

Amélioration de la productivité et de la fiabilité d'un système photovoltaïque sous ombrage partiel

par

Khedidja AYACHE

THÈSE PRÉSENTÉE À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION
DU DOCTORAT EN GÉNIE
Ph.D.

MONTREAL, LE 7 AOÛT 2020

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

©Tous droits réservés

Cette licence signifie qu'il est interdit de reproduire, d'enregistrer ou de diffuser en tout ou en partie, le présent document. Le lecteur qui désire imprimer ou conserver sur un autre media une partie importante de ce document, doit obligatoirement en demander l'autorisation à l'auteur.

PRÉSENTATION DU JURY

CETTE THÈSE A ÉTÉ ÉVALUÉE

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Ambrish Chandra, directeur de thèse
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Ahmed Chériti, codirecteur de thèse
Département de génie électrique à l'Université du Québec à Trois-Rivières

M. Abran Alain, président du jury
Département de génie logiciel et des technologies de l'information

M. Handy Fortin Blanchette, membre du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Tahar Tafticht, membre externe indépendant
École de génie à l'Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue

ELLE A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 23 JUILLET 2020

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

À l'issue de ce travail, je tiens à exprimer toute ma gratitude à l'ensemble des personnes qui ont contribué, chacune à sa manière, à l'accomplissement de cette thèse.

Je tiens d'abord à exprimer ma profonde gratitude ainsi que toute ma reconnaissance à mon directeur de thèse, M. Ambrish Chandra, qui m'a fait bénéficier de son savoir-faire, de ses conseils appréciables, de sa disponibilité et de son soutien financier et pour l'intérêt manifeste qu'il a porté à ce projet de recherche.

J'aimerais également exprimer mes profonds remerciements à mon codirecteur de recherche, M. Ahmed Cheriti, professeur à l'Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR), pour l'aide compétente qu'il m'a apportée, pour sa patience, son encouragement et son soutien précieux tout au long de cette recherche.

J'ai une pensée particulière pour M. Alois Kadima, professeur retraité de l'UQTR. Un grand chercheur et pédagogue qui m'a soutenu et énormément appris sur la conception de circuits électroniques et l'électronique linéaire. Il a été un mentor extraordinaire tout au long de mon doctorat.

Je remercie M. Abdelhalim Sandali, professeur à l'École Nationale Supérieure d'Électricité et Mécanique à Casablanca, Maroc. Ses qualités scientifiques et sa vision m'ont été d'une grande utilité.

Les membres du jury qui ont accepté de corriger ma thèse, je vous en suis profondément reconnaissante.

Mes remerciements vont aussi au personnel de l'UQTR auquel je suis très reconnaissante:

- M. Guy Boisclair, professionnel au département de génie électrique de l'UQTR pour son aide dans la programmation.

- M. Lotfi Toubal, professeur au département de génie mécanique de l'UQTR, pour son prêt de caméra à infrarouge.
- M. Frédéric Domingue, professeur au département de génie électrique de l'UQTR pour son prêt de l'appareil de caractérisation des cellules solaires.
- M. Simon Delisle, professionnel au département de génie électrique de l'UQTR, pour ses conseils dans les tests pratiques.
- M. Sébastien Dulac, technicien au département de génie électrique de l'UQTR, pour sa participation dans les tests expérimentaux.
- M. François Labarre, technicien au département de génie électrique de l'UQTR, pour son aide dans la fabrication de circuits imprimés.
- Mme Nathalie Tourigny, secrétaire au département de génie électrique de l'UQTR, pour ses encouragements.
- M. Dany Lemay, technicien au département de génie mécanique de l'UQTR, pour son aide dans la construction de l'émulateur solaire et les assemblages mécaniques.

Je tiens aussi à remercier le personnel du département de génie électrique de l'ÉTS et, en particulier, tous les membres du laboratoire GREPCI ÉTS, particulièrement :

- M. Youssef Bekbouti, technicien de l'application technologique et informatique au département de génie électrique pour son aide dans les mesures pratiques et l'exploitation des appareils de mesures et les systèmes d'acquisition.
- M. Azzouz Toussai, chargé de pour m'avoir impliqué aux activités de santé et de sécurité du laboratoire GREPCI, ÉTS.
- M. Abdelhamid Hamadi, chercheur au laboratoire GREPCI, ÉTS pour son aide précieuse lors de mon examen doctoral.
- M. George Lara, technicien de l'application technologique et informatique, au département de génie électrique pour son assistance technique.

Je tiens également à remercier Mme Marie Lefebvre, agente de recherche au décanat des études, ÉTS pour son assistance lors de mon concours de ma thèse en 180 secondes et Madame Lise Daigneault, agente de gestion des études

au décanat des études, ÉTS pour son assistance durant les procédures administratives reliées à mon examen doctoral et mon dépôt de thèse.

Mes remerciements sincères à tous mes collègues et mes amis pour leurs encouragements, particulièrement M. Saeed Hosseini pour son aide dans la révision de mes articles en anglais, et à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui ont de près ou de loin contribué, chacune à sa manière, à l'accomplissement de ce travail.

Avant de terminer, je tiens à exprimer ma plus grande gratitude à ma très chère famille. Je ne serai pas là et cette thèse n'aurait jamais vu le jour sans vous, sans votre appui sans faille, sans vos conseils tout au long de ce travail et sans votre amour inconditionnel.

Je dédie cette thèse à mon fils Amine.

Amélioration de la productivité et de la fiabilité d'un système photovoltaïque sous ombrage partiel

Khedidja AYACHE

RÉSUMÉ

Les chercheurs s'entendent pour reconnaître qu'un module photovoltaïque soumis à l'ombrage partiel continue de poser des défis de taille, particulièrement en ce qui concerne la fiabilité et la puissance électrique fournie. En effet, plusieurs enjeux techniques ayant un impact direct sur les performances du système photovoltaïque doivent être approfondis et repensés. Le but de cette recherche est donc de réexaminer l'exploitation d'un module photovoltaïque dans le contexte d'ombrage total ou partiel. Cette réflexion s'articulera notamment autour des quatre thèmes principaux suivants: l'approfondissement de la compréhension du comportement des cellules dans le deuxième quadrant de la caractéristique I-V, la détection de l'ombrage via la mesure des paramètres dynamiques des cellules, la protection contre les points chauds ainsi que la poursuite du point de puissance globale sous différents scénarios d'ombrages.

Nous aborderons, dans un premier temps, la classification des cellules solaires ainsi que l'étude des contraintes sur les cellules ombragées. Les contraintes apparaissent notamment lors du fonctionnement au 2^e quadrant. Polarisées en inverse, ces cellules consomment une partie de l'énergie produite par les cellules éclairées. Nous démontrerons également les limites des diodes de contournement dans la prévention des points chauds.

Pour la deuxième étape, la mesure des paramètres dynamiques des cellules afin d'identifier celles qui sont ombragées est détaillée. Une procédure complète a été développée et testée au laboratoire. Les résultats obtenus sont très prometteurs. Toutefois, cette méthode ne sera pas retenue pour la détection d'ombrage pour des raisons de difficulté d'implantation en temps réel.

L'étape suivante se focalise sur la protection contre les points chauds. À cet effet, nous avons choisi une stratégie qui procure la meilleure protection qui consiste à isoler les sous-groupes ombragés. Toutefois, la déconnexion pose des défis de taille, notamment la détection du début et de la fin de l'ombrage et la poursuite du point de puissance maximale. Construit à l'aide de composants simples et standards, le circuit électronique que nous introduisons est en mesure de relever ces défis.

De plus, un autre élément a été considéré dans notre étude. Il s'agit de l'analyse du stress thermique des cellules ombragées lors de l'application des commandes de recherche de puissance globale. Les commandes que l'on retrouve dans la littérature sont complexes et impliquent, dans beaucoup de cas des méthodes heuristiques qui sont non seulement exigeantes en puissance de calcul, mais également sujettes aux risques de divergence. Ce qui est proposé, dans cette quatrième étape, c'est une nouvelle approche dénommée "Méthode d'Écrêtage de

VIII

Tensions". Cette démarche est originale et constitue un complément aux techniques largement utilisées de courant de court-circuit fractionnel (FSCC) et de tension de circuit ouvert fractionnel (FOCV). Elle est facile à mettre en œuvre et donne des résultats suffisamment précis et très rapide. En effet, en un nombre réduit d'étapes, il est possible de dresser un portrait clair de la situation d'ombrage, ce qui permet de localiser tous les points de puissance maximale locaux et global. Elle peut fonctionner de pair avec les techniques de protection contre les points chauds sans causer de stress thermique aux cellules ombragées, ce qui présente un grand avantage.

Mots clés : Système photovoltaïque, ombrage partiel, détection d'ombrage, commande MPPT, phénomène de points chauds, protection des panneaux, paramètres dynamiques d'un panneau.

Improving the productivity and reliability of a photovoltaic system under partial shade

Khedidja AYACHE

ABSTRACT

Researchers agree that a partially shaded photovoltaic module still presents significant challenges, particularly with respect to reliability and power output. Indeed, several technical issues having a direct impact on the performance of the photovoltaic system must be deepened and rethought. The aim of this research is, therefore, to re-examine the operation of a photovoltaic module in the context of total or partial shading. This reflection will focus in particular on the following four main themes: a better understanding of cell behavior in the second quadrant of IV characteristic, detection of shading by measuring the dynamic parameters of cells, protection against hot spots and the tracking of the global power point under different shading scenarios.

We will address, in a first step, the classification of solar cells as well as the study of constraints on shaded cells. Constraints appear mainly during operation in the second quadrant Reverse-polarized, these cells consume part of the energy produced by the lighted cells. We will also demonstrate the limitations of bypass diodes in preventing hot spots.

For the second step, measurement of the dynamic parameters of the cells, in order to identify those that are shaded, is detailed. A complete procedure has been developed and tested in the laboratory. The obtained results are very promising. However, this method will not be retained for the detection of shading due to the difficulty of real-time implementation.

The next step focuses on protection against hot spots. To this end, we have chosen a strategy that provides the best possible protection by isolating shaded subgroups. However, disconnection poses significant challenges, such as detecting the start and end of shading and the maximum power point tracking. While being built using simple and standard components, the electronic circuit we introduce can meet these challenges.

Another element was considered in our study. It is related to the analysis of heat stress in shaded cells when applying global power search rules. The algorithms found in the literature are complex. They involve, in many cases, heuristic methods that are not only demanding in terms of computing power but also subject to the risks of divergence. What is proposed in this fourth step is a new approach called "Voltage Clamping Method". This procedure is original and is a complement to the widely used techniques of fractional short-circuit current (FSCC) and fractional open-circuit voltage (FOCV). It is easy to implement and gives results that are sufficiently precise and very fast. Indeed, in a reduced number of steps, it is possible to achieve an accurate characterization of the shading situation, which makes it possible to locate all the locals and global maximum power points. It can work in conjunction with active hot spots

protection techniques without causing thermal stress to the shaded cells, which is a great advantage.

Keywords: Photovoltaic system, partial shading, shading detection, MPPT control, hot spots phenomena, panel protection, dynamic parameters of a panel.

TABLE DES MATIÈRES

Page

CHAPITRE 1	REVUE DE LA LITTÉRATURE ET MÉTHODOLOGIE	1
1.1	Résumé	1
1.2	Introduction	1
1.3	Problématique de recherche	2
1.4	Revue de littérature	4
1.4.1	Apparition des points chauds dans les panneaux conventionnels	5
1.4.2	Principaux facteurs de dégradation d'un module solaire	8
1.4.2.1	Protection par reconfiguration dynamique	10
1.4.2.2	Protection à l'aide de convertisseurs intégrés	10
1.4.2.3	Protection à l'aide d'interrupteurs externes	11
1.4.3	Techniques basées sur la mesure des impédances dynamique et statique	12
1.4.4	Technique du diviseur de tension à l'aide de MOSFET	13
1.4.5	Maximisation du transfert de puissance	15
1.4.5.1	MPPT à l'aide de méthodes heuristiques	16
1.4.5.2	MPPT basé sur les modèles	17
1.5	Objectifs	17
1.6	Méthodologie adoptée	18
1.6.1	Documentation et analyse	18
1.6.2	Simulation	19
1.6.3	Expérimentation	21
1.6.3.1	Études des cellules solaires	21
1.6.3.2	Simulateur solaire	21
1.6.3.3	Circuits de protection contre les points chauds et commande d'écrêtage de tensions	23
1.6.3.4	Acquisition des données	23
1.6.3.5	Traçage des courbes d'expérimentation	23
1.7	Structure du rapport	24
CHAPITRE 2	FORMATION DE POINTS CHAUDS ET PERTES DE PUISSANCE DANS UN PANNEAU OMBRAGÉ	25
2.1	Introduction	25
2.2	Analyse électrothermique approfondie du fonctionnement du second quadrant des cellules solaires	26
2.3	Bilan de puissance d'un panneau ombragé	32
2.3.1	Modèle proposé pour un panneau photovoltaïque partiellement ombragé et calcul du bilan de puissance	32
2.3.2	Bilan de puissance dans un panneau non ombragé	34
2.3.3	Bilan de puissance d'un panneau de type HR avec une cellule ombragée et sans la DDC	36

2.3.4	Bilan de puissance d'un panneau type LR avec une cellule ombragée et sans la DDC	39
2.3.5	Bilan de puissance d'un panneau de type HR avec une cellule ombragée et munie de la DDC	41
2.4	Conclusion	44

CHAPITRE 3 DÉTECTION D'OMBRAGE PAR LA MESURE ET L'IDENTIFICATION DES PARAMÈTRES DYNAMIQUES DES CELLULES SOLAIRES.....47

3.1	Introduction.....	47
3.2	Caractéristiques IV de la cellule solaire au IIQ et paramètres dynamiques	48
3.2.1	Circuit dynamique équivalent d'une cellule solaire	48
3.2.2	Caractéristiques IV des cellules solaires au IIQ	49
3.2.3	Paramètres dynamiques des cellules solaires	49
3.3	Méthodologie expérimentale	50
3.3.1	Description des circuits électroniques	50
3.3.2	Description de la partie logicielle.....	53
3.3.3	Calcul de l'impédance	57
3.3.4	Représentation graphique du calcul de l'impédance.....	59
3.4	Identification des paramètres	59
3.4.1	Traçages des diagrammes de Nyquist et de Bode	59
3.4.2	Identification analytique	59
3.4.3	Identification numérique basée sur le LMLS	62
3.5	Mesures et estimation sur une cellule photovoltaïque	64
3.6	Conclusion	68

CHAPITRE 4 PROTECTION D'UN PANNEAU OMBRAGÉ CONTRE LE PHÉNOMÈNE DES POINTS CHAUDS71

4.1	Introduction.....	71
4.1.1	Présentation du circuit	72
4.1.2	Fonctionnement du circuit.....	74
4.1.2.1	Rôle de l'optoisolateur.....	74
4.1.2.2	Commande du MOSFET.....	75
4.1.3	Test du circuit	76
4.2	Impact de la déconnexion sur la poursuite du MPP.....	77
4.2.1	Description du système PV étudié.....	78
4.2.2	Algorithmes GMPPT.....	80
4.3	Résultats de simulation	80
4.3.1	Profil énergétique	80
4.3.1.1	Recherche du MPP et convergence vers un maximum local ($0 < t < 0,1s$).....	81
4.3.1.2	Reconnexion interne des MOSFET ($t = 0,1 s$)	81
4.3.1.3	Reconnexion externe des MOSFET et recherche linéaire du maximum global ($0,2 < t < 0,38 s$)	81
4.3.1.4	Convergence vers le GMPP à l'aide de balayage linéaire ($0,38 < t < 0,4s$).....	83

	4.3.1.5 Décalage du point de fonctionnement en raison du changement d'irradiation ($t = 0,6$ s).....	83
	4.3.1.6 Reconnexion interne des MOSFET ($0,7 < t < 0,72$ s).....	83
4.4	Conception des signaux de reconnexion.....	83
4.4.1	Durée du signal de l'oscillateur interne	84
4.4.2	Durée du signal de l'oscillateur externe.....	84
	4.4.2.1 Détermination du temps de formation d'un point chaud.....	84
	4.4.2.2 Durée d'exécution d'un algorithme de recherche globale.....	86
4.5	Mise en œuvre expérimentale	89
4.5.1	Description du système PV	89
4.5.2	Essais expérimentaux	93
	4.5.2.1 Séquence 1: MPPT avec P&O ($0 < t < t_2$)	93
	4.5.2.2 Séquence 2: Recherche linéaire P&O ($t_3 < t < t_4$).....	93
	4.5.2.3 Séquence 3: MPPT avec P&O avec condition initiale ($t_3 < t < t_5$).....	95
	4.5.2.4 Séquence 4: Suppression de l'ombrage à t_6	95
	4.5.2.5 Séquence 5: Reconnexion au signal interne à t_7	95
4.5.3	Calcul de la consommation en puissance du circuit de déconnexion.....	96
4.5.4	Calcul du coût du circuit de déconnexion	96
4.6	Conclusion	97
CHAPITRE 5 COMMANDE DE PUISSANCE D'UN PANNEAU OMBRAGÉ À L'AIDE DE LA TECHNIQUE DES TENSIONS D'ÉCRÊTAGE99		
5.1	Introduction.....	99
5.2	Méthodologie de la technique d'écrtage de tensions	100
5.3	Base théorique de l'estimation du GMPP.....	101
	5.3.1 Modélisation des modes et des profils possibles du réseau PV ombragé.	101
	5.3.2 Analyse des profils d'ombrage d'un système à quatre sous-groupes	104
	5.3.2.1 Possibilités de scénarios d'ombrage	104
	5.3.2.2 Courbes P-V et I-V dans les situations d'ombrage	107
5.4	Description de la TET.....	109
	5.4.1 Évaluation des tensions d'écrtage : V_{CL} , V_{CC} , V_{CR} et V_{CM}	109
	5.4.2 Détermination des modes	111
	5.4.3 Détermination du profil	112
5.5	Circuit d'écrtage de tension pour la mesure des courants.....	113
	5.5.1 Circuit à base d'une diode Zener.....	113
	5.5.2 Circuit numérique d'écrtage de tension	114
5.6	Schéma de principe de la commande MPPT	116
5.7	Résultats de simulation	117
	5.7.1 Conditions d'essai	118
	5.7.2 Conditions initiales et point stable initial	120
	5.7.3 Activation de la TET	120
5.8	Mise en œuvre expérimentale	122
	5.8.1 Description du prototype expérimental	122
	5.8.2 MPPT avec la méthode d'écrtage tension.....	123

5.8.3	Discussion sur les résultats expérimentaux	126
5.9	Conclusion	127
CONCLUSION.....		129
TRAVAUX FUTURS.....		131
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....		133

LISTE DES TABLEAUX

Page

Tableau 3.1	Comparaison entre les valeurs calculées et les valeurs estimées	66
Tableau 4.1	Tableau comparatif entre les techniques de protection contre les points chauds	98
Tableau 5.1	Points de puissance avec emplacement possible du GMPP pour un système à 3 sous-groupes	103
Tableau 5.2	Points de puissance avec emplacement possible du GMPP pour un système à 4 sous-groupes	103
Tableau 5.3	Points de puissance avec emplacement possible du GMPP pour un système à 5 sous-groupes	104
Tableau 5.4	Ensoleillements en valeurs normalisées pour la simulation.....	108

LISTE DES FIGURES

Page

Figure 1.1	Schéma bloc fondamental des aspects abordés dans cette recherche.....	4
Figure 1.2	Opération de cellules ombragées dans le IIQ.....	5
Figure 1.3	Fonctionnement dans IIQ d'un panneau ombragé	7
Figure 1.4	Facteurs de dégradation d'un panneau PV	8
Figure 1.5	Méthodes de protection contre la formation des points chauds	11
Figure 1.6	Schéma bloc d'une cellule solaire dans Simscape	20
Figure 1.7	Photo du système expérimental.....	22
Figure 1.8	Schéma du circuit expérimental	23
Figure 2.1	Réponse thermique d'un sous-groupe ombragé	27
Figure 2.2	Caractérisation expérimentale du 2e quadrant d'une cellule HR.....	28
Figure 2.3	Caractérisation expérimentale du 2e quadrant d'une cellule LR	29
Figure 2.4	Effets de l'échauffement et de la formation de points chauds dans une cellule HR (mesures expérimentales).....	29
Figure 2.5	Température et courant en fonction de la tension inverse pour une cellule HR (mesures expérimentales)	30
Figure 2.6	Effets de l'échauffement et de la formation de points chauds dans une cellule LR (mesures expérimentales)	31
Figure 2.7	Température et courant en fonction de la tension inverse pour une cellule LR (mesures expérimentales).....	31
Figure 2.8	Circuit électrique équivalent pour les panneaux ombragés (IQ et IIQ)	33
Figure 2.9	Bilan de puissance dans un panneau PV non ombragé	34
Figure 2.10	Aires de puissance dans un panneau solaire non ombragé.....	36

Figure 2.11	Panneaux ombragés avec et sans DDC	37
Figure 2.12	Bilan de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules HR (sans DDC).....	37
Figure 2.13	Aires de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules HR (sans DDC).....	38
Figure 2.14	Bilan de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules LR	40
Figure 2.15	Aires de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules LR	41
Figure 2.16	Bilan de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules HR (avec DDC)	43
Figure 2.17	Aires de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules HR (avec DDC)	44
Figure 3.1	Modèle dynamique équivalent d'une cellule solaire.....	48
Figure 3.2	Caractéristique au IIQ d'une cellule solaire.....	49
Figure 3.3	Principe de mesure des méthodes conventionnelles	51
Figure 3.4	Schéma du circuit de mesure proposé	53
Figure 3.5	Organigramme de la méthodologie de mesure.....	55
Figure 3.6	Fenêtre de configuration et de mesure dans C#	56
Figure 3.7	Photo du circuit de laboratoire	56
Figure 3.8	Circuit équivalent de mesure.....	58
Figure 3.9	Représentation vectorielle de Z_c pour les 2 cas (capacitif et inductif)	58
Figure 3.10	Impédance complexe dans le plan de Nyquist	61
Figure 3.11	Diagramme de Bode et impédance complexe en fonction de la fréquence	62
Figure 3.12	Amplitudes et phases mesurées et estimées à 0,52A,-14,97V	65
Figure 3.13	Amplitudes et phases mesurées et estimées à 1,29A,-16,33V	66
Figure 3.14	Amplitudes et phases mesurées pour plusieurs points de fonctionnement	67
Figure 4.1	Circuit de protection contre les points chauds	73

Figure 4.2	Validation pratique du circuit de déconnexion	77
Figure 4.3	Système de test à base du convertisseur élévateur	78
Figure 4.4	Conditions d'irradiances pour les sous-groupes	79
Figure 4.5	Profils P-V résultants	79
Figure 4.6	Résultats de simulation pour les profils d'ensoleillement adoptés	82
Figure 4.7	Visualisation d'un point chaud à l'aide de la caméra infrarouge	85
Figure 4.8	Évolution temporelle de la température du point chaud	86
Figure 4.9	Photo du circuit PCB de protection.....	90
Figure 4.10	Caractérisation du système expérimental sous éclairage halogène	91
Figure 4.11	Conductions des MOSFETS et des diodes.....	92
Figure 4.12	Validation expérimentale du circuit de protection	94
Figure 5.1	Principes fondamentaux de la TET suggérée.....	101
Figure 5.2	Scénarios possibles d'ombrage	105
Figure 5.3	Modes d'ombrage et profils avec emplacement du GMPP pour un	106
Figure 5.4	Puissance en fonction de la tension pour tous les modes.....	108
Figure 5.5	Courant en fonction de la tension pour tous les modes.....	109
Figure 5.6	Régions d'écrtage pour un système à 4 sous-groupes.....	110
Figure 5.7	Effet de la température sur les courbes P-V	110
Figure 5.8	Algorithme de la déduction du mode	112
Figure 5.9	Circuit à base d'une diode Zener pour la détection des modes.....	114
Figure 5.10	Circuit d'écrtage à tension variable.....	116
Figure 5.11	Logique de commande du GMPP	117
Figure 5.12	Circuit complet de la commande GMPP	118
Figure 5.13	Caractéristiques P-V et I-V pour deux profils d'ombrage (PM1=96,39W, PM2=48,21W, PR2=43,53W, PL2=14,58W)	119

Figure 5.14	Résultats de simulation: tension, courant et puissance	119
Figure 5.15	Résultats expérimentaux: caractéristiques P-V et I-V.....	123
Figure 5.16	Résultats expérimentaux : tension, courant et puissance	126
Figure 5.17	Détection de profils 1) tension écrêtée (échelle 10/div), 2) courants mesurés (échelle 3A/div).....	127

CHAPITRE 1

REVUE DE LA LITTÉRATURE ET MÉTHODOLOGIE

1.1 Résumé

Ce chapitre introductif a pour objectif de mettre en contexte nos travaux de recherche et de décrire l'organisation de cette thèse. Il passe en revue la littérature qui aborde notre sujet d'intérêt et présente la problématique associée. De plus, il présente les objectifs de recherche ainsi que les informations pertinentes sur la méthodologie adoptée dans nos études.

1.2 Introduction

Depuis déjà quelques décennies, le Québec consent des efforts substantiels en recherche et développement, notamment dans le domaine des énergies renouvelables, de l'électrotechnologie, du développement des biocarburants, de l'efficacité énergétique et de certaines technologies associées aux véhicules électriques. La part d'énergie renouvelable au Québec couvre 47% des besoins, provenant de l'hydraulique et de la biomasse essentiellement. L'éolien arrive en troisième position tandis que le reste des besoins énergétiques de la province est couvert principalement par les énergies fossiles provenant de l'importation. La dernière centrale nucléaire Gentilly-2 (675 MW) qui participait à hauteur de 3% a été fermée en 2012 (Whitmore & Pineau, 2017). Le recours à d'autres sources d'énergie comme la géothermie ou le solaire sont également explorés. En effet, des investissements financiers visant le développement des énergies renouvelables par le biais de la PADTE (Programme d'Aide au Développement des Technologies de l'Énergie) sont consentis par le gouvernement québécois (Ressources naturelles de la Faune et des Parcs, 2004).

Toutefois, le développement des énergies renouvelables bénéficie exclusivement les grands centres du Sud québécois. En effet, les régions nordiques comme le Nunavik dépendent essentiellement des énergies fossiles. Or, en plus du vieillissement des infrastructures électriques qui est à l'origine d'une faible fiabilité, le coût de la maintenance des réseaux

électriques et de l'énergie fossile importée est élevé pour ces sites isolés. La croissance démographique et l'amélioration du niveau de la vie de ces populations obligent l'adoption de perspectives adéquates pour ces régions nordiques afin d'assurer une sécurité énergétique fiable et durable. Les rapports émanant des différentes régions nordiques soulignent la nécessité d'évaluer et d'utiliser les énergies renouvelables sur place notamment éolienne et solaire, et encouragent les projets de recherches dans ces domaines.

Étant donné que le soleil brille abondamment dans toutes les provinces canadiennes, l'énergie photovoltaïque (PV) peut être exploitée partout sans distinction, contrairement aux autres types d'énergie renouvelables. Les systèmes PV suscitent une attention croissante dans l'univers des énergies renouvelables grâce à l'importante baisse de leurs coûts de production, d'installation et d'entretien. De plus, ces systèmes répondent parfaitement à un grand nombre d'applications, tel que la télécommunication, l'électrification des zones isolées et l'implication dans les micro-réseaux. Ils nécessitent moins de maintenance et offrent des possibilités économiques énormes. D'ailleurs, certaines associations lui accordent un soutien particulier relativement aux autres types d'énergie. Dès lors, l'industrie solaire canadienne a pris de l'ampleur. Elle a créé des milliers d'emplois et généré d'énormes investissements. Les objectifs à court terme sont que l'industrie solaire fraye son chemin dans tout le Canada afin d'atteindre une compétitivité qui lui permettra de se passer d'aides gouvernementales et de parvenir à éliminer entre 15 et 31 millions de tonnes d'émissions de gaz à effet de serre par année (Association des industries solaires du Canada, 2012)

1.3 Problématique de recherche

La maîtrise de l'énergie PV n'est pas aussi simple qu'elle n'y paraît étant donné que leur rendement et leur fiabilité sont assujettis aux aléas positionnels et climatiques, comme l'ombrage partiel. En effet, celui-ci peut se produire sur les panneaux lors des passages nuageux ou de l'accumulation de la neige ou par des objets et végétations environnants en fonction de la position du soleil et l'heure de la journée.

L'ombrage partiel produit principalement deux effets négatifs sur les performances d'un système PV : en premier, la formation de points chauds (Hot Spot) à l'intérieur du panneau, causant la dégradation des caractéristiques électriques de ses cellules voire leur destruction à long terme, et en second, des pertes de production considérables. Ces problèmes prennent leur origine de plusieurs éléments : d'une part à l'agencement et aux paramètres internes du panneau telle que l'arrangement en série de ses cellules, leur fonctionnement dans leur deuxième quadrant (IIQ) du plan I-V et de la disparité entre ses propriétés électrothermiques, et d'autre part, au déplacement naturel ou commandé du point de fonctionnement en réponse à l'évolution de la charge ou aux conditions d'ombrage partiel. De façon conventionnelle, des diodes de contournement (DDC) sont installées par les fabricants pour prévenir la formation des points chauds dans les panneaux et éviter la perte totale de l'énergie (ST Microelectronics SPV1520 datasheet; Texas Instruments SM64611 datasheet). Cependant, cette solution n'est pas totalement efficace et nécessite plus d'investigations (Kim & Krein, 2015; Ayache et al., 2018). De surcroît, suite à leur conduction, plusieurs points maximaux dans la courbe de puissance en fonction de la tension (P-V) pourraient apparaître. Il en résulte alors une complexification des commandes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT : maximum power tracking).

Afin de pallier les effets de l'ombrage partiel sur les systèmes PV, un grand nombre de solutions pour la MPPT d'une part et la protection contre l'apparition des points chauds d'autre part ont été présentées dans la littérature. Toutefois, ces solutions sont généralement étudiées en tant que sujets indépendants, bien qu'elles soient impliquées conjointement dans le fonctionnement des systèmes PV.

Cette recherche vise à développer des solutions flexibles, évolutives et complètes pour être installées directement dans les systèmes existants afin de contribuer à la protection des panneaux PV et à leur maximisation du transfert de puissance à la charge. Les aspects abordés dans ce travail sont résumés dans le schéma bloc de la figure 1.1.

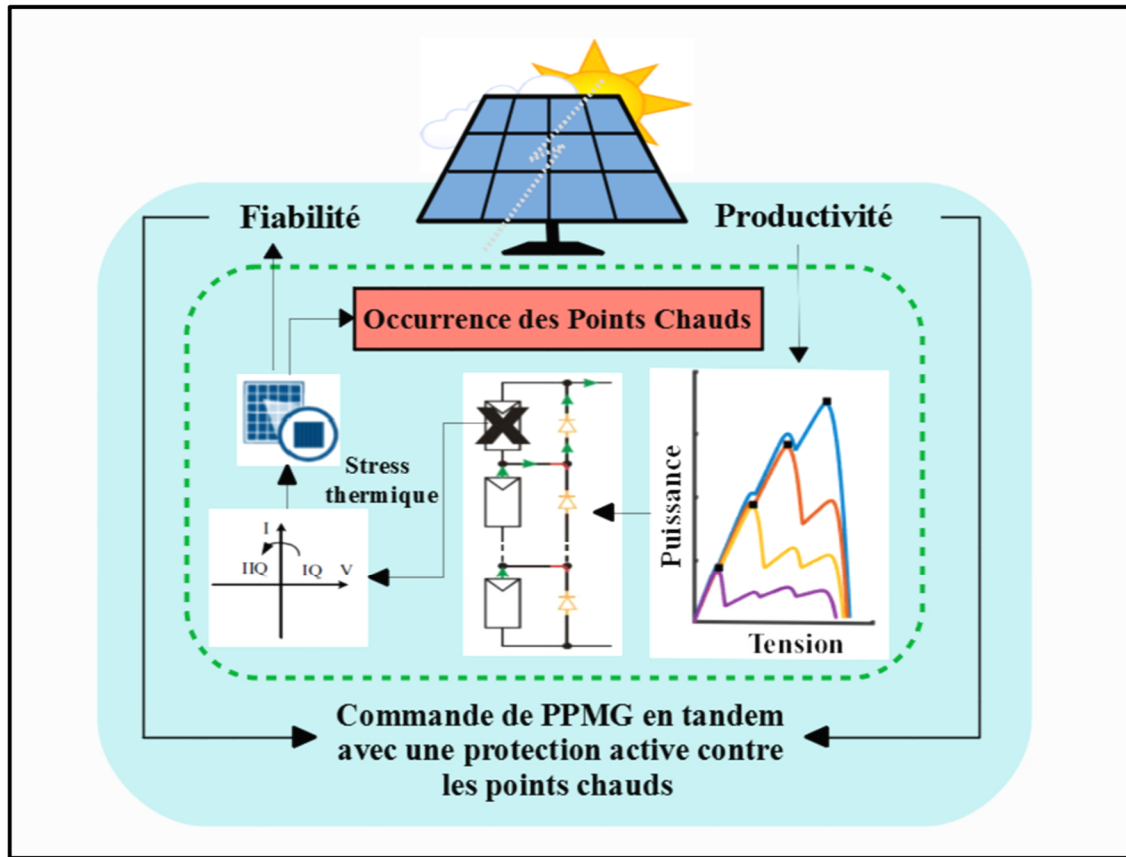


Figure 1.1 Schéma bloc fondamental des aspects abordés dans cette recherche

1.4 Revue de littérature

Comme mentionné dans la section précédente, deux problématiques complémentaires et simultanées sont créées par l'ombrage partiel : la protection des cellules contre les points chauds et les pertes de puissance produite. La première est prépondérante et influence directement la fiabilité et la sûreté de fonctionnement des systèmes PV, tandis que la seconde concerne plutôt les méthodes d'extraction de la puissance maximale.

Dans cette section, nous discuterons des travaux effectués par différents chercheurs reliés à l'apparition des points chauds, des systèmes de protection contre leur formation ainsi que les solutions concernant la MPPT.

1.4.1 Apparition des points chauds dans les panneaux conventionnels

Les points chauds se produisent généralement dans les conditions d'ombrage partiel lorsque les cellules PV fonctionnent dans le deuxième quadrant du plan I-V. Ce mode de fonctionnement se caractérise par une tension négative, imposée par les cellules uniformément éclairées aux bornes de celles ombragées qui fournissent simultanément un courant positif. Le schéma de la figure 1.2, illustre les conditions d'apparition d'une tension négative. Ces cellules impliquées absorbent donc de l'énergie au lieu de la produire et sont sujettes à un échauffement et un stress thermique variables selon leurs propriétés électrothermiques. Toutefois, quelques études microscopiques ont déterminé approximativement le seuil d'échauffement excessif au déclenchement des points chauds sous un ombrage partiel, certains à partir de 160°C (Fertig & Warta, 2011), d'autres dès 130°C (Rahman & Rahim, 2014).

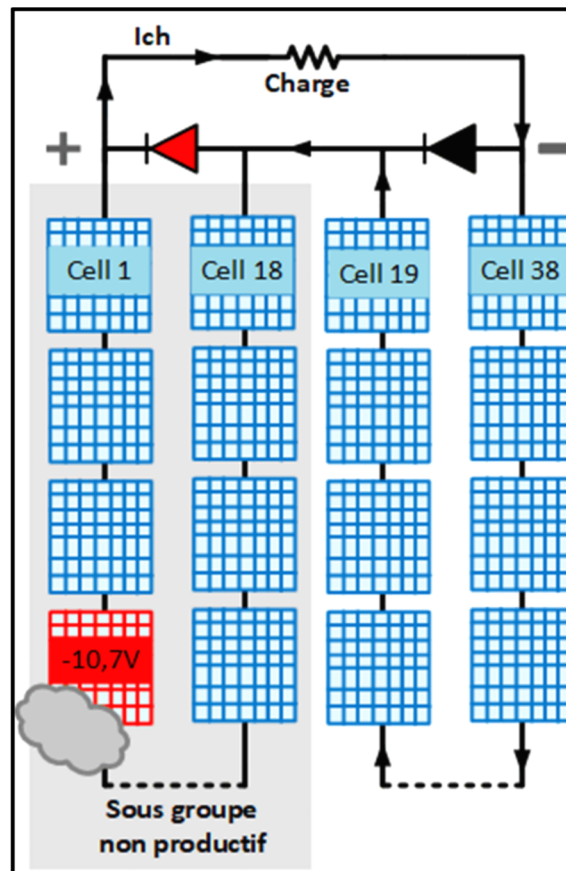


Figure 1.2 Opération de cellules ombragées dans le IIQ

Cet échauffement excessif est lié aux fonctionnements des cellules PV dans le IIQ. Il ne peut être évité puisque c'est une conséquence de l'association en série des cellules et du déplacement du point de fonctionnement vers les courants plus élevés que ceux produits par les cellules ombragées (Hartman, 1981; Kim & Krein, 2013; Ayache et al., 2018). Toutefois, des mesures préventives assurant un écrêtage de la tension inverse par une DDC en divisant le panneau en 2 ou 3 sous-groupes de n cellules sont utilisées par les manufacturiers. Les DDC sont insérées en parallèle au sein d'un sous-groupe PV comprenant généralement 18 à 24 cellules. La DDC entre en action quand le courant demandé par la charge est plus élevé que le courant fourni par les cellules ombragées. Elle court-circuite le sous-groupe des cellules ombragées et offre une voie alternative au courant de charge. La DDC peut être de type standard ou intelligente « smart diode » (ST Microelectronics SPV1520 datasheet; Texas Instruments SM64611 datasheet). Les DDC intelligentes ont généralement de meilleures performances comparativement aux DDC standards en ce qui a trait aux pertes par conduction et aux taux de défaillance.

La figure 1.2 illustre un exemple du fonctionnement d'un panneau partiellement ombragé comprenant une DDC. La cellule ombragée subit, malgré la DDC, une tension inverse de l'ordre de -10.7 V. Cette situation présente le pire des cas possibles associés à l'ombrage partiel, car la cellule en question reçoit à elle seule toute la tension inverse. Il est à noter que l'utilisation d'une DDC ne sert qu'à réduire le risque des cellules ombragées d'être au seuil de leur tension de claquage. La puissance absorbée par la cellule ombragée reste considérable étant donné que leur fonctionnement dans le IIQ ne peut être évité.

La figure 1.3 montre les résultats d'une simulation de la puissance produite (valeurs positives) et absorbée (valeurs négatives) du système en faisant balayer plusieurs points de fonctionnement sous différents taux d'ombrage (TO), allant de 0% à 90%. Pour un TO donné, les puissances générées et absorbées sont présentées par la même couleur. À titre d'exemple, la couleur rouge est assignée au TO de 75%. Selon les courbes, nous remarquons que les pertes commencent à apparaître dès que le point de fonctionnement passe en mode source de courant (ligne rouge en pointillée à droite). Les pertes augmentent linéairement jusqu'à ce que la DDC

commence à conduire (ligne rouge en pointillée à gauche). Ensuite, les pertes de puissance sont écrêtées à une valeur qui peut être estimée par :

$$P_{pertes} = n \cdot V_{mp_{cell}} \cdot I_{mp_{cell}} \cdot (1 - TO) \quad (1.1)$$

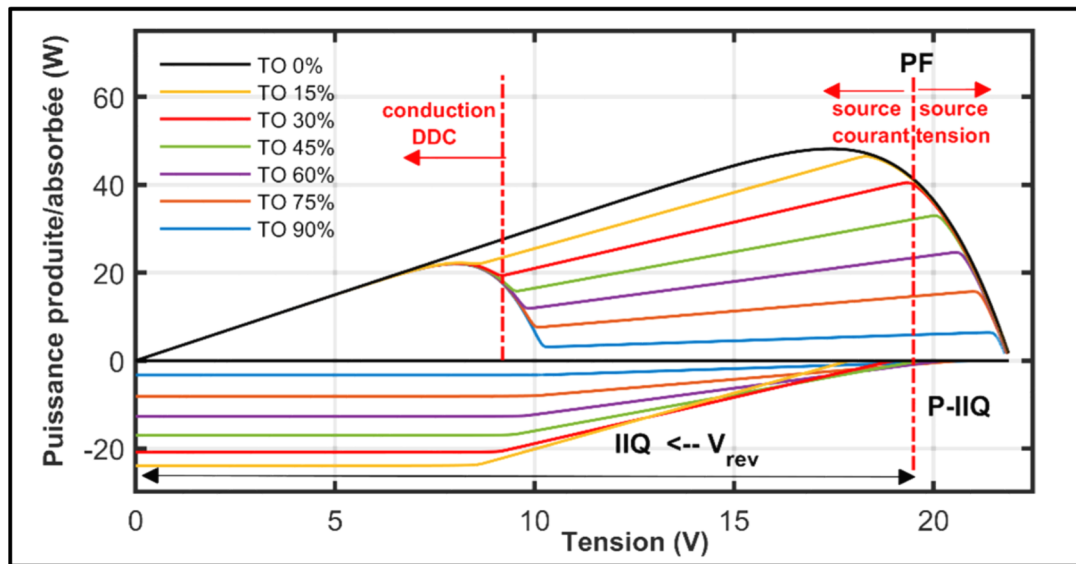


Figure 1.3 Fonctionnement dans IIQ d'un panneau ombragé

Où :

- n : nombre de cellules par sous-groupe
- V_{mp} : tension au point de puissance maximal d'une cellule
- I_{mp} : courant au point de puissance maximal d'une cellule

L'intervention de la DDC en écrêtant la tension est sans aucun doute bénéfique du point de vue de l'absorption de puissance. En effet, la DDC met fin à la croissance linéaire de cette puissance. Cependant, les pertes de puissance peuvent être suffisamment élevées pour former des points chauds et endommager sous-groupe en entier. Cela représente une limitation majeure de ce type de protection qui a été étudiée dans plusieurs travaux de recherche (Schmidt & Roth, 2012; Duong et al., 2017; Ayache et al., 2020).

La protection contre les points chauds demeure donc une problématique d'actualité ainsi qu'une préoccupation importante pour les fabricants de systèmes solaires.

1.4.2 Principaux facteurs de dégradation d'un module solaire

La figure 1.4 tirée de (Jordan et al., 2017) montre un diagramme à barres qui présente les principaux facteurs de dégradation d'un module solaire. Le nombre de cas identifiés est indiqué en pourcentage alors que la couleur indique la gravité du facteur sur les performances du système. Cette figure, tirée de l'étude (Jordan et al., 2017), a été obtenue pour diverses installations PV conventionnelles dans 40 pays pour une période de 10 ans (de 2005 à 2015). La dégradation est causée par de nombreux facteurs ayant une incidence négative sur la production d'électricité et le fonctionnement dans les limites du dimensionnement initial.

