-1452, Jun. 2020 , <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.1163>.
- [75] I. Houssamo, F. Locment et M. Sechilariu, "Experimental analysis of impact of mppt methods on energy efficiency for photovoltaic power systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 46, pp. 98–107, Mar.2021, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.10.048>.
- [76] S. Motahhir, A. El Hammoumi et A. El Ghzizal , "The most used mppt algorithms : Review and the suitable low-cost embedded board for each algorithm, " *Journal of cleaner production*, 2020,<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118983>.
- [77] N. El Ghossein, J. P. Salameh, N. Karami, M. El Hassan et M. B. Najjar. "Survey on electrical modeling methods applied on different battery types, " en conf. Third International Conference on Technological Advances in Electrical, Electronics and Computer Engineering (TAEECE). IEEE, apr 2015.
- [78] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei et E. F. Fuchs, "Theoretical and Experimental Analyses of Photovoltaic Systems with voltage-and Current-based Maximum Power-point Tracking", *IEEE Trans. On Energy Conversion*, Vol. 17, No. 4, December 2002.
- [79] J. Ghaisari, M. Habibi, et A. Bakhshai, "An MPPT controller design for photovoltaic PV) system based on the optimal voltage factor tracking", *IEEE Electrical Power Conference, EPC 2007*, pp. 359-362, Oct. 2007.
- [80] B. Bekker et H. J. Beukes, "Finding an optimal PV panel maximum power point tracking method," en Proc. 7th AFRICON Conf. Africa, 2004, pp. 1125–1129.
- [81] I. Salhi, S. Doubabi, N. Essounbouli, et A. Hamzaoui , "Application of multi-model control with fuzzy switching to a micro hydro-electrical power plant, " *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 2071-2079, Sep. 2010, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.02.008>.
- [82] S. El Beid, et S. Doubabi, "DSP-Based Implementation of Fuzzy Output Tracking Control for a Boost Converter, " *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol.61, pp.196 – 209, 2014, DOI:10.1109/tie.2013.2242413.
- [83] O.Opeyemi, et E.O. Justice, "Development of Neuro-fuzzy System for Early Prediction of Heart Attack," *I.J. Information Technology and Computer Science*, vol.9, pp. 22-28,Aug.2012, DOI: 10.5815/ijitcs.2012.09.03.
- [84] S. Patnaik, et Y.M.Yang, "Soft Computing Techniques in Vision Science, " en *Studies in Computational Intelligence*, Springer, 2012,vol. 395, ISBN 978-3- 642-25506-9.
- [85] M. S. Hosseini, et M.Zekri, "Review of Medical Image Classification using the Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System," *Journal of Medical Signals & Sensors*, vol.2, pp. 49–60, Apr.2012.
- [86] A. Menadi, "Commande Par Les Techniques Intelligentes D'un Système Photovoltaïque Connecté Au Réseau," *Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider, Biskra, Algérie*, 2016.
- [87] A. Chikh, et A. Chandra, "An optimal maximum power point tracking algorithm for PV systems with climatic parameters estimation, " *IEEE Transactions on Sustainable Energy*,vol.6,pp. 644 – 652, Apr.2015, DOI: 10.1109/TSTE.2015.2403845.

