

*République Algérienne Démocratique et Populaire*  
*Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique*

*Université de Ghardaïa*



Faculté des Sciences et Technologies  
Département des Sciences et Technologie

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

**MASTER II**

**Domaine :** *Sciences et Technologies*

**Filière :** *Electronique*

**Spécialité :** *Energies renouvelables*

**Par :** **Badreddine atallah**

**Thème**

**Détection et diagnostic de défauts  
dans un système photovoltaïque  
raccordé au réseau électrique**

**Soutenu publiquement le : 03/06/2017**

**Devant le jury :**

<b>Faouzi Akermi</b>	<b>MAA</b>	Univ. Ghardaïa	<b>Président</b>
<b>Bekkar Belgacem</b>	<b>MAA</b>	Univ. Ghardaïa	<b>Examineur</b>
<b>Redouane Sadaoui</b>	<b>MAA</b>	Univ. Ghardaïa	<b>Examineur</b>
<b>Djamel Taïbi</b>	<b>MAA</b>	Univ. Kasdi merbah- ouargla	<b>Encadreur</b>

**Année universitaire 2016/2017**

## Dédicace

Je dédie à mon humble travail ... et maman et papa et mes frère  
et mes amis surtout Abdelraouf et Maroi et Safa et tous ceux qui  
travaillent pour l'Algérie.

## إهداء

أهدي هذا العمل المتواضع الى بلدي..... و أمي وأبي وأخوتي خاصة عبد الرؤوف ومروة  
وصفاء وأصدقائي ولجميع أولئك الذين يعملون من أجل الجزائر.



## REMERCIEMENTS

Oh mon Dieu, la louange et merci .... mes sincères remerciements à tous ceux qui m'a donné l'aide et en particulier Mr. **Djamel Taibi** professeur à Université kasdi merbah -Ouargla - Qui m'a beaucoup encouragé en fin de compte, je remercie les travailleurs de station photovoltaïques de Ghardaïa pour me donner quelques informations sur cette recherche

Et à tous ceux qui ont contribué directement ou indirectement à la réalisation de ce travail.

### تشكرات

اللهم لك الحمد والشكر .... أتقدم بالشكر الجزيل الى كل من قدم لي العون وخاصة الأستاذ الفاضل

**طبيي جمال** جامعة قاصدي مرباح -ورقلة الذي كان لي المشرف المشجع.

في النهاية أشكر عمال المحطة الضوئية بغرداية لاعطائي بعض المعلومات حول هذا البحث

وإلى كل من ساهم بشكل مباشر أو غير مباشر في تحقيق هذا العمل.

# **Sommaire**

# Sommaire

Remerciement  
Résumé

## Chapitre I : généralité sur le système photovoltaïque raccordé au réseau électrique

I.1. Introduction .....	42
I.2. L'énergie solaire.....	42
I.2.1. L'éclairement énergétique.....	44
I.3. Principe de fonctionnement .....	45
I.4. Cellule photovoltaïque.....	46
I.4.1. Technologies des cellules solaires .....	46
I.5. Structure des panneaux photovoltaïques .....	46
I.5.1. Une série de cellules photovoltaïques (sous module ou branche).....	46
I.5.2 Module (panneau) photovoltaïque.....	47
I.6. Caractéristiques d'un module PV .....	47
I.6.1. tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ).....	47
I.6.2. Courants de court-circuit ( $I_{cc}$ ) .....	48
I.6.3. Puissance débitée.....	48
I.6.4. Facteur de Forme, FF .....	48
I.6.5. Rendement $\eta$ .....	49
I.7. String et champ photovoltaïque .....	49
I.8. Système photovoltaïque.....	51
I.8.1. Eléments d'un système photovoltaïque .....	51
I.8.2. Les différents types de systèmes photovoltaïques .....	52
<input type="checkbox"/> Les systèmes photovoltaïques avec stockage électrique .....	52
<input type="checkbox"/> Les systèmes à couplage direct sans batterie .....	52
I.9. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau .....	57
I.10. Avantages et inconvénients des systèmes PV connectés au réseau.....	57
<input type="checkbox"/> Inconvénients .....	58
I.11. Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques .....	58
I.11.1. Définition .....	58
I.11.2 Utilisation des onduleurs.....	58
I.11.3. Caractéristiques propres à un onduleur pour systèmes photovoltaïques (PV) .....	59
I.11.4. Technologies des onduleurs .....	60
I.12. Conclusion .....	61

## Chapitre II : présentation de la centrale photovoltaïque de Ghardaïa

II.1. Introduction .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.2. Présentation de la centrale photovoltaïque de Ghardaïa [10] .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3. Systèmes électriques de la centrale PV de Ghardaïa [10] .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.1. Système du générateur photovoltaïque.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.1.1. Panneaux photovoltaïques installés à la central PV de Ghardaïa	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.1.2. Chaine des panneaux photovoltaïques .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.1.3. Boite de jonction (ou de raccordement).....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.1.4. Coffret courant continu .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.1.5. Onduleurs solaire .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.2. Système de transformation .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.2.1. Tableaux BT de parallèle et tableaux de liaison .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.2.2. Transformateurs de puissance .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.2.3. Câble moyenne tension MT .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.3. Système d'évacuation de l'énergie produite vers le réseau....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.3.1. Poste d'évacuation MT 30KV .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.3.2. Coffret comptage .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.4. Système des auxiliaires .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.4.1. Système des auxiliaires en courant alternatif.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.4.2. Système des auxiliaires en courant continu .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.4.3. Système des auxiliaires ASI.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.4. Système de contrôle de la centrale PV de ghardaia [21] .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.4.1. Technique de communications dans le système DCS .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.4.2. Système superviseur DCS .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.4.2.1. Système de contrôle des accès .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.4.2.2. Les fenêtres d'affichage .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.4.2.3. Création de tendances .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.4.2.4. Formulation des rapports .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.5. Conclusion .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>

## **Chapitre III : Modélisation et simulation de la centrale photovoltaïque Sous différents type défauts**

III.1. Introduction .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.2. Modélisation du générateur photovoltaïque .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.2.1. Modèle électrique d'une cellule PV .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.3. Simulation du générateur PV .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.3.1. Module type polycristallin A-235P .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.3.2. Sous champ polycristallin .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.4. Résultat de simulation d'un système PV .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.5. Modélisation et simulation du convertisseur DC/AC.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.5.1. Techniques de contrôle et commande de l'onduleur.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.5.1.1. Techniques de maximisation de la puissance MPPT .	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.5.1.2. Technique de commande par orientation de la tension VOC	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
	<b>défini.</b>
III.5.2. Commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI)	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.5.3. Technique de commande PLL [17] .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.5.3.1. Principe de la SF-PLL.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.6. Étude des systèmes PV triphasé suit a des défauts survenant dans le réseau	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
	<b>non défini.</b>
III.6.1. Simulation dans les conditions de fonctionnement normales .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
	<b>défini.</b>
III.6.2. Simulation du système PV sous défauts.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.7. Résultat de simulation .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.7.1. Résultats pour les différent type des défauts au niveau de système PV	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
	<b>non défini.</b>
III.7.1.1. Les défauts au niveau d'onduleur .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.7.1.2. Défauts de déconnexion de la commande MPPT .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.7.1.3. Les défauts au niveau réseaux électrique.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.8. conclusion.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>

## Chapitre IV : Analyse statistique et détection des défauts de la centrale

IV.1. Introduction.....	<b>Erreur ! Signet non défini.1</b>
IV.2. Test T pour deux échantillons liés .....	<b>Erreur ! Signet non défini.1</b>
IV.2.1. Équation de test T.....	<b>Erreur ! Signet non défini.1</b>
IV.2.2. Conditions d'utilisation du test T.....	<b>Erreur ! Signet non défini.1</b>
IV.2.3. Utilisation de test T .....	<b>Erreur ! Signet non défini.2</b>
IV.3. Les résultats de l'analyse statistique.....	<b>Erreur ! Signet non défini.3</b>
IV.3.1.. Les défauts au niveau d'onduleur.....	<b>Erreur ! Signet non défini.3</b>
IV.3.2. les défauts au niveau MPPT .....	<b>Erreur ! Signet non défini.1</b>
IV.3.3. les défauts au niveau réseaux électrique.....	<b>Erreur ! Signet non défini.3</b>
IV.4. Réalisation d'un détecteur de défauts d'un système PV .....	<b>Erreur ! Signet non défini.1</b>
IV.4.1. Réalisation.....	<b>Erreur ! Signet non défini.1</b>
IV.4.2. Algorithme de diagnostic .....	<b>Erreur ! Signet non défini.4</b>
IV.4.3. Teste du système de détecton de défauts.....	<b>Erreur ! Signet non défini.6</b>
IV.5. conclusion .....	<b>Erreur ! Signet non défini.8</b>

## **Liste de figures**

## Liste de figure

Figure (I.1) : Définition de la norme AM .....	22
Figure (I.2) : Spectre d'émission solaire .....	22
Figure (I.3) : l'éclairement totale et directe au sol .....	23.
Figure (I.4): Coupe en 3 dimensions d'une cellule PV typique.....	24
Figure( I.5) : Sous module constitué de Ncs cellules connectées en séries.....	25
Figure (I.6). : module constitué de Nssm sous modules montés en séries.....	26
Figure (I.7) : Champ photovoltaïque composé de Nst strings en parallèle.....	28
Figure( I.8): Caractéristique I(V) et P(V) pour NS module(s) en série.....	29
Figure( I.9) : Caractéristiques relatives aux modules en parallèle.....	29
Figure( I.10) : Caractéristique IV et PV d'une connexion mixte série et parallèle.....	30
Figure (I.11): Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque.....	30
Figure (I.12) Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec stockage. ....	31
Figure (I.13) Schéma synoptique d'un système photovoltaïque à couplage direct. ....	32
Figure (I.14) Schéma synoptique d'un système photovoltaïque. ....	32
Figure (I.15) Plusieurs modules PV en série à un seul onduleur.....	33.
Figure(I.16) bus à basse tension alternative.....	34
Figure(I.17) Convertisseur de type forward alimentant le bus continu.....	34
Figure (I.18) Structure avec convertisseur de type fly-back.....	35
Figure(I.19)Hacheur élévateurde tension avec onduleur centralisé.....	36
Figure (I.20): Onduleur pour générateur photovoltaïque.....	37
Figure (I.21): Courbe caractéristique d'un générateur PV, puissance-tension (V-P).....	38.
PPM: Point de Puissance Maximal	
Figure (I.22): Courbe caractéristique d'un générateur PV, courant-tension (V-I). ....	39
PPM: Point de Puissance Maximal	
Figure( I.23): Classification des onduleurs PV connectés au réseau.....	40.
Figure (II.1): Les différents types de technologies PV de la centrale PV de Ghardaïa.....	43
Figure (II.2) : Schéma en blocs de la boîte de raccordement.....	46
Figure (II.3) : Coffret courant continu parallèle.....	47

