

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE FERHAT ABBES - SETIF 1

UFAS(ALGERIE)

THESE

Présenté à la Faculté de Technologie

Département D'électrotechnique

Pour l'Obtention du Diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option: Automatique

Par

M^r : KHENFER RIAD

THEME

Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques

Soutenu le : 05 Mars 2015.

devant le Jury composé de:

Pr. RAHMANI Lazhar

Université de Sétif

Président

Pr . MOSTEFAI Mohammed

Université de Sétif

Rapporteur

Pr . A.TALEB Abdelmalik

Université de valenciennes

Co- Rapporteur

Pr. KECHIDA Sihem

Université de Guelma

Examinatrice

Pr. TEBBIKH Hichem

Université de Guelma

Examineur

Dr. SAIT Belkacem

Université de Guelma

Examineur

Sommaire

Acronymes et Symboles	
Introduction générale.....	1
CHAPITRE I : état de l'art sur le diagnostic.....	3
I.1 Introduction.....	3
I.2 terminologies et concepts :	3
I.3 différents types de défauts :	4
I.3.1 Les différents types de défauts par composant :	5
1.3.1.1 les défauts actionneurs :	5
1.3.1.2 les défauts capteurs :	5
1.3.1.3 les défauts composants ou systèmes :.....	5
I.3.2 Les différents types de défauts selon la dynamique :	6
1.3.2.1 Défaut abrupt :.....	6
1.3.2.2 Défaut graduel :.....	6
1.3.2.3 Défaut intermittent :	6
I.4 Considération générales sur les systèmes de diagnostics.....	6
I.4.1 Rapidité :.....	7
I.4.2 Isolabilité :	7
I.4.3 Robustesse :.....	7
I.4.4 Adaptabilité :	7
I.4.5 Identification de défauts multiples :	7
I.4.6 La sensibilité :	7
I.5 les différentes étapes de diagnostic.....	8
I.5.1 La détection :	8
I.5.2 La localisation :	8
I.5.3 L'identification :.....	8
I.6 principe de diagnostic de défaut.....	9
I.6.1 Redondance physique (matérielle) :	9
I.6.2 Redondance analytique :.....	9
I.7 Génération et évaluation de résidus	10
I.7.1 Génération de résidus :	10

I.7.2 Evaluation des résidus :.....	10
I.8 Classification des méthodes de diagnostic.....	10
I.8.1 méthodes sans modèles :.....	11
1.8.1.1 La reconnaissance des formes(RDF) :.....	11
1.8.1.2 les réseaux de neurones artificiels (RNA) :.....	12
1.8.1.2 Les systèmes d'inférences floue (SIF) :	13
I.8.2 méthode à base de modèles :	13
1.8.2.1 Espace de parité :.....	14
1.8.2.2 : Estimation paramétrique :	15
1.8.2.3 : Estimation d'état (observateur) :	15
1.8.2.4 : Observateurs à entrées inconnues(UIO).....	16
I.9 Les systèmes tolérants aux défauts.....	17
I.10 Synthèse des méthodes de diagnostic	18
I.10.1 Méthodes de redondance matérielle.....	18
I.10.2 Méthodes de redondance analytique	18
I.10.3 Méthodes à base de connaissance.....	18
I.11 Conclusion	19
CHAPITRE II : Modélisation Et Identification Des Cellules Photovoltaïques.....	20
II.1 Introduction.....	20
II.2 Généralités « Historique ».....	20
II. 2 Principe de fonctionnement.....	21
II.3 cellule photovoltaïque.....	21
II.3.1 Technologies des cellules solaires	21
II.4 Structure des panneaux photovoltaïques	22
II.4 .1 une série de cellules photo voltaïques (sous module ou branche).....	22
II.4 .2 Module (panneau) photovoltaïque:	22
II.5 String et champ photovoltaïque.....	23
II.6 Système photovoltaïque.....	25
II.6.1 : éléments d'un système photovoltaïque :.....	25
II.6.2 Les différents types des systèmes photovoltaïques.....	26
II.6.2.1 Système PV autonome	26
II.6.2.2 Système PV connecté directement au réseau.....	26
II.7 Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque	27
II.7.1 Modèle simplifié.....	27

II.7.2	Modèle à une diode.....	28
II.7.3	Modèle à deux diodes	29
II.8	Modèle de fonctionnement inverse d'une cellule photovoltaïque.....	30
II.8.1	Modèle de Bishop.....	30
II.8.2	Modèle à deux diodes modélisant la conduction de la diode de by-pass	31
II.9	Identification des paramètres des panneaux photovoltaïques.....	33
II.9.1	Approche globale pour l'identification des paramètres inconnus des cellules et des panneaux photovoltaïques	34
II.9.2	Identification en utilisant le Modèle à une diode	34
II.9.2.1	méthode de Détermination des cinq paramètres	36
II.9.3.	Résultats d'identification obtenue pour quelques modules PV.....	40
II.10	Conclusion	41
	CHAPITRE III : Défauts Et Méthodes De Diagnostic Des PVs.....	43
III.1.	Introduction:.....	43
III.2	défauts des panneaux photovoltaïques :	43
III.2.1	Jaunissement et brunissement.....	44
III.2.2	bulle d'air.....	44
III.2.3	Fissures dans les cellules	45
III.2.4	Délaminage.....	46
III.2.5	Défaut de revêtement anti -reflet (ARC)	47
III.2.6	Points chauds (Hot spots).....	48
III.2.7	L'augmentation de la résistance série (R_s) :.....	49
III.2.8	Défaut d'ombrage :	50
III.2.8.1	L'ombrage partiel.....	50
III.2.9	Défauts de la diode de by-pass de diode anti-retour :	51
III.2.10	Autres Défauts:.....	52
III.3.	Classification des défauts d'un générateur photovoltaïque	52
III. 4.	Méthodes de détection et de localisation de défauts dans un système photovoltaïque:.....	53
III. 4.1	Inspection visuelle	53
III. 4.2	Mesure de la puissance aux conditions climatique à l'intérieure et à l'extérieure	53
III. 4.3	méthode de thermographie infrarouge (IR) :	54
III. 4.4	Méthode par verrouillage en thermographie (LIT)	55
III. 4.4	Technique de Vibrations ultrasoniques résonante ou à résonance (RUV)	55
III. 4.5	Électroluminescence (EL) et photoluminescence (PL)	56

II. 4.6	Méthode par réseau de neurones artificiels (RNA) :.....	56
III. 4.7	Méthode d'ECM (Earth Capacitance Measurement):.....	57
III. 4.8	Méthode de Réflectométrie TDR (time domain reflectometry) :	58
III. 4.9	Analyse de la caractéristique I(V)	59
III. 4.10	méthodes de placement de capteurs de courant et de tension I(V)	60
III. 4.10.1	Connexion CTCT des cellules PV	60
III. 4.10.2	méthodes de placement de capteurs pour la connexion parallèle-série (P/S)	62
II. 5	Conclusion :	64
	CHAPITRE IV : Diagnostic des défauts d'ombrage et de la résistance série	65
IV.1	Introduction	65
IV.2	méthode de diagnostic proposée :	65
IV.2.1	Méthode de détection et de localisation :.....	66
IV.2.2	Méthode d'identification des défauts.....	67
IV.2.3	Résultats de simulation et discussions.....	69
IV.2.3.1	Défaut d'ombrage partiel de 75% sur une cellule du groupe G2	69
IV.2.3.2	Défaut d'ombrage partiel de 100% sur une cellule dans le groupe G1 et un autre de 50% sur le groupe 2.....	71
IV.2.3.3	Défaut de type résistance série dans le groupe G3	73
IV.3	Validation expérimentale	75
IV.3.1	Traceur de caractéristiques I(V)/P(V).....	75
IV.3.1.1	Mesure des caractéristiques photovoltaïques :	75
IV.3.1.2	Traceurs à base de Charge électronique	75
IV.3.1.3	Traceurs à base d'Amplificateur De Puissance Bipolaire :	76
IV.3.1.4	Traceurs à base d'Alimentation à quatre quadrants :	77
IV.3.1.5	Traceurs à base de Résistance variable :	78
IV.3.1.6	Traceur à base des convertisseurs DC/DC:	79
IV.3.1.7	Traceurs à base de charge capacitive	80
IV.3.2.	Conception du Traceur à base de condensateur	81
IV.3.2.1	Circuit de puissance :	81
IV.3.2.2	Circuits de commande :.....	82
IV.3.3	Résultats expérimentaux.....	84
IV.3.3.1	l'Effet de l'ombrage partiel sur un GVP avec connexion série-parallèle avec une charge résistive:.....	85
IV.3.3.2	Application de la méthode de diagnostic	89
IV.3.3.1	Mode Automatique.....	96

IV.3.3.2 Mode Manuel	97
IV.4 Conclusions	97
Conclusion Générale	98
Conclusion Générale.....	98
Perspectives.....	99

Liste des figures

Figure I.1 : différent type de défauts agissant sur un système.	5
Figure I.2 : types de défauts selon la dynamique	6
Figure I.3 : différentes étapes de diagnostic.....	8
Figure I.4 : Redondance physique et analytique.	9
Figure I.5 : les méthodes de diagnostic.	11
Figure I.6 : Principe de la reconnaissance des formes	12
Figure I.7 : Principe de la l'inférence floue	13
Figure I.8 : Principe des méthodes de diagnostic avec modèles.	14
Figure I.9 . Principe de l'approche par estimation des paramètres.....	15
Figure I.10 . Principe général d'un estimateur de sortie.....	16
Figure I.11 : Génération des résidus par les UIO.	17
Figure I.12 : Génération des résidus une banques d'UIO.	17
Figure II.1 : Sous module constitué de N_{cs} cellules connectées en séries	22
Figure II.2. : module constitué de N_{ssm} sous modules montés en séries.....	23
Figure II.3 : champ photovoltaïque composé de N_{st} strings en parallèle	23
Figure II.4 : Caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ pour NS module(s) en série.....	24
Figure II.5 : Caractéristiques relatives aux modules en parallèle	24
Figure II.6 : Caractéristique IV et PV d'une connexion mixte série et parallèle	25
Figure II.7 : Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque	25
Figure II.8 : Installation photovoltaïque autonome.....	26
Figure II.9 : Installation photovoltaïque couplée au réseau	27
Figure II.10 : Modèle simplifié d'une cellule PV.	27
Figure. II.11 : Modèle à une diode d'une cellule PV.	28
Figure. II.12 : Modèle à deux diodes d'une cellule PV.	29
Figure. II.13 : caractéristique inverse d'une cellule photovoltaïque.....	30
Figure. II.14 : Modèle Bishop.....	31

Figure. II.15: Diode de protection en conduction par l'effet de l'ombrage partiel	31
Figure. II.16 : caractéristique I(V) sans et avec conduction de la diode.....	32
Figure. II.17 : circuit équivalent d'un module photovoltaïque avec cellule ombrée. (a) cellule PV normale (m1 cellules), (b) cellules ombrées (m2 cellules).....	33
Figure. II.18: Caractéristique I-V d'un module PV, et les trois points remarquables : court-circuit (0, I _{sc}), P _{max} (V _{mp} , I _{mp}) et circuit-ouvert (V _{oc} , 0).....	35
Figure. III.1 : défaut de Jaunissement.....	44
Figure. III.2 : défaut de bulles d'air.....	45
Figure. III.3 : fissures dans les cellules PV.	46
Figure III.4 : défaut de délaminage.....	47
Figure III.5 : défaut de revêtement anti –reflet.....	48
Figure III.6 : défaut de point chaud.	48
Figure III.7: défaut d'augmentation de la résistance R _s	49
Figure III.8: effet de défaut de mis match type R _s sur I(V).....	50
Figure III .9: Défaut d'ombrage partiel.	51
Figure III.10: défaut de la diode de by-pass.	51
Figure III.11: schéma d'une inspection par électroluminescence[82].	56
Figure III.12: Schéma de principe utilisant les RNA[84].....	57
Figure III.13 : principe de la méthode d'ECM [85].....	58
Figure III.14: Principe de la méthode de réflectométrie (TDR).	58
Figure III.15: méthode de diagnostic par l'analyse de I(V).....	59
Figure III.16: principe de la méthode de la connexion CTCT.....	60
Figure III.17: organigramme de la méthode de la connexion CTCT.....	61
Figure III.18: principe de la méthode de placement de capteurs pour la connexion P/S.....	63
Figure IV.1 : Structure du PV string adopté	66
Figure IV.2 : Algorithme de diagnostic de défauts	68
Figure IV.3 : Caractéristiques I (V) avec et sans défaut	69
Figure IV.4 : Tension VG1 du groupe G1 et le seuil de détection de défaut	70
Figure IV.5: Tension VG2 du groupe G2 et le seuil de détection de défaut	70
Figure IV.6 : Tension VG3 du groupe G3 et le seuil de détection de défaut	70
Figure IV.7 : Dérivée seconde de l'erreur de tension du groupe en défaut	71
Figure IV.8 : Caractéristiques I (V) avec et sans défaut	71
Figure IV.9 : Tension VG1 du groupe G1 et le seuil de détection de défaut	72
Figure IV.10 : Tension VG2 du groupe G2 et le seuil de détection de défaut	72
Figure IV.11 : Tension VG3 du groupe G3 et le seuil de détection de défaut	72

Figure IV.12 : Dérivée seconde de l'erreur de tension du groupe en défaut	72
Figure IV.13 : Caractéristiques I (V) avec et sans défaut	73
Figure IV.14 : Tension VG1 du groupe G1 et le seuil de détection de défaut	73
Figure IV.15 : Tension VG2 du groupe G2 et le seuil de détection de défaut	74
Figure IV.16 : Tension VG3 du groupe G3 et le seuil de détection de défaut	74
Figure IV.17 : Dérivée seconde de l'erreur de tension du groupe en défaut	74
Figure IV.18 : Traceurs à base de Charge électronique	76
Figure IV.19 : Traceurs à base d'Amplificateur de puissance bipolaire	77
Figure IV.20 : Traceurs à base d'Alimentation à quatre quadrants	78
Figure IV.21 : Traceurs à base de la résistance variable	79
Figure IV.22 : Traceurs à base de convertisseur DC /DC	80
Figure IV.23 : module PV chargé par un condensateur	81
Figure IV.24 : circuit électronique de la partie commande et de puissance.....	82
Figure IV.25 : l'interface Matlab simulink pour le contrôle de l'acquisition par chipkitmax32.	84
Figure IV.26 : connexion des panneaux et des capteurs de mesures.	85
Figure IV.27 : connexion série-parallèle avec et sans ombrage partiel.....	86
Figure IV.28 : fonctionnement sans défauts.	86
Figure IV.29 : l'effet de l'ombrage partiel sur (G1.S1).	87
Figure IV.30 : l'effet de l'ombrage partiel sur (G4.S2)	88
Figure IV.31 : la Structure du PV string avec l'ombrage partiel	89
Figure IV.32 : Photo du traceur à base de condensateur réalisé au Laboratoire	90
Figure IV.33 : interface graphique dans le cas non défaillant.....	91
Figure IV.34 : interface graphique dans le cas de défaut d'ombrage dans G3.....	92
Figure IV.35 : interface graphique dans le cas non défaillant.....	93
Figure IV.36 : interface graphique dans le cas de défaut d'ombrage.....	94
dans G2 et G3.....	94
Figure IV.37 : branchement de la résistance pour produire défauts de Rs.....	94
Figure IV.38 : interface graphique dans le cas non défaillant.....	95
Figure IV.39 : interface graphique dans le cas d'augmentation de Rs.....	96

Liste des tableaux

Tableau. II.1 : Caractéristiques électriques sous STC.	40
Tableau. II.2 : Les cinq paramètres identifiés par la méthode de calcul à partir du datasheet.	41
Tableau III .1 : la classification des défauts selon leurs catégories.	52

Acronymes et Symboles

Acronymes et Symboles : Selon leur ordre d'apparition dans ce travail.

Acronyme et Symbole	Définition	Unité
E_g	Energie de gap	eV
h	Constante de Planck ($6,626.10^{-34}$)	$J.s$
C	Célérité de la lumière dans le vide (3.10^8)	m/s
λ	Longueur d'onde de la lumière	μm
I_{sc}	Courant de court-circuit	A
V_{oc}	Tension de circuit-ouverte	V
I	Courant	A
V	Tension	V
V_t	Tension thermique de la jonction	J/C
k	Constante de Boltzmann ($1,38.10^{-23}$)	J/K
q	Charge de l'électron ($1,602.10^{-19}$)	C
T	Température absolue, température de la cellule PV	K
I_s	Courant de saturation de la diode	A
I_{ph}	Photo courant	A
R_s	Résistance série	Ω
R_{sh}	Résistance shunt	Ω
P_{max}	Point de puissance maximale	W
I_{mp}	Courant maximum au point P_{max}	A
V_{mp}	Tension maximale au point P_{max}	V
FF	Facteur de forme	
PV	Photovoltaïque	
η	Rendement énergétique	
E	L'éclairement	W/m^2
S	Seule de détection de défaut	V
STC	Conditions du Test Standard	
I_d	Courant traversant la diode	A
A	Facteur d'idéalité de la diode	
I_{sh}	Courant traversant la résistance shunt	A

<i>D</i>	Signale de défaut	
<i>P</i>	Puissance fournit par le module PV	<i>W</i>
<i>V_{th}</i>	Tension thermique totale	<i>J/C</i>
<i>N_{cs}</i>	Nombre des cellules connectées en série	
<i>N_p</i>	Nombre des cellules connectées en parallèle	
<i>N_{ssm}</i>	Nombre sous-modules connectés en série	
<i>N_{st}</i>	Nombre de strings branchés en parallèle	
<i>NP_p</i>	Nombre des panneaux connectés en parallèle	
<i>NP_s</i>	Nombre des panneaux connectés en série	
<i>PV</i>	Panneau photovoltaïque	
<i>GPV</i>	Générateur photovoltaïque	
<i>KV</i>	Coefficient : tension de circuit-ouvert / température	<i>V/°C, ou %/°C</i>
<i>KI</i>	Coefficient : courant de court-circuit / température	<i>A/°C, ou %/°C</i>
<i>G</i>	Insolation (radiation solaire) ou illumination	<i>W/m²</i>
<i>T_a</i>	Température ambiante	<i>°C</i>
<i>T_c</i>	Température de la cellule PV	<i>°C</i>
<i>β</i>	pourcentage d'ombrage de la cellule	<i>%</i>
<i>V_{br}</i>	la tension de rupture	<i>V</i>
<i>a</i>	facteur de correction	<i>W⁻¹</i>
<i>m</i>	exposant de rupture en avalanche	

Remerciements

Le travail présenté dans cette thèse s'inscrit dans le cadre des activités de recherche de l'équipe « conduite et supervision » du laboratoire d'Automatique (LAS) de l'Université Ferhat Abbas Sétif, Algérie.

J'exprime toute ma gratitude et reconnaissance à mon directeur de thèse Monsieur ***Mohammed MOSTEFAI***, Professeur à l'Université de Sétif, pour les précieux conseils qu'il m'a su donnés et l'attention et le sérieux avec lesquels il a suivi de près mes travaux de recherche.

Je tiens à remercier très chaleureusement mon co-directeur de thèse, Monsieur ***Abdelmalik AHMED TALEB***, Professeur à l'Université de valencienne, pour ses précieux conseils.

Je tiens également à remercier vivement les membres de jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail : Monsieur ***Lazhar RAHMANI***, Professeur à l'Université de Sétif, d'avoir accepté de juger mon travail et de présider le jury de soutenance de cette thèse. Monsieur ***Hichem TEBBIKH*** et Madame ***Sihem KECHIDA***, Professeurs à l'Université de Guelma, Monsieur ***SAIT Belkacem*** Maître de conférence à l'université de Sétif, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être les examinateurs de cette thèse.

Je suis très reconnaissant au directeur du Laboratoire des Matériaux & Systèmes Electroniques (LMSE) de l'université de bordj Bou Arreridj, et en particulier monsieur ***Zouhir ROUABAH***, pour l'accueil chaleureux et pour m'avoir donné l'opportunité de réaliser la partie expérimentale au sein de son laboratoire.

J'exprime mes plus sincères remerciements à tous mes enseignants qui ont contribué à ma formation tout au long de mon parcours scientifique et à toute personne m'ayant aidé de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.

Je ne saurais remercier suffisamment mes parents, mes frères et sœurs et ma femme sans oublier mes filles Ritedj et Douaa, mon fils Abderrahmane, et tous mes amis pour leur soutien inestimable. Que tous soient assurés de ma profonde gratitude.

Introduction générale

Introduction générale

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est une énergie verte inépuisable qui représente une source d'énergie alternative qui peut être utilisée par l'humanité. Cette énergie est de plus en plus appliquée dans différents domaines allant des installations résidentielles et commerciales jusqu'aux systèmes spatiaux, en raison de nombreux avantages tels que l'absence de pollution, elle est sans bruit, facile à installer, et nécessite une courte période de construction.

Dans les grandes installations, une station solaire PV peut comprendre des centaines voir des milliers de panneaux photovoltaïques, ou la stabilité et la qualité de la puissance générée sont en corrélation avec l'état de fonctionnement de chaque cellule. Le défi soulevé, dans ce type d'installation, est comment surveiller l'immense réseau de cellules photovoltaïques afin de maintenir le fonctionnement normal de la station. Généralement les générateurs PV sont considérés fiables par rapport aux autres systèmes, mais comme tous procédés, un système PV peut être exposé à plusieurs pannes provoquant le dysfonctionnement de ce dernier, plusieurs études ont constaté que la fiabilité des systèmes PV est fortement dépendante du matériel utilisé pour la construction des panneaux PV, de la température, de l'humidité et du rayonnement solaire. Un système PV peut avoir plusieurs défauts que ce soit les défauts de types construction, ou les défauts matériels et électriques causés par les conditions climatiques. A ce titre, nous pouvons citer le défaut le plus couramment rencontré dans un générateur PV qui est le défaut d'ombrage partiel[1][2][3].

Un défaut d'ombrage partiel est dû généralement à plusieurs causes, on peut citer par exemple les déjections des oiseaux, la poussière, la neige et les obstacles tels que la végétation et les câbles électriques, etc. L'ombrage partiel est rencontré souvent dans les zones urbaines, les cellules recevant moins de rayonnement doivent dissiper le surplus de courant délivré par celles qui sont les plus éclairées, créant ainsi des échauffements (haut spot) si le module n'est pas protégé de manière adéquate. Pour éviter la surchauffe de la cellule et les points chauds, des diodes de dérivation sont placées dans des boîtes de connexion. Ceci limite la tension inverse et la température de la cellule ombrée. Néanmoins, si l'ombrage partiel persiste, et si la distribution des diodes de dérivation n'est pas appropriée ou il y a un mauvais

fonctionnement de ces diodes, la cellule ombrée peut surchauffer, pouvant aller jusqu'à la destruction d'une partie du générateur PV. En plus du risque de destruction, cet ombrage minimise fortement la puissance de sortie du générateur PV, et rend la commande des convertisseurs inefficace, car la puissance délivrée par le générateur peut présenter plusieurs maximums [4]. Cela peut se produire, en particulier, lorsque les diodes de dérivation (diodes by-pass) des cellules PV se mettent en conduction.

En plus, le fonctionnement d'un générateur PV en présence de plusieurs défauts et anomalies, provoque une baisse de performance, voire l'indisponibilité totale du système. Toutes ses conséquences défavorables vont évidemment réduire la productivité, et donc réduire le profit de l'installation, sans compter le coût de maintenance pour remettre le système en état normal. Dans la littérature, il existe plusieurs algorithmes et méthodes de détection et localisation de défauts, que ce soit pour les systèmes industriels en général ou pour les stations photovoltaïques. Ces algorithmes sont conçus en fonction de l'étape de diagnostic voulue (détection, localisation, identification de défaut). Leur application nécessite une quantité de données suffisantes sur l'état de la station.

Nous nous intéressons dans cette thèse, à concevoir une approche complète de diagnostic qui réalise les trois étapes essentielles suivantes :

- La première étape est la détection, qui consiste à prendre une décision binaire, soit le système fonctionne correctement soit une panne s'est produite,
- La deuxième étape qui est la localisation : son rôle est de déterminer l'emplacement et les composants défectueux,
- La troisième, elle consiste à déterminer l'allure de la panne en vue de déterminer le type de maintenance ou de correction à réaliser sur l'installation.

L'approche de diagnostic proposée repose d'une part sur l'utilisation d'un minimum de capteurs de tensions et avec le moindre coût possible pour réaliser l'étape de détection et de localisation, et d'autre part sur la méthode de l'analyse de la caractéristique $I(V)$ pour l'étape d'identification. On se concentre sur les défauts les plus fréquents, et qui ont presque la même signature (des points d'inflexion) sur la caractéristique $I(V)$. Ces défauts sont l'ombrage partiel et l'augmentation de la résistance série. Pour la validation des résultats théoriques un système de laboratoire est conçu et réalisé. Ce système utilise un traceur de la caractéristique $I(V)$ à base d'un condensateur.

Pour mener à bien notre travail, nous l'avons organisé en quatre chapitres selon le plan méthodologique suivant :

Dans le premier chapitre, un état de l'art sur les techniques et les méthodes utilisées dans le domaine de la surveillance et la supervision des systèmes est présenté. Dans le deuxième chapitre, nous exposerons dans un premier lieu des généralités sur la modélisation des générateurs photovoltaïques et leur utilisation, suivies de quelques méthodes d'identification des paramètres de la cellule photovoltaïque. Avant de valider l'algorithme de détection de défauts proposé et la carte électronique abordés dans le quatrième chapitre, une étude bibliographique assez exhaustive des méthodes de diagnostic et les défauts rencontrés dans un générateur photovoltaïque fera l'objet du chapitre trois. On terminera ce travail par une conclusion générale et on proposera quelques perspectives.

CHAPITRE I : état de l'art sur le diagnostic

I.1 Introduction

La complexité des systèmes industrielle et L'augmentation de la fiabilité, de la disponibilité et de la sûreté de fonctionnement deviennent aujourd'hui un enjeu très important de l'automatisation. Pour atteindre ces objectifs, les chercheurs ont développé plusieurs techniques et méthodes pour la surveillance des systèmes industriels, que ce soit pour les systèmes avec ou sans modèle.

L'objectif de ce chapitre est de donner un état de l'art sur les techniques et les méthodes utilisées dans le domaine de la surveillance et la supervision des systèmes.

Pour cela, nous commençons tous d'abord par une introduction et un rappel de quelques définitions génériques utilisées dans le domaine de la surveillance, et par la suite nous abordons les différentes approches et méthodes de la détection et de la localisation des défaillances dans un processus industriel.

I.2 terminologies et concepts :

Nous avons constaté que la terminologie relative au domaine du diagnostic des défauts n'obéit pas encore à un formalisme unifié, ce qui rend parfois difficile l'appréhension des contributions. Les principales définitions sont :

La maintenance : la norme AFNOR définit la maintenance comme l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé.

Défaut : un écart non permis d'au moins une propriété ou un paramètre caractéristique du système par rapport au comportement nominal (usuel ou acceptable).

Défaillance: une interruption permanente de la capacité du système à remplir une fonction requise dans des conditions d'opérations spécifiées [5].

Dysfonctionnement : une irrégularité intermittente survenant au niveau d'une fonction remplie par le processus.

Diagnostic : la détermination du type, de la taille, de la localisation et de l'instant d'occurrence d'un défaut (complète la détection par l'isolation et l'identification).

Surveillance : a pour rôle de Recueillir en permanence tous les signaux en provenance du procédé et de la commande, reconstituer l'état réel du système commandé, faire toutes les inférences nécessaires pour produire les données utilisées, dans le cas défaillant le rôle de la surveillance est de mettre en œuvre un processus de traitement de défaillance.

Supervision : Contrôler et surveiller l'exécution d'une opération ou d'un travail effectué par d'autres sans rentrer dans les détails de cette exécution. La supervision recouvre l'aspect fonctionnement normal et anormal[6]:

- ✓ en fonctionnement normal : son rôle est surtout de prendre en temps réel les dernières décisions correspondant aux degrés de liberté exigés par la flexibilité décisionnelle. Pour cela elle est amenée à faire de l'ordonnancement temps réel, de l'optimisation, à modifier en ligne la commande et à gérer le passage d'un algorithme de surveillance à l'autre.
- ✓ en présence de défaillance : la supervision va prendre toutes les décisions nécessaires pour le retour vers un fonctionnement normal. Après avoir déterminé un nouveau fonctionnement, Il peut s'agir de choisir une solution curative, d'effectuer des réordonnements "locaux", de prendre en compte la stratégie de surveillance de l'entreprise, de déclencher des procédures d'urgence, etc [6].

Conduite : Action humaine ou automatique visant à gouverner l'évolution d'un système en modifiant son état par l'intermédiaire d'organes appropriés et en s'assurant que son comportement est bien celui que l'on désire.

I.3 différents types de défauts :

Un défaut correspond à une déviation du comportement normal du système, de son unité de commande ou de son système d'instrumentation. Les défauts peuvent être aléatoires ou progressifs, dans le cas du vieillissement ou de l'usure.

1.3.1 Les différents types de défauts par composant :

Les défauts apparaissent à différents endroits du système. Une classification pertinente des défauts peut être basée sur la nature du composant affecté. Nous distinguerons donc, les défauts d'actionneurs, de celles liées aux capteurs et celles du système de commande figure I.1.

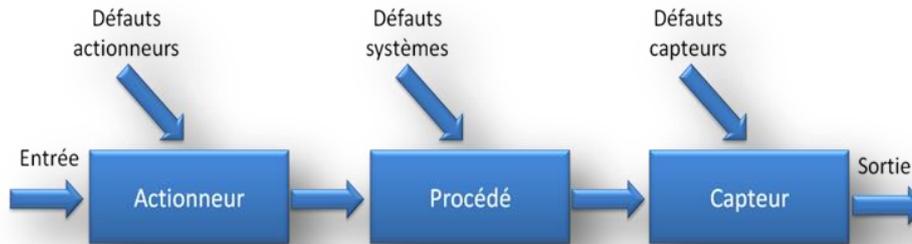


Figure I.1 : différent type de défauts agissant sur un système.

1.3.1.1 les défauts actionneurs :

Les défauts actionneurs agissent au niveau de la partie opérative en détériorant le signal d'entrée du système[7]. Ils correspondent à une perte totale ou partielle d'un actionneur. La perte totale d'un actionneur arrive lorsque celui-ci reste collé sur une position entraînant une incapacité à commander. Les défauts actionneurs partiels réagissent de manière similaire au régime nominal mais en partie seulement, ce qui entraîne une certaine dégradation dans leur action sur le système.

1.3.1.2 les défauts capteurs :

Ce type de défaut est la cause d'une mauvaise image de l'état physique du système. Un défaut capteur partiel produit un signal avec plus au moins d'adéquation avec la vraie valeur de la variable mesurée. Il se traduit par une réduction de la valeur affichée par rapport à la vraie valeur. Un défaut capteur total produit une valeur qui n'est pas en rapport avec la grandeur à mesurer ($0, \infty$).

1.3.1.3 les défauts composants ou systèmes :

Ce type de défaut provient du système lui-même, Il résulte de l'altération d'un composant du système réduisant ses capacités d'effectuer une tâche[8].

1.3.2 Les différents types de défauts selon la dynamique :

En ce qui concerne le comportement temporel, on peut diviser les défauts en trois catégories : selon leurs formes (systématique ou aléatoire), selon l'étendue de défaut (local ou global) et selon leur évolution dans le temps.

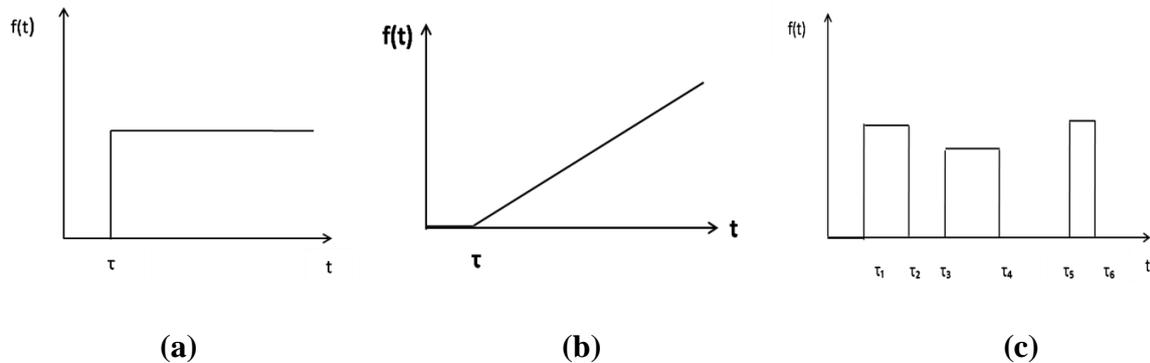


Figure I.2 : types de défauts selon la dynamique

1.3.2.1 Défaut abrupt :

Il est caractérisé par une discontinuité brutale de l'évolution temporelle d'une variable du procédé. Il provoque un écart dans l'évolution de la variable en question par rapport à l'évolution normale comme montré dans la figure I.2a.

1.3.2.2 Défaut graduel :

un défaut graduel est présenté par la figure I.2.b, il conduit à une divergence lente et continue des variables concernées. C'est un défaut difficile à détecter.

1.3.2.3 Défaut intermittent :

Il représente une particularité des défauts précédents avec des départs et retours successifs aux valeurs normales figure I.2c. Il est souvent provoqué par des faux contacts.

1.4 Considération générales sur les systèmes de diagnostics

Il existe plusieurs critères permettant d'évaluer les performances d'un système de diagnostic. De manière générale, on relève :

1.4.1 Rapidité :

Le système de surveillance doit réagir rapidement dans les situations de dysfonctionnement, un système de diagnostic rapide permet d'éviter des dégâts matériels et humains [9].

1.4.2 Isolabilité :

C'est l'aptitude du système de surveillance à distinguer les différents modes de dysfonctionnement du processus. Une défaillance engendre souvent une cascade d'alarmes et il peut être difficile de remonter à l'organe défaillant. Le degré d'isolabilité des défaillances est lié à la structure des résidus (signal de détection de défaut) et à la procédure de détection mise en œuvre. Il existe un compromis entre isolabilité et insensibilité aux incertitudes liées à la modélisation [10][11].

1.4.3 Robustesse :

Il s'agit de vérifier l'aptitude du système de surveillance à détecter et à isoler les défauts affectant le processus surveillé dans un environnement incertain.