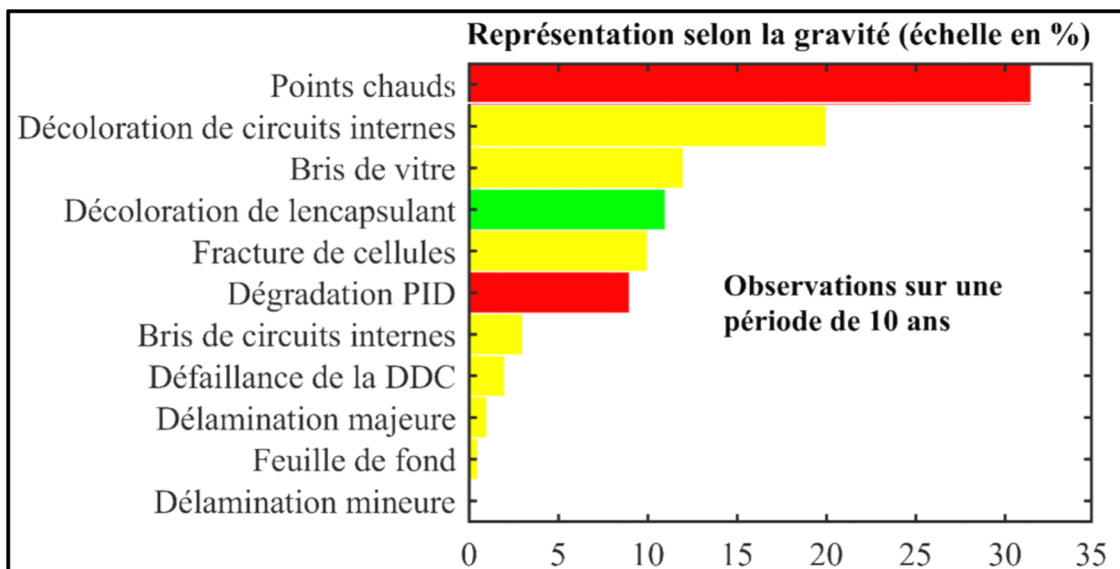


Figure 1.4 Facteurs de dégradation d'un panneau PV

La décoloration

La décoloration du module PV se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation, généralement de l'Éthylène Vinyl Acetate (EVA) ou un matériau

adhésif entre le verre et les cellules. Elle provoque une diminution de la puissance générée par le module.

Les fissures et bris de verre

Les fissures et bris de verre constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, d'entretien et de transport. Quand le verre est fissuré, la pénétration d'humidité se fait plus facilement et, à long terme, des problèmes de corrosion apparaissent.

La délamination

La délamination correspond à la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre du dessus. Elle représente un problème majeur puisqu'elle entraîne deux effets : l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module.

La dégradation PID

PID signifie « Potentiel Induced Degradation ». Il s'agit d'un phénomène de dégradation mis en évidence récemment qui induit un vieillissement très accéléré du module. En effet, en l'espace de quelques mois, le système peut perdre plus de 20% de son énergie initiale.

Les points chauds

Malgré la protection offerte par les DDC contre les points chauds, ces derniers sont la principale source de dégradation des cellules comparativement aux autres facteurs tels que la décoloration du capsulant et la délamination. La figure 1.4 confirme la sévérité des points chauds sur les performances des installations PV. En outre, les panneaux PV affectés par les points chauds démontrent une perte de puissance significativement plus élevée que les panneaux n'ayant produit aucun point chaud. C'est pourquoi de nombreuses études ont suggéré diverses techniques de protection contre les points chauds (Kim & Krein, 2015; Ayache et al., 2020; Ghanbari, 2017; Guerriero et al., 2017; Guerriero & Daliento, 2019; Alajmi et al., 2017; Schmidt & Roth, 2012; Williams, 2014). Ces techniques incluent généralement les méthodes de détection d'ombrage avec ou sans ressources de protection (circuits électroniques

supplémentaires). Les méthodes de détection des points chauds se basent généralement sur une analyse par thermographie infrarouge (Alajmi et al., 2017) ou par caractérisation des paramètres des panneaux PV ont également été rapportés (Ghanbari, 2017). Les techniques de protection peuvent être classées comme indiqué ci-dessous.

1.4.2.1 Protection par reconfiguration dynamique

Parmi les solutions proposées, il y a la technique de reconfiguration dynamique des panneaux tels que le croisement et la mise en série et en parallèle (Amin et al., 2016; Duong et al., 2017). Dans cette méthode, le nombre et la disposition des DDC sont modifiés en fonction des événements d'ombrage. Cependant, la mise en application de ces techniques nécessite des circuits de commutation complexes et des calculs substantiels du fait que les algorithmes et les matrices de commutation sont d'ordres élevés.

1.4.2.2 Protection à l'aide de convertisseurs intégrés

Certaines études ont proposé le remplacement éventuel des DDC par des convertisseurs intégrés qui permettent à chaque sous-groupe de panneau de fonctionner au courant qu'il produit (Kim et al., 2015). Les convertisseurs intégrés sont commandés selon la puissance disponible de chaque sous-groupe et en fonction du bilan énergétique entre le réseau et les panneaux. Toutefois, leur efficacité globale peut devenir médiocre, notamment dans les situations d'ombrage intense. De plus, l'intégration des convertisseurs dans chaque sous-groupe nécessite plusieurs capteurs, ce qui entraîne une installation coûteuse. En outre, pour la détection de l'ombrage, les convertisseurs utilisent généralement une mesure du courant de court-circuit qui soumet les cellules ombragées à un stress thermique qui peut leur être nocif (Ayache et al., 2018). Finalement, les méthodes de reconfiguration dynamique et de convertisseurs intégrés sont sujettes aux oscillations et à l'instabilité en raison des différentes formes et structures physiques des nuages.

1.4.2.3 Protection à l'aide d'interrupteurs externes

L'enclenchement et le déclenchement des systèmes PV en ajoutant des circuits de commandes électroniques pour les protéger contre les défauts d'arcs électriques et les opérations de discordance ont déjà été rapportés dans (Schmidt & Roth, 2012; Williams, 2014). Ce même principe a été utilisé par la suite afin d'assurer une protection contre les points chauds, où des MOSFET ou des relais sont insérés en série avec chaque sous-groupe (Kim & Krein, 2015; Ayache et al., 2020; Ghanbari, 2017; Guerriero et al., 2017; Guerriero & Daliento, 2019; Alajmi et al., 2017). Les MOSFET et les relais sont commandés par plusieurs approches qui permettent soit d'éliminer le fonctionnement des cellules ombragées dans le IIQ (Kim & Krein, 2015; Ayache et al., 2018; Ghanbari, 2017; Ghanbari, 2017) ou de soulager leur contrainte thermique en absorbant une partie de leur tension inverse (Guerriero et al., 2017; Guerriero & Daliento, 2019) comme illustré sur la figure 1.5.

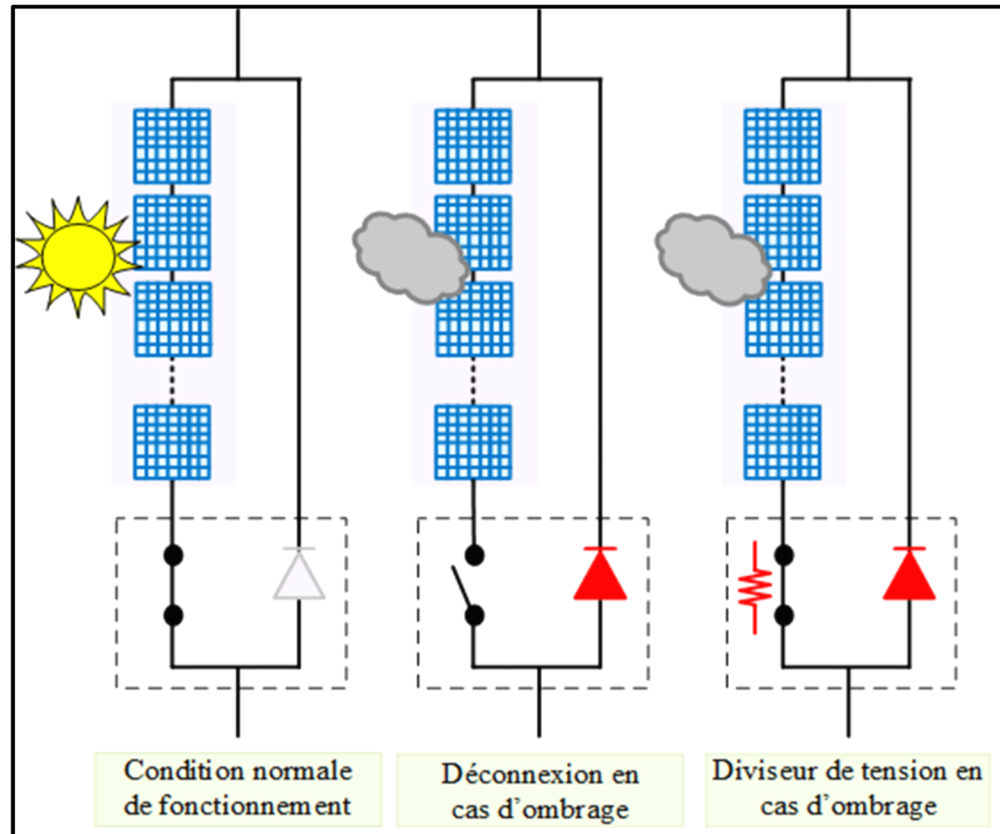


Figure 1.5 Méthodes de protection contre la formation des points chauds

Ces protections doivent comprendre deux phases : la phase de déconnexion pour enclencher la protection et la phase de reconnexion pour reprendre le fonctionnement normal du panneau. Ces phases nécessitent une détection dynamique soit du point chaud ou de l'événement de l'ombrage (de l'occurrence jusqu'à sa fin) et de la localisation du sous-groupe ombragé afin d'assurer une protection spécifique des cellules PV affectées. Cependant, la majorité des solutions apportées dans la littérature n'abordent pas la phase de reconnexion ce qui limite grandement l'application réelle de ces protections. De plus, la majorité des études qui traitent la phase de déconnexion ne tiennent pas compte ni de l'évolution de la charge ni des commandes MPPT associées (Ghanbari, 2017; Guerriero et al., 2017; Guerriero & Daliento, 2019), ce qui représente des problématiques techniques importantes pour le fonctionnement du système PV au complet.

Les techniques de détection d'ombrage et de points chauds les plus pertinentes dans la littérature sont la mesure de l'impédance dynamique et statique ainsi que la détection par diviseur de tension qui utilise un MOSFET intégré en série avec les cellules.

1.4.3 Techniques basées sur la mesure des impédances dynamique et statique

Dans (Kim & Krein, 2015; Kim et al., 2013), la détection des points chauds est basée sur l'analyse des changements des paramètres dynamiques des cellules (R_{sh} , R_s , C_{eq} et L_s). Ces paramètres sont extraits du système PV à partir d'une mesure fréquentielle de l'impédance dynamique de chaque sous-groupe du panneau effectuée à l'aide d'un analyseur dédié « Special Impedance Analyzer » (Zhaner manuel). Cette approche est intéressante bien que l'utilisation de l'appareil limite sa faisabilité pratique et économique. D'ailleurs, nous avons développé un système de mesure pour étudier la possibilité de détecter l'ombrage par cette méthode et plus de détails seront apportés dans le chapitre 3.

Dans d'autres études (Ghanbari, 2017), les auteurs ont proposé une mesure d'impédance statique pour la détection de l'ombrage, ce qui est beaucoup plus simple que la mesure de

l'impédance dynamique (Kim & Krein, 2015; Kim et al., 2013). Pour effectuer les déconnexions, l'algorithme proposé se base sur la mesure des pentes des courbes I-V, sur le circuit équivalent Thévenin du panneau PV ainsi que sur des seuils de déclenchement de points chauds déterminés de façon empirique. De plus, une mesure répétitive de la tension en circuit ouvert et du courant de court-circuit sont requises. Cette méthode nécessite un microcontrôleur, un capteur de tension isolé et un capteur de courant pour chaque sous-groupe du système. Le problème de la commande proposée par cette technique est la détermination des seuils des points chauds de toutes les cellules, et cela reste complexe en pratique étant donné l'aspect aléatoire du comportement électrothermique dans IIQ des cellules (Ayache et al., 2018; Rahman & Rahim, 2014; Kim & Krein, 2013; Ayache et al., 2018; Bishop, 1989; Chattopadhyay et al., 2015).

Par ailleurs, au lieu des MOSFET, les auteurs de (Ghanbari, 2017), ont utilisé des relais mécaniques à deux états dans le but d'isoler le système PV des circuits de commande et d'éliminer la problématique de pilotage dans le cas d'une association en série de plusieurs panneaux. Cependant, les contacts des relais isolés peuvent avoir une résistance à l'enclenchement beaucoup plus élevée que la résistance drain-source d'un MOSFET. De plus, les relais ont plusieurs propriétés indésirables telles qu'un cycle de vie court, un temps de commutation élevé et le risque de formation d'arcs électriques lors des ouvertures, sachant que les panneaux photovoltaïques récents peuvent fournir des courants de court-circuit allant jusqu'à 10 ampères. Il est certain qu'il existe des relais ayant une meilleure durée de vie, mais ils coûtent cher et cela augmente le coût du système. De plus, les relais sont des composants encombrants à insérer dans la boîte de jonction d'un panneau.

1.4.4 Technique du diviseur de tension à l'aide de MOSFET

Dans (Guerriero et al., 2017; Guerriero & Daliento, 2019), une technique intéressante qui utilise deux MOSFET à canal P pour chaque sous-groupe a été présentée. Le MOSFET principal fonctionne à la fois dans les régions linéaires et de saturation selon la tension V_{GS} , fourni par les cellules solaires. En fait, en mode saturation, le MOSFET agit comme un diviseur

de tension (inverse) avec les cellules ombragées (figure 1.5). Cela peut être bénéfique pour réduire le stress thermique dans IIQ uniquement lorsqu'une cellule est ombragée, sinon le MOSFET est chauffé inutilement. Le second MOSFET est contrôlé par un oscillateur afin de commuter le principal.

Comme déjà mentionné, un élément important de la faisabilité pratique de toute approche de protection contre les points chauds par déconnexion est la stratégie de reconnexion à la fin de l'ombrage. La durée de la reconnexion est problématique et doit être déterminée en tenant compte du pire taux d'ombrage et de l'algorithme MPPT sélectionné. Par exemple, un algorithme de type perturbation et observation (P&O) est exécuté en quelques millisecondes alors qu'un algorithme d'optimisation des essaims de particules (PSO) nécessite de nombreuses secondes. Ce circuit a une importante limitation sur le plan de reconnexion. En effet, la durée doit être très courte sinon elle sera très contraignante pour le MOSFET lorsque celui-ci fonctionne dans la région de saturation. Cette question n'a pas été abordée dans (Ghanbari, 2017) et aucune description du circuit de l'oscillateur n'a été incluse. Également, une autre limitation du circuit de (Ghanbari, 2017) est l'impossibilité de se synchroniser avec les algorithmes de poursuite de puissance. Si l'algorithme de puissance est exécuté pendant que le sous-groupe ombragé est déconnecté, les conclusions seront sans aucun doute erronées. De plus, un refroidissement approprié des MOSFET est également requis et l'ajout d'un dissipateur thermique peut être nécessaire pour éviter une surchauffe. Ce dissipateur de chaleur pose des problèmes quant à la grosseur du circuit et son intégration dans la boîte de jonction devient compliquée.

Il est important de mentionner que, peu importe les performances techniques de l'approche de protection proposée, des contraintes de taille et de prix sont exigées afin d'assurer la faisabilité technico-économique de ces protections.

1.4.5 Maximisation du transfert de puissance

Afin de réduire les pertes dues à l'ombrage partiel, plusieurs approches ont été développées telles que les reconfigurations dynamiques des panneaux, l'utilisation de l'électronique de puissance (Kim et al., 2015; Alajmi et al., 2013) et les techniques de commande d'optimisation et de maximisation de puissance MPPT (Radjai et al., 2015; Miyatake et al., 2011; Taheri et al., 2010; Ali & Pant, 2011; Wang et al., 2011; Bastidas et al., 2012; Moballeggh & Jiang, 2014; Tey et al., 2014; Wei et al., 2017; Hadji et al., 2015). Ces dernières demeurent les plus pratiques et les moins coûteuses parmi ces approches parce qu'il s'agit d'implantations logicielles. Toutefois, les profils des caractéristiques P-V se trouvent affectés par l'ombrage partiel. De multiples pics de puissance, appelés points de puissance maximale locale, sont créés. Parmi eux, il y a le point de puissance maximale globale qui représente la puissance optimale produite. Par conséquent, les algorithmes MPPT deviennent très complexes et moins adaptés aux conditions et à la dynamique de l'ombrage. En effet, les techniques MPPT classiques telles que la perturbation et l'observation (P&O) (Elgendy et al., 2012), l'inductance incrémentale (IC) (Elgendy et al., 2016; Kjær, 2012), le courant de court-circuit fractionné (FSCC) et la tension de circuit ouvert fractionné (FOCV) (Bendib et al., 2015) sont relativement simples et pratiques à mettre en œuvre, mais présentent des performances médiocres dans le cas d'un ombrage partiel ce qui affecte le rendement de la conversion photovoltaïque. Or, ils ne sont pas en mesure d'extraire le point de puissance global ce qui entraîne donc des pertes de puissance.

Pour surmonter cette limitation, différentes approches ont été proposées dans la littérature (Alajmi et al., 2013; Radjai et al., 2015; Miyatake et al., 2011; Taheri et al., 2010; Ali & Pant, 2011; Wang et al., 2011; Bastidas et al., 2012; Moballeggh & Jiang, 2014; Tey et al., 2014; Wei et al., 2017; Hadji et al., 2015). Ces approches peuvent être classées en deux catégories : les techniques heuristiques et les techniques basées sur des modèles de panneaux.

1.4.5.1 MPPT à l'aide de méthodes heuristiques

Les méthodes heuristiques sont basées sur l'intelligence artificielle et les algorithmes d'optimisation stochastique, y compris la logique floue (Alajmi et al., 2013), l'optimisation des essaims de particules (PSO) (Miyatake et al., 2011; Wei et al., 2017) et les algorithmes d'évolution génétique et différentielle (Taheri et al., 2010; Ali & Pant, 2011; Tey et al., 2014; Hadji et al., 2015). Ces méthodes échantillonnent de manière régulière les différents points de fonctionnement ou balayent l'ensemble des points de la caractéristique P-V du réseau PV. En général, elles utilisent de nombreux calculs pour pouvoir poursuivre efficacement le maximum global, ce qui se traduit par un processus d'optimisation coûteux en temps. Le problème commun de ces approches est leurs risques d'instabilités, en particulier lors de changements rapides des conditions environnementales.

Afin d'éviter de tels problèmes, ces algorithmes doivent être correctement ajustés. Par exemple, le PSO de base est influencé par un certain nombre de paramètres de contrôle, à savoir le poids inertiel, les facteurs d'accélération et la taille de la population. Un moyen adopté par plusieurs chercheurs pour trouver le meilleur ensemble de paramètres, consiste à effectuer plusieurs tests sur le système ce qui rend le processus d'optimisation très long.

De plus, ces méthodes peuvent présenter de nombreuses faiblesses et offrent des résultats peu fiables. En effet, ils peuvent présenter des problèmes de robustesse et de divergence. Ajoutons également les limitations spécifiques telles que la lenteur de la convergence et les calculs mathématiques longs et complexes. Ainsi, des conductions initiales très strictes doivent être imposées.

Par conséquent, de nouvelles méthodologies de poursuite du point de puissance maximale globale (PPMG) sont encore les bienvenues afin de mieux relever le défi présenté par l'ombrage partiel.

1.4.5.2 MPPT basé sur les modèles

Les techniques basées sur des modèles de panneaux PV (Wang et al., 2011; Bastidas et al., 2012; Moballegh & Jiang, 201) utilisent les paramètres internes des cellules et font appel à des pyromètres et des capteurs de température coûteux. Généralement, ces méthodes nécessitent un énorme de temps pour traiter les données mesurées, modéliser le système et extraire le point de puissance globale. Par conséquent, le développement de modèles PV qui tiennent en compte les conditions d'ombrage partiel demeure très complexe et difficile à exécuter, et peu sont les études qui traitent ce sujet dans la littérature.

1.5 Objectifs

Cette recherche vise à développer des solutions techniques permettant aux panneaux PV de contrôler intelligemment leur propre état de fonctionnement dans des situations d'ombrage partiel. Ce contrôle comprend la détection de l'ombrage partiel et la protection active contre la formation des points chauds qui favorise simultanément les commandes PPMG. Ces dernières doivent être rapides et précises afin d'éviter le stress thermique sur les cellules ombragées. De ce fait, notre étude reposera sur les trois principaux thèmes suivants: l'analyse du fonctionnement d'un panneau ombragé et des caractéristiques électrotechniques de ses cellules, les techniques de protection contre la formation des points chauds qui comprend généralement la détection de l'ombrage partiel et les commandes de PPMG.

L'objectif principal de cette thèse est donc d'améliorer les performances et la fiabilité d'un système PV sujet à un ombrage partiel tout en respectant les contraintes technico-économiques de fabrication et des coûts associés. On propose une stratégie complète de protection contre l'apparition des points chauds et une approche de maximisation du transfert de puissance dans le cas d'un système photovoltaïque.

Les objectifs spécifiques du projet de recherche peuvent être définis comme suit :

- étude du fonctionnement d'une cellule PV dans le deuxième quadrant (IIQ) de la caractéristique I-V.
- classification expérimentale des cellules PV selon le comportement dans IIQ.
- mise en évidence expérimentale de la formation des points chauds et vérification de la répartition de chaleur dans le cas du fonctionnement dans IIQ.
- caractérisation des pertes dues à l'ombrage en se servant des bilans de puissance ainsi que les courbes d'aires.
- proposition d'une méthodologie d'extraction des paramètres dynamiques de cellules PV.
- proposition d'un circuit électronique de protection des cellules ombragées contre le phénomène des points chauds.
- établissement d'une stratégie de commande du PPMG dans une configuration de protection contre les HS.
- introduction d'une nouvelle loi de commande du PPMG dans le cas de l'ombrage partiel.
- implantation de la stratégie de commande du PPMG pour la loi de commande introduite.

1.6 Méthodologie adoptée

Pour atteindre les objectifs de recherche, la réalisation du projet comporte trois composantes essentielles: une composante de documentation, de réflexion et d'analyse d'un système PV soumis à l'ombrage partiel, une autre liée à la simulation et enfin, une dernière consacrée à la mise en œuvre expérimentale des solutions proposées.

1.6.1 Documentation et analyse

Le travail de recherche présenté dans cette thèse nécessite tout d'abord une bonne maîtrise et une compréhension approfondie du fonctionnement d'une cellule solaire isolée ou mise en série avec d'autres cellules pour former un sous-groupe d'un système solaire. Très peu d'information existe dans la littérature sur le quadrant II, car le fonctionnement dans cet

environnement n'est généralement pas requis. Cette partie sera donc décomposée selon les points ci-dessous :

- étude théorique du fonctionnement d'une cellule solaire dans le deuxième quadrant (IIQ) de la caractéristique I-V.
- classification des cellules solaires selon le comportement dans le quadrant IIQ
- détermination des seuils d'activation des points chauds, de la tension de claquage des cellules PV et vérification de la répartition de chaleur dans le cas du fonctionnement dans le quadrant IIQ.
- calcul des pertes dues à l'ombrage.

Le deuxième volet de notre recherche documentaire portera sur les techniques proposées dans la littérature pour prévenir les points chauds. Une attention particulière sera accordée aux approches de 'déconnexion', et au fonctionnement en tandem avec les commandes MPPT car c'est dans ce sens que s'inscrit notre contribution.

Enfin, le dernier volet d'analyse des travaux antérieurs concernera les commandes MPPT pour les cas d'ombrage partiel.

1.6.2 Simulation

Pour ce qui est de la simulation, le logiciel utilisé est Simscape™ dans l'environnement de Simulink. La boîte d'outils Simscape™ permet de créer rapidement des modèles de systèmes physiques et un modèle suffisamment complet de la cellule solaire est disponible dans sa librairie Electrical. Cette cellule offre une grande flexibilité et permet de concevoir toutes sortes d'architectures de systèmes PV: série, parallèle, avec ou sans DDC, etc. Il est également possible de spécifier différents paramètres tels que V_{oc} (tension en circuit ouvert), I_{sc} (courant de court-circuit) et T (la température). Tous les résultats présentés dans les différents chapitres de cette thèse ont été réalisés à l'aide de cette cellule solaire dans Simulink. L'ajustement des

paramètres s'est fait selon les caractéristiques des panneaux solaires disponibles au laboratoire de recherche.

Le schéma bloc de cellule solaire est montré dans la figure 1.6. Il modélise une cellule solaire par une combinaison parallèle d'une source de courant, de deux diodes exponentielles et d'une résistance R_p parallèle, toutes sont connectées en série avec une résistance R_s . Le courant de sortie I est donné par :

$$I = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{V+I*R_s}{N*V_t}} - 1 \right) - I_{s2} \left(e^{\frac{V+I*R_s}{N2*V_t}} - 1 \right) - \frac{V+I*R_s}{R_p} \quad (1.2)$$

où I_s et I_{s2} sont les courants de saturation des diodes, V_t est la tension thermique, N et $N2$ sont les facteurs de qualité (coefficients d'émission des diodes) et I_{ph} est le courant solaire.

L'entrée du signal physique I_r est l'irradiance (intensité lumineuse) en W/m^2 appliquée à la cellule. Le courant solaire généré I_{ph} est donné par $I_r * \frac{I_{ph0}}{I_{r0}}$ où I_{ph0} est le courant solaire mesuré pour l'irradiance I_{r0} .

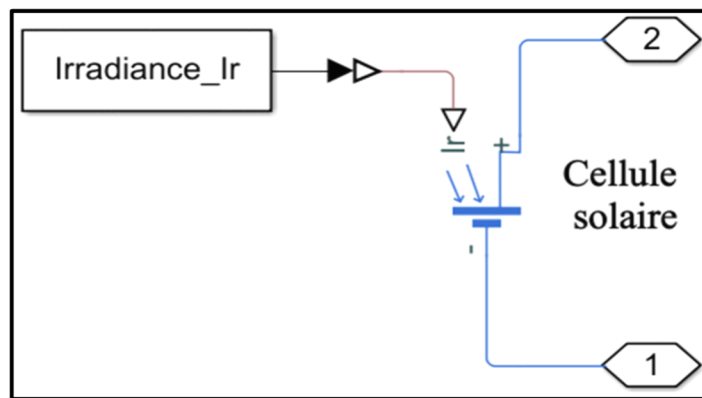


Figure 1.6 Schéma bloc d'une cellule solaire dans Simscape

1.6.3 Expérimentation

1.6.3.1 Études des cellules solaires

Plusieurs cellules solaires ont été acquises pour les tests de classification et de distribution de température. Une caméra thermique de type Flir E60 a été utilisée. Cet appareil est facile à utiliser et offre une plage de températures de -20°C à $+650^{\circ}\text{C}$ avec une précision de $\pm 2\%$. La résolution de 320×240 pixels offre une très bonne qualité d'image infrarouge. Conjointement avec la caméra, le logiciel d'analyse thermique ResearchIR a été employé (Flir manuel). Il permet le contrôle de la caméra, l'enregistrement de données, l'analyse d'images et le traçage des courbes de température. Le logiciel ResearchIR se connecte directement à la caméra FLIR via le port USB.

De plus, dans la mesure des paramètres des cellules, les deux appareils de la compagnie Keysight Technologies qui est une entreprise spécialisée dans les équipements de mesure de haute qualité ont été utilisés, soit le B1500A et le B2901. Le B1500A qui est un analyseur de paramètres des semi-conducteurs. Cet appareil a servi au début pour extraire les paramètres des cellules. Le B2901 est unité de générateur et mesure de tension et courant programmable. À l'aide de cet appareil, nous avons émulé l'ombrage partiel et programmé divers profils de tensions et courants avant d'évaluer la répartition de chaleur dans une cellule solaire.

1.6.3.2 Simulateur solaire

Pour des raisons pratiques, un simulateur solaire d'intérieur a été fabriqué au laboratoire. Une photo de ce système est donnée à la figure 1.7.

Dans ce simulateur, les panneaux solaires sont alimentés par des lampes halogènes. Les longueurs d'onde des halogènes sont suffisamment similaires aux rayons ultraviolets du soleil pour que les cellules solaires puissent les convertir en électricité. Cependant, chaque source de lumière a un spectre distinct et ce type de lumière n'est certainement pas aussi puissant que la

lumière directe du soleil. La puissance maximale produite par le panneau solaire dépend fortement de la puissance en watts, du nombre de lampes halogènes et de leur distance par rapport au panneau. Le simulateur solaire fabriqué se compose d'un ensemble de 8 lampes halogènes de 500W chacune, couvrant une surface approximative de $2,75\text{m}^2$. Ces lampes sont contrôlées d'une façon dynamique afin de créer des profils d'ombrage variables dans le temps.

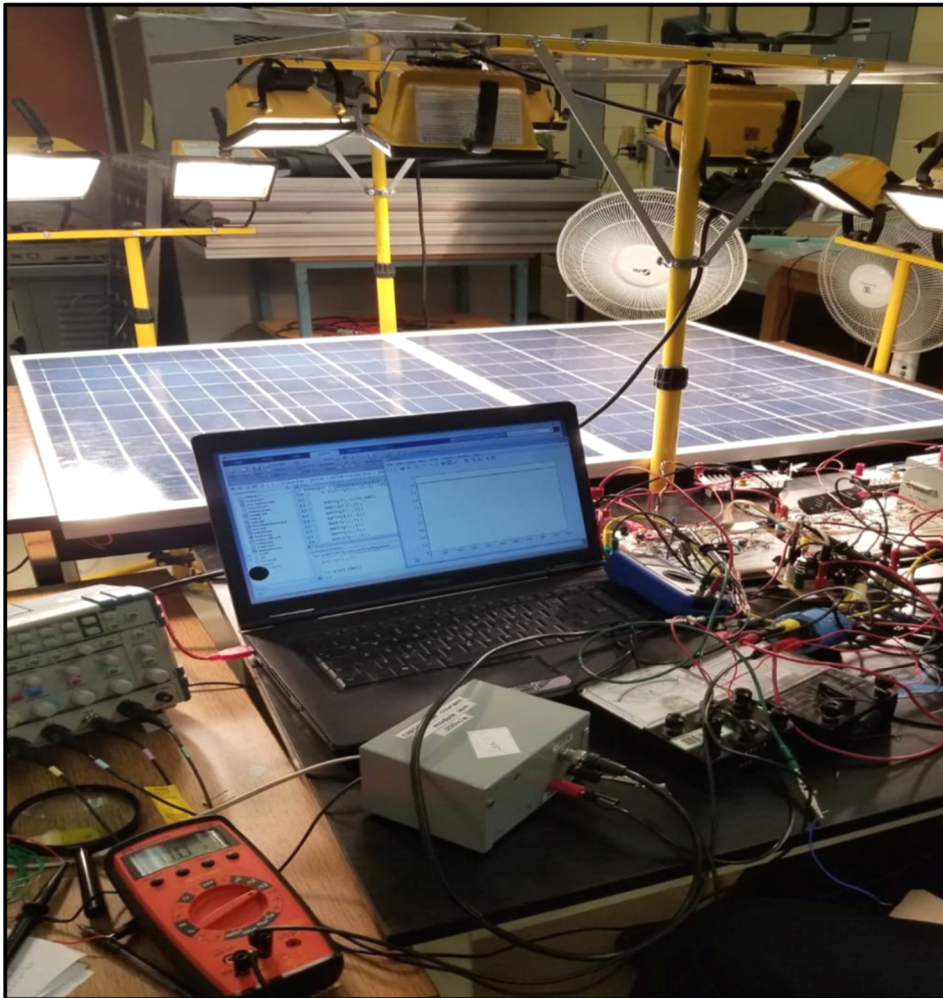


Figure 1.7 Photo du système expérimental

1.6.3.3 Circuits de protection contre les points chauds et commande d'écrtage de tensions

Des prototypes de circuits imprimés pour la déconnexion et la commande d'écrtage ont été fabriqués et assemblés au laboratoire. Soulignons qu'un matériel très simple a été utilisé.

1.6.3.4 Acquisition des données

Un capteur à effet Hall a été utilisé pour la mesure du courant alors que la mesure de la tension se fait tout simplement d'un diviseur de tension. Des circuits analogiques de filtrage des signaux e mesure ont été fabriqués au laboratoire. Ces circuits analogiques sont branchés à un microcontrôleur de type PIC24 de la famille Microchip. Le schéma du circuit expérimental est donné à la figure 1.8.

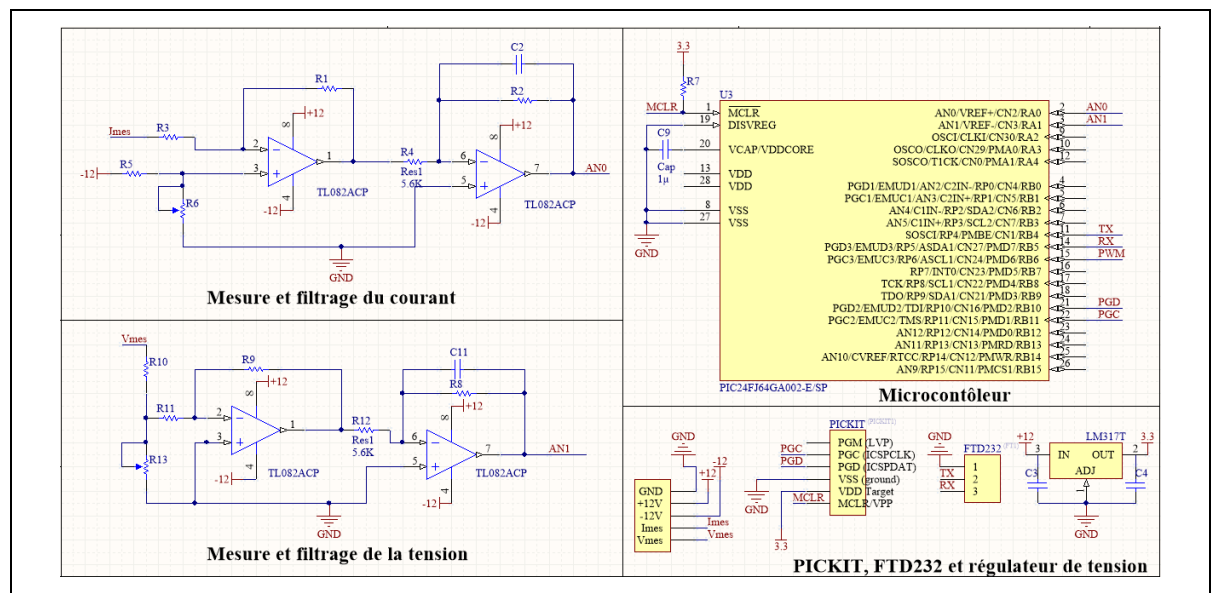


Figure 1.8 Schéma du circuit expérimental

1.6.3.5 Traçage des courbes d'expérimentation

Pour l'analyse et le traçage des courbes de mesures, Matlab a été utilisé. Le microcontrôleur communique avec Matlab via une liaison série. Cette communication se fait relativement bien,

car le microcontrôleur est équipé de périphériques de liaison série et Matlab possède une fonction "série" qui lui permet de communiquer via un port série. Un adaptateur USB vers RS232 de type FTD232 est utilisé. Cette communication est de type directionnel et se fait en temps réel. Le microcontrôleur envoie toutes les données d'acquisition à Matlab qui les enregistre dans la mémoire de l'ordinateur. À la fin du procédé, les données recueillies peuvent être analysées et représentées sous forme de courbes. Le microcontrôleur a une capacité de 12 signaux analogiques et la communication avec Matlab se fait sur 8 bits.

1.7 Structure du rapport

Ce rapport de thèse est constitué de cinq chapitres. Le premier est consacré à expliciter la problématique de recherche, les objectifs, la méthodologie suivie tout au long de la réalisation de ce travail ainsi que la revue de la littérature. Le second chapitre apporte une analyse opérationnelle d'un panneau PV ombragé à l'échelle cellulaire afin de souligner la disparité des propriétés électrothermiques des cellules ombragées, le phénomène du point chaud et le bilan de puissance du panneau PV. Il met en évidence, notamment, les déficiences de protection contre les points chauds dans les systèmes PV existants. Le troisième chapitre présente la méthodologie pour extraire les paramètres dynamiques d'une cellule ombragée. La procédure complète incluant le circuit de mesure et le programme qui génère le fonctionnement global y sont décrits. Cette analyse vise à évaluer la possibilité de détecter l'ombrage et la formation des points chauds dans un panneau ombragé. Le quatrième chapitre porte sur la présentation d'un circuit complet de protection dynamique et autonome contre la formation des points chauds, intégré au panneau PV en vue d'améliorer sa fiabilité. Le principe de ce circuit est expliqué en détail et son fonctionnement est validé par simulation et par expérimentation. Le cinquième chapitre est consacré à la proposition d'une nouvelle technique de poursuite de puissance maximale adaptée à l'ombrage partiel et aux circuits de protection proposée dans le chapitre précédent. L'approche a été validée par une simulation et par expérimentation. Enfin, une conclusion générale viendra clore le rapport avec des suggestions de travaux futurs

CHAPITRE 2

FORMATION DE POINTS CHAUDS ET PERTES DE PUISSANCE DANS UN PANNEAU OMBRAGÉ

2.1 Introduction

L'analyse des modes de fonctionnement des panneaux PV à l'échelle cellulaire est une étape primordiale pour comprendre les limitations structurelles des panneaux PV sous un ombrage partiel, à savoir le phénomène des points chauds et les déficiences de protection contre ce dernier.

Nous commençons ce chapitre par une classification des cellules PV. Cette classification est basée sur les profils des caractéristiques I-V ainsi que de leurs propriétés thermiques dans IIQ. Rappelons que, dans les conditions dites normales de production d'énergie, les cellules fonctionnent exclusivement dans le quadrant I et que certaines cellules sont forcées d'opérer au IIQ en cas d'un ombrage partiel. Pour analyser le phénomène des points chauds, une étude électrothermique à l'aide d'une caméra infrarouge est réalisée en tenant compte des différents paramètres, comme les propriétés électrothermiques des cellules, les points de fonctionnement et les taux d'ombrage. La classification des cellules PV a abouti à l'identification de deux types : haute résistance (HR) et faible résistance (LR).

La deuxième partie de ce chapitre est consacrée à l'étude des pertes de puissance dans un panneau PV ombragé. Il est d'abord question d'identifier l'origine de ces pertes en considérant différentes structures telles qu'un panneau constitué de cellules de type HR avec et sans DDC, et un panneau composé de cellules de type LR avec et sans DDC. Pour faire cette étude, une technique de bilan de puissance est proposée. Elle évalue les puissances mises en jeux, à savoir : la puissance générée par le module PV, la puissance transférée à la charge, les pertes de puissance internes et les pertes dues à l'ombrage. Un accent particulier est mis sur l'analyse du bilan de puissance entre les cellules ombragées et les autres cellules du module PV. Les résultats des analyses sont présentés sous forme de graphiques en aires afin de faciliter leur

interprétation à différents points de fonctionnement. Les limites de la protection des DDC contre les points chauds font également l'objet de discussions rigoureuses.

2.2 Analyse électrothermique approfondie du fonctionnement du second quadrant des cellules solaires

Avant de commencer l'examen électrothermique des cellules PV ombragées, nous clarifions la différence entre deux termes le IIQ et les points chauds. Nous désignons par le second quadrant, le fonctionnement de la cellule ombragée sous tension négative et un courant positive. La cellule dans ce quadrant dissipe de la puissance sous forme de chaleur au lieu de la produire. Ce mode de fonctionnement est appelé "hot spotting" dans certains articles (Kim & Krein, 2015; Kim & Krein, 2013). Le point chaud est une résultante du fonctionnement du IIQ et des propriétés thermiques des cellules. Il est déterminé par l'échauffement excessif localisé qui se produit lorsqu'une partie de la cellule ombragée a une température plus élevée (à partir de 150°C) que le reste de sa surface. Il convient de mentionner que le phénomène des points chauds apparaît en raison de la concentration locale du courant dans une petite zone autour de la jonction PN impure durant l'opération IIQ (Bishop, 1989).

La figure 2.1 démontre le fonctionnement dans le IIQ d'un sous-groupe de cellules. La distribution de la chaleur a été évaluée par le biais d'une caméra thermique infrarouge Flir E60. Nous observons que la répartition de la chaleur sur la surface des cellules est non-uniforme pour les mêmes conditions d'ombrage. Quelques cellules chauffent plus que le reste et ont tendance à former des points chauds et présente des régions où la température maximale est autour de 109°C.

Les observations précédentes nous ont portés à étudier expérimentalement la réponse électrothermique des cellules photovoltaïques en polarisation inverse de manière individuelle. Les profils varient d'une cellule à l'autre au sein d'un même lot ou d'un même panneau. Une telle inhomogénéité a déjà été observée dans (Hartman, 1981; Alonso-Garcia et al., 2006; Alonso-Garcia & Ruiz, 2006). Toutefois, l'industrie photovoltaïque ne reconnaît que deux catégories de cellules photovoltaïques, à savoir le type A et le type B. Leurs critères de

classification sont basés sur le nombre de cellules par DDC et l'amplitude de la tension de claquage de chaque cellule.

Les cellules de type A ont une tension de claquage inverse supérieure à la tension du sous-groupe contourné, alors que c'est l'inverse pour les cellules de type B. Or, dans notre étude, nous avons classé les cellules en cellules à haute résistance (HR) et à basse résistance (LR). La première catégorie correspond aux cellules de type A et B tandis que la deuxième présente une seconde tension de claquage, comme le montrent les figures 2.2 et 2.3.