Figure (II.4) : Poste d'évacuation MT.....	51
Figure (II.5): Système de contrôle distributeur (DCS-AC500 ABB).....	53.
Figure (II.6): Système de communication DCS de la centrale PV.....	55
Figure (II.7): Fenêtre d'affichage générale (sous champs PV).....	56
Figure (II.8): Fenêtre d'affichage générale MT.....	56
Figure (II.9): Fenêtre d'affichage des données numérique.....	57
Figure (II.10): Fenêtre d'affichage des données par courbe.....	57
Figure (III.1) : Circuit équivalent d'une cellule PV photovoltaïque.....	60
Figure(III.2): Structure des champs PV polycristallin.....	62
Figure (III.3): Caractéristique I-V et P-V d'un module.....	63
Figure(III.4) : Caractéristiques I-V et P-V d'un champ.....	63
Figure(III.5) : Caractéristiques I-V et P-V d'un champ.....	64
Figure (III.6): Diagramme unifilaire simplifié de la configuration de l'onduleur 250 kWa..	64
Figure (III.7): Caractéristique P(V) d'un panneau solaire.....	66
Figure (III.8): Algorithme MPPT perturbation and observation (P&O).....	66
Figure (III.9): Bloc de la commande VOC....	67
Figure (III.10): Diagramme vectoriel de la tension du réseau et du courant de ligne..	68
Figure (III.11): Régulation de la tension continue avec un correcteur PI.....	68
Figure (III.12): Configuration globale de la commande par orientation de la tension.	70
pour un onduleur PWM triphasé.	
Figure (III.13): Réglage de la composante directe du courant Signaux .....	70
Figure (III.14): Signaux de comparaison (référence et porteuse.....	72
Figure (III.15): Les impulsions d'un interrupteur.....	72
Figure (III.16): Tension composée de sortie de l'onduleur (V).....	72
Figure (III.17): Schéma de principe de la PLL de Park.....	73
Figure (III.18): Modèle de simulation du système PV 258.74 KW connecté au réseau....	75
Figure (III.19) schéma bloqué de création des défauts d'onduleur.....	77
Figure (III.20): Modèle de simulation du système PV 258.74 KW connecté au réseau pour les différents types de défauts au niveau (Onduleur) .....	78
Figure (III.21): Courant de phase a instantané et efficace en Présence de défaut d'ouverture d'un interrupteur haut de la phase a à t=0.5 s.....	78
Figure (III.22): Courant de phase b instantané et efficace en .....	79

Présence de défaut d'ouverture d'un interrupteur haut de la phase a à t=0.5 s.	
Figure (III.23): Courant de phase c instantané et efficace en .....	79
Présence de défaut d'ouverture d'un interrupteur haut de la phase a à t=0.5 s.	
Figure (III.24): Tension entre phase a et b instantané et efficace en.....	80
Présence de défaut d'ouverture d'un interrupteur haut de la phase a à t=0.5 s.	
Figure (III.25): Courant de phase a instantané et efficace en .....	80
Présence de défaut d'ouverture de la phase a à t=0.5 s.	
Figure (III.26): Courant de phase b instantané et efficace en .....	81
Présence de défaut d'ouverture de la phase a à t=0.5 s.	
Figure (III.27): Courant de phase c instantané et efficace en .....	81
Présence de défaut d'ouverture de la phase a à t=0.5 s.	
Figure (III.28) : Tension entre phase a et b instantané et efficace en .....	82
Présence de défaut d'ouverture de la phase a à t=0.5 s.	
Figure (III.29): Courant de phase a instantané et efficace en .....	82
Présence de défaut de court-circuit d'un interrupteur haut de la phase a à t=0.5 s	
Figure (III.30): Courant de phase b instantané et efficace en .....	83
Présence de défaut de court-circuit d'un interrupteur haut de la phase a à t=0.5 s	
Figure (III.31): Courant de phase c instantané et efficace en .....	83
Présence de défaut de court-circuit d'un interrupteur haut de la phase a à t=0.5 s	
Figure (III.32): Tension entre phase a et b instantané et efficace en .....	84
Présence de défaut de court-circuit d'un interrupteur de la phase a à t=0.5 s.	
Figure (III.33): Courant de phase a instantané et efficace en .....	84
Présence de défaut de court-circuit de la phase a à t=0.5 s	
Figure (III.34): Courant de phase b instantané et efficace en .....	85
Présence de défaut de court-circuit de la phase a à t=0.5 s	
Figure (III.35): Courant de phase c instantané et efficace en .....	85
Présence de défaut de court-circuit de la phase a à t=0.5 s	
Figure (III.36): Tension entre phase a et b instantané et efficace en .....	86
Présence de défaut de court-circuit de deux interrupteurs de la phase a à t=0.5 s	
Figure (III.37): Modèle de simulation du système PV 258.74 KW connecté au réseau poursimuler le système PV en présence de défaut de MPPT .....	87 .
Figure (III.38): Etat MPPT.....	88
Figure (III.39): courant continue dans.....	88
le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	

Figure (III.40): tension continue dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	88
Figure (III.41): puissance dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts	88
Figure (III.42): Modèle de simulation du système PV 258.74 KW connecté au réseau pour les différents type défauts au niveau réseau	89
Figure (III.43): courant de phase A instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts	90
Figure (III.44): tension entre de phase A et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	90
Figure (III.45): courant de phase A instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	91
Figure (III.46): tension entre de phase A et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	91.
Figure (III.47): courant de phase A instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	92
Figure (III.48): tension entre de phase A et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	92
Figure (III.49): courant de phase A instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	93
Figure (III.50): tension entre de phase A et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	93
Figure (III.51): courant de phase A instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	94
Figure (III.52): tension entre de phase A et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	94
Figure (III.53): courant de phase A instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	95
Figure (III.54): tension entre de phase A et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	95
Figure (III.55): courant de phase A instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.	96
Figure (III.56): tension entre de phase A et neutre instantanée et efficace de réseau	

dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.....	96
Figure (III.57): courant de phase A instantanée et efficace de réseau	
dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.....	97
Figure (III.58): tension entre de phase A et neutre instantanée et efficace de réseau	
dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.....	97.
Figure (III.59): courant de phase A instantanée et efficace de réseau	
dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.....	98
Figure (III.60): tension entre de phase A et neutre instantanée et efficace de réseau	
dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.....	98
Figure (IV.1) :l'acceptation et le rejet de l'hypothèse nulle H0	
au niveau de confiance à 95%.....	102
Figure (IV.2): Schéma bloc utilisé pour la classification le etats a) sans défaut	
(normale)- b) avec défaut .....	122
Figure (IV.3) : Schéma bloc utilisé pour classification le etats Sans et avec défauts	
d'onduleur.....	122
Figure( IV.4) : schéma bloc utilisé pour classification le etats sans et avec défaut	
au niveau MPPT.....	123
Figure(IV.5) : schéma bloc utilisé pour classification le etats Sans et avec défaut de	
court-circuit cote réseau.....	123
Figure (IV.6) : Algorithme de Diagnostic de défauts d'un Système PV.....	124
Figure (IV.7) : Schéma bloc utilisé pour détecter les différents types	
des défauts au niveau (onduleur, MPPT et réseau électrique).....	125
Figure (IV.8) : Schéma bloc utilisé pour détecter les différents types.....	125
de défauts au niveau du système PV raccordé au réseau les indices des défauts.	

# Liste de Tableaux

## Liste de tableaux

Tableau (II.1): Caractéristiques principales des panneau.....	45.
Tableau (II.2) : Caractéristiques dessous champ Ghardaïa.....	45
Tableau (II.3) : Caractéristiques principales des onduleurs	48
Tableau (II.4): Caractéristiques principales des..... transformateurs de puissanc	49
Tableau (II.5): Caractéristiques principales des câbles MT.....	50.
Tableau (III.1) : indiquant les Diffèrent type des défauts au niveau système PV.....	74
Tableau (IV.1) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (Courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.....	103
Tableau (IV.2) : Les valeurs numériques des (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.....	105
Tableau (IV.3) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (Courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.....	105
Tableau (IV.4) : Les valeurs numériques des caractéristiques des (Courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.....	107
Tableau (IV.5) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (Courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.....	107
Tableau (IV.6) : Les valeurs numériques des caractéristiques des (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale)et avec défauts.....	109
Tableau (IV.7) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (Courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.....	109
Tableau (IV.8) : Les valeurs numériques des caractéristiques (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale)et avec défauts.....	111
Tableau (IV.9) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.....	111
Tableau (IV.10) : Les valeurs numériques des caractéristiques des (puissance, courant et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.....	112.
Tableau (IV.11) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.....	113