- [88] C.Larbes , S.M. Ait Cheikh, T.Obeidi, et A.Zerguerras, “Genetic algorithms optimized fuzzy logic control for the maximum power point tracking in photovoltaic system” , *Renewable Energy*, vol.34,pp. 2093-2100,Oct.2009, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.01.006>.
- [89] Y .Shaiek, M.B.Smida, A .Sakly, et M.F.Mimouni, “Comparison between conventional methods and GA approach for maximum power point tracking of shaded solar PV generators,” *Solar Energy*,vol.90,pp. 107-122,Apr.2013, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.01.005>.
- [90] K.Ishaque, Z.Salam, M. Amjad, et S.Mekhilef, “An improved particle swarm optimization (PSO)–based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation,” *IEEE Transactions on Power Electronics* , vol.27 ,pp. 3627 – 3638 , Aug.2012, DOI: 10.1109/TPEL.2012.2185713.
- [91] L. Yi-Hwa, H. Shyh-Ching, , H. Jia-Wei, et L. Wen-Cheng, “A particle swarm optimization-based maximum power point tracking algorithm for PV systems operating under partially shaded conditions,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.27,pp. 1027 – 1035, Oct.2012, DOI: 10.1109/TEC.2012.2219533.
- [92] L.Lian, K, J.H. Jhang, et I.S. Tian, “A maximum power point tracking method based on perturb-and-observe combined with particle swarm optimization,” *IEEE Journal of Photovoltaics*,vol.4,pp. 626 – 633 , Mar.2014, DOI: 10.1109/JPHOTOV.2013.2297513.
- [93] S. Vasantharaj, V. Indragandhi, V. Subramaniaswamy, Y. Teekaraman, R. Kuppusamy, et S. Nikolovski, “Efficient Control of DC Microgrid with Hybrid PV—Fuel Cell and Energy Storage Systems,” *Energies*,vol.14,Jun.2021, <https://doi.org/10.3390/en14113234>.
- [94] H.S. Salama, K. M. Kotb , Istvan.V, et A. Dán, “ The Role of Hybrid Battery–SMES Energy Storage in Enriching the Permanence of PV–Wind DC Microgrids: A Case Study, ” *Eng* ,vol.3,pp. 207-223,Mar.2022, <https://doi.org/10.3390/eng3020016>.
- [95] M. E. Şahin, et F.Blaabjerg, “A Hybrid PV-Battery/Supercapacitor System and a Basic Active Power Control Proposal in MATLAB/Simulink,”*Electronics*,vol.9,Jan.2020, <https://doi.org/10.3390/electronics9010129>.
- [96] M. Jaszczur, et Q. Hassan, “An optimisation and sizing of photovoltaic system with supercapacitor for improving self-consumption,” *Applied Energy*, vol.279, Sep.2020, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115776>.
- [97] N. Kanagaraj , “Photovoltaic and Thermoelectric Generator Combined Hybrid Energy System with an Enhanced Maximum Power Point Tracking Technique for Higher Energy Conversion Efficiency ,” *sustainability*, vol.13, Mar.2021, <https://doi.org/10.3390/su13063144> .
- [98] H. Rezk, M. Aly, M. Al-Dhaifallah, et M. Shoyama, “Design and Hardware Implementation of New Adaptive Fuzzy Logic-Based MPPT Control Method for Photovoltaic Applications,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 106427–106438, 2019, doi: 10.1109/access.2019.2932694.
- [99] C. Napole, M. Derbeli, et O. Barambones, “Fuzzy Logic Approach for Maximum Power Point Tracking Implemented in a Real Time Photovoltaic System,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 13, p. 5927, Jun. 2021, doi: 10.3390/app11135927.
- [100] M. A. Danandeh et S. M. M. G, “A new architecture of INC-fuzzy hybrid method for tracking maximum power point in PV cells,” *Solar Energy*, vol. 171, pp. 692–703, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.06.098.
- [101] D. Remoaldo et I. Jesus, “Analysis of a Traditional and a Fuzzy Logic Enhanced Perturb and Observe Algorithm for the MPPT of a Photovoltaic System,” *Algorithms*, vol. 14, no. 1, p. 24, Jan. 2021, doi: 10.3390/a14010024.