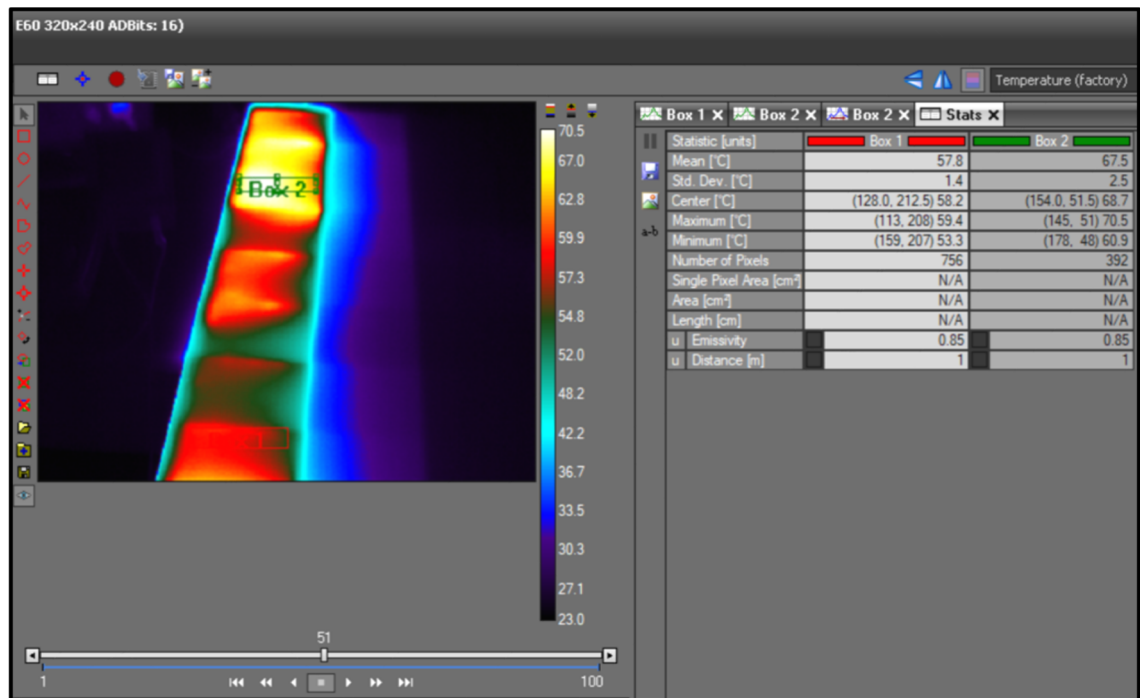


Figure 2.1 Réponse thermique d'un sous-groupe ombragé

Les détails sur la méthode expérimentale d'émulation de l'ombrage ainsi que le premier (I-Q) et le deuxième quadrant (II-Q) du plan de tension de courant des cellules solaires ont été fournis dans (Ayache et al., 2020). Afin d'examiner le risque de formation de point chaud dans les cellules HR et LR, nous avons eu recours à une analyse électrothermique pour relever les distributions de température. Cette analyse a été réalisée à l'aide d'une caméra infrarouge et du logiciel ResearchIR (Flir E60 manuel). L'importance de notre analyse vient du fait que les

fabricants ne fournissent pas les caractéristiques II-Q, qui sont essentielles à l'étude sur toute la surface de la cellule.

Dans le test d'une cellule HR, nous remarquons que certaines régions chaudes apparaissent dans la cellule, mais pas au point de devenir des points chauds (voir figure 2.4). On peut donc conclure que la résistance équivalente de la cellule est élevée et contribue donc à limiter le courant. Les cellules HR présentent une sensibilité thermique réduite lors des inversions de polarisation. Par conséquent, elles sont capables d'évacuer le stress thermique sans risque de dommages causés par les points chauds. À titre d'exemple, la figure 2.4 montre une cellule HR qui consomme une puissance de 15W sans aucun dommage apparent. L'augmentation de température n'est que de 60°C alors que la cellule consomme huit fois sa puissance maximale. Les variations de la température de la cellule, du courant et de la puissance inverse absorbée en fonction de la tension inverse pour la cellule HR sont données aux graphiques de la figure 2.5.

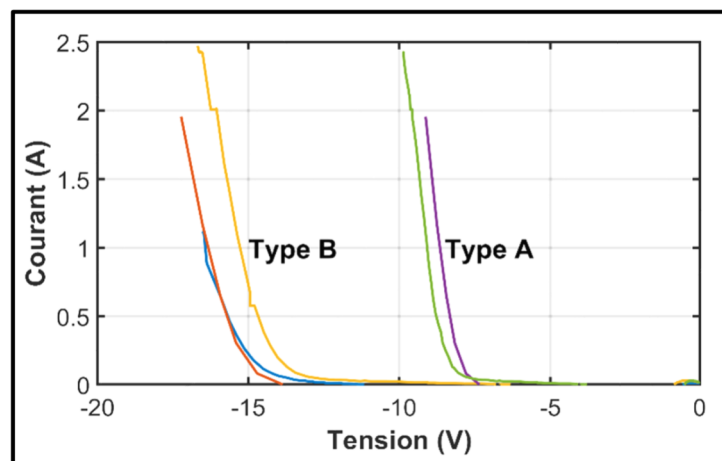


Figure 2.2 Caractérisation expérimentale du 2e quadrant d'une cellule HR

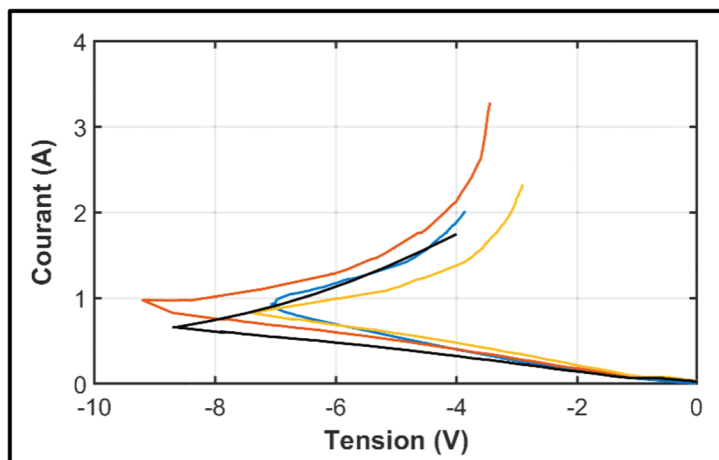


Figure 2.3 Caractérisation expérimentale du 2e quadrant d'une cellule LR

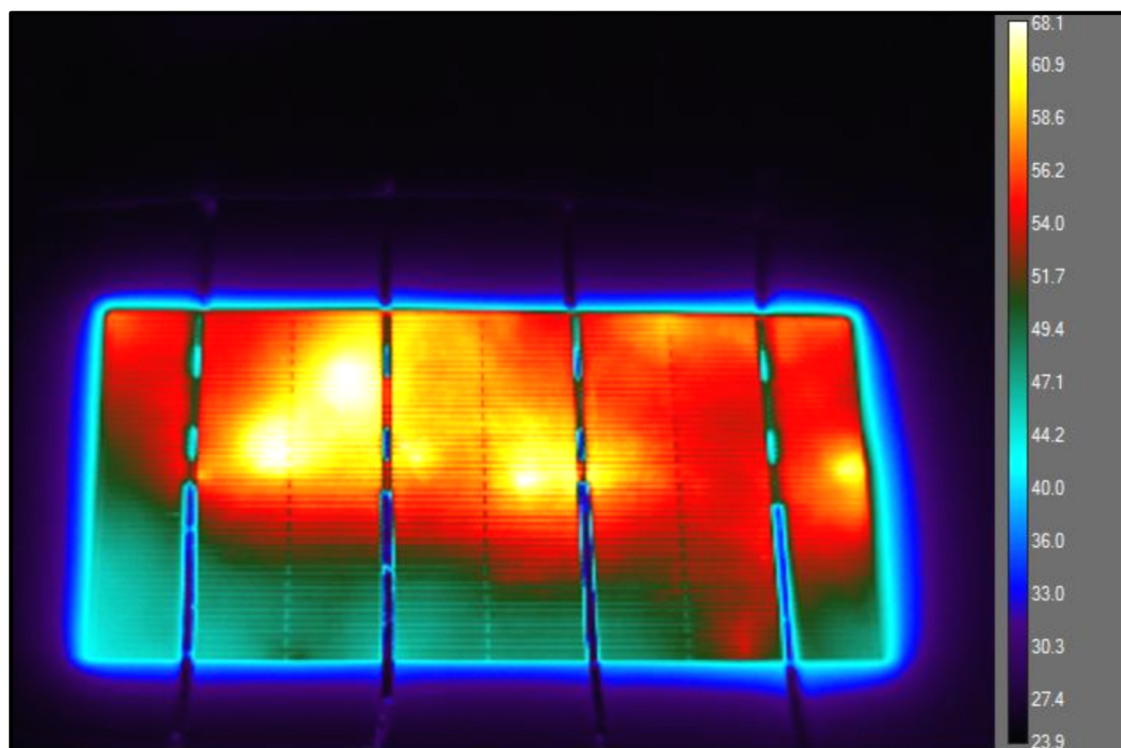


Figure 2.4 Effets de l'échauffement et de la formation de points chauds dans une cellule HR (mesures expérimentales)

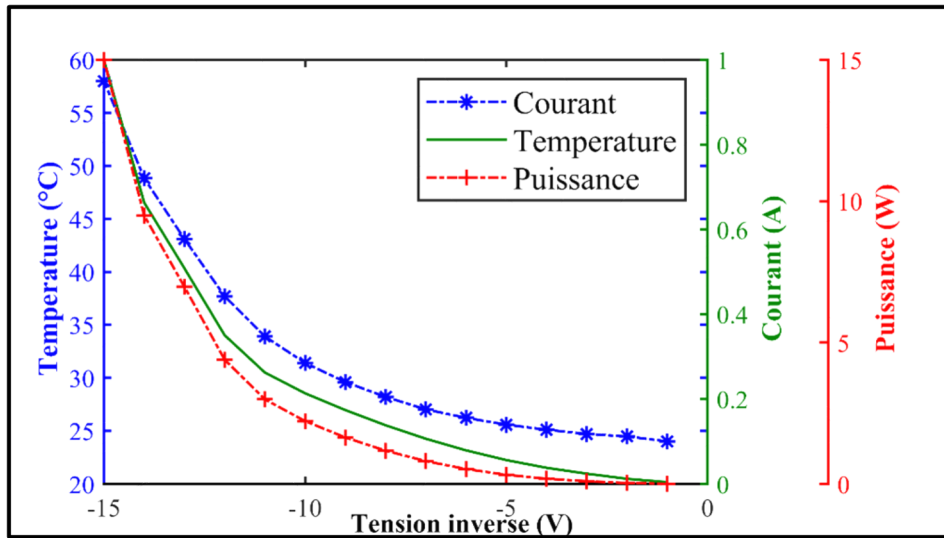


Figure 2.5 Température et courant en fonction de la tension inverse pour une cellule HR (mesures expérimentales)

Pour ce qui des cellules LR, la température est moins bien répartie que pour les cellules HR comme le montre la figure 2.6. Les régions de points chauds apparaissent de manière aléatoire avec des températures élevées proche de 150°C . Ce test a dû être interrompu rapidement pur protéger la cellule de la chaleur extrême. La figure 2.7 indique les variations de la température de la cellule, du courant et de la puissance inverse absorbée en fonction de la tension inverse pour la cellule LR. On peut observer que le point chaud a commencé avec des valeurs de tension inverse faibles et a atteint les 150°C à seulement -8V . À ce stade, la puissance absorbée n'est que de 4W , ce qui n'est même pas le double de la puissance maximale de la cellule. Par conséquent, les cellules LR sont très vulnérables à l'emballement thermique causé par les événements d'ombrage.

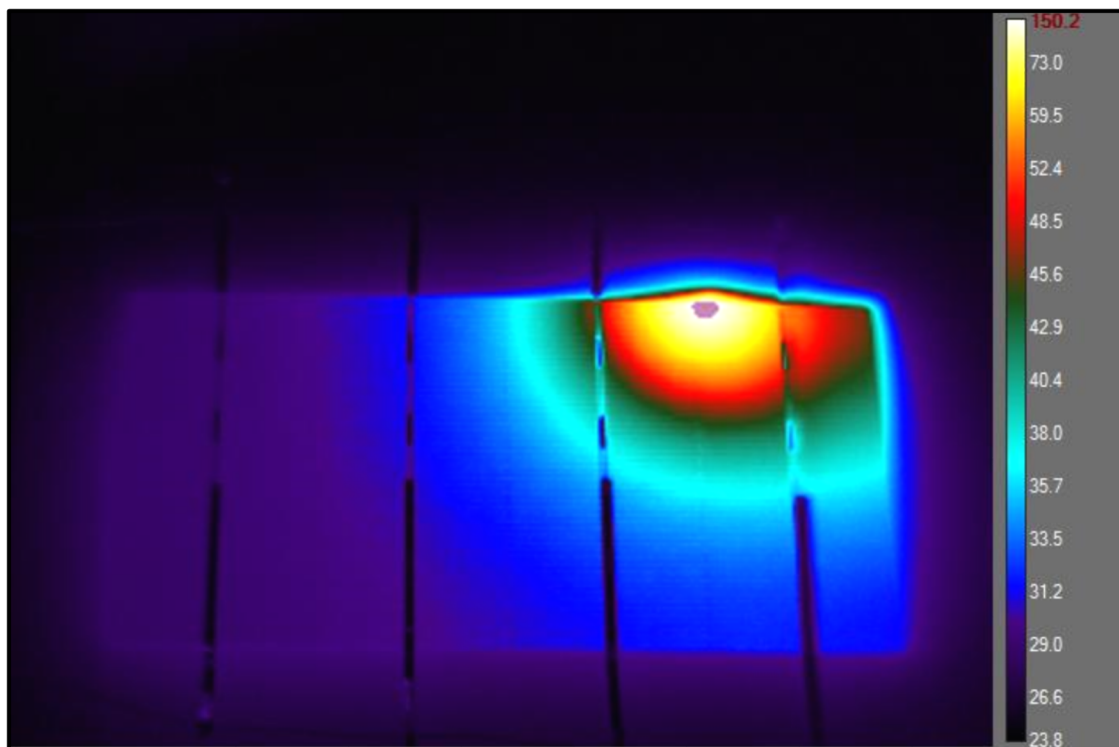


Figure 2.6 Effets de l'échauffement et de la formation de points chauds dans une cellule LR (mesures expérimentales)

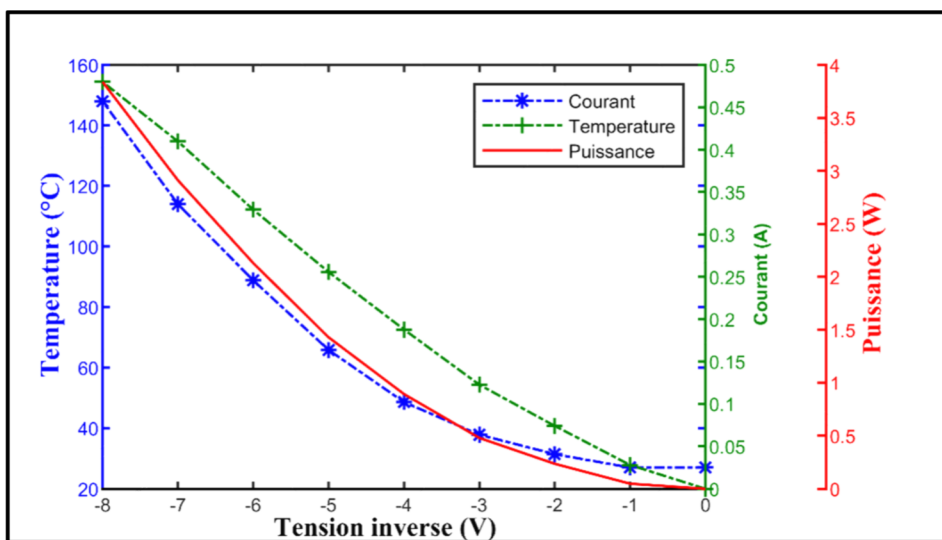


Figure 2.7 Température et courant en fonction de la tension inverse pour une cellule LR (mesures expérimentales)

2.3 Bilan de puissance d'un panneau ombragé

Dans cette section, le bilan de puissance entre la puissance générée par le PV et les pertes de puissance internes du panneau ombragé est étudié. Cette analyse est fournie au niveau de la cellule avec et sans protection d'une DDC. De plus, l'impact sur le bilan de puissance et la conduction de la DDC, le type de cellules HR et LR, les points de fonctionnement et le nombre de cellules par sous-groupe est discuté.

Compte tenu des études citées, notre analyse s'est donc concentrée davantage sur l'utilisation des taux d'ombrage comme paramètre principal. En fait, l'analyse de puissance suivante peut être considérée comme complémentaire aux travaux de (Kim & Krein, 2015; Kim & Krein, 2013).

2.3.1 Modèle proposé pour un panneau photovoltaïque partiellement ombragé et calcul du bilan de puissance

Les panneaux PV sont généralement modélisés pour un rayonnement uniforme, en utilisant une source de courant (I_{ph}), une diode (jonction PN) ainsi que des résistances en série et en dérivation (R_s , R_{sh}). Toutefois, les conditions de fonctionnement réelles comme l'ombrage (en particulier l'ombrage partiel) nécessitent des modèles plus précis qui tiennent également compte des paramètres IIQ. La figure 2.8 montre un circuit équivalent PV, composé de n cellules où $n - 1$ cellules sont uniformément éclairées et une cellule est ombragée. Il s'agit du pire scénario dans lequel une seule cellule absorbe tous les effets négatifs de l'ombrage. Le modèle de circuit équivalent possède les paramètres suivants :

I_{ph} : photocourant des cellules éclairées

I_d : courant de diode qui génère des pertes internes (P_{int})

I_{Rsh} : courant de la résistance shunt

V_d : chute de tension aux bornes de la diode interne de la cellule

V_{ph} : tension totale aux bornes des cellules non ombragées

V_L : tension de charge
 I_L : courant de charge
 R_{sh} : résistances shunt de la cellule
 R_s : résistances série de la cellule
 I_{sh} : photocourant de la cellule ombragée
 V_{bd} : tension de claquage intrinsèque des cellules
 V_{rev} : tension inverse appliquée à la cellule ombragée
 I_{rev} : courant inverse par la diode interne

De plus, dans cette figure, le II-Q de la cellule ombragée est représenté par une diode Zener dont la tension de claquage dépend du type de cellule.

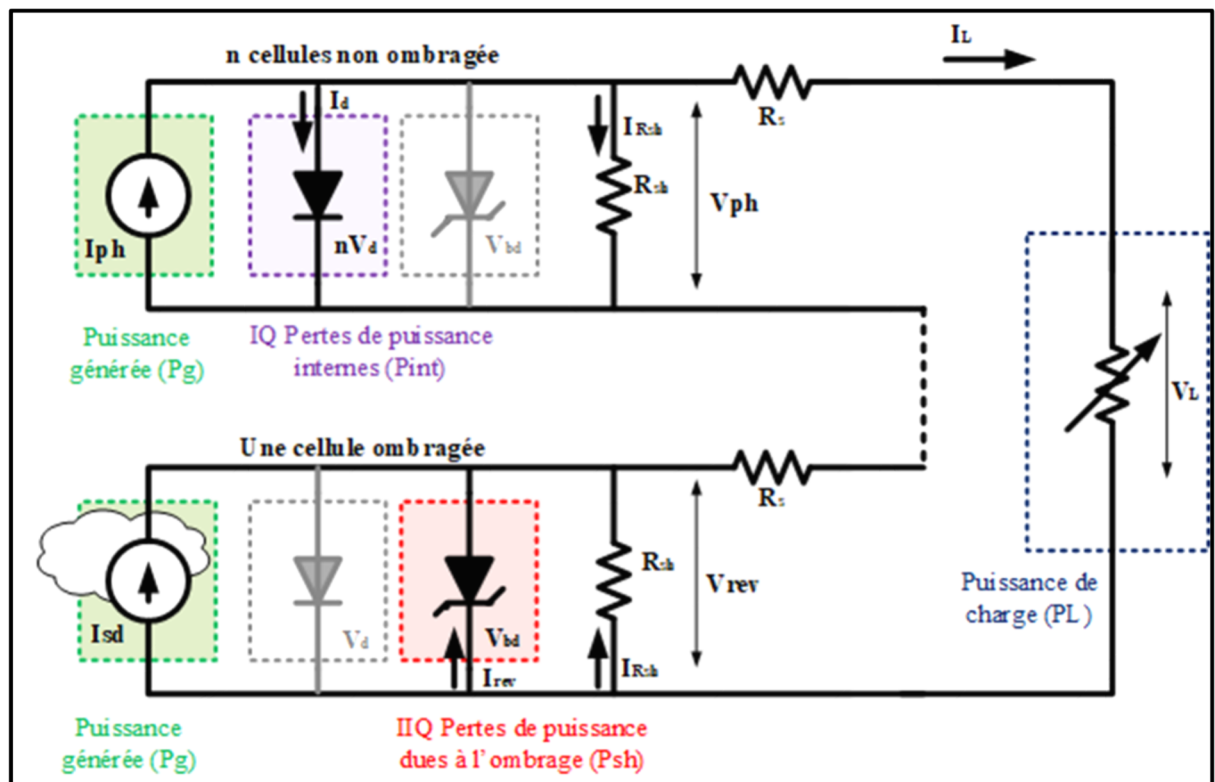


Figure 2.8 Circuit électrique équivalent pour les panneaux ombragés (IQ et IIQ)

2.3.2 Bilan de puissance dans un panneau non ombragé

Pour des fins de comparaison, un module PV non ombragé est d'abord étudié. Les courbes de puissance, présentées dans la figure 2.9, illustrent P_G , P_L et P_{int} comme étant respectivement la puissance générée, la puissance de charge et les pertes de puissance internes. Ces courbes ont été obtenues à partir de simulations Matlab/Simscape. La ligne verticale en pointillés C/T sépare les opérations en mode courant (MC) et en mode tension (MT). Une analyse approfondie des courbes tracées conduit aux remarques suivantes :

- la puissance générée par une cellule/panneau solaire augmente de façon linéaire avec la tension de charge.
- pour les opérations en MC, toute la puissance produite est transférée à la charge (en supposant que $R_s = 0$ et $R_{sh} = \infty$).
- pour les conditions de MT, la puissance produite est partagée entre la charge et les diodes internes de la cellule.
- les pertes internes augmentent lorsque le point de fonctionnement se déplace vers le côté droit de la ligne C/T.
- en condition de circuit ouvert, le PV produit une puissance maximale ($V_{oc} \cdot I_{ph}$) qui est entièrement dissipée à l'interne.

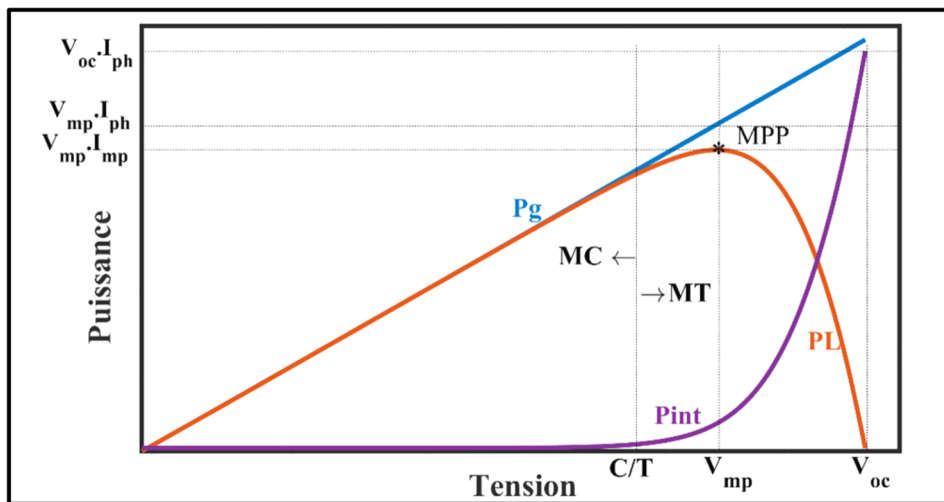


Figure 2.9 Bilan de puissance dans un panneau PV non ombragé

La figure 2.10 illustre les échanges de puissance entre P_G , P_L et P_{int} dans un panneau ombragé. Afin de décrire les valeurs d'échange de puissance, l'aire des courbes I-V a été utilisée. On peut observer que ces valeurs forment des formes rectangulaires. Par exemple, pour trois points de fonctionnement (P1, P2 et P3), la zone verte représente P_L , la zone bleue c'est P_{int} et le total de ces zones présente P_G . Comme on peut le voir sur cette figure, le point de fonctionnement (I_L , V_L), peut se déplacer le long de la courbe I-V. Le coin supérieur droit de la puissance de charge coïncide avec le coin inférieur droit des pertes internes au point de fonctionnement. Par conséquent, la puissance de charge et les pertes internes diminuent lorsque le point de fonctionnement se déplace vers la gauche du point de puissance maximale MPP (cas P1). De plus, si le point de fonctionnement se déplace vers la droite du point MPP, la puissance de charge diminue et les pertes internes augmentent (cas P3). À la limite entre les modes MC et MT (ligne C/T), il n'y a pas de pertes internes puisque nous avons supposé que R_s et R_{sh} étaient négligeables (cas P2). Le cas P2 présente la surface maximale qui peut être couverte par un rectangle de charge. Un tel cas se produit lorsque les coordonnées dans le coin supérieur droit du rectangle sont fixées à (I_{mp}, V_{mp}) où I_{mp} et V_{mp} sont la tension et le courant au point de puissance maximale (MPP : Maximum Power Point).

L'analyse des conditions de fonctionnement au MPP (P1) conduit aux équations suivantes :

$$\begin{cases} P_G = V_{mp}I_{ph} \\ P_L = V_L I_L = V_{mp}I_{mp} \\ P_{Loss} = P_G - P_L = P_{int} \\ P_{int} = V_{mp}(I_{ph} - I_{mp}) \end{cases} \quad (2.1)$$

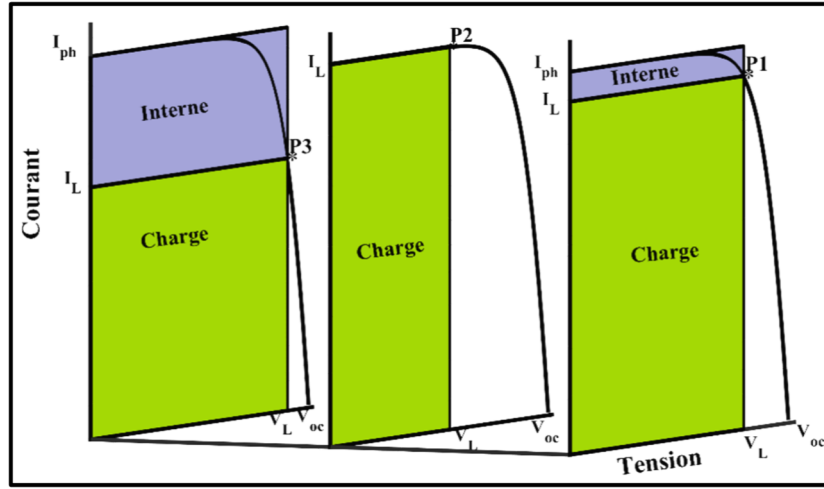


Figure 2.10 Aires de puissance dans un panneau solaire non ombragé

2.3.3 Bilan de puissance d'un panneau de type HR avec une cellule ombragée et sans la DDC

Pour cette étude, nous avons considéré un panneau qui contient n cellules HR, organisées en un sous-groupe sans DDC (voir Fig. 2.11a). Le pire cas d'ombrage partiel, dans lequel une seule cellule est ombragée, a été inspecté. La cellule ombragée reçoit l'ensoleillement de E_2 et produit un courant I_{sh} . Les autres cellules reçoivent l'éclairage E_1 (différent de E_2) et produisent un courant I_{ph} . Nous avons supposé que l'amplitude de la tension de claquage de la cellule ombragée est supérieure à la tension inverse du panneau ($V_{bd} > V_{rev}$). La valeur de V_{rev} dépend du nombre de cellules dans le sous-groupe. La tension V_{rev} prend sa valeur maximale lorsque le panneau est court-circuité (charge infinie) et est calculée par :

$$\hat{V}_{rev} = (n - 1)V_d \quad (2.2)$$

En supposant que $V_{bd} > V_{rev}$, I_{rev} est presque nul à tous les points de puissance et taux d'ombrage (voir Fig. 2.12). Par conséquent, le courant de charge est fixé à I_{sh} , il est produit par la cellule la plus faible de la connexion série. On peut voir sur la figure 2.12 que pendant le fonctionnement en MT, P_G et P_{int} ne dépendent pas de la tension de charge et restent constants. Lorsque le point de fonctionnement passe du court-circuit au circuit ouvert, la

puissance P_L augmente linéairement jusqu'au MPP. Les pertes d'ombrage diminuent linéairement avec la réduction de la charge. Dans ce cas, les puissances impliquées sont calculées par :

$$\begin{cases} P_G = V_{mp} I_{ph} \\ P_L = V_L \cdot I_{sh} \\ P_{int} = V_{ph} I_d = V_{mp} (I_{ph} - I_{Lsh}) \\ P_{sh} = (V_{mp} - V_L) I_{sh} \end{cases} \quad (2.3)$$

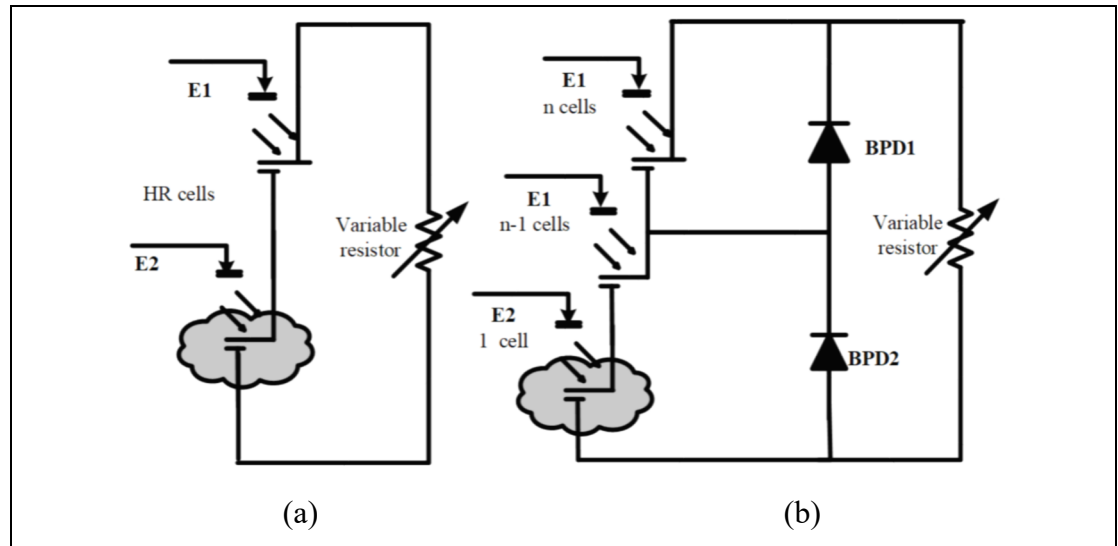


Figure 2.11 Panneaux ombragés avec et sans DDC

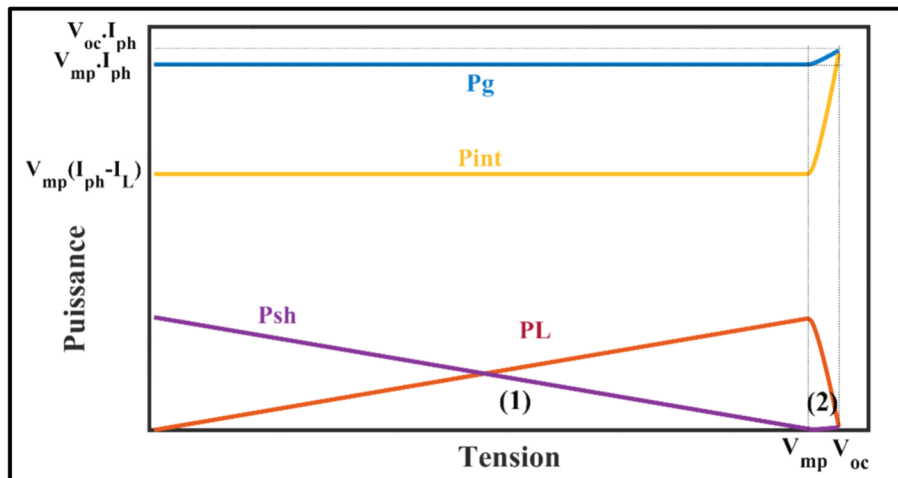


Figure 2.12 Bilan de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules HR (sans DDC)

L'équation (2.3) est illustrée par les rectangles de puissance de la figure 2.13, où deux caractéristiques I-V sont affichées pour les cas sans ombrage (ligne pointillée) et avec ombrage. Pour tout taux d'ombrage, lorsque le point de fonctionnement se déplace vers l'axe du courant, le coin supérieur droit de la puissance de la charge (qui est aussi le coin supérieur gauche des pertes d'ombrage) se déplace le long de la courbe I-V. Par conséquent, les pertes d'ombrage augmentent alors que les pertes internes restent constantes. Le point de fonctionnement P2 illustre une situation où un ombrage léger avec une forte charge ce qui entraîne des pertes considérables. Le pire cas de dissipation pour la cellule ombragée se produit dans un ombrage léger ($I_{sh} \approx I_{ph}$) avec une forte charge élevée ($V_L \approx 0$). Dans ce cas, le coin supérieur gauche du rectangle des pertes se déplace vers la gauche ce qui a pour effet d'augmenter la surface du rectangle (Fig. 2.13). Selon (2.3), la cellule ombragée peut absorber autant de puissance que $V_{mp} \cdot I_{sh}$ quand $V_L \approx 0$. Une cellule ombragée peut faire face à un tel cas lorsque le panneau est contrôlé par la technique de courant de court-circuit fractionné (FSSC) pendant la période de mesure du court-circuit. Dans le cas où le courant de charge est inférieur à I_{sh} , les pertes dans la cellule ombragée sont négligeables puisque le panneau fonctionne en mode MT. Il faudrait cependant que le point de fonctionnement soit maintenu le plus près possible de V_{mp} pour un fonctionnement sécuritaire. En fait, il est conseillé d'éviter les configurations de panneaux sans DDC dans les installations de panneaux en série, car il est plus difficile de garantir la condition $V_{bd} > V_{rev}$.

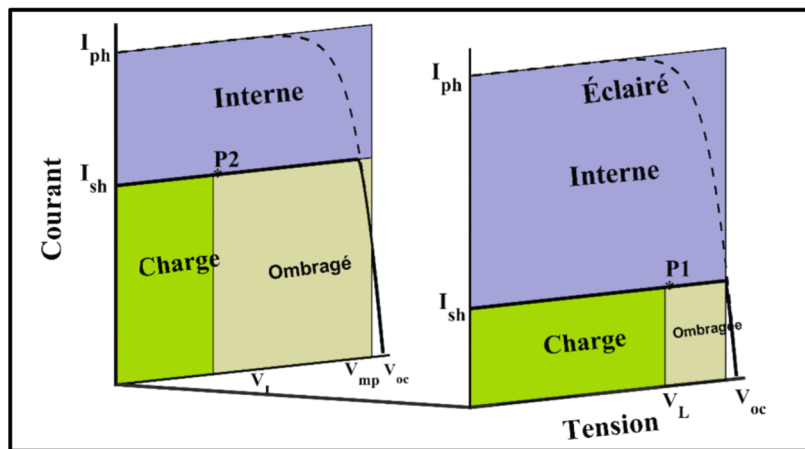


Figure 2.13 Aires de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules HR (sans DDC)

2.3.4 Bilan de puissance d'un panneau type LR avec une cellule ombragée et sans la DDC

La même configuration que précédemment est envisagée lorsque le panneau est composé de cellules de type LR. Ces cellules présentent une tension de claquage (V_{bd}) inférieure à la tension négative imposée par le panneau (V_{rev}). Comme le montre la figure 2.14, on distingue quatre intervalles de fonctionnement.

Intervalle (1) : $I_L = I_{ph}$

Dans cet intervalle, toutes les cellules fonctionnent en mode MC. Les équations du bilan de puissance sont données par :

$$\begin{cases} P_G = (V_{bd} + V_L)I_{ph} \\ P_L = V_L I_{ph} \\ P_{sh} = (I_{rev} + I_{sh})V_{bd} = V_{bd}I_{ph} \\ P_{int} = 0 \end{cases} \quad (2.4)$$

Pour cette phase, P_G présente une valeur initiale $V_{bd} \cdot I_L$. Ensuite, I_L augmente de manière quasi linéaire vers sa valeur finale de I_{ph} correspondant à V_{mp} . Le taux d'augmentation de P_G dépend de la pente des caractéristiques inverses de la cellule ombragée (voir figure 2.3).

Intervalle (2) : $I_{ph} < I_L < I_{sh}$

Dans cet intervalle, la cellule ombragée et les cellules éclairées fonctionnent respectivement en mode MC et TM. Les équations du bilan de puissance sont données par :

$$\begin{cases} P_G = (V_{bd} + V_L)I_L \\ P_{sh} = V_{bd}I_L \\ P_{int} = (V_{br} + V_L)I_{ph} - V_{bd}I_L \end{cases} \quad (2.5)$$

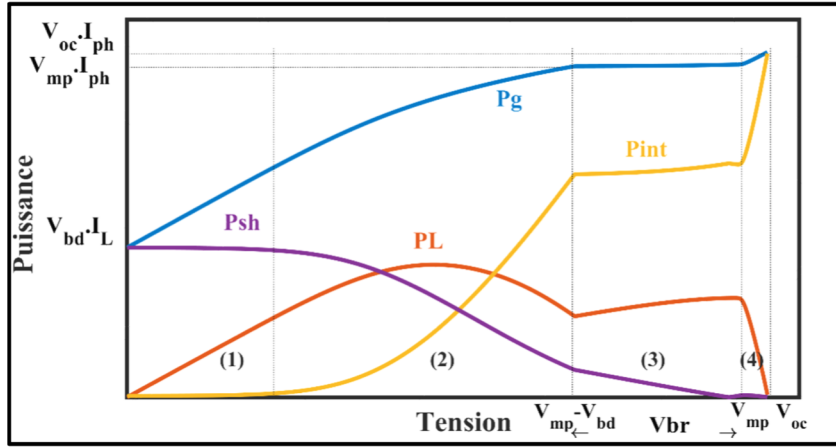


Figure 2.14 Bilan de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules LR (sans DDC)

Intervalle (3) : $I_{mpp} < I_L < I_{sh}$

La cellule ombragée commence à fonctionner dans IIQ. Par conséquent, la charge et la cellule ombragée se partagent la puissance produite. Ce partage dépend à la fois des caractéristiques I-V inverses de la cellule LR et du niveau d'ombrage. Un fonctionnement, même de courte durée, dans cette région peut former un point chaud sur la cellule ombragée. Les équations du bilan de puissance sont données par :

$$\begin{cases} P_G = V_{mp} I_{ph} \\ P_{sh} = V_{rev} I_L \\ P_{int} = V_{mp} I_{ph} - (V_{rev} + V_L) I_{sh} \end{cases} \quad (2.6)$$

Pour les points de fonctionnement de P1 et P2, les intervalles 1 et 2 sont indiqués à la figure 2.15. Les équations (2.4) et (2.5) peuvent être expliquées par les rectangles de puissance de la figure 2.15. En outre, P_{sh} qui est imposée par le courant de charge I_L , ne dépend pas du niveau d'ombrage. La valeur maximale possible de P_{sh} est $V_{bd} \cdot I_{ph}$ (voir Fig. 2.14). Pour les intervalles 1 et 2, nous pouvons conclure que les cellules de type LR peuvent offrir un avantage majeur pour limiter les pertes d'ombrage à condition que V_{bd} prenne des petites valeurs. En dépit de cet avantage des cellules LR, les pertes de puissance qui leur sont associées créent toujours les points chauds décrits précédemment.

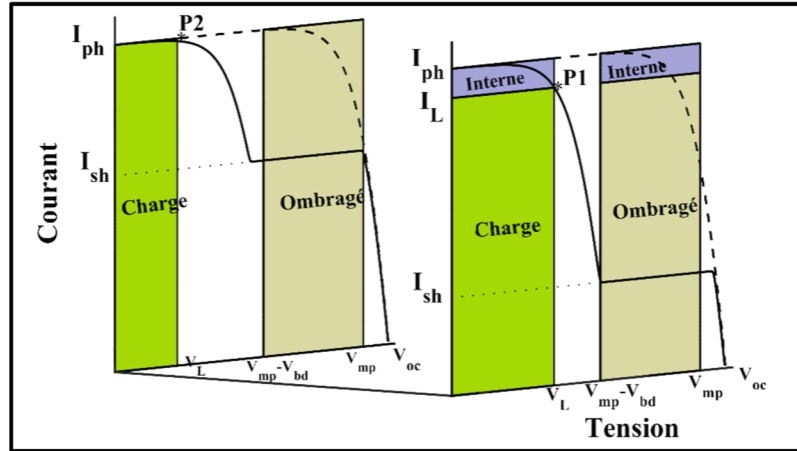


Figure 2.15 Aires de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules LR (sans DDC)

2.3.5 Bilan de puissance d'un panneau de type HR avec une cellule ombragée et munie de la DDC

Il est impossible d'utiliser une structure comprenant des cellules LR avec DDC, si V_{bd} est plus petit que V_{rev} (Ayache et al., 2018). C'est pourquoi nous avons analysé un panneau construit à partir de cellules HR et de la DDC (voir Fig. 10b). Les calculs de puissance sont effectués pour deux intervalles distincts : avec et sans la conduction de la DDC. Il faut noter que pour cette analyse, la cellule HR doit avoir une tension V_{bd} supérieure au la tension du sous-groupe V_{rev} , sinon la conduction inverse de la cellule ombragée interfère avec la DDC.

Intervalle 1 : $0 < V_L < (V_{mp} - V_{rev})$ et $I_L > I_{sh}$

Dans cet intervalle, la DDC conduit l'écart de courant entre I_L et I_{sh} . La cellule ombragée fonctionne en mode MC et un V_{rev} lui est imposé. La valeur de V_{rev} dépend du nombre de cellules dans le sous-groupe. En général, dans les panneaux commerciaux, ce nombre varie de 18 à 24. En effet, plus ce nombre est faible, plus les pertes de puissance dans les cellules ombragées sont faibles. Pour l'intervalle 1, les calculs de puissance sont fournis par les équations (2.7).

$$\begin{cases} P_G = (\hat{V}_{rev} + V_L)I_{ph} \\ P_{sd} = \hat{V}_{rev} \cdot I_{sh} \\ P_{int} = P_G - P_L - P_{sh} \\ P_{int} = V_L \cdot (I_{ph} - I_L) + \hat{V}_{rev}(I_{ph} - I_{sh}) \end{cases} \quad (2.7)$$

Intervalle 2 : $(V_{mp} - V_{rev}) < V_L < V_{mp}$ et $I_L < I_{sh}$

Dans cet intervalle, il n'y a pas de conduction de la DDC. La cellule ombragée fonctionne en IIQ, mais assez loin de la tension de claquage, même avant la conduction DDC. En général, ce comportement, qui se produit à faible ombrage est toléré par les cellules HR.