Tableau (IV.12) : Les valeurs numériques des caractéristiques (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.....	115
Tableau (IV.13) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.....	115
Tableau (IV.14) : Les valeurs numériques des caractéristiques (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale)et avec défauts.....	118
Tableau (IV.15) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs électrique(courant et tension) dans le cas sans défaut(normale) et avec défaut.....	118
Tableau (IV.16) : Les valeurs numériques des caractéristiques (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.....	121
Tableau (IV.17) : indiquant les résultats des tests du système diagnostic des défauts au niveau onduleur.....	126
Tableau (IV.18) : indiquant les résultats des tests du système diagnostic des défauts au niveau MPPT.....	126
Tableau (IV.19) : indiquant les résultats des tests du système diagnostic des défauts au niveau réseau électrique.....	127

# **Introduction générale**

## Introduction générale

L'augmentation du coût des énergies fossiles d'un côté et la limitation de ses ressources de l'autre côté a conduit à l'apparition d'autres formes d'énergie telle que l'énergie photovoltaïque comme une solution prometteuse parmi les autres. L'absence de la pollution et plus au moins la disponibilité de l'irradiation solaire au cours de l'année dans les quatre coins du globe terrestre encourage son développement. Cependant, comme tous les autres processus industriels, un système photovoltaïque peut être soumis, au cours de son fonctionnement, à différents défauts et anomalies conduisant à une baisse de la performance du système et voire à l'indisponibilité totale du système. Toutes ces conséquences défavorables vont évidemment réduire la productivité de l'installation, et donc réduire le profit de l'installation, sans compter le coût de maintenance pour remettre le système en état normal. Permettre de diagnostiquer finement et de faire de la détection et de localisation de défauts dans une installation PV réduit les coûts de maintenance et surtout augmente la productivité en augmentant le taux de disponibilité des installations en veillant à ce que leur rendement soit optimal. L'ajout de fonctions avancées de surveillance, de détection et de diagnostic ne devra pas être ressenti par l'acheteur. L'objectif de ce mémoire est de proposer un système qui permettant de détecter et de diagnostiquer les défauts dans les installations PV en se basant sur une analyse statistique par le logiciel SPSS.

Dans ce travail de mémoire, nous nous intéressons spécifiquement à la détection et diagnostic de défauts côté DC et côté AC du système PV, c'est-à-dire du côté générateur PV et du côté réseau électrique. L'objectif de ce mémoire est de proposer, en prenant le moins de mesures possibles pour respecter les contraintes économiques, un algorithme pour détecter et localiser des défauts conduisant à une baisse de production.

Ce mémoire est organisé autour quatre chapitres qu'on décrit comme suit:

Dans le premier chapitre on a fait une généralité sur les systèmes photovoltaïques. Il s'agit d'abord de relater l'effet photovoltaïque et plus précisément le phénomène physique exploité pour générer une énergie électrique tout en passant par la fabrication des cellules et module photovoltaïques, et les composants principaux qui le constituent.

Le deuxième chapitre est consacré à la présentation détaillée de la centrale photovoltaïque Ghardaïa de 1.1 Mw en détaillant toute la chaîne électrique de la production PV jusqu'au réseau électrique pour faire la simulation sous l'environnement Matlab/Simulink.

Le troisième chapitre concerne l'analyse par simulation du comportement de la centrale PV raccordée au réseau électrique suite aux différents défauts du côté DC et AC survenant au point de couplage commun PCC et à deux points loin de ce point.

Le quatrième et le dernier chapitre est consacré à l'analyse statistique par logiciel SPSS. Il s'agit ici de faire une comparaison effectuée entre les différentes grandeurs électriques dans les deux cas, avec et sans défauts en utilisant le test T pour deux échantillons liés, puis on calcule les statistiques descriptives qui sont : Moyenne, écart type, minimum, maximum et la plage. La dernière partie de ce chapitre est consacrée à la création d'un algorithme afin de détecter et diagnostiquer les défauts choisis dans notre étude. Finalement on a testé notre système pour les différents types de défauts.

# **Chapitre I**

## **Généralités sur les Systèmes Photovoltaïques raccordé au réseau électrique**

## **I.1. Introduction**

L'énergie photovoltaïque résulte de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique aux moyens des cellules généralement à base de silicium cristalline qui reste la filière la plus avancées sur le plan technologiques et industriel, en effet le silicium est l'un des éléments les plus abondants sur terre sous forme de silice non torique. En effet le mot « photovoltaïque » vient de grec « photo » qui signifie lumière et de « voltaïque » qui tire son origine du nom d'un physicien italien « volta » qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité, alors le photovoltaïque signifie « lumière électricité ».

Dans ce chapitre, nous aborderons ainsi en premier temps quelques notions indispensables sur les systèmes photovoltaïques. A savoir le rayonnement solaire et sa composition, puis, les différents types des systèmes photovoltaïques.

## **I.2. L'énergie solaire**

Le rayonnement reçu par la Terre en incidence normale avoisine les  $1400 \text{ W/m}^2$  avant d'aborder la couche atmosphérique. En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit une atténuation et une modification de son spectre. La couche d'ozone, par exemple, absorbe une partie du rayonnement sur une large bande de l'ultraviolet au visible, et l'oxygène présente deux bandes étroites d'atténuation vers 690 et 760 nm. La vapeur d'eau enfin possède de nombreuses bandes d'absorption dans le visible et encore plus dans l'infrarouge. Le flux énergétique reçu au sol se réduit alors à  $1000 \text{ W/m}^2$  [12].

Dans la figure suivante ( $\theta$ ) est l'angle que fait le soleil avec son zénith. Par définition, AM0 correspond aux conditions hors atmosphère. Quand le soleil fait un angle de  $48^\circ$  par rapport au zénith, la lumière incidente est dit AM1.5. Le nombre de masse d'air caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire ( $83.3 \text{ mW/cm}^2$  pour AM1.5).

Au sol, le rayonnement solaire a au moins deux composantes : une composante directe et une composante diffuse (rayonnement incident diffusé ou réfléchi par un obstacle : nuages, sol) formant le rayonnement global [4].

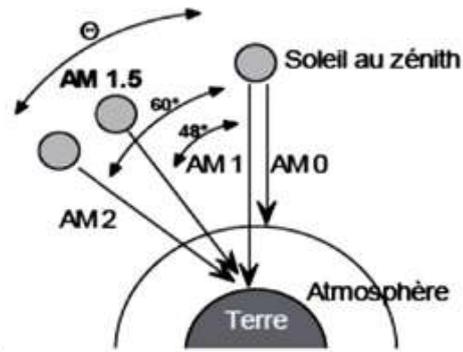


Figure (I.1) : Définition de la norme AM [1].

La Figure (I.2) montre le spectre d'émission solaire.

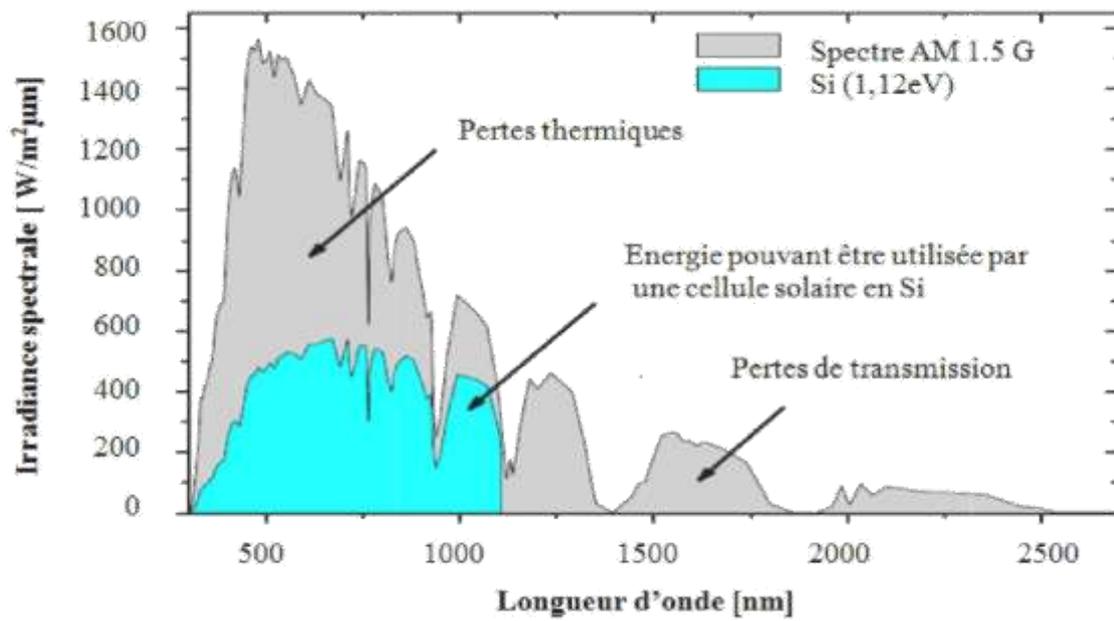


Figure (I.2) : Spectre d'émission solaire [12].

### I.2.1. L'éclairage énergétique

L'éclairage énergétique ou irradiance est un terme radiométrique qui quantifie la puissance d'un rayonnement électromagnétique frappant par unité de surface perpendiculaire à sa direction. C'est la densité surfacique du flux énergétique arrivant au point considéré de la surface. Dans les Systèmes international d'unités, elle s'exprime en watts par mètre carré ( $W/m^2$  ou  $W \cdot m^{-2}$ ). La distribution hémisphérique de l'éclairage énergétique reçu sur un élément de surface est la luminance énergétique. L'équivalent en photométrie de l'éclairage énergétique est l'éclairage lumineux . L'éclairage énergétique ne considère que l'énergie arrivant sur l'élément de surface, par opposition à l'énergie émise par cet élément, qui est l'existence

La Figure (I.3) montre le l'éclairage totale et directe au sol.