- [102] H. Rezk et A. M. Eltamaly, “A comprehensive comparison of different MPPT techniques for photovoltaic systems,” *SolarEnergy*, vol. 112, pp. 1–11, Feb. 2015, doi:10.1016/j.solener.2014.11.010.
- [103] L. Hichem, M. Leila, et O. Amar, “Comparative Study of Perturb-and-Observe and Fuzzy Logic MPPT for Stand-Alone PV System,” en *Artificial Intelligence and Heuristics for Smart Energy Efficiency in Smart Cities*, Springer International Publishing, 2021, pp. 266–276, doi: 10.1007/978-3-030-92038-8_27.
- [104] M. Fathi et J. A. Parian, “Intelligent MPPT for photovoltaic panels using a novel fuzzy logic and artificial neural networks based on evolutionary algorithms,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 1338–1348, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.egyr.2021.02.051.
- [105] D. S. R. K. Mukesh Kumar, “Comparison between IC and Fuzzy Logic MPPT Algorithm Based Solar PV System using Boost Converter,” *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, vol. 04, no. 06, pp. 4927–4939, Jun. 2015, doi: 10.15662/ijareeie.2015.0406007.
- [106] T. Ramalu, M. M. Radzi, M. M. Zainuri, N. A. Wahab, et R. A. Rahman, “A Photovoltaic-Based SEPIC Converter with Dual-Fuzzy Maximum Power Point Tracking for Optimal Buck and Boost Operations,” *Energies*, vol. 9, no. 8, p. 604, Jul. 2016, doi: 10.3390/en9080604.
- [107] U. Yilmaz, A. Kircay, et 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, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.048.
- [108] W. Na, P. Chen, et J. Kim, “An Improvement of a Fuzzy Logic-Controlled Maximum Power Point Tracking Algorithm for Photovoltaic Applications,” *Applied Sciences*, vol. 7, no. 4, p. 326, Mar. 2017, doi: 10.3390/app7040326.
- [109] R. Sharmin, S. S. Chowdhury, F. Abedin, et K. M. Rahman, “Implementation of an MPPT technique of a solar module with supervised machine learning,” *Frontiers in Energy Research*, vol. 10, Aug. 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.932653.
- [110] F. Sedaghati, A. Nahavandi, M. A. Badamchizadeh, S. Ghaemi, et M. A. Fallah, “PV Maximum Power-Point Tracking by Using Artificial Neural Network,” *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2012, pp. 1–10, 2012, doi: 10.1155/2012/506709.
- [111] V. K. Viswambaran, D. A. Bati, et D. E. Zhou, “Review of AI Based Maximum Power Point Tracking Techniques & Performance Evaluation of Artificial Neural Network based MPPT Controller for Photovoltaic Systems,” *International Journal of Advanced Science and Technology*, vol. 29, no. 10s, pp. 8159–8171, Jun. 2020.
- [112] B. Boubaker, “Contribution à l’étude des systèmes hybrides : PV/Pile à Combustible/Supercondensateur,” Thèse de doctorat, dép. Electrotechnique., Université des sciences et technologies Mohamed Boudiaf., Oran., Algérie, 2020.
- [113] Y. Sahri, “Contribution à la commande non linéaire et à la gestion d’énergie d’un système hybride d’énergies renouvelables,” Thèse de doctorat, dép. G.Elect., Université A.MIRA., BEJAIA., Algérie, 2022.
- [114] S.T. KIM, S. BAE, Y. C. KANG et e. al, “Energy management based on the photovoltaic HPCS with an energy storage device,” *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol.62, no.17, pp. 4608-4617, 2015.
- [115] M. Michalczuk, B.Ufnalski, G. Lech., “Fuzzy logic control of a hybrid battery ultracapacitor energy storage for an urban electric vehicle”. In *Proceedings of 8th International Conference and*

Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), Monte Carlo, France, 27-30 March 2013; pp. 1-7.

[116] J. Shen, A. Khaligh, "A supervisory energy management control strategy in a battery/ultracapacitor hybrid energy storage system", *Transportation Electrification IEEE Transactions on*, vol. 1, no. 3, pp. 223-231, 2015.

[117] B. Robyns, A. Davigny et C. Saudemont, "Methodologies for supervision of hybrid energy sources based on storage systems—A survey," *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 91, pp. 52-71, 2013, doi: 10.1016/j.matcom.2012.06.014.

[118] N. Narasimhulu, R. S. R. K.Naidu, P. F.Gilski, P. B. Divakarachari, et U. Roy , "Energy Management for PV Powered Hybrid Storage System in Electric Vehicles Using Artificial Neural Network and Aquila Optimizer Algorithm, " *Energies*, vol.15, Nov. 2022, <https://doi.org/10.3390/en15228540>.