Les pertes d'ombrage augmentent linéairement vers $V_{bd} \cdot I_{sh}$ comme le montre la figure 2.16, où le V_{rev} est défini par (2.3). En fait, l'étude de l'intervalle 2 peut expliquer le comportement de l'ombrage, tel qu'observé par les auteurs dans (Dolara et al., 2013; Dolara et al., 2016), où l'ombrage appliqué au panneau PV n'a pas activé la protection DDC. Généralement une augmentation de la température dans les zones ombragées se produit. Comme mentionné précédemment, lorsque le point de fonctionnement se déplace vers le point de court-circuit, le fonctionnement des cellules ombragées est fonction de leur caractéristique IIQ. Par conséquent, on peut conclure que les légères variations des courbes I-V et P-V ont été causées par les caractéristiques IIQ statiques des cellules ombragées. Pour cet intervalle, les calculs de puissance sont présentés par les équations suivantes :

$$\begin{cases} P_G = (\hat{V}_{rev} + V_L)I_{ph} \\ P_L = V_L I_{ph} \\ P_{Loss} = P_G - P_L = P_{int} + P_{sh} \\ P_{sh} = (I_{rev} + I_{sh})V_{bd} = \hat{V}_{rev}I_{ph} \\ P_{int} = 0 \end{cases} \quad (2.8)$$

Les figures 2.16 et 2.17 montrent les bilans et les aires de puissances pour ce cas. Les points de fonctionnement P1 et P2 présentent respectivement des situations d'ombrage fort et faible qui font intervenir la conduction de la DDC. La figure 2.16 montre que les cellules HR avec la DDC peuvent offrir une puissance P_G variable et similaire à celle cellules LR sans la DDC.

Cependant, une configuration avec une DDC peut entraîner une dissipation beaucoup plus faible. Il faut noter qu'une dissipation de la cellule ombragée est calculée par $V_{rev} \cdot I_{sh}$ au lieu de $V_{bd} \cdot I_L$. Dans cette figure, le courant I_L varie avec le taux d'ombrage. Le pire scénario de dissipation se produit lorsque la cellule est légèrement ombragée (où I_{sh} est proche de I_{ph}). Sur la figure 2.17, on peut observer que P_{sh} augmente en fonction de I_{sh} avec un maximum d'environ $(\frac{1}{2} V_{mp} \cdot I_{sph})$. Par conséquent, le risque de dissipation excessive dans la cellule ombragée est plus élevé en condition d'ombrage faible, même en utilisant le DDC. Néanmoins, une telle configuration (cellule HR avec la DDC) est efficace lorsque la cellule est complètement ombragée. Malgré son efficacité, cette structure présente certaines limites. Comme le montre la figure 2.17, la puissance de la charge est située dans la moitié gauche de la courbe I-V pendant les conductions de la DDC. La moitié droite de la courbe, qui correspond aux sous-groupes court-circuités, ne contribue pas au transfert de puissance (à n'importe quel taux d'ombrage). Cependant, elle fournit à la cellule ombragée un courant qui lui permet de se comporter comme une charge. Par conséquent, la seule façon d'éliminer la consommation d'énergie de la cellule ombragée est de déconnecter le sous-groupe correspondant.

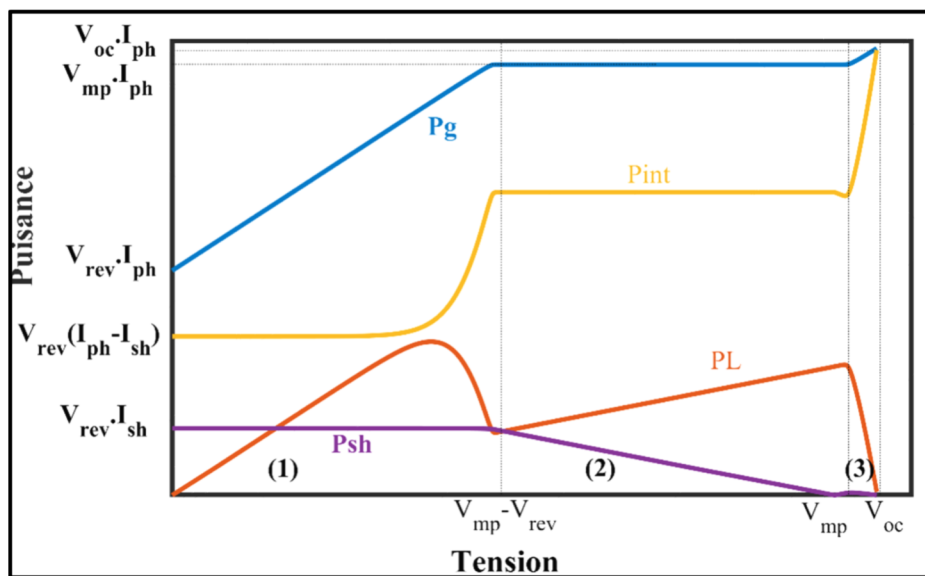


Figure 2.16 Bilan de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules HR (avec DDC)

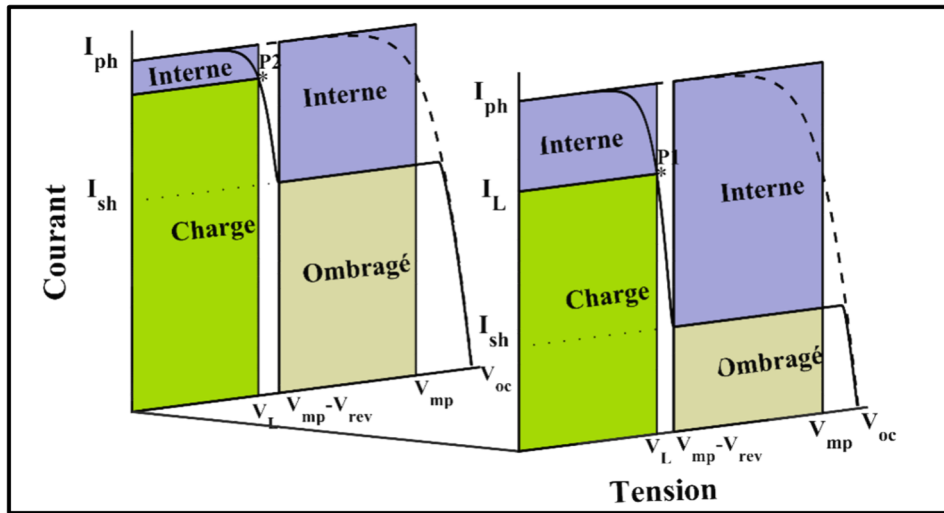


Figure 2.17 Aires de puissance dans un panneau ombragé composé des cellules HR (avec DDC)

2.4 Conclusion

L'étude présentée dans ce chapitre est essentiellement une évaluation de la fiabilité d'un panneau solaire et de la protection potentielle vis-à-vis des points chauds.

Pour ce faire, un ensemble de simulations et d'analyses expérimentales ont été réalisées. Ces analyses étudient le bilan de puissance des panneaux photovoltaïques ombragés et sont basées sur l'examen du comportement électrothermique des cellules, des points de fonctionnement, des taux d'ombrage et des conductions des diodes de contournement.

Il a été montré que la DDC joue un rôle de protection important dans les panneaux photovoltaïques à condition qu'elle soit combinée avec des cellules de type HR. Cependant, il n'est aussi facile de remplir cette contrainte de choix de cellules, car les fabricants ne prennent pas en compte les caractéristiques des cellules (HR/LR) lors du processus de fabrication.

Un phénomène important a été également mis en évidence dans ce chapitre est celui de la possibilité d'apparitions de points chauds dans les cellules LR avant même la conduction de la DDC.

Comme il est impossible de contrôler les caractéristiques I-V des cellules au II-Q ainsi que leur réponse thermique, la formation de points chauds est inévitable même en présence de DDC. La solution que nous proposons dans le chapitre 4 est la déconnexion du sous-groupe ombragé. Les cellules ombragées qu'elle soit de type HR ou LR sont protégées contre les contraintes thermiques du IIQ et la formation des points chauds.

CHAPITRE 3

DÉTECTION D'OMBRAGE PAR LA MESURE ET L'IDENTIFICATION DES PARAMÈTRES DYNAMIQUES DES CELLULES SOLAIRES

3.1 Introduction

L'analyse des paramètres dynamiques est employée dans de nombreuses applications du domaine des cellules PV. De la fabrication jusqu'à l'exploitation, l'analyse permet de déterminer les propriétés physiques de la cellule PV, particulièrement leur concentration de dopage (Halme et al., 2010; Straub et al., 2005) et l'étude des processus électroniques internes des cellules sous des conditions dynamiques et transitoires. De plus, l'analyse des paramètres est utilisée dans la modélisation et la simulation dynamique (Zekry & Al-Mazroo, 1996) et dans la conception des commandes de commutation de convertisseurs de puissance (Kim et al., 2013; Fuller et al., 1988). Ces analyses sont requises pour le fonctionnement en polarisation directe des cellules PV, c.-à-d. dans le premier quadrant 1 du plan IV dont le niveau de tension des cellules est de 0.6V avec des courants de court-circuit entre 3 et 5A.

Dans ce chapitre, nous étudions la possibilité de détecter les points chauds, l'occurrence et la fin de l'ombrage partiel via la mesure et l'identification des paramètres dynamiques des cellules. Une modification de la capacité et de la résistance parallèles du modèle dynamique des cellules en fonction de la température est prévue. Étant donné que les points chauds se forment dans le IIQ où les points de fonctionnement peuvent aller jusqu'à 15V, 3A et que la majorité des instruments commerciaux de mesure d'impédance dynamique sont limités en puissance, nous présenterons une méthode facile et polyvalente pour extraire les paramètres dynamiques d'une cellule partiellement ombragée avec une puissance absorbée qui peut atteindre 80W. Le processus d'identification des paramètres est basé sur le modèle « petit signal » et sur la fonction de transfert fréquentielle des cellules solaires. Pour déduire ces caractéristiques, nous employons des méthodes analytiques et numériques. La méthode analytique utilise des équations mathématiques dérivées des diagrammes de Nyquist et de Bode, tandis que la méthode numérique exploite l'algorithme des moindres carrés de

Levenberg-Marquardt (LMLS). Pour effectuer les tests au laboratoire, nous avons également conçu un banc d'essai dédié à la mesure de la réponse en fréquence des cellules PV. L'ensemble de la procédure, comprenant les acquisitions et les calculs, est entièrement automatisé grâce à un programme en langage de programmation orientée objet C#. La stratégie de mesure développée, qui a été publiée (Ayache & Ouamer et al., 2018), permet une émulation de l'ombrage partiel ainsi que des mesures à haute puissance et à des fréquences élevées.

3.2 Caractéristiques IV de la cellule solaire au IIQ et paramètres dynamiques

3.2.1 Circuit dynamique équivalent d'une cellule solaire

La plupart des paramètres dynamiques des cellules solaires, mentionnés dans la littérature, ont été calculés à partir du modèle petit signal en courant alternatif, illustré à la figure 3.11. Ce modèle est fondamentalement une jonction p-n, représentée par une capacité variable équivalente C_{eq} , des résistances parasites R_p et R_s et une inductance (L), ajoutée en série avec R_s en raison de la valeur élevée de C_{eq} .

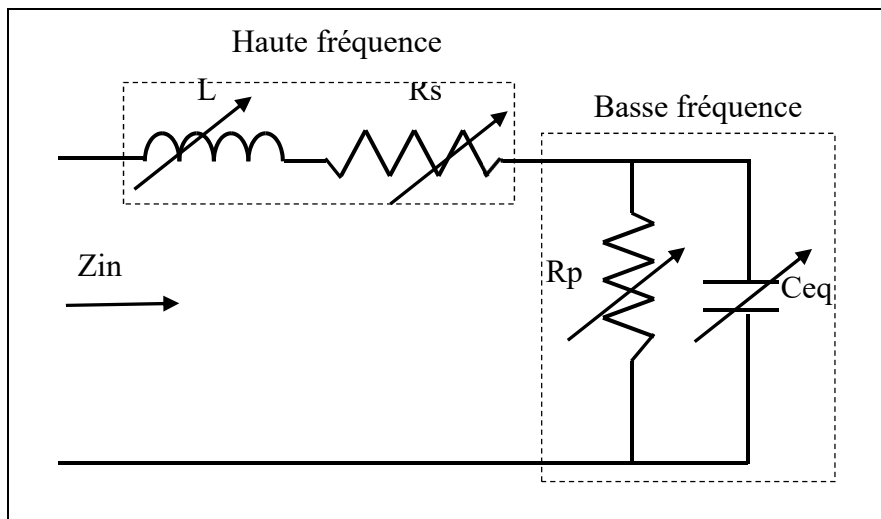


Figure 3.1 Modèle dynamique équivalent d'une cellule solaire

3.2.2 Caractéristiques IV des cellules solaires au IIQ

Selon le point de fonctionnement du panneau, lorsqu'une cellule solaire est à l'ombre, une tension négative peut apparaître à ses bornes. Il en résulte un fonctionnement au IIQ de la cellule ombragée où elle consomme de l'énergie et la dissipe sous forme de chaleur. Au-delà d'une certaine valeur de tension (tension de claquage V_{bd}), le courant qui circule augmente rapidement et ne dépend plus de la tension. La figure 3.12 présente la caractéristique IV d'une cellule solaire ombragée dans l'obscurité (complètement ombragée). Dans le cas d'un ombrage partiel, le profil IV reste presque le même avec un léger décalage ajouté au courant de court-circuit I_{sc} . Un autre profil de caractéristique IV au QII peut être trouvé dans (Ayache et al., 2018).

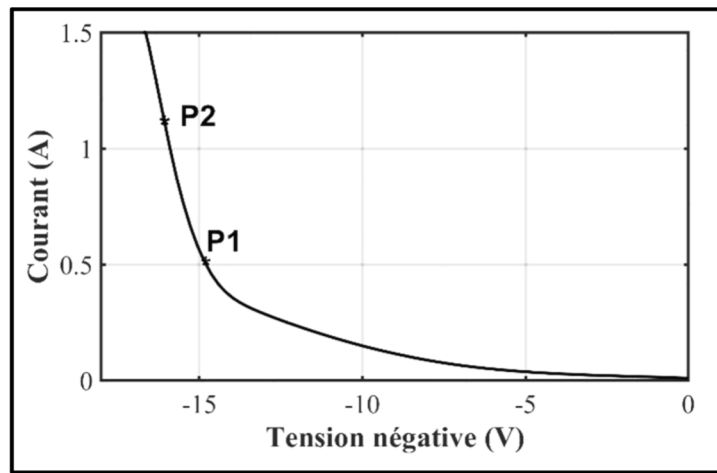


Figure 3.2 Caractéristique au IIQ d'une cellule solaire

3.2.3 Paramètres dynamiques des cellules solaires

Les paramètres dynamiques des cellules solaires sont calculés sur la base du modèle de petit signal qui est fréquemment utilisé pour les opérations dans IQ. Les paramètres tels que les capacités de transition et de rupture (C_t et C_{bd}) ont été pris en compte dans le modèle de (Bishop, 1989; Molenbroek et al., 1991). Cependant, la modélisation individuelle de ces paramètres est très compliquée. Nous avons donc simplement utilisé C_{eq} comme capacité

équivalente pour les deux, comme le montre la figure 3.11. La fonction de transfert du modèle de petit signal dans le domaine de Laplace est exprimée mathématiquement comme suit :

$$Z = \frac{s^2 L + s \left(R_s + \frac{L}{C_{eq} R_p} \right) + \frac{1}{C_{eq}} + \frac{R_s}{R_p C_{eq}}}{s + \frac{1}{R_p C_{eq}}} \quad (3.11)$$

3.3 Méthodologie expérimentale

3.3.1 Description des circuits électroniques

Comme les mesures ont été effectuées sur une cellule avec un courant de court-circuit I_{sc} pouvant aller jusqu'à 4 A et une tension de claquage comprise entre -15V et -24V, les instruments commerciaux de mesure de l'impédance dynamique ne sont pas appropriés en raison de leurs limitations en puissance et en fréquence. Par exemple, « l'analyseur de spectre d'impédance Zahner Elecktrik IM6ex » (Zhaner IM6ex manuel), qui est couramment utilisé dans les applications électrochimiques, a une plage qui s'étend de $\pm 10V$ et $\pm 2A$. L'analyseur de semi-conducteurs de Keysight a également une limitation de $\pm 10V$ et $\pm 1A$ (Keysight B1500 manuel). De plus, ce type d'équipement est vendu à des prix exorbitants et n'est disponible que dans des laboratoires spécialisés.

Heureusement, de nombreuses techniques pratiques sont bien décrites et analysées dans (Barsoukov & Macdonald, 2005; Kim et al., 2013; Herman et al., 2012; Černá et al., 2014) [65-69]. Le circuit le plus courant dans la littérature est donné à la figure 3.13a (Kim et al., 2013; (Kim et al., 2013) où un transformateur haute fréquence est utilisé pour injecter le signal alternatif. L'inconvénient de ce circuit est l'influence du transformateur (inductance e fuite et condensateur entre les spires), surtout lorsqu'il fonctionne à haute fréquence.

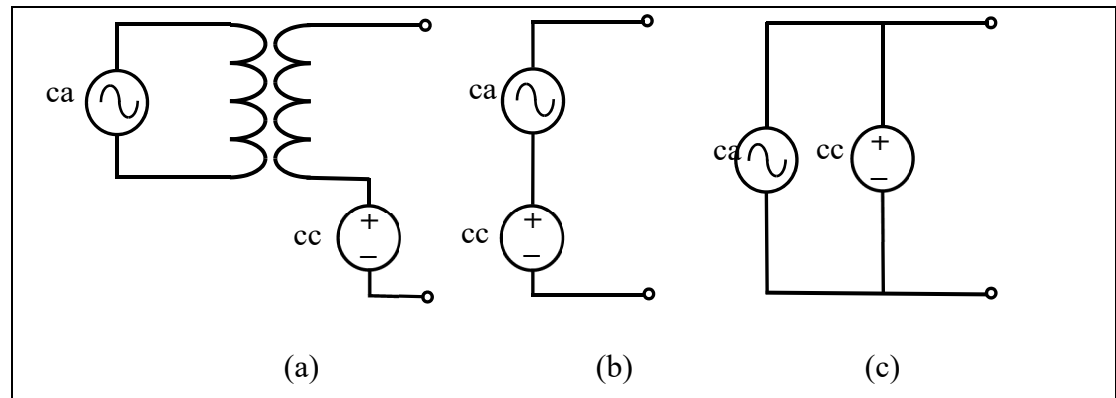


Figure 3.3 Principe de mesure des méthodes conventionnelles

Les mesures sont inévitablement affectées par l'inductance et la capacité parasites des enroulements. Pour surmonter ces limitations et obtenir des gammes de tension, de courant et de fréquence plus élevées, un circuit électronique de laboratoire a été construit. Le circuit de mesure d'impédance proposé repose sur le principe de mesure d'impédance spectroscopique, qui consiste à injecter à la cellule, un courant donné superposé par une tension sinusoïdale faible en amplitude (2mv à 100mv) et variable en fréquence comme le montre la figure 3.13c. Dans cette nouvelle topologie, les deux sources (source de tension continue et générateur de tension alternative) sont en parallèle au lieu d'être en série (Fig. 3.13b).

Cependant, pour pouvoir relier ces deux sources de natures différentes, elles doivent absolument être converties en sources de courant. Ce circuit est basé sur un transistor bipolaire de type Darlington conçu pour un mode de fonctionnement en source de courant (zone linéaire). Une excitation sinusoïdale de faible amplitude, à fréquence variable, est ajoutée en parallèle et injectée au collecteur du transistor PNP, par l'intermédiaire d'une résistance de mesure. Les limitations de courant et de tension de ce circuit dépendent uniquement des caractéristiques nominales du transistor. Les propriétés physiques du transistor limitent la fréquence à environ 2 MHz, ce qui n'est pas un facteur limitant pour nos besoins d'expérimentation.

Dans notre topologie de circuit, le transistor opère dans sa zone linéaire. Il faut donc établir les conditions appropriées de polarisation. La polarisation de la jonction PN du transistor par un

faible courant électrique permet de contrôler un courant d'émetteur beaucoup plus élevé, selon le principe de l'amplification du courant. Le circuit complet est illustré à la figure 3.14. Pour fixer le point de fonctionnement pour lequel l'impédance de la cellule sera évaluée, les résistances R_E , R_1 et R_2 doivent être choisies avec précision. L'amplitude de la source de courant continu peut être fixée par le réglage du potentiomètre R_2 .

Les avantages du circuit proposé sont les suivants :

- topologie simple.
- aucun capteur n'est utilisé.
- aucun étalonnage du circuit n'est nécessaire.
- immunité du circuit contre les inductances et les capacités parasites jusqu'à une fréquence de 2 MHz.
- calculs simples effectués uniquement à partir des mesures de l'oscilloscope et de la valeur de la résistance de mesure (R_m).

La source de courant est connectée à la cellule PV en polarisation inverse, ce qui permet d'émuler l'ombrage. La procédure de mesure est entièrement automatisée avec un programme de programmation orientée objet C#. Ce programme implémente les fonctions de commande de l'amplitude et de la fréquence du générateur par commande USB, les mesure de l'oscilloscope par lecture USB et le calcul de l'impédance.

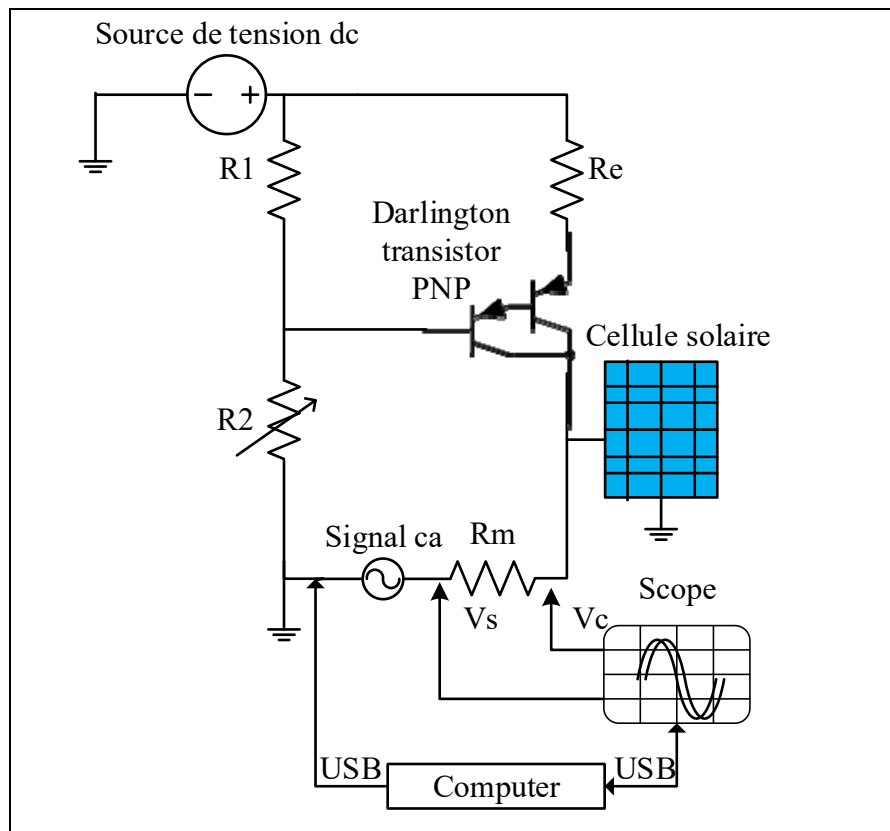


Figure 3.4 Schéma du circuit de mesure proposé

3.3.2 Description de la partie logicielle

Le logiciel est développé en utilisant le langage de programmation Visual Studio C# avec une interface utilisateur graphique à base de fenêtres. Une connexion au générateur de fonctions et une connexion à l'oscilloscope sont réalisées à l'aide de 2 liaisons USB. Le programme contrôle tout la procédure de mesure.

La méthodologie consiste principalement à :

- établir des connexions USB avec l'oscilloscope et le générateur de fonctions.
- initialiser l'oscilloscope et la configuration des mesures souhaitées.
- initialiser le générateur de fonctions : amplitude et fréquence.
- saisir de la plage de balayage de la fréquence.

- ajuster continuellement l'amplitude et de la base de temps de l'oscilloscope.
- lire l'état de l'oscilloscope (busy ou ready) suite à une commande du générateur de fonctions.
- lire à partir de l'oscilloscope les deux tensions et la phase entre ces deux signaux
- calculer l'amplitude et de la phase de la cellule solaire.
- créer et sauvegarder le fichier de mesure et de calcul au format Excel.

Le processus de mesure complet est résumé dans l'organigramme de la figure 3.15. Un exemple d'interface utilisateur, qui contient les réglages et les mesures, est présenté à la figure. 3.16. La fenêtre d'affichage est composée de menus, de boutons et de sept colonnes qui sont : la fréquence, la RMS du Ch1, la RMS du CH2, la Phase, Z_c , l'Angle et R. Chaque ligne correspond à un nouveau point de fréquence et aux mesures correspondantes. Une photo du prototype de laboratoire est présentée à la figure.317.

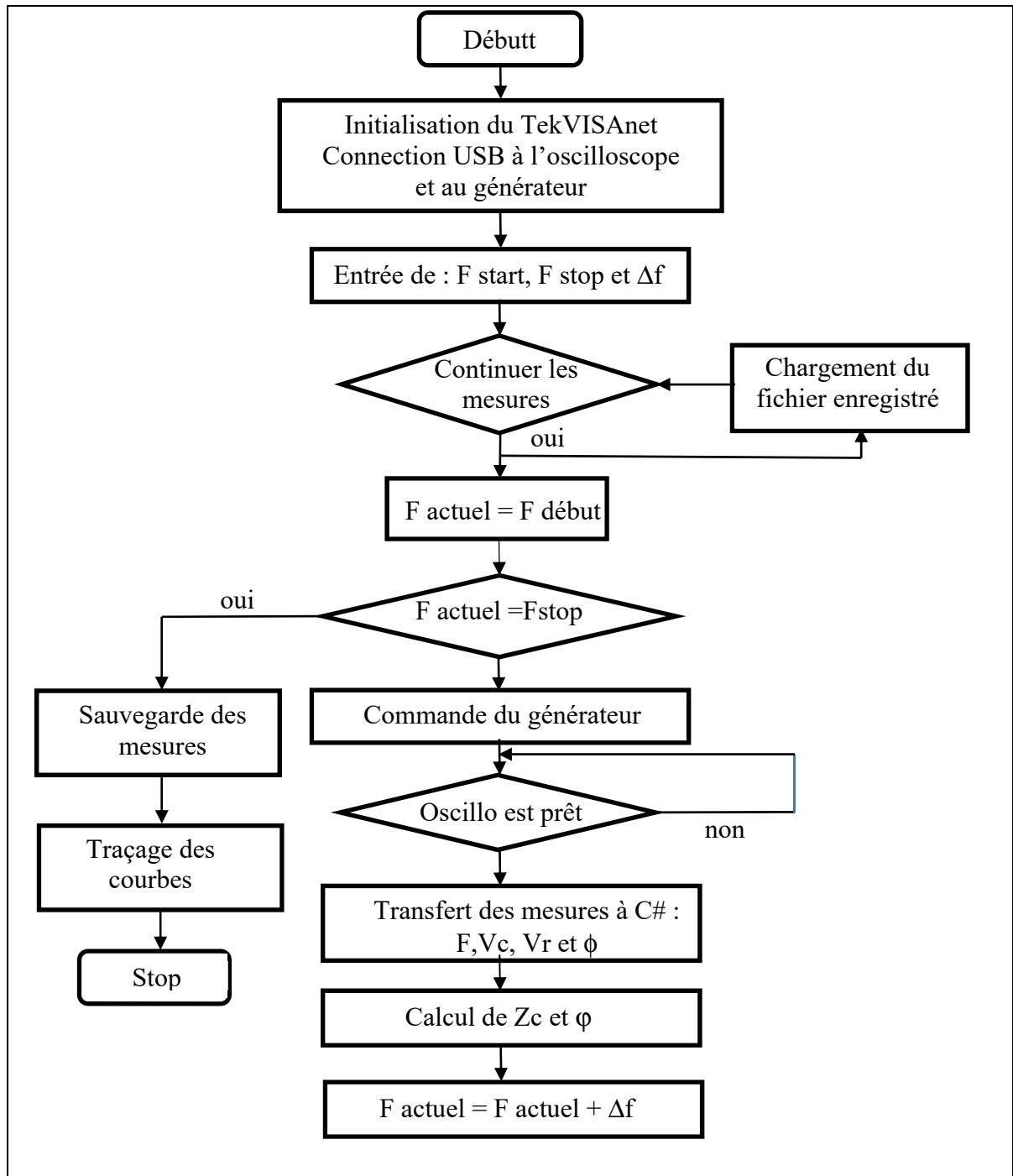


Figure 3.5 Organigramme de la méthodologie de mesure

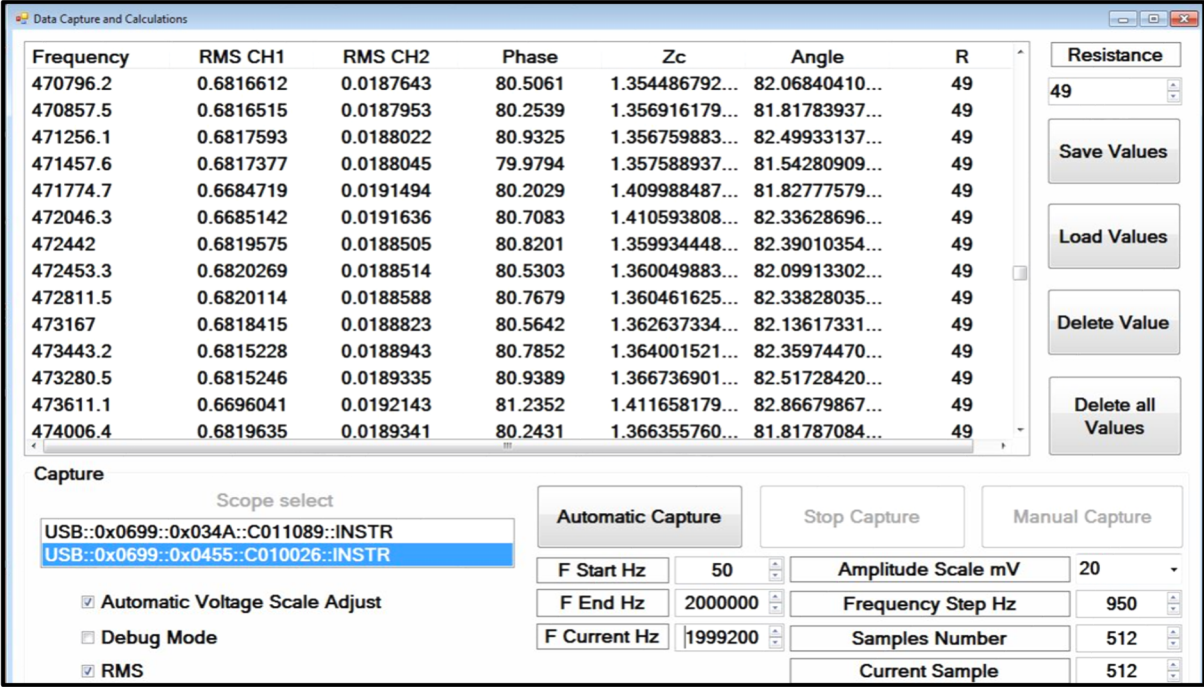


Figure 3.6 Fenêtre de configuration et de mesure dans C#

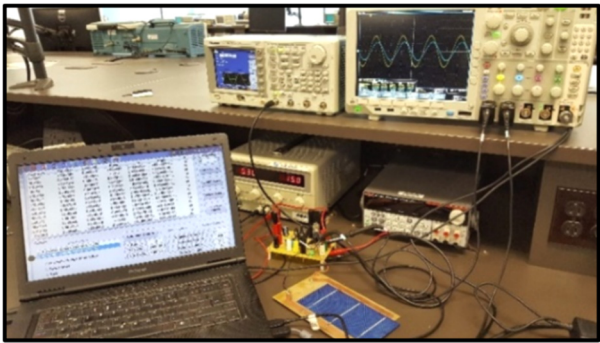


Figure 3.7 Photo du circuit de laboratoire

3.3.3 Calcul de l'impédance

La figure 3.8 montre le circuit électrique équivalent du système de mesure.

Le signal V_s est de tension du générateur de fonctions, V_c est la tension mesurée à la borne de la cellule solaire et Z_c est l'impédance solaire calculée. La tension V_c peut être en avance ou en retard sur V_s selon la fréquence.

Lorsque V_c est en retard sur V_s , l'impédance de la cellule présente un comportement capacitif comme le montre le tracé vectoriel de la figure 3.9. On distingue un comportement inductif si V_c précède V_s .

L'amplitude et la phase de Z_c peuvent être déduites de la figure 3.9. On trouve ensuite le déphasage ϕ entre V_s et V_c . La résistance de précision R_m est une composante non inductive et non magnétique pour éliminer les erreurs de haute fréquence.

L'équation d'impédance Z_c est donnée par :

$$\vec{Z}_c = \frac{\vec{V}_c}{\vec{V}_s - \vec{V}_c} R_m \quad (3.12)$$

Dans le tracé vectoriel de la figure 3.19, les expressions de Z_c et ϕ pourraient être trouvées sous la forme :

$$|Z_c| = \frac{V_c R_m}{\sqrt{V_s^2 + V_c^2 - 2V_s V_c \cos(\phi)}} \quad (3.13)$$

$$\phi = \phi - \tan^{-1} \frac{-V_c \sin(\phi)}{V_s - V_c \cos(\phi)} \quad (3.14)$$

Où :

V_s : tension appliquée

I_s : courant du circuit

δ : angle de déphasage entre V_s et I_s

R_m : résistance de mesure

3.3.4 Représentation graphique du calcul de l'impédance

Les données d'impédance sont représentées sur les diagrammes de Bode et de Nyquist des figures 3.10 et 3.11. Les spectres d'impédance sur la courbe de Nyquist fournissent des informations sur le modèle (Barsoukov & Macdonald, 2005). Il aide directement à estimer les valeurs des résistances du modèle. La forme des arcs sur un plan complexe donne une idée des caractéristiques de l'impédance. Le premier arc ressemble à un demi-cercle parfait, ce qui signifie que la réponse d'impédance de la cellule correspond au modèle parallèle RC pure. L'autre demi-cercle qui ressemble à une ellipse indique que le modèle peut nécessiter plus de détails dus probablement à l'influence des paramètres parasites à très haute fréquence tels que les propriétés physiques du transistor du circuit de mesure.

3.4 Identification des paramètres

3.4.1 Traçages des diagrammes de Nyquist et de Bode

Le diagramme de Bode de l'impédance montre clairement les régions où chaque composante domine. Par conséquent, le modèle peut être simplifié sur deux modèles : le modèle d'impédance à basse fréquence et le modèle d'impédance à haute fréquence. Les valeurs des résistances peuvent être directement déduites. Par contre, ce tracé est moins sensible aux autres paramètres. Par conséquent, le fait de tracer les parties réelles et imaginaires de l'impédance en fonction de la fréquence (Fig. 3.11) permet d'atténuer ce problème. Dans ce cas, toute l'information est fournie par la partie imaginaire, car la partie réelle garde à peu près la même forme que la grandeur de l'impédance.

3.4.2 Identification analytique

Sur la base du circuit équivalent présenté dans la figure 3.1, l'analyse est donnée comme décrite ci-dessous. Tout d'abord, à partir du diagramme de Nyquist, on détermine la valeur R_p , qui correspond au point le plus à droite du tracé de la figure 3.10. Elle correspond également à l'extrême gauche du diagramme d'amplitude de la figure 3.11. Ce point correspond à :

$$R_{total} = R_s + R_p \quad (3.5)$$

Comme le R_s , est beaucoup plus petit que le R_p , il sera négligé et le R_p se déduit donc facilement.

À basse fréquence, la formule d'impédance pourrait être réduite à :

$$Z_{low} = \frac{R_p}{1+w^2 C_{eq}^2 R_p^2} - j \frac{w C_{eq} R_p^2}{1+w^2 C_{eq}^2 R_p^2} \quad (3.6)$$

La courbe de la partie imaginaire de Z_{low} illustrée à la figure 3.11 (courbe rouge) a un point d'inflexion qui peut être considéré comme un maximum local auquel la dérivée de la fonction est nulle. La partie imaginaire de la dérivée de Z_{low} donne :

$$\frac{dIm(Z_{low})}{dw} = \frac{C_{eq} R_p^2}{1+w^2 C_{eq}^2 R_p^2} - \frac{2w^2 C_{eq} R_p^4}{(1+w^2 C_{eq}^2 R_p^2)^2} \quad (3.7)$$

En mettant (3.7) égal à zéro et en résolvant cette équation, nous pouvons extraire la valeur de la capacité :

$$C_{eq} = \frac{1}{R_p w} \quad (3.8)$$

À partir de la figure 3.11, on remarque également qu'à ce point d'inflexion, les amplitudes es parties réelle et imaginaire sont égales, la phase est donc de 45° . À ce point d'inflexion, on peut également montrer que, et la partie réelle de Z est égale à $R_p/2$.

Dans la figure 3.11, la phase croise l'axe des x , ce qui signifie que la partie imaginaire de Z est égale à zéro en ce point. Utilisons cette information pour calculer L_s . La partie imaginaire de Z donnée par :

$$Im_Z = L_s w - \frac{R_p^2 w C_{eq}}{1+R_p^2 w^2 C_{eq}^2} \quad (3.9)$$

En mettant (3.9) à zéro et en résolvant cette équation, nous pouvons extraire la valeur de l'inducteur ;

$$L_s = \frac{R_p^2 C_{eq}}{1 + R_p^2 \omega^2 C_{eq}^2} \quad (3.10)$$

Au dénominateur de (10), $R_p^2 \omega^2 C_{eq}^2 \gg 1$, donc (3.10) se réduit à :

$$L_s \approx \frac{1}{\omega^2 C} \quad (3.11)$$

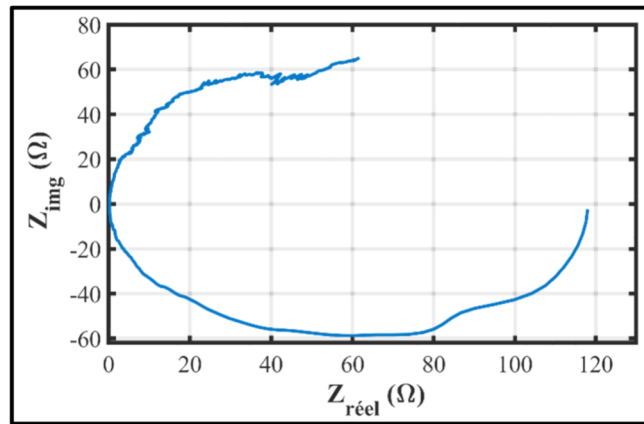


Figure 3.10 Impédance complexe dans le plan de Nyquist

Ce qui correspond à la fréquence de résonance d'une topologie *RLC* en série puisque R_p est court-circuitée par C_p à cette fréquence.

Enfin, nous pouvons également déduire la valeur de R_s à partir de l'analyse précédente et de la figure 3.11. La partie réelle de Z à la fréquence de résonance est donnée par (3.11) :

$$Re_Z = R_s + \frac{R_p}{1 + R_p^2 \omega^2 C_{eq}^2} \quad (3.12)$$

Comme le terme $\frac{R_p}{1 + R_p^2 \omega^2 C_{eq}^2}$ est très petit, (3.12) peut être approximé comme :

$$R_s \approx Re_Z \quad (3.13)$$

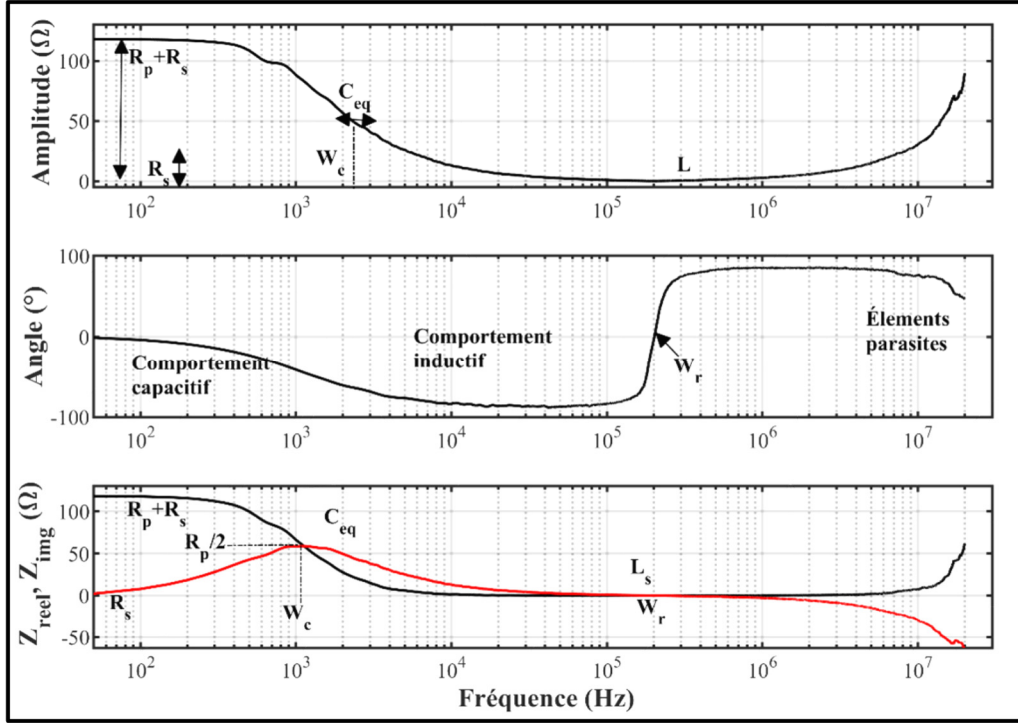


Figure 3.11 Diagramme de Bode et impédance complexe en fonction de la fréquence

3.4.3 Identification numérique basée sur le LMLS

Les données expérimentales de réponse en fréquence et d'impédance mesurées présentées dans la section précédente ont également été traitées avec un programme Matlab pour estimer les coefficients du numérateur et du dénominateur de la fonction de transfert (équation 3.1). En d'autres termes, un programme MATLAB renvoie les coefficients d'une fonction de transfert avec un nombre prédéterminé de zéros et de pôles qui correspondent le mieux (au sens des moindres carrés) aux données mesurées en amplitude et en phase. La fonction de transfert du modèle de petit signal, donnée par (3.4), est réécrite comme suit :

$$Z(s, \alpha) = \frac{\alpha_1 s^2 + \alpha_2 s + \alpha_3}{s + \alpha_4} \quad (3.14)$$

Avec $\alpha = [\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4] \in \mathbb{R}^{4 \times 1}$ et $s = j\omega$

Les quatre paramètres électriques sont calculés à partir des équations (3.15)-(3.18), comme ci-dessous :

$$\alpha_1 = L_s \quad (3.15)$$

$$\alpha_2 = R_s + \frac{L_s}{R_{eq}C_{eq}} = R_s + L_s\alpha_4 \rightarrow R_s = \alpha_2 - L_s\alpha_4 \quad (3.16)$$

$$\alpha_3 = \frac{1}{C_{eq}} + \frac{R_s}{R_{eq}C_{eq}} = \frac{1}{C_{eq}} + R_s\alpha_3 \rightarrow C_{eq} = \frac{1}{\alpha_3 - R_s\alpha_4} \quad (3.17)$$

$$\alpha_4 = \frac{1}{R_{eq}C_{eq}} \rightarrow R_{eq} = \frac{1}{\alpha_3 C_{eq}} \quad (3.18)$$

Nous avons estimé la fonction de transfert continu de Z à l'aide d'une donnée du domaine des fréquences où la méthode de recherche des paramètres est basée sur la technique des moindres carrés de Levenberg-Marquardt (LMLS). Étant une combinaison de deux méthodes, à savoir la descente de gradient et le Gauss-Newton (GN), la méthode LM est plus robuste et assure une convergence rapide (Bates & Watts, 1988; Nelles, 2001). La méthode LM (Gill et al., 1981) est une alternative bien connue à la méthode GN pour trouver le minimum d'une fonction $f(\alpha)$ donnée par :

$$F(\alpha) = \frac{1}{2} \sum_{l=1}^M [f_l(\alpha)]^2 \quad (3.19)$$

où M est la longueur du vecteur de fréquence mesuré et

$$f_l(\alpha) = Z(j\omega_l, \alpha) - Z_l \quad (3.20)$$

On pose :

$$f(\alpha) = [f_1(\alpha), f_2(\alpha), \dots, f_M(\alpha)] \quad (3.21)$$

Ensuite :

$$\alpha_{min} = \min_{\alpha \in \mathbb{R}^{4 \times 1}} \left\{ \frac{1}{2} \|f(\alpha)\|^2 \right\} \quad (3.22)$$

Les dérivés de $F(\alpha)$ peuvent être écrites en utilisant la matrice Jacobienne J de $f(\alpha)$ par rapport à α comme :

$$J_{il} = \frac{\partial f_l(\alpha)}{\partial \alpha_i} = \frac{\partial Z(jw_l, \alpha)}{\partial \alpha_i} = \begin{bmatrix} -w_1^2 & -w_2^2 & \cdots & -w_M^2 \\ jw_1 & jw_2 & \cdots & jw_M \\ 1 & 1 & \cdots & 1 \\ 1 & 1 & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

avec $1 \leq i < 4$ et $1 \leq l < M$

Comme (s, α) est une fonction linéaire par rapport à α , le Jacobien est constant et est donné par :

$$\alpha_{min} = \min_{\alpha \in \mathbb{R}^{4 \times 1}} \left\{ \frac{1}{2} \|J \cdot \alpha + f(0)\|^2 \right\} \quad (3.24)$$

Ce qui se résout en fixant :

$$\nabla F(\alpha) = J^H (J \cdot \alpha + f(0)) = 0 \quad (3.25)$$

Pour obtenir :

$$\alpha_{min} = -(J^H J)^{-1} J^H f(0) \quad (3.26)$$

Où J^H est le conjugué-transposé de J

3.5 Mesures et estimation sur une cellule photovoltaïque

Les mesures ont été effectuées à de nombreux points de fonctionnement de la caractéristique IV inverse d'une cellule solaire. Le réglage du point de fonctionnement consiste à imposer V_c et I_c en fonction de la caractéristique inverse de la cellule obtenue préalablement. Les figures 3.12 et 3.13 présentent les résultats de deux points : P1 (0,52A, -14,97V) et P2 (1,29A, -16,39V). Ces deux points de fonctionnement sont indiqués sur la figure 3.2 et représentent la

polarisation en courant continu à laquelle un signal en courant alternatif est superposé pour un balayage de fréquence de 50 Hz à 2 MHz. Le vecteur de fréquence varie de façon logarithmique pour une meilleure représentation de l'amplitude et de la phase en dessous de 100 kHz.