Il convient de noter que le critère de la robustesse concerne non seulement les méthodes de génération des résidus mais aussi les méthodes d'évaluation. L'évaluation robuste des résidus avait tout particulièrement concerné le problème du seuillage avec l'objectif de minimiser les fausses alarmes[9].

1.4.4 Adaptabilité :

Un système de surveillance efficace doit être en mesure de s'adapter au mieux à ces variations qui constituent une source de fausses alarmes. Ensuite, la méthode du sélecteur de seuil, cette dernière consiste à définir une loi d'adaptation du seuil en fonction des incertitudes et des propriétés statistiques du bruit[10][9].

1.4.5 Identification de défauts multiples :

L'aptitude d'un système de détecter plusieurs défauts, ce qui est difficile en raison de la nature interactive de la plupart des défauts[9].

1.4.6 La sensibilité :

Caractérise l'aptitude du système de diagnostic à détecter des défauts d'une certaine amplitude, elle dépend non seulement de la structure des résidus mais aussi du rapport entre le bruit de mesure et le défaut[6].

D'autres critères sont à prendre en considération : les aspects temps réel sont par exemple prépondérants pour un système de diagnostic embarqué. De même, les coûts économiques vont conditionner la stratégie de diagnostic : le système nécessite-t-il des composants trop chers pour sa conception, le temps de développement est-il trop important ? Autant de points à vérifier afin de satisfaire le cahier des charges[12].

1.5 les différentes étapes de diagnostic

Le terme diagnostic correspond à la caractérisation du défaut, pour effectuer ce dernier il faut passer par un certain nombre d'étapes qui s'enchaînent.

1.5.1 La détection :

La procédure de détection vise à déterminer précocement et sans erreur l'apparition d'une défaillance. cette étape nécessite un bon modèle de fonctionnement du système[13].

Un écart entre le comportement observé et un autre normal de référence donné par un modèle analytique ou numérique peut être dû à un défaut ou à des erreurs de modélisation[10]. Il faut veiller à déclencher une alarme si le dysfonctionnement est causé par un défaut et non une perturbation.

1.5.2 La localisation :

Dire quel élément physique à causé le défaut. Parfois il est impossible de localiser les interactions entre les composants du système et l'instrumentation. La solution est d'isoler un sous-système comportant des composants susceptibles de contenir le ou les défaut [10].

1.5.3 L'identification :

L'objectif de l'identification est de caractériser plus finement le défaut. et détermine les causes qui ont engendré la défaillance constatée.



Figure I.3 : différentes étapes de diagnostic

1.6 principe de diagnostic de défaut

1.6.1 Redondance physique (matérielle) :

La redondance physique consiste à utiliser plusieurs capteurs, actionneurs, processeur et logiciels pour mesurer et/ou Contrôler une variable particulière. Un principe de vote majoritaire est appliqué sur les valeurs redondantes pour savoir s'il y a une faute ou non. Elle entraîne un cout important en instrumentation mais fiable, sûr et simple à implanter.

Le diagnostic utilisant la redondance physique se limite à la surveillance des éléments redondants présents sur une installation. Il ne sera pas possible de détecter des pannes survenant sur des éléments non redondants[14]. Il est conseillé pour des systèmes qui présentent un danger très grave comme les avions et les stations nucléaires,...

1.6.2 Redondance analytique :

Son rôle est d'exploiter les contraintes liant les différentes variables du système. Ces derniers peuvent s'exprimer sous la forme de relation analytique liant les variables connues (relation entrée/sortie ou sortie/sortie). Le diagnostic utilisant la redondance analytique consiste à vérifier si les relations analytiques sont égales à zéro en utilisant les mesures prélevées en ligne sur le système. Le concept de redondance analytique repose sur l'utilisation d'un modèle mathématique du système à surveiller[14][15].

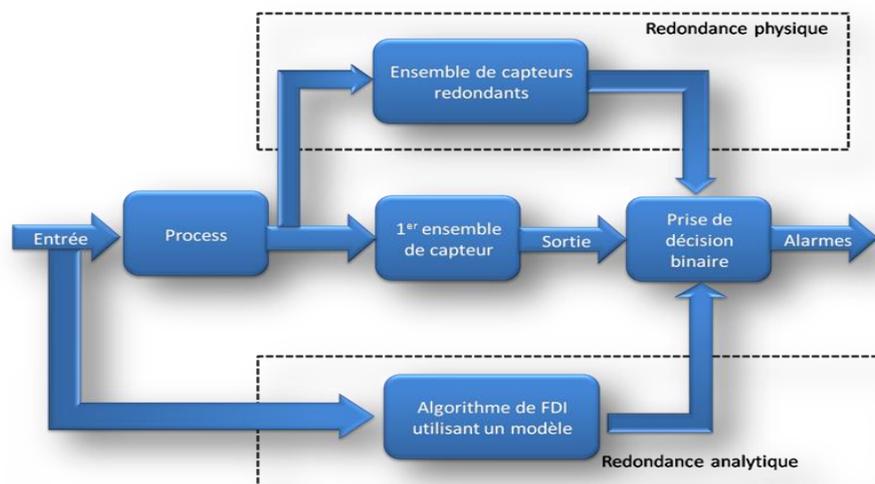


Figure I.4 : Redondance physique et analytique.

1.7 Génération et évaluation de résidus

Un résidu ou indicateur de faute est un signal généralement électrique qui exprime l'incohérence entre les informations disponibles et les informations théoriques fournies par un modèle (supposées décrire correctement le processus).

1.7.1 Génération de résidus :

Les résidus générés, en utilisant l'approche par redondance analytique, se basent sur les relations nominales du système en exploitant l'entrée U et la sortie mesurée Y . Les relations de redondance à évaluer peuvent être considérées comme la dynamique de la relation entrée Sortie. Dans le cas de l'apparition d'une faute, cette relation n'est jamais satisfaite et des résidus non nuls sont obtenus. Ces résidus sont utilisés pour prendre les décisions appropriées. Ils seront évalués dans la composante de la logique de décision de faute pour déterminer le temps d'apparition de la faute et localiser l'origine de la faute[5].

1.7.2 Evaluation des résidus :

Un résidu converge vers une valeur proche ou égale à zéro dans le cas sans défaut, et quitte d'une manière significative cette valeur après l'occurrence d'un défaut. Il est lié à la différence entre les sorties mesurées et leurs estimées [16].

1.8 Classification des méthodes de diagnostic

Les méthodes de diagnostic des défauts sont très variées[17]. On les distingue à partir de leur type de connaissance utilisée pour vérifier la cohérence entre les observations réelles et de références[16]. Ces dernières se répartissent en deux classes : les méthodes avec modèle et les méthodes sans modèle. Dans cette partie, nous présentons une classification des principales méthodes de diagnostic rencontrées dans la littérature.

La figure I.5 donne un panorama général des différentes méthodes de diagnostic.

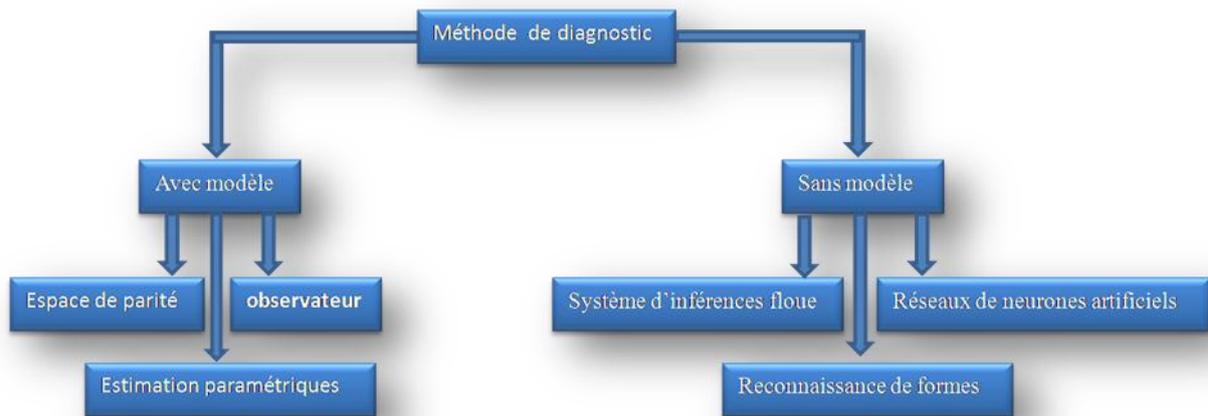


Figure I.5 : les méthodes de diagnostic.

1.8.1 méthodes sans modèles :

Cette méthode suppose que les connaissances du processus se limitent à son observation passée et présente. Elle repose sur l'expertise humaine. L'historique de ce système constitue une base de données qui sert à l'extraction de descripteurs dans divers mode de fonctionnements du processus.

1.8.1.1 La reconnaissance des formes(RDF) :

Les méthodes de diagnostic qui utilisent la reconnaissance des formes ne sont pas nombreuses[18]. Elle s'intéresse au problème de reconnaissance de situations significatives d'un système dans un environnement complexe ou noyé dans le bruit. Le principe de la RDF repose sur la représentation numérique du $k^{\text{ème}}$ objet observé par le vecteur $xk = [xk1, \dots, xkq]^k$

$xk = [xk1, \dots, xkq]^k$ Appelé 'vecteur forme', où :

xkj indique la $j^{\text{ème}}$ caractéristique associée à l'objet k : température, pression, débit, fréquence de bruit sonore, etc. Et q la taille du vecteur forme[19].

Un vecteur de forme est extrait de nombreuses mesures. Les règles de décisions permettent de classer les observations décrites par le vecteur de forme par rapport aux autres fonctionnements avec ou sans défaut. Pour les classer, il faut être en mesure de donner pour l'un ou l'autre un mode de fonctionnement. Il faut avoir une base de données pour construire la classe correspondant au défaut créé. Une autre méthode consisterait à calculer le vecteur de

forme en effectuant les simulations numériques. Dans la dernière configuration, il faut un modèle comportemental précis pour avoir des paramètres proches de la réalité[18].

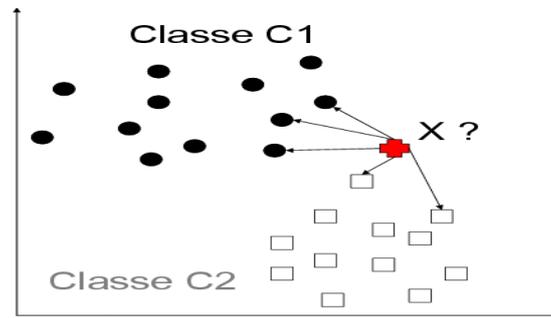


Figure I.6 : Principe de la reconnaissance des formes

1.8.1.2 les réseaux de neurones artificiels (RNA) :

C'est un modèle de calcul, sa conception est inspirée de vrais neurones humains, c'est l'intelligence artificielle qui permet de prendre des décisions en s'appuyant sur la précipitai que sur le raisonnement logique formel. [1]

Cette approche fait l'objet de recherches dans beaucoup de domaines tels que la compréhension et la synthétisation de la langue naturelle, la classification, le diagnostic, etc. Cette technique comporte des caractéristiques très intéressantes comme la faculté d'apprentissage et d'auto-organisation. Un réseau de neurones peut être considéré comme une boîte noire[20].

Pour identifier des défauts dans un système, le diagnostic réalisé par réseaux de neurones doit disposer d'un nombre suffisant d'exemples de bon fonctionnement et de défauts pour pouvoir les apprendre. La synthèse du réseau est réalisée et comprend plusieurs étapes : le choix du type de réseau, du type de neurones, du nombre de couches, des méthodes d'apprentissage[12]. Pendant la phase d'apprentissage qui consiste à ajuster de façon incrémentale les poids, ou forces des connexions entre neurones[21], les exemples sont présentés au réseau en entrée avec les diagnostics correspondants à la sortie. Après l'apprentissage, le réseau ne reconnaît pas seulement les exemples appris mais également des paradigmes leur ressemblant, ce qui correspond à une certaine robustesse par rapport aux déformations de signaux par le bruit.[9].

1.8.1.2 Les systèmes d'inférences floue (SIF) :

Les systèmes d'inférence floue (SIF) sont une des applications les plus courantes de la logique floue. Ils implémentent des concepts, sous la forme de variables linguistiques, ainsi qu'un raisonnement déductif, à l'aide de règles floues[22].

La structure de base d'un SIF est constituée de [12] :

- ✓ Un univers de discours qui contient les fonctions d'appartenance des variables d'entrée et de sortie à des classes. Ces fonctions peuvent avoir différentes formes, les plus usuelles étant les formes triangulaires, trapézoïdales et gaussiennes.
- ✓ Une base de connaissances qui regroupe les règles liant les variables d'entrée et de sortie sous la forme « SI...ALORS ».
- ✓ Un mécanisme de raisonnement qui base son fonctionnement sur la logique du modus ponens généralisé

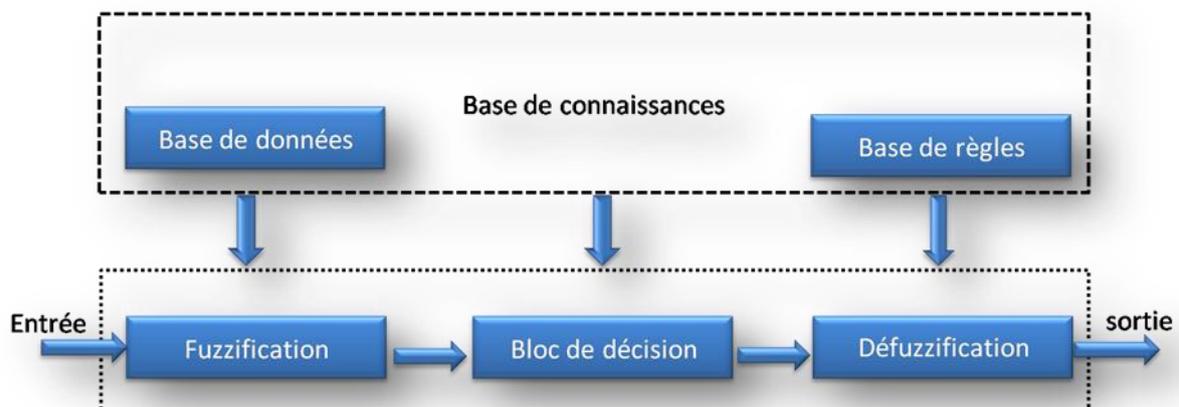


Figure I.7: Principe de la l'inférence floue

1.8.2 méthode à base de modèles :

L'approche de diagnostic à base de modèles permet le suivi et la supervision en ligne du système. Elle consiste à embarquer un modèle du système permettant l'estimation de son état. Une faute est alors détectée par comparaison, en temps réel, de l'état prédit et des mesures issues des capteurs. Le diagnostic est ensuite établi en déterminant l'état (de faute) du système qui est cohérent avec les mesures et qui permet d'expliquer la faute[23].

On distingue trois grandes approches selon la connaissance: l'approche par estimation de paramètres, celle par estimation d'état (à base d'observateur) et enfin celle par espace de parité[16]. La figure suivante montre le principe des méthodes de diagnostic avec modèles.

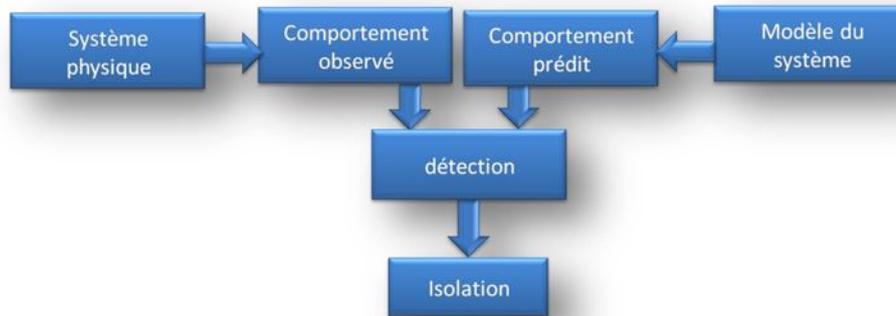


Figure I.8 : Principe des méthodes de diagnostic avec modèles.

1.8.2.1 Espace de parité :

Le terme « parité » a été emprunté au vocabulaire employé pour les systèmes logiques où la génération de bits de parité à partir d'une relation de redondance analytique, permet la détection d'erreur[12].

Une relation de redondance analytique (RRA) est une équation dans laquelle toutes les variables sont connues. Elle doit être sensible aux défauts et insensible aux perturbations[7]. La génération de telles relations permet d'engendrer des résidus en projetant les données mesurées dans un espace[6]. Elle est souvent définie comme l'orthogonale de la matrice d'observabilité, ce qui revient à éliminer l'influence de l'état sur le résidu. L'objet de cette méthode est d'explicitier son utilisation pour la détection et la localisation des défauts. Le principe est d'analyser la consistance des mesures et détecter les défauts en cherchant à établir des relations de parité qui sont indépendantes des grandeurs inconnues mais qui restent sensibles aux défauts. Cette approche conduit à une réécriture des équations d'état et de mesure, dans laquelle seules des variables connues (commandes et sorties) sont autorisées à figurer. Le principe de l'espace de parité repose sur la représentation numérique du vecteur de parité $p(k)$ projection du vecteur des mesures $y(k)$. Qui est présenté dans le cas général par l'équation de mesure[12].

1.8.2.2 : Estimation paramétrique :

L'approche de l'estimation paramétrique considère que l'influence des défauts se reflète sur les paramètres qui gouvernent le comportement dynamique du système [11][24]. Le principe de cette méthode consiste à estimer en continu des paramètres du procédé en utilisant les mesures d'entrées/sorties et en évaluant la distance qui les sépare des valeurs de référence de l'état normal du procédé. On entend par paramètre, certaines constantes physiques du système (masse, coefficient de viscosité,...) ou une agrégation de plusieurs paramètres physiques[11].L'estimation paramétrique possède l'avantage d'apporter de l'information sur l'importance des déviations. Toutefois, un des inconvénients majeurs de la méthode réside dans la nécessité d'avoir un système physique excité en permanence. Ceci pose donc des problèmes d'ordre pratique dans le cas de procédés dangereux, coûteux ou fonctionnant en mode stationnaire. De plus, les relations entre paramètres mathématiques et physiques ne sont pas toujours inversibles de façon unitaire, ce qui complique la tâche du diagnostic basé sur les résidus.

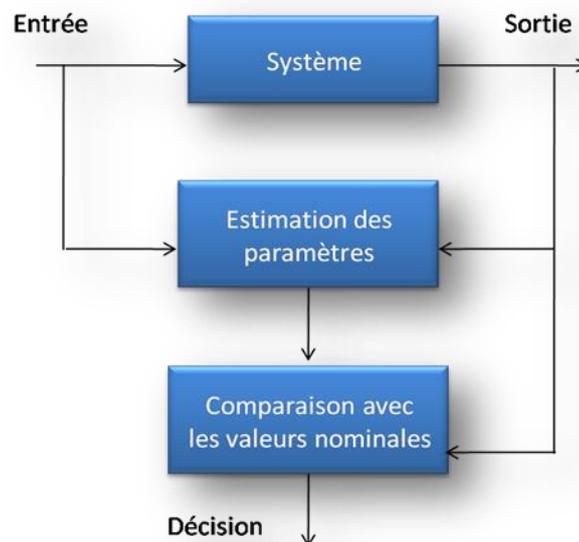


Figure I.9. Principe de l'approche par estimation des paramètres.

1.8.2.3 : Estimation d'état (observateur) :

Une approche semblable à l'estimation des paramètres est l'estimation de l'état[16].La génération de résidus à l'aide d'une estimation d'état consiste à comparer des fonctions de sorties estimées avec les mêmes fonctions de sorties mesurées[13].cette méthode s'est beaucoup développée car elle donne lieu à la conception de générateurs de résidus

flexibles[12].Plusieurs technique d'observation on été appliquées au diagnostic à l'aide d'un capteur.

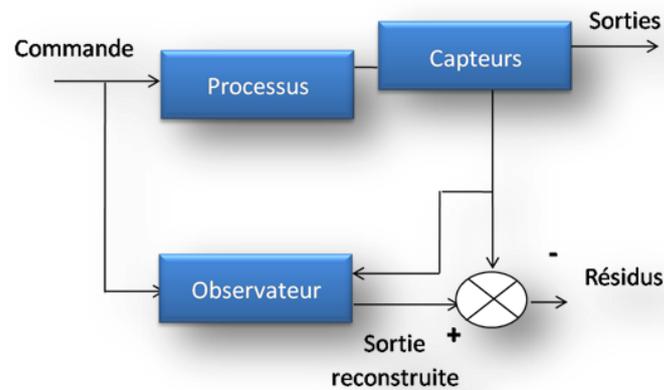


Figure I.10. Principe général d'un estimateur de sortie.

Une manière brute d'observer les états d'un système consiste à dériver numériquement l'information mesurée grâce aux capteurs. L'expérience a montré que cette méthode à l'inconvénient de donner des résultats erronés à cause de l'amplification du bruit due aux imperfections des mesures.

Pour remédier à ce problème, Kalman-Bucy ont introduit une solution pour les systèmes linéaires stochastiques. Leur résultat est connu actuellement par le filtre de Kalman. Ce filtre donne aussi de bons résultats pour les systèmes déterministes [25]. Ensuite, Luenberger a fondé la théorie d'un observateur qui porte son nom " Observateurs de Luenberger". Son idée est d'ajouter au modèle mis sous la forme canonique compagnon (Brunovsky) une correction à l'aide de la mesure fournie par les capteurs.

1.8.2.4 : Observateurs à entrées inconnues(UIO)

Les observateurs à entrées inconnues sont des observateurs générant une erreur d'estimation qui tend vers zéro même en présence de perturbation. Ces observateurs peuvent être utilisés pour la détection comme pour la localisation des défauts. L'étape de la détection nécessite un seul observateur Figure I.11.



Figure I.11 : Génération des résidus par les UIO.

L'étape de localisation nécessite une banque d'observateurs figure I.12, cette dernière doit être conçue d'une certaine manière tel que chaque observateur soit sensible à un groupe de défauts et insensible aux autres.

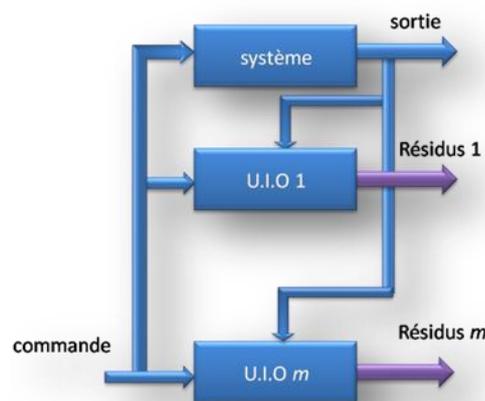


Figure I.12 : Génération des résidus une banques d'UIO.

1.9 Les systèmes tolérants aux défauts

Un système tolérant aux défauts maintient les objectifs nominaux en dépit de l'occurrence d'un défaut. Il permet de garantir la stabilité du système ou des performances dégradées en présence de défauts.

La tâche principale qui incombe à la commande tolérante aux défauts est de synthétiser des lois de commande avec une structure pour garantir la stabilité et les performances du système.

La commande tolérante aux défauts est généralement classée en deux approches distinctes : une approche passive (PFTC) et une approche active (AFTC). L'idée principale dans la première approche est de faire en sorte que le système en boucle fermée (BF) soit robuste aux incertitudes et à quelques défauts spécifiques, par contre, l'AFTC est amenée à réagir aux diverses défaillances du système en reconfigurant les lois de commande tout en préservant la stabilité et les performances.

I.10 Synthèse des méthodes de diagnostic

Ce paragraphe donne un aperçu sur les avantages et les inconvénients de chaque méthode ainsi que les champs d'application privilégié de chaque méthode dans le diagnostic des PV[26].

I.10.1 Méthodes de redondance matérielle

Les méthodes de redondance matérielle reposent sur l'utilisation de plusieurs instruments et lorsqu'un écart existe entre les sorties de ces instruments, celui qui est défectueux peut-être facilement détecté. , cette méthode est utilisée dans les systèmes photovoltaïques, particulièrement dans certains onduleurs, pour identifier le string le plus faible, l'inconvénient de cette méthode est qu'il n'est pas possible d'identifier la nature de défauts.

I.10.2 Méthodes de redondance analytique

Les méthodes de redondance analytiques prédisent l'état du système surveillé à partir de mesures des grandeurs entrées/sorties sur le système lui-même. ces méthodes utilisent un modèle, le modèle utilisé est généralement un modèle d'état, et comme nous le voyions par la suite, la mise d'un système PV sous forme d'état est très compliqué et voire impossible. Les méthodes de redondance analytiques sont appropriée pour le diagnostic des systèmes tels que les machines électriques, turbine etc, et non pas pour le diagnostic des défauts d'un générateur PV.

I.10.3 Méthodes à base de connaissance

Contrairement aux méthodes de diagnostics précédents, la méthode de classification et la méthode d'inférence sont bien adaptés au diagnostic des générateurs PV, ces deux dernières méthodes sont des méthodes appartiennent à la méthode à base de connaissance, et à l'exception de la méthode de traitement du signal qui repose sur l'extraction des symptômes à partir du signal mesuré tel que le filtrage, FFT, analyse de l'ondelette etc. car cette technique

d'extraction ne peut être appliquée que pour les signaux riches en fréquences telles que le courant, la tension dans les machines électriques, ce n'est pas le cas pour les PV.

I.11 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté un état de l'art des différentes méthodes de diagnostic, nous avons tous d'abord donné quelques définitions et terminologies utilisées dans ce domaine. Les méthodes de diagnostic traitées dans la littérature se composent de trois étapes essentielles, la détection, la localisation et l'identification. La technique de diagnostic appliquée pour la surveillance des systèmes dépend du type de présentation des systèmes à surveiller (avec ou sans modèle), ainsi que le type de défauts (défaut capteur, actionneur ou système).

Dans un système industriel, les informations recueillies présentent certaines imprécisions à cause des bruits. Une autre source d'imprécision est due aux erreurs de modélisation. Une méthode de diagnostic conçue dans le but d'aider à prendre des décisions sur l'état de ce dernier nécessite des théories capables d'inclure ces imperfections dans la représentation de l'information et dans le raisonnement.

CHAPITRE II : Modélisation Et Identification Des Cellules Photovoltaïques

II.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous nous intéressons plus particulièrement à la modélisation et l'identification des cellules photovoltaïques (PV). Nous présentons tout d'abord des généralités sur l'énergie et les systèmes photovoltaïques tout en décrivant les différents éléments constituant ces systèmes allant des cellules jusqu'à l'injection au réseau. Aussi, nous présentons les différents modèles de la cellule photovoltaïque en rappelant leurs différentes associations en vue de l'obtention d'une puissance suffisante. Nous parlons également du modèle défaillant qui prend en charge la majorité des cas possibles dans l'état défaillant de la cellule. Par ailleurs, ce chapitre a également pour objectif de présenter quelques méthodes d'identification des paramètres de la cellule photovoltaïque, entre autres, la méthode d'identification des 5 paramètres pour le modèle à une seule diode. Cette dernière est d'emblée appliquée pour l'identification des paramètres de quelques panneaux industriels. Les résultats d'identification sont également présentés.

II.2 Généralités « Historique »

La science qui traite la transformation directe de l'énergie solaire en énergie électrique, est apparue en 1930 avec les cellules à oxyde cuivreux puis au sélénium. Mais ce n'est qu'en 1954 avec la réalisation des premières cellules PV au sélénium dans les laboratoires de la compagnie Bell Téléphone Laboratoires, que l'on entrevoit la possibilité de fournir de l'énergie, les premiers générateurs ont été utilisés en 1958 pour les satellites Vanguard. Au cours des années 1980, la technique PV terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts [27].

II. 2 Principe de fonctionnement

La conversion photovoltaïque, aujourd'hui largement utilisée, peut-être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique[28].

Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique (incluant la chauffe du matériau par les rayons solaires), récupérer toute ou une partie de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs. Cela est possible grâce par exemple à des cellules solaires réalisées en associant un matériau semi-conducteur dopé N à un autre semi-conducteur dopé P.

L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque.

II.3 cellule photovoltaïque

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte deux couches Sublimes d'un semi-conducteur. Les deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. Pour la couche N, c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche P c'est un déficit d'électrons.

II.3.1 Technologies des cellules solaires

Les matériaux photovoltaïques se scindent en deux grandes familles, les matériaux solides cristallisés et les couches sublimes. Ces couches sublimes sont également solides, mais d'épaisseur nettement plus faible (de l'ordre du micron et en deçà) et déposées sur un support, alors que les photopiles cristallines sont massives et épaisses de $0.15 - 0.4 \text{ mm}$ les cellules les

plus répandues actuellement sont à base de silicium (différence de potentiel de 0,6 V). Il existe deux grands types de silicium qui sont le silicium cristallin et le silicium amorphe.

II.4 Structure des panneaux photovoltaïques

Généralement les cellules photovoltaïques sont associées pour constituer un panneau. Ces derniers sont regroupés en série ou bien en parallèle selon la puissance demandée pour protéger les modules PV contre le point chaud (hot-spot) à cause d'un déséquilibre d'éclairement il faut monter une diode au silicium "diode de by-pass" en parallèle tête-bêche (Figure II.1) sur une branche en général de dix-huit cellules en série, cette diode sera conductrice dans le cas de l'ombrage d'une ou plusieurs cellules dans une branche et bloquée dans le cas normal.

II.4 .1 une série de cellules photo voltaïques (sous module ou branche)

On dénomme sous module ou bien branche l'ensemble de cellules en séries connectées en parallèle avec une diode de protection (Figure II.1), [29].

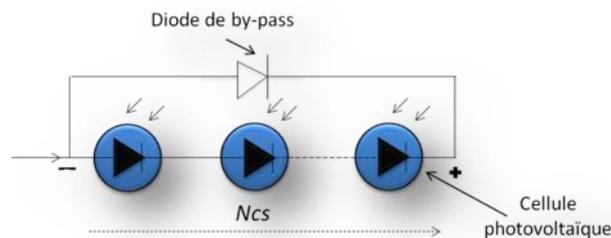


Figure II.1 : Sous module constitué de N_{cs} cellules connectées en séries

Avec : N_{cs} nombre de cellules en séries.

II.4 .2 Module (panneau) photovoltaïque:

Le module est constitué d'un groupe de sous modules connectés en série pour avoir une tension plus ou moins élevée [30][31],

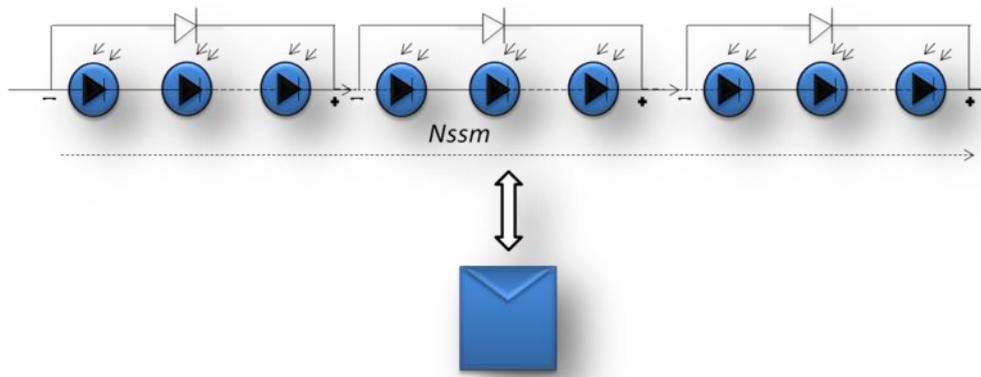


Figure II.2. : module constitué de N_{ssm} sous modules montés en séries

N_{ssm} : Le nombre total des sous-modules connectés en série.

II.5 String et champ photovoltaïque

Suivant la puissance du panneau, le string est constitué de plusieurs modules connectés généralement en série. Ces strings sont connectés en parallèle pour former un champ photovoltaïque. Pour éviter qu'une branche de cellules connectées en série ne reçoive de l'énergie d'autres strings connectés en parallèle, il faut installer dans chacune des branches des diodes en série (diode anti retour) comme indiquée dans la Figure II.3.

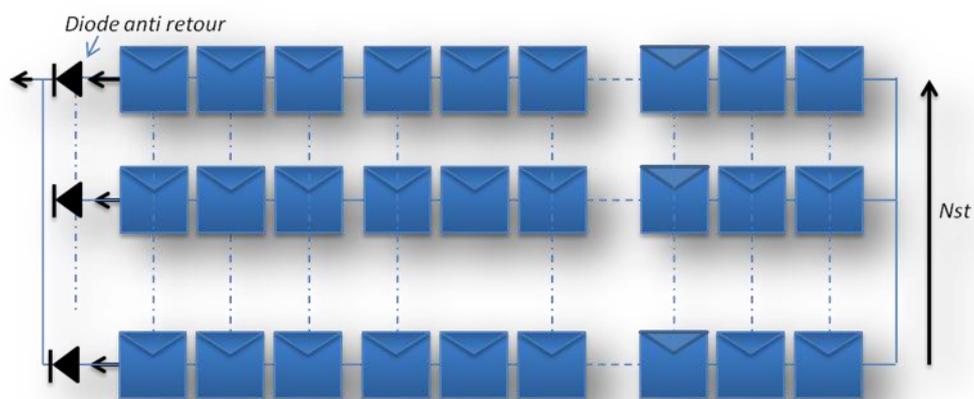


Figure II.3. : champ photovoltaïque composé de N_{st} strings en parallèle

Avec : Nst le nombre de strings branchés en parallèle.

La figure suivante représente les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ pour l'association en série de Nps panneaux, avec Nps est le nombre de modules connectés en séries.

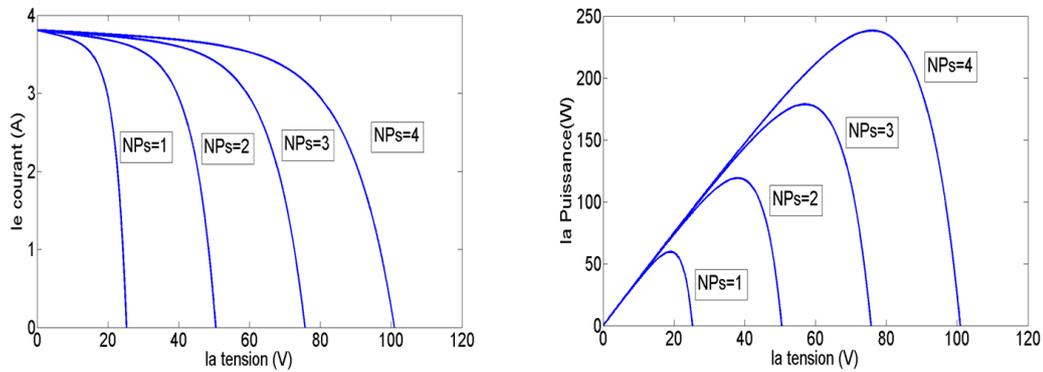


Figure II.4: Caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ pour NS module(s) en série.