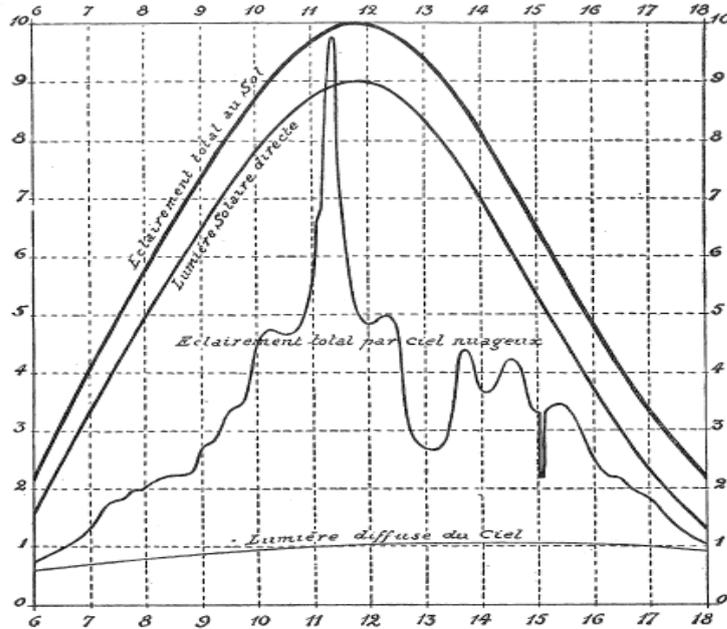


Figure (I.3) : l'éclairage totale et directe au sol .

### I.3. 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[8].

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.

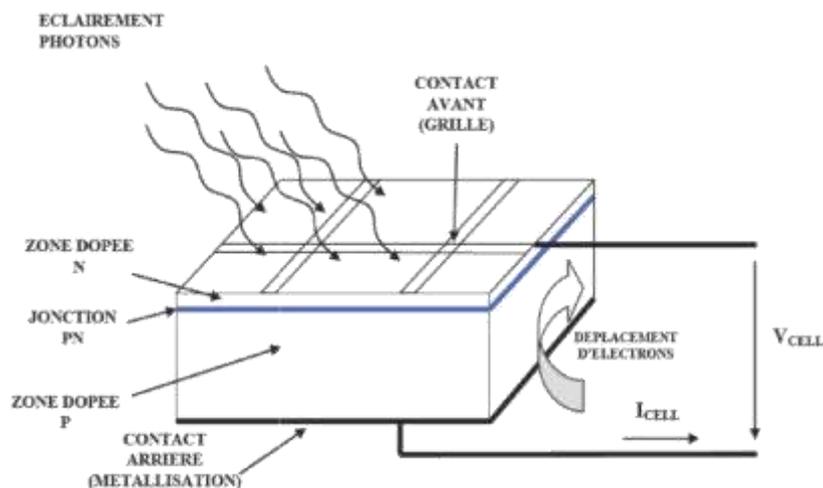


Figure (I.4): Coupe en 3 dimensions d'une cellule PV typique [5]

## I.4. 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.

### I.4.1. Technologies des cellules solaires

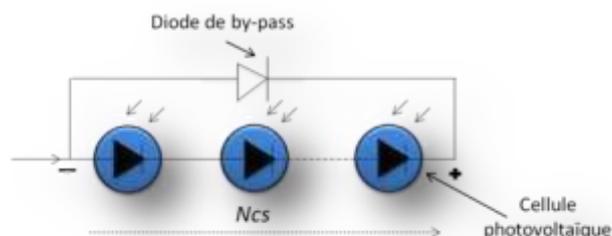
Les matériaux photovoltaïques se scindent en deux grandes familles, les matériaux solides cristallisés et les couches sublimes. Ces couches sublimes sont également solides, mais d'épaisseur nettement plus faible (de l'ordre du micron et en deçà) et déposées sur un support, alors que les photopiles cristallines 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  $0,6 \text{ V}$ ). Il existe deux grands types de silicium qui sont le silicium cristallin et le silicium amorphe.

## I.5. 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 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.

### I.5.1. Une série de cellules photovoltaïques (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 I.5*), [6].



*Figure( I.5) : Sous module constitué de Ncs cellules connectées en séries*

Avec :  $Ncs$  nombre de cellules en séries.

### I.5.2 Module (panneau) photovoltaïque

Le module est constitué d'un groupe de sous modules connectés en série pour avoir une tension plus ou moins élevée [3][7],

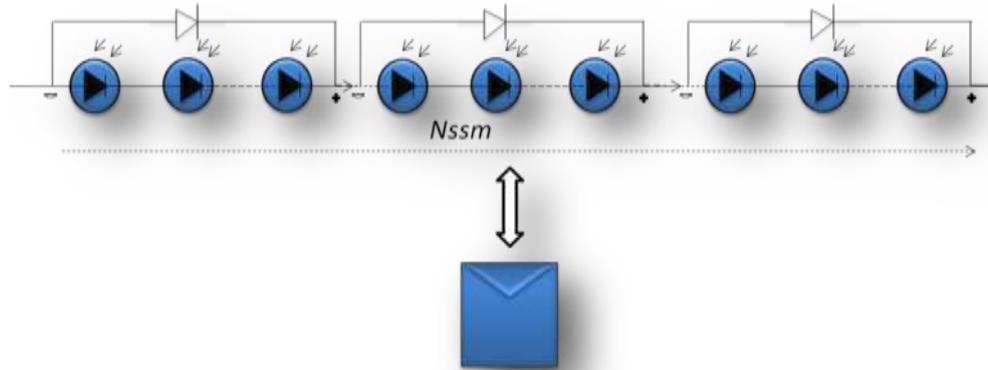


Figure (I.6). : module constitué de  $N_{ssm}$  sous modules montés en séries

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

## I.6. Caractéristiques d'un module PV

### I.6.1. tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ )

Elle représente la tension aux bornes de la cellule sous éclairement sans circuit de charge ( $I=0$ ).

$V_{co}$  est donnée par la tension [9]:

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

Ou pour  $I_{ph} \gg I_s$

$$V_{co} = nVT \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) \quad (I.2)$$

### I.6.2. Courants de court-circuit ( $I_{cc}$ )

C'est le courant obtenu par la cellule quand la tension à ces bornes est nulle ( $V=0$ ). Il présente le courant maximale qui peut être obtenu par la cellule sa valeur typique sera de l'ordre de quelque dizaines de milliampère par centimètre carré de cellule et vau :  $J_{sc} \approx J_{ph}$ .

### I.6.3. Puissance débitée

La puissance fournie par la photopile est le produit  $I.V$  :

$$P = V.I = V. (I_{ph} - I_s[\exp(V/nVT) - 1] - \left(\frac{V+IR_s}{R_{sh}}\right) ) \quad (I.3)$$

Cette puissance est maximum au point  $P_m$ , Elle est définie par :

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (I.4)$$

$$P_m = V_m.I_m \quad (I.5)$$

$V_m$  : Tension correspondante à la puissance maximale fournie.

$I_m$  : courant correspondant à la puissance maximale fournie.

### I.6.4. Facteur de Forme, FF

Il mesure le caractère rectangulaire de la courbe  $I(V)$ ; ainsi il détermine la qualité électrique de la cellule. Il est défini à partie des paramètres précédents par la relation :

$$FF = \frac{V_m.I_m}{V_{co}.I_{cc}} \quad (I.6)$$

### I.6.5. Rendement $\eta$

Le rendement,  $\eta$  des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente,  $P_{in}$ .

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} \quad (I.7)$$

Avec

$$P_{in} = S.E \quad (I.8)$$

Avec : (  $S$  est surface de capteur ,  $E$  est éclairement )

### I.7. 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 (I.6).

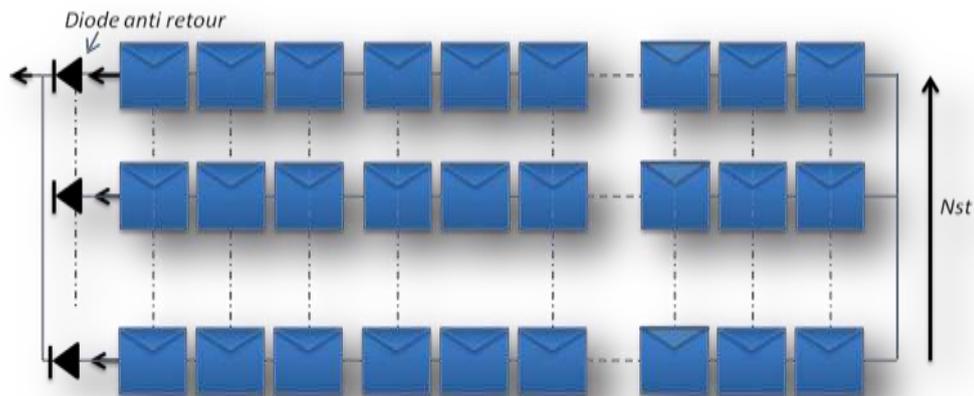
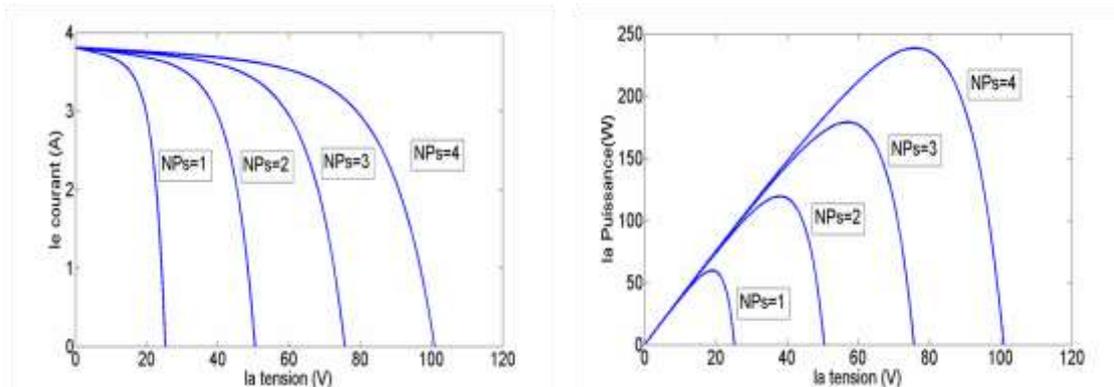