Les résultats de l'algorithme LMLS démontrent clairement une grande précision d'estimation des valeurs dynamiques. En effet, l'écart entre l'impédance estimée et les données mesurées a atteint une exactitude supérieure à 91%. Le tableau 3.1 fournit une comparaison entre les valeurs calculées et estimées.

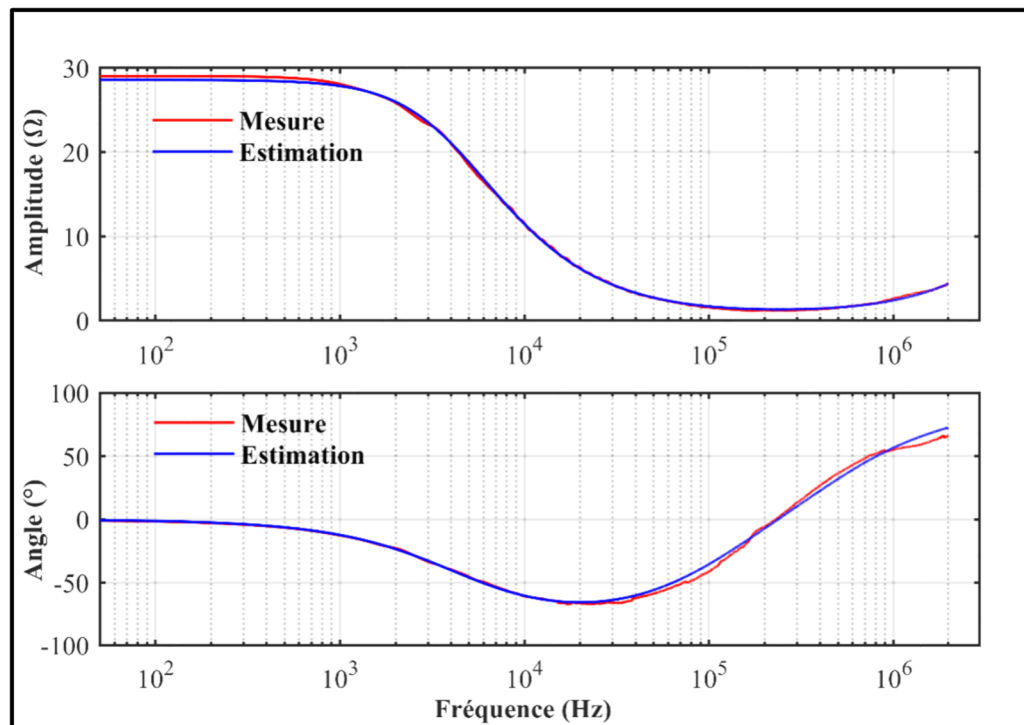


Figure 3.12 Amplitudes et phases mesurées et estimées à 0,52A,-14,97V

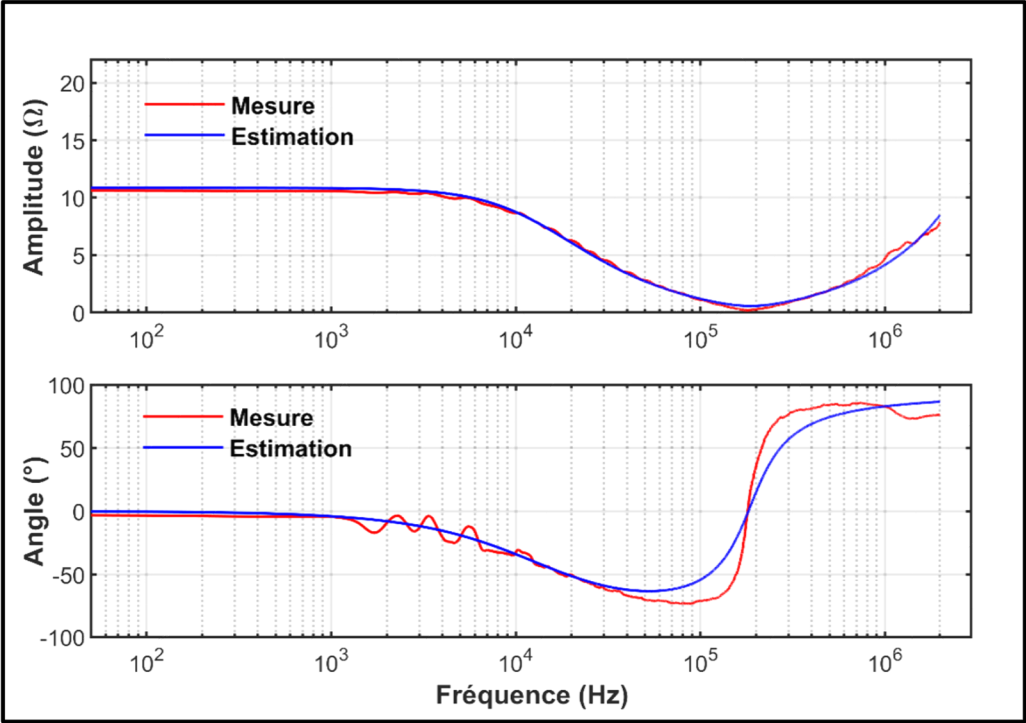


Figure 3.13 Amplitudes et phases mesurées et estimées à 1,29A,-16,33V

Tableau 3.1 Comparaison entre les valeurs calculées et les valeurs estimées

Point de fonctionnement	I=0,25A, V=-14,97V		I=1,29A, V=-16,33V	
	Calcul analytique	Identification LMLS	Calcul analytique	Identification LMLS
Rp	28,86Ω	27,23Ω	10,02 Ω	10,36 Ω
Rs	1,2Ω	1,316 Ω	0,465 Ω	0,506 Ω
Ceq	1,16μF	1,3377μF	1,10μF	1,125μF
L	0.42 μH	0,3377μH	0.71μH	0,67μH

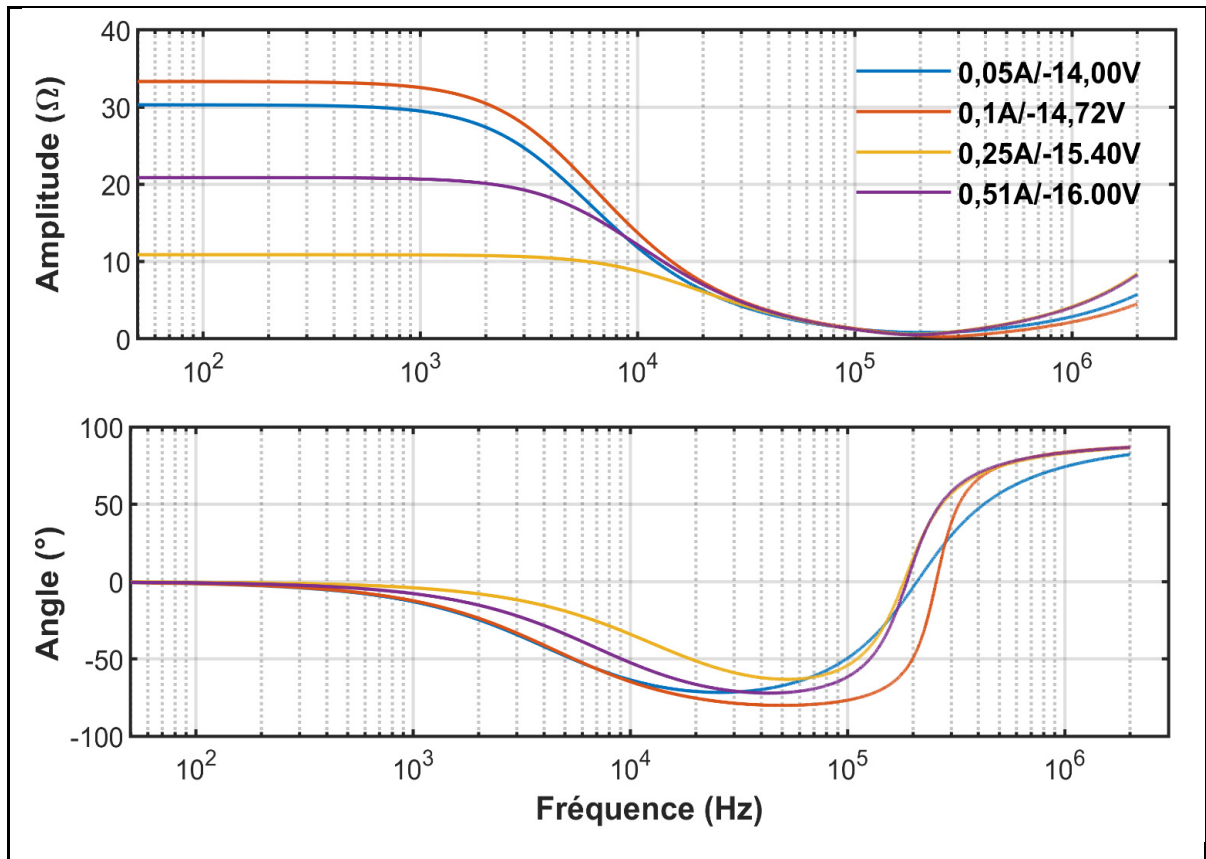


Figure 3.14 Amplitudes et phases mesurées pour plusieurs points de fonctionnement

La figure 3.14 présente les diagrammes de Bode et de Nyquist pour différentes valeurs de points de fonctionnement. Les résultats montrent que la cellule PV ombragée présente une plus faible impédance dynamique dans le IIQ. Les changements dans les résistances sont visualisés dans la région de l'amplitude du bas vers le haut à mesure que la polarisation se déplace vers les profondes régions de claquage. Par contre la variation de la capacité se visualise sur l'angle en se déplaçant à gauche et à droite horizontalement. Une réduction de la valeur du condensateur et une augmentation de la valeur de l'inductance.

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, les paramètres dynamiques des cellules PV ombragées ont été caractérisés en se servant de mesures expérimentales ainsi que d'une méthode d'identification des paramètres. Les données expérimentales ont été élaborées à l'aide d'un circuit de laboratoire proposé qui émule l'ombrage, c'est-à-dire le fonctionnement dans le IIQ. Le circuit conçu est très précis puisqu'il est à l'abri des éléments indésirables tels que la capacité parasite et l'inductance de fuite jusqu'à une fréquence de 2 MHz comme observé lors des mesures. Également, une source de courant d'une puissance élevée est construite afin de faciliter la déduction de l'impédance à des régions proches de la tension d'avalanche des cellules. Une représentation graphique de l'impédance complexe utilisant le Nyquist et les diagrammes de Bode est fournie afin d'identifier les paramètres dynamiques de modèle « petit signal ». Grâce à cette représentation, la précision du modèle imposé est vérifiée compte tenu du comportement normal de la cellule et de la convergence de l'algorithme d'estimation.

L'algorithme LMLS proposé permet une estimation en fonction du temps de la fonction de transfert et l'identification des paramètres. D'ailleurs, une précision de plus de 91 % est notée. Rappelons que l'objectif principal de cette mesure de paramètres était de trouver un moyen de détecter le point chaud ou l'ombrage selon l'idée proposée publiée dans (Kim et al., 2013), où il y a eu recours à un appareil de spectrométrie spécialisé. Le circuit d'instrumentation que nous proposons est beaucoup plus simple et en mesure d'offrir une grande capacité en tension et en courant. En outre, le programme qui contrôle et coordonne le processus de mesure assure un maximum de flexibilité.

Les valeurs de l'impédance dynamique mesurées ou estimées montrent un certain écart pour pouvoir tirer des conclusions sur l'état de fonctionnement des cellules dans le IIQ, mais ne nous permettent pas de faire un lien causal avec la formation des points chauds.

Maintenant que cette étape est complétée avec succès, il est important de se questionner sur la faisabilité de cette technique de détection du IIQ (l'ombrage partiel). Cette méthode est

complexe et exige beaucoup de ressources matérielles et en temps. C'est pourquoi il est essentiel de reconnaître qu'elle ne peut tout simplement pas être utilisée en temps réel pour détecter l'ombrage. Il est donc préférable d'envisager d'autres alternatives.

CHAPITRE 4

PROTECTION D'UN PANNEAU OMBRAGÉ CONTRE LE PHÉNOMÈNE DES POINTS CHAUDS

4.1 Introduction

La méthode de contournement conventionnelle utilisée par les fabricants des panneaux PV est incapable d'éliminer la formation des points chauds. De plus, la mesure des paramètres dynamiques des cellules pour détecter les points chauds présentés dans le chapitre précédent n'a pas donné de résultats probants. Donc, nous proposons dans ce chapitre une nouvelle méthode de protection contre les points chauds. Elle consiste en une approche multi-niveaux qui permet de détecter automatiquement le sous-groupe ombragé, pour ensuite lui appliquer la protection envisagée et reprendre les conditions de fonctionnement normales, tout en suivant le point de puissance maximale locale et globale. Cette méthode assure une protection dynamique et autonome puisqu'elle est directement intégrée dans le panneau. Elle offre également la possibilité de se synchroniser avec les commandes externes de GMPPT (global MPPT).

Le circuit ne nécessite l'utilisation d'aucun capteur additionnel, d'aucune analyse de données, d'aucune source d'alimentation externe ou la présence d'un dissipateur de chaleur. Il est muni d'un MOSFET pour connecter/déconnecter le sous-groupe ombragé via des signaux de contrôle numériques fournis par un opto-isolateur ou par un oscillateur. L'opto-isolateur détecte l'occurrence de l'ombrage et désactive le MOSFET du sous-groupe ombragé. L'oscillateur quant à lui réactive le MOSFET et offre une flexibilité de synchronisation avec plusieurs types de commandes GMPPT. La taille de ce circuit est parfaitement dimensionnée pour s'intégrer dans la boîte de jonction d'un panneau PV conventionnel. Des simulations et des résultats expérimentaux sous divers scénarios d'ombrage démontrent la faisabilité et l'efficacité de l'approche suggérée.

La méthode présentée dans ce chapitre est basée sur les travaux couverts par nos deux publications (Ayache et al. (Standalone), 2020; Ayache et al., 2020). Dans (Ayache et al., 2020), la technique suggérée assure une protection sélective des sous-groupes ombragés et fonctionne en tandem avec un contrôleur GMPPT. L'ombrage est détecté en fonction des états de conduction des DDC. Un algorithme GMPPT suit le point de fonctionnement et décide, en conséquence, s'il est nécessaire de déclencher ou non la protection. Contrairement à la méthode présentée dans ce chapitre et dans (Ayache et al. (Standalone), 2020), la méthode (Ayache et al., 2020) emploie un microcontrôleur local et un module sans fil pour transmettre l'état de conduction de la DDC à un microcontrôleur externe, où l'algorithme GMPPT est implémenté.

4.1.1 Présentation du circuit

L'impraticabilité de détection des points chauds est principalement causée par la disparité entre les propriétés électrothermiques des cellules solaires, notamment par leur susceptibilité de former des points chauds à des endroits aléatoires et en nombre variable d'une cellule à l'autre. De ce fait, nous suggérons une protection basée sur l'isolement actif du sous-groupe ombragé. Cette fonctionnalité est obtenue par l'insertion d'un MOSFET en série avec chaque sous-groupe comme démontré sur la figure 3.1. Cette figure présente un exemple de disposition du circuit de protection pour un système PV à deux sous-groupes. Hormis le MOSFET, les principaux éléments qui composent ce circuit sont:

- un opto-isolateur
- un pilote photovoltaïque
- un temporisateur de type 555 (Texas instrument 555 datasheet)
- une diode qui met en œuvre une fonction logique OU

Le côté primaire du pilote PV est branché en parallèle à l'opto-isolateur et à l'oscillateur. L'un ou l'autre de ces deux derniers composants peut commander le pilote PV en suivant la logique OU. L'opto-isolateur est connecté en parallèle avec la DDC pour détecter l'ombrage et déclencher la protection. L'opto-isolateur sélectionné a une sortie de déclenchement de type Trigger de Smith afin d'imposer au MOSFET un fonctionnement dans sa partie linéaire, quelle

que soit la dynamique de variation de l'ombrage. Le circuit 555 fournit les signaux de reconnexion du sous-groupe après l'occurrence de l'ombrage et reçoit le signal de synchronisation de la commande GMPPT.

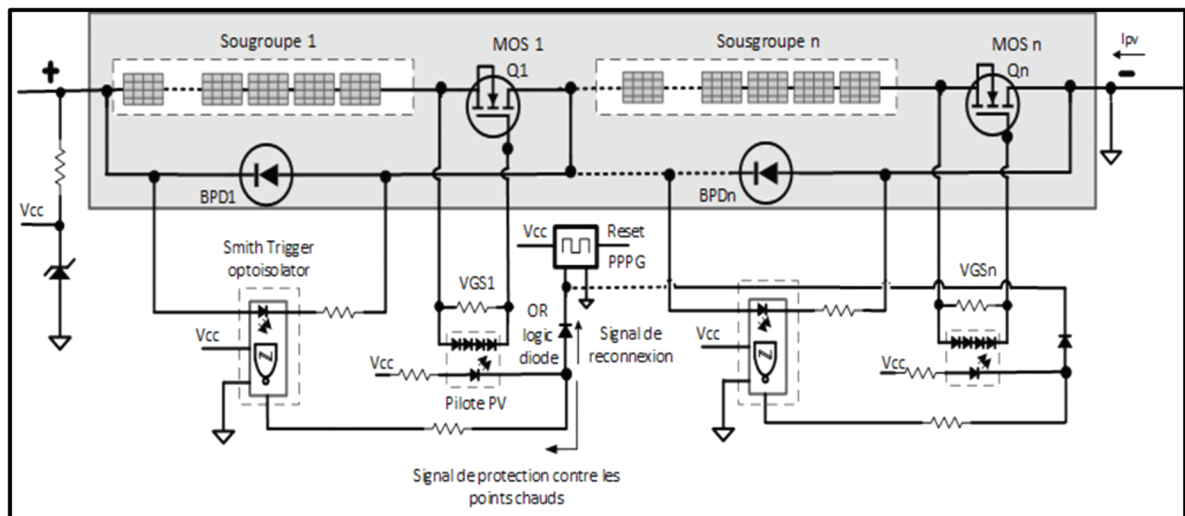


Figure 4.1 Circuit de protection contre les points chauds

Les principales caractéristiques du circuit suggéré sont :

- système de protection complètement autonome et capable de se synchroniser avec différentes méthodes de GMPPT.
- détection simple de l'événement d'ombrage sans utiliser de capteurs ou des modèles de panneaux PV.
- restauration automatique du fonctionnement naturel du panneau après la disparition de l'ombrage et la fin de la protection.
- aucune source d'alimentation externe, aucun capteur de courant/tension supplémentaire et sans dissipateur de chaleur.
- intégration facile dans la boîte de jonction des panneaux conventionnels ou des systèmes possédant un maximum de 10 sous-groupes en série.
- conception peu coûteuse avec des composants standards.
-

4.1.2 Fonctionnement du circuit

4.1.2.1 Rôle de l'optoisolateur

Le rôle de l'optoisolateur est de détecter la chute de tension aux bornes du sous-groupe ombragé. Comme ce composant est galvaniquement isolé, il peut être facilement ajouté en parallèle à la DDC de chaque sous-groupe. L'optoisolateur conduit dans des conditions normales et s'éteint dès l'apparition d'une chute de tension. Lorsque cela se produit, le MOSFET du sous-groupe ombragé est désactivé spontanément. La réactivation du MOSFET est une préoccupation sérieuse étant donné que nous ne voulons pas utiliser de capteurs supplémentaires qui détectent la fin de l'ombrage. De ce fait, une procédure de forçage d'activation de MOSFET est ajoutée à notre circuit.

Le MOSFET se déclenche lorsque l'optoisolateur ou le temporisateur 555 émet un signal bas (de forçage). Le temporisateur peut fournir un signal bas de deux manières : l'une est périodique grâce à un fonctionnement en mode astable dénommée « reconnexion interne », alors que l'autre est la conséquence d'un signal externe de niveau bas qui est appliqué à la broche RESET, dénommée « reconnexion externe ». Étant donné que ces deux éléments (optoisolateur et temporisateur) peuvent déclencher le MOSFET, cette opération peut être synthétisée avec une fonction logique OU. Pour assurer cette fonction, une diode est ajoutée au circuit (Fig. 3.2). La reconnexion externe est facultative tandis que la reconnexion interne est nécessaire. En effet, le signal de la reconnexion interne est appliqué périodiquement selon la stratégie « close and see », ce qui signifie que les MOSFET sont régulièrement activés pour vérifier si l'ombrage s'est dissipé. Lorsque ce signal est appliqué, les trois possibilités suivantes peuvent se produire :

Scénario #1: Aucun impact, car le MOSFET est déjà en conduction.

Scénario #2: Le MOSFET était désactivé et l'ombrage est toujours présent. Le signal interne met alors le MOSFET en conduction, toutefois le circuit opto-isolateur l'éteindra dès que le signal de reconnexion sera supprimé.

Scénario#3: Lorsque l'ombrage s'est dissipé et le MOSFET était déjà désactivé. Le MOSFET restera alors conducteur et un nouveau de point de fonctionnement apparaîtra.

4.1.2.2 Commande du MOSFET

Les pilotes de MOSFET nécessitent habituellement une alimentation électrique externe pour fournir la tension V_{GS} . Cette alimentation se doit d'être isolée, car les sources de MOSFET sont connectées à la borne négative des sous-groupes. La commande des MOSFET est donc problématique. Pour surmonter ce problème, un pilote autonome et optiquement isolé (VOM1271), procure une solution simple et efficace pour commander les MOSFET du circuit. Il nécessite que du courant sur son côté primaire pour piloter ses circuits internes et générer une tension à appliquer à la borne de la grille MOSFET (Vishay VOM1271 datasheet). Lorsqu'il est déclenché, le pilote émet une tension (V_{GS}) d'environ 8 V, ce qui est suffisant pour commuter le MOSFET. Ce pilote PV peut paraître redondant avec l'optoisolateur, qui dispose également d'une liaison optique, puisqu'il peut très bien assumer cette tâche.

Cependant, pour la détection d'ombrage, l'optoisolateur est plus avantageux que le pilote PV en raison de la possibilité de sélectionner un composant avec une entrée logique de type Trigger de Smith comme le H11L3M (Onsemi H11L3M datasheet). La caractéristique d'activation et de désactivation du comparateur à hystérésis empêche le MOSFET d'osciller et de fonctionner comme amplificateur dans la région saturée où les pertes de puissance ($V_{DS} \cdot I_D$) peuvent être très élevés et cela requerrait l'ajout d'un dissipateur de chaleur.

La conception des signaux de réactivation internes et externes implique l'évaluation de la réponse temporelle dynamique de l'algorithme GMPPT et de la réponse à petit signal du convertisseur cc-cc utilisés. Ces points seront examinés en détail dans la suite du chapitre.

4.1.3 Test du circuit

Afin de mieux comprendre le circuit proposé, en particulier la stratégie de commutation des MOSFET, un prototype a été construit et testé en laboratoire. Un générateur de fonctions est utilisé pour fournir une forme d'onde triangulaire qui émule la tension fournie par un système PV lors d'un événement d'ombrage progressif. Un signal d'oscillateur est également ajouté pour mettre en évidence les séquences de reconnexion interne du sous-groupe impliqué. Les résultats expérimentaux du circuit électronique sont présentés sur la figure 3.3. Cette figure montre :

- la tension du système PV.
- la sortie de l'optoisolateur.
- le signal de réactivation interne.
- la sortie du pilote qui représente le signal V_{GS} appliqué au MOSFET.

Initialement le MOSFET est fermé. L'optoisolateur conduit et sa sortie est au niveau 0.

A t_1 , V_{pv} baisse en bas du niveau de threshold de l'optoisolateur. Celui cesse de conduire (sa sortie monte à 1) et le DPV cesse de conduire aussi. Le MOSFET bloque et le circuit est ouvert (déconnecté). Le circuit reste dans cet état jusqu'à l'arrivée du signal de reconnexion à t_2 .

A t_2 , le signal de reconnexion force le MOSFET à l'état conducteur. Comme V_{pv} présente une valeur plus élevée que la tension de basculement de l'optoisolateur (autrement dit l'ombrage est parti), le MOSFET est conducteur même après l'annulation du signal de réactivation à t_3 (scénario 3).

A t_4 , le comportement est similaire à celui de t_1 où V_{pv} chute due à un ombrage et l'optoisolateur cesse de conduire.

A t_5 , le signal de reconnexion force le MOSFET à l'état conducteur. Cependant aussitôt que ce signal est annulé (t_6), le MOSFET bloque car on est dans une situation d'ombrage où V_{pv} est plus faible que la tension de déclenchement de l'optoisolateur (scénario 2).

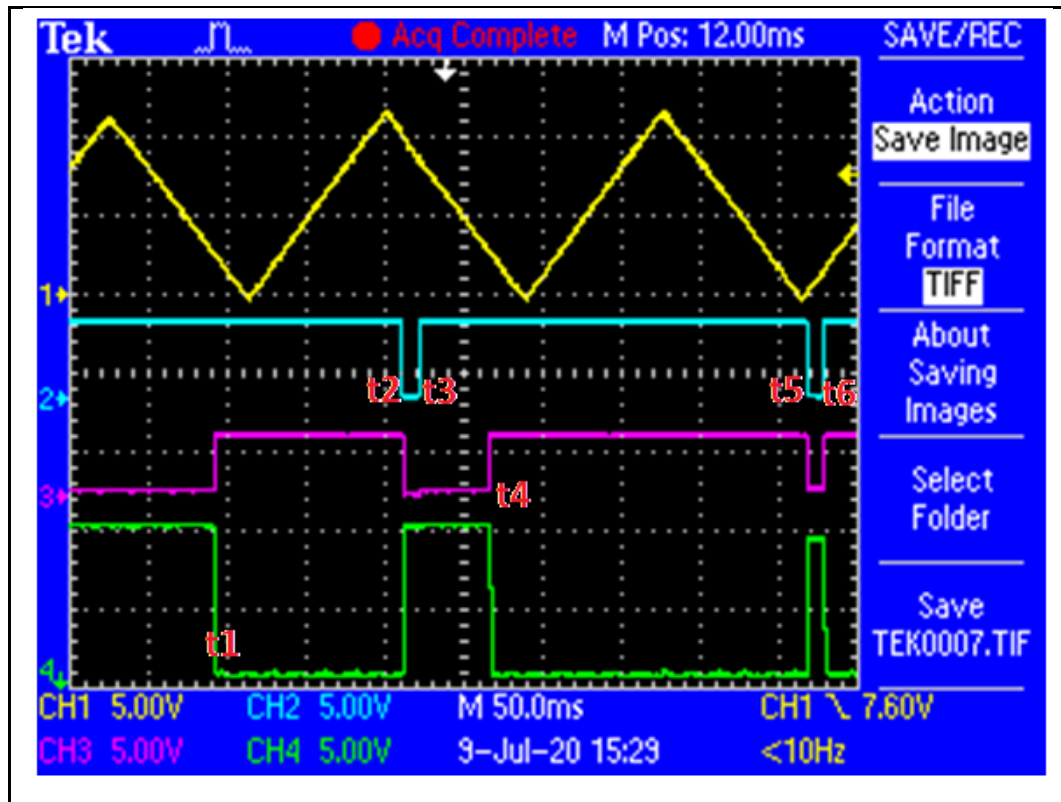


Figure 4.2 Validation pratique du circuit de déconnexion. Les signaux du haut vers le bas représentent respectivement le signal d'émulation de V_{pv} , le signal de réactivation interne, le signal de sortie de l'optoisolateur et le signal de sortie du driver photovoltaïque (DPV)

4.2 Impact de la déconnexion sur la poursuite du MPP

La déconnexion est un élément crucial dans l'amélioration de la fiabilité du système PV. Elle relie l'aspect maintenance et protection avec celui de l'extraction de puissance maximale globale. Cette question a déjà été soulevée par plusieurs auteurs (Ayache et al., 2018; Jordan et al., 2017; Chattopadhyay et al., 2015; Friesen et al., 2012; Bradley et al., 2014), mais n'a pas été abordée de façon approfondie. Notre conception du circuit tient rigoureusement en compte cette problématique. Il est à noter que la conception de l'oscillateur est un élément clé qu'il faut considérer attentivement.

4.2.1 Description du système PV étudié

Un système PV composé de quatre sous-groupes a été envisagé. Chaque sous-groupe est équipé d'un circuit de protection individuel, mais le temporisateur 555 est commun pour tous. Un convertisseur de type élévateur a été sélectionné comme exemple de circuit de puissance pour l'extraction de la puissance maximale (Fig. 4.3). Il est important de mentionner que le circuit de protection proposé est capable de fonctionner avec n'importe quel type de convertisseurs cc-cc et qu'il n'a aucune influence sur les circuits en aval des panneaux PV.

Les paramètres des panneaux solaires utilisés sont:

V_{oc} : tension en circuit ouvert = 10.5 V

I_{cc} : courant de court-circuit = 3 A

V_{mp} : tension au point de puissance maximale = 9 V

I_{mp} : courant au point de puissance maximale = 2,85 A

MPP : point de puissance maximale = 25,65 W

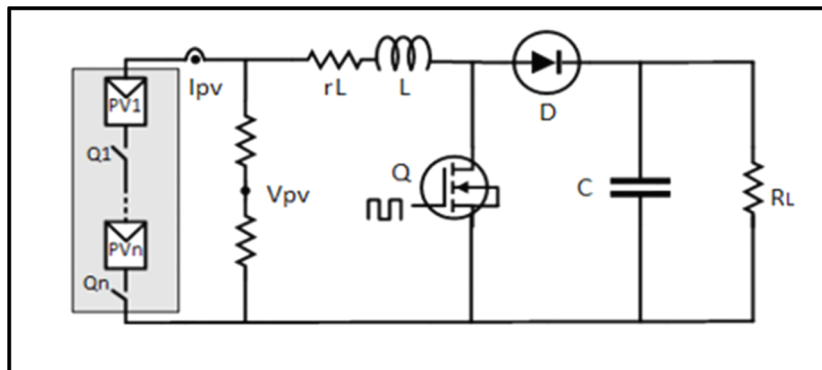


Figure 4.3 Système de test à base du convertisseur élévateur

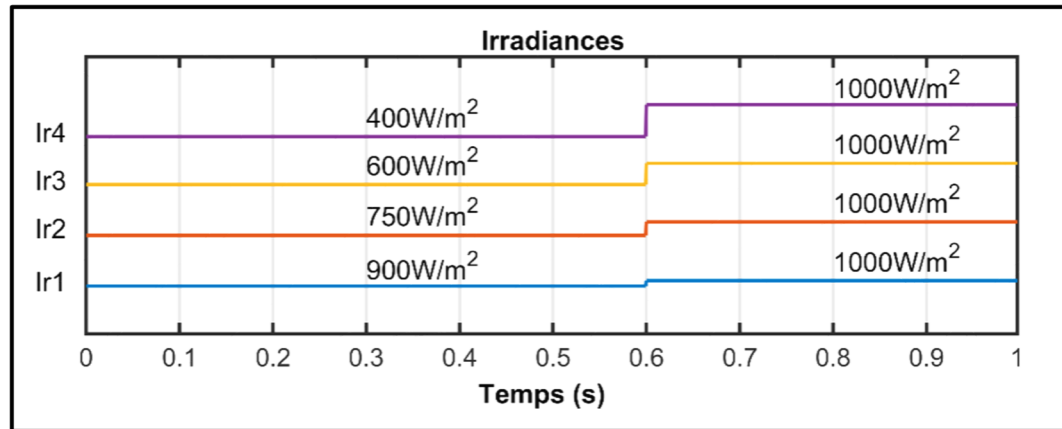


Figure 4.4 Conditions d'irradiations pour les sous-groupes

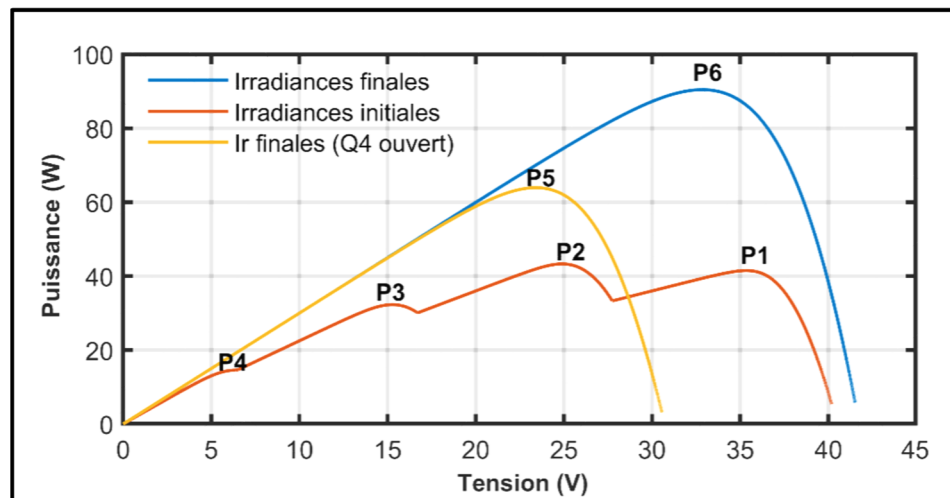


Figure 4.5 Profils P-V résultants

Pour analyser l'impact du circuit de protection sur les algorithmes de suivi de puissance maximale, en particulier la déconnexion et la reconnexion des MOSFET, un scénario d'ombrage a été considéré (Fig. 3.4). Initialement, les ensoleillements E1 à E4 ont des valeurs différentes et produisent les courbes « d'irradiance initiale ». La figure 3.5 montre les caractéristiques P-V dans ce contexte où on peut voir quatre points maximum (P1-P4). Le point P2 a volontairement été choisi avec une valeur légèrement supérieure à P1 pour évaluer la précision du suivi de puissance. À $t = 0,6$ s, les ombrages sont entièrement supprimés et tous les panneaux reçoivent la même irradiance de 1000 W/m^2 . La caractéristique résultante, identifiée comme « irradiance finale » (Fig. 3.5), n'a qu'un seul point maximum (P6). La

troisième courbe (jaune) présente un profil P-V sous l'irradiance finale où la protection est activée (un MOSFET est bloqué). Cette dynamique a été illustrée afin de démontrer l'impact de la protection sur les MPPT et l'importance de la reconnexion rapide des MOSFET.

4.2.2 Algorithmes GMPPT

Pour la simulation et l'expérimentation présentées dans ce chapitre, deux algorithmes ont été utilisés. Le premier est l'algorithme « perturbation et observation » (P&O) classique qui est le plus couramment utilisé dans systèmes PV. Cet algorithme est simple et facile à implémenter, mais fonctionne principalement dans les recherches locales et est généralement incapable de trouver le GMPP en présence de nombreux MPP dus à l'ombrage. Le deuxième algorithme assure une recherche globale du GMPP. Dans notre étude, une simple recherche linéaire a été choisie à titre d'exemple en raison de sa simplicité. Les deux algorithmes sont ensuite combinés pour trouver le GMPP. La recherche globale ne peut être démarrée que par le signal de réactivation externe.

4.3 Résultats de simulation

4.3.1 Profil énergétique

Les résultats de simulation sont présentés sur la figure 3.6 où V_{pv} , I_{pv} et P_{pv} sont respectivement la tension, le courant et la puissance de sortie. Le rapport cyclique D est appliqué au convertisseur élévateur.

Le profil énergétique montré sur la figure 3.5 représente un mécanisme compliqué pour la recherche du MPP et sert à évaluer la capacité du circuit de protection à intégrer avec la commande GMPPT. Ce mécanisme implique les six séquences suivantes :

4.3.1.1 Recherche du MPP et convergence vers un maximum local ($0 < t < 0,1\text{s}$)

Pendant cet intervalle, l'algorithme P&O amène le point de fonctionnement à P1, car la recherche démarre à partir du point V_{oc} . Évidemment, ce point P1 n'est pas un maximum global. Il donne une tension de 36,8 V, un courant de 1,18 A et une puissance de 43,5 W à un rapport cyclique de 0,23.

4.3.1.2 Reconnexion interne des MOSFET ($t = 0,1\text{ s}$)

À $t = 0,1\text{ s}$ (Fig. 3.6), les MOSFET reçoivent un signal de réactivation interne de l'oscillateur. Les MOSFET étant déjà conducteurs, aucun changement n'est observé (scénario 1). L'algorithme P&O maintient le point de fonctionnement à P1 (43,5 W).

4.3.1.3 Reconnexion externe des MOSFET et recherche linéaire du maximum global ($0,2 < t < 0,38\text{ s}$)

À $t = 0,2\text{ s}$, tous les MOSFET reçoivent un signal de réactivation externe d'une durée de 0,18 s pour entreprendre une recherche linéaire GMPP. La raison pour laquelle cette durée a été fixée à 0,18 s sera expliquée dans la section suivante. Dans cette séquence de recherche, D_{max} et P_{max} sont initialisés à zéro. Le rapport cyclique D est augmenté linéairement de 0% à 90%, tout en mesurant la puissance de sortie. Pour chaque valeur du rapport cyclique, il y a une comparaison et une modification des nouvelles valeurs qui s'en suivent (en termes logiques, si la nouvelle puissance est supérieure à P_{max} , changez P_{max} et D_{max} , sinon ignorez cette nouvelle valeur). La sortie de cet algorithme est le GMPP (P_{max}) et son rapport cyclique correspondant (D_{max}). Les résultats pour la figure 3.5 sont de 48% (D_{max}) et 45,6 W (P_{max}). Soulignons que pendant le balayage du rapport cyclique, nous avons d'abord eu une conduction des diodes D4, puis D4 et D3, et enfin D4, D3 et D2, comme indiqué à la figure 3.6. Les flèches sur la figure 3.6 indiquent les intervalles de conduction des diodes.