La Figure II.5 représente les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ relatives à l'association en parallèle de NPp panneaux.

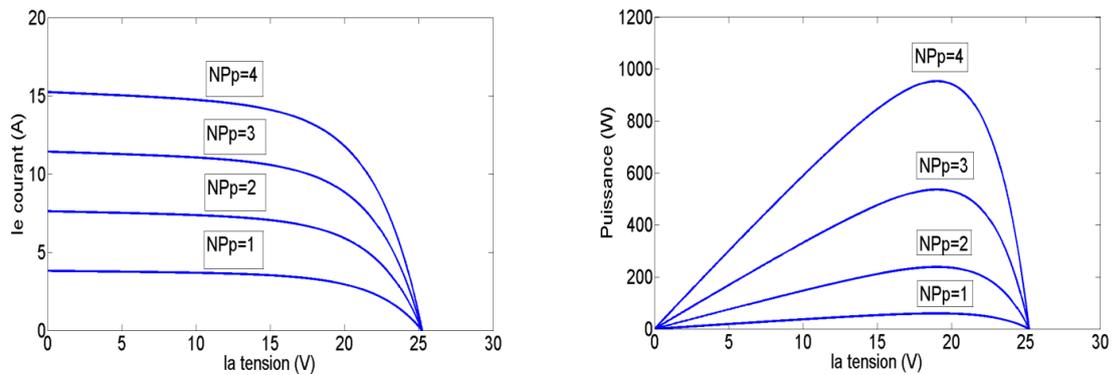


Figure II.5 : Caractéristiques relatives aux modules en parallèle

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est parfois obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est-à-dire série-parallèle, la Figure II.6 montre les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ pour un branchement mixte :

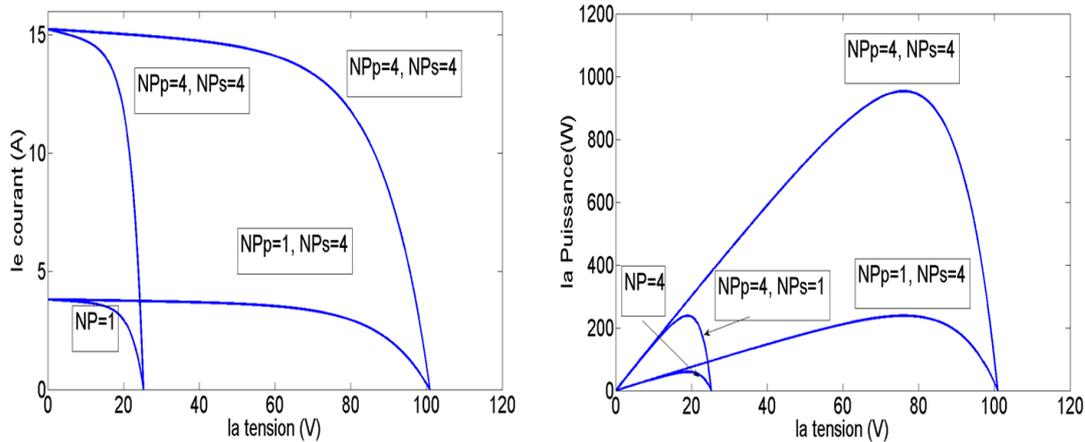


Figure II.6 : Caractéristique IV et PV d’une connexion mixte série et parallèle
Avec : NPp le nombre de panneaux en parallèles.

II.6 Système photovoltaïque

Un système photovoltaïque comporte plusieurs parties, il se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs (charge, injection dans le réseau). Cet ensemble, appelé aussi "Balance of System" ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale.

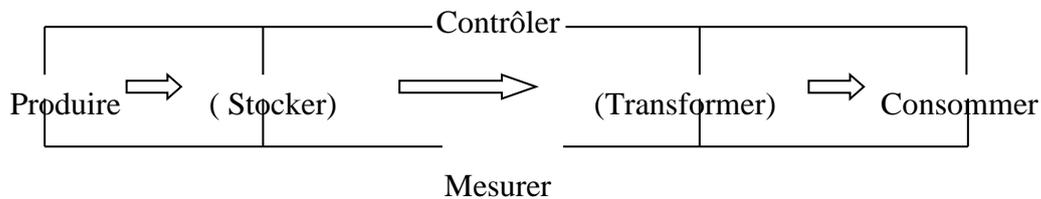


Figure II.7: Schéma fonctionnel d’un système photovoltaïque

II.6.1 : éléments d'un système photovoltaïque :

Les composants d'un système photovoltaïque dépendent de l'application considérée : habitation isolée ou à proximité d'un réseau, utilisation de batterie ou « au fil du soleil », convertisseurs de puissance. Il existe plusieurs composants d'un système photovoltaïque :

- ✓ Les cellules solaires ou panneau solaires qui forment le champ photovoltaïque
- ✓ Les régulateurs de charge qui ont pour rôle de transférer le maximum de charge aux batteries.

- ✓ Les convertisseurs, soit des convertisseurs DC/DC ou bien DC/AC.
- ✓ Les batteries de stockage comme leurs noms l'indiquent, ont pour rôle de stocker l'énergie afin de l'utiliser ultérieurement.
- ✓ Autres composants.

II.6.2 Les différents types de systèmes photovoltaïques

II.6.2.1 Système PV autonome

Autonomes ou « stand-alone », ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de charge. Aussi, l'autonomie du système est assurée par un système de stockage d'énergie. En général ces installations comprennent quatre éléments :

- ✓ Un ou plusieurs modules PV.
- ✓ Le système de régulation.
- ✓ Une ou plusieurs batteries.
- ✓ L'onduleur.

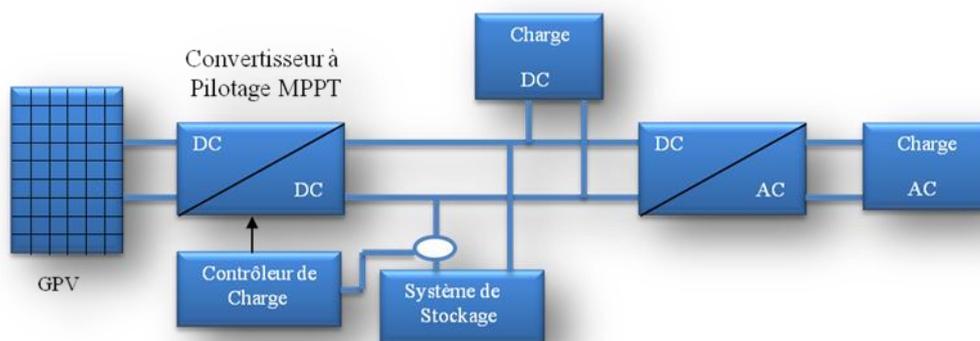


Figure II.8: Installation photovoltaïque autonome

II.6.2.2 Système PV connecté directement au réseau

Les systèmes photovoltaïques connectés à un réseau permettent la décentralisation de la production sur ce réseau électrique (Figure II.8). L'énergie est produite plus près des lieux de consommation et non pas seulement par de grandes centrales nucléaires, thermiques ou hydroélectriques. Au fil du temps, les systèmes PV connectés à un réseau réduiront la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution en ayant besoin d'acheminer uniquement son excédent d'énergie vers les zones en manque de production.

Cette mise en commun des productions permet aussi un sous-dimensionnement des équipements de production complémentaire. Ces transferts éliminent la nécessité d'acheter et d'entretenir une batterie d'accumulateurs. Il est toujours possible d'utiliser ceux-ci pour servir d'alimentation d'appoint lorsque survient une panne de réseau.

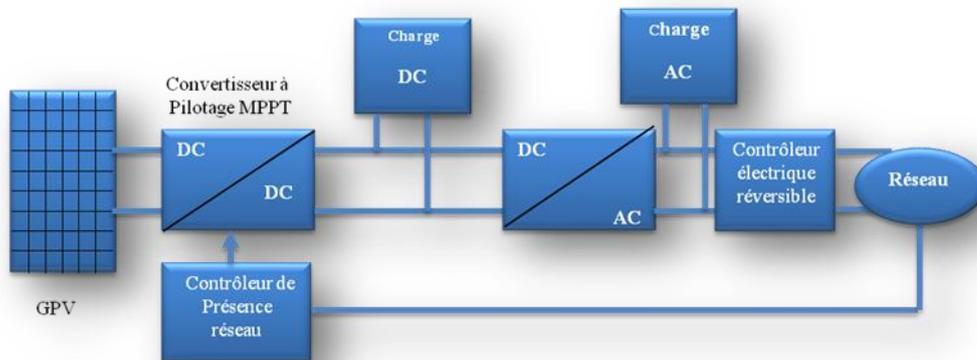


Figure II.9: Installation photovoltaïque couplée au réseau

II.7 Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque

Il existe plusieurs modèles électriques caractérisant le fonctionnement de la cellule photovoltaïque, et ils ont comme facteur commun la considération de la cellule PV comme générateur du courant idéal. Généralement on a trois modèles différents selon la modélisation électrique des comportements physiques de la cellule.

II.7.1 Modèle simplifié

La cellule sera modélisée par une source du courant I_{ph} en parallèle avec une diode et pour optimiser la modélisation de quelques phénomènes au niveau de la cellule, le modèle comme le montre la figure II.10 contient une résistance série R_s qui modélise les pertes ohmiques [31][32].

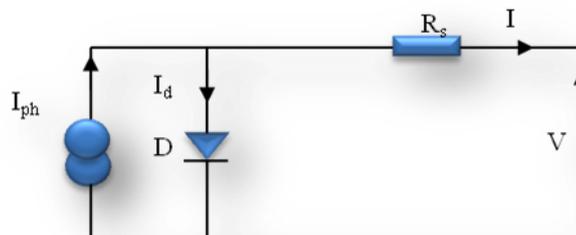


Figure II.10: Modèle simplifié d'une cellule PV.

Ce modèle électrique modélise la cellule en un générateur du courant idéal, selon la loi des nœuds, le courant résultant I est donné par :

$$I = I_{ph} - I_d \tag{II. 1}$$

Avec :

I_{ph} : Constant pour un ensoleillement donné.

$$I_d = I_s \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{A \cdot V_t} \right) - 1 \right) \tag{II. 2}$$

Avec :

A : Facteur d'idéalité de la diode.

Le courant fourni par ce modèle est donc donné par :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{A \cdot V_t} \right) - 1 \right) \tag{II. 3}$$

Le modèle de l'expression (II. 3) est nommé aussi « modèle à quatre paramètres » (I_{ph} , I_s , R_s , A) [33].

II.7.2 Modèle à une diode

C'est un modèle semblable au modèle simplifié. Comme le montre la figure II.11, une source de courant et une diode en parallèle avec une résistance en série, mais dans ce modèle une résistance shunt R_{sh} est ajoutée ayant une grande influence sur le courant généré par le modèle et qui est proche du courant d'une cellule réelle. Physiquement, la résistance shunt sert à la modélisation des pertes autour de la jonction dues aux impuretés et sur les coins de la cellule[31][32].

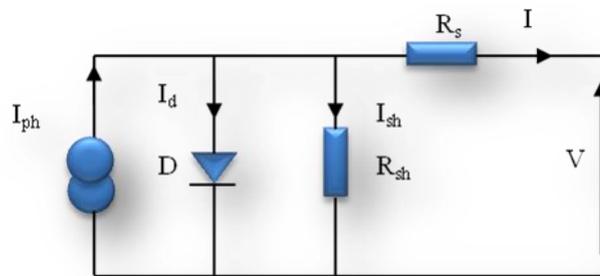


Figure. II.11 : Modèle à une diode d'une cellule PV.

Ce modèle est le plus utilisé dans de nombreuses recherches grâce à son comportement qui est plus proche à une cellule PV par rapport au modèle à résistance série (simplifié) d'une part, et sa simplicité pour le calcul mathématique par rapport au modèle à deux diodes (décrit ci-après) d'une autre part.

Le courant généré par ce modèle est donné par :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \tag{II. 4}$$

Avec :

$$I_{sh} = \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \tag{II. 5}$$

Donc :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{A \cdot V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \tag{II. 6}$$

Le modèle de l'expression (II. 6) est nommé aussi « modèle implicite avec cinq paramètres » (I_{ph} , I_s , R_s , R_{sh} , A)[33].

II.7.3 Modèle à deux diodes

Actuellement le modèle électrique le plus proche d'une cellule photovoltaïque est celui à deux diodes (double exponentiel), où la cellule est bien sûr présentée comme un générateur de courant électrique dont le comportement est équivalent à une source de courant avec deux diodes en parallèle. Et pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, comme les modèles précédents, ce modèle est complété par les deux résistances série R_s et parallèle R_{sh} comme le montre le schéma électrique équivalent de la figure II.12 [31][32].

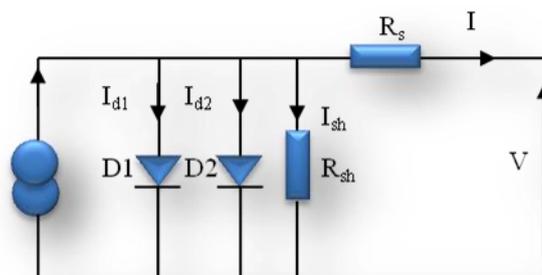


Figure. II.12: Modèle à deux diodes d'une cellule PV.

Avec quelques difficultés de calcul et développement mathématique, ce modèle donne un courant presque semblable au courant d'une cellule PV selon la relation :

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \tag{II. 7}$$

Donc :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp \left(\frac{V+R_s I}{A_1 \cdot V_t} \right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp \left(\frac{V+R_s I}{A_2 \cdot V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{II. 8})$$

Avec :

A_1 et A_2 : Facteurs d'idéalité des diodes D1 et D2 respectivement.

I_{s1} et I_{s2} : Courants de saturation des diodes D1 et D2 respectivement.

II.8 Modèle de fonctionnement inverse d'une cellule photovoltaïque

Comme vu précédemment, il existe plusieurs modèles : le plus simple est le modèle à une diode, il représente relativement bien une cellule en fonctionnement normal. Néanmoins, il ne prend pas en compte l'effet d'avalanche de la cellule. ce qui le rend inefficace dans L'étude d'un champ PV en fonctionnement défaillant, au cours duquel la cellule peut subir plusieurs régimes de fonctionnement, ce qui nécessite un modèle qui peut présenter la majorité des cas possibles dans l'état défaillant de la cellule.

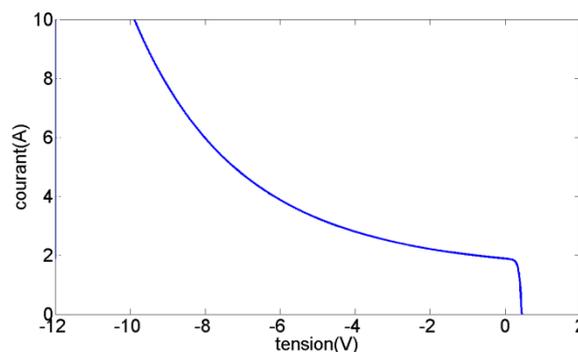


Figure. II.13 : caractéristique inverse d'une cellule photovoltaïque.

II.8.1 Modèle de Bishop

le modèle de Bishop est un modèle qui prend en considération l'effet d'avalanche de la cellule, et cela en ajoutant au modèle à une diode un multiplicateur non linéaire $M(V)$ en série avec la résistance shunt comme on peut le voir dans la Figure II.14 .Ce multiplicateur correspond au dernier terme de l'équation (II-1) qui donne la relation entre le courant (I) et la tension (V) d'une cellule PV [26][34].

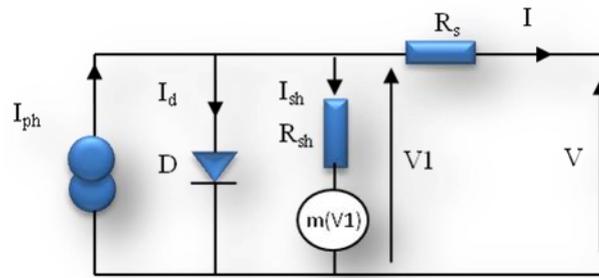


Figure. II.14 : Modèle Bishop.

II.8.2 Modèle à deux diodes modélisant la conduction de la diode de by-pass

Un module photovoltaïque PV est constitué de plusieurs cellules associées en série. Ainsi, si toutes les cellules sont identiques, la courbe $I(V)$ résultant sera aisément déterminée en sommant les tensions de chaque cellule.

Sous des conditions réelles de fonctionnement, si les cellules PV sont légèrement différentes les unes des autres ou si elles ne sont pas uniformément éclairées (ombrage partiel), la tension aux bornes des cellules concernées est négative ce qui provoque la mise en conduction de la diode de by-pass Figure II.15, la détermination de la courbe $I(V)$ dans ce cas nécessite un modèle spécifique.

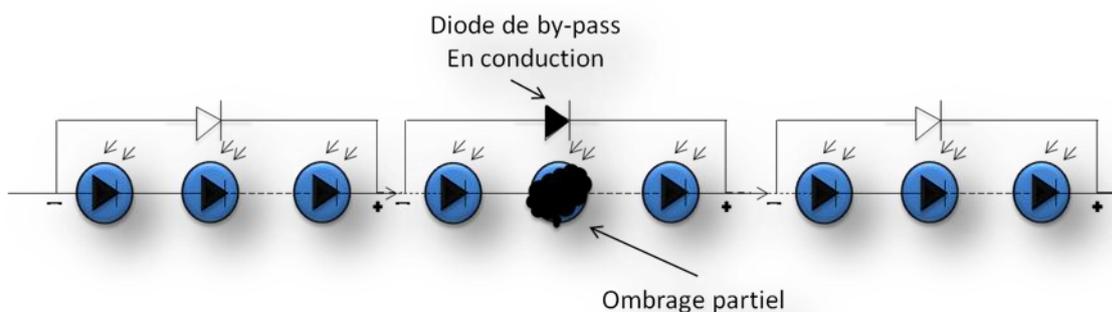


Figure. II.15: Diode de protection en conduction par l'effet de l'ombrage partiel

La Figure II.16 représente la caractéristique d'une branche de cellules sans et avec défauts. Le changement dans la forme de la caractéristique est dû à la conduction de la diode de by-pass.

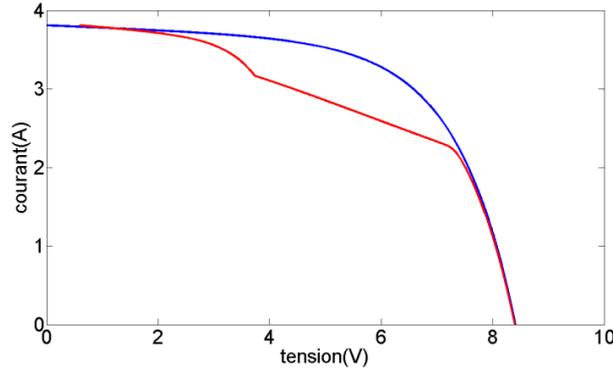


Figure. II.16 : caractéristique I(V) sans et avec conduction de la diode

Pour pouvoir simuler l'effet de la diode de by-pass il faut utiliser des modèles spécifiques. Dans notre cas, on a choisi d'utiliser le modèle donné par l'équation (II.9) Ce qui prend en considération la caractéristique inverse de la cellule PV pour décrire le fonctionnement dans des conditions d'ombrage partiel [35][36], ainsi dans le cas d'une augmentation plus au moins importante dans la résistance série du panneau photovoltaïque.

Le courant électrique produit par la cellule présentée dans Figure II.10 est donné par l'expression suivante:

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{q(v+IR_s)}{A_1 kT}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{q(v+IR_s)}{A_2 kT}\right) - 1 \right) - \left(\frac{v+IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II.9})$$

où le premier terme I_{ph} est le photo-courant, le facteur d'idéalité A_2 , A_1 (pris respectivement égal à 1 et 2), I_{s1} , I_{s2} , les courants de saturation respectivement pour les diodes 1 et 2, avec :

$$I_{s1} = C_{01} \cdot T^3 \cdot \exp\left(\frac{-E_g}{n_1 \cdot k \cdot T}\right) \quad (\text{II.10})$$

$$I_{s2} = C_{02} \cdot T^{5/2} \cdot \exp\left(\frac{-E_g}{n_2 \cdot k \cdot T}\right) \quad (\text{II.11})$$

R_s la résistance série et R_{sh} la résistance shunt, k est la constante de Boltzmann, q la charge élémentaire.

Le photo-courant est donné par :

$$I_{ph} = I_{ph,STC} \cdot \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \cdot [1 + \alpha_1(T - T_{STC})] \quad (\text{II.12})$$

Pour prendre en compte l'effet d'ombrage, le module PV est divisé en deux parties égales, chaque partie présente un groupe de cellules connectées en parallèle avec une diode de by-pass et chacune de ces parties se comporte comme un module seul, Figure I.17.

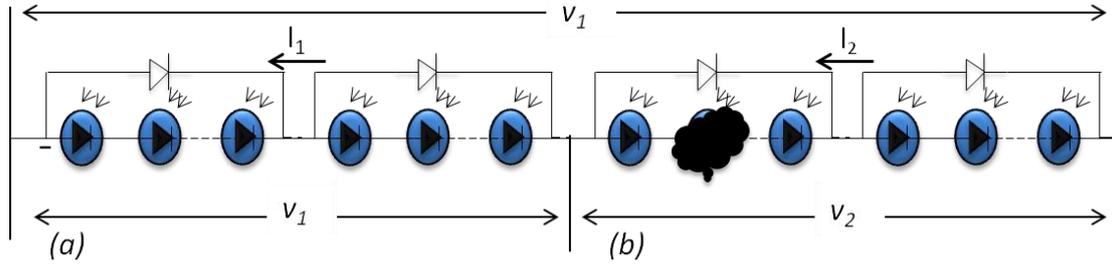


Figure. II.17 : circuit équivalent d'un module photovoltaïque avec cellule ombrée. (a) cellule PV normale (m1 cellules), (b) cellules ombrées (m2 cellules).

La caractéristique d'un module PV avec des cellules ombrées est simulée en introduisant un terme supplémentaire qui tient compte de la chute de la diode à des hautes tensions négatives, donc :

$$I = I_1 = I_2 \quad (II.13)$$

$$v = v_1 + v_2 \quad (II.14)$$

$$I_1 = I_{ph,1} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{q(v+IR_s)}{A_1 kT}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{q(v+IR_s)}{A_2 kT}\right) - 1 \right) - \left(\frac{v_1 + I_1 R_s}{R_{sh}} \right) \quad (II.15)$$

$$I_2 = I_{ph,2} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{q(v+IR_s)}{A_1 kT}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{q(v+IR_s)}{A_2 kT}\right) - 1 \right) - \left(\frac{v_2 + I_2 R_s}{R_{sh}} \right) - a(v_2 + I_2 R_s) \left(1 - \frac{v_2 + I_2 R_s}{V_{br}} \right)^{-m} \quad (II.16)$$

Avec $I_{ph,1}$ et $I_{ph,2}$ les photo-courants des cellules normales et ombrées dépendent du pourcentage d'ombrage β de la cellule selon l'équation (II.17).

$$I_{ph,2} = \beta \cdot I_{ph,1} \quad (II.17)$$

II.9 Identification des paramètres des panneaux photovoltaïques

Il est bien connu que l'étape d'identification des paramètres de n'importe quel système est une étape déterminante aussi bien pour la simulation que pour la pratique. Donc comme tout système, une connaissance précise des paramètres des modules photovoltaïques est

indispensable pour la conception, le contrôle de qualité et pour des estimations de leurs performances. Ces paramètres sont souvent déterminés à partir de données expérimentales sous un éclairage et une température bien contrôlés.

Les constructeurs des cellules et des panneaux PV fournissent généralement une fiche technique (datasheet) contenant quelques paramètres de la cellule ou du panneau PV composé par un groupement de plusieurs cellules. Mais il y a d'autres paramètres qui ne sont pas fournis sur la fiche technique. En pratique la détermination de ces paramètres inconnus est très importante.

Dans cette partie, on aborde une des questions importantes liées aux systèmes photovoltaïques qui consiste à la modélisation et à la détermination de ces paramètres inconnus. En effet, plusieurs méthodes d'identification ont été proposées dans la littérature. Nous en choisissons la méthode d'identification des paramètres des cellules et des panneaux photovoltaïques la plus simple et la plus utilisée.

II.9.1 Approche globale pour l'identification des paramètres inconnus des cellules et des panneaux photovoltaïques

L'objectif principal de cette méthode, est de trouver les cinq paramètres de l'équation non linéaire I(V). Compte tenu des valeurs données par toutes les fiches techniques fournies par les constructeurs des modules PV.

La méthode permet de trouver à la fois, la meilleure solution de l'équation I(V) pour le modèle photovoltaïque à une diode, y compris l'effet des résistances, série et parallèle, et garantir que la puissance maximale du modèle PV correspond à la puissance maximale du modèle réel.

Cette méthode permet d'obtenir les cinq paramètres de l'équation non linéaire I(V) à partir de données obtenues dans les fiches techniques (datasheet) des modules PV. La modélisation des cellules, des panneaux, ou des réseaux composés de plusieurs panneaux photovoltaïques élémentaires peut être faite avec les mêmes procédures citées précédemment.

II.9.2 Identification en utilisant le Modèle à une diode

Prenons le modèle mathématique à une diode donné par la Figure. II. 11.

D'après l'équation (II.6) on a :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_{th}} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}}$$

Cette équation exige la connaissance des cinq paramètres (I_{ph} , I_s , R_s , R_{sh} , A).

Les cellules connectées en parallèle augmentent le courant et les cellules connectées en série fournissent de plus grandes tensions de sortie. Si le panneau PV est composé de connexions des cellules PV en parallèle N_p , le photo-courant et le courant de saturation peuvent être exprimés par : $I_{ph} = I_{ph_{cellule}} \cdot N_p$, $I_s = I_{s_{cellule}} \cdot N_p$.

Cette équation est à l'origine de la courbe $I(V)$ montré dans la figure II.18, où trois points remarquables sont mis en évidence : court-circuit $(0, I_{sc})$, $P_{max}(V_{mp}, I_{mp})$ et circuit-ouvert $(V_{oc}, 0)$ [37].

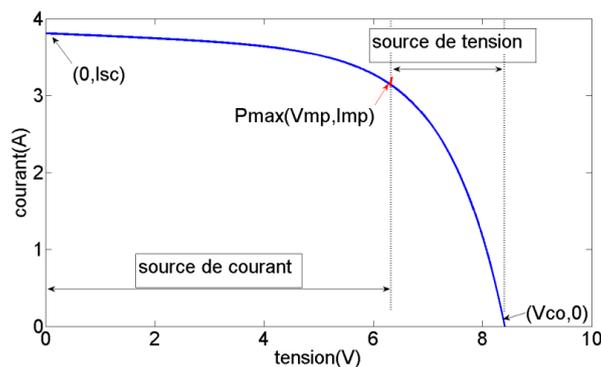


Figure. II.18: Caractéristique I-V d'un module PV, et les trois points remarquables : court-circuit $(0, I_{sc})$, $P_{max}(V_{mp}, I_{mp})$ et circuit-ouvert $(V_{oc}, 0)$.

Concernant le modèle d'une cellule PV, certains auteurs ont proposé des modèles plus exacts qui présentent une meilleure précision et servent à différentes fins. Par exemple, dans[38][39] une diode supplémentaire est utilisée pour représenter l'effet de la recombinaison des porteurs. Un modèle à trois diodes est proposé dans [40] pour comprendre l'influence des effets qui ne sont pas pris en compte par les modèles précédents. Pour sa simplicité, le modèle à une diode est étudié dans cette partie. Ce modèle offre un bon compromis entre simplicité et précision[41]. De plus il a été utilisé par plusieurs auteurs dans des travaux antérieurs, parfois avec des simplifications telles qu'il est montré plus haut, mais toujours avec la structure de base composée d'une source de courant et une diode parallèle.

Grâce à la simplicité du modèle à une seule diode, avec la méthode d'ajustement des paramètres et les améliorations proposées dans cette méthode, ce modèle est parfait pour les concepteurs en électronique de puissance qui sont à la recherche d'un modèle simple et efficace pour la simulation des modules photovoltaïques avec des convertisseurs de puissance,....

II.9.2.1 Méthode de Détermination des cinq paramètres

Toutes les fiches techniques des modules PV apportent essentiellement les informations suivantes :

- ✓ la tension en circuit-ouvert, Voc nominal : $V_{oc,n}$;
- ✓ le courant de court-circuit, Isc nominal : $I_{sc,n}$;
- ✓ la tension au point Pmax : V_{mp} ;
- ✓ le courant au point Pmax : I_{mp} ;
- ✓ le coefficient, tension de circuit-ouvert / température : KV ;
- ✓ le coefficient, courant de court-circuit / température : KI ;
- ✓ et la puissance de sortie de crête expérimentale maximale : $P_{max,e}$.

Ces informations sont toujours données en référence aux conditions nominales (STC) de la température et du rayonnement solaire (1000 W/m^2 et $25 \text{ }^\circ\text{C}$).

Certains fabricants fournissent des courbes $I(V)$ pour plusieurs conditions de températures et du rayonnement. Ces courbes facilitent l'ajustement et la validation de l'équation mathématique souhaitée. Fondamentalement, ce sont toutes les informations qu'on peut obtenir à partir de la fiche technique du module PV.

II.9.2.1.1 Le facteur d'idéalité A

Ce paramètre est appelé aussi paramètre d'ajustement. De nombreux auteurs discutent des façons pour estimer la valeur correcte de cette constante[41][42]. Habituellement, $1 \leq A \leq 1,5$ et le choix dépend d'autres paramètres du modèle PV. Certaines valeurs de A se trouvent dans [43] basées sur des analyses empiriques. Comme il est donné dans[44], il existe différentes opinions sur la meilleure façon de choisir A. Parce que A exprime le degré d'idéalité de la diode, et il est tout à fait empirique, une valeur initiale de A peut être choisie pour ajuster le modèle PV. Cette valeur de A peut être modifiée par la suite afin d'améliorer le modèle, si nécessaire. Cette constante affecte la courbure de la courbe $I(V)$ et peut ramener une légère amélioration de la précision du modèle.

II.9.2.1. 2 Le photo-courant I_{ph}

L'hypothèse $I_{ph} \cong I_{sc}$ est généralement utilisée dans la modélisation des modules PV, parce que dans les modules pratiques la résistance série est faible et la résistance parallèle est élevée. Le photo-courant généré par la cellule PV à partir de la lumière dépend

linéairement de la radiation solaire et est également influencé par la température selon l'équation suivante [45] :

$$I_{ph} = (I_{ph,n} + KI. dT) \frac{G}{G_n} \quad (\text{II. 18})$$

Où : A partir de l'équation (II. 4) on peut écrire :

$$I_{ph,n} = I_{sc,n} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II. 19})$$

Et aussi :

$$dT = T - T_n \quad (\text{II. 20})$$

Avec :

$I_{ph,n}$: Photo-courant dans les conditions nominales.

G : Insolation (radiation solaire en W/m^2).

G_n : Insolation nominale (1000 W/m^2).

T : Température de la cellule PV en Kelvin.

T_n : Température nominale ($25 \text{ }^\circ\text{C}$).

En plus, la température de la cellule PV est calculée à partir de la température ambiante T_a par la relation suivante [31] :

$$T_c = T_a + \left(0.2 \left(\frac{G}{G_n} \right) \right) \quad (\text{II. 21})$$

Avec :

T_a : température ambiante en $^\circ\text{C}$.

T_c : température de la cellule PV en $^\circ\text{C}$.

Donc :

$$T = T_c + 273.15 \quad (\text{II. 22})$$

II.9.2.1.3. Le courant de saturation de la diode I_s

Le courant de saturation I_s , est donné par l'équation suivante :

$$I_s = \frac{I_{ph} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{V_{th}}\right) - 1} \quad (\text{II. 23})$$

V_{th} : tension thermique en j/k° .

II.9.2.1.4. La résistances série R_s et la résistance shunt R_{sh}

Pour déterminer R_s et R_{sh} , quelques auteurs ont proposé plusieurs façons pour déterminer mathématiquement ces résistances. D'autres proposent différentes R_s dans un processus itératif, par l'incrémentation de R_s jusqu'à ce que la courbe I-V s'intègre visuellement avec les données expérimentales et ensuite varier R_{sh} de la même façon. Il s'agit d'une méthode d'ajustement assez pauvre et imprécise.

Bien qu'il puisse être utile d'avoir une formule mathématique pour déterminer ces paramètres inconnus, toute expression de R_s et R_{sh} reposera toujours sur des données expérimentales. Mais principalement R_s et R_{sh} ne peuvent pas être réglées séparément si un bon modèle I-V est souhaité.

Dans cette méthode, on peut utiliser une approche pour régler R_s et R_{sh} basée sur le fait qu'il existe une seule paire (R_s, R_{sh}) garantit qu'au point (V_{mp}, I_{mp}) de la courbe I(V) :

$$P_{max,m} = P_{max,e} = V_{mp} \cdot I_{mp} \quad (II. 24)$$

Avec :

$P_{max,m}$: de modèle.

$P_{max,e}$: expérimentale.

C'est-à-dire la puissance maximale calculée par le modèle (II. 4), ($P_{max,m}$) est égale à la puissance expérimentale maximale de la fiche technique ($P_{max,e}$) au point P_{max} .

Les méthodes de modélisation classiques de la littérature prennent soin de la courbe I(V), mais oublient que la courbe P(V) (puissance en fonction de la tension) doit correspondre également aux données expérimentales. Des travaux comme [46] et [47] donnant de l'importance à la nécessité de faire correspondre la courbe de puissance mais avec des modèles différents ou simplifiés. Par exemple, dans [46], la résistance série du modèle PV est négligée.