Figure (I.7) : Champ photovoltaïque composé de  $N_{st}$  strings en parallèle

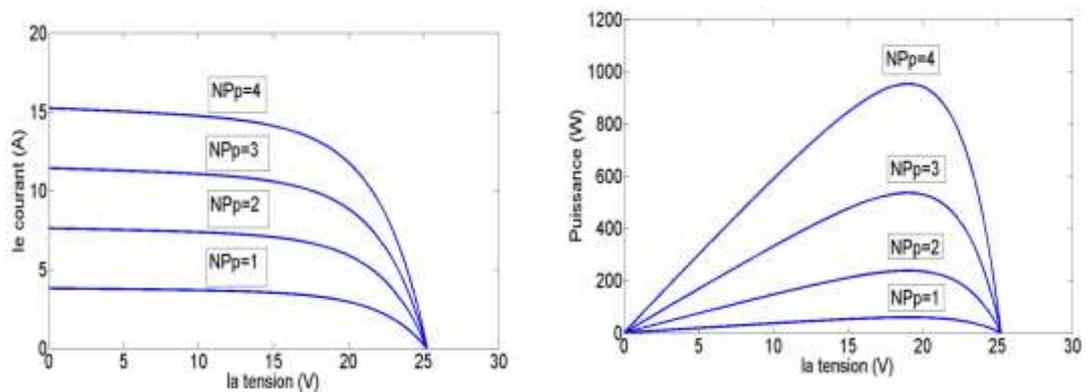
Avec :  $N_{st}$  le nombre de strings branchés en parallèle.

La figure (I.8) 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 série.



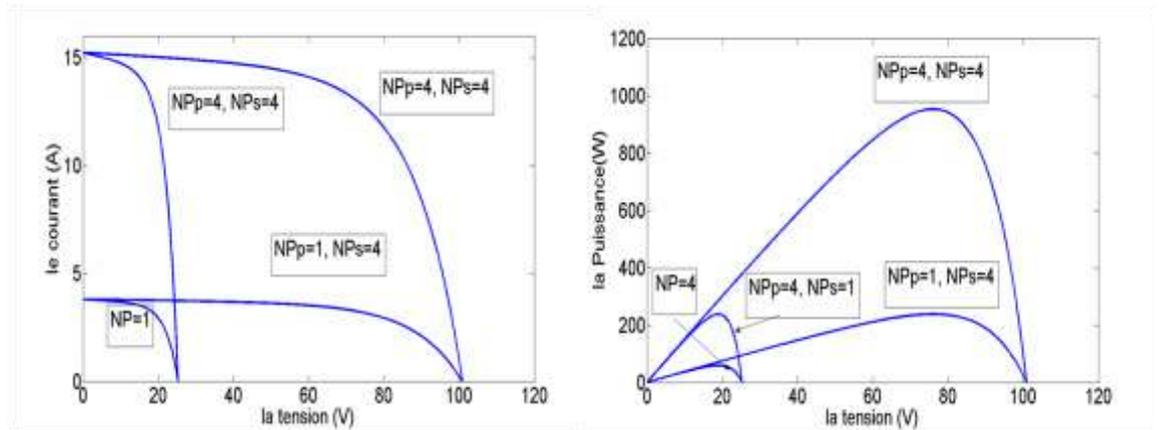
Figure( I.8): Caractéristique I(V) et P(V) pour NS module(s) en série.

La Figure( I.9) représente les caractéristiques I(V) et P(V) relatives à l'association en parallèle de  $NPp$  panneaux.



Figure( I.9) : Caractéristiques relatives aux modules en parallèle

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on parfois obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est-à-dire série-parallèle, la Figure (I.10) montre les caractéristiques I(V) et P(V) pour un branchement mixte :



Figure( I.10) : Caractéristique  $I(V)$  et  $P(V)$  d'une connexion mixte série et parallèle

Avec :  $NPp$  le nombre de panneaux en parallèles.

## I.8. 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.

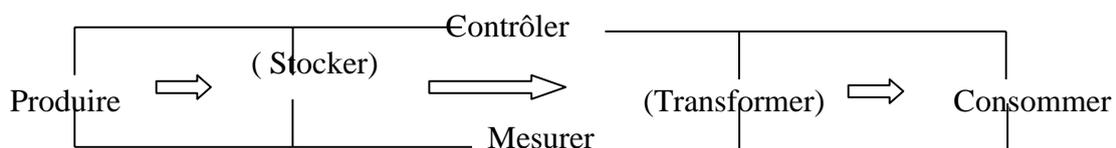


Figure (I.11): Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque

### I.8.1. 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.

## I.8.2. Les différents types de systèmes photovoltaïques

### I.8.2.1. Systèmes PV connecté au charge électrique

#### ✓ Les systèmes photovoltaïques avec stockage électrique

Les Batteries d'accumulateurs électrochimiques, ceux-ci alimentent des appareils d'utilisation :

- soit directement en courant continu .

-soit en courant alternatif par l'intermédiaire d'un convertisseur continu- alternatif (onduleur). [17]

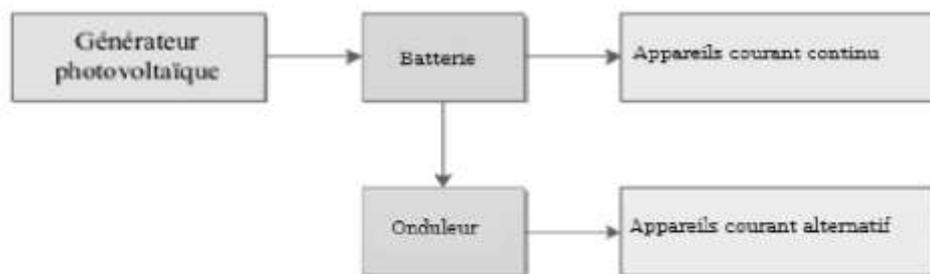


Figure (I.12) Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec stockage. [17]

#### ✓ Les systèmes à couplage direct sans batterie

(Fonctionnement dit aussi < au fil du soleil>).

Les appareils d'utilisation sont branchés soit directement sur le générateur solaire, soit, éventuellement, par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu, adaptateur d'impédance. [17]

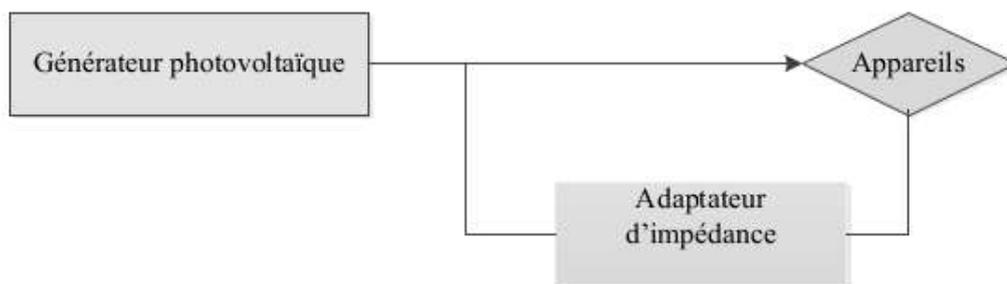


Figure (I.13) Schéma synoptique d'un système photovoltaïque à couplage direct. [17]

Un système photovoltaïque est donc constitué du générateur, et des charges à alimenter. Ces charges sont de type courant continu ou courant alternatif. Les diverses composantes d'un système photovoltaïque sont représentées symboliquement sur le schéma généralisé dans la figure (I.14) ci-dessous.

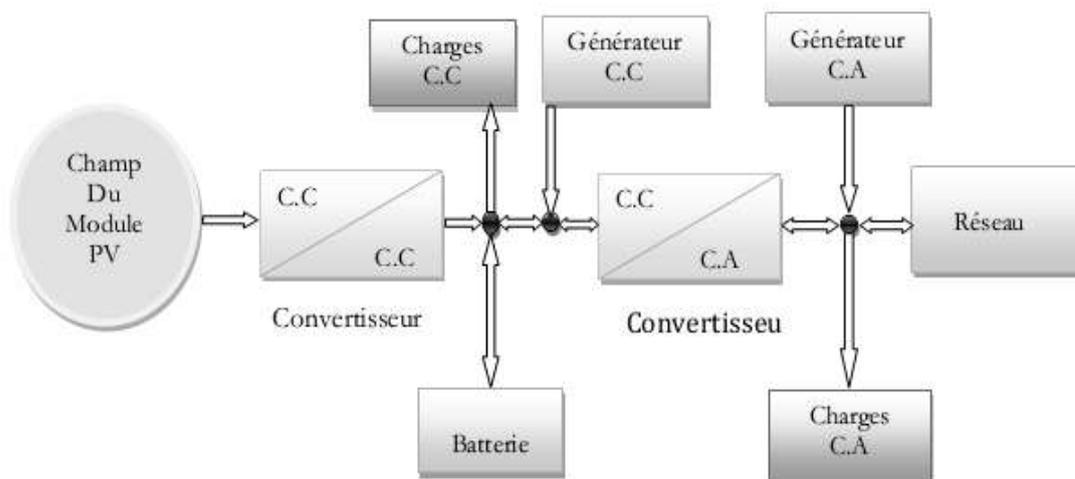


Figure (I.14) Schéma synoptique d'un système photovoltaïque. [17]

### I.8.2.2 Systèmes PV connecté directement au réseau

#### a) Structure à convertisseur unique

Le dispositif représenté à la figure (I.15) est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles.