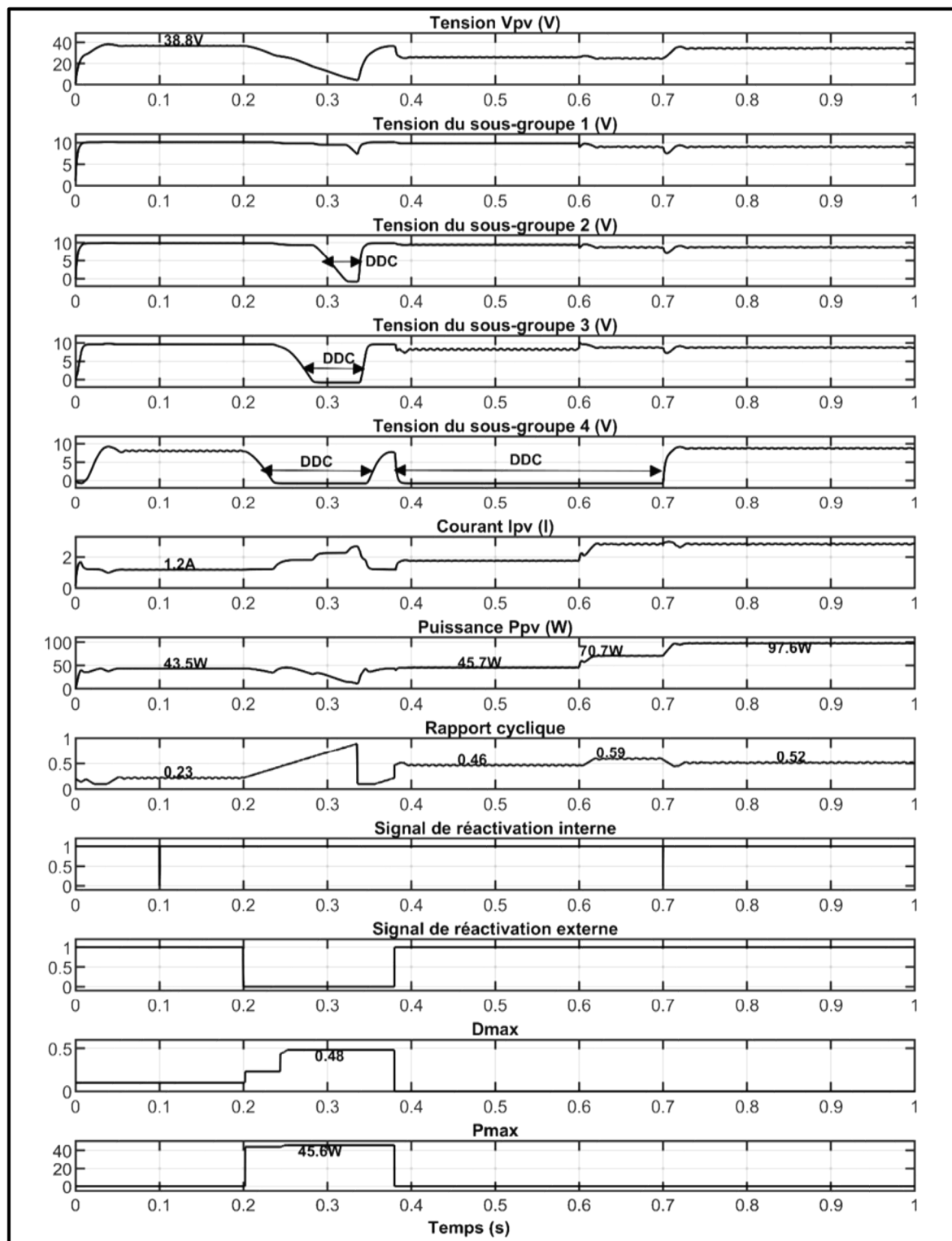


Figure 4.6 Résultats de simulation pour les profils d'ensoleillement adoptés

4.3.1.4 Convergence vers le GMPP à l'aide de balayage linéaire ($0,38 < t < 0,4s$)

À la fin de l'étape précédente, la valeur de P_{max} est fournie comme valeur initiale au contrôleur P&O qui reprend le suivi de la poursuite du MPP. Bien qu'il y ait eu une très légère différence de puissance entre P1 et P2, le contrôleur a été en mesure d'emporter le point d'opération à P2 (Fig. 3.5). La conduction de D4 (Fig. 3.6) confirme le fonctionnement à P2. Étant donné que D4 est en cours de conduction, Q4 est désactivé naturellement pour protéger les cellules du sous-groupe 4 de tout éventuel point chaud.

4.3.1.5 Décalage du point de fonctionnement en raison du changement d'irradiation ($t = 0,6 s$)

À partir de $t = 0,6 s$, les quatre panneaux reçoivent une irradiance nominale de $1000 W/m^2$, comme le montre la figure 3.4. La figure 3.5 montre la nouvelle caractéristique du P-V intitulée « irradiance finale ». Le point de fonctionnement passe naturellement à P5 (MPP des trois sous-groupes restants) et reste à P5, car Q4 est ouvert depuis l'étape précédente.

4.3.1.6 Reconnexion interne des MOSFET ($0,7 < t < 0,72 s$)

À $t = 0,7 s$, l'oscillateur envoie un signal de réactivation interne aux MOSFET (figure 3.6). Q4 se ferme et le point de fonctionnement se déplace naturellement vers la courbe « irradiance finale » (Fig. 3.5). L'algorithme P&O est capable d'emporter le point de fonctionnement à P6 tandis que Q4 reste fermé même après la fin du signal de réactivation de courte durée (scénario 3).

4.4 Conception des signaux de reconnexion

Durant la reconnexion, les algorithmes de MPPT se mettent à l'œuvre pour vérifier si le point de fonctionnement est optimal. La durée de ces signaux doit être dimensionnée de façon appropriée.

4.4.1 Durée du signal de l'oscillateur interne

La contrainte dans le cas de l'oscillateur interne est le temps d'exécution de l'algorithme P&O. Dans le cas interne, la période est fixée à 10 fois la durée d'échantillonnage de l'algorithme MPPT. Cela garantit que le délai de reconnexion du MOSFET est suffisant pour exécuter plusieurs vérifications locales du PPM.

4.4.2 Durée du signal de l'oscillateur externe

En ce qui concerne l'oscillateur externe, il faut trouver un compromis entre le temps requis par l'algorithme de recherche global pour compléter sa recherche et le temps de formation d'un point chaud.

4.4.2.1 Détermination du temps de formation d'un point chaud

Comme vu dans cette thèse, un point chaud peut se former dans certaines cellules dans des conditions d'ombrage partiel. Le temps de formation d'un point chaud est une contrainte thermique qui doit être incluse dans la phase de conception des signaux.

Pour simuler les conditions d'ombrage, on peut tout simplement appliquer une tension négative aux bornes de la cellule pour forcer le fonctionnement dans IIQ. Le test consiste donc à appliquer subitement une tension négative d'environ 15 V aux bornes d'une cellule solaire et un courant de 90% le courant de court-circuit de la cellule (ombrage léger). En agissant ainsi, on se place dans les conditions d'ombrage d'un cas extrême. L'évolution de la température a été enregistrée à l'aide d'une caméra infrarouge pour évaluer le point chaud.

Plusieurs cellules ont été testées et la figure 4.7 montre la réponse de la cellule la plus problématique, c'est-à-dire celle où la température est montée le plus haut et dans le laps de temps le plus court. Remarquons que cette figure met en évidence l'existence d'un point chaud majeur.

L'évolution temporelle de la température du point chaud est exponentielle (figure 4.8). On déduit l'équation à partir du graphique :

$$T(^{\circ}C) = 25.2 + (148 - 25.2)e^{\frac{-t}{\tau}} \quad (4.1)$$

On mesure graphiquement la constante du temps: c'est l'abscisse du point d'ordonnée correspondant à 63% de la température maximale. On déduit approximativement un τ de :

$$\tau = 1,6 \text{ s} \quad (4.2)$$

Donc en moins de 2 s la température de la cellule monte à 100°C. Les algorithmes de recherche du point de puissance maximale devraient tenir compte de cette contrainte thermique.

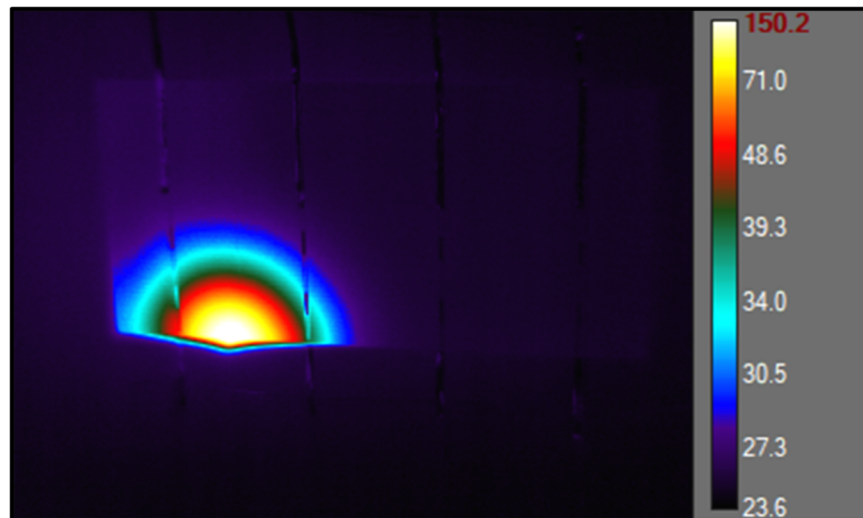


Figure 4.7 Visualisation d'un point chaud à l'aide de la caméra infrarouge

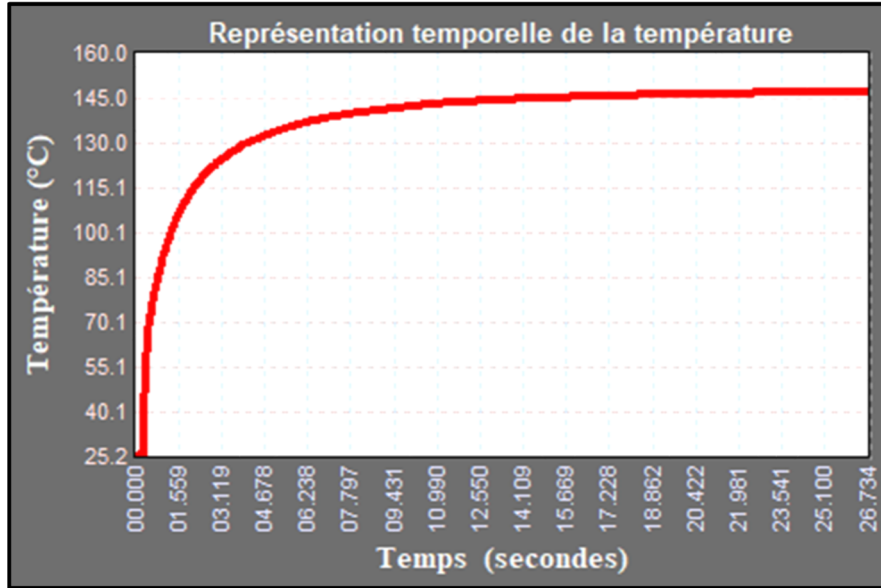


Figure 4.8 Évolution temporelle de la température du point chaud

4.4.2.2 Durée d'exécution d'un algorithme de recherche globale

Pendant l'opération de recherche linéaire, le rapport cyclique D est balayé linéairement de 0 à 90% avec un pas de 1%. Lorsqu'un rapport cyclique est appliqué à l'interrupteur de puissance Q (Fig. 4.3), le temps de réponse du système est dominé par la réponse du convertisseur de puissance. Une analyse de petits signaux convient donc pour déduire ce temps de réponse. Ce temps représente la durée pendant laquelle un rapport cyclique donné doit être maintenu avant de subir une augmentation.

En utilisant le modèle de moyenne de l'espace d'état, la fonction de transfert en petits signaux pour le convertisseur de la figure 4.3 est déduite. Considérant D , le rapport cyclique du montage comme entrée et la tension de sortie du convertisseur élévateur (V_0) comme sortie en mode de conduction continue, la relation du modèle en petit signal est donnée par :

$$\frac{\widehat{V}_0}{\widehat{d}} = \frac{V_{in}}{(1-D)^2} \frac{1 - \frac{s}{Z}}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (4.3)$$

où \widehat{V}_0 et \widehat{d}_0 sont respectivement les paramètres du petit signal de la tension du condensateur de sortie et du rapport cyclique. ω_n et ζ sont respectivement la fréquence propre et le facteur d'amortissement.

$$Z = \frac{R}{L}(1 - D)^2 \quad (4.4)$$

$$\omega_n = \frac{1}{\sqrt{LC}}(1 - D) \quad (4.5)$$

$$\zeta = \frac{\sqrt{LC}\left(\frac{r_L}{L} + \frac{1}{RC}\right)}{2(1-D)} \quad (4.6)$$

L'emplacement des pôles de (4.3) donnent l'information sur la nature de la réponse du système comme le temps de montée, le temps de stabilisation et le dépassement. Le temps de stabilisation est le temps nécessaire au système pour se stabiliser dans un certain pourcentage de sa valeur finale. Le temps de stabilisation est un facteur critique dans l'algorithme de recherche linéaire. L'équation caractéristique (4.3) a deux racines :

$$p1 = -\zeta\omega_n \pm \omega_n\sqrt{\zeta^2 - 1} \quad (4.7)$$

Si $\zeta > 1$ les racines sont réelles (cas amorti)

Si $\zeta < 1$ les racines sont complexes (sous cas amorti)

Les racines de ce système de second ordre dépendent fortement des paramètres du circuit du convertisseur et du rapport cyclique de fonctionnement. Il en va de même pour le temps de stabilisation (ts). Cependant, pour un cas sous-amorti, le temps de stabilisation dépend uniquement des paramètres du circuit et non du rapport cyclique. En effet, les pôles sont complexes et le temps de stabilisation est inversement proportionnel à la partie réelle des pôles.

$$reel(p1, p2) = -\zeta\omega_0 \pm \frac{\left(\frac{r_L}{L} + \frac{1}{RC}\right)}{2} \quad (4.8)$$

Le temps de stabilisation pour un système sous-amorti du second ordre répondant à une réponse à l'échelon peut être approximé par :

$$e^{-\zeta \omega_n t_s} < \text{tolérance} \quad (4.9)$$

Le temps de stabilisation dépend de la réponse du système et de la fréquence naturelle. À partir de la simulation, il a été observé qu'un temps de stabilisation de 30% (tolérance) suite à une perturbation du rapport cyclique est un bon compromis entre la précision et la rapidité (minimisation du temps pour l'opération de recherche totale). Le temps de stabilisation à 30% est alors:

$$t_s = \frac{1.2}{\zeta \omega_n} \quad (4.10)$$

Les paramètres du convertisseur cc-cc de puissance sont :

$$r_L = 0,5 \, \Omega$$

$$R = 50 \, \Omega$$

$$C = 300 \, \mu\text{F}$$

$$L = 400 \, \mu\text{H}$$

$$f_s = 5 \, \text{kHz}$$

En remplaçant (4.10), nous calculons :

$$t_s = 2 \, \text{ms} \quad (4.11)$$

À partir de (4.8), les racines deviennent réelles pour $\zeta > 1$ correspondant à une équation de rapport cyclique critique de:

$$D_{critique} = 1 - \frac{1}{2R} \sqrt{\frac{L}{C}} - \frac{r_L}{2} \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (4.12)$$

Le remplacement des paramètres du convertisseur en (4.12) donne :

$$D_{critique} = 78\% \quad (4.12)$$

Pour l'intervalle $0,1 < D < 0,78$, le temps de réponse du système est approximativement constant et est calculé comme ci-dessus. Pour le reste de la plage du rapport cyclique ($0,78 < D < 0,9$), le système présente une réponse de premier ordre. Le temps de réponse dépend de deux exponentielles en décroissance. Lorsque D augmente vers la limite supérieure de 0,9, l'un des pôles se rapproche de l'axe imaginaire et la réponse transitoire est plus lente.

La conception du convertisseur a été réalisée de manière à avoir un rapport cyclique de 0,5 au MPP nominal. Ainsi, la plage la plus probable de D pour la recherche du MPP en cas d'ensoleillement ou d'ombrage uniforme est comprise entre 0,1 et 0,75. L'analyse présentée ici combinée avec les données de simulation nous permet de conclure qu'il suffit d'utiliser une seule valeur du temps de stabilisation donnée par (4.10). Cette seule valeur fixe de temps de stabilisation simplifie considérablement la simulation et la mise en œuvre pratique de l'algorithme de recherche linéaire.

Enfin, le rapport cyclique varie de 0 à 90% par pas de 1%. Chaque rapport cyclique est maintenu pendant 2 ms. Le temps total pour l'algorithme est donc de 0,18 s, ce qui respecte avec une bonne marge de sécurité le temps de formation d'un éventuel point chaud. Comme la fréquence de commutation du convertisseur de puissance est de 5 kHz, chaque rapport cyclique est appliqué 10 fois au commutateur de puissance avant toute incrémentation.

4.5 Mise en œuvre expérimentale

4.5.1 Description du système PV

Pour obtenir une irradiance variable, un simulateur solaire d'intérieur, composé de lampes halogènes, a été fabriqué au laboratoire. De plus, un circuit d'acquisition de la tension du système (diviseur de tension) et du courant (capteur à effet Hall) ainsi qu'une interface UART pour la communication série avec le logiciel MATLAB ont été utilisés. Grâce à cette

communication et au logiciel Matlab, l'analyse et le traçage des courbes sont grandement facilités.

La figure 4.9 donne une photo du circuit qui a été conçu pour les tâches de déconnexion. Dans la couche supérieure de ce circuit, on trouve les opto-isolateurs, les pilotes photovoltaïques, les MOSFETS et le temporisateur 555. La couche d'en dessous contient les diodes de contournement, la diode pour la fonction logique OU et les résistances requises par le temporisateur et l'opto-isolateur.

Les résultats expérimentaux présentés dans ces paragraphes ont été réalisés sur le système de la figure 4.3 et couvrent différents processus, à savoir : la déconnexion des sous-groupes ombragés, la reconnexion par le signal interne, la reconnexion par un signal externe et l'opération GMPPT qui implique les deux algorithmes MPPT.

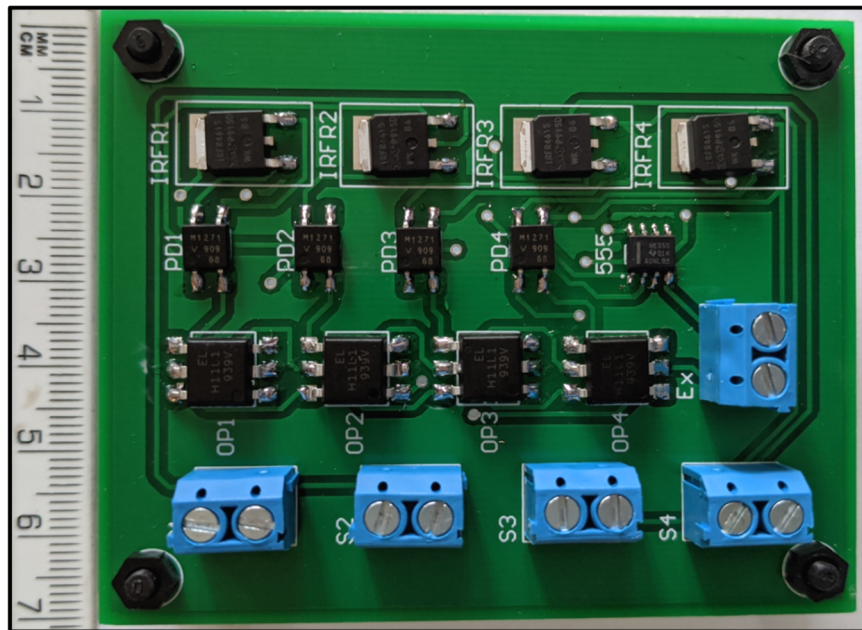


Figure 4.9 Photo du circuit PCB de protection

L'expérience s'est déroulée en deux phases : une phase d'ombrage partiel (sur les sous-groupes 1 et 2), suivie d'une phase sans ombrage. L'irradiance imposée au système donne les caractéristiques illustrées à la figure 4.10. Pour déterminer l'effet des variations d'irradiance sur le comportement de notre protection, le profil ombragé est d'abord appliqué au circuit et ensuite retiré à environ $t = 5s$. Les figures 4.11 et 4.12 donnent les séquences et les signaux de fonctionnement résultants.

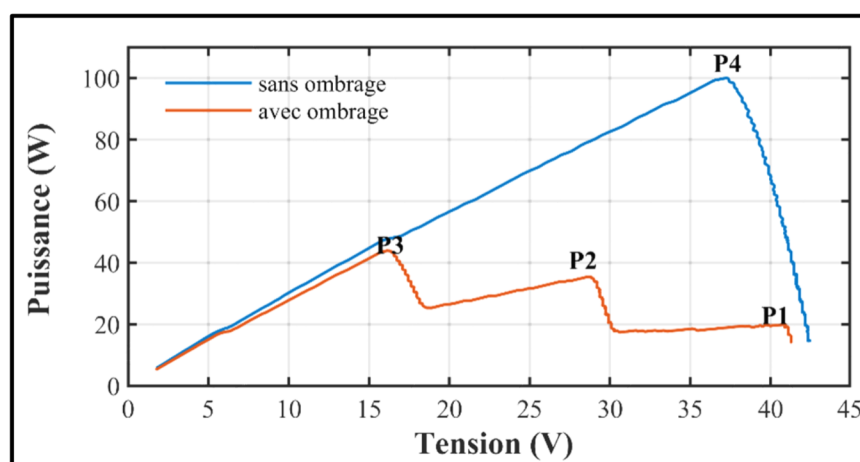


Figure 4.10 Caractérisation du système expérimental sous éclairage halogène

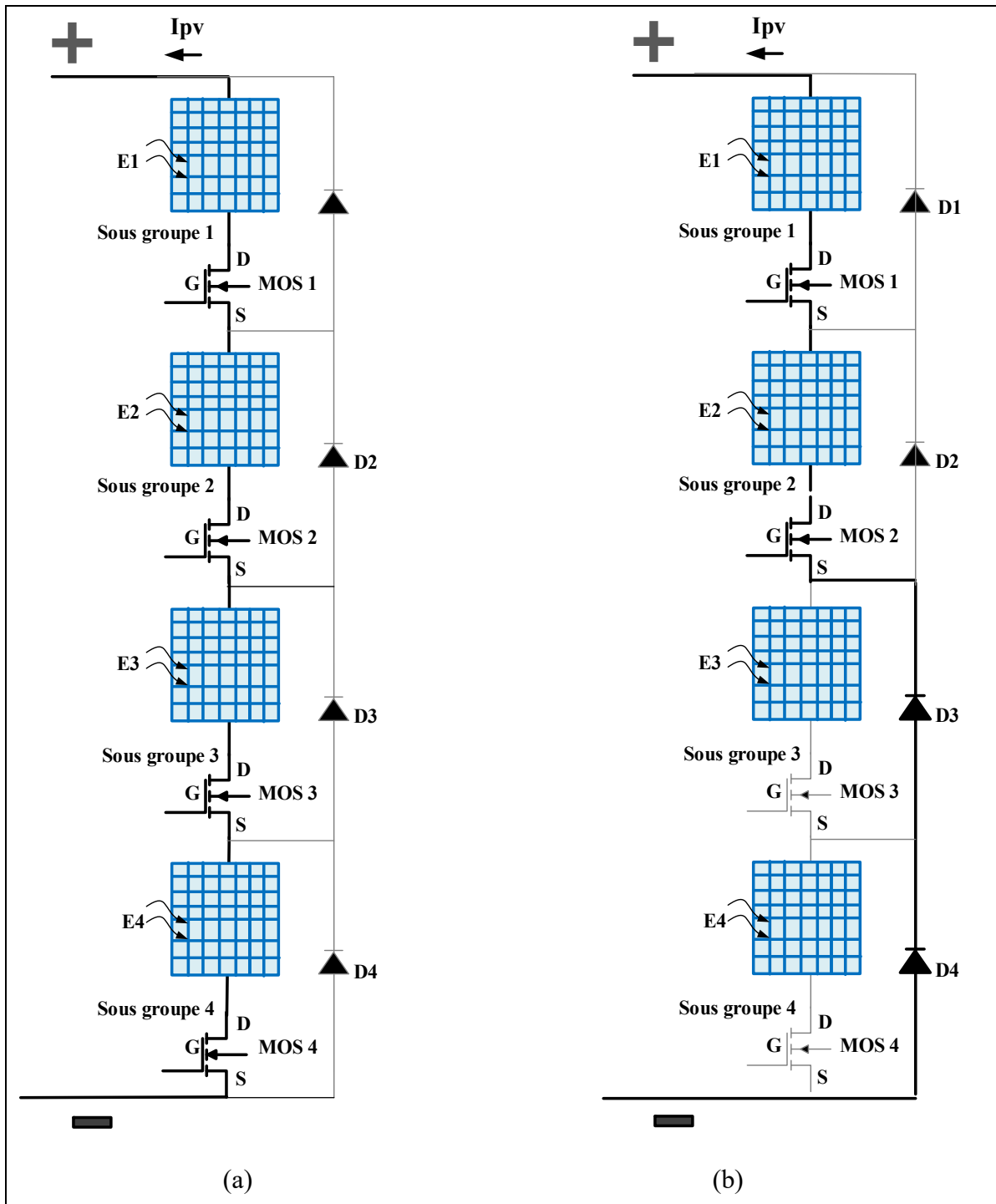


Figure 4.11 Conductions des MOSFETS et des diodes

4.5.2 Essais expérimentaux

Initialement, le système est ombragé. Bien que l'interrupteur du convertisseur élévateur soit désactivé, un courant circule du système PV à la charge. Comme prévu, la tension de sortie du PV est proche de V_{oc} .

4.5.2.1 Séquence 1: MPPT avec P&O ($0 < t < t_2$)

Le système est démarré à partir des conditions où le courant I_{pv} est nulle et la tension $I_{pv} = V_{oc}$. L'algorithme P&O positionne le point de fonctionnement à la première crête puissance (P1) et commence à osciller autour de ce point. Cette action se termine à t_1 , comme le montre la figure 4.12. Étant donné que ce point n'implique aucune conduction de DDC, tous les signaux de sortie des opto-isolateurs (OP1 à OP4) sont nuls, signifiant que les quatre MOSFET conduisent.

Le chemin emprunté par le courant est tel que montré dans la figure 4.11(a). Les ensoleillements appliqués au système sont tels que : $E_1=E_2$ et $E_4<E_3<E_2$. Le signal de réactivation interne est appliqué périodiquement aux pilotes des MOSFET. Cependant, il n'a aucune conséquence sur l'état des interrupteurs qui sont déjà fermés (scénario 1).

4.5.2.2 Séquence 2: Recherche linéaire P&O ($t_3 < t < t_4$)

Le point de puissance reste à P1 tant qu'aucun algorithme d'optimisation GMPPT n'est appliqué. Le front descendant du signal de réactivation externe à t_3 lance cette opération. Simultanément, l'algorithme P&O est désactivé et la recherche linéaire débute. Au cours de cette recherche, les interrupteurs sont fermés et D varie de 0 à 90%. Rappelons que l'objectif de cette recherche est de localiser le GMPP ainsi que le rapport cyclique correspondant (D_{max}). Comme il apparaît dans la « courbe de puissance « P_{pv} » de la figure 4.12, les deux autres points de puissance (P2 et P3) ont été bien identifiés. La conduction durant cette séquence est celle de la figure 4.11(a).

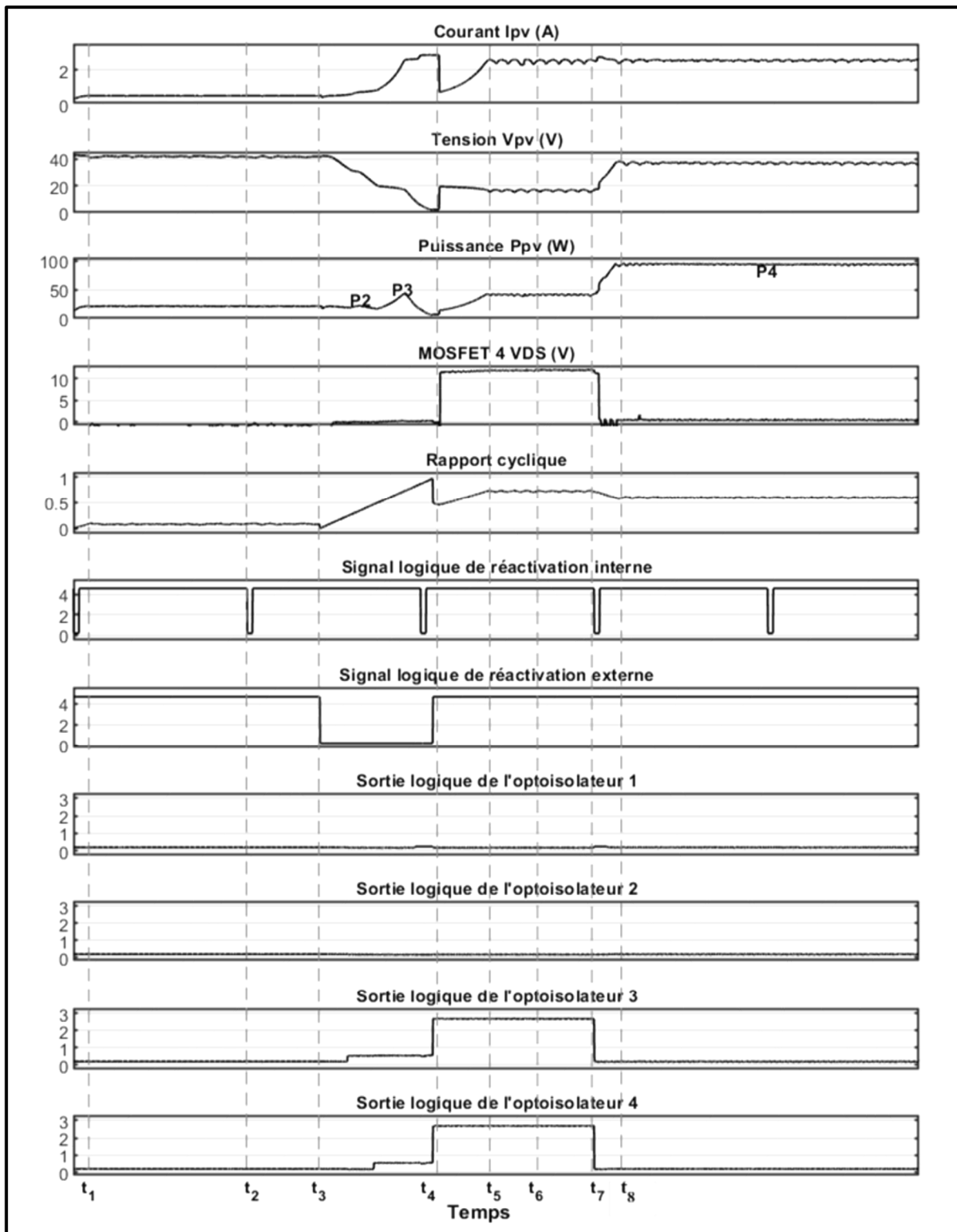


Figure 4.12 Validation expérimentale du circuit de protection

4.5.2.3 Séquence 3: MPPT avec P&O avec condition initiale ($t_3 < t < t_5$)

L'algorithme P&O est à nouveau activé à partir du D_{max} initial déterminé par la recherche linéaire à l'étape précédente. Le point de fonctionnement monte vers la puissance globale et se positionne à P3 à t_5 . Par rapport à la séquence 1, le courant I_{pv} augmente tandis que la tension V_{pv} diminue. Ce point implique la conduction de la DDC des sous-groupes ombragés (1 et 2), comme le témoignent les signaux des opto-isolateurs 3 et 4. La conduction durant cette séquence est celle de la figure 4.11(b). Conformément aux résultats escomptés, les MOSFET 3 et 4 sont désactivés pour isoler les sous-groupes ombragés et protéger les cellules d'une éventuelle formation de points chauds. Sur la figure 4.12, la tension V_{DS} du MOSFET 4 démontre la déconnexion à partir de t_4 . Le système reste dans cet état stable jusqu'à t_5 .

4.5.2.4 Séquence 4: Suppression de l'ombrage à t_6

À t_6 , l'ombrage est supprimé des deux sous-groupes. Le système PV fonctionne alors avec la courbe P-V non ombragée de la figure 4.10. Les ensoleillements appliqués au système sont maintenant : $E_1=E_2=E_3=E_4$. Puisque les deux sous-groupes ont été déconnectés à l'étape précédente, le système est cependant incapable de percevoir le changement qui s'est produit. Il s'agit d'un problème commun à toutes les approches de déconnexion proposées dans la littérature.

4.5.2.5 Séquence 5: Reconnexion au signal interne à t_7

À t_7 , le signal d'activation interne apparaît selon la stratégie « close and see ». Ce signal est appliqué en parallèle à tous les pilotes, mais seuls les MOSFET 3 et 4 sont concernés. La circulation du courant de charge est ramenée au circuit de la figure 4.11(a). Étant donné que la condition de conduction de ces commutateurs est favorable, ils restent tous les deux activés (scénario 3). Les signaux d'optoisolateur et la tension V_{DS} sur la figure 4.12 montrent comment la reconnexion s'est produite. Par conséquent, l'algorithme P&O amène le point de fonctionnement à P4. À partir de t_8 , le système est dans le nouvel état stable.

4.5.3 Calcul de la consommation en puissance du circuit de déconnexion

Dans cette partie, nous calculons la puissance dissipée dans le montage qui fait fonctionner les circuits de déconnexion. Le but de ce calcul est de déterminer l'impact sur la puissance produite par le système PV. Considérons le pire cas où tous les circuits sont en fonctionnement et que tous les MOSFET sont conducteurs. Nous assumons aussi que l'éclairage est maximal ce qui implique une tension V_{pv} de 36V et un courant I_{pv} de 2.85A.

Puissance dissipé par l'oscillateur 555 : $5mA * 5V = 25 mW$

Puissance dissipée par la diode du driver photovoltaïque VOM1271 : $2.8mA * 5V = 14mW$

Puissance dissipée par l'optoisolateur H11L2 : $1.5mA * 5V = 7.5mW$

Puissance partielle d'un circuit de déconnexion : $46.5mW$

Puissance partielle pour les 4 circuits de déconnexion : $186mW$

Puissance partielle des circuits de déconnexion en tenant compte du rendement de 75% du convertisseur dc-dc utilisé pour produire la tension de 5V à partir de V_{pv} : **$248mW$**

Puissance dissipée par la diode de l'optoisolateur H11L2 : $33mA * 1.4V = 46.2 mW$

Puissance dissipée les diodes des 4 optoisolateurs : **$184.8 mW$**

Pertes dans les 4 MOSFETS (IRF1540G) : $4R_{DS_ON}I_{pv} = 4 * 34m\Omega * 2.85^2 = 1.10W$

Puissance totale du circuit de déconnexion : **$1.53W$**

Sachant que puissance totale fournie par le système PV est de $36V * 2.85A = 102.6W$, la puissance du circuit de déconnexion représente donc **1.49%** de la puissance générée. Considérant la grande amélioration de la protection qu'apporte le circuit de déconnexion, nous pouvons conclure que cette puissance est minime.

4.5.4 Calcul du coût du circuit de déconnexion

Estimation basée sur l'achat de 1000 composantes à partir du distributeur Digikey à www.digikey.ca, le 1 août 2020. Les prix sont en dollars canadiens.

Oscillateur 555 : NE555 (1 fois)	$1 \times 0.71\$$
Driver photovoltaïque VOM1271 (4 fois):	$4 \times 1.49\$$
Optoisolateur H11L2 (4 fois) :	$4 \times 0.58\$$
MOSFETS IRF1540G (4 fois) :	$4 \times 1.03\$$
Régulateur 1A, 5V, DD4012SA	$1 \times 1.57\$$
Coût partiel :	14.68\$
Coût approximatif du circuit imprimé :	5.00\$
Coût approximatif total du circuit de déconnexion :	19.68\$

Le coût total du circuit est moins que 20\$ pour un système composé de 4 panneaux photovoltaïques. Considérant le prix des panneaux solaires, ce montant ne représente que 3 ou 4% du prix d'achat excluant l'installation. Si on tient compte des frais d'installations, le coût du circuit de protection n'est pas significatif.

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une nouvelle technique pour améliorer la fiabilité des panneaux ombragés lors du contrôle de l'extraction de la puissance maximale. Cette technique utilise un système de commande supplémentaire pour assister la DDC dans la protection contre les points chauds. Le but de ce système est de détecter les états de conduction des DDC afin d'ouvrir les MOSFET installés dans le sous-groupe ombragé.

Le circuit proposé représente une solution intéressante dans la mesure où il permet de remplir les exigences de protection, de fiabilité, la taille et le coût, tout en assurant des performances élevées de poursuite du point de puissance maximale. De ce fait, il offre une protection autonome contre les points chauds, ce qui rend transposable son application à grande envergure. Il assure également une détection sans capteur de l'ombrage et une déconnexion/reconnexion automatique des sous-groupes ombragés. De plus, il n'a pas besoin d'une source de tension auxiliaire pour piloter les MOSFET de commutation ou l'utilisation

d'un dissipateur thermique. Enfin, sa capacité à contrôler la durée de reconnexion permet une synchronisation flexible avec tout algorithme PPM locale et/ou globale.

La technique proposée est évaluée à l'aide d'un ensemble d'expériences réalisées en condition normale et d'ombrage. Les résultats ont démontré la capacité de notre technique à prévenir la formation de points chauds sur tous les niveaux d'ombrage.

Notre conception novatrice offre un attrait technico-économique important en raison de sa performance, de son faible coût et de sa taille suffisamment petite pour être intégrée dans la boîte à jonction d'un système PV conventionnel préexistant. Le tableau 4.1 montre une analyse comparative entre notre méthode et les techniques de protection contre les points chauds discutées auparavant dans la section 1.4.

Tableau 4.1 Tableau comparatif entre les techniques de protection contre les points chauds

	Kim & Krein, 2015	Ghanbari, 2017	Guerriero & Daliento, 2019	Ayache et al., 2020	Méthode proposée
Nombre de composants et coût	élevé	élevé	faible	moyen	faible
Source d'alimentation externe	oui	oui	non	non	non
Complexité de la détection de l'ombrage	élevé	moyen	faible	faible	faible
Prise en considération du stress thermique dans le IIQ	moyen	faible	moyen	élevé	élevé
Intégration facile dans les panneaux conventionnels	faible	moyen	moyen	moyen	élevé
Capteurs additionnels	oui	oui	non	non	non
Synchronisation avec les commandes PPMG	/	/	/	oui	oui
Protection active et autonome	non	non	oui	non	oui

CHAPITRE 5

COMMANDE DE PUISSANCE D'UN PANNEAU OMBRAGÉ À L'AIDE DE LA TECHNIQUE DES TENSIONS D'ÉCRÊTAGE

5.1 Introduction

Dans ce chapitre, une nouvelle technique de poursuite de puissance maximale d'un champ PV partiellement ombragé est introduite. Cette méthode est basée sur des mesures de courants à des tensions écrêtées (TET) et des méthodes MPPT classiques telles que P&O et la méthode de court-circuit fractionnel (FCCM). Elle comprend deux phases : la recherche du point de puissance maximale globale et la poursuite de ce point. La phase de recherche GMPP vise à estimer sa localisation. Elle consiste à imposer des tensions écrêtées aux panneaux photovoltaïques afin de mesurer leurs courants de court-circuit. Les tensions d'écrêtage sont générées de façon très précise par un circuit électronique qui se comporte comme une diode Zener variable. Ce circuit qui est basé sur un amplificateur piloté par un signal numérique, offre des plages de courant et de tension très élevées. La recherche du GMPP génère une tension de référence (V_{ref}) qui correspond à l'emplacement de celui-ci. Cette V_{ref} sert de point de départ pour la phase de recherche du GMPP où une approche hybride des contrôleurs PI et P&O est employée. La technique que nous proposons est évaluée par des simulations et un ensemble de tests expérimentaux. Les résultats démontrent l'efficacité de l'approche proposée pour estimer et suivre précisément le GMPP dans diverses conditions d'irradiation et de température. Cette nouvelle approche est facile à mettre en œuvre, car elle ne nécessite aucun capteur d'irradiation et de température. Elle ne demande aucune modélisation avancée, aucun calcul complexe et installation coûteuse. Cette étude a fait l'objet de deux publications (Ayache & Sandali et al., 2019; Ayache & Sandali et al., 2020).

5.2 Méthodologie de la technique d'écèlement de tensions

Les principes fondamentaux de la technique d'écèlement de tensions (TET) suggérée sont dérivés de la caractéristique courant-tension (I-V) de base d'un champ PV dans des conditions d'ombrage partiel. L'application de la TET comprend deux phases : la recherche du GMPP et la poursuite de celui-ci.

La recherche du GMPP vise à estimer la localisation de celui-ci. Elle consiste à mesurer les courants disponibles du générateur PV à différentes tensions d'écèlement afin de détecter les situations d'ombrage et de déterminer le mode de fonctionnement et le profil en vigueur. Les tensions d'écèlement sont automatiquement générées par un circuit électronique. Ce circuit émule le comportement d'une diode Zener variable et permet à la tension d'écèlement de s'adapter aux variations de température.

La phase de recherche du GMPP aboutit à la génération d'une tension de référence (V_{ref}) nécessaire au circuit de régulation. Cette tension est fournie à un contrôleur PI et la phase de poursuite du GMPP déclenche. Le contrôleur PI ajuste la tension du système selon V_{ref} en augmentant le rapport cyclique du convertisseur cc-cc. Lorsque V_{pv} atteint la valeur de V_{ref} , le contrôleur PI est interrompu et l'algorithme P&O reprend les commandes sur la base de la valeur initiale du rapport cycle fourni par le contrôleur PI.

La méthodologie de la TET est illustrée dans la figure 5.1. Chaque partie du schéma est examinée séparément dans les sections suivantes.

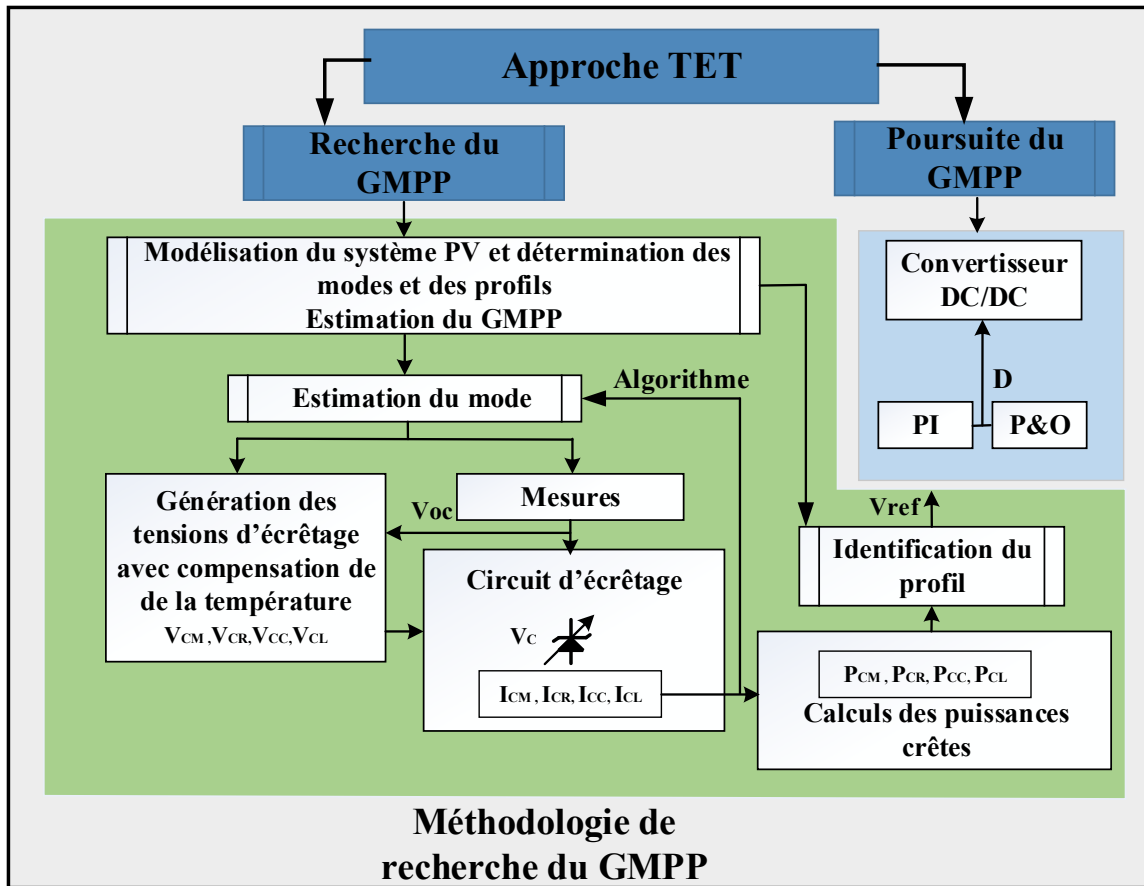


Figure 5.1 Principes fondamentaux de la TET suggérée

5.3 Base théorique de l'estimation du GMPP

5.3.1 Modélisation des modes et des profils possibles du réseau PV ombragé

La modélisation des modes et des profils possibles des panneaux photovoltaïques ombragés est basée sur le nombre de DDC que comprend le système. Lorsqu'une DDC se met en conduction (Ayache & Sandali et al., 2019), elle crée de multiples pics appelés LMPP dans la caractéristique puissance-tension (P-V). Parmi ces pics, il y a un seul point optimal appelé GMPP.