En utilisant l'équation II.24, l'équation liant R_s et R_{sh} peut être obtenue:

$$P_{max,m} = V_{mp} \left(I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{mp} + R_s \cdot I_{mp}}{V_{th}} \right) - 1 \right) - \frac{V_{mp} + R_s \cdot I_{mp}}{R_{sh}} \right) = P_{max,e} \quad (II. 25)$$

Donc on obtient :

$$R_{sh} = \frac{V_{mp}(V_{mp} + R_s \cdot I_{mp})}{V_{mp} \cdot I_{ph} - V_{mp} \cdot I_s \cdot \exp \left(\frac{V_{mp} + R_s \cdot I_{mp}}{V_{th}} \right) + V_{mp} \cdot I_s - P_{max,e}} \quad (II. 26)$$

L'équation (II. 26) signifie que pour toute valeur de R_s lui correspond une valeur de R_{sh} qui permet à la courbe de la caractéristique $I(V)$ d'atteindre le point expérimentale (V_{mp} , I_{mp}).

L'étape suivante est de déterminer la valeur de R_s et celle de R_{sh} de sorte que le point max de la courbe $P(V)$, trouvé mathématiquement, coïncide avec le point de la puissance maximale expérimentale au point (V_{mp} , I_{mp}).

Cela exige plusieurs itérations jusqu'à ce que : $P_{max, m} = P_{max, e}$.

Dans le processus itératif, R_s doit être incrémentée lentement à partir de $R_s = 0$. Ajustant la courbe $P(V)$ pour correspondre aux données expérimentales, il faut trouver la courbe pour plusieurs valeurs de R_s et R_{sh} . En fait, tracer la courbe n'est pas nécessaire, car seule la valeur de la puissance maximale est requise.

Tracer les courbes $I(V)$ et $P(V)$, nécessite la résolution de l'équation (II. 1) pour : $I \in [0, I_{sc,n}]$ et $V \in [0, V_{oc,n}]$.

L'équation (II. 1) n'a pas de solution directe. Cette équation non linéaire doit être résolue par une méthode numérique, ce qui n'impose aucune difficulté. Pour ce faire, on a utilisé la méthode de Newton-Raphson.

Les points de la courbe $I(V)$ sont facilement obtenus par la résolution numérique de l'équation : $g(V, I) = I - f(V, I) = 0$, Pour un ensemble de valeurs V et l'obtention de l'ensemble de points I . L'obtention des points $P(V)$ est simple.

L'équation (II. 19) utilise les résistances R_s et R_{sh} pour déterminer I_{ph} qui n'égale pas pratiquement I_{sc} . Les valeurs de R_s et R_{sh} sont initialement inconnues, mais tant que la solution de l'algorithme est raffinée le long des itérations successives des valeurs de R_s et R_{sh} ont tendance à la meilleure solution et par conséquent, l'équation (II. 19) devient valide et détermine effectivement le photo courant I_{ph} en prenant en compte l'influence des résistances série et parallèle du module PV.

Une estimation initiale pour R_s et R_{sh} est nécessaire avant le démarrage du processus itératif. La valeur initiale de R_s peut être nulle. La valeur initiale du R_{sh} peut être donnée par :

$$R_{sh, \min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,n} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (\text{II. 27})$$

Où :

$$R_s, \max = \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (\text{II. 28})$$

II.9.3. Résultats d'identification obtenue pour quelques modules PV

Les résultats issus de l'application de la méthode d'identification précédente pour les modules PV choisis sont donnés dans le tableau. II.2.

Les modules ont été sélectionnés de manière à rendre cette étude aussi générale que possible. Pour y parvenir, ils ont été choisis de façon à ce que leurs données, puissances, et leurs techniques sont très différentes. Les modules choisis sont :

- ✓ CEM240P_60 : Technologie, silicium poly-cristallin. Disponible depuis 2013 de fabrication algérienne par la société condor.
- ✓ KC200GT : Technologie, silicium poly-cristallin. Disponible depuis 2007.
- ✓ MSX_60 : Technologie, silicium poly-cristallin. Disponible depuis 2003.
- ✓ Q6LM : Technologie, silicium mono-cristallin. Disponible depuis 2012.
- ✓ BSM_c_Si_M_60_EU441xx_270_Wp : Technologie, silicium mono-cristallin. Disponible depuis 2013.

Pour plus de détails, les données électriques du constructeur sous *STC*, de ces modules sont montrées dans le tableau. II.1.

Module PV	Caractéristiques électriques sous <i>STC</i>						
	<i>I_{sc}</i> (A)	<i>V_{oc}</i> (V)	<i>I_{mp}</i> (A)	<i>V_{mp}</i> (V)	<i>N_s cellules</i>	<i>K_V</i> (V/°C)	<i>K_I</i> (A/°C)
CEM240P_60	8.85	37.2	8	30	60	-	-
KC200GT	8.21	32.90	7.61	26.30	54	-0.1230	0.0032
MSX_60	3.80	21.10	3.50	17.10	36	-0.1055	0.0025
Q6LM	7.61	0.612	7.11	0.51	1	-0.0023	0.0038
BSM_c_Si_M_60_E U441xx_270_Wp	9.33	38.22	8.76	30.85	60	-0.1185	0.0029

Tableau. II.1 : Caractéristiques électriques sous *STC*.

Module PV	Paramètres identifiés				
	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	I_{ph} (A)	I_s (A)	A
CEM240P_60	0.2470	130.07	8.8668	4.871 e-7	1.4464
KC200GT	0.2187	720.55	8.2131	1.501e-7	1.3304
MSX_60	0.2160	203.68	3.8045	3.582e-8	1.2354
Q6LM	0.0028	3.8474	7.6165	6.94e-10	1.0303
BSM_c_Si_M_60_EU 441xx_270_Wp	0.2352	1895.3	9.3318	1.412e-8	1.2201

Tableau. II.2 : Les cinq paramètres identifiés par la méthode de calcul à partir du datasheet.

II.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné les définitions et les mécanismes de base du principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Ainsi, nous avons présenté les modèles électriques d'une cellule PV dans les deux cas sain et défaillant.

Les schémas de modèles présentés sont basés sur une analogie électrique définie à partir d'une source de lumière (photons), une diode (cellule ou panneau PV) et des résistances (pertes), cette analogie est une représentation parfaite pour une modélisation électrique d'une cellule et d'un panneau photovoltaïque.

Par ailleurs, nous avons pu montrer que le modèle mathématique de la cellule photovoltaïque est non linéaire. Sa résolution est d'autant nécessaire pour la simulation et la validation d'algorithmes appliqués sur le modèle photovoltaïque. En effet, ce modèle est fonction de plusieurs paramètres dont il s'agit d'identifier. Nous avons également donné un aperçu sur la notion d'identification des paramètres de la cellule photovoltaïque en se basant sur le modèle d'une seule diode en raison d'identifier les cinq paramètres inconnus (R_s , R_{sh} , I_{ph} , I_s , A) qui n'apparaissent pas sur la fiche technique fournie par le constructeur. Enfin, pour s'assurer de la validité de la méthode présentée, nous l'avons testée en simulation sur des

échantillons de modèles largement commercialisés et nous avons également présenté les résultats.

Dans le chapitre qui suit, nous allons présenter les différents défauts et les méthodes de diagnostic dans les panneaux photovoltaïques.

CHAPITRE III : Défauts Et Méthodes De Diagnostic Des PVs.

III.1.Introduction:

Il est généralement bien connu que les générateurs PV sont considérés fiables par rapport aux autres systèmes, mais comme tous procédés industriels que ce soit chimique ou énergétique..., un système PV peut être la cible de plusieurs pannes qui peuvent provoquer le dysfonctionnement de ce dernier, ceci est montré dans plusieurs travaux réalisés au début des années 1982. Ces études de fiabilités des systèmes PV sont réalisées aux États-Unis et par la suite dans le monde entier. Vers les années 1990, les chercheurs ont constaté que la fiabilité des systèmes PV est fortement dépendante du matériel PV, de la température, de l'humidité et du rayonnement solaire. Dans ce chapitre, dans une première partie, nous nous intéressons aux différents défauts des systèmes PV depuis les défauts de construction jusqu'aux défauts matériels et électriques causés par les conditions climatiques. La deuxième partie de ce chapitre est consacrée aux méthodes de détection et de localisation de défauts qui peuvent survenir au niveau des panneaux photovoltaïques [48].

III.2 défauts des panneaux photovoltaïques :

Dans cette partie nous décrivons les différents défauts rencontrés dans la partie DC d'un système photovoltaïque c'est à dire les défauts rencontrés dans les panneaux photovoltaïques. Ces défauts peuvent apparaître suite à un défaut de fabrication ou bien en raison des conditions climatiques.

Dans un système photovoltaïque On peut rencontrer quatre types de pertes de catégories différentes[49].

- ✓ **défauts prolongés avec rendement nul** : défaillance des composants, système déconnecté (longue durée).
- ✓ **défauts brefs avec rendement nul** : déconnexion temporaire de l'onduleur, système déconnecté (courte durée).
- ✓ **défauts d'ombrage** : ombrage.

- ✓ **défauts avec rendement non nul et pas d'ombrage** : erreur de MPPT, autres défauts.

L'objectif de ce chapitre est de présenter les principaux défauts associés à un système photovoltaïque et de donner un aperçu sur les différentes méthodes de diagnostic des systèmes photovoltaïques.

III.2.1 Jaunissement et brunissement

Il est généralement dû à une dégradation de l'EVA ? ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Il s'agit d'un changement de couleur dans le matériau du blanc au jaune, et ensuite du jaune au brun. Il provoque une modification de la transmittance de la lumière atteignant les cellules solaires et donc une diminution de la puissance générée. Des études ont déterminé que la cause principale de ce défaut est l'exposition au rayonnement UV combinée avec l'eau à des températures supérieures à 50 C° ce qui provoque une modification de la structure chimique du polymère[50].

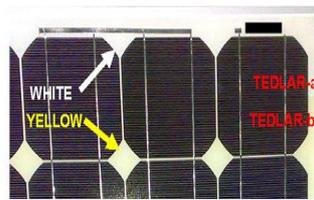


Figure. III.1 : défaut de Jaunissement.

Dans des tests effectués, l'impact de ce défaut sur la perte de puissance du module PV ne peut pas être évalué. Néanmoins, ce jaunissement pourrait être un problème s'il provoquera un manque d'adhérence entre la matière d'enrobage polymère et les cellules du module, conduisant à la pénétration de l'eau à l'intérieur du module. La Figure. III.1 montre un exemple dont l'effet de jaunissement n'apparaît que sur une surface, mais pas dans des zones adjacentes [51].

III.2.2 bulle d'air

Dans Ce type de défaut, le manque d'adhérence de l'EVA affecte seulement une petite surface, il est combiné avec le gonflement de la zone où l'adhésion a été perdue. Une bulle est généralement due à une réaction chimique où des gaz sont libérés. Quand une bulle se produit dans le côté arrière du module photovoltaïque, un gonflement apparaît encapsulant le polymère ou le couvercle arrière. La formation d'une bulle rend la dissipation de la chaleur des cellules plus difficile, et par conséquent réduit le refroidissement ce qui minimise la durée

de vie des PV [52]. Parfois, une bulle peut être seulement détectée en utilisant des techniques de RI ou IR Infrarouge, car elle n'est pas visible par l'inspection visuelle seule.

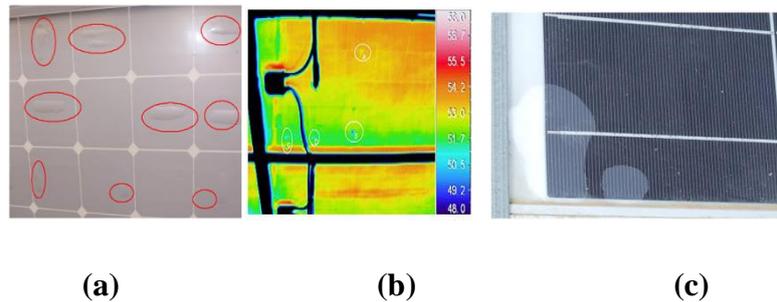


Figure. III.2 : défaut de bulles d'air.

Sur la figure III.2, trois cas peuvent être observés. Un module contenant un grand nombre de bulles dans la face arrière. Elles apparaissent généralement dans le centre de la cellule figure III.2.a, et cela peut se produire en raison d'un détachement provoqué par une température élevée. L'image de fond IR figure III.2.b, est obtenue à partir d'un module PV contenant des bulles, elle montre qu'une température plus basse se trouve dans la face arrière où une bulle est située. Et par conséquent la température de la cellule est plus élevée parce que la chaleur de la cellule est moins dissipée.

Comme dans le cas de Bulles sur la face arrière des modules PV les bulles peuvent apparaître sur le côté avant entre le verre et les cellules. Dans ce cas, les bulles sont provoquées par un détachement entre la partie supérieure de la cellule et le verre. Ce type de défaut sur la face avant du module n'est pas très courant. L'air ou le gaz accumulé dans les bulles est probablement dû à un produit ou à une réaction chimique comme dans le cas de bulles sur la face arrière. Dans le cas de bulles sur la face avant, à l'exception d'un excès de l'effet d'échauffement, une diminution de la lumière qui peut atteindre la cellule solaire peut se produire, provoquant un ombrage partiel. La figure III.2.c, montre un Module PV avec décollement sévère. Une moitié de l'enrobé polymère est décollée.

III.2.3 Fissures dans les cellules

Au cours des dernières années et afin d'économiser le silicium et de réduire le coût de fabrication des cellules solaires, l'épaisseur et la surface du silicium de cellules sont modifiées. L'épaisseur a diminué de 300 μm à moins de 200 μm , ou parfois même à moins de 100 μm . En plus de la diminution de l'épaisseur de la cellule, la surface des cellules solaires a augmenté à 210 mm x 210 mm [53]. Cette réduction d'épaisseur et augmentation de la

superficie rendait les cellules plus fragiles et sensibles aux fractures au cours de leur manipulation et au cours du stockage.

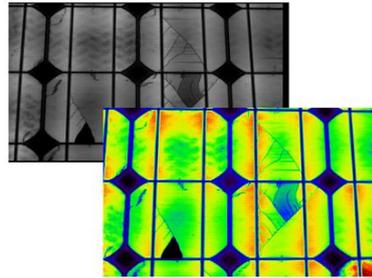


Figure. III.3 : fissures dans les cellules PV.

Les microfissures se composent de petites fissures dans les cellules. Habituellement, elles ne sont pas visibles par la vue, mais peuvent affecter les deux côtés de la cellule. Elles produisent une perte de consistance de la cellule. Les microfissures affectant les cellules peuvent être détectées en utilisant des techniques basées sur l'électroluminescence EL.

Comme nous pouvons le voir sur la Figure. III.3 Les fissures et les microfissures peuvent également être détectées en utilisant des procédés optiques basés sur la détection des lignes minces avec différents facteurs de transmission. Ce procédé sera expliqué plus loin.

Dans certains cas, les fissures isolent une partie de la cellule ce qui a un effet négatif sur la puissance générée par cette dernière[54].

III.2.4 Délaminage

Le délaminage est la conséquence de la perte d'adhérence entre les différentes couches du module PV et le détachement subséquent de ces couches. Il peut apparaître entre encapsulant et cellules polymères ou entre les cellules et la vitre avant. Le délaminage est un problème majeur, car il peut conduire à deux effets : une diminution de la lumière, où la réflexion augmente, ainsi que la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure de module.

Dans [55] les auteurs ont étudié comment ce genre de défaut et d'autres comme les bulles peuvent apparaître les uns après les autres. Des tests, sur différents modules PV, sont effectués selon la norme IEC61215 [56]. Avec des essais dans des conditions de chaleur et d'humidité à (85 C° et 85 HR), les résultats ont montré que certains matériaux présentent une fragilité et un vieillissement rapide.



Figure III.4 : défaut de délaminage.

Le Délaminage est plus grave s'il se produit dans les extrémités du module car, outre les pertes de puissance, il entraîne des risques électriques sur le module et l'installation. La Figure III.4 présente un exemple de la façon dont un décollement extrême peut détruire un module PV, dans cette figure le défaut est apparu après à peine une année de fonctionnement. Le Délaminage est plus fréquent dans les climats chauds et humides. Lorsque l'humidité pénètre dans le module PV, différentes réactions chimiques se produisent, et provoquent une certaine dégradation dans différentes parties du module. Il en résulte souvent la corrosion des métaux intervenant dans la structure du module. Dans ce cas, la résistance électrique de PV pourrait augmenter ou une panne électrique pourrait apparaître.

III.2.5 Défaut de revêtement anti -reflet (ARC)

En dehors des stratégies telles que la texturation des surfaces cellulaires, les performances des cellules qui forment un module PV peut être amélioré par l'ajout d'un revêtement anti-réfléchissant de manière à maximiser la lumière qui atteint la zone active de la cellule.

Les matériaux habituellement utilisés sont le dioxyde et le nitrure de silicium, et l'épaisseur est choisie de telle sorte que seulement une petite partie de la lumière s'échappe. Pendant l'exposition du module PV au soleil, le revêtement anti -reflet (ARC) reçoit un rayonnement qui pourrait induire un changement de la coloration ARC Figure III.5. Les propriétés anti- réfléchissantes peuvent subir des modifications, dans ce cas. La lumière qui atteint les cellules peut être plus faible que prévu.

La Caractérisation infrarouge (IR) de ces modules dans différentes conditions n'a montré aucun effet particulier qui pourrait être associé à des changements dans la couleur de l'ARC. Un suivi des modules concernés doit être effectué afin de détecter si ce défaut conduit à un



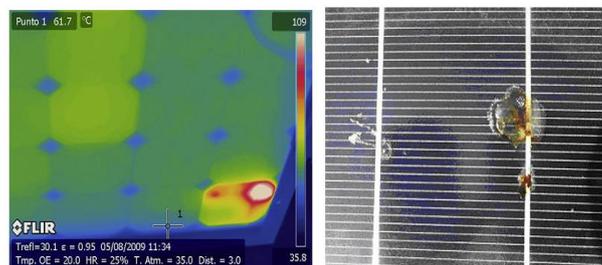
Figure III.5 : défaut de revêtement anti –reflet

autre défaut plus grave. Ce défaut est lié à une oxydation de l'ARC et il est souligné par [57]. Cette oxydation de l'ARC pourrait entraîner une perte d'adhérence entre les cellules et le verre.

III.2.6 Points chauds (Hot spots)

Un point chaud est une zone d'un module PV qui a une température très élevée et qui pourrait endommager la cellule ou n'importe quel autre élément du module. Le point chaud pourrait être la cause de plusieurs défauts de la cellule, y compris l'ombrage partiel, la différence entre cellules. Car les constructeurs garantissent une différence de caractéristiques I(V) de +/-3 % entre deux cellules PV [58], et par conséquent la mise en série de ces cellules créera donc d'importantes pertes. Une autre cause ou conséquence est la mauvaise connexion entre les cellules [59].

Lorsqu'une cellule est ombrée, elle peut fonctionner en mode inverse et au lieu de fonctionner comme génératrice elle fonctionne comme consommatrice.



(a)

(b)

Figure III.6 : défaut de point chaud.

Si le point chaud est causé par un shunt (court-circuit d'une cellule) ou une erreur dans l'interconnexion entre les cellules générant également un shunt. Le point chaud est directement lié à une erreur de fabrication de la cellule ou du module PV. En outre, si une cellule génère un courant plus faible que le reste des cellules (appelée mésappariement) Un point chaud apparaît sous la forme d'une cellule entière fonctionnant à une température plus élevée que le reste des cellules Figure III.6.a elle peut être considérée aussi comme une erreur de fabrication du module photovoltaïque. Le hot spot (Figure II.6.b) pourrait causer des dommages à la cellule ou l'encapsulant dans un court laps de temps de fonctionnement [60].

Afin de détecter un défaut de point chaud, une analyse thermique doit être effectuée. L'analyse peut être effectuée en mode de fonctionnement normal, dans ce cas, le module PV peut être opérationnel dans une installation solaire. Un autre test thermique consiste à faire fonctionner le module PV dans des conditions extrêmes, telles que des conditions de court-circuit. Dans ce cas, le module doit fonctionner seul, et les connecteurs électriques positifs et négatifs du module sont court-circuités.

III.2.7 L'augmentation de la résistance série (R_s):

Comme il est signalé précédemment l'augmentation de la résistance série est causée généralement par la corrosion de la connectique entre deux modules PV, une vis de connexion mal serrée, la corrosion de point de soudure entre cellules...,etc. En fonctionnement normal, cette résistance de connectique est quasi nulle. La valeur de cette résistance peut être augmentée dans plusieurs cas anormaux[48].



Figure III.7:défaut d'augmentation de la résistance R_s .

une grande augmentation de cette dernière entraîne une perte en tension Pour une limite donnée, la perte en tension peut être suffisamment grande pour rendre la tension du groupe négative et faire basculer la diode de bypass en mode passant, ce qui donne des points d'inflexion dans la courbe $I(V)$. La Figure III.8 montre le changement provoqué par l'augmentation de la résistance série.

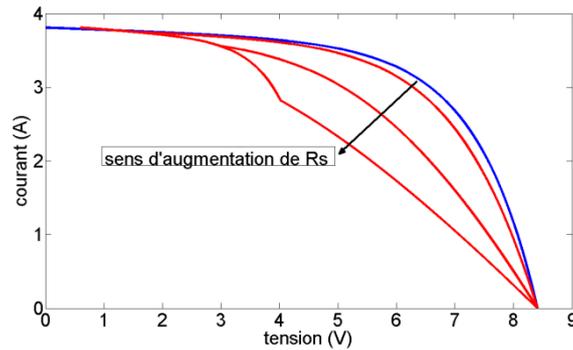


Figure III.8: effet de défaut de mis match type R_s sur $I(V)$.

Dans cette figure, on voit que la perte en tension pour un courant donné est plus importante au fur et à mesure que la résistance série augmente.

III.2.8 Défaut d'ombrage :

On distingue deux types d'ombrage : l'ombrage total et l'ombrage partiel. L'ombrage total empêche tout le rayonnement d'atteindre les cellules photovoltaïques, par contre l'ombrage partiel empêche seulement le rayonnement d'atteindre une partie de la cellule photovoltaïque (une cheminée, un arbre, poussière, Neige,...).

III.2.8.1 L'ombrage partiel

L'ombrage partiel est souvent inévitable en milieu urbain car dans certaines conditions, on ne peut pas garantir une irradiation homogène sur la totalité du générateur PV (ombres partielles sur le générateur PV, liées par exemple à des feuilles d'arbre tombées à l'automne, ombres d'infrastructures de bâtiments, des poussières sur l'ensemble des cellules..)[61] [27]. Il est considéré comme le défaut le plus couramment rencontré dans un générateur PV, ce défaut minimise fortement la puissance de sortie et rend parfois la commande des convertisseurs inefficace, Car la puissance délivrée par le générateur peut présenter plusieurs maximums[2][62]. Cela peut se produire, en particulier, lorsque les diodes de protections (diodes by-pass) des cellules PV se mettent en conduction.

Ainsi, lorsqu'une ou plusieurs cellules d'un générateur PV sont éclairées différemment par rapport à ses proches voisines, un comportement dégradé apparaît pour le générateur PV, les cellules recevant moins d'énergie doivent dissiper le surplus de courant délivré par celles qui sont les plus éclairées, créant ainsi des échauffements (haut spot) si le module n'est pas protégé de manière adéquate. Et Pour éviter la surchauffe de la cellule et les points chauds, les diodes de dérivation sont placées dans des boîtes de connexion, ce qui limite la tension

inverse de la cellule ombrée, et ce qui limite la température. Néanmoins, si la distribution des diodes de dérivation n'est pas appropriée ou il ya un mauvais fonctionnement de ces diodes, la cellule ombrée peut surchauffer, pouvant aller jusqu'à la destruction d'une partie du générateur PV si le défaut persiste. Ces phénomènes ont une incidence directe sur la production d'énergie et la puissance délivrée par le générateur peut alors fortement chuter par rapport à la puissance produite sous un éclairage homogène. En résumé, ce défaut doit être évité le plus possible sous peine de détériorer rapidement un générateur PV. Jusqu'à présent, pour éviter des détériorations définitives, des diodes de protection sont placées sur les générateurs PV de forte puissance (diode by-pass). Cependant, ces protections sont coûteuses en perte du rendement[63][64].

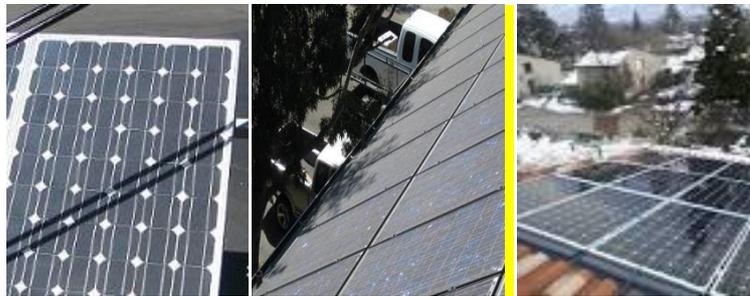


Figure III .9: Défaut d'ombrage partiel.

III.2.9 Défauts de la diode de by-pass de diode anti-retour :

Comme il a été mentionné précédemment La diode de by-pass est une des solutions pour protéger les cellules de l'ombrage partiel. Cette diode se place, en général, en parallèle avec une branche de dix-huit cellules. On peut constater plusieurs défauts de cette dernière, ces défauts sont en général des défauts de fabrication. Donc dans un panneau photovoltaïque on peut trouver une diode déconnectée, une diode équivalente à une impédance quelconque, une diode court-circuitée et une diode inversée[65]. De la même manière que pour la diode de by-pass, la diode anti retour est exposée aux mêmes types de défauts envisagés pour la diode anti-retour : court-circuit, impédance quelconque, circuit ouvert et diode inversée...

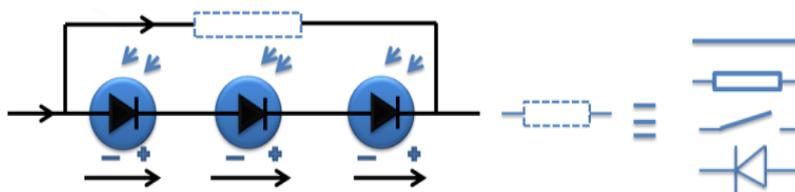


Figure III.10: défaut de la diode de by-pass.

III.2.10 Autres Défauts:

Dans un string PV, on peut rencontrer plusieurs défauts tels que :

- ✓ défaut de connexion du module : module court-circuité, module connecté en parallèle avec une impédance et inversion de la polarité du module, ou module arraché.
- ✓ défauts dans la boîte de jonction PV: rupture du circuit électrique, court-circuit du circuit électrique, destruction de la liaison, corrosion des connexions. les insectes, la poussière et/ou l'humidité à l'intérieur des boîtes...

III.3. Classification des défauts d'un générateur photovoltaïque

Nous avons cité précédemment quatre catégories de défauts : les défauts prolongés avec un rendement nul, les défauts brefs avec un rendement nuls, les défauts d'ombrage et les défauts sans d'ombrage avec un rendement non nul. dans cette partie on va présenter la classification des défauts selon leur catégorie [49].

Défauts	Description	Catégorie
-Défaut du composant -Système déconnecté (longue durée)	-La production de l'électricité est nulle lorsqu'il ya des pannes au niveau des composants. -La production est arrêté puisqu'il ya une isolation (déconnection) du système PV	Défaut prolongé avec un rendement nul
-déconnection temporaire de l'onduleur. -Système déconnecté (courte durée)	-La production de l'électricité est nul puisqu'il ya une déconnection entre la chaine PV et l'onduleur. -La production est arrêté puisqu'il ya une isolation (déconnection) du système PV	Défaut bref avec un rendement nul
Défauts d'ombrage	Le rayonnement solaire est bloqué par des objets d'ombrage externe (bâtiments, arbres ...)	Défaut d'ombrage
Erreurs MPPT	La variation des caractéristiques (I-V) varie la caractéristique de la courbe de puissance	Défaut avec un rendement non nul (pas d'ombrage)

Tableau III .1 : la classification des défauts selon leurs catégories.

III. 4. Méthodes de détection et de localisation de défauts dans un système photovoltaïque:

Si nous voulons maximiser la production d'énergie pendant toute la vie du système photovoltaïque, nous devons être capables de reconnaître l'instant d'apparition d'un défaut ou une réduction de la puissance de sortie. Nous devons également savoir ce qui a causé la perte de la production dès que possible, et de trouver une solution rapide. Car le temps d'arrêt du système provoque en effet un dommage économique et une diminution de la production d'électricité [66].

III. 4.1 Inspection visuelle

L'Inspection visuelle est la première étape de l'analyse, elle peut être utilisée pour détecter les défauts de fabrication à la sortie d'une chaîne de production comme elle peut être utilisée dans un champ photovoltaïque opérationnel, cette méthode permet de détecter certains défauts tels que le Jaunissement, les décollements, les bulles, les fissures dans la cellule, l'inadaptation et les cellules brûlées.

Cette méthode est généralement la première étape pour déterminer si un module PV doit être soumis à d'autres tests. L'inspection doit être effectuée sous la lumière naturelle afin de recevoir une lumière intense de bonne qualité. (Plus de 1000 lux d'éclairage doivent être reçus en fonction des conditions de test pour partie 10.1 de la norme IEC61215 Commission Electrotechnique Internationale, 1987). Les Réflexions de la lumière doivent être évitées, car ils peuvent conduire à des images défectueuses. L'inspection doit être effectuée sous des angles différents pour différencier la couche où le défaut pourrait apparaître et d'éviter les erreurs dues à des images réfléchies. Il faut prendre plusieurs photos et de plusieurs positions car une seule photo prise d'une seule position n'est pas suffisante, elle pourrait contenir une image réfléchie et conduire à une erreur de détection.

III. 4.2 Mesure de la puissance aux conditions climatique à l'intérieure et à l'extérieure

La diminution de la puissance fournie par un générateur photovoltaïque est la principale preuve d'un défaut dans un module PV. Pour localiser le panneau qui a pour cause des baisses de Puissance, un test doit être appliqué individuellement à un ensemble de modules suspects. Afin de détecter une chute de puissance, une mesure de la puissance dans des conditions d'essai standard (STC) doit être exécutée.

Ce test peut être effectué dans un simulateur solaire (mesure à l'intérieur) ou sous-exposition à la lumière du soleil (mesure extérieure). Dans ce cas, le contrôle précis de la température et l'uniformité de la lumière ne sont pas garantis [67].

Dans le cas des mesures à l'intérieur, la température et l'uniformité de lumière sont mieux contrôlées (IEC60904-9). Néanmoins, lorsqu'on utilise de la lumière artificielle, il est difficile de reproduire avec précision la répartition spectrale de la lumière du soleil (IEC60891). Afin d'obtenir une mesure précise de l'irradiation reçue par le module, un choix approprié du module de référence doit être effectué [68]. Et des filtres peuvent être utilisés pour obtenir une distribution spectrale de la lumière la plus proche possible de la lumière du soleil. Si par conséquent l'uniformité de la lumière obtenue est très proche de la lumière du soleil, le simulateur solaire peut être considéré comme un simulateur de classe AAA [70][71]. L'erreur maximale dans les mesures doit être prise en compte, car parfois la diminution de puissance n'est pas très élevée.

III. 4.3 méthode de thermographie infrarouge (IR) :

Ce test consiste à détecter les zones à forte température que le reste (points chauds), la méthode utilisée est basée sur la propriété de chaque matériau à émettre un rayonnement électromagnétique dont la longueur d'onde maximum est en relation avec la température du matériau. Ceci est expliqué par la loi de Stefan - Boltzmann, qui définit l'équation de la façon dont une surface idéale ou «corps noir» émet un rayonnement. Le maximum relatif de rayonnement dépend de la température, comme mentionné précédemment, mais seulement trois différentes plages de températures sont pris en compte : le 2- 2.5 μm pour des températures supérieures à 1000°C qui comprend une partie du rayonnement visible, et deux gammes 3,5 - 4.2 μm et 8 – 14 μm pour des températures plus basses.

Dans [70] il a été proposé une méthode pour effectuer la correction avec précision en tenant compte des erreurs dues aux réflexions et la température du ciel. Cette technique est connue et désignée dans de nombreux articles [71][72], cette technique est également connue comme la thermographie [73], elle détecte la température de la surface de différentes zones et génère un graphique.

Les détecteurs basés sur la méthode de mesure IR ont besoin de connaître la température ambiante afin d'effectuer des corrections. En appliquant la loi de Stefan - Boltzmann, et en tenant compte du fait que différents matériaux ont une émissivité différente, il est possible d'identifier des domaines et des points où la température est plus élevée que prévu, ainsi que la température exacte, avec une erreur raisonnable. Habituellement, la plage

de températures d'une zone en cours d'analyse est de valeur telle que les émissions sont dans la gamme de l'infrarouge (IR). Le Système utilisé pour la détection des émissions infrarouges d'un module photovoltaïque, est une caméra vidéo en fonction d'un détecteur à couplage de charge (CCD) spécifiquement orienté vers la détection infrarouge (IR- CCD). Aujourd'hui les caméras infrarouges ont une haute résolution et peuvent aider à la détection de points chauds dans une cellule, dans des modules ou dans des grands champs photovoltaïques.

Cette technique peut détecter et localiser plusieurs défauts : points chauds, le mis match, l'ombrage et les défauts de diode de by-pass [74].

III. 4.4 Méthode par verrouillage en thermographie (LIT)

Il s'agit d'une variante de la méthode IR mentionné précédemment. Cette méthode est utile dans la recherche de perte de puissance. Dans cette technique, un courant électrique est injecté dans la cellule solaire. Le courant n'est pas un courant continu, mais plutôt un courant pulsé. Si la cellule a un défaut de court-circuit la température augmente chaque fois que ce dernier se manifeste [75][76]. Il est possible de détecter plusieurs types de défaut en utilisant différentes modulations des courants injectés. Ce test peut-être effectué dans des conditions sombres ou sous éclairage. Dans le cas de l'éclairage, les cellules sont généralement sous les conditions de circuit ouvert (Voc). Une étude faite dans [53] pour comparer cette méthode aux méthodes d'électroluminescence et de photoluminescence afin de localiser les défauts de court-circuit .

III. 4.4 Technique de Vibrations ultrasoniques résonante ou à résonance (RUV)

Afin de détecter les fissures et les microfissures dans les cellules, une technique basée sur l'analyse des vibrations ultrasoniques peut être utilisé [53][77], Cette technique permet de détecter les écarts de la réponse de la fréquence caractéristique après une excitation de la cellule par ultrasons.