Plusieurs modules PV sont connectés en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La

tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (230V). Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau

L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus, le contrôle du point de puissance maximum est voisin, car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences structure interne et[11]

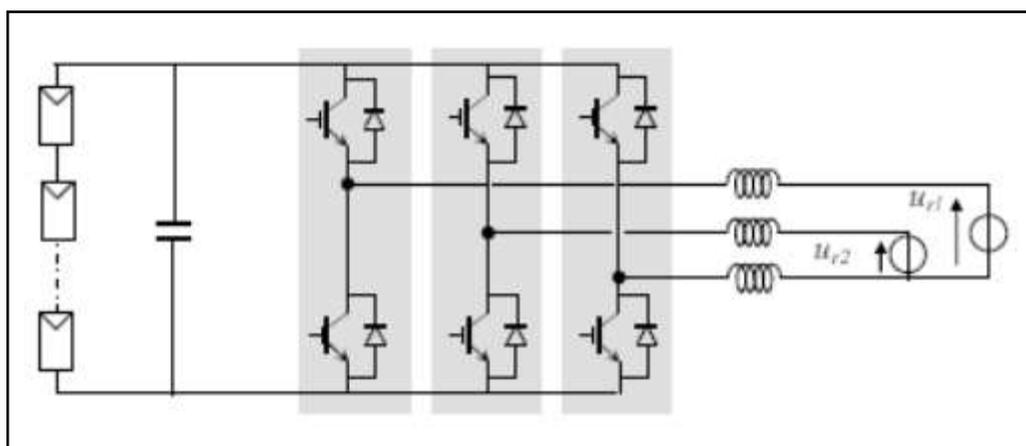
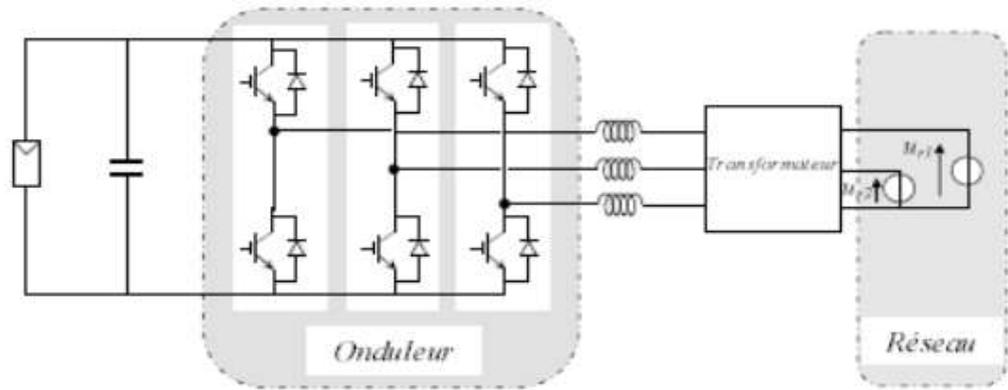


Figure (I.15) Plusieurs modules PV en série à un seul onduleur. [11]

#### b) Structure avec bus à basse tension alternatif

La figure (I.16) montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est connecté directement au module photovoltaïque. La tension de sortie de ce dernier est transformée en une tension de fréquence 50 Hz alternatif. Cette tension est transportée grâce à un bus alternatif (220 V - 50 Hz, par exemple de schéma) vers un transformateur central qui élève le niveau désiré.

Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, car elle assure la sécurité du personnel. Toutefois, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant qui traverse les câbles et qui génère des pertes Joule. Il y a un compromis à faire au niveau de la tension du bus alternative. [11]



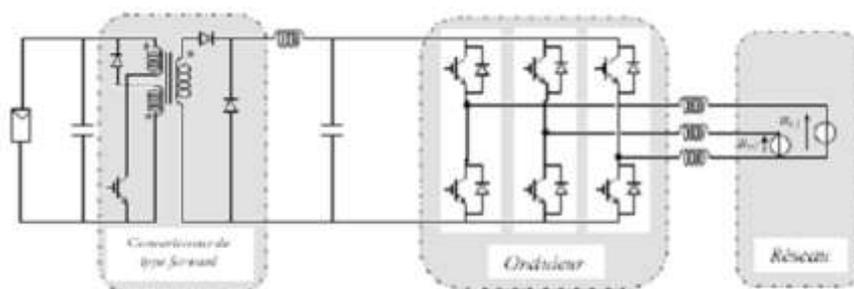
Figure(I.16) bus à basse tension alternative. [11]

### I.8.2.3. Système à bus continu intermédiaire

#### a) Structure avec convertisseur forward

La figure (I.17) présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en série du module photovoltaïque jusqu'à 350 V (tension désirée). L'utilisation d'un transformateur pour la connexion au réseau n'est donc pas nécessaire, la conversion continu-alternative se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé. Les inconvénients majeurs de ce montage sont: [11]

- la capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module.
- Le bus continu supportera un signal en créneau qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite ; l'induction du transformateur compris dans le convertisseur génèrera des pertes de fuite.
- La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.



Figure(I.17) Convertisseur de type forward alimentant le bus continu. [11]

### b) Structure avec convertisseur de type fly-back

La figure (I.18) montre une structure à base d'un convertisseur de type fly-back qui élève la tension sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désirée.

La caractéristique principale du fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique.

Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante et le transfert de puissance vers le réseau.

L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qui augmente le coût de l'installation. [11]

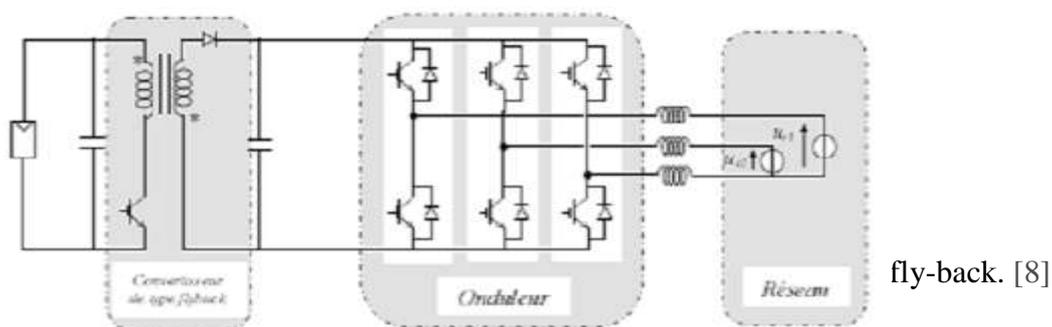


Figure (I.18) Structure avec convertisseur de type fly-back. [11]

### C ) Structure avec hacheur et onduleur

La figure (I.19) représente un hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque en une tension de (100 V) délivrée sur le bus continu. Avec le hacheur, il est difficile d'élever la tension en sortie des modules plus de 4 à 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale, puis un transformateur pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et pour assurer l'isolation entre la partie " production " et la partie " utilisation ". L'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome. Le courant d'entrée est relativement lisse, c'est pour cela que la capacité peut être faible. [11]

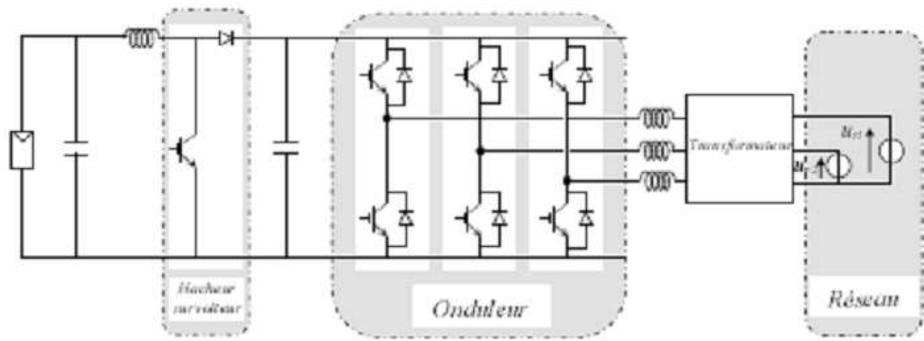


Figure (I.19) Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé. [11]

### I.9. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau

les problèmes concernant l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau sont: [11]

- Le débrogage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding).
- La protection contre la foudre.
- La qualité de puissance fournie au réseau.
- Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré.
- Le dosage fiable des flux de puissance.
- Risque techniques et financiers.

### I.10. Avantages et inconvénients des systèmes PV connectés au réseau

#### ✓ Avantages

- n'ont pas besoin de stockage d'énergie et éliminent donc le maillon le plus problématique (et plus cher) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie.
- Pas de gaspillage - tout excédent est livré au réseau - particulièrement intéressant pendant les périodes d'absence de son domicile, pendant le week-end, pendant les vacances quand les modules continuent à travailler. On évite les pertes d'énergie associées au stockage en batterie lorsque la batterie est complètement chargée par exemple.
- On n'est pas obligé de calculer méticuleusement ses besoins en électricité, et de prévoir des niveaux de demande exceptionnellement très élevés, même si très rares.
- On peut commencer petit et agrandir par la suite sans problèmes de dimensionnement

compliqués.

- On peut satisfaire à une partie ou à la totalité de ses besoins.

#### ✓ **Inconvénients**

C'est vraiment la voie royale qui permettra au photovoltaïque de faire sa percée dans nos vies. Cependant...

- La consommation risque de redevenir relativement "invisible," et on pourrait retomber dans le piège de la consommation irréfléchie.
- Les contraintes électriques imposées par les sociétés d'électricité peuvent être rigoureuses, et les onduleurs synchrones doivent répondre aux exigences techniques des

Companies de production et de transport d'énergie . par exemple, il faut un mécanisme de coupure automatique du courant au réseau dans l'éventualité d'une panne pour éliminer tout risque à ceux qui font les travaux de réparation.

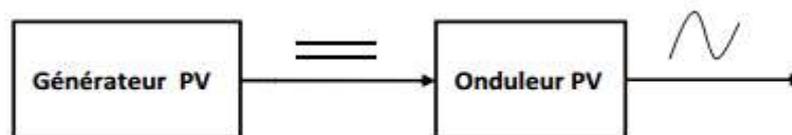
Mais le plus important, c'est la question du prix payé pour les kWh livrés au réseau...