Pour n DDC, le nombre de pics de puissance (PP) qui correspond au nombre de sous-groupes:

$$PP = n \quad (5.1)$$

Le nombre de possibilités des modes P-V (NM) :

$$NM = 2^{n-1} \quad (5.2)$$

Le nombre de possibilités de profils (NP) :

$$NP = \frac{1}{2}(2^{n-1})(n + 1) \quad (5.3)$$

Les modes P-V sont déterminés par le nombre de DDC en conduction résultant de la gamme de l'ombrage partiel appliqué aux panneaux. Alors que le profil disponible dans chaque mode est issu du taux de la disparité en courant produit par chaque sous-groupe (taux d'ombrage partiel).

Pour valider les équations mathématiques, des simulations sur Simscape™ avec des valeurs de $n=3, 4$ et 5 sous différentes conditions de rayonnement solaire ont été réalisées. Les cas étudiés sont :

- trois sous-groupes (système à 3 DDC) : NM =4, NP= 8 et PP=3 identifiés par la PM (pic de puissance principale), PR (pic de puissance à droite) et PL (pic de puissance à gauche).
- quatre sous-groupes (système à 4 DDC) : NM =8, NP= 20 et PP=4 identifiés par PM, PR, PC (pic de puissance au centre) et PL.
- cinq sous-groupes (système à 5 DDC) : NM=16, NP= 48 et PP=5 identifiés par PM, PL, PCR (pic de puissance à droite du centre), PC (pic de puissance au centre) et PCL (pic de puissance à gauche du centre).

Un résumé de tous les cas précédents est présenté dans les tableaux 5-1, 5-2 et 5-3 où une puce de texte indique la possibilité de localisation des GMPP.

Tableau 5.1 Points de puissance avec emplacement possible du GMPP pour un système à 3 sous-groupes

	PL	PR	PM
Mode 1			●
Mode 2		●	●
Mode 3	●		●
Mode 4	●	●	●

Tableau 5.2 Points de puissance avec emplacement possible du GMPP pour un système à 4 sous-groupes

	PL	PC	PR	PM
Mode 1				●
Mode 2			●	●
Mode 3		●		●
Mode 4		●	●	●
Mode 5	●			●
Mode 6	●		●	●
Mode 7	●	●		●
Mode 8	●	●	●	●

Tableau 5.3 Points de puissance avec emplacement possible du GMPP pour un système à 5 sous-groupes

	PL	PCL	PCR	PR	PM
Mode 1					●
Mode 2				●	●
Mode 3			●		●
Mode 4			●	●	●
Mode 5		●			●
Mode 6		●		●	●
Mode 7		●	●		●
Mode 8		●	●	●	●
Mode 9	●				●
Mode 10	●			●	●
Mode 11	●		●		●
Mode 12	●		●	●	●
Mode 13	●	●			●
Mode 14	●	●		●	●
Mode 15	●	●	●		●
Mode 16	●	●	●	●	●

5.3.2 Analyse des profils d'ombrage d'un système à quatre sous-groupes

Les paragraphes suivants présentent une analyse détaillée du système sur lequel les simulations et les validations des tests sont effectuées.

5.3.2.1 Possibilités de scénarios d'ombrage

Selon les modèles présentés précédemment, il existe une possibilité de 8 modes de fonctionnement et 20 profils pour la configuration à quatre sous-groupes. Ces modes et profils sont créés selon les différents scénarios d'ombrage présentés à la figure 5.6.

Mode 1 : Aucune conduction de la DDC

Les quatre sous-groupes reçoivent un rayonnement solaire identique, c'est-à-dire $E1=E2=E3=E4$, et aucune DDC ne conduit. La courbe P-V présente un pic, qui est le point de puissance maximale à l'emplacement de PM comme illustré à la figure 5.3.

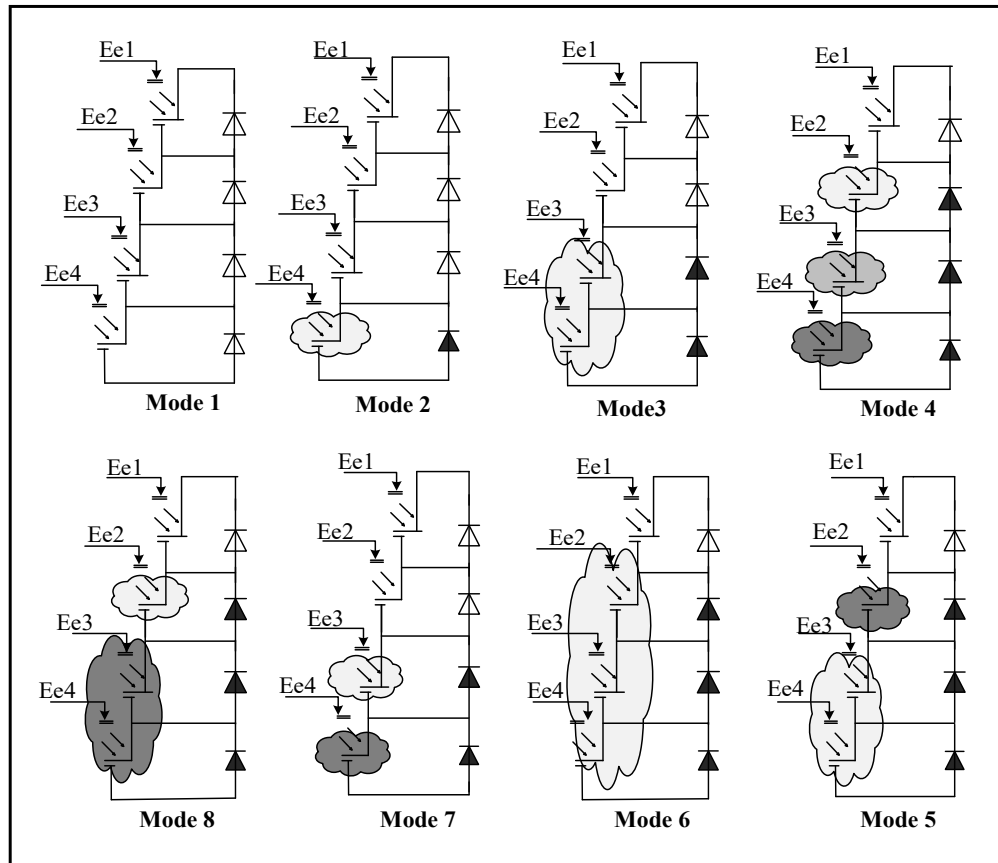


Figure 5.2 Scénarios possibles d'ombrage

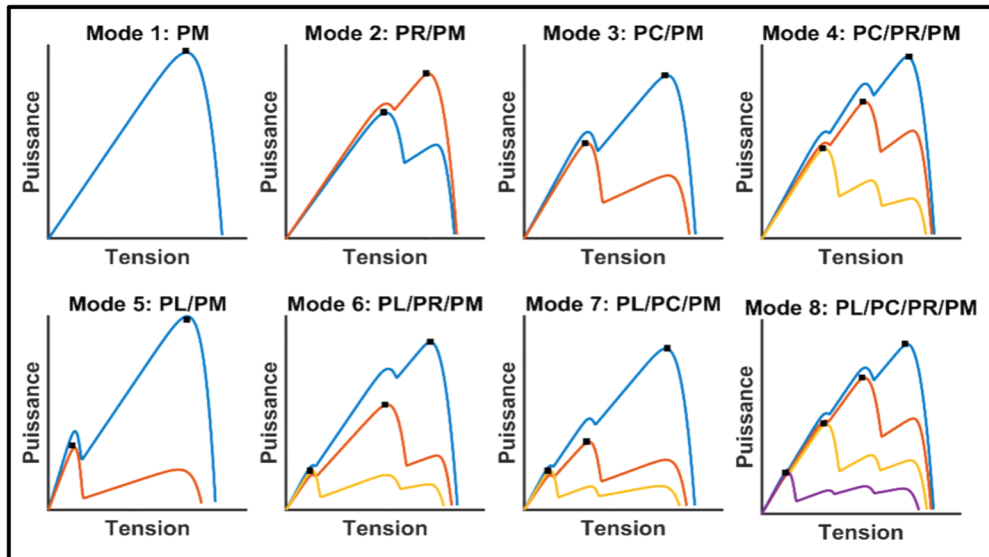


Figure 5.3 Modes d'ombrage et profils avec emplacement du GMPP pour un système à 4 DDC

Mode 2 : Conduction d'une seule DDC

Il représente la première situation d'ombrage partiel, où l'un des 4 sous-groupes reçoit moins d'irradiation solaire que les trois autres, c'est-à-dire $E_1 = E_2 = E_3$ & $E_3 > E_4$ (Fig. 5.2). Certains points de fonctionnement activent une DDC et deux MPP sont créés. Il y a deux possibilités pour que l'un de ces LMPP soit le GMPP, soit à la position PM ou PR (Fig. 5.3).

Modes 3 et 4 : Conduction de deux DDC

Ils représentent la deuxième situation d'ombrage partiel. Elle offre deux scénarios possibles : i) deux sous-groupes sont ombragés de manière identique et reçoivent la même irradiation solaire, c'est-à-dire $E_1 = E_2$ & $E_2 > E_3$ & $E_3 = E_4$ et ii) deux sous-groupes sont ombragés de manière inégale et reçoivent une irradiation solaire différente, c'est-à-dire $E_1 = E_2$ & $E_2 > E_3$ & $E_2 > E_4$ & $E_3 = E_4$. Dans le premier cas, le GMPP peut se trouver à l'emplacement de PM ou PC. Pour le deuxième événement, le GMPP peut se trouver à PM, PR ou PC.

Modes 5, 6, 7 et 8 : Conduction de trois DDC

Ils représentent la troisième situation d'ombrage partiel. Quatre scénarios sont identifiés :

- trois sous-groupes sont ombragés de manière identique et reçoivent la même irradiation solaire, c'est-à-dire $E1 > E2$ & $E2 = E3 = E4$. Le GMPP peut se situer aux emplacements de PM ou PL.
- trois sous-groupes sont ombragés. Deux d'entre eux sont ombragés de manière identique et reçoivent la même irradiation solaire, tandis que le troisième reçoit moins d'irradiation solaire, c'est-à-dire $E1 > E2$ & $E2 < E3$ & $E3 = E4$. Le GMPP peut se situer soit à l'emplacement de PM ou PR ou PL.
- trois sous-groupes sont ombragés. Deux d'entre eux sont ombragés de manière identique et reçoivent la même irradiation solaire tandis que le troisième reçoit moins d'irradiation solaire, c'est-à-dire $E1 > E2$ & $E2 > E3$ & $E3 = E4$. Le GMPP peut être situé aux positions de PM ou PC ou PL.
- trois sous-groupes sont ombragés de manière inégale et reçoivent un rayonnement solaire différent, c'est-à-dire, $E1 > E2$ & $E2 = E3$ & $E3 = E4$. Le GMPP peut être situé aux positions PM, PR, PC ou PL.

5.3.2.2 Courbes P-V et I-V dans les situations d'ombrage

La simulation est effectuée selon les huit scénarios d'ombrage de la figure 5.2, où les valeurs des irradiances solaires ($E1$, $E2$, $E3$ et $E4$) sont résumées dans le tableau 5.4.

Les caractéristiques P-V et I-V sont données respectivement dans les figures 5.4 et 5.5. Dans les courbes P-V, les quatre emplacements des pics (PL, PC, PR et PM) sont indiqués. VL, VC, VR et VM sont les tensions auxquelles ces points de puissance crête se produisent. Dans les courbes de la figure de 5.5, on remarque la présence d'un à quatre paliers de courant (régions constantes). Le nombre et l'emplacement de ces paliers caractérisent le mode. Afin d'estimer le mode et le profil des courbes P-V, nous mesurons les courants dans ces paliers.

Tableau 5.4 Ensoleillements en valeurs normalisées pour la simulation

Mode	E1	E2	E3	E4
1	1.0	1.0	1.0	1.0
2	0.95	0.95	0.95	0.75
3	0.9	0.9	0.65	0.65
4	0.85	0.85	0.6	0.5
5	0.8	0.45	0.45	0.45
6	0.75	0.35	0.4	0.4
7	0.65	0.35	0.3	0.3
8	0.60	0.3	0.25	0.2
	Sans ombrage	Ombrage faible	Ombrage moyen	Ombrage fort

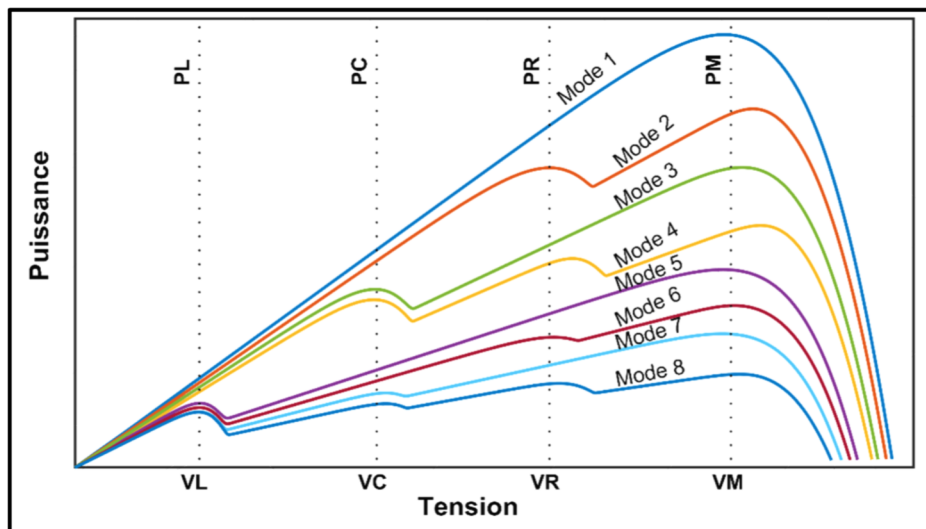


Figure 5.4 Puissance en fonction de la tension pour tous les modes

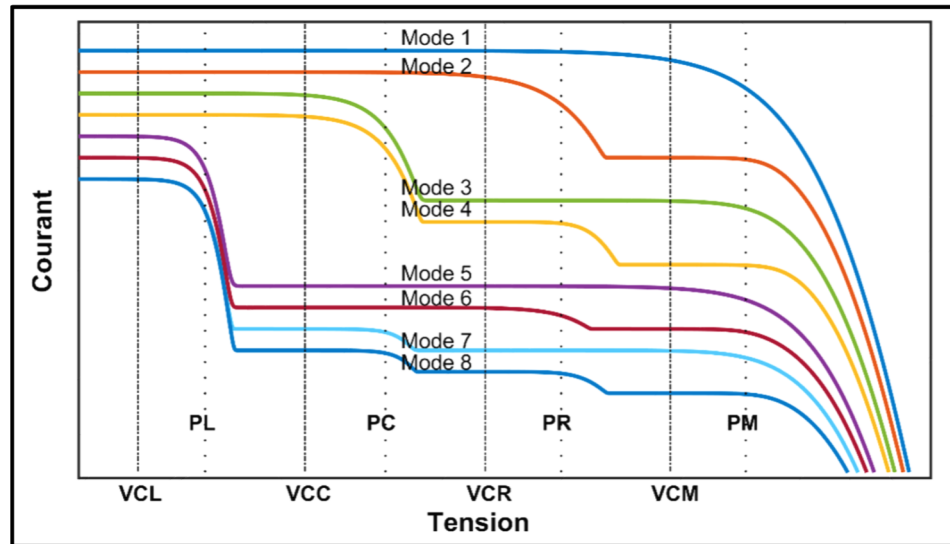


Figure 5.5 Courant en fonction de la tension pour tous les modes

5.4 Description de la TET

La méthode d'écrtage des tensions présentée dans ce chapitre consiste à mesurer les courants du système PV à différentes tensions afin de détecter les situations d'ombrage et déduire les modes et profils de fonctionnement. Une conception appropriée de cette approche exige que le nombre de tensions d'écrtage soit égal au nombre de sous-groupes. Par conséquent, pour un réseau PV à quatre DDC, les tensions d'écrtage sont V_{CL} , V_{CC} , V_{CR} et V_{CM} .

5.4.1 Évaluation des tensions d'écrtage : V_{CL} , V_{CC} , V_{CR} et V_{CM}

Les valeurs de V_{CL} , V_{CC} , V_{CR} et V_{CM} sont déterminées en fonction des paliers de la caractéristique I-V du réseau PV. Ces régions constantes correspondent à la propriété des panneaux/sous-groupes PV de fonctionner comme une source de courant. Les mesures de courant doivent être effectuées entre le début et la fin de palier, comme illustré sur la figure 5.6. En plus, la plage de mesure offerte par ces régions permet d'adapter les tensions d'écrtage aux variations de la température. Au fait, tous les dispositifs à semi-conducteurs, y compris les cellules solaires, sont sensibles aux augmentations de température (Halme et al., 2010; Leite et al., 2018; Silva et al., 2018). Les courbes I-V données par les fabricants confirment que la

température a un impact plus important sur le V_{oc} que l'irradiation du soleil. Lorsque la température augmente, V_{oc} diminue de façon linéaire alors que le courant I_{sc} n'augmente que légèrement. La variation de ces valeurs critiques en fonction de la température est représentée sur la figure 5.7.

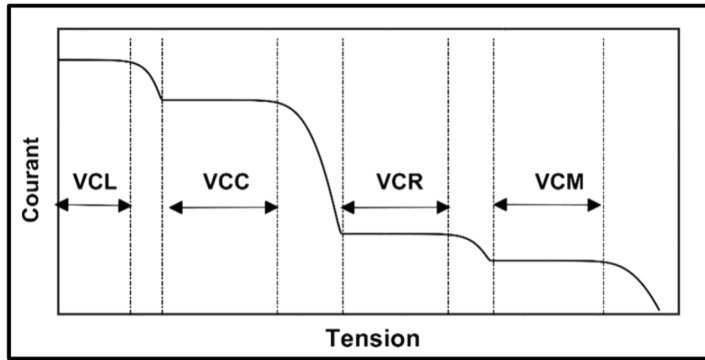


Figure 5.6 Régions d'écrtage pour un système à 4 sous-groupes

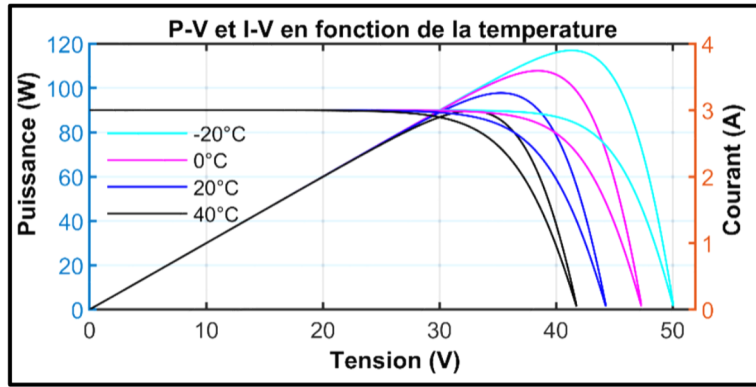


Figure 5.7 Effet de la température sur les courbes P-V

Dans cette étude, nous supposons que la variation linéaire de V_{oc} avec la température induit une variation similaire dans les tensions de sortie du PV, en particulier dans les paliers. Un facteur de compensation de température (FCT) qui représente le rapport entre la tension du sous-groupe mesuré et la tension nominale à une température de 25°C est introduit. Ce facteur est donné par :

$$FCT = \frac{V_{oc.sg}}{V_{oc.sg}(25^{\circ}C)} \quad (5.4)$$

Lorsque la température augmente, la tension de sortie de l'installation photovoltaïque diminue et les paliers illustrés à la figure 5.6 se déplacent vers la gauche. Par conséquent, les tensions qui prennent en compte les effets de la température, V_{CL} , V_{CC} , V_{CR} et V_{CM} , sont calculées selon ces équations :

$$\begin{cases} V_{CM} = (s - 1) \cdot V_{oc_sg} \\ V_{CR} = (s - 2) \cdot V_{oc_sg} - V_{DCC} \\ V_{CC} = (s - 3) \cdot V_{oc_sg} - 2V_{DCC} \\ V_{CL} = \frac{1}{2}(s - 3) \cdot V_{oc_sg} - 3V_{DCC} \end{cases} \quad (5.5)$$

Dans (5.5), V_{DCC} représente la chute de tension dans la DDC. La tension V_{CL} peut être considérée comme une tension nulle (court-circuit) ou choisie au milieu du palier (Fig. 5.6).

5.4.2 Détermination des modes

Après l'application des tensions d'écèlement, les courants I_{CL} , I_{CC} , I_{CR} et I_{CM} sont mesurés. Ces courants déterminent le mode de fonctionnement de l'installation photovoltaïque selon l'algorithme de la figure 5.8. Pour un système à n sous-groupes, l'algorithme exécute $(n-1)$ étapes pour déterminer le mode actif à un moment précis. Pour la configuration de quatre sous-groupes de panneaux photovoltaïques, chaque mode peut entraîner plusieurs maximums locaux, comme visualisé sur la figure 5.3.

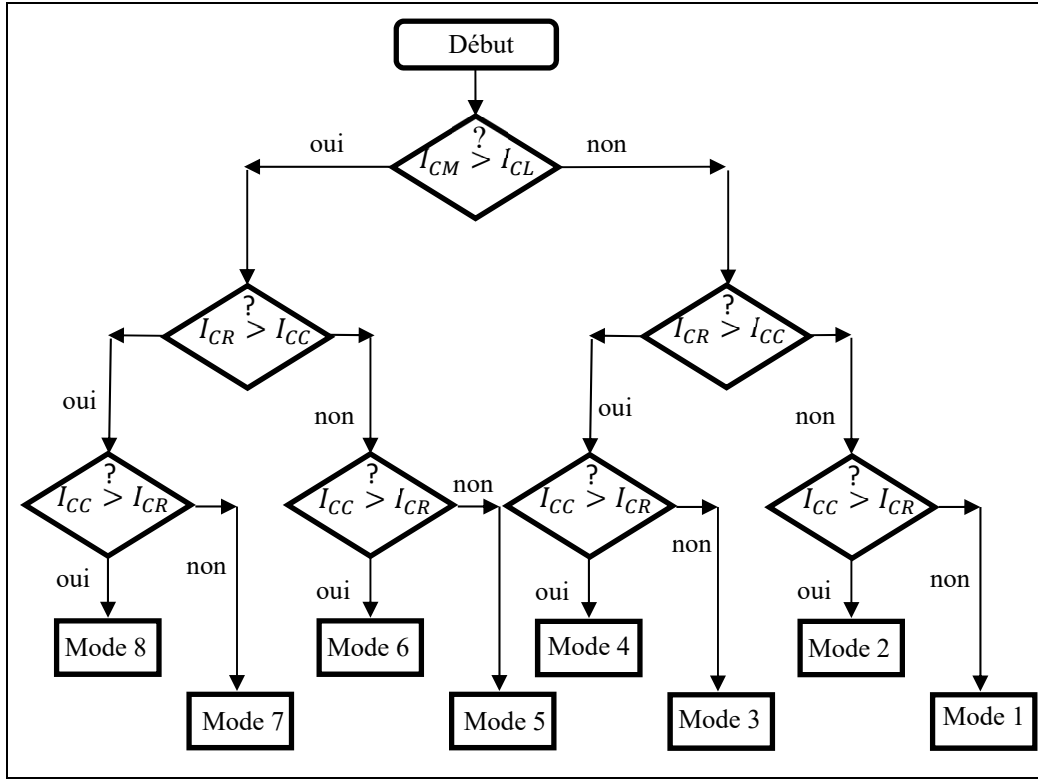


Figure 5.8 Algorithme de la déduction du mode

5.4.3 Détermination du profil

Pour définir le profil opérationnel de l'installation photovoltaïque, il faut calculer la puissance maximale de chaque sous-groupe : P_M , P_R , P_C et P_L . Ce calcul nécessite à la fois les tensions maximales V_M , V_R , V_C et V_L et les courants I_M , I_R , I_C et I_L . On suppose une relation linéaire entre I_{sc} (courant de court-circuit) et I_{MP} (courant au point de puissance maximale), et entre V_{oc} (tension en circuit ouvert) et V_{MP} (tension au point de puissance maximale). Les tensions maximales sont calculées par :

$$\begin{cases} V_M = sV_{mp_sg} \cdot FCT \\ V_R = (s - 1)V_{mp_sg} \cdot FCT \\ V_C = (s - 2)V_{mp_sg} \cdot FCT \\ V_L = (s - 3)V_{mp_sg} \cdot FCT \end{cases} \quad (5.6)$$

où V_{MP_sg} est la tension nominale de chaque sous-groupe PV et s est le nombre des sous-groupes. Les courants maximaux sont déduits d'une approximation linéaire entre les valeurs nominales des courants : I_{MP} et I_{sc} . Les courants du réseau PV sont indiqués dans ces équations :

$$\begin{cases} I_M = \frac{I_{mp}}{I_{sc}} I_{CM} \\ I_R = \frac{I_{mp}}{I_{sc}} I_{CR} \\ I_C = \frac{I_{mp}}{I_{sc}} I_{CC} \\ I_L = \frac{I_{mp}}{I_{sc}} I_{CL} \end{cases} \quad (5.7)$$

Étant donné que la variation sur le courant due à la température est négligeable, le FCT ne sera pas pris en compte dans les calculs suivants. Les points de puissance maximale sont donnés par :

$$\begin{cases} P_C = V_C I_C \\ P_L = V_L I_L \\ P_R = V_R I_R \\ P_L = V_L I_L \end{cases} \quad (5.8)$$

5.5 Circuit d'écrêtage de tension pour la mesure des courants

5.5.1 Circuit à base d'une diode Zener

Dans notre étude (Ayache & Sandali et al., 2019), un circuit à diodes Zener commuté par MOSFET a été introduit (figure 5.9). Les diodes Zener sont utilisées comme éléments de référence de tension pour fixer les tensions auxquelles les courants sont mesurés. Le nombre de branches diode Zener- MOSFET dépend de la topologie du système. Pour n sous-groupes, n branches sont requises. Pour le réseau PV considéré, les mesures de courant sont effectuées aux tensions V_{CL} , V_{CC} , V_{CR} et V_{CM} . Par rapport à d'autres applications où des capteurs d'irradiance sont utilisés pour détecter les discordances de courant entre les panneaux ou les sous-panneaux, ce circuit ne nécessite pas de capteurs supplémentaires et peut déterminer le

mode de fonctionnement et l'emplacement MPP avec une grande précision. Toutefois, ce circuit présente de nombreux inconvénients, dont plusieurs sont énumérés ci-dessous :

- il ne peut tenir compte des effets de variation de température, car les tensions Zener sont fixes.
- il manque de précision, car il est sensible aux valeurs fixes et aux plages de tolérance des diodes Zener.
- pour un PV à n sous-groupes, n branches de l'ensemble diode Zener-MOSFET sont requises. Sans aucun doute, le circuit devient rapidement encombrant au fur et à mesure que n augmente.

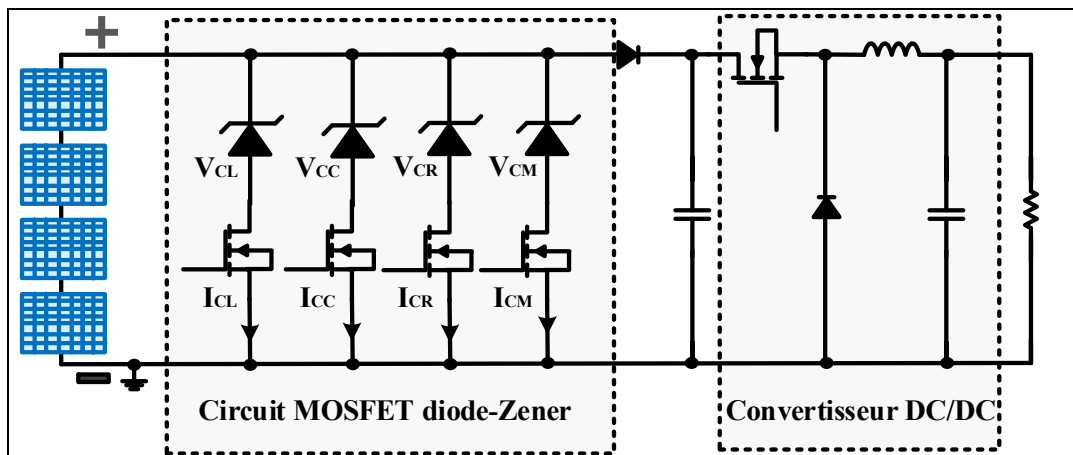


Figure 5.9 Circuit à base d'une diode Zener pour la détection des modes

5.5.2 Circuit numérique d'écrêtage de tension

Le circuit avec plusieurs diodes Zener à tension fixe de la figure 5.9 ne constitue pas une solution satisfaisante pour les mesures de courant des sous-groupes PV. Par conséquent, un circuit plus pratique et plus efficace est suggéré ci-après. Le nouveau circuit numérique présenté dans (Ayache & Sandali et al., 2020), consiste en un circuit à une seule branche cascode hybride de classe AB, composé d'un transistor PNP à usage général et d'un amplificateur opérationnel pour émuler le comportement Zener variable, monté en cascode

avec un MOSFET. Il utilise également un microcontrôleur, un convertisseur numérique/analogique (CNA) et un MOSFET pour activer/désactiver le circuit d'écèlement, comme le montre la figure 5.10. Ce circuit est essentiellement un amplificateur à commande numérique à haute tension et à courant élevé qui se comporte comme une diode Zener variable avec un réglage précis sur une large gamme de tensions. La tension d'écèlement est réglée selon l'équation suivante :

$$V_{\text{écèlement}} = \left(1 + \frac{R_f}{R}\right)V_{DAC} \quad (5.9)$$

La tension $V_{\text{écèlement}}$ représente une amplification du V_{DAC} fournit par le microcontrôleur. En effet, en utilisant un amplificateur opérationnel à faible coût et à haute tension tel que l'OPA454 (Texas Instruments OPA454 datasheet), les tensions d'écèlement peuvent être ajustées de 2V à 100V. Le MOSFET est utilisé pour déconnecter ce circuit lorsque la phase de recherche du GMPP est terminée. De nombreux types de commutateurs peuvent être utilisés. Cependant, un MOSFET combiné à un pilote PV offre une solution intéressante qui permet d'économiser l'espace et les coûts.

Le circuit de pilotage PV (Vishay datasheet) est un circuit autonome optiquement isolé. Il obtient le courant nécessaire pour piloter son circuit interne à partir du courant de la DEL du côté primaire basse tension. Le circuit de pilote PV donne une tension V_{GS} approximative de 8V ce qui est suffisant pour assurer au MOSFET un fonctionnement dans la région linéaire où la chute de tension peut être négligée. Les avantages d'une telle topologie sont les suivants :

- précision du réglable pour une large gamme de tensions allant de 2V jusqu'à l'alimentation positive de l'amplificateur opérationnel.
- la robustesse du transistor PNP lui permet d'être utilisé jusqu'à ses valeurs maximales de tension et de courant vu les conditions de fonctionnement par impulsions de courte durée.
- un total de 256 niveaux différents de tension de réglage fourni par le DAC à 8 bits.
- polyvalent et adaptable pour un système photovoltaïque composé de nombreux panneaux solaires.
- contrôle simple grâce aux caractéristiques linéaires de l'amplificateur opérationnel
- faible coût et conception miniature.

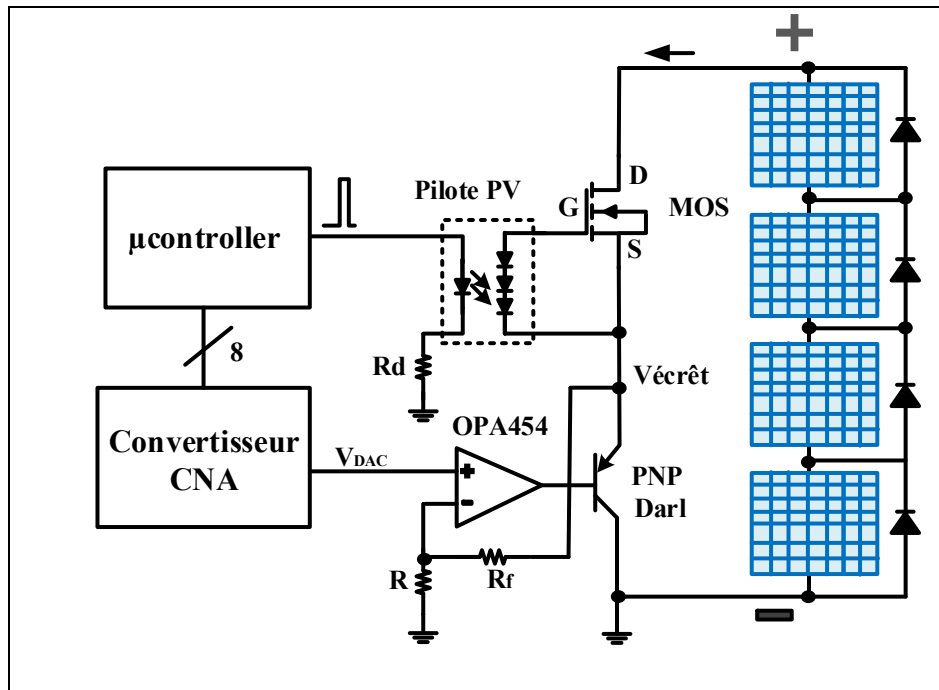


Figure 5.10 Circuit d'écrêtage à tension variable

5.6 Schéma de principe de la commande MPPT

La logique de poursuite de puissance maximale est décrite dans le schéma de la Fig. 5.11. Ce diagramme comprend les éléments principaux qui forment une implémentation GMPP. Son fonctionnement est décrit ci-dessous. Au départ, l'algorithme P&O contrôle le système et le rapport cyclique de sortie du régulateur PI (D_{pi}) est égal à zéro. Lorsqu'une impulsion d'activation est appliquée au bloc logique TET, l'algorithme P&O est arrêté et une procédure de recherche du GMPP est entamée. Le rapport cyclique est annulé ($D_{po}=0$) et donc le convertisseur de puissance est arrêté. La logique TET génère les tensions d'écrêtage tout en mesurant les courants du système. Quand la logique TET est terminée, une tension de référence (V_{ref}) et un signal d'activation (Fin D'Écrêtage) sont émis. Le contrôleur PI est activé et en augmentant le rapport cyclique corrige l'erreur entre V_{ref} et V_{pv} . Quand l'erreur est réduite à zéro, la sortie du comparateur change d'état et désactive le contrôleur PI. L'algorithme P&O reprend les commandes avec le rapport cyclique initial (D_{pi}) fourni par le contrôleur PI. Un

microcontrôleur de type PIC24 à 28 broches exécute les différents processus de contrôle du schéma fonctionnel.

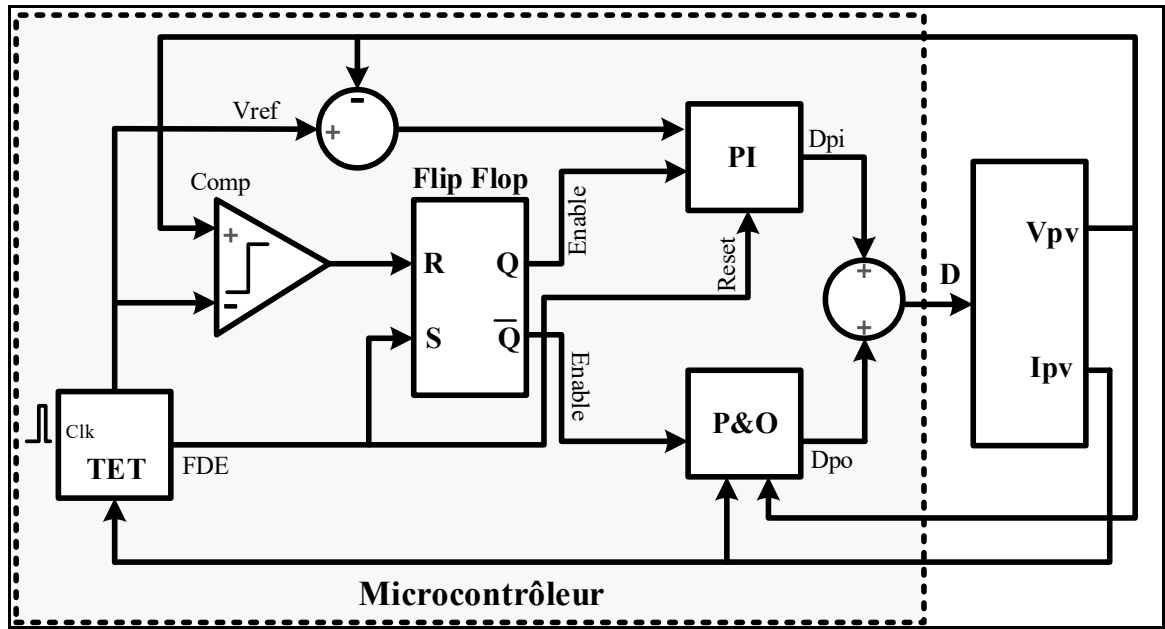


Figure 5.11 Logique de commande du GMPP

5.7 Résultats de simulation

Le système de simulation complet est illustré à la figure 5.12. Il est composé de quatre sous-groupes équipés de DDC ainsi que de la logique TET. Ce système alimente une charge de type résistif par l'intermédiaire d'un convertisseur statique de type "abaisseur".

Les données de ce système sont les suivantes :

Nombre de sous-groupes PV :	$s=4$
Tension en circuit ouvert du sous-groupe à 25°C :	$V_{oc_sg}=10.98V$
Tension du sous-groupe au PPM et à 25°C :	$V_{MP_sg}=8,71V$
Courant de court-circuit :	$I_{sc}=3.20A$
Courant au PPM :	$I_{MP}=2,95 A$

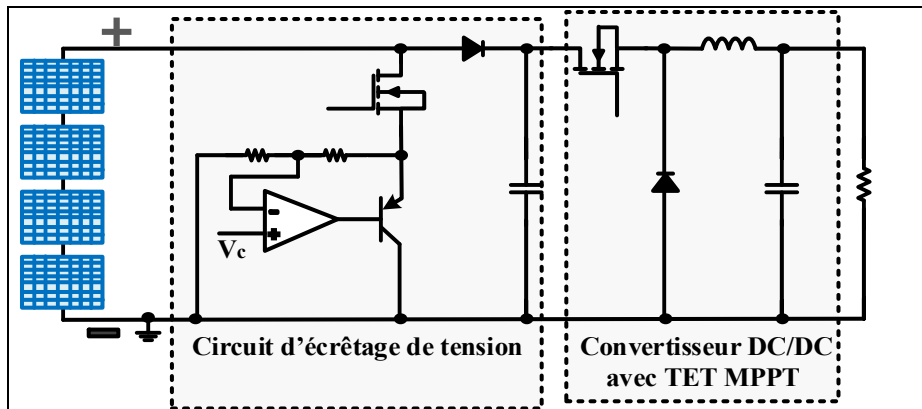


Figure 5.12 Circuit complet de la commande GMPP

5.7.1 Conditions d'essai

Pour tester la technique proposée, deux conditions d'ensoleillement sont sélectionnées. La figure 5.13 montre la caractérisation P-V et I-V de ces contextes où deux profils sont identifiés. Le "Profil 1" correspond à un cas non ombragé où un pic de puissance, à savoir PM1, se produit. Le second profil présente trois pics de puissance, à savoir PM2, PR2 et PL2. Ce cas typique d'ombrage implique la conduction de jusqu'à deux DDC. L'amplitude des pics de puissance est indiquée à la figure 5.13. Les profils de courant en fonction de la tension sont également inclus dans cette figure.