Ce détecteur est basé sur un transducteur piézoélectrique situé dans la périphérie de la cellule, un système d'acquisition de données commandée par ordinateur est utilisé pour traiter les données obtenues. Il a été démontré que la diminution de la fréquence de résonance et la bande passante augmente lorsque une fissure apparaît dans une cellule [78]. Ce système est utile pour détecter les fissures dans les cellules autonomes, et avec certaines restrictions, il pourrait être appliqué à des modules photovoltaïques complets.

III. 4.5 Électroluminescence (EL) et photoluminescence (PL)

Dans la technique d'imagerie et Contrairement aux images obtenues par la détection IR le rayonnement dû à l'effet thermique, d'une image de luminescence est obtenue à partir des photons émis par la recombinaison de porteurs excités dans une cellule solaire [79]. L'excitation peut être réalisée au moyen d'un courant injecté, ce qui provoque un effet d'électroluminescence (EL). L'excitation peut également être obtenue à l'aide d'un rayonnement incident sur la cellule solaire, dans ce cas, la lumière est obtenu en raison d'un effet photoluminescence (PL) [80] .

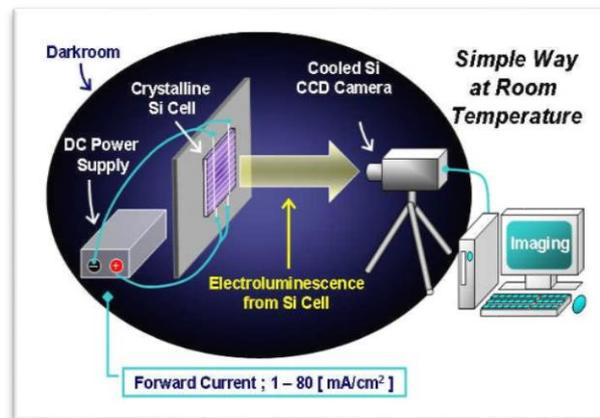


Figure III.11: schéma d'une inspection par électroluminescence[81].

L'image obtenue à l'aide de la technique EL ou PL est aussi une image infrarouge (comme dans le cas de la technique de la thermographie) qui peut être détectée par une IR-CCD. Dans ce cas, les défauts détectables sont différents de ceux détectés en utilisant des images thermographiques, et que la résolution des images est meilleure que celles obtenues par la technique de thermographie. La technique d'EL permet la détection des fissures dans des cellules ou des zones qui ne peuvent pas être atteintes par l'électricité de l'excitation[82]. Ces zones apparaissent sombres dans les images.

Par ces méthodes, les défauts des cellules et des modules peuvent être détectés facilement et rapidement sans aucun outil de décision [81].

II. 4.6 Méthode par réseau de neurones artificiels (RNA) :

Cette méthode fait partie des méthodes de diagnostic des systèmes PV, elle utilise la classification automatique des signaux et des formes.

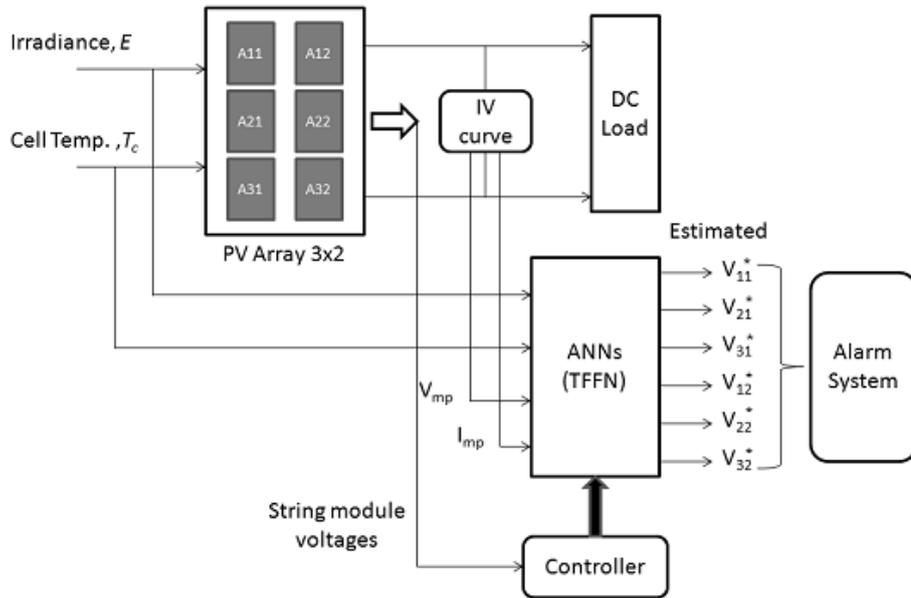


Figure III.12: Schéma de principe utilisant les RNA[83].

Le principe de fonctionnement de cette méthode est basé sur une boîte noire qui reçoit des signaux d'entrée et qui fournit des réponses appropriées. Elle a comme entrées les données de fonctionnement (température, éclairage) et les sorties mesurées (V_{mp} et I_{mp}) d'un générateur PV, ces données sont traitées dans le réseau RNA. Dans le cas du diagnostic, la tension mesurée est comparée avec la tension estimée. S'il ya un écart, un signal d'alarme est généré est le défaut probable est estimé [83].

III. 4.7 Méthode d'ECM (Earth Capacitance Measurement):

Cette méthode est généralement utilisée pour détecter et localiser le défaut de discontinuité dans les lignes de transmissions, et cela lorsque le câble de connexion présente un défaut de (déconnexion). Pour déterminer la distance entre le point de départ et le point du défaut on applique la formule suivante :

$$x=(C_x/C_D).D \tag{III.1}$$

Tel que : x : représente la distance entre le point de départ et le point du défaut ; C_x : la valeur de la capacité de la terre jusqu'au point du défaut ; C_D : la ligne entière ; D : la longueur de la ligne entière [56].

Pour appliquer la méthode d'ECM à une chaîne de modules photovoltaïques, le circuit de chaîne est également considéré comme le circuit à paramètres distribués, et le numéro du module (n) jusqu'à la position de déconnexion est calculé par la relation suivante :

$$n=(C_x/C_D).M \tag{III.2}$$

Avec : M le nombre total de modules dans la chaîne.

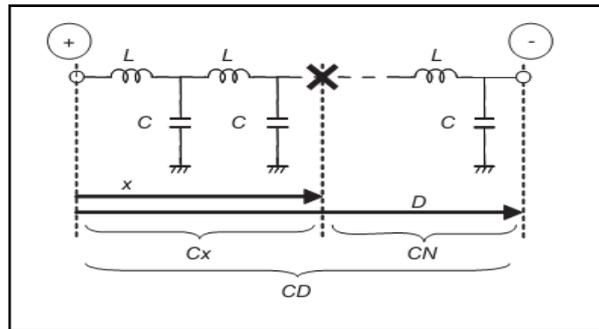


Figure III.13 : principe de la méthode d’ECM [84].

III. 4.8 Méthode de Réflectométrie TDR (time domain réflectométrie) :

La réflectométrie dans le domaine temporel est une méthode électrique pour mesurer la caractéristique électrique d’une ligne de transmission et détecte le point de rupture. Le principe de la méthode de TDR est d’envoyer un signal dans la ligne à vérifier et le comparer au signal réfléchi. Le décalage de signal entré par rapport au signal réfléchi est provoqué par la désadaptation d’impédance de la ligne. L’analyse de la forme d’onde donne les informations sur le type de défaut (circuit ouvert, court-circuit, augmentation de la résistance, etc.).

Par rapport à la méthode de l’ECM, qui détecte seulement la déconnexion dans une installation, la méthode TDR est plus prometteuse car elle permet de détecter non seulement la déconnexion dans les lignes de transmission, mais aussi le changement d’impédance en fonction du type de défaut. [84][85][86].

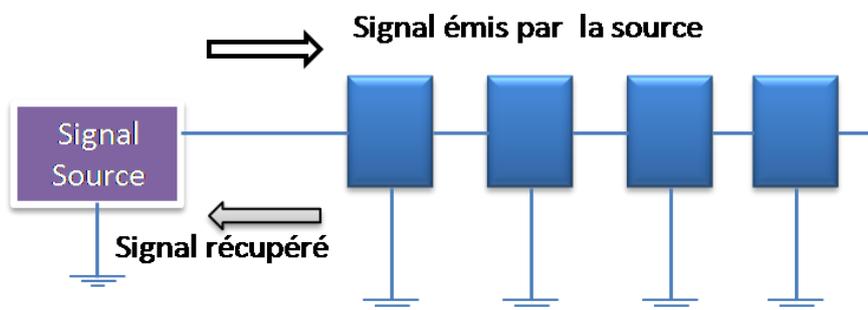


Figure III.14: Principe de la méthode de réflectométrie (TDR).

III. 4.9 Analyse de la caractéristique I(V)

Dans la littérature, de nombreuses études sur l'impact des différents défauts sur la caractéristique I-V ont été abordées et réalisées. Néanmoins, l'utilisation de la caractéristique I-V pour détecter et localiser les défauts a très peu été envisagée. Dans [87] l'auteur a étudié l'estimation de la résistance série en se basant sur la pente de la courbe I (V), et la détection de l'ombrage partiel par le suivi de la tension thermique, ainsi que la mesure de la puissance maximale dans les conditions (STC), pour la comparer à celle de la fiche technique. Ceci conduit à l'estimation de la dégradation de l'efficacité du panneau en raison du vieillissement. Dans [88][89], les auteurs ont montré que la dérivée du courant par rapport à la tension (dI/dV) tout au long de la caractéristique permet de détecter le défaut d'ombrage dans un string, et dans [26], la comparaison de la caractéristique d'un système PV en défaut avec celle en fonctionnement normal peut conduire à l'identification des symptômes potentiels pour faire le diagnostic. Aussi, l'identification d'un défaut d'ombrage et de type résistance série peut être espéré par la présence d'un ou de plusieurs points d'inflexion. Ces derniers peuvent être détectés par le changement du signe de la dérivée seconde.

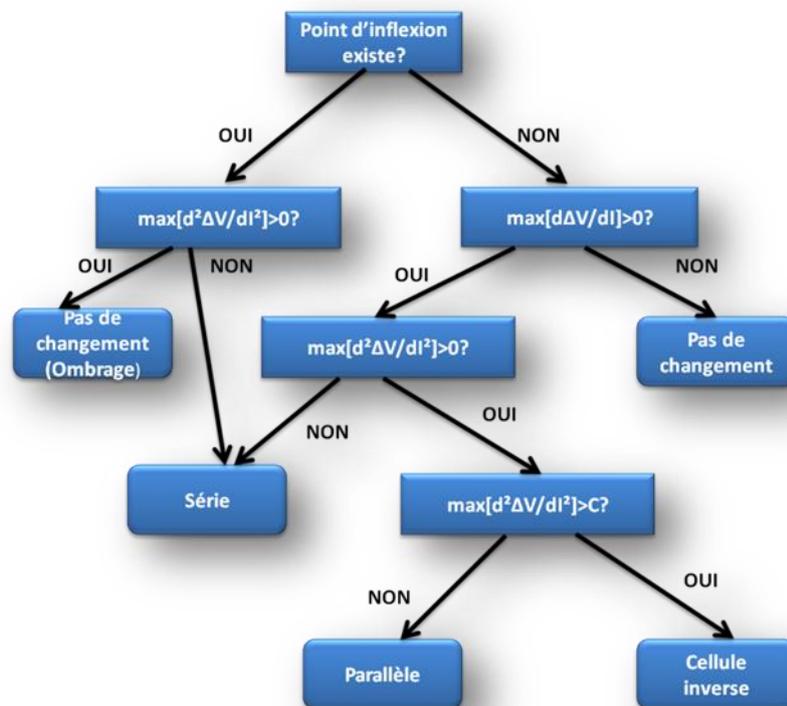


Figure III.15: méthode de diagnostic par l'analyse de I(V).

Dans Figure III.15, La méthode d'inférence a été considérée comme une méthode la plus adaptée [26].

III. 4.10 méthodes de placement de capteurs de courant et de tension I(V)

Les méthodes qui utilisent le principe de placement de capteurs sont rares en général. Ces méthodes reposent sur l'implantation d'un certain nombre de capteurs de courants et de tensions suivant la structure de la connexion des panneaux photovoltaïques. Un algorithme permet la détection et la localisation de la cellule ou du panneau photovoltaïque en défaut. Dans ce contexte on peut citer les méthodes suivantes :

III. 4.10.1 Connexion CTCT des cellules PV

Pour la détermination et la localisation rapide et précise des cellules photovoltaïques bloquées ou ombrées, [90] présente un nouveau type de connexion des Panneaux photovoltaïques appelée CTCT (complex-total-cross-tied array), comme illustré sur la Figure III.16.

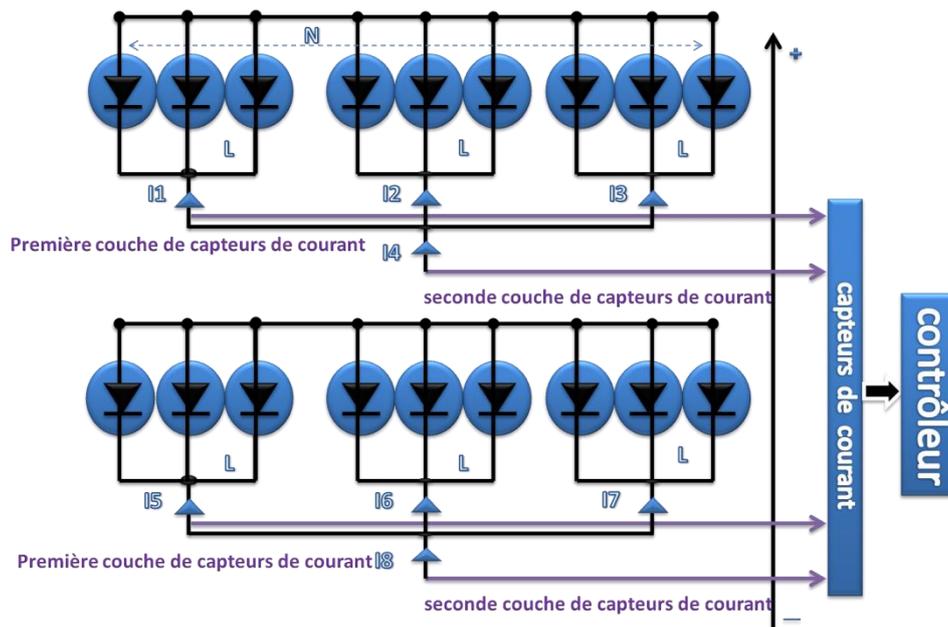


Figure III.16: principe de la méthode de la connexion CTCT.

Dans le CTCT, les cellules photovoltaïques sont connectées d'abord en parallèle et ensuite connecté en série. Des capteurs de courant sont ajoutés pour déterminer l'emplacement des cellules photovoltaïques ombrées. Qu'elles soient ombrées ou pas une décision peut être prise par la comparaison des courants des cellules photovoltaïques, entre

deux groupes de cellules photovoltaïques connectés en parallèle, d'où M couches de capteurs de courant peuvent être mises en place, comme représenté sur la Figure III.16.

Quatre concepts liés sont présentés comme suit:

- ✓ N : le nombre total de cellules photovoltaïques connectés en parallèle, avec $N > 1$.
- ✓ Résolution L : le nombre total de groupes reliés en parallèle.
- ✓ Couche m : le nombre de couches de détection, et m est en fonction de N et L .
- ✓ X : le nombre total de capteurs de courant.

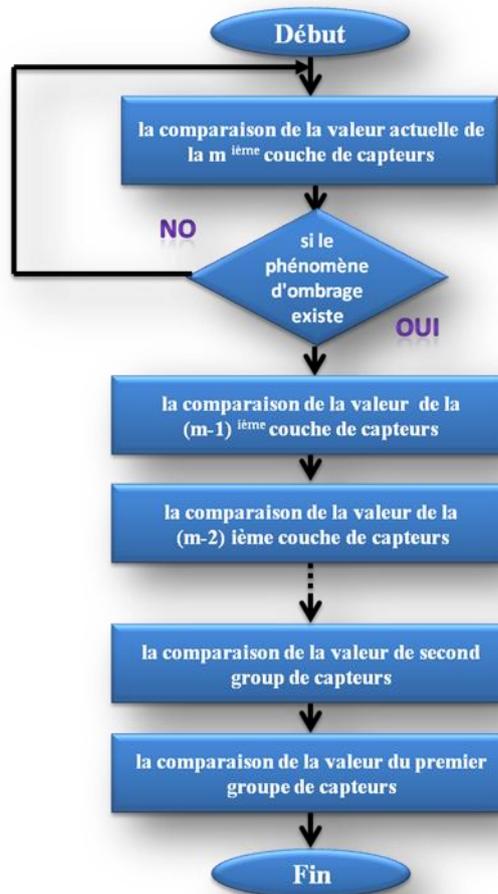


Figure III.17: organigramme de la méthode de la connexion CTCT.

Le principe de cette méthode est donné comme suit. Par la mesure de la température ambiante et le rayonnement solaire, la valeur du courant produit par N cellules photovoltaïques dans le cas normal peut être calculé et nommé comme valeur théorique. D'abord une mesure de la valeur actuelle de la $m^{\text{ième}}$ couche de capteur est effectuée et est

comparée avec la valeur théorique. Si la valeur mesurée et la valeur théorique sont égales, le phénomène de l'ombrage ne se manifeste pas. Cependant, si la valeur mesurée est inférieure à la valeur théorique, le phénomène d'ombrage peut-être présent. Dans le cas de l'apparition d'ombre, la valeur courante de la $(m-1)^{\text{ème}}$ couche de capteurs peut nous aider à déterminer l'emplacement de la cellule photovoltaïque ombrée, ou affiner le domaine de la recherche. La mesure des valeurs de toutes les couches de capteurs et la comparaison de ces valeurs, permettent de déterminer l'emplacement de la cellule photovoltaïque ombrée. La résolution et l'organigramme du logiciel est représenté sur la Figure III.17.

Par exemple on prend le générateur photovoltaïque avec deux lignes et neuf colonnes. Comme le montre la Figure III.16, on a neuf cellules photovoltaïques connectées en parallèle pour créer un module. Deux modules sont connectés en série, de sorte que N égale à 9. En mesurant la température ambiante et le rayonnement, nous pouvons obtenir la valeur du courant I produit par 9 cellules photovoltaïques dans le cas sans ombrage.

Tout d'abord, nous mesurons I_4 et I_8 dans la seconde couche, si I_4 , I_8 et I , sont égaux, le phénomène d'ombrage ne manifeste pas. Cependant, si I_4 ou I_8 est inférieur à I , le phénomène de l'ombre existe. Si seulement I_4 est inférieur à I , le phénomène d'ombre se produit simplement dans la première rangée de cellules. Puis nous mesurons I_1 , I_2 , I_3 dans la première couche puis nous comparons $I_1, I_2, I_3, (1/3).I$. Si au moins l'un des trois courants mesurés est inférieur à la valeur de $(1/3).I$. Si seulement I_1 est inférieur de $(1/3).I$, nous pouvons juger que le phénomène de l'ombrage ne se produit que dans les trois premières cellules PV. De la même manière, si seulement I_2 est inférieur à $(1/3).I$, nous pouvons juger que le phénomène de l'ombre ne se produit que dans les trois cellules PV de milieu. Et si I_3 est seulement inférieur à $(1/3).I$, nous pouvons juger que le phénomène de l'ombre ne se produit que dans les trois dernières cellules PV.

III. 4.10.2 méthodes de placement de capteurs pour la connexion parallèle-série (P/S)

Cette méthode utilisée pour les connexions photovoltaïques Parallèle-séries à grande surface [91]. Le schéma de placement des capteurs de mesure de la tension et de courant est représenté sur la Fig. III.17. Le capteur de tension est installé en parallèle d'une branche pour mesurer la tension de sortie U_i des branches connectées en parallèle. Chaque branche parallèle est divisée en groupes, et chaque groupe est équipé d'un capteur de courant.

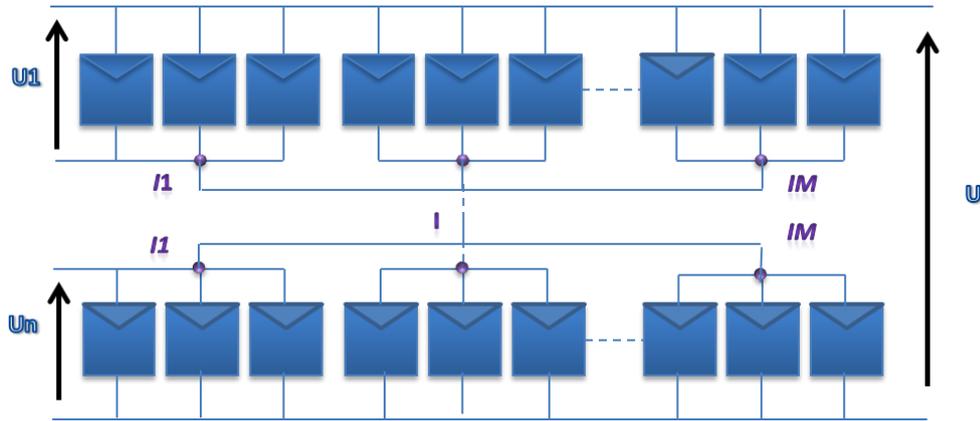


Figure III.18: principe de la méthode de placement de capteurs pour la connexion P/S.

Dans des circonstances normales, les courants mesurés par les capteurs sont égaux, la formule de courant est:

$$I_{ij} = I/m \tag{III.3}$$

avec : $(1 \leq i \leq n, 1 \leq j \leq m)$.

Dans laquelle m représente le nombre de groupes sur chaque branche parallèle, i est le numéro de ligne de la branche parallèle, j représente le numéro du groupe dans la branche parallèle.

Lorsque la cellule du module dans le groupe de ik est ombrée ou endommagée, on a:

$$I_{ik} < I_{ij} \text{ avec : } (k \neq j, 1 \leq j \leq m, 1 \leq K \leq m).$$

Le Courant et la tension de sortie diminués :

$$I = \sum_{j=1 \dots m} I_{ij} \downarrow \tag{III.4}$$

$$U_{i\downarrow}$$

Dans les autres branches parallèles sans défaut le courant et la tension de sortie sont donnés par :

$$I_1 = I_2 = \dots = I_m = I/m \tag{III.5}$$

$$U_1 = U_2 = \dots = U_{i-1} = U_{i+1} = U_n \tag{III.6}$$

En comparant la tension de sortie des branches parallèlement, nous pouvons trouver l'emplacement de la branche du module en défaut, et par la comparaison des courants de sortie des groupes d'une même branche parallèle, nous pouvons trouver le groupe défaillant.

II. 5 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents défauts affectant les panneaux PV. On a montré que ces défauts peuvent être divisés en général aux défauts de fabrication, et aux défauts dus aux conditions climatiques et aux conditions d'exploitation. On a aussi constaté que la plupart des défauts dits électriques, sont dus aux conditions climatiques telles que l'augmentation de la résistance série. Ensuite, nous avons donné quelques notions de base sur les méthodes de diagnostic des panneaux photovoltaïques. Son rôle consiste à suivre le fonctionnement des PV dans le but de détecter, localiser et établir un diagnostic des défaillances qui affecte ces performances et sa sûreté de fonctionnement. On a bien remarqué que ces méthodes sont en général différentes des méthodes appliquées sur les autres systèmes tels que les machines électriques et les turbines puisque ces dernières sont représentées par des modèles d'états contrairement aux PV. On a aussi observé que les méthodes de diagnostic de défauts utilisées dans les PV sont divisées en deux grandes parties :

- ✓ méthodes nécessitant l'intervention directe de l'homme par l'utilisation d'un matériel qui n'est pas initialement conçu pour les diagnostics des PV tel que : IR, EL;...
- ✓ méthodes dites automatiques puisqu'elles ne nécessitent pas l'intervention de l'homme, ces méthodes reposent sur la récolte des informations nécessaires à l'aide des capteurs, et ensuite la prise de décision est assurée soit par l'élimination soit par l'analyse des données récoltées.

Dans le chapitre suivant, nous allons nous concentrer sur les méthodes de diagnostic automatiques, en respectant bien sûr les critères de coût, de simplicité et de facilité d'implémentation tout en essayant de réduire le temps de la détection et de localisation des défauts.

CHAPITRE IV : Diagnostic des défauts d'ombrage et de la résistance série

IV.1 Introduction

Ce chapitre a pour objectif d'appliquer aux panneaux photovoltaïques une méthode de diagnostic complète qui doit réaliser les trois tâches principales :

- la détection, qui consiste à prendre une décision binaire, soit le système fonctionne correctement soit une panne s'est produite,
- la localisation, son rôle est de déterminer l'emplacement et les composants défectueux,
- et l'identification, elle consiste à déterminer l'allure de la panne en vue de déterminer le type de maintenance ou de correction à réaliser sur l'installation.

Dans ce chapitre la première partie s'attache à concevoir une approche de diagnostic en se basant sur l'utilisation d'un minimum de capteurs et avec le moindre coût possible. On se concentre sur les défauts les plus fréquents et qui ont presque la même signature sur la caractéristique $I(V)$. Ces défauts sont l'ombrage partiel et l'augmentation de la résistance série. La simulation nous a permis de valider notre approche et de prouver son efficacité.

La deuxième partie présente la conception d'un système expérimental de laboratoire permettant la validation des résultats théoriques. Ce système utilise un traceur automatique de la caractéristique $I(V)$ de n'importe quel PV. Les différentes topologies de ce traceur sont expliquées en détail. Les résultats pratiques obtenus par la création des défauts d'ombrage partiel et de la résistance série sur plusieurs types de connexions ont montré l'efficacité du système conçu et de la méthode de diagnostic proposée.

IV.2 méthode de diagnostic proposée :

Parmi les méthodes de détection et de localisation expliquées dans le chapitre précédent, de nombreuses approches récentes proposent de nouveaux types de connexions des panneaux photovoltaïques autres que les connexions classiques « série et parallèle » et se caractérisent par l'ajout d'un certain nombre de capteurs de courant et de tension. La

comparaison de ces courants, conduit à localiser l'emplacement des panneaux photovoltaïques qui sont en défauts. L'utilisation de certaines règles de fusions de données aident à l'amélioration de la prise de décision et à la localisation des défauts [90], [92]. Ces méthodes n'ont pas d'efficacité sur des connexions classiques. En plus, le recours à un certain nombre de capteurs et spécialement les capteurs de courant rend l'installation coûteuse d'un point de vue économique.

IV.2.1 Méthode de détection et de localisation :

Afin de réaliser l'étape complète de diagnostic, la méthode de détection et de localisation des pannes proposée consiste à utiliser un nombre minimum de capteurs de tension (qui ont un prix très réduit par rapport aux capteurs de courant) implantés sur un groupe constitué de $n \times M$ panneaux, tous ça sur une connexion classique (série/parallèle) Figure IV.1. Chaque string est composé de N groupes connectés en série, avec $k1, k2,..kM$ sont des interrupteurs commandés.

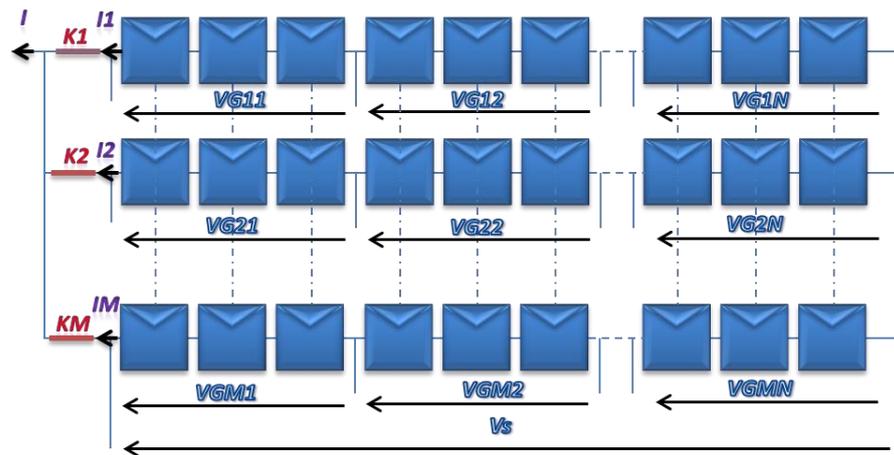


Figure IV.1 : Structure du PV string adopté

La tension totale délivrée par un string est donnée par l'équation suivante :

$$V_s = \sum_{i=1}^N v_{Gi} \tag{IV.1}$$

Avec : V_s est la tension d'un string, V_{Gi} la Tension délivrée par un groupe i . Dans le cas d'un fonctionnement normal ($D=0$) la tension d'un groupe est donnée par l'équation suivante :

$$VG_i = n \cdot v \quad (IV.2)$$

Avec v la tension d'un panneau, n Nombre de panneau dans un groupe, dans le cas d'une panne ($D=1$) dans un groupe, la tension du groupe sera

$$v_{gi} = (n-k) \cdot v + \sum_{j=1}^k v_k \quad (IV.3)$$

Où k est le Nombre de panneaux en pannes dans un groupe, v_k est la tension du panneau en défaut et D le signal présentant l'absence ou la présence du défaut.

Pour réaliser l'étape de détection et de localisation, il faut comparer les tensions VG_i mesurés de chaque groupe à un seuil S calculé d'après les équations du modèle d'où l'importance de l'identification des paramètres du générateur PV citée dans le chapitre II. cette identification est en fonction des conditions climatiques, et les incertitudes du système et de l'instrumentation de mesures utilisés.

$$S = VGe \pm \varepsilon \quad (IV.4)$$

Avec VGe la tension du groupe estimé, ε est l'incertitude sur le système et sur l'instrumentation de mesures, cette incertitude est ajoutée pour garantir la robustesse de la méthode de diagnostic.

Suivant la valeur de la tension VG_i quelle soit inférieure ou supérieure du seuil, met le signal de défaut D à 1 ou à 0, $D=1$ signifie la défaillance du groupe i .

IV.2.2 Méthode d'identification des défauts

Dans cette partie on va exploiter le changement de la caractéristique $I(V)$ pour identifier le défaut d'ombrage partiel, et l'augmentation importante de la résistance série ; ce changement peut être espéré lorsqu'il y a un changement de l'état du champ PV provoqué par une variation des conditions climatiques (ensoleillement et température) ou par une apparition d'un ou des défauts dans le champ.

Parmi les symptômes des défauts cités précédemment, On peut citer la présence d'un ou plusieurs points d'inflexion. Ces points d'inflexion sont les résultats de la mise en conduction d'une ou de plusieurs diodes de by-pass. Cette mise en conduction entraîne une perte brusque de la tension du groupe de cellules pour une très faible variation de courant.

Par l'analyse de la caractéristique I-V du champ PV (en défaut), l'identification de défauts peut être réalisée. Une telle analyse a été faite dans quelques études dans la littérature, ou la dérivée de la tension par rapport au courant (d^2V/dI^2) tout au long de la caractéristique permet d'identifier le défaut[88][89][26].

Soit ΔV la différence entre la caractéristique sans et avec défaut, le calcul de ($d^2\Delta V/dI^2$), va nous permettre de vérifier la présence des points d'inflexion, plusieurs résultats de simulation ont montré que dans le cas d'un défaut d'ombrage partiel le max ($d^2\Delta V/dI^2$) >0 [26].

La Figure IV.2 suivante montre l'organigramme de l'approche de diagnostic proposé, qui résume l'étape de détection, localisation et d'identification expliquée plus haut.

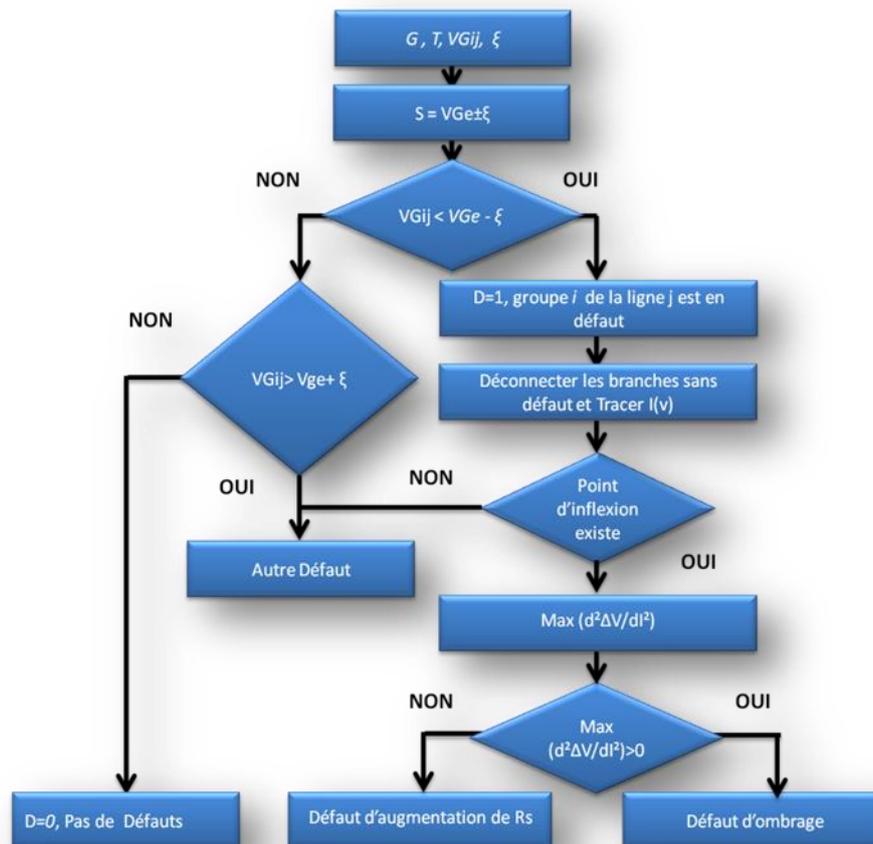


Figure IV.2 : Algorithme de diagnostic de défauts

IV.2.3 Résultats de simulation et discussions

Pour la validation de la procédure de diagnostic proposée, nous avons considéré un string de panneaux photovoltaïques composée de quinze panneaux connectés en série, ce string est composé à son tour de trois groupes, chaque groupe est constitué de cinq panneaux.