### **I.11. Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques**

Le rôle de l'onduleur est d'extraire le maximum de puissance du GPV et de la convertir en une puissance alternative avant de l'injecter dans le réseau [2].

#### **I.11.1. Définition**

Un onduleur est un dispositif permettant de transformer en alternatif une énergie électrique de type continue Figure( I.20).



*Figure (I.20): Onduleur pour générateur photovoltaïque*

#### **I.11.2 Utilisation des onduleurs**

Ils sont utilisés en électrotechnique pour :

1. Soit fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitudes variables.
2. Soit fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude fixes.

On distingue les onduleurs de tension et les onduleurs de courant, en fonction de la source d'entrée continue : source de tension ou source de courant. La technologie des onduleurs de tension est la plus maîtrisée et est présente dans la plupart des systèmes industriels, dans toutes les gammes de puissance (quelques Watts à plusieurs MW).

### I.11.3. Caractéristiques propres à un onduleur pour systèmes photovoltaïques (PV)

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques sont quelques peu différents des onduleurs classiques utilisés en électrotechnique, mais l'objectif de conversion DC/AC est le même.

La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système. En effet, le générateur PV (ensemble de modules PV) a une courbe caractéristique IV non linéaire (Figure I.22). Pour un éclairement et une température donnés, la tension en circuit ouvert ou à forte charge est à peu près constante (assimilable à une source de tension), tandis qu'en court-circuit ou à faible charge le courant est pratiquement constant (source de courant).

La tension de circuit ouvert est sensible à la température et diminue quand la température augmente. Le courant de court-circuit est quant à lui proportionnel à l'éclairement : augmente si l'éclairement augmente.

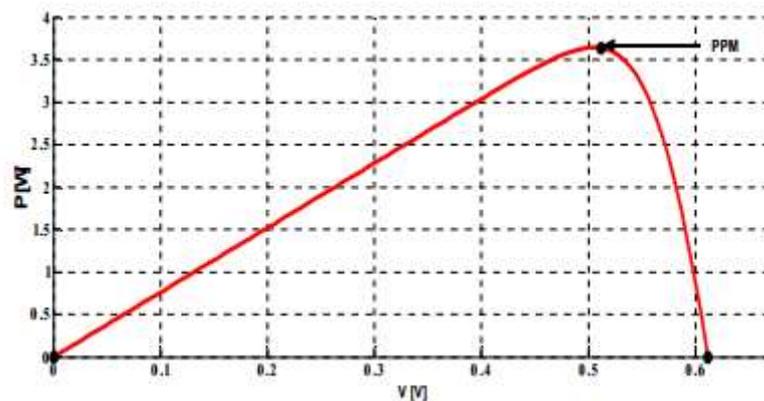


Figure (I.21): Courbe caractéristique d'un générateur PV, puissance-tension (V-P).  
PPM: Point de Puissance Maximal

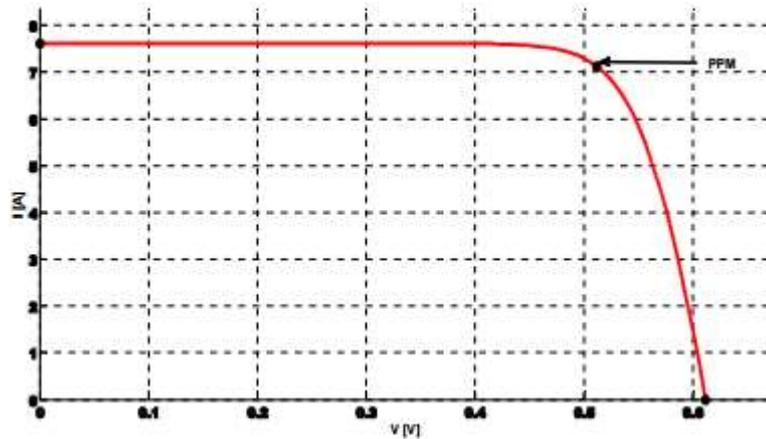


Figure (I.22): Courbe caractéristique d'un générateur PV, courant-tension (V-I).  
PPM: Point de Puissance Maximal

#### I.11.4. Technologies des onduleurs

Pour les onduleurs utilisés dans les applications PV on distingue différents topologies, selon l'importance de l'installation, le rendement et la puissance [13], [14].

##### I.11.4.1. Onduleurs modulaires (module inverter)

Suivant ce concept, chaque module solaire disposé d'un onduleur individuel, pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant.

##### I.11.4.2. Onduleurs centralisés (central inverter)

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif.

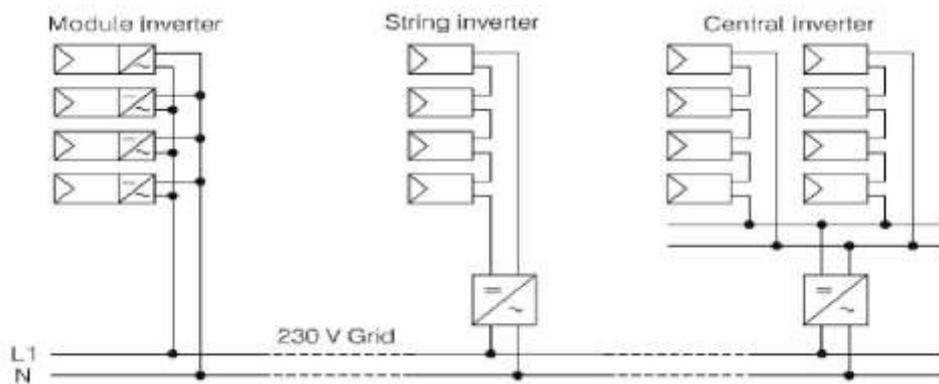
Le champ de cellules solaires est en règle générale constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle.

Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série.

Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série.

### I.11.4.3. Onduleurs "String" ou "de Rangée"

L'onduleur String est le plus utilisé. Le plus souvent, huit (ou plus) de modules solaires sont connectés en série. Comme une seule connexion série est nécessaire, les coûts d'installation sont réduits. Il est important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y a pas de perte, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé.



Figure( I.23): Classification des onduleurs PV connectés au réseau

Les installations jusqu'à 3 Kilowatt de puissance sont fréquemment réalisées avec un onduleur String. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs String en parallèle, côté courant alternatif. L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée est défaillante.

Ils sont toujours conçus en triphasé. La plupart du temps, les systèmes photovoltaïques(PV) sont installés dans les réseaux de distribution basse tension avec une puissance allant jusqu'à 30 KV.A. Le type du réseau choisi au raccordement détermine la possibilité du choix des systèmes de surveillance, et la détection en cas de défaut.

## I.12. Conclusion

La présentation de généralité sur le système photovoltaïque dans ce chapitre qui a permis d'avoir une idée sur les systèmes photovoltaïque pour créer un système PV équivalent un système PV réel (sous champs 8) dans la station photovoltaïque de Ghardaïa afin d'atteindre l'objectif de l'étude.

## **Chapitre II**

### **Présentation de la centrale photovoltaïque de Ghardaïa**

## II.1. Introduction

Pour assurer le développement durable, faire reculer la pauvreté tout en laissant en héritage aux futures un environnement viable, il est indispensable de faire la promotion des énergies renouvelables. Au niveau national le projet de 20 centrales photovoltaïques a été prévu être opérationnelles vers la fin de l'année 2014. Parmi les projets réalisés celui de la centrale photovoltaïque multi-technologie de 1,1 MW à Ghardaïa. Notre étude sera portée sur cette centrale. Ce chapitre est consacré à l'étude de la centrale photovoltaïque de Ghardaïa.

## II.2. Présentation de la centrale photovoltaïque de Ghardaïa

La centrale est réalisée par S.P.E. «Société Algérienne de production de l'électricité» sur un site à environ 15 km au Nord de la ville de Ghardaïa, près du village de Oued Nachou située à une latitude de  $32^{\circ}24'N$  et une longitude de  $3^{\circ}48'E$  avec une altitude de 566m. Le terrain d'assiette est d'une envergure de 10 hectares qui est limitée au nord et à l'ouest par la route nationale N°01, au Sud et à l'est par un terrain vague. Oued Nachou est caractérisé par une irradiation solaire qui atteint en été des valeurs d'ordre de 900 à 1000 W/m<sup>2</sup> et un climat saharien dont les conditions climatiques sont très sévères vu la température élevée et les tempêtes de sable auxquelles les régions de sud sont soumises.

La centrale est d'une puissance nominale d'environ 1100 kWc (kW crête), répartie comme suit (voir figure II.1):

Sous champ 105 KWC en silicium monocristallin structure fixe.

Sous champ 98.7 KWC en silicium poly cristallin structure fixe.

Sous champ 105 KWC en silicium monocristallin structure motorisée.

Sous champ 98.7 KWC en silicium poly cristallin structure motorisée.

Sous champ 100.8 KWC en couche minces (Tellure de cadmium Cd-Te) structure fixe.

Sous champ 100.11 KWC en silicium amorphe structure fixe.

Sous champ 255 KWC en silicium monocristallin structure fixe.

Sous champ 258.5 KWC en silicium poly cristallin structure fixe.