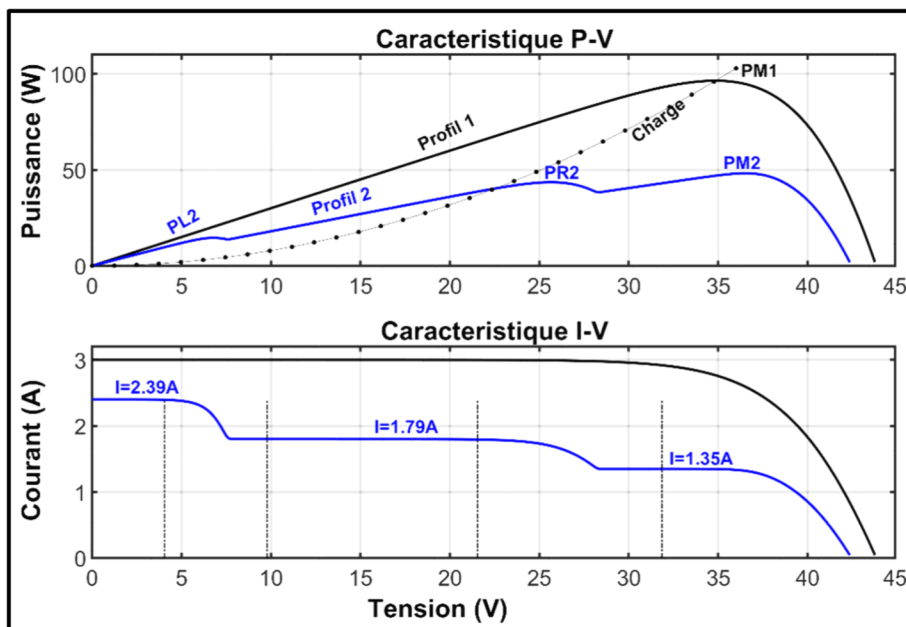


Figure 5.13 Caractéristiques P-V et I-V pour deux profils d'ombrage (PM1=96,39W, PM2=48,21W, PR2=43,53W, PL2=14,58W)

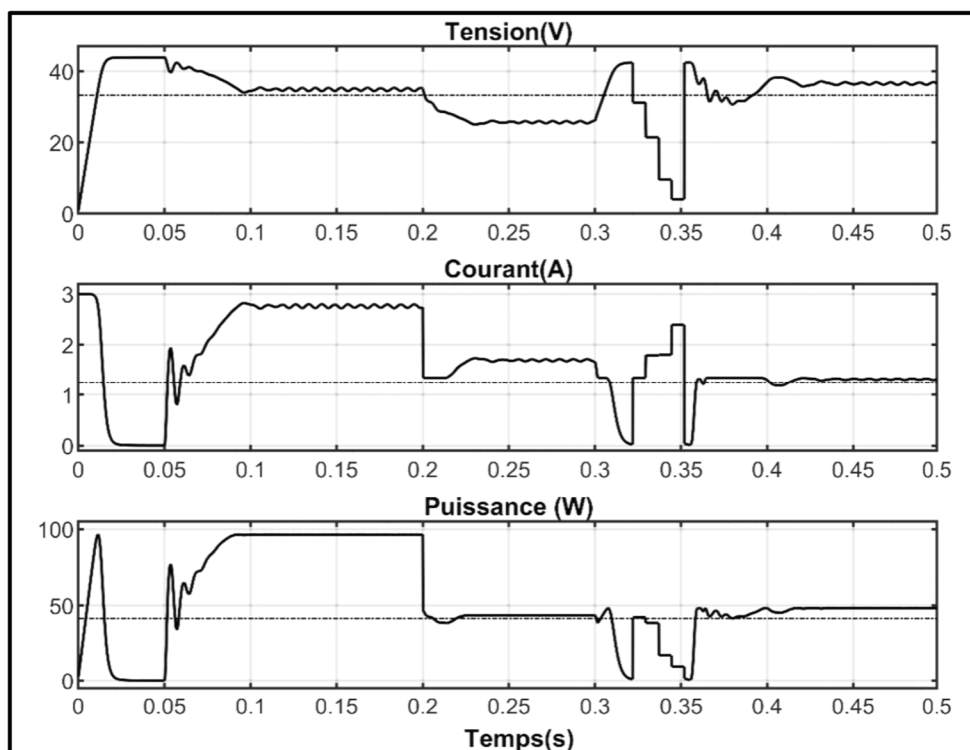


Figure 5.14 Résultats de simulation: tension, courant et puissance

5.7.2 Conditions initiales et point stable initial

Au début, les panneaux sont exposés au profil d'ensoleillement (1) et à $t=0,2s$, le profil (2) est soudainement appliqué. La commande MPPT doit fixer le point de fonctionnement à PM1 dans la première situation et à PM2 dans le second cas. Les résultats de simulation illustrés à la figure 5.14 ont été obtenus à partir de l'interface Simulink/Simscape, et se sont déroulés comme suit :

Au temps $t = 0$, le système est mis en marche. En supposant des conditions initiales nulles, le condensateur d'entrée du convertisseur abaisseur agit comme un court-circuit jusqu'à ce que sa tension soit égale à V_{oc} . Cela explique pourquoi le courant du système PV diminue (de manière exponentielle) jusqu'à zéro. Au temps $t=0,05s$, l'algorithme P&O est mis en marche. Comme prévu, le point de fonctionnement est emporté à PM1.

Au temps $t = 0,2s$, le profil d'ensoleillement passe soudainement de (1) à (2). Le point de fonctionnement chute instantanément du point (PM1) au côté gauche du point de crête (PR2). L'algorithme P&O augmente légèrement la tension V_{pv} pour déplacer le point de fonctionnement vers PR2 comme anticipé. Cependant, ce nouveau point de fonctionnement ne correspond pas au pic le plus élevé du profil (2).

5.7.3 Activation de la TET

Au temps $t = 0,3s$, le processus de vérification du point de puissance maximale selon la technique TET est lancé. Afin de compléter une recherche globale, 6 étapes sont nécessaires. Il y a 4 étapes pour la recherche GMPP et 2 étapes pour la poursuite du GMPP.

Étape 1 : Mesure de V_{oc_sg}

Dans cette étape, la tension en circuit ouvert du système est mesurée et le FCT est déduit de l'équation (5.4). La tension V_{oc} totale est de 42V, comme le montre la figure 5.15.

Étape 2 : Calcul des tensions d'écrtage

De l'équation (5.5), ces tensions sont déduites comme :

V_{CM}	V_{CR}	V_{CC}	V_{CL}
31,86V	21,54V	9,78V	4,05V

Ces tensions sont représentées par les lignes en pointillés de la figure 5.13.

Étape 3 : Mesures des courants aux tensions d'écrêtage

En appliquant les tensions d'écrêtage au circuit, les courants mesurés correspondants sont :

I_{CM}	I_{CR}	I_{CC}	I_{CL}
1,35A	1,79A	1,80A	2,39A

Étape 4 : Identification du mode actif

L'application de l'algorithme de la figure 5.8 pour détecter le mode actif donne :

$$I_{CM} < I_{CR} \approx I_{CC} < I_L \Rightarrow \text{Mode 6} \quad (5.10)$$

Ce mode indique qu'il y a trois sommets de puissance, à savoir P_M , P_R et P_L .

Étape 5 : Estimation du GMPP

Pour extraire le GMPP des points de puissance identifiés à l'étape précédente, nous calculons le V_{MP} , le I_{MP} et le P_{MAX} pour chaque solution à l'aide des équations (5.6 -5.8) respectivement.

Ces valeurs sont données par :

V_M	I_M	P_M
33,67V	1,24A	41,83W
V_R	I_R	P_R
324,53V	1,65A	40,50W
V_L	I_L	P_L
7,05V	2,19A	15,51W

Étape 6 : Poursuite du GMPP

La stratégie de contrôle de la figure 5.11 ne nécessite que la tension V_{MP} pour réaliser la poursuite du GMPP. Par conséquent, au temps $t = 0,35s$, une tension de 33,67V est imposée comme tension de référence au contrôleur PI. Ce régulateur augmente la puissance de sortie en augmentant la tension et en diminuant le courant comparativement à l'intervalle [0,2s-0,3s]. Au temps $t=0,40s$, puisque le PI a annulé l'erreur de tension et conformément à la logique de contrôle adoptée, l'algorithme P&O est rétabli. À partir de la solution MPP quasi globale trouvée par le PI, l'algorithme P&O est capable d'atteindre le GMPP. Le nouveau point de fonctionnement est finalement PM2 de la figure 5.14 où $P=48,15W$ et $V=36,22V$. C'est la solution optimale. Nous pouvons conclure que l'objectif de trouver le GMPP a été atteint.

5.8 Mise en œuvre expérimentale

5.8.1 Description du prototype expérimental

Pour simuler artificiellement l'effet du soleil sur les panneaux solaires, des lampes halogènes ont été utilisées. Les lampes ont été disposées de façon à avoir un éclairage uniforme et le plus homogène possible. La puissance totale de sortie du système composé de 4 sous-groupes est de 85 W. Le simulateur solaire a été décrit dans la méthodologie donnée au chapitre 1.

Un profil à trois points de puissance maximale et correspondant au mode 4 (Fig. 5.8) a été adopté. Le circuit complet ainsi que la logique TET sont illustrés à la figure 5.12. Les données de ce système sont les mêmes que celles utilisées pour la simulation. Les graphiques de la Fig. 5.15 montrent les caractérisations P-V et I-V préalables de ce profil.

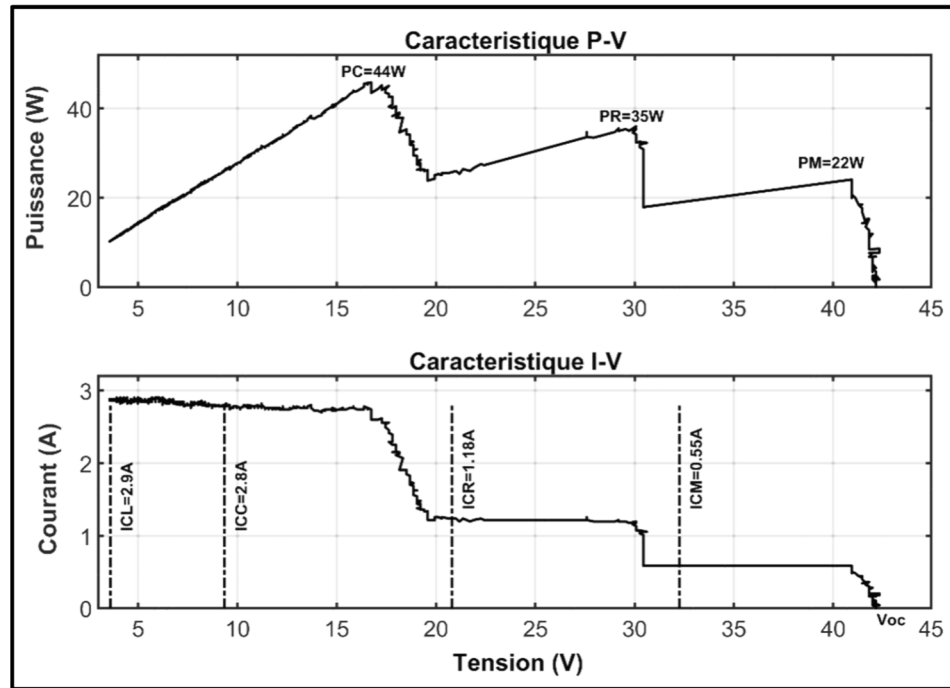


Figure 5.15 Résultats expérimentaux: caractéristiques P-V et I-V

5.8.2 MPPT avec la méthode d'écrêtage tension

Au départ, le système est en circuit ouvert et l'interrupteur du convertisseur abaisseur est bloqué. Lorsque le système est démarré (à $t=0,05s$), l'algorithme P&O amène le point de fonctionnement au MPP qui est le plus proche de V_{oc} . À t_1 (Fig. 5.16), le point de fonctionnement est fixé à PM et oscille autour de ce point. Ce point n'est pas le GMPP. La TET est programmée pour démarrer à $t=0,5s$ afin de vérifier le MPP. Les étapes suivantes sont ensuite exécutées.

Étape 1 : Mesure du V_{oc} et calcul de V_{oc_sg} et du FCT

L'interrupteur de puissance du convertisseur abaisseur est ouvert et la tension du V_{oc} est mesurée. À partir de l'équation (5.4), on calcule :

$$V_{oc_sg} = \frac{V_{oc_system}}{s} = \frac{43,25}{4} = 10,81V \quad (5.11)$$

$$FCT = \frac{V_{oc_sg}}{V_{oc_sg(25^{\circ}C)}} = \frac{10,81}{10,98} = 0,98 \quad (5.12)$$

Étape 2 : Calculs des tensions d'écèlement

Le microcontrôleur calcule les tensions d'écèlement à partir de l'équation (5.5). Ces valeurs sont données par :

$$\begin{aligned} V_{CM} &= (s - 1) \cdot V_{oc_sg} = 3 * 10,81 = 32,43V \\ V_{CR} &= (s - 2) \cdot V_{oc_sg} - V_{BPD} = 2 * 10,81 - 0,7 = 20,92V \\ V_{CC} &= (s - 3) \cdot V_{oc_sg} - 2V_{BPD} = 10,81 - 1,4 = 9,41V \\ V_{CL} &= \frac{(s-3)}{2} \cdot V_{oc_sg} - 3V_{BPD} = \frac{1}{2} * 10,81 - 2,1 = 3,30V \end{aligned} \quad (5.13)$$

Une chute de tension de 0,7V a été prise en compte pour la DDC. Les tensions d'écèlement sont représentées par les lignes en pointillés de la figure 5.15.

Étape 3 : Mesure des courants aux tensions d'écèlement

Les tensions de l'étape 2 sont appliquées au système PV par le circuit d'écèlement. Les formes d'onde de courant et de tension mesurés à l'aide d'oscilloscope sont illustrées à la figure 5.17. À partir du graphique de tension de l'oscilloscope (signal 1 de la figure 5.17), les amplitudes approximatives des tensions d'écèlement sont :

V_{CM}	V_{CR}	V_{CC}	V_{CL}
32V	20V	9V	3V

Alors que les amplitudes du signal de courant (signal 2 de la figure 5.17) sont :

I_{CM}	I_{CR}	I_{CC}	I_{CL}
0,6A	1,20A	2,80A	2,80A

Étape 4 : Identification du mode actif

À l'aide de l'organigramme de la figure 5.8, le microcontrôleur détermine le mode actuel.

$$I_{CM} < I_{CR} < I_{CC} \approx I_L \Rightarrow \text{Mode 4} \quad (5.14)$$

Le mode 4 implique que trois sous-groupes sont inégalement ombragés et reçoivent un rayonnement solaire différent. Par conséquent, le GMPP peut être situé au niveau de P_M ou P_R ou P_C .

Étape 5 : Estimation du GMPP

En utilisant les équations (5.6), (5.7) et (5.8), les courants, les tensions et les puissances qui correspondent aux points P_M , P_R ou P_C sont :

$$\begin{cases} I_M = \frac{I_{mp}}{I_{sc}} I_{ZM} = \frac{2,95}{3,20} 0,55 = 0,50A \\ I_R = \frac{I_{mp}}{I_{sc}} I_{ZR} = \frac{2,95}{3,20} 1,18 = 1,08A \\ I_C = \frac{I_{mp}}{I_{sc}} I_{ZC} = \frac{2,95}{3,20} 2,80 = 2,58A \end{cases} \quad (5.15)$$

$$\begin{cases} V_M = sV_{mp_sg} \cdot TCF = 4 * 8,71 * 0,98 = 34,31V \\ V_R = (s - 1) \cdot V_{mp_sg} \cdot TCF = 3 * 8,71 * 0,98 = 25,73V \\ V_C = (s - 2) \cdot V_{mp_sg} \cdot TCF = 2 * 8,71 * 0,98 = 17,15V \end{cases} \quad (5.16)$$

$$\begin{cases} P_M = V_M I_M = 34,1 * 0,50 = 19 \\ P_R = V_R I_R = 25,73 * 1,08 = 28.50W \\ P_C = V_C I_C = 17,15 * 2,58 = 46.60W \end{cases} \quad (5.17)$$

Enfin, d'après (5.17), il est évident que P_C est le GMPP.

Étape 6 : Poursuite du GMPP

Comme P_C est le GMPP, sa valeur correspondante V_C est alimentée comme tension de référence au contrôleur PI. Ce contrôleur part de V_{oc} et augmente le rapport cyclique jusqu'à ce que le V_{pv} soit égal à la valeur de référence. Lorsque ce point est atteint, le contrôleur PI est désactivé et l'algorithme P&O prend la relève pour ajuster le point de fonctionnement à sa valeur optimale finale.

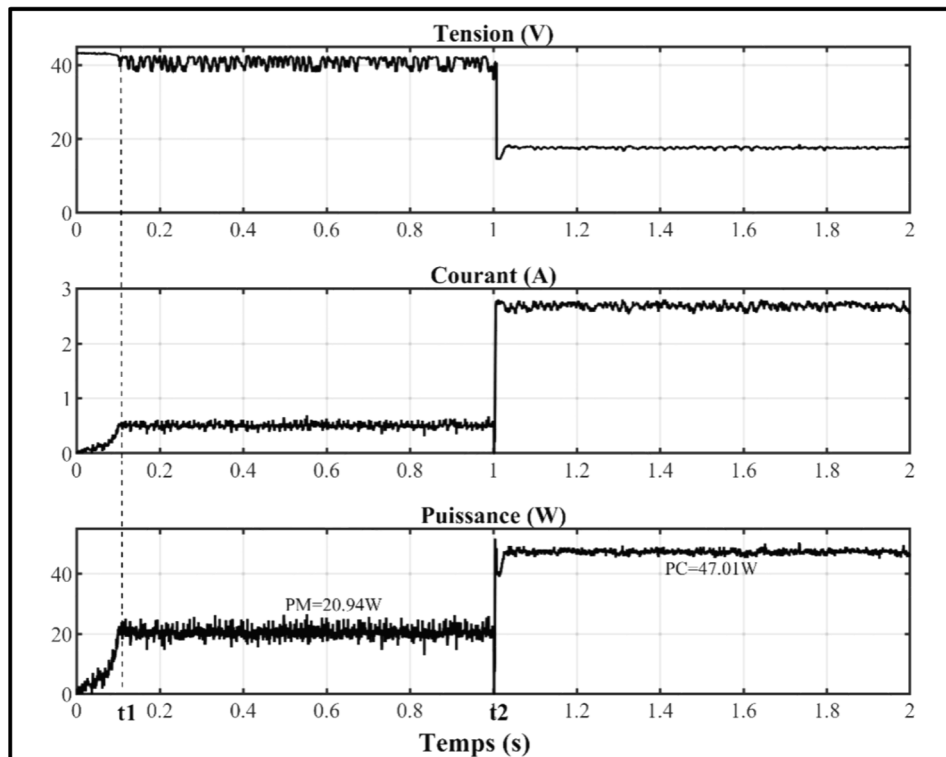


Figure 5.16 Résultats expérimentaux : tension, courant et puissance

5.8.3 Discussion sur les résultats expérimentaux

Les mesures expérimentales de la figure 5.17 sont les valeurs attendues et correspondent à la caractéristique I-V de la figure 5.15. Cela confirme le bon fonctionnement de l'approche par écrêtage de tension. D'après le signal de l'oscilloscope, la durée totale de l'écrêtage est d'environ 500 μ s. D'autre part, le temps d'activation et de désactivation du pilote photovoltaïque est de 50 μ s (Vishay VOM1271 datasheet). Par conséquent, la durée d'écrêtage peut être réduite d'au moins 25%, ce qui contribue à la réduction des pertes dans le circuit d'écrêtage ainsi que des pertes à la charge en raison de la brève interruption du flux d'énergie pendant l'application des tensions d'écrêtage. Par rapport aux mesures indiquées dans la figure 5.15 et à l'exception du P_R , les résultats calculés par (5.15) montrent un degré élevé de conformité : 19W comparativement à 20,94W pour P_M et 46,60W comparativement à 47,01W pour P_C .

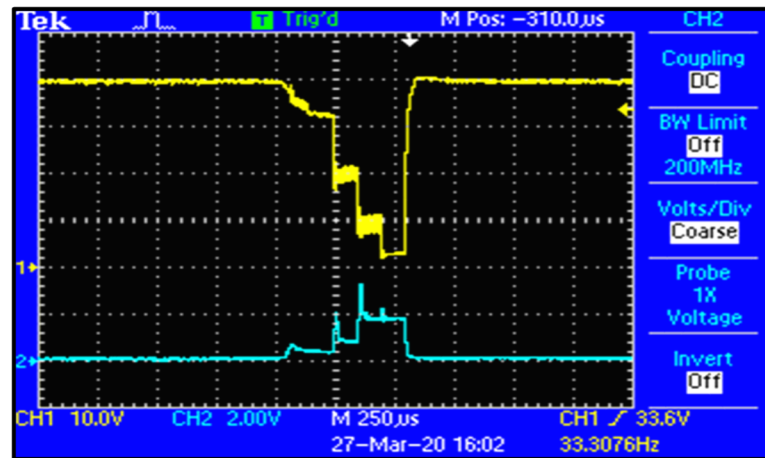


Figure 5.17 Détection de profils 1) tension écrêtée (échelle 10/div), 2) courants mesurés (échelle 3A/div)

5.9 Conclusion

Ce chapitre a présenté une nouvelle approche de MPPT pour les panneaux photovoltaïques dans les conditions d'ombrage. Notre approche permet la détection des événements d'ombrage, l'estimation et la poursuite du GMPP. Cette méthode est basée sur des mesures de courant sous différentes tensions d'écrêtage, générées par un circuit amplificateur commandé numériquement et qui se comporte comme une diode Zener variable. La méthode proposée est facilement applicable à un système à plusieurs panneaux connectés en série. Elle n'utilise que les capteurs de tension et de courant généralement disponibles dans toute mise en œuvre de MPPT. De plus, les effets des variations de température ont été pris en compte dans cette étude. Les simulations que nous avons effectuées et les résultats expérimentaux que nous avons obtenus sous divers scénarios d'ombrage démontrent l'efficacité de l'approche que nous proposons.

Notre technique offre également des performances très élevées en matière de vitesse, précision et coût comparativement aux autres techniques de PPMG. De ce fait, elle réduit considérablement le stress thermique qui pourrait être appliqué aux cellules ombragées lors de l'activation du PPMG. De plus, à cause de sa conception attrayante en matière de taille, notre technique peut s'intégrer avec le circuit de protection contre les points chauds proposé dans le

chapitre précédent. Cette combinaison novatrice permet l'intégration directe dans la boîte de jonction des panneaux PV conventionnels afin de créer un panneau autonome et intelligent, permettant d'optimiser sa production et s'autoréguler lors des variations d'irradiance, de températures ainsi que des contraintes thermiques causées par l'ombrage partiel.

Il est important de mentionner que les mesures à base du TET pourront aussi intégrer les méthodes PPMG basées sur l'intelligence artificielle afin de fournir les conditions initiales des puissances disponibles au niveau des panneaux PV. Cela permet d'éviter le problème de divergence relié à ses applications et l'application de la TET à des systèmes PV sans avoir des connaissances préalables sur la façon dont les panneaux sont raccordés.

CONCLUSION

Dans cette thèse, nous avons comme objectif général d'étudier les aspects de la protection et de la maximisation du transfert de puissance d'un système photovoltaïque soumis à l'ombrage partiel. Au terme de cette étude, nous estimons avoir atteint globalement nos objectifs de départ. En effet, nous avons faits plusieurs propositions pratiques pour améliorer la fiabilité et l'extraction de puissance d'un système solaire que nous décrivons ci-dessous.

La première recherche portait plus spécifiquement sur les effets néfastes de l'ombrage au niveau des cellules solaires, alors que la deuxième recherche concernait davantage la mesure des paramètres dynamiques des cellules afin de détecter l'ombrage. Trouver des moyens de protection des cellules ombragées contre la formation des points chauds constituait le sujet abordé dans la troisième étude. Quant à la quatrième recherche, elle est plus particulièrement axée sur l'extraction de puissance et vise à concevoir une nouvelle stratégie d'extraction de puissance.

Pour notre première recherche, nous voulions mieux comprendre l'impact de l'ombrage partiel sur les cellules solaires. Elle débute par la classification des cellules solaires selon leurs caractéristiques I-V dans le deuxième quadrant (IIQ). Ensuite, l'étude électrothermique à l'aide d'une caméra infrarouge a permis d'expliquer le phénomène des points chauds dans le cas des cellules HR et LR. Un autre aspect qui est sorti de cette étude est en lien avec les pertes de puissance qui se produit dans un panneau PV ombragé. Afin de réaliser cette étude, une technique de bilan de puissance est proposée. Cette technique évalue les puissances mises en jeux, à savoir la puissance générée par le module PV, la puissance transférée à la charge, les pertes de puissance internes et les pertes dues à l'ombrage. Les résultats des analyses sont présentés sous forme de graphiques en aires pour faciliter l'étude de différents points de fonctionnement.

Le but de notre deuxième étude est de vérifier la précision et faisabilité technique d'une détection d'ombrage partiel en passant par la mesure des paramètres dynamiques des cellules

PV. Pour déduire ces caractéristiques, nous employons des méthodes analytiques et numériques. La méthode analytique utilise des équations mathématiques dérivées des diagrammes de Nyquist et de Bode, tandis que la méthode numérique exploite l'algorithme des moindres carrés de Levenberg-Marquardt (LMLS). Pour effectuer les tests au laboratoire, nous avons également conçu un banc d'essai dédié à la mesure de la réponse en fréquence des cellules PV. L'ensemble de la procédure, comprenant les acquisitions et les calculs, est entièrement automatisé grâce à un programme en langage de programmation orienté objet C#.

Lors de notre troisième étude, nous nous sommes concentrés davantage d'une part sur la protection des cellules PV et d'autre part, sur la manière de coordonner la protection avec les algorithmes de poursuite de puissance. Donc, nous avons proposé dans cette partie une méthode complète de protection contre les points chauds. Il s'agit d'une nouvelle approche multi-niveaux qui permet de détecter automatiquement le sous-groupe ombragé, lui appliquer la protection envisagée et reprendre les conditions de fonctionnement normales tout en autorisant la poursuite du point de puissance maximale. Cette méthode offre également offre une grande flexibilité de synchronisation avec les commandes MPPT externes. Le circuit électronique introduit ne nécessite aucune utilisation de capteurs additionnels et sa taille est parfaitement dimensionnée pour s'intégrer dans la boîte de jonction d'un panneau PV conventionnel.

La dernière recherche porte sur la mise en œuvre d'une stratégie de commande de puissance. Ainsi, une nouvelle technique d'écrêtage de tensions pour réaliser la MPPT d'un champ PV partiellement ombragé est présentée. Elle consiste à imposer des tensions écrêtées aux panneaux PV afin de mesurer leurs courants de court-circuit. Les tensions d'écrêtage sont générées de façon très précise par un circuit électronique qui se comporte comme une diode Zener variable. Les résultats de simulation et d'expérimentation démontrent l'efficacité de l'approche proposée pour estimer et suivre précisément le point de puissance maximale dans diverses conditions d'ensoleillement et de température.

TRAVAUX FUTURS

Un aspect particulier qui est ressorti de cette étude est en lien avec la protection assurée par le circuit de déconnexion. Ce circuit ne s'active qu'après l'entrée en conduction de la DDC. Cependant, en raison de la différence entre la réponse thermique au IIQ et la sensibilité aux points chauds, certaines cellules peuvent former des points chauds avant même la conduction de cette diode. Ce phénomène a également été rapporté dans (Kim & Krein, 2015; Ayache et al., 201). Un examen approfondi de cette problématique justifie bien de futurs travaux de recherche dans ce domaine. En effet, pour une protection complète contre les points chauds, nous proposons une approche hybride qui combine les circuits de déconnexion et des éléments de détection de température. Comme capteur de température, les thermistances (NTC) sont des capteurs de mesure de la température très précis et économiques. Ils peuvent être ajoutés aux bornes des cellules problématiques.

Une deuxième extension possible des travaux de recherche présentés dans cette thèse concerne la technique d'écrtage de tensions. Cette technique a été développée et appliquée pour un système de panneau PV où les modules photovoltaïques sont connectés en série. Cependant, il est intéressant d'étudier l'élargissement de cette méthode à d'autres configurations de modules PV, comme la série-parallèle, la Bridge-Linked, la Honey-Comb, le Total-Cross-Tied et le Su-Do-Ku. Cette étude peut se faire selon la méthodologie décrite au chapitre 4 qui consiste d'abord à identifier les profils d'ombrage possibles et à tracer les caractéristiques courant-tension de l'installation PV

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Alajmi, M., Awedat, K., Aldeen, M. S., & Alwagdani, S. (2019). I.R. Thermal Image Analysis: An Efficient Algorithm for Accurate Hot-Spot Fault Detection and Localization in Solar Photovoltaic Systems. *IEEE International Conference on Electro Information Technology (EIT)*. Brookings, SD, USA, pp. 162-168, doi: 10.1109/EIT.2019.8833855.
- Alajmi, B. N., Ahmed, K. H., Finney, S. J., & Williams, B. W. (2013). A Maximum Power Point Tracking Technique for Partially Shaded Photovoltaic Systems in Microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1596-1606, doi: 10.1109/TIE.2011.2168796.
- Ali, M., & Pant, M. (2011). Improving the performance of differential evolution algorithm using Cauchy mutation. *Soft Comput.*, vol.15, no.5, pp. 991-1007.
- Alonso-Garcia, M., Ruiz, J., & Chenlo, F. (2006). Experimental Study of Mismatch and Shading Effects in the I-V Characteristics of Photovoltaic Modules. *Solar Energy Materials Solar Cells*, vol. 90, no. 3, pp. 329-340, doi.org/10.1016/j.solmat.2005.04.022.
- Amin, M., Bailey, J., Tapia, C., & Thodimeladine, V. (2016). Comparison of PV array configuration efficiency under partial shading condition. *IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. Portland, OR, pp. 3704-3707, doi: 10.1109/PVSC.2016.7750368.
- Ayache, K., Cheriti, A., & Chandra, A. (2020). PV Standalone Active Circuit for Low-Cost Hot Spot Protection and GMPPT Synchronization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. Manuscrit soumis pour publication.
- Ayache, K., Chandra, A., Chériti, A., & Sandali, A. (2020). A New Voltage-Clamp Method for PV Maximum Power Tracking Under Shading Conditions. *IEEE Transaction in Industry Applications*. Manuscrit soumis pour publication.
- Ayache, K., Chandra, A., & Cheriti, A. (2020). An Embedded Reconfiguration for Reliability Enhancement of Photovoltaic Shaded Panels against Hot Spots. *IEEE Transactions on industry Applications*, vol.56, no.2, pp. 1815-1826 , doi: 10.1109/TIA.2019.2956912.
- Ayache, K., Chandra, A., Chériti, A., & Sandali, A. (2019). A Zener-based Measurement Circuit for Optimal Power Estimation of PV Shaded Panels. *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Baltimore, MD, USA, pp. 1-7, doi: 10.1109/IAS.2019.8911900.
- Ayache, K., Chandra, A., & Cheriti, A. (2018). Second Quadrant Electrothermal Characterization of Photovoltaic Cells for Safe Reverse Bias Operation and Improved Shadow Performances. *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, 1-8. Portland, doi: 10.1109/IAS.2018.8544498.

- Ayache, K., Chandra, A., Cheriti, A. & Ouameur, M. A. (2018). AC Dynamic Parameters Extraction of Shaded Solar Cells Based on Analytical Methods and LMLS Algorithm. *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Washington, DC, pp. 1681-1686, doi: 10.1109/IECON.2018.8591743.
- Barsoukov, E., & Macdonald, J. R. (2005). Impedance Spectroscopy Theory, Experiment, and Applications. Second edition.
- Bastidas, J.D., Franco, E., Petrone, G., Ramos-Paja, C. A., & Spaguolo, G. (2012). A model of photovoltaic fields in mismatching conditions featuring an improved calculation speed. *Electric Power Systems Research*, vol.96, pp. 81-90, ISSN 0378-7796, doi.org/10.1016/j.epsr.2012.10.020.
- Bates, D. M; & Watts, D. G. (1988). Nonlinear Regression and Its Applications. *Wiley*. New York, doi: 10.1002/9780470316757
- Bendib, B., Belmili, H., & Krim, F. (2015). A survey of the most used MPPT methods: conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*., vol.45, pp. 637-648, doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.009 .
- Bishop, J. W., (1989) Microplasma Breakdown and Hot-Spots in Silicon Solar Cells. *Solar Cells*, vol. 26, no. 4, pp. 335–349, doi.org/10.1016/0379-6787(89)90093-8
- Bradley, A., Hamzavy, B., & Gambogi, W. (2014). Analysis of the Degradation and Aging of Commercial Photovoltaic Installation. *Proceedings of Society of Photo-Optical Instrumentation Engineers (SPIE)*. San Diego, CA, USA. Vol. 9179, doi: 10.1117/12.2062046.
- Černá, L., Černek, P., Hrzina, P., & Benda, V. (2014). Using Measurement of AC Parameters for CIGS PV Modules Degradation Studying. *PROC. 29th international conference on microelectronics*, Belgrade, Serbia.
- Chattopadhyay, S.Y., et al., (2015). All India Survey of Photovoltaic Module Degradation 2014: Survey methodology and statistics. *IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, New Orleans, LA, pp. 1-6, doi: 10.1109/PVSC.2015.7355712.
- Dolara, A., Lazaroïu, G. C., & Leva, S. (2016). Hot-Spot Phenomenon In PV Systems With Overhead Lines Partial Shading. *U.P.B. Sci. Bull., Series C*, Vol. 78.
- Dolara, A., Lazaroïu, G. C., Leva, S., & Manzolini, G. (2013). Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules. *Energy* 55, 466-475, doi.org/10.1016/j.energy.2013.04.009.
- Duong, M. Q., Le, K. H., Dinh, T. S., Mussetta, M., & Sava, G. N. Effects of bypass diode configurations on solar photovoltaic modules suffering from shading phenomenon. *10th*

International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), Bucharest, 2017, pp. 731-735, doi: 10.1109/ATEE.2017.7905024.

- Elgendy, M. A., Atkinson, D. J., & Zahawi, B. (2016). Experimental investigation of the incremental conductance maximum power point tracking algorithm at high perturbation rates. *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 2, pp. 133-139, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0132.
- Elgendy, M. A., Zahawi, B., & Atkinson, D. J. (2012). Assessment of Perturb and Observe MPPT Algorithm Implementation Techniques for PV Pumping Applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 1, pp. 21-33, doi: 10.1109/TSTE.2011.2168245.
- Fertig, F., Rein, S., Schubert, M., & Warta, W. (2011). Impact of junction breakdown in multi-crystalline silicon solar cells on hot spot formation and module performance. 26th European PV solar Energy Conference and Exhibition. Germany. 40, article 80.
- Friesen, T., Chianese, D., Realini, A, Friesen, G., Burà, E., Virtuani, A., Strepparava, D., & Meoli, R. (2012). TISO10 kW: 30 years experience with a PV plant, 27th EU PVSEC, doi: 10.4229/27thEUPVSEC2012-4DO.5.2
- Fuller, J. F., Fuchs, E. F., & Roesler, D. J. (1988). Influence of Harmonics on Power Distribution System Protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, no. 2, pp. 549-557, doi: 10.1109/61.4292.
- Ghanbari, T. (2017). Hot Spot Detection and Prevention Using a Simple Method in Photovoltaic Panels. *IET Gener, Transm and Distrib.* Vol. 11, Iss .4, pp.883-890, doi:
- Gill, P. R., Murray, W., & Wright, M. H. (1981). The Levenberg-Marquardt Method. *Practical Optimization*. London: Academic Press, pp. 136-137,
- Guerriero, P., Coppola, M., Spina, I., Maticena, I., & Daliento, S. (2017). A Voltage Divider Strategy for Reducing the Hot Spot Temperature in Partially Shaded Solar Panels. *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. Santa Margherita Ligure, pp.53-57, doi: 10.1109/ICCEP.2017.8004791.
- Guerriero, P., & Daliento, S. (2019). Toward a Hot Spot Free PV Module. *IEEE Journal of Photovoltaic*, vol. 9, no. 3, pp.796-802, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2894912.
- Hadji, S., Gauber, J-P., & Krim, F. (2015). Theoretical and experimental analysis of genetic algorithms based MPPT for PV systems. International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), pp 772-787, doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.813.

Halme, J., Vahermaa, P., Miettunen, K., & Lund, P. (2010). Device physics of dye solar cells. *Advanced Energy Materials*, vol. 22, no. 35, pp. E210–E234, doi.org/10.1002/adma.201000726.

Hartman, R. A., (1981). Second Effect on Silicon Cells. Ph.D dissertation, Clemson University.

Herman, M., Jankovec, M., & Topič, M. (2012). Optimisation of the I-V measurement scan time through dynamic modelling of solar cells. *IET Renewable Power Generation*, vol. 7, no. 1, pp. 63-70, doi: 10.1049/iet-rpg.2012.0020.

Jordan, D. C., Silverman, T. J., Wohlgemuth, J. H., Kurtz, S. R., & VanSant, K. T. (2017). Photovoltaic failure and degradation modes. *Progress Photovoltaic Research Application*, vol. 25, pp. 318-326, <https://doi.org/10.1002/pip.2866>

Kjær, S. B. (2012). Evaluation of the “Hill Climbing” and the “Incremental Conductance” Maximum Power Point Trackers for Photovoltaic Power Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 27, no. 4, pp. 922-929, doi: 10.1109/TEC.2012.2218816.

Kim, K. A., & Krein, P. T. (2015). Re-examination of Photovoltaic Hot Spotting to Show Inadequacy of the Bypass Diode. *IEEE journal of photovoltaic*, 5(5), 1435- 1441, doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2444091.

Kim, K. A., Shenoy, P. S., & Krein, P. T. (2015). Converter Rating Analysis for Photovoltaic Differential Power Processing Systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 4, pp. 1987-1997, doi: 10.1109/TPEL.2014.2326045.

Kim, K. A., & Krein, P. T. (2013). Hot spotting and second breakdown effects on reverse I-V characteristics for mono-crystalline Si Photovoltaics. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Denver, CO, 2013*, pp. 1007-1014, doi: 10.1109/ECCE.2013.6646813.

Kim, K. A., Xu, C., Jin, L., & Krein, P. T. (2013). A Dynamic Photovoltaic Model Incorporating Capacitive and Reverse-Bias Characteristics. *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 3, no. 4, pp. 1334-1341, doi: 10.1109/JPHOTOV.2013.2276483.

Leite, A. C. Q. B., de Carvalho, N. J. T., & Salazar, A. O. (2018). MPPT based on One Cycle Control and Temperature Method Embedded in a DSP. *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Washington, DC, pp. 1866-1871, doi: 10.1109/IECON.2018.8591643.

Le site flir (<https://www.flir.com/products/researchir/>) contient des informations sur la caméra thermique.

Le site keysight (<https://www.keysight.com/en/pd-582565-pn-B1500A/semiconductor-device-analyzer?cc=CA&lc=eng>) contient des information sur l'appareil B1500A.

Le site onsemi (<https://www.onsemi.com/pub/Collateral/H11L3M-D.PDF>) contient le datasheet de l'optocoupler.

Le site TI (<http://www.ti.com/lit/ds/symlink/lm555.pdf?ts=1590766272421>) contient le datasheet du timer 555.

Le site TI (<http://www.ti.com/lit/ds/symlink/opa454.pdf?ts=1590766272421>) contient le datasheet de l'OPA454.

Le site Vishay (<https://www.vishay.com/docs/83469/vom1271.pdf>) contient le datasheet du pilote photovoltaïque.

Le site Zhaner (<http://zahner.de/>) contient des informations sur l'appareil de mesure d'impédance dynamique.

Mémoire présenté au Comité permanent des finances, Elizabeth McDonald, Présidente de l'Association des industries solaires du Canada, CanSia (2012). Repéré à https://www.ourcommons.ca/Content/Committee/411/FINA/WebDoc/WD5138047/411_FINA_PBC2011_Briefs/Canadian%20Solar%20Industries%20Association%20F%208206972.html

Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, le secteur énergétique au Québec, contexte, enjeux et questionnements 2004. Repéré à : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3595-06/Requete3595/B-3-%20P-9-SecteurEnergQc_3595_10avr06.pdf

Miyatake, M., Veerachary, M., Toriumi, F., Fujii, N., & Ko, H. (2011). Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays: A PSO Approach. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, vol. 47, no. 1, pp. 367-380, doi: 10.1109/TAES.2011.5705681.

Moballeggh. S and Jiang. J. (2014). Modeling, Prediction, and Experimental Validations of Power Peaks of PV Arrays Under Partial Shading Conditions. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 293-300, doi: 10.1109/TSTE.2013.2282077.

Molenbroek, E., Waddington, D. W., & Emery, K. A. (1991). Hot Spot Susceptibility and Testing of PV Modules. *The Conference Record of the Twenty-Second IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Las Vegas, NV, USA, pp. 547-552 vol.1, doi: 10.1109/PVSC.1991.169273.

Nelles, O. (2001). Nonlinear System Identification: From Classical Approaches to Neural Networks and Fuzzy Models.

- Radjai, T., Gaubert. J.P., Rahmani, L., & Mekhilef, S. (2015). Experimental Verification of P&O MPPT Algorithm With Direct Control Based on Fuzzy Logic Control Using Cuk Converter. *International Trans. Elect. Energy Syst.*, vol.25, no.12, pp.3492-3508, doi.org/10.1002/etep.2047
- Rahman, M. M., Hasanuzzaman, M., & Rahim, N. A. (2014). Temperature Effect of Photovoltaic Module Under Partial Shading Operation Condition. 3rd IET International Conference on Clean Energy and Technology (CEAT).
- Schmidt, H., Roth, W. (2012). U.S. Patent. US20 120 194 003 A1. Bypass and Protection Circuit for a Solar Module and Method of Controlling a Solar Module.
- Silva, J., Espinoza. J, Torres. M, Rohten. J, Baier. C and Muñoz. J. (2018). Global Maximum Power Point Tracking Scheme on a Partially Shaded Photovoltaic Array. *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Washington, DC, pp. 1830-1834, doi: 10.1109/IECON.2018.8591320.
- Singh, J., Belmont, J., & TamizhMani, G. (2013). Degradation analysis of 1900 PV modules in a hot-dry climate: Results after 12 to 18 years of field exposure. *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. Tampa, FL, pp. 3270-3275, doi: 10.1109/PVSC.2013.6745149.
- Straub, A ., Gebes, R., Habenicht, H., Trunk, S ., Bardos, R.A., Sproul. A. B., & Aberle, A. G. (2005). Impedance analysis: A powerful method for the determination of the doping concentration and built-in potential of non-ideal semiconductor p-n-p-n diodes. *Journal of applied physics*. Vol. 97, no. 8, ref. 083703, doi: 10.1063/1.1868079.
- Taheri, H., Salam, Z., Ishaque, K., & Syafaruddin (2010). A novel Maximum Power Point tracking control of photovoltaic system under partial and rapidly fluctuating shadow conditions using Differential Evolution. *IEEE Symposium on Industrial Electronics and Applications (ISIEA)*, Penang, pp. 82-87, doi: 10.1109/ISIEA.2010.5679492.
- Tey, K. S., Mekhilef, S., Yang, H-T., & Chuang, M-K. (2014). A Differential Evolution Based MPPT Method for Photovoltaic Modules under Partial Shading Conditions. *International Journal of Photoenergy*, Volume 2014, 10 pages doi.org/10.1155/2014/945906.
- Zekry, A., & Al-Mazroo, A. Y. (1996). A distributed SPICE-model of a solar cell. *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 43, no. 5, pp. 691-700, doi: 10.1109/16.491244.
- Wang, X., Jiang. H., Yang., L., & Yan. P. (2011). A New Method of MPPT Control Based on the Model of Photovoltaic Array. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. Wuhan. pp. 1-3, doi: 10.1109/APPEEC.2011.5749104.

- Wei, T., Liu, D., & Zhang, C. (2017). An Improved Particle Swarm Optimization (PSO)-Based MPPT Strategy for PV System. *3rd International Conference on Mechanical, Electronic and Information Technology Engineering (ICMITE 2017)*, Volume 139, 5 pages, doi.org/10.1051/mateconf/201713900052 .
- Whitmore, J. Pineau, P. O.(2017). État de l'énergie au Québec 2017. Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal préparé pour Transition énergétique Québec. Repéré à <https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2016/12/EEQ2017.pdf>.
- Williams, J.B. (2014). U.S. Patent US20 120 194 003 A1. Switch Disconnect Circuit for Solar Arrays.