Pour la simulation nous avons considéré les défauts suivants :

- ✓ Un défaut d'ombrage partiel de 75% sur une cellule dans le groupe G2.
- ✓ Un défaut d'ombrage partiel de 100% sur une cellule dans le groupe G1 et au même temps un autre de 50% sur le groupe 2.
- ✓ Un défaut de type résistance série dans le groupe G3 (variation de $R_s=5e-5$ à $10e-1$ pour 03 cellules dans un groupe).

Les résultats de simulation sont obtenues en utilisant le logiciel Matlab/Simulink sous les conditions climatiques suivantes : Irradiation solaire $G=1 \text{ kW/m}^2$ et la température $T_a=298.15 \text{ K}$.

IV.2.3.1 Défaut d'ombrage partiel de 75% sur une cellule du groupe G2

Afin de simuler l'effet de l'ombrage partiel sur la caractéristique $I(V)$, le modèle à doubles diodes présenté précédemment est utilisé, la Figure IV.3 présente la caractéristique dans le cas sans défaut et dans le cas d'un ombrage partiel dans un groupe.

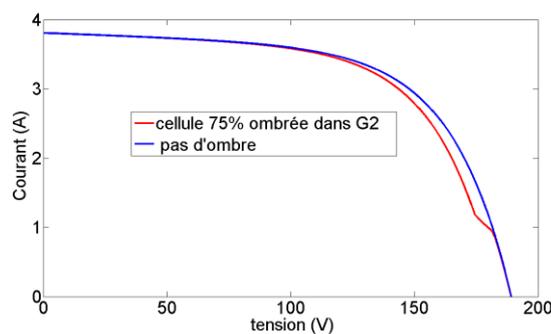


Figure IV.3 : Caractéristiques $I(V)$ avec et sans défaut

Pour réaliser l'étape de détection et de localisation il faut comparer les tensions V_{Gi} de chaque groupe à un seuil S comme il est montré sur les figures suivantes.

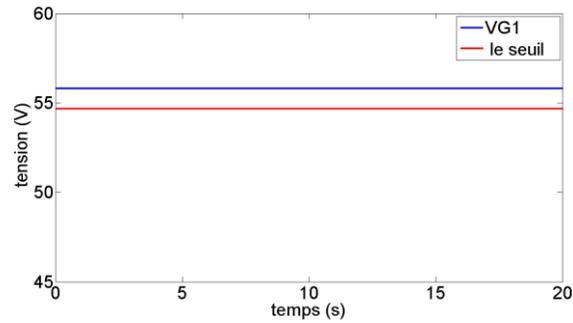


Figure IV.4 : Tension VG1 du groupe G1 et le seuil de détection de défaut

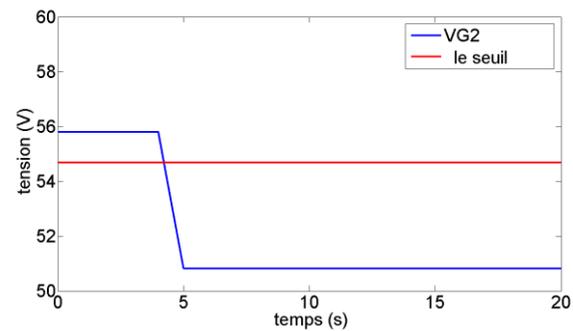


Figure IV.5: Tension VG2 du groupe G2 et le seuil de détection de défaut

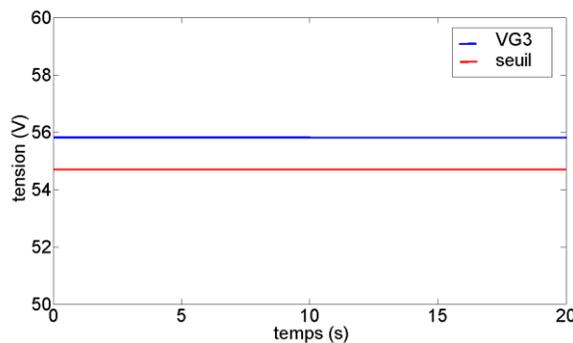


Figure IV.6 : Tension VG3 du groupe G3 et le seuil de détection de défaut

D'après la Figure IV.5 il est clair que le groupe G2 est en défaut car la tension VG_2 est en dessous de la tension seuil $S= 54.171V$. $VGE= 50.522V$. Les autres groupes ne présentent aucun défaut.

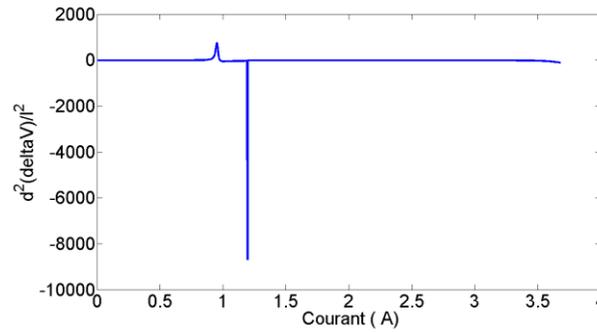


Figure IV.7 : Dérivée seconde de l'erreur de tension du groupe en défaut

Il est clair de la Figure IV.3, que la caractéristique $I(V)$ présente un point d'inflexion ce qui est la conséquence d'un défaut d'ombrage partiel ou bien d'une variation importante sur la résistance série. L'application de la procédure de diagnostic de l'organigramme de la Figure IV.2 montre que $\max(d^2\Delta V/dI^2) = 644.9623$ donc $\max(d^2\Delta V/dI^2) > 0$ ce qui confirme la présence d'un défaut d'ombrage partiel.

IV.2.3.2 Défaut d'ombrage partiel de 100% sur une cellule dans le groupe G1 et un autre de 50% sur le groupe 2

Dans cette partie on va considérer la présence de deux défauts, le premier est un ombrage total d'une cellule dans un panneau dans le groupe G1, et l'autre de 50% dans le groupe G2, la Figure IV.8 montre l'allure de la caractéristique avec et sans défaut, la caractéristique en défaut contient clairement deux points d'inflexion.

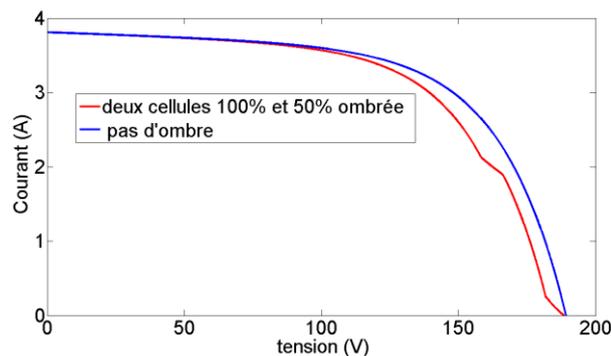


Figure IV.8 : Caractéristiques $I(V)$ avec et sans défaut

De la même façon que la partie précédente, l'application de l'algorithme de diagnostic a confirmé que le groupe G1 et le groupe G2 sont en défaut. La tension de seuil, la tension du groupe G1 et celle du groupe G2 après apparition du défaut sont:

$S=54.71V$, $VG1= 47.0934V$ et $VG2= 50.8750 V$.

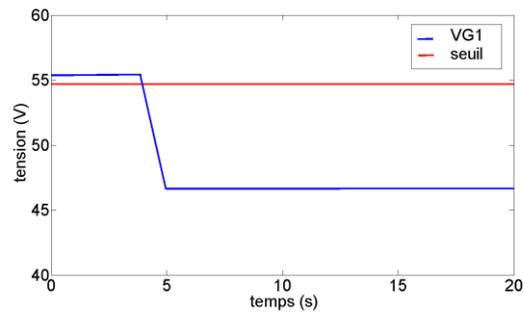


Figure IV.9 : Tension VG1 du groupe G1 et le seuil de détection de défaut

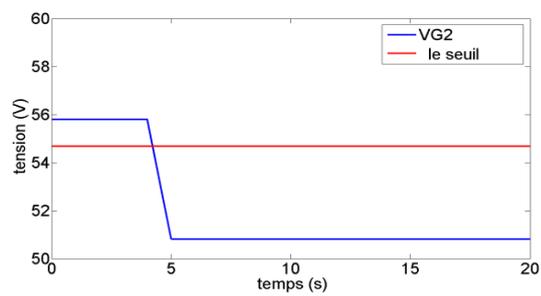


Figure IV.10 : Tension VG2 du groupe G2 et le seuil de détection de défaut

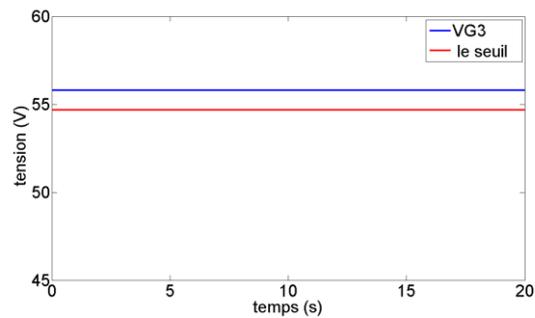


Figure IV.11 : Tension VG3 du groupe G3 et le seuil de détection de défaut

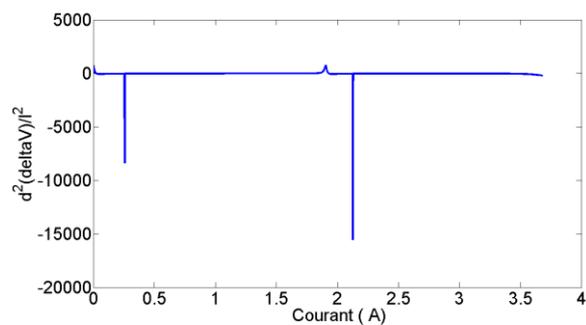


Figure IV.12 : Dérivée seconde de l'erreur de tension du groupe en défaut

D'après la figure IV.8 on a deux points d'inflexion, la valeur max ($d^2\Delta V/dI^2$) = 643.6879 d'où la présence d'un défaut d'ombrage partiel.

IV.2.3.3 Défaut de type résistance série dans le groupe G3

Parmi les défauts qui provoquent un point d'inflexion dans la caractéristique I(V), il y a le changement dans la résistance série dans un panneau photovoltaïque. La figure IV.13 présente la caractéristique d'un string composé de trois groupes, un défaut de type résistance série dans le groupe G3 est considéré.

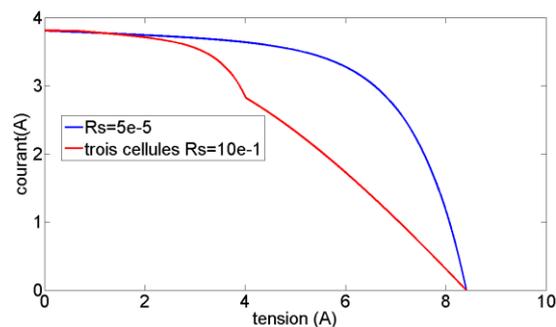


Figure IV.13 : Caractéristiques I (V) avec et sans défaut

Les figures (IV.14), (IV.15) et (IV.16), donnent les allures des signaux de détection et de localisation, le changement dans la tension VG3 provoqué par le défaut de la résistance série entraîne une diminution de cette tension en dessous du seuil, d'où la détection et la localisation de ce défaut.

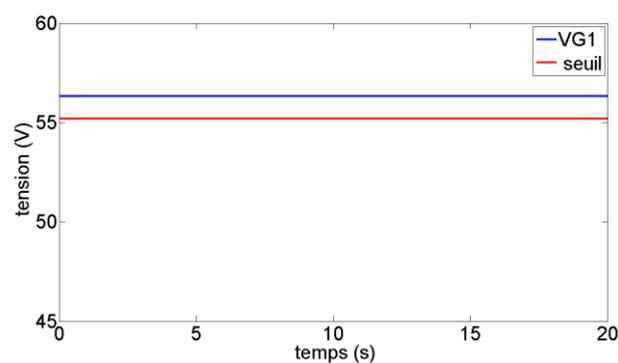


Figure IV.14 : Tension VG1 du groupe G1 et le seuil de détection de défaut

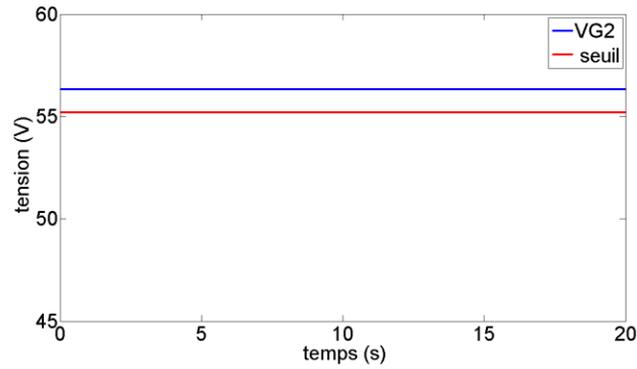


Figure IV.15 : Tension VG2 du groupe G2 et le seuil de détection de défaut

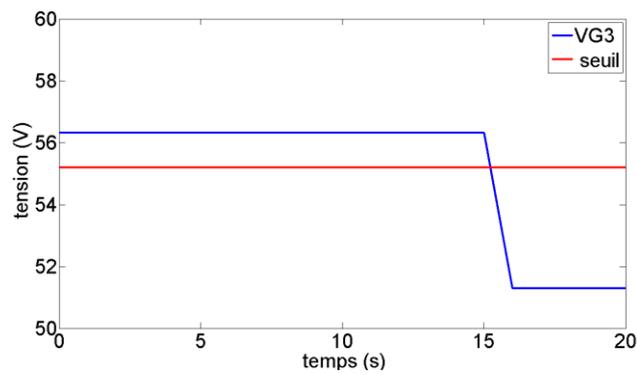


Figure IV.16 : Tension VG3 du groupe G3 et le seuil de détection de défaut

D'après la Figure IV.17 $\max (d^2\Delta V/dI^2)=0$, donc le défaut détecté est un défaut de type résistance série.

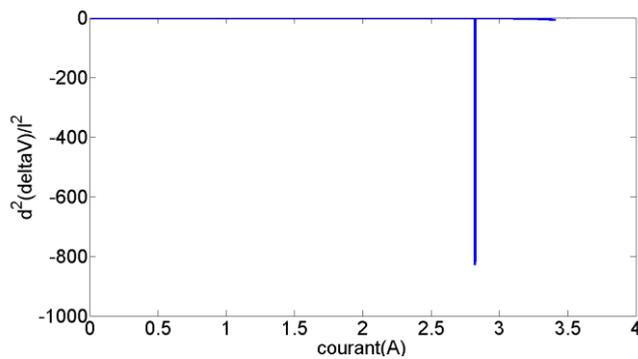


Figure IV.17 : Dérivée seconde de l'erreur de tension du groupe en défaut

IV.3 Validation expérimentale

Pour une validation pratique de la méthode proposée, un instrument de traçage de la caractéristique $I(V)$ est indispensable. En raison de l'indisponibilité de cet instrument dans nos laboratoires et afin de permettre de valider nos résultats, nous étions obligés de procéder à la réalisation d'un tel traceur.

IV.3.1 Traceur de caractéristiques $I(V)/P(V)$

Un traceur photovoltaïque révèle plus sur la performance d'un module PV que toutes autres méthodes de mesure. Il est également le meilleur moyen pour tester les performances d'un générateur photovoltaïque et faire apparaître ces caractéristiques, il est aussi utilisé comme un outil standard par les installateurs solaires dans l'industrie photovoltaïque.

La mesure expérimentale de la courbe $I(V)$ nous permet de connaître les paramètres électriques d'un dispositif photovoltaïque avec précision. Cette mesure fournit les informations très importantes pour la conception, l'installation et l'entretien des systèmes photovoltaïques[93]. Parmi les types de traceurs de la caractéristique $I(V)/P(V)$ on a :

Les traceurs à base de charge électronique, le traceur à base de résistance variable, le traceur à base d'un convertisseur statique DC-DC (hacheur) et le traceur à base de condensateur.

IV.3.1.1 Mesure des caractéristiques photovoltaïques :

La mesure des caractéristiques I-V est d'une importance élevée puisqu'elle peut être considérée comme un certificat de qualité et de représentation pour chaque générateur photovoltaïque.

IV.3.1.2 Traceurs à base de Charge électronique

La méthode de la charge électronique (Figure IV.18) utilise un transistor (habituellement un transistor MOSFET) comme charge ; la résistance entre le drain et la source est modulée par la tension de porte-source, et par conséquent le débit du courant fourni par le module. Quand cette méthode est utilisée pour tracer la courbe IV du module, le transistor MOSFET doit fonctionner dans ses trois modes de fonctionnement (coupure, actif et ohmique). En conséquence, la majeure partie de la puissance fournie par le module devra être absorbée par ce dispositif, qui limite son application à la puissance moyenne.

Dans [94] Une charge électronique simple, basée sur un MOSFET est proposée pour obtenir la courbe I(V) des panneaux en balayant rapidement la charge. Son avantage est la variation rapide de la résistance de charge équivalente du transistor MOSFET. Le MOSFET linéaire est entraîné par un signal de balayage à basse fréquence avec une amplitude suffisamment grande pour couvrir la gamme complète des caractéristiques du panneau. La tension de sortie et le courant sont détectés à l'aide d'un diviseur de tension et une résistance de détection respectivement. I_{sc} et V_{oc} sont obtenus en utilisant deux détecteurs de crête et des signaux de tension et de courant sont multipliés en utilisant un multiplieur pour obtenir la puissance instantanée, ainsi un troisième détecteur de crête peut être utilisé pour capturer la valeur de P_m [95].

La charge électronique est constituée de plusieurs transistors en cascade. En diminuant progressivement le courant de base du transistor, le générateur photovoltaïque se déplace à partir du point de court-circuit à l'état de la tension en circuit ouvert. Une carte d'acquisition de données avec un convertisseur AC/DC à grande vitesse est utilisée pour mesurer le courant et la tension, durant les changements des points de fonctionnement. L'innovation de ce circuit est que l'analyse de la courbe I-V est contrôlée par une rampe de courant, au lieu d'utiliser une rampe de tension[96].

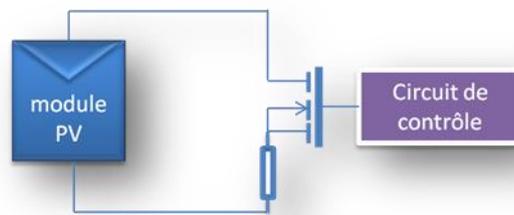


Figure IV.18 : Traceurs à base de Charge électronique

IV.3 .1.3 Traceurs à base d'Amplificateur De Puissance Bipolaire :

Cette méthode implique un circuit simple qui permet aux courants et tension dans le module d'être renversés, et donc il est possible de mesurer les courbes I(V) du module. Son plan est basé sur un amplificateur de puissance traditionnel de classe-b (Figure IV.19)

Il utilise deux transistors IJBT comme charge, pour le courant en avant et en inverse respectivement. Les transistors bipolaires doivent fonctionner dans ces trois modes de fonctionnement (coupure, active et saturation). En conséquence, la majeure

partie de la puissance fournie par le module doit être absorbée par ces dispositifs, qui limitent son application à la puissance moyenne[97].

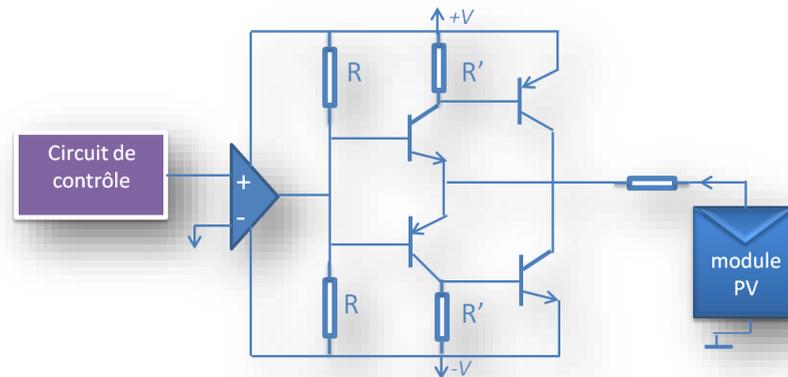


Figure IV.19 : Traceurs à base d'Amplificateur de puissance bipolaire

IV.3 .1.4 Traceurs à base d'Alimentation à quatre quadrants :

Une alimentation à quatre quadrants est un système aussi bien capable de fournir que d'absorber la puissance , en d'autres termes, elle peut augmenter ou descendre le courant avec la tension bipolaire (positive ou négative). Elle peut être utilisée comme une charge réglable pour d'autres alimentations d'énergie ou tout autre équipement.

Pour un module photovoltaïque l'intérêt principal est d'obtenir la courbe $I(V)$ dans le premier quart du cercle. Mais, l'exploration des points se situe dans le deuxième et le quatrième quart du cercle

Une alimentation à quatre quadrants peut être considérée comme une source d'alimentation $V(t)$. Dont la sortie peut être modifiée par un signal d'entrée de référence ou programmée pour balayer une gamme de valeurs. Le circuit montré dans la (Figure IV.20) est une vue fonctionnelle de l'alimentation à quatre quadrants. Le circuit schématique pour une alimentation à quatre quadrants est plus complexe et dépasse le cadre de cette analyse.

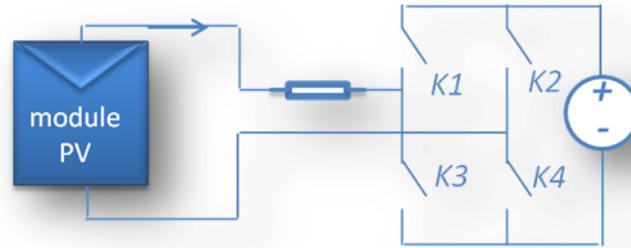


Figure IV.20 : Traceurs à base d'Alimentation à quatre quadrants

Avec $k1$ et $k4$ fermés et $V(t)$ supérieure à la tension en circuit ouvert du module photovoltaïque sous test, le point de fonctionnement du PV est décalé dans le quatrième quadrant. Avec $k1$ et $k4$ fermées et $V(t)$ mineur de V_{oc} , le point de fonctionnement du PV est décalé dans le premier quadrant. Enfin, si $k2$ et $k3$ sont fermés, la tension V du panneau PV est forcée à $-V(t)$ et le point de fonctionnement du PV est décalé dans le deuxième quadrant. Ce type de charge est intrinsèquement coûteux. En effet, les quatre quadrants d'alimentations qui travaillent avec plus de 1 kW et sont à peine disponibles. Cette méthode n'est pas applicable pour mesurer un générateur photovoltaïque entier [98].

IV.3 .1.5 Traceurs à base de Résistance variable :

La manière la plus simple de mesurer la courbe $I(V)$ d'un module photovoltaïque est d'utiliser une résistance variable R comme il est montré dans la Figure IV.21, la valeur de R sera variée en étapes de zéro à l'infini afin de capturer les points de la courbe $I(V)$ du court-circuit au circuit ouvert, en mesurant la tension et le courant dans chaque étape. Cette méthode s'applique seulement aux modules de basse puissance puisque les résistances pour une puissance plus élevée sont difficiles à retrouver et à peine disponibles. Des résistances de charge ne sont pas recommandées pour la caractérisation du module photovoltaïque parce que I_{cs} n'est jamais exactement atteint et les caractéristiques de polarisation et d'inversion ne peuvent pas être déterminées. Cependant, l'utilisation des résistances de charge pour évaluer la représentation d'un module solaire peut fournir une manière peu coûteuse pour se rapprocher de sa représentation[98].

La résistance de charge est augmentée manuellement par étapes. Dans chaque étape, la tension et le courant (réellement la tension à travers une résistance de shunt) sont capturés en utilisant une paire de multimètre numérique remis. Il est rapporté dans [94] que le changement manuel de la résistance de charge rend le

processus très lent, ainsi le rayonnement solaire et les conditions thermiques pourraient être changés pendant la mesure. Le système présenté dans [100][101] utilisent un ensemble de résistances comme charge. Une rangée de relais, commandée par une carte d'ordinateur, il est utilisé pour sélectionner la combinaison des résistances pour réaliser une charge résistive spécifique.

Les résistances sont choisies pour obtenir une bonne diffusion des points autour de la courbe. Deux canaux d'aide de la carte d'ordinateur sont utilisés afin de mesurer chaque paire (I ; V). Avec cette approche, l'opération manuelle au-dessus de la résistance est évitée et le temps d'acquisition est amélioré.

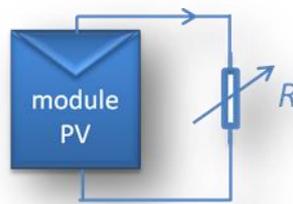


Figure IV.21 : Traceurs à base de la résistance variable

IV.3 .1.6 Traceur à base des convertisseurs DC/DC:

Les Convertisseurs continu-continu peuvent augmenter ou diminuer l'amplitude de la tension continue et / ou inverser sa polarité. Ceci est réalisé par la technique de modulation par largeur d'impulsions (PWM), habituellement par une fréquence constante.

Le rapport cyclique (D) est le rapport entre le temps de conduction (T_{ON}) et la période de commutation (T_s).

Les trois configurations de base de convertisseurs (Buck, Boost et Buck-Boost-Dérivé) sont similaires à un transformateur DC qui fonctionne à la fois en mode de conduction continue et discontinue (CCM et DCM).

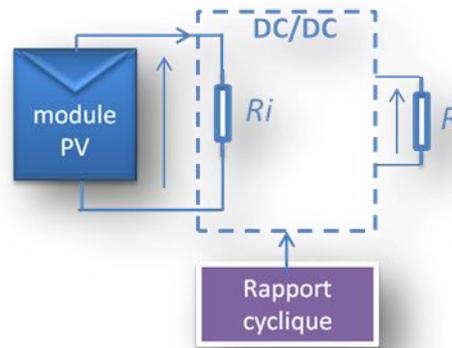


Figure IV.22 : Traceurs à base de convertisseur DC /DC

La relation de transformation dans un transformateur à courant continu peut être commandée électriquement en modifiant le rapport cyclique du convertisseur dans l'intervalle $[0, 1]$.

La Figure IV.22 montre la base des convertisseurs DC-DC et la représentation de la résistance d'entrée en fonction du rapport cyclique pour CCM.

Les relations entre la résistance d'entrée (R_i) et la résistance de sortie émulée aux bornes du module PV, l'inductance équivalente (L_{eq}), et la charge connectée au convertisseur (R) peuvent être obtenues dans les deux modes à la fois CCM et DCM.

Les expressions suivantes ont été obtenues en supposant que les convertisseurs sont sans pertes et avec des petites amplitudes d'ondulation de commutation par rapport à leurs composantes continues respectives[101][102].

Les analyses précédentes des convertisseurs Buck, Boost et Buck-Boost dérivés sont résumées dans le tableau (2. 1). Le paramètre sans dimension K est une mesure de la tendance d'un convertisseur pour fonctionner dans le DCM. Les grandes valeurs de K mènent à CCM, tandis que les petits mènent à DCM. La valeur critique de K à la limite entre les modes ($K_{crit.}$) est une fonction du rapport cyclique. Si K est supérieur à l'unité, alors le convertisseur fonctionne en CCM pour tous les cycles d'utilisation.

IV.3 .1.7 Traceurs à base de charge capacitive

Cette méthode est basée sur la polarisation du module PV par un condensateur qui se charge durant le passage du point court-circuit au point de circuit ouvert. Un circuit schématique utilisant ce principe est représenté sur la Figure IV.23.

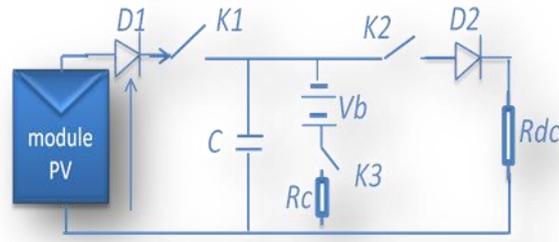


Figure IV.23: module PV chargé par un condensateur

Au début de la mesure, le condensateur est court-circuité, et lorsque le commutateur $k2$ est ouvert et $k1$ est fermé, le chargement des condensateurs commence. Comme la charge du condensateur augmente, le courant est en baisse et la tension augmente.

Lorsque la charge est terminée, le courant fourni par le module devient égal à zéro et la condition de circuit ouvert est réalisée. Au lieu de commencer en court-circuit, nous pourrions commencer par $k3$ fermé, de sorte que le condensateur serait initialement chargé à tension négative, et la courbe $I(V)$ coupe l'axe du courant, afin d'obtenir le courant de court-circuit (ISC). Pour obtenir une courbe $I(V)$ fiable avec la méthode de condensateur, les trois commutateurs ($k1$, $k2$ et $k3$) doivent être activés avec la séquence appropriée, et la décharge du condensateur avant est nécessaire pour démarrer une nouvelle mesure[104].

IV.3.2. Conception du Traceur à base de condensateur

IV.3.2.1 Circuit de puissance :

Le schéma du circuit de puissance que nous avons mis au point est montré dans la Figure IV.23 et la Figure IV.24. Ou l'interrupteur $k1$, peut-être identifié comme un relais (REL1), $k2$ et $k3$ comme le relais (REL2). Les caractéristiques électriques et les fonctions du reste des composants du circuit de puissance, sont les suivantes :

- ✓ REL1 : relier ou isoler les panneaux photovoltaïques avec le condensateur (C) , de nombreux condensateurs peuvent également être connectés deux à deux en série et en parallèle et ce là dépend des valeurs requises de la tension de circuit ouvert (VCO) et du condensateur requis .
- ✓ REL2 : permet la décharge des condensateurs à travers la résistance R_{dc} avant d'effectuer un nouveau balayage de la caractéristique $I- V$. Ce processus de décharge prend plusieurs secondes.

- ✓ sous- circuit composé de REL2 (k2) , et la résistance Rc et la source de tension Vb , sont utilisés pour recharger les condensateurs à une tension négative avant de mesurer la courbe I(V) , cette tension négative compense la chute de tension entre les composantes de la charge (diodes , le câblage , etc) , et cela pour assurer à ce que la tension du condensateur commence dans le deuxième quadrant ($V < 0$, $I > 0$) et traverse le point de court - circuit ($V = 0$, $I = ISC$) . La diode D2 évite la décharge des condensateurs à travers Rdc lorsque la tension négative est appliquée.

IV.3.2.2 Circuits de commande :

Chaque Relais est commuté de l'Etat bloqué à l'état passant, et vice versa, par un circuit de commande, dont le schéma est représenté sur la figure 24 . Le cœur du circuit est constitué des transistors T1 et T2 et les optocoupleurs OP1 et OP2, qui fonctionne de la manière suivante :

les optocoupleurs OP1 et OP2 sont respectivement reliées aux broches 9 et 11 de la chipKIT, lorsque OP1 est mis sous tension, le transistor T1 est saturé, le relais (REL1) est fermé et le condensateur est chargé par le générateur photovoltaïque. Au contraire, lorsque OP1 est mis hors tension, le transistor T1 est bloqué, alors le relais REL1 est ouvert et le condensateur est déchargé, et Lorsque OP2 est sous tension, le transistor T2 est saturé, alors le relais REL2 est fermé et le condensateur est chargé à la valeur de la tension négative de la batterie Vb.

Les signaux générés par les broches 9 et 11 de la chipkit Max32, sont complémentaires, la chipKIT Max32 est enfichée sur une carte de conditionneurs pour la mesure des tensions, un capteur à effet hall HX3 - 10p est utilisé pour la mesure du courant.

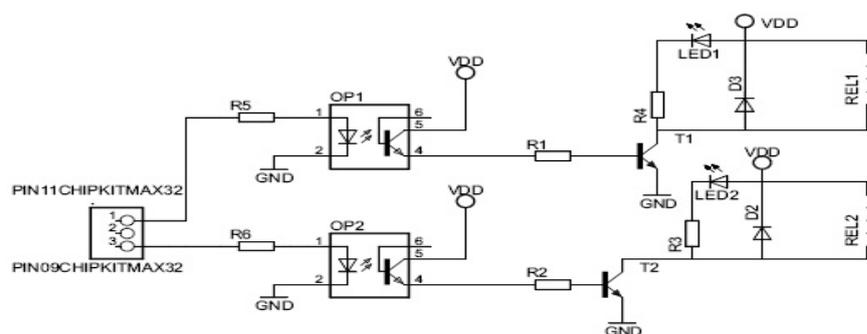


Figure IV.24 : circuit électronique de la partie commande et de puissance

La chipKIT Max32 est une carte basée sur le microcontrôleur PIC32MX795F512L, ou il est un membre de la famille des PIC32 (microcontrôleur 32-bit). La carte Max32 est compatible avec le logiciel Arduino™. Le Max32 est conçu pour être facile à utiliser, elle peut être utilisée par des débutants mais aussi par des utilisateurs avancés, La Max32 est destiné à être utilisée avec le logiciel Arduino modifié (Arduino MPIDE) ou il est contenu tout le nécessaire pour commencer à développer des applications embarquées[104].

Pour utiliser la chipKIT Max32 correctement avec MATLAB, d'abord il faut télécharger et installer l'Arduino MPID, s'assurer de choisir la bonne carte dans le menu Outils du logiciel et (chipKIT Max32), puis connectez votre chipKIT Max32 au port USB et trouver le port COM associé à la chipKIT. A ce moment, nous pouvons explorer la bibliothèque Arduino blocs de pilotes de périphériques dans Matlab Simulink. Le Matlab requis est R2011b ou plus récente.

Pour notre application, deux entrées analogiques sont nécessaires pour mesurer le courant et la tension du générateur photovoltaïque (PVG).

Pour nos mesures le bloc Arduino IO analogique read est utilisé, chaque fois que ce bloc est exécuté, il demande au programme du serveur fonctionnant sur le Max32 d'effectuer une lecture de l'entrée analogique reliée à une broche bien déterminée, et de la convertir à une valeur numérique (0 à 1023) via le port série. Dans notre cas, cette valeur est alors définie comme la sortie du bloc [105].

Un filtre numérique et un gain sont utilisés pour reconstituer le courant et la tension de notre PVG. il Nous faut également deux signaux pour commander les optocoupleurs et cela pour fermer le relais REL1 afin de charger le condensateur par le générateur PV, et de fermer le relais REL2 lorsque le condensateur est chargé avec une tension négative par la batterie Vb.

pour générer les signaux de contrôle nécessaires, nous avons utilisé le bloc Arduino IO write, chaque fois que ce bloc est exécuté, il délivre une valeur (0 ou 1) numérique à une broche donnée. Ces blocs sont précédés par des blocs Simulink et cela pour générer des signaux avec un temps suffisant pour la charge et la décharge du condensateur.

Il est essentiel d'utiliser le bloc matlab (Arduino IO Setup). Ce bloc instancie un objet Arduino avant de commencer la simulation. L'objet est ensuite utilisé par les autres blocs Arduino IO dans le modèle Simulink et il est fermé à la fin de la simulation. Le premier paramètre de masque est le nom de l'objet d'arduino et le second est le port série qui est relié à la MAX32.

Un autre bloc est nécessaire, c'est le bloc temps réel parcer. Le bloc temps réel pacer ralentit («allures») le temps de simulation pour suivre en temps réel la simulation. Le degré de ralentissement est contrôlable via le paramètre SpeedUp, la Figure IV.25 Indique le modèle de Matlab Simulink utilisée.

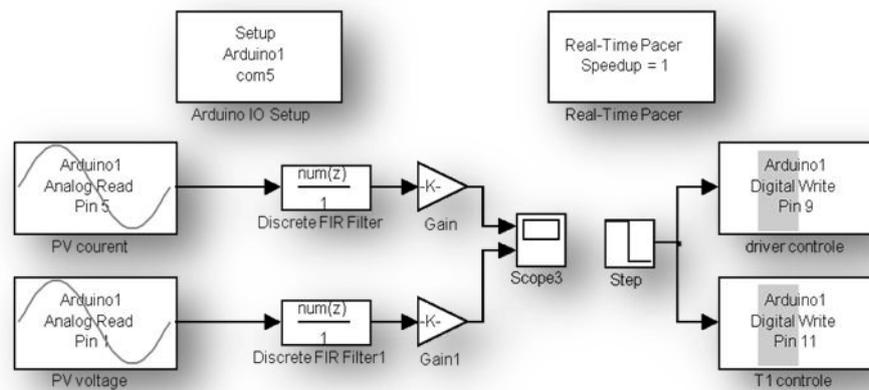


Figure IV.25: l'interface Matlab simulink pour le contrôle de l'acquisition par chipkitmax32.

IV.3.3 Résultats expérimentaux

La performance de la méthode de diagnostic de défauts proposée a été vérifiée expérimentalement par l'essai d'un nouveau panneau photovoltaïque produit par la société algérienne en octobre 2013 (CONDOR), ces modules sont situés au laboratoire LMSE (Laboratoire Matériaux & Systèmes Electroniques) à l'université de bordj bou Arréridj. Le module photovoltaïque est formé par la connexion en série de soixante cellules solaires et comporte deux diode de dérivation connectées en parallèle pour chaque vingt cellules solaires.

deux tests principaux sont réalisés, le premier est de vérifier l'impact de l'ombrage partiel sur le courant et les tensions dans une connexion série-parallèle avec une charge résistive, le second est divisé à son tour en deux tests :

- ✓ le premier est de vérifier l'effet de l'ombrage partiel sur une branche de six panneaux connectés en série en appliquant l'algorithme de diagnostic cité précédemment afin de réaliser la détection, la localisation et l'identification de défaut.
- ✓ le deuxième test est le même que le test précédent, sauf que cette fois, il est appliqué sur une branche de trois panneaux connectés en série afin de mettre en évidence une augmentation importante de la résistance série .

IV.3.3.1 Effet de l'ombrage partiel sur un GVP avec connexion série-parallèle avec une charge résistive:

Nous avons connecté les huit panneaux entre eux de manière à répondre le mieux à notre test (connexion série-parallèle), On a disposé nos panneaux en deux branches, S1 et S2 reliées en parallèle ou les panneaux de chaque groupe sont connectés en série, Chaque branche de panneaux contient quatre groupes (G1.S1), (G2.S1), (G3.S1), (G4.S1), (G1.S2), (G2.S2), (G3.S2), (G4.S2), comme montré dans la Figure IV.26

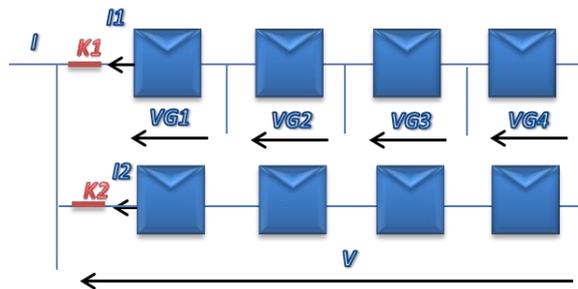


Figure IV.26: connexion des panneaux et des capteurs de mesures.

Dans un premier lieu, On a concentré nos tests sur l'effet de l'ombrage partiel et leur impact sur le rendement des panneaux, on a procédé à la mesure du courant et de la tension du GPV et celles des groupes de la branche S1 dans leur état sain, on a chargé notre GPV par une charge résistive variable.



Figure IV.27: connexion série-parallèle avec et sans ombrage partiel.

Plusieurs scénarios sont proposés, le premier consiste à mesurer le courant et la tension totale ainsi que les tensions de chaque groupe dans le cas non défaillant, dans le deuxième, un ombrage partiel dû à une feuille blanche sur une cellule du (G1.S1), et dans le troisième scénario, un défaut d'ombrage partiel sur (G4.S2), et cela afin de visualiser l'effet de ce dernier sur la branche non défaillante.

IV.3.3.1.1 cas non défaillant :

La Figure IV.28 montre le courant et les tensions dans le cas sans défaut sur une fenêtre de mesure de 100 secondes.

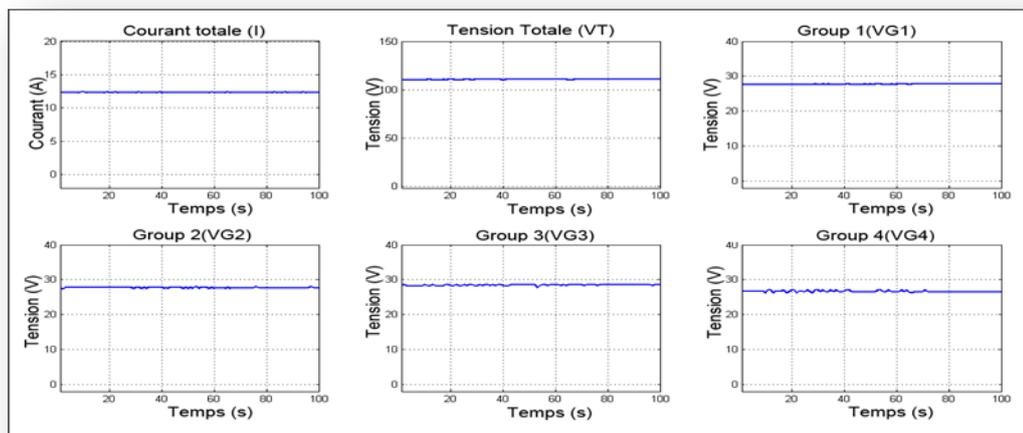


Figure IV.28: fonctionnement sans défauts.

Cette Figure représente plusieurs mesures de chaque tension des panneaux (VT, VG1, VG2, VG3, VG4) et le courant total sans défaut.

- Dans le premier graphe (mesure de courant), on constate la stabilité de la valeur de courant au tour de ($I_t=12.31A$), ceci indique que le GPV fonctionne dans un état stable de température et de rayonnement solaire.
- le deuxième graphe présente la tension totale de GPV.
- Dans les graphes (Group1, Group2, Group3, Group4) nous avons noté que chaque panneau de S1 donne presque la même valeur de tension ($V_{G1}\approx V_{G2}\approx V_{G3}\approx V_{G4}\approx 27.62 V$) ceci signifie que chaque groupe fonctionne au tour du même point de fonctionnement.

IV.3.3.1.2 Cas de défauts d'ombrage partiel sur (G1, S1):

Nous déposons une feuille de papier sur (G1.S1) pour créer une ombre partielle à l'instant $t=29 s$ comme montré sur la Figure IV.27, les résultats de mesures sont présentés par la Figure IV.29

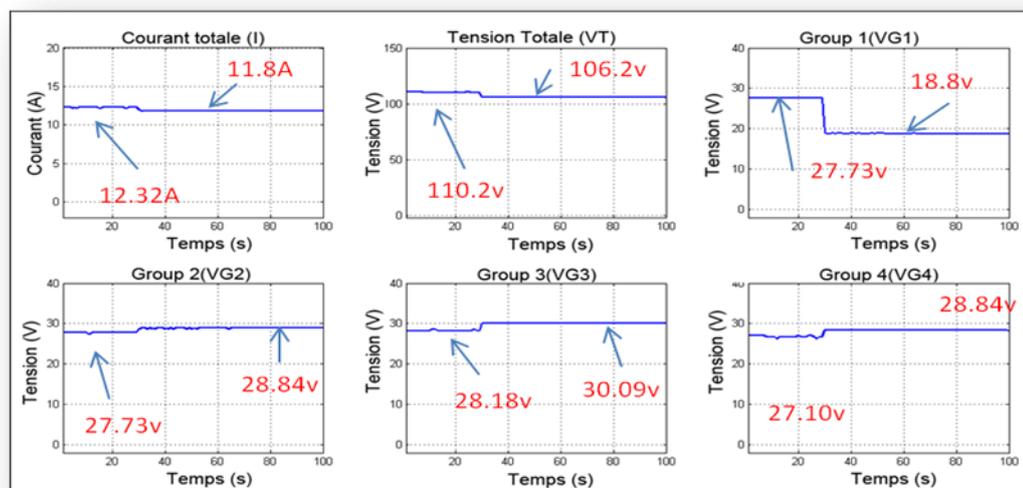


Figure IV.29 : l'effet de l'ombrage partiel sur (G1.S1).

Constatations :

- ✓ Avant $t=29$ l'état de fonctionnement du GPV est stable.
- ✓ La tension et le courant global du système ont chutés à partir de $t=29s$. et cela est dû à la vérification de la loi d'ohm.

- ✓ La tension du (G1.S1) a chuté d'une façon remarquable à partir de $t=29s$. ce qui nous donne une idée sur la capacité de la détection et de la localisation de ce défaut.
- ✓ Les tensions de (G2.S1), (G3.S1) et (G4.S1) ont légèrement augmenté à partir de $t=29s$. ceci est dû à la diminution du courant et aussi à la tension imposée par la branche parallèle non défaillante.
- ✓ L'ombrage partiel nous a causé une chute de rendement dans le GPV, et il a changé le point de fonctionnement du panneau photovoltaïque en panne d'où une imposition aux autres panneaux de changer à leurs tours, leurs points de fonctionnements.

IV.3.3.1.3 Cas de défauts d'ombrage partiel sur (G4, S2):

Il est très intéressant de voir ce qui se passe dans la branche non concernée par le défaut, pour cela nous déposons une feuille de papier sur le groupe 4 de la deuxième branche S2 Figure IV.27, puisqu'on ne dispose que de cinq capteurs de tensions dans notre carte d'acquisition, ces derniers sont connectés sur la branche S1.

Les mesures présentées par la Figure IV.30 sont réalisées sur une fenêtre temporaire de 100 secondes, le défaut a été créé à partir de l'instant $t=40s$.

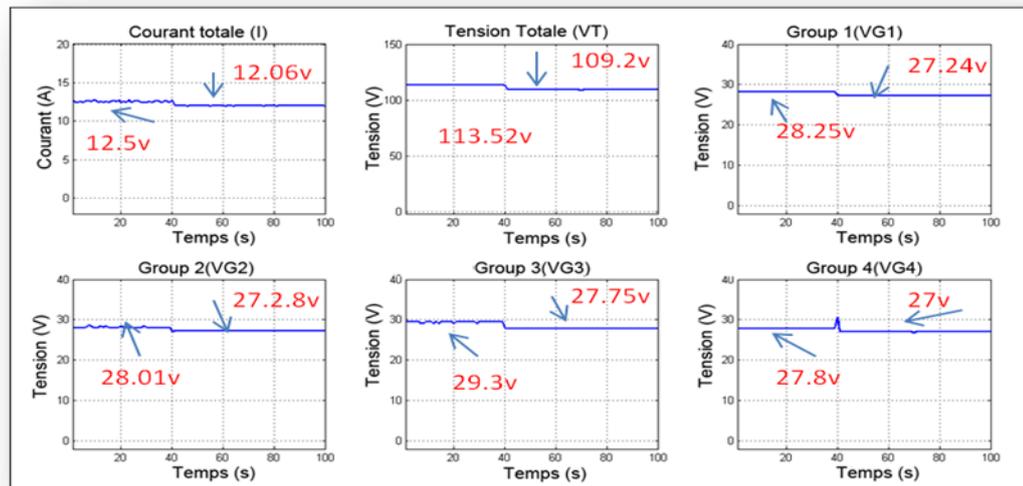


Figure IV.30 : l'effet de l'ombrage partiel sur (G4.S2)

Constations :

- ✓ Avant $t=40$ l'Etat de la station est stable.
- ✓ La tension et le courant global du système ont légèrement chuté à partir de $t=40s$.
- ✓ La tension des groupes de S1 ont tous chuté, presque de la même valeur à partir de $t=40s$.

Il est bien remarquable que les scénarios de défauts d'ombrage testés nous ont donné une idée sur l'effet de ce dernier sur chaque groupe et chaque branche, ce qui nous aide par la suite sur le choix de la tension de seuil par notre algorithme de diagnostic.

IV.3.3.2 Application de la méthode de diagnostic**IV.3.3.2.1 Cas d'ombrage partiel sur une branche de six PV connectés en série,**

Pour les scénarios de défauts proposés de ce système de test, nous avons considéré un générateur PV qui se compose de six panneaux photovoltaïques connectés en série. Ce string est composée à son tour de trois groupes (G1, G2, G3) Figure IV.31a, Chaque groupe se compose de deux panneaux.



(a) (b) (c)
Figure IV.31: la Structure du PV string avec l'ombrage partiel

nous avons considéré les défauts suivants:

dans le premier scénario que nous avons envisagé aucun défaut dans le PVG (Figure IV.31.a). Dans le second, nous avons pris un ombrage d'une cellule, qui appartient au groupe G3 (spot carré blanc), Figure IV.31.b.

Et enfin, un ombrage partiel qui est une tache blanche carrée dans deux cellules dans les groupe G2 et G3 est considéré. Figure IV.31.c.

La Figure IV.32 Montre le prototype de laboratoire expérimental mis au point pour obtenir les résultats décrits dans le présent document. Le prototype a été réalisé pour mesurer les courbes $I(V)$ des modules photovoltaïques afin de détecter le groupe de panneaux défectueux.

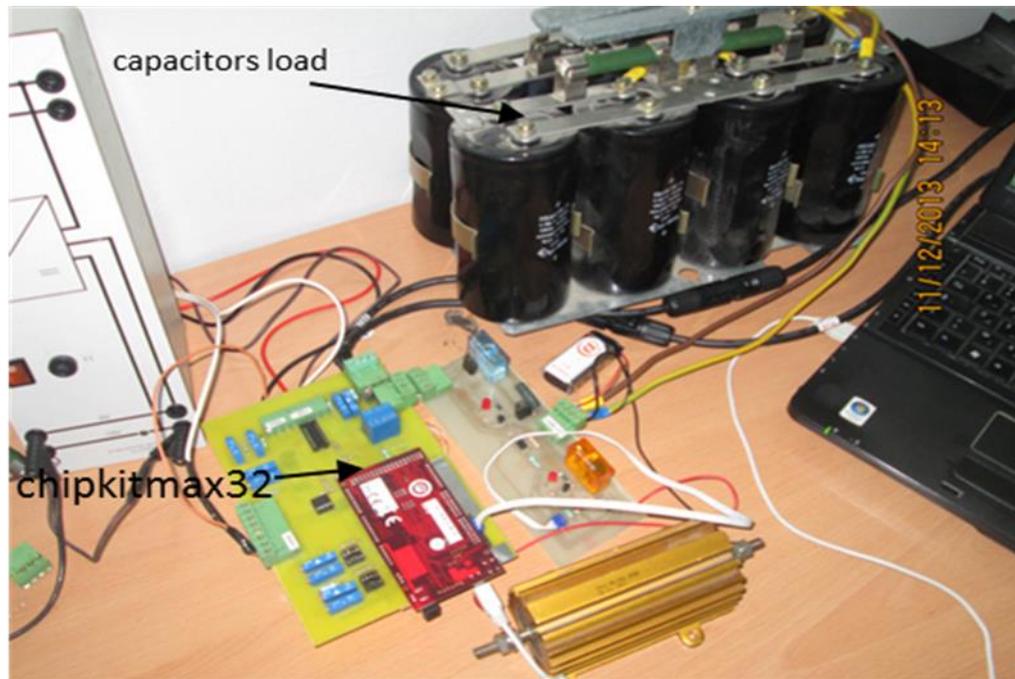


Figure IV.32: Photo du traceur à base de condensateur réalisé au Laboratoire

les interfaces graphiques (GUI) présentées par la Figure IV.33, Figure IV.34, Figure IV.35. et la Figure IV.36 se composent de plusieurs boutons de commandes, un bouton pour tracer $I(V)$ et $P(V)$, ce bouton nous permet de tracer les courbes $I(V)$ et $P(V)$ et donc les différentes grandeurs électriques de notre générateur photovoltaïque, la tension du circuit ouvert et le courant de court-circuit ISC, le courant et la tension à la MPP.

un autre bouton pour lancer la procédure de la détection et de la localisation des défauts qui nous permet de comparer entre le point fonctionnement réel de chaque groupe et le point de fonctionnement estimée en appliquant l'algorithme expliqué ci-dessus Figures IV.2 et par conséquent l'affichage du groupe de panneau défaillant, une erreur de tension de mesure $\epsilon = \pm 3v$ est ajouté à la MPP mesurée de chaque groupe afin d'obtenir la tension de seuil, que si la tension d'un groupe est au-dessus ou en-dessous du seuil le groupe

concerné est signalé comme défectueux. Le groupe défectueux est indiqué par un rectangle rouge (Figures IV.34, IV.36).

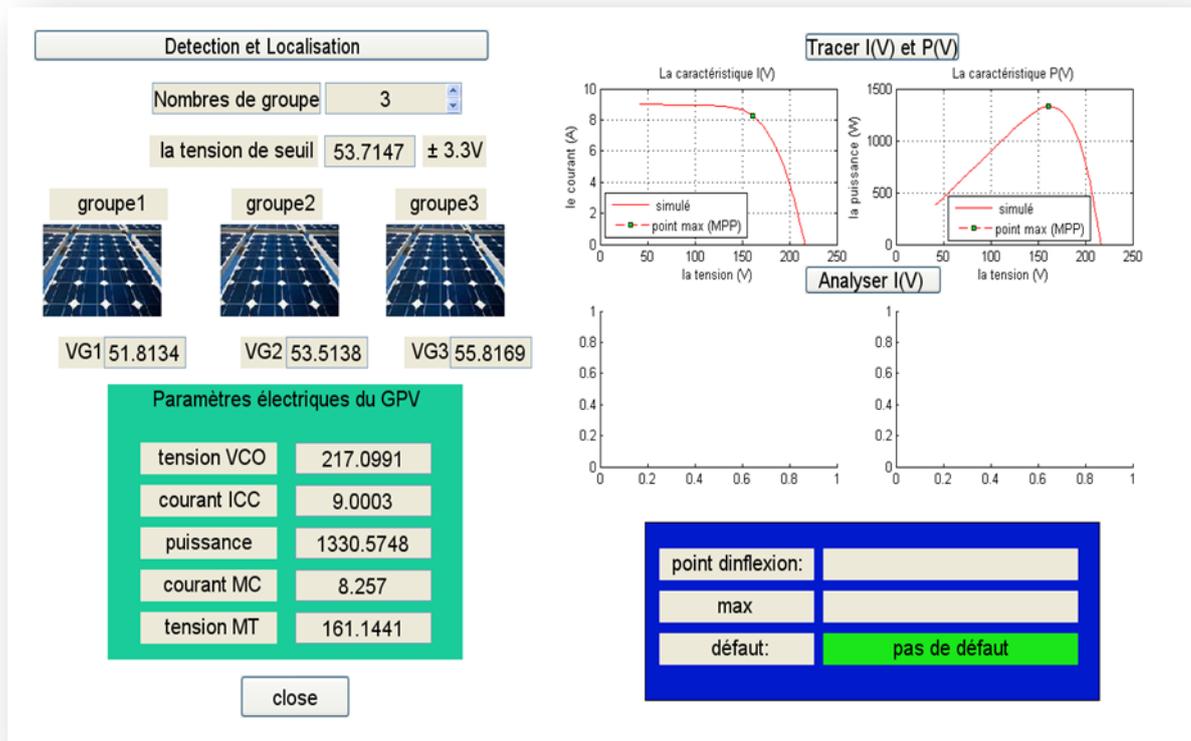


Figure IV.33: interface graphique dans le cas non défaillant

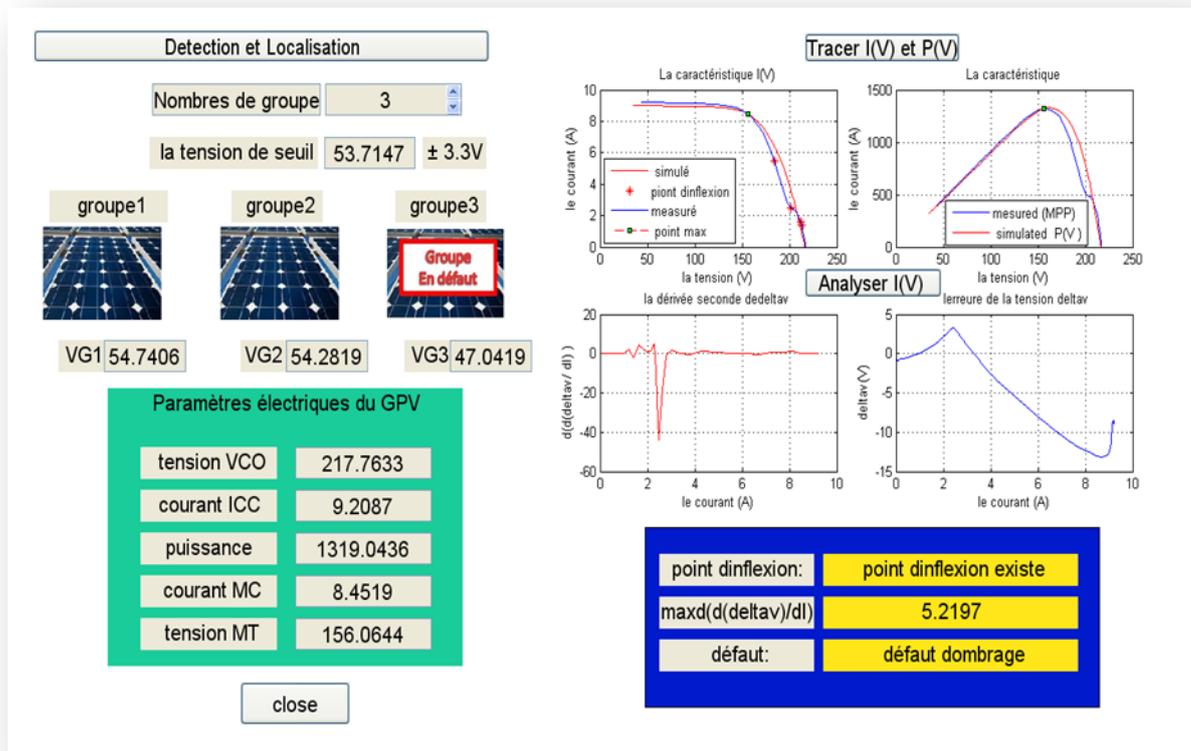


Figure IV.34: interface graphique dans le cas de défaut d'ombrage dans G3.

Dans le cas d'absence d'ombrage partiel dans le générateur photovoltaïque, Figure IV.31a, les courbes I (V) et P (V) ne présentent pas de point d'inflexion Figures IV.33, IV.35. Par contre, dans le cas d'ombrage partiel dans le groupe G3, Figures IV.31b, la courbe correspondante est modifiée, et cela en raison de la mise en conduction de la diode de by-pass du groupe semi-ombré, Figure IV.34. De la même manière dans le cas d'ombrage partiel dans le groupe G2 et G3 Figures IV.31c plusieurs pics sont observés en raison de la condition des diodes de dérivation de groupes G2 et G3, Figure IV.36.

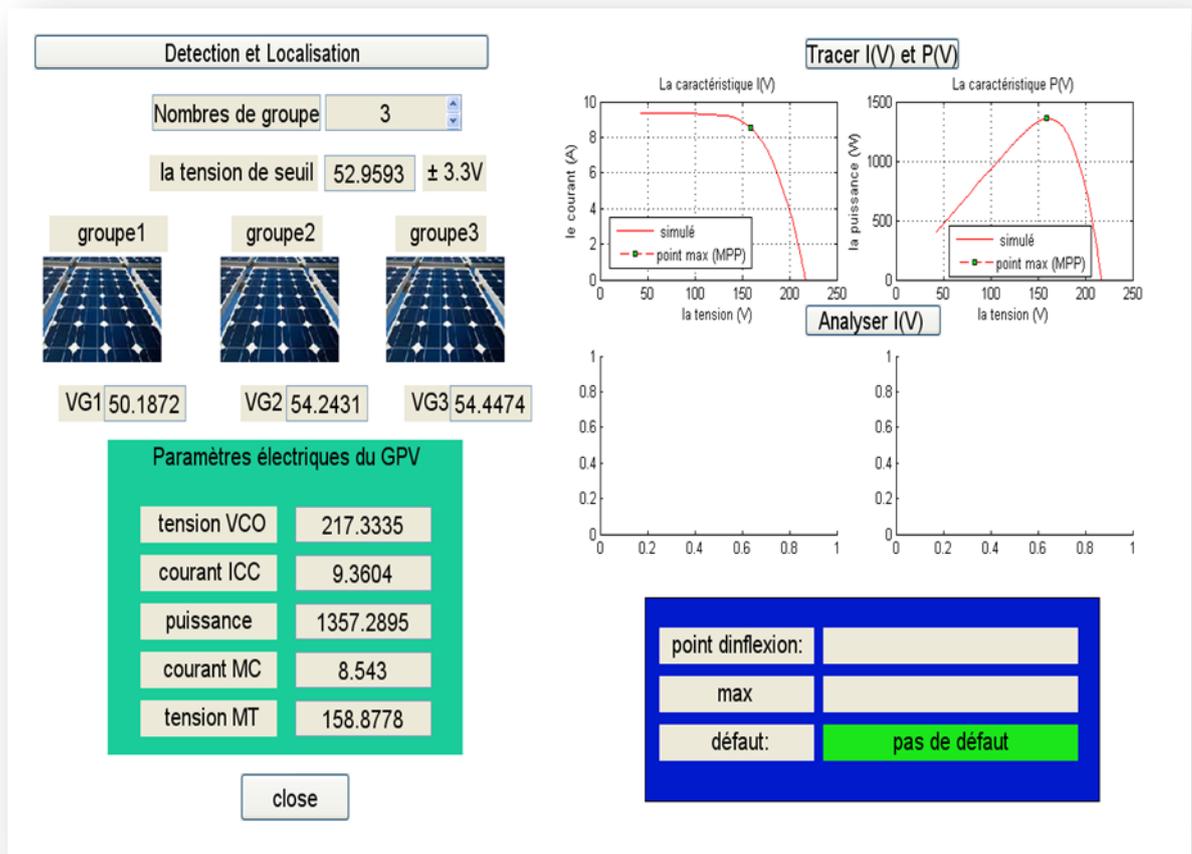


Figure IV.35: interface graphique dans le cas non défaillant

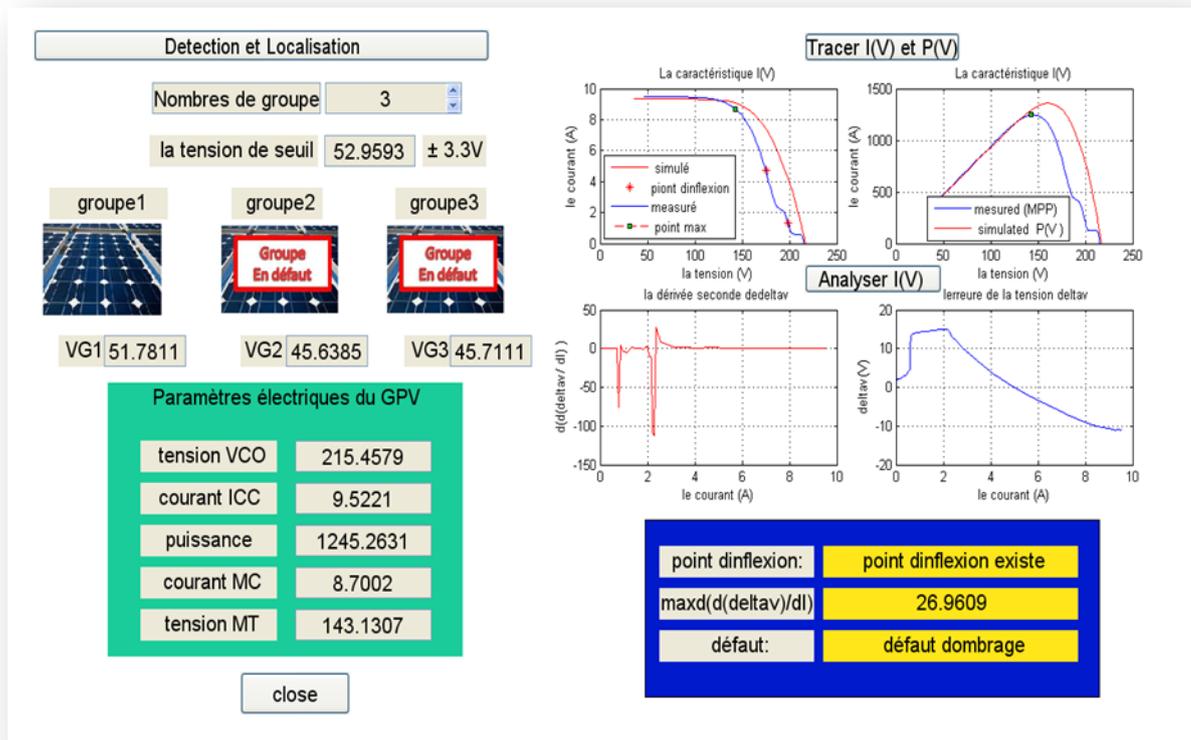


Figure IV.36: interface graphique dans le cas de défaut d'ombrage dans G2 et G3.

IV.3.3.2.2 Cas d'augmentation de la résistance série

Comme il a été montré précédemment par les résultats de simulation, une augmentation importante de la résistance série peut provoquer des points d'inflexion sur la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque, et pour tester pratiquement ce défaut on a connecté une résistance de puissance variable sur une branche de 20 cellules du groupe 3, et cela entre la diode de dérivation (bay-pass) et la sortie de la dernière cellule comme présenté dans la Figure IV.37

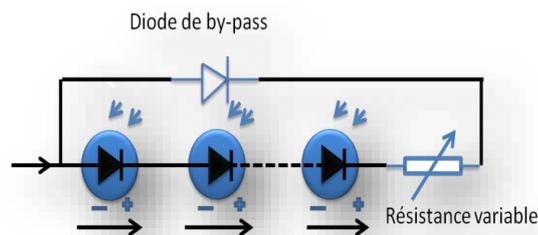


Figure IV.37: branchement de la résistance pour produire défauts de Rs

Après plusieurs tâtonnements on a constaté qu'à une valeur de 4 Ω un point d'inflexion remarquable sur I (V) apparaît.

L'application de la méthode de diagnostic proposée sur une branche de trois panneaux connectés en série est faite de la même manière que dans le cas de l'ombrage partiel et les résultats obtenus sont présentés par la Figure IV.38 et la Figure IV.39.

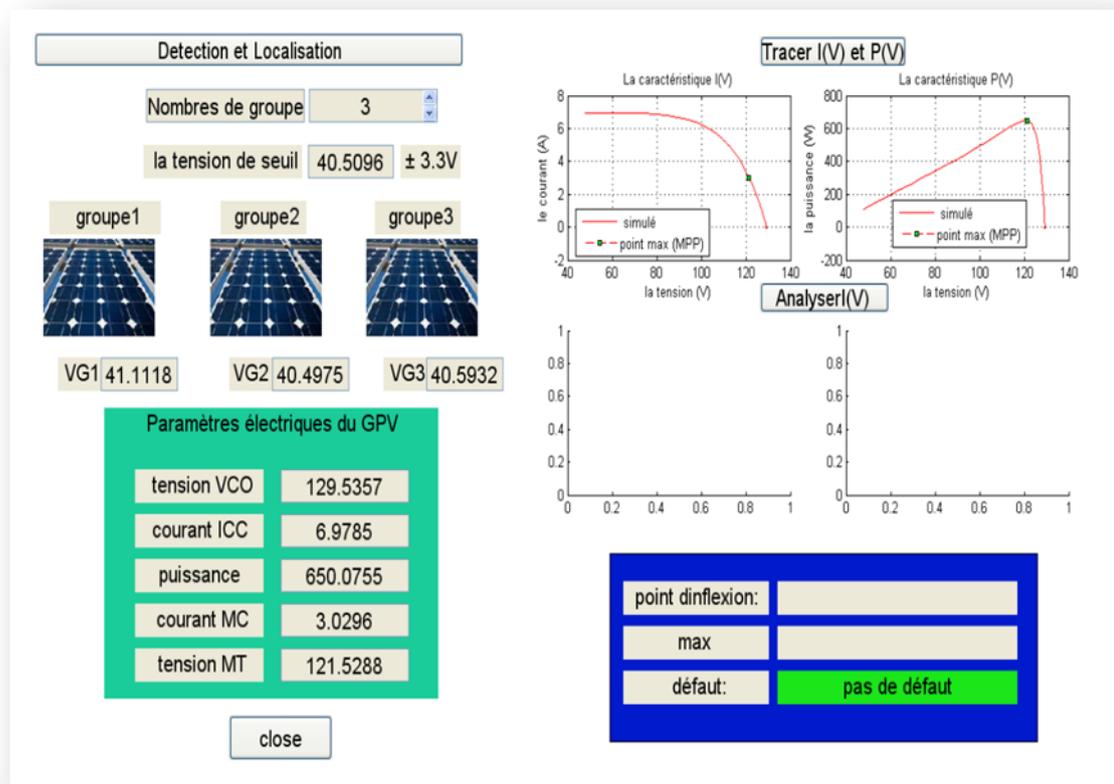


Figure IV.38: interface graphique dans le cas non défaillant

Dans le cas où la résistance de test est débranchée, on ne remarque aucune variation sur I(V), notre algorithme nous signale sur l'interface graphique l'absence de défaut (pas de défaut couleur verte) Figure IV.38.

Une fois la résistance de test est branchée, une variation des tensions de fonctionnement de chaque groupe par rapport à la tension normale est remarquée, provoquant la détection du groupe défaillant (zone rouge sur GUI) Figure IV.39.

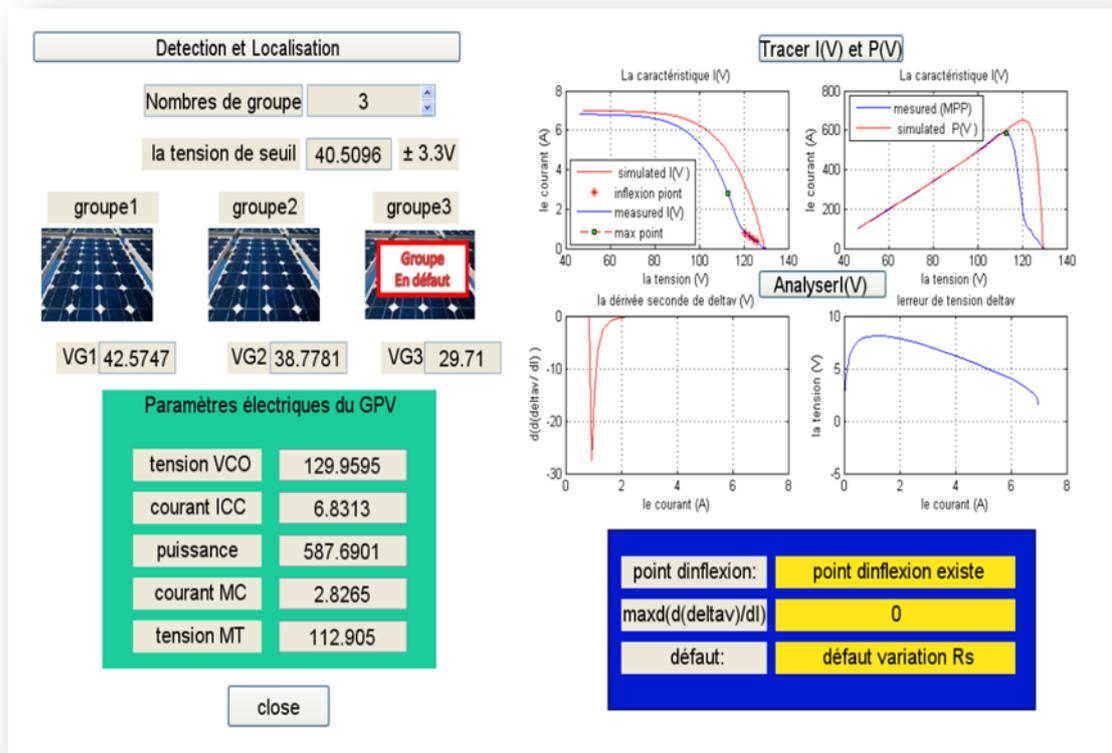


Figure IV.39: interface graphique dans le cas d'augmentation de R_s

Le lancement de l'analyse de la caractéristique $I(V)$ donne l'endroit des points d'inflexion ainsi que des informations sur le type de défauts localisé et identifié (couleur jaune).

Le lancement de la procédure de la détection et de la localisation ainsi que le tracé de la caractéristique $I(V)$, $P(V)$ peut être effectué en mode automatiquement ou en mode manuel

IV.3.3.1 Mode Automatique

Dans cette étape au cours de chaque 5mn la procédure de la détection et de la localisation est exécutée, si le PVG est défectueux, il est automatiquement déconnecté de la charge et la caractéristique $I(V)$ et la caractéristique $P(V)$ sont tracées, et les valeurs électriques sont affichées dans l'interface graphique.

IV.3.3.2 Mode Manuel

Dans le cas manuel, la détection, la localisation et le traçage de la caractéristique $I(V) / P(V)$ sont lancés directement à partir des boutons de commande de l'interface graphique, Les résultats présentés dans les Figures IV.28, IV.29, IV.30, IV.31 nous montrent le bon fonctionnement de l'algorithme présenté et le système expérimental développé.

IV.4 Conclusions

Dans ce chapitre une méthode automatique de détection et de localisation des défauts dans un générateur photovoltaïque connecté en série parallèle est présentée. Cette méthode combinant l'utilisation d'un minimum de capteurs de tension, les méthodes de test de point de fonctionnement ainsi que l'analyse de la caractéristique $I(V)$. Dans un premier temps des résultats de simulations sont présentés, ces simulations sont faites sur une branche de panneaux connectés en série afin de valider la méthode proposée.

Dans une deuxième partie et vue la nécessité de la mesure de la caractéristique $I(V)$ une étude sur les différentes techniques de mesure a été présentée, et un traceur à base de condensateur a été réalisé, l'application de cette méthode de diagnostic pour un GPV alimentant une charge résistive, composé de deux branches connectés en parallèle a montré l'impact de défaut d'ombrage sur chaque groupe.

Des tests de défauts d'ombrage partiel et l'augmentation de la résistance série sur une branche de panneaux connectés en séries, et la comparaison des tensions de chaque groupe à une tension de seuil a permis de détecter et localiser les défauts. L'étape d'identification de défauts est réalisée par l'analyse de la caractéristique $I(V)$, toutes les commandes et les résultats sont réalisés à travers une interface graphique développée à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. Les résultats de simulation et les tests pratiques obtenus ont validé les résultats présentés et montré l'efficacité de la méthode proposée et du modèle utilisé.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Le travail présenté dans cette thèse s'inscrit dans la continuité des travaux de l'équipe de conduite et de surveillance du Laboratoire d'automatique de Sétif (LAS) sur la détection et la localisation des défauts.

Ce travail a été orienté vers le diagnostic des défauts d'ombrage et de l'augmentation de la résistance série au niveau des panneaux photovoltaïques. Une approche globale a été proposée en se basant essentiellement sur l'analyse de la caractéristique $I(V)$. La motivation majeure de ce travail réside dans le fait que les défauts cités précédemment engendrent la même signature sur la caractéristique. La contribution apportée dans cette thèse apparaît dans la capacité de séparer les deux signatures d'une part et de proposer tout un environnement matériel et logiciel, entièrement réalisé au laboratoire permettant de tracer la caractéristique de n'importe quel PV de manière automatique et de fournir une aide à la décision du diagnostic des défauts précédents.

Dans le premier chapitre, nous avons rappelé les concepts généraux de la surveillance. Pour commencer nous avons présenté les terminologies et les définitions utilisées dans la surveillance des pannes puis, nous avons abordé les différentes approches et méthodes de la détection et de la localisation des défaillances dans un processus industriel.

Dans le second chapitre, nous avons présenté des généralités sur les générateurs photovoltaïques. Dans un premier temps, nous avons rappelé les différents éléments constituant un générateur photovoltaïque, en allant des cellules jusqu'à l'injection aux réseaux puis, dans un second temps, nous avons donné un aperçu sur la théorie d'identification des paramètres des cellules photovoltaïques et particulièrement la méthode des cinq paramètres, en raison de sa simplicité.

le troisième chapitre de cette thèse se divise en deux parties, la première partie présente les différents défauts affectant un des panneaux photovoltaïques que se soit les défauts dus aux conditions climatiques ou aux défauts de construction et d'utilisations, ainsi que l'effet de ces défauts sur les paramètres électriques et physiques. La deuxième partie

présente des généralités sur les différentes méthodes de détection et de diagnostic de défauts. Le premier groupe de méthodes exposé utilise un matériel tels que les caméras infrarouge pour détecter et localiser plusieurs défauts comme les points chauds et les fissure dans les cellules photovoltaïques, le deuxième groupe de méthode de diagnostic repose sur l'analyse des données récoltés à partir des capteurs implantés dans des emplacements bien déterminés.

Enfin, dans le dernier chapitre une méthode automatique de détection et de localisation des défauts dans un générateur photovoltaïque connecté en série parallèle est présentée. Cette méthode combinant l'utilisation d'un minimum de capteurs de tension et les méthodes de test de point de fonctionnement ainsi que l'analyse de la caractéristique $I(V)$. Dans un premier temps, des résultats de simulations sont présentés, ces simulations sont faites sur une branche de panneaux connectés en série afin de valider la méthode proposée.

Dans une deuxième partie de ce chapitre et vue la nécessité de la mesure de la caractéristique $I(V)$, une étude sur les différentes techniques de mesure a été présentée, et un traceur à base de condensateur à été réalisé, l'application de cette méthode de diagnostic pour un GPV alimentant une charge résistive, composé de deux branches connectés en parallèle a montré l'impact du défaut d'ombrage sur chaque groupe.

Des tests de défauts d'ombrage partiel et l'augmentation de la résistance série sur une branche de panneaux connectés en séries, et la comparaison des tensions de chaque groupe à une tension de seuil a permis de détecter et de localiser les défauts, l'étape d'identification de défauts est réalisée par l'analyse de la caractéristique $I(V)$. Toutes les commandes et les résultats sont réalisés à travers une interface graphique développée à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. Les résultats de simulation et les tests pratiques obtenus ont montré l'efficacité de la méthode proposée et du modèle utilisé.

Perspectives

Ce travail ouvre de nombreuses perspectives. Nous pouvons citer les tâches essentielles qui pourraient être conduites rapidement :

- l'élément principal pour avoir des données sur un générateur photovoltaïque est le capteur. Suivant le nombre et le type de capteur (passif ou actif), et en fonction des distances entre la station solaire et le poste de supervision qui risquent d'être grandes, le

câblage sera énorme ce qui entraîne un coût et un encombrement en plus. Afin de résoudre ces problèmes l'utilisation des réseaux de capteurs sans fil (WSN) devient indispensable.

- la méthode d'analyse de la caractéristique $I(V)$ est une méthode très prometteuse pour la détection et la localisation des défauts des générateurs photovoltaïques. D'autres pistes consistent à développer d'autres techniques de recherche des points d'inflexion et d'analyse de $I-V$. afin d'augmenter la robustesse de cette méthode.
- Etendre les tests pour d'autres types de défauts tels que les défauts des diodes de by-pass,...
- exploiter d'autres types de capteurs à base de matériaux dits intelligents tel que les PVDF, les PZERT...

References Bibliographiques

- [1] Y.-J. Wang and P.-C. Hsu, “An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells,” *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3069–3078, May 2011.
- [2] R. Kadri, H. Andrei, J.-P. Gaubert, T. Ivanovici, G. Champenois, and P. Andrei, “Modeling of the photovoltaic cell circuit parameters for optimum connection model and real-time emulator with partial shadow conditions,” *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 57–67, Jun. 2012.
- [3] Stéphane Vighetti, Yves Lembeye, Jean-Paul Ferrieux, Jean Barbaroux. Module photo-voltaïque et ombrages : étude et intégration d'une structure d'équilibrage. EPF 2010, Jul2010, Saint-Nazaire, France.
- [4] S. Roy Chowdhury and H. Saha, “Maximum power point tracking of partially shaded solar photovoltaic arrays,” in *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2010, vol. 94, no. 9, pp. 1441–1447.
- [5] M. Benkaci, “Surveillance des systèmes mécatronique d’automobile par des méthodes d'apprentissage.” Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2011.
- [6] F. Castang, “Synthèse robuste de filtres de diagnostic pour la surveillance à base de modèle des systèmes multivariables et incertains.” *These Dr.* Bordeaux 1, 2003.
- [7] M. Staroswiecki and G. Comtet-Varga, “Analytical redundancy relations for fault detection and isolation in algebraic dynamic systems,” *Automatica*, vol. 37, no. 5, pp. 687–699, 2001.
- [8] M. Rodrigues, D. Theilliol, M. Adam-Medina, and D. Sauter, “A fault detection and isolation scheme for industrial systems based on multiple operating models,” *Control Eng. Pract.*, vol. 16, no. 2, pp. 225–239, 2008.

- [9] H. Hacene, “Identification et surveillance de processus dynamiques complexes par logique floue. Application à un échangeur de chaleur.” *These Dr.* Université M’hamed Bougara de Boumerdès, 2007.
- [10] D. Berdjag, “Méthodes algébriques pour la décomposition de modèles comportementaux: Application à la détection et à la localisation de défaillances.” *These Dr.* Université des Sciences et Technologie de Lille-Lille I, 2007.
- [11] R. Fellouah, “Contribution au diagnostic de pannes pour les systèmes différentiellement plats.” *These Dr.* INSA de Toulouse, 2007.
- [12] A. O. Molina, “Méthodologie pour le placement des capteurs à base de méthodes de classification en vue du diagnostic.” *These Dr.* INSA de Toulouse, 2005.
- [13] V. Cocquempot, “Contribution à la surveillance des systèmes industriels complexes.” *These Dr.* Université des Sciences et Technologie de Lille-Lille I, 2004.
- [14] C. Christophe, “Surveillance des systèmes non linéaires: Application aux machines électriques.” *These Dr.* Université des Sciences et Technologie de Lille-Lille I, 2001.
- [15] R. J. Patton, “Fault detection and diagnosis in aerospace systems using analytical redundancy,” *Comput. Control Eng. J.*, vol. 2, no. 3, pp. 127–136, 1991.
- [16] R. Mrani Alaoui, “Conception d’un module de diagnostic à base de suites de bandes temporelles en vue de la supervision des procédés énergétiques: application en ligne à un générateur de vapeur.” *These Dr.* Université des Sciences et Technologie de Lille-Lille I, 2004.
- [17] H. Derbel, “Diagnostic à base de modèles des systèmes temporisés et d’une sous-classe de systèmes dynamiques hybrides.” *These Dr.* Université Joseph-Fourier-Grenoble I, 2009.
- [18] G. Didier, “Modélisation et diagnostic de la machine asynchrone en présence de défaillances,” *These Dr. l’université Henri Poincaré, Nancy-I*, 2004.

- [19] R. Bensaadi and H. Mouss, “Diagnostic de défaillances par Reconnaissance de Formes.” 3rd International Conference: Sciences of Electronic, Technologies of Information and Telecommunications March 27-31, 2005 – TUNISIA.
- [20] O. Ondel, “Diagnostic par reconnaissance des formes: Application à un ensemble convertisseur-machine asynchrone.” *These Dr.* Ecole Centrale de Lyon, 2006.
- [21] J.-P. Haton and M.-C. Haton, *L’intelligence artificielle*. Presses universitaires de France, 1989.
- [22] S. Guillaume and B. Charnomordic, “Systèmes d’inférence floue: collaboration expertise et données dans un environnement de modélisation intégrée à l’aide de FisPro,” *Rev. d’intelligence Artif.*, vol. 1, p. 26, 2013.
- [23] M. bayoudh, “ Active Diagnosis of Hybrid Systems Guided by Diagnosability Properties - Application to Autonomous Satellites" *Thèse Dr.* Toulouse, INPT, 2009.
- [24] S. Bachir, I. B. A. Bazine, T. Poinot, K. Jellassi, and J.-C. Trigeassou, “Estimation paramétrique pour le diagnostic des processus: Application à la bobine à noyau de fer,” *J. Eur. des Systèmes Autom.*, vol. 42, no. 5, pp. 509–539, 2008.
- [25] R. E. Kalman and R. S. Bucy, “New results in linear filtering and prediction theory,” *J. Fluids Eng.*, vol. 83, no. 1, pp. 95–108, 1961.
- [26] L. Bun, “Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV.” *These Dr.* Université de Grenoble, 2011.
- [27] S. Petibon, “Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l’énergie pour les applications photovoltaïques.” *These Dr.* Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2009.
- [28] Y. Azzoug, *Commande de la charge d’une batterie dans une installation photovoltaïque*, vol. 2790. ProQuest, 2008.

- [29] A. Reinders, “A design method to assess the accessibility of light on PV cells in an arbitrary geometry by means of ambient occlusion,” in *Proceedings of 22nd of photovoltaic solar energy conference and exhibition*. Milan. 2007.
- [30] A. Woyte, J. Nijs, and R. Belmans, “Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results,” *Sol. Energy*, vol. 74, no. 3, pp. 217–233, 2003.
- [31] H.-L. Tsai, C.-S. Tu, and Y.-J. Su, “Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK,” in *Proceedings of the world congress on Engineering and computer science*, 2008, vol. 2008, pp. 1–6.
- [32] D. Sera, “Real-time modelling, diagnostics and optimised MPPT for residential PV systems.” *These Dr.* Aalborg University, 2009.
- [33] D. Rekioua and E. Matagne, *Optimization of photovoltaic power systems*. book, Springer-Verlag London Limited 2012.
- [34] J. W. Bishop, “Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits,” *Sol. cells*, vol. 25, no. 1, pp. 73–89, 1988.
- [35] A. Zegaoui, P. Petit, M. Aillerie, J. P. Sawicki, A. W. Belarbi, M. D. Krachai, and J. P. Charles, “Photovoltaic cell/panel/array characterizations and modeling considering both reverse and direct modes,” *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 695–703, 2011.
- [36] X. Qingshan, S. Jing, B. Haihong, K. Yukita, and K. Ichiyanagi, “Analysis of Photovoltaic Array Performance under shaded conditions,” in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific*, 2010, pp. 1–4.
- [37] H. M. Ibrahim, J. Peng, and M. S. El Moursi, “Dynamic Analysis of Buck-Based Photovoltaic Array Model,” *International Journal of Electrical Energy*, Vol. 1, No. 2, June 2013.

- [38] J. A. Gow and C. D. Manning, "Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies," in *Electric Power Applications, IEE Proceedings-*, 1999, vol. 146, no. 2, pp. 193–200.
- [39] J. Hyvarinen and J. Karila, "New analysis method for crystalline silicon cells," in *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on*, 2003, vol. 2, pp. 1521–1524.
- [40] K. Nishioka, N. Sakitani, Y. Uraoka, and T. Fuyuki, "Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 91, no. 13, pp. 1222–1227, 2007.
- [41] C. Carrero, J. Amador, and S. Arnaltes, "A single procedure for helping PV designers to select silicon PV modules and evaluate the loss resistances," *Renew. Energy*, vol. 32, no. 15, pp. 2579–2589, 2007.
- [42] G. Walker, "Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model," *J. Electr. Electron. Eng. Aust.*, vol. 21, no. 1, p. 49, 2001.
- [43] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Sol. energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, 2006.
- [44] M. G. Villalva and J. R. Gazoli, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *Power Electron. IEEE Trans.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [45] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "PV panel model based on datasheet values," in *Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on*, 2007, pp. 2392–2396.
- [46] M. C. Glass, "Improved solar array power point model with SPICE realization," in *Energy Conversion Engineering Conference, 1996. IECEC 96., Proceedings of the 31st Intersociety*, 1996, vol. 1, pp. 286–291.

- [47] E. I. Ortiz-Rivera and F. Peng, “Analytical model for a photovoltaic module using the electrical characteristics provided by the manufacturer data sheet,” in *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC’05. IEEE 36th*, 2005, pp. 2087–2091.
- [48] A. M. Bazzi, K. A. Kim, B. B. Johnson, P. T. Krein, and A. Dominguez-García, “Fault impacts on solar power unit reliability,” in *Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC*, 2011, pp. 1223–1231.
- [49] S. K. Firth, K. J. Lomas, and S. J. Rees, “A simple model of PV system performance and its use in fault detection,” *Sol. Energy*, vol. 84, no. 4, pp. 624–635, 2010.
- [50] G. Oreski and G. M. Wallner, “Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions,” *Sol. Energy*, vol. 83, no. 7, pp. 1040–1047, Jul. 2009.
- [51] M. A. Munoz, F. Chenlo, and M. C. Alonso-García, “Influence of initial power stabilization over crystalline-Si photovoltaic modules maximum power,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 19, no. 4, pp. 417–422, 2011.
- [52] S. Mau, T. Krametz, W. Jahna, and H. Fechner, “Quality testing for PV-modules according to standards and performance control for supporting manufacturing,” no. June, pp. 10–12, 2004.
- [53] A. Monastyrskiy, S. Ostapenko, O. Polupan, H. Maeckel, and M. Vazquez, “Resonance Ultrasonic Vibrations for in-line crack detection in silicon wafers and solar cells,” in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2008.
- [54] J. Al Ahmar, S. Wiese, “Analysis and simulation of cracks and micro cracks in PV cells,” *International Conference on Thermal, Mechanical and Multi-Physics Simulation and Experiments in Microelectronics and Microsystems (EuroSimE)*, 2013.

- [55] A. SKOCZEK, T. SAMPLE, E. DUNLOP, and H. OSSENBRINK, “Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC 61215 test sequence,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 92, no. 12, pp. 1593–1604, Dec. 2008.
- [56] G. Oreski and G. M. Wallner, “Aging mechanisms of polymeric films for PV encapsulation,” *Sol. Energy*, vol. 79, no. 6, pp. 612–617, Dec. 2005.
- [57] P. Sánchez-Friera, M. Piliouguine, J. Peláez, J. Carretero, and M. Sidrach de Cardona, “Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 19, no. 6, pp. 658–666, 2011.
- [58] W. Hoffmann, “PV on the way from a few lead markets to a world market,” in *Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC-4, 2007*, vol. 2, pp. 2454–2456.
- [59] E. Molenbroek, D. W. Waddington, and K. A. Emery, “Hot spot susceptibility and testing of PV modules,” in *Photovoltaic Specialists Conference, 1991., Conference Record of the Twenty Second IEEE, 1991*, pp. 547–552 vol.1.
- [60] W. Herrmann, W. Wiesner, and W. Vaassen, “Hot spot investigations on PV modules-new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes,” in *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 1997*, pp. 1129–1132.
- [61] “Photographic surveying of minority carrier diffusion length in polycrystalline silicon cells by electroluminescence,” *Appl. Phys. Lett.*, vol. 86, 2005.
- [62] S. Roy Chowdhury and H. Saha, “Maximum power point tracking of partially shaded solar photovoltaic arrays,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, no. 9, pp. 1441–1447, Sep. 2010.
- [63] C. Alonso, “Contribution à l’optimisation, la gestion et le traitement de l’énergie.” *These Dr. Université Paul Sabatier-Toulouse III*, 2003.

- [64] S. Vighetti, Y. Lembeye, J. Ferrieux, and J. Barbaroux, “Module photovoltaïque et ombrages: étude et intégration d ’ une structure d ’ équilibrage,” *EPF 2010, 2010 - hal.archives-ouvertes.fr*.
- [65] J. L. Crozier, “Characterization of Cell Mismatch in Photovoltaic Modules Using Electroluminescence and Associated Electro-optic Techniques.” Nelson Mandela Metropolitan University, 2012.
- [66] M. H. Wang and H. C. Chen, “Application of extension theory to the fault diagnosis of power transformers,” in *Proc. 22nd Symp. on Electrical Power Engineering, Kaohsiung, Taiwan, 2001*, pp. 21–22.
- [67] D. L. King, J. A. Kratochvil, and W. E. Boyson, “Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results,” in *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 1997*, pp. 1183–1186.
- [68] J. N. Roy, G. R. Gariki, and V. Nagalakshmi, “Reference module selection criteria for accurate testing of photovoltaic (PV) panels,” *Sol. Energy*, vol. 84, no. 1, pp. 32–36, 2010.
- [69] J. I. Rosell and M. Ibanez, “Modelling power output in photovoltaic modules for outdoor operating conditions,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 47, no. 15, pp. 2424–2430, 2006.
- [70] A. Krenzinger and A. C. de Andrade, “Accurate outdoor glass thermographic thermometry applied to solar energy devices,” *Sol. Energy*, vol. 81, no. 8, pp. 1025–1034, 2007.
- [71] P. N. Botsaris and J. A. Tsanakas, “Infrared thermography as an estimator technique of a photovoltaic module performance via operating temperature measurements,” in *Proceedings of the 10th ECNDT Conference, 2010*.
- [72] J. Rappich, M. Mueller, F. Schneider, and H. Tributsch, “Thermographic sampling technique applied to microelectronics and photovoltaic devices,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 53, no. 3–4, pp. 205–215, 1998.

- [73] P. Parinya, B. Wiengmoon, D. Chenvidhya, C. Jivacate, K. Kirtikara, and C. Limsakul, “correlation between electrical parameters of solar cells and temperature characteristics obtained from infrared thermography,” *Tech. Dig. Int. PVSEC-17, Fukuoka, Japan, 2007*.
- [74] G. S. Spagnolo, P. Del Vecchio, G. Makary, D. Papalillo, and A. Martocchia, “A review of IR thermography applied to PV systems,” in *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2012 11th International Conference on*, 2012, pp. 879–884.
- [75] O. Breitenstein, M. Langenkamp, J. P. Rakotoniaina, and J. Zettner, “The imaging of shunts in solar cells by infrared lock-in thermography,” in *Proc. of the 17th Europ. PV Solar Energy Conf., Munich, 2001*.
- [76] G.-H. Kang, K. S. Kim, H. E. Song, G. J. Yu, H. K. Ahn, and D. Y. Han, “Investigation of aging phenomenon and power drop rate with field exposed PV modules,” in *Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2010, pp. 4015–4018.
- [77] W. Dallas, O. Polupan, and S. Ostapenko, “Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers,” *Measurement Science and Technology*, vol. 18, no. 3, pp. 852–858, 2007.
- [78] A. Belyaev, O. Polupan, W. Dallas, S. Ostapenko, D. Hess, and J. Wohlgemuth, “Crack detection and analyses using resonance ultrasonic vibrations in full-size crystalline silicon wafers,” *Appl. Phys. Lett.*, vol. 88, no. 11, 2006.
- [79] T. Kirchartz, A. Helbig, W. Reetz, M. Reuter, J. H. Werner, and U. Rau, “Reciprocity between electroluminescence and quantum efficiency used for the characterization of silicon solar cells,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 17, no. 6, pp. 394–402, 2009.
- [80] M. Kasemann, D. Grote, B. Walter, W. Kwapil, T. Trupke, Y. Augarten, R. A. Bardos, E. Pink, M. D. Abbott, and W. Warta, “Luminescence imaging for the detection of shunts on silicon solar cells,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 16, no. 4, pp. 297–305, 2008.

- [81] Y. Takahashi, Y. Kaji, A. Ogane, Y. Uraoka, and T. Fuyuki, “‘Luminoscopy’- Novel Tool for the Diagnosis of Crystalline Silicon solar cells and Modules Utilizing Electroluminescence,” in *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on*, 2006, vol. 1, pp. 924–927.
- [82] T. Fuyuki, “Luminoscopy. A versatile tool for the diagnosis of crystalline silicon solar cells utilizing electroluminescence,” in *9th International Conference on Polycrystalline Semiconductors, POLYSE*, 2006.
- [83] S. Syafaruddin, E. Karatepe, and T. Hiyama, “Controlling of artificial neural network for fault diagnosis of photovoltaic array,” in *Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2011 16th International Conference on*, 2011, pp. 1–6.
- [84] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, T. Oozeki, K. Kato, and M. Ishida, “Experimental studies of fault location in PV module strings,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 93, no. 6, pp. 1079–1082, 2009.
- [85] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, K. Kato, and M. Ishida, “Experimental studies of failure detection methods in PV module strings,” in *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on*, 2006, vol. 2, pp. 2227–2230.
- [86] L. Schirone, F. P. Califano, U. Moschella, and U. Rocca, “Fault finding in a 1 MW photovoltaic plant by reflectometry,” in *Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1994, 1994 IEEE First World Conference on*, 1994, vol. 1, pp. 846–849.
- [87] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, “Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation,” in *Proceedings - 34th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2008*, 2008, pp. 2195–2199.
- [88] T. Mishina, H. Kawamura, S. Yamanaka, H. Ohno, and K. Naito, “A study of the automatic analysis for the I-V curves of a photovoltaic subarray,” *Conf. Rec. Twenty-Ninth IEEE Photovolt. Spec. Conf. 2002.*, 2002.

- [89] M. Miwa, S. Yamanaka, H. Kawamura, and H. Ohno, "Diagnosis of a power output lowering of PV array with a $(-dI/dV)$ -V characteristic," in *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on*, 2006, vol. 2, pp. 2442–2445.
- [90] Y. Liu, B. Li, and Z. Cheng, "Research on PV module structure based on Fault detection," *Sol. Cells*, pp. 3891–3895, 2010.
- [91] X. Xu and H. Wang, "Method for Diagnosing Photovoltaic Array Fault in Solar Photovoltaic System," *Mech. Eng.*, 2011.
- [92] Z. Cheng, D. Zhong, B. Li, and Y. Liu, "Research on fault detection of PV array based on data fusion and fuzzy mathematics," in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2011 Asia-Pacific*, 2011, pp. 1–4.
- [93] E. D. Aranda, J. A. G. Galan, M. S. de Cardona, and J. M. A. Márquez, "Measuring the IV curve of PV generators," *Ind. Electron. Mag. IEEE*, vol. 3, no. 3, pp. 4–14, 2009.
- [94] Y. Kuai and S. Yuvarajan, "An electronic load for testing photovoltaic panels," *J. Power Sources*, vol. 154, no. 1, pp. 308–313, 2006.
- [95] N. Forero, J. Hernández, and G. Gordillo, "Development of a monitoring system for a PV solar plant," *Energy Convers. Manag.*, vol. 47, no. 15, pp. 2329–2336, 2006.
- [96] J. Salmon, R. Phelps, S. Michael, and H. Loomis, "Solar cell measurement system for NPS spacecraft architecture and technology demonstration satellite, NPSAT1," 2003.
- [97] M. G. Guvench, C. Gurcan, K. Durgin, and D. MacDonald, "Solar simulator and IV measurement system for large area solar cell testing," in *Proceedings of the 2004 american society for engineering education annual conference & exposition*, 2004.
- [98] A. Q. Malik and S. J. B. H. Damit, "Outdoor testing of single crystal silicon solar cells," *Renew. energy*, vol. 28, no. 9, pp. 1433–1445, 2003.

- [99] E. E. Van Dyk, A. R. Gxasheka, and E. L. Meyer, “Monitoring current-voltage characteristics of photovoltaic modules,” in *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 2002*, pp. 1516–1519.
- [100] E. E. Van Dyk, A. R. Gxasheka, and E. L. Meyer, “Monitoring current–voltage characteristics and energy output of silicon photovoltaic modules,” *Renew. Energy*, vol. 30, no. 3, pp. 399–411, 2005.
- [101] J. M. Enrique, E. Duran, M. Sidrach-de-Cardona, J. M. Andujar, M. A. Bohorquez, and J. Carretero, “A new approach to obtain IV and PV curves of photovoltaic modules by using DC-DC converters,” in *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, 2005*, pp. 1769–1772.
- [102] E. Durán, J. Galán, M. Sidrach-de-Cardona, and J. M. Andújar, “A New Application of the Buck-Boost-Derived Converters to Obtain the IV Curve of Photovoltaic Modules,” in *Power Electronics Specialists Conference, 2007. PESC 2007. IEEE, 2007*, pp. 413–417.
- [103] J. Muñoz and E. Lorenzo, “Capacitive load based on IGBTs for on-site characterization of PV arrays,” *Sol. Energy*, vol. 80, no. 11, pp. 1489–1497, 2006.
- [104] M. I. Development, “c h i p K I T TM U n o 3 2 TM B o a r d R e f e r e n c e M a n u a l,” *Converter*, pp. 1–17, 2011.
- [105] A. Kurniawan, *Getting Started with Matlab Simulink and Arduino*. PE Press, 2013.

ملخص:

العمل المقدم في هذه المذكرة يهدف إلى تقديم طريقة لتشخيص الأعطال و وسيلة لمعدات المختبرات لتدريس رصد وتشخيص الأعطال في الألواح الشمسية لطلاب الدراسات العليا. المساهمة هي تقديم خوارزمية للكشف و تمرکز العيوب في مولد الضوئية باستخدام عدد محدود من أجهزة الاستشعار الجهد. و تصميم راسم المنحنى V-I باستخدام حمولة بالسعة، تستخدم لقياس خصائص الألواح الشمسية. وهذا يسمح لنا لتشخيص حالة الألواح الكهروضوئية في ظروف التشغيل الفعلية ويوفر أيضا معلومات للكشف عن الأعطال المحتملة. تم انجاز التصميم باستعمال متحكم البطاقة MAX32 chipKIT وهي عبارة عن بطاقة للحوسبة والبرمجة. كما تم تطوير برنامج الإشراف باعتبار واجهة رسومية (GUI) باستخدام Matlab Simulink

كلمات المفاتيح: كشف و تحديد الأعطال ، مولد الضوئية ، تحليل الخاصية I-V ، راسم المنحنى V-I.

Résumé :

Le travail présenté dans cette thèse a pour objectif de présenter une méthode de diagnostic de défauts et un matériel de laboratoire pour l'enseignement de la surveillance et le diagnostic de panneaux photovoltaïques pour les étudiants des cycles supérieurs. La contribution est une présentation d'un algorithme pour la détection et la localisation de défaut de générateur photovoltaïque par l'utilisation d'un nombre limité de capteurs de tension. La conception d'un traceur de courbe IV à l'aide d'une charge capacitive, est utilisée pour mesurer les caractéristiques I-V de panneaux photovoltaïques. Cette mesure permet de caractériser sur le site des panneaux photovoltaïques dans des conditions d'exploitation réelles et fournit également des informations pour la détection d'anomalies potentielles. La conception pratique basée sur une carte de famille microcontrôleur appelé chipKIT Max32 qui est une plate-forme populaire pour le calcul et la programmation. Un programme de supervision sous forme d'interface graphique (GUI) est développé par l'utilisation de Matlab Simulink.

Mots clés : détection et localisation des défauts, générateur PV, analyse de I-V, traceur du Courbe I-V

Abstract:

This thesis work intends to present a method for faults diagnosis and a laboratory material for teaching monitoring and diagnosis of PV arrays for graduate students. The contribution is a presentation of an algorithm for detection and localization of default of photovoltaic generator when a limited number of voltage sensors is used. the design of an I-V curve tracer by using a capacitive load, which is used to measure the I-V characteristics of PV arrays. Such measurement allows on-site characterization of PV arrays under real operating conditions and also provides information for the detection of potential array anomalies. The practical design based on a microcontroller board family called Chipkit max32 which is a popular platform for physical computing. A user program can be developed visually on a PC side by the use of matlab simulink Graphical User Interface (GUI).

Keywords: faults detection and location, PV generator, I-V analysis, I-V curve tracer.