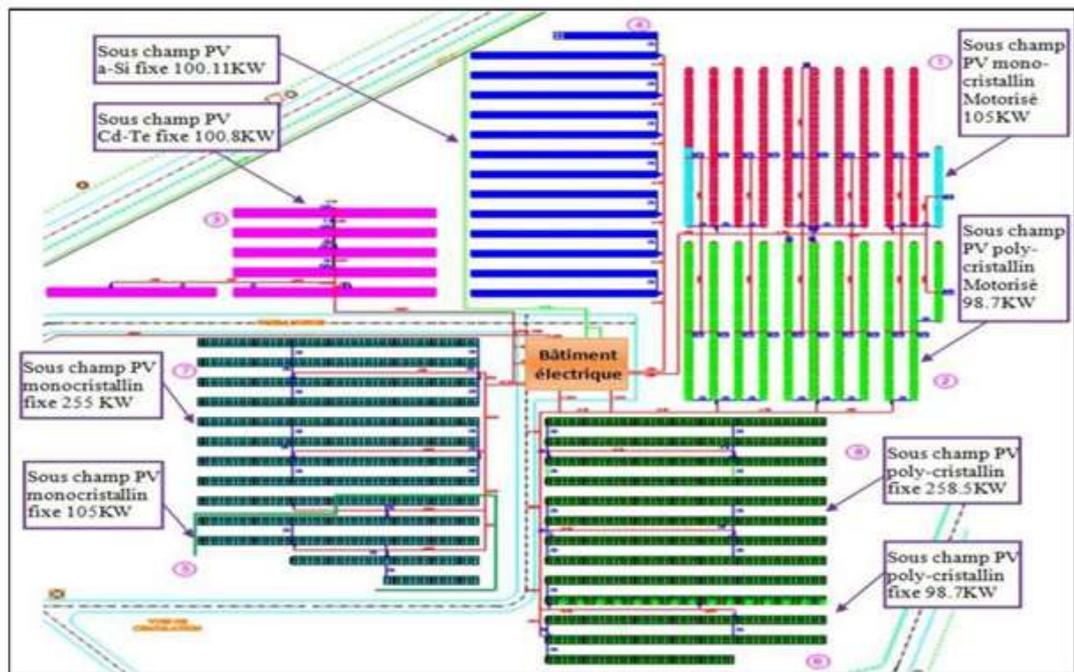


Figure (II.1): Les différents types de technologies PV de la centrale PV de Ghardaïa.

### II.3. Systèmes électriques de la centrale PV de Ghardaïa

La centrale photovoltaïque de Ghardaïa est constituée par les systèmes électriques suivants :

- 1) Système générateur photovoltaïque.
- 2) Système de transformation.
- 3) Système d'évacuation de l'énergie produite sur le réseau.
- 4) Système des auxiliaires.
- 5) Système commande et protection.

#### II.3.1. Système du générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est constitué par l'ensemble des équipements nécessaires à recueillir l'énergie produite par les panneaux et à la transformer en courant alternatif :

- Panneaux photovoltaïques.
- Chaîne des panneaux PV.
- Boîtes de raccordement (ou de jonction).
- Coffrets courant continu.
- Onduleurs solaires.

### **II.3.1.1. Panneaux photovoltaïques installés à la central PV de Ghardaïa**

Dans la centrale de Ghardaïa quatre différents types de panneaux sont utilisés:

#### **panneaux en silicium amorphe, A-Si (100.11kW):**

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais leur rendement n'est que 5 à 8% actuellement. A Ghardaïa les panneaux en couche mince sont de marque SCHOTT PROTECT, modèle ASI 103.

#### **panneaux en couches minces, tellurure de cadmium Cd-Te (100.8kW):**

Les modules photovoltaïques à couches minces, comme Cd-Te (tellurure de cadmium) permettent le captage de différentes fréquences du spectre lumineux, ils ont un rendement de 11.1%. A Ghardaïa les panneaux en couche mince sont de marque FIRST SOLAR, modèle FS-380.

#### **panneaux fixe et motorisée en silicium monocristallin (465kW):**

Les cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Elles ont un rendement de 13 à 17%. A Ghardaïa les panneaux monocristallins sont de marque ATERSA, modèle A-250P.

#### **panneaux fixe et motorisée en silicium poly cristallin (455.9kW)**

Les cellules poly-cristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Elles ont un rendement de 12 à 14%.

A Ghardaïa les panneaux monocristallins sont de marque ATERSA, modèle A-235P.

En plus de la production de l'électricité photovoltaïque cette variété a pour but d'analyser le comportement de différents équipement et technologies photovoltaïques dans l'environnement du Sud algérien.

Notre étude dans les chapitres suivants sera centrée sur le sous champs: poly cristallin fixe 258.5 KWc.

Le tableau (II.1) présente les caractéristiques principales des panneaux de la centrale PV de Ghardaïa:

Tableau (II.1): Caractéristiques principales des panneaux

	 silicium monocristallin	 silicium poly-cristallin	 silicium amorphe	 Cd-Te couche mince
Puissance de crête	250 W	235 W	103 W	80 W
Rendement du module	15.35%	14.43%	7.1%	11.1 %
Tension max (Vmp)	29.53 V	29.04 V	30.4 V	48.5 V
Intensité max (Imp)	8.45 A	8.10 A	3.39 A	1.65 A
Tension circuit ouvert	37.6 V	36.94 V	41.1 V	60.8 V
Courant de court-circuit	8.91 A	8.64 A	4.00 A	1.88 A
Tension max du système	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V

### II.3.1.2. Chaîne des panneaux photovoltaïques

Comme la tension d'un seul panneau est très petite, de l'ordre de quelque Volts, pour élever la tension, des «chaines» de panneaux doivent être créés. Un certain nombre des panneaux est donc relié «en série», de façon à former une chaîne de modules.

Cette connexion est faite à travers les câbles (positif / négatif) dont les panneaux sont déjà équipés sur leur côté arrière, et par l'emploi de câbles «solaires» pour connecter les deux panneaux d'extrémité à la boîte de jonction la plus proche.

Dans la centrale de Ghardaïa les chaînes de modules sont organisées de la façon suivante :

Tableau (II.2): Caractéristiques des sous champ de Ghardaïa.

Type de panneau	N.Panneaux par chaîne	Tension de la chaîne	N. Chaines chaque type	N. Boite de jonction
Fixe PV monocristallin (255 KW)	20	590.6 V	51	7
Fixe PV poly cristallin (258.5 KW)	20	580.8 V	55	7
Silicium amorphe (100.11 KW)	18	547.2 V	54	7
Couche mince Cd-Te (100.8 KW)	12	582 V	105	14
Fixe PV monocristallin (105 KW)	20	590.6 V	21	3
Fixe PV polycristallin (98.7 KW)	20	580.8V	21	3
Motorise PV monocristallin (105 KW)	20	590.6V	21	3
Motorisé PV poly cristallin (98.7KW)	20	580.8V	21	3

### II.3.1.3. Boite de jonction (ou de raccordement)

La boîte de jonction (ou de raccordement) est le siège des connexions pour le câblage du champ photovoltaïque. Les chaînes de panneaux sont raccordées en parallèle dans la boîte qui se trouve à côté de la structure porteuse ou directement fixée sur celle-ci. Telle boîte peut recevoir jusqu'à un maximum de 8 séries. Elle contient:

les bornes de chaque chaîne du sous-champ (1). un interrupteur-sectionneur (ou un disjoncteur) (2).

un fusible pour chaque série de modules photovoltaïques et pour chaque polarité (3). un parafoudre (4).

une interface de connexion entre modules PV et boîte de raccordement (5). une interface de connexion avec le tableau parallèle (6).

un transducteur pour la mesure de la tension des chaînes (8). un transducteur pour la mesure du courant (9).

une carte entrée et sortie de système contrôle DCS (7,10).

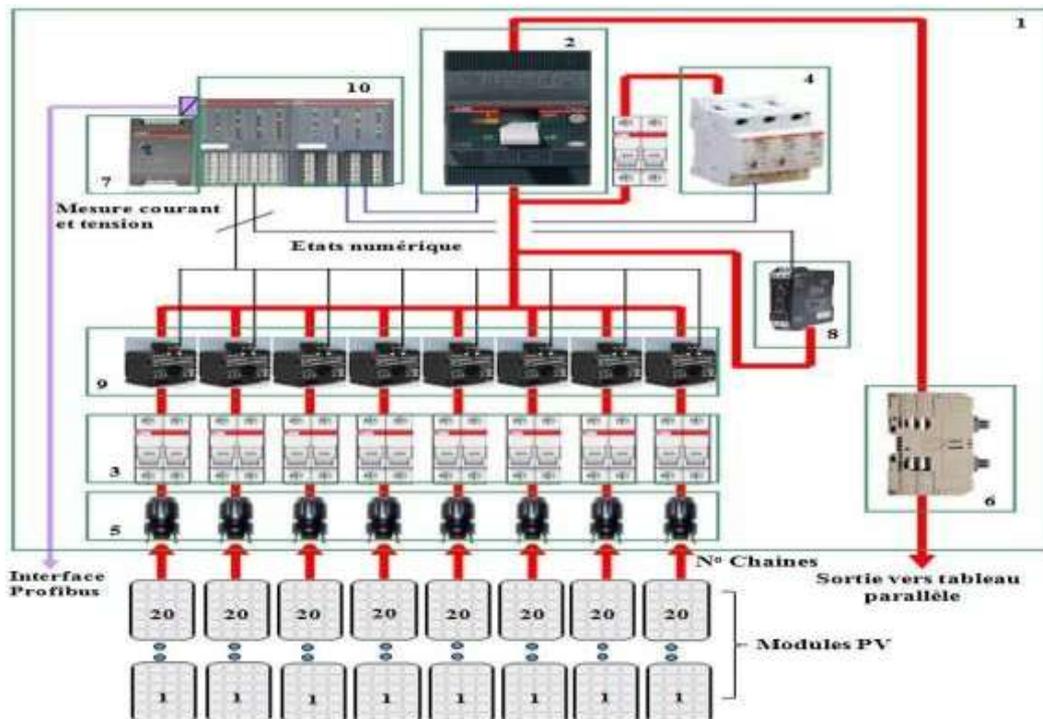


Figure (II.2) : Schéma en blocs de la boîte de raccordement.

#### II.3.1.4. Coffret courant continu

Chaque boîte de raccordement est connectée à travers un câble à un coffret courant continu situé à proximité de l'onduleur de référence dans le bâtiment électrique. Dans le coffret courant continu il y a le parallèle de toutes les boîtes de jonction d'unsous-champ.

La sortie du coffret va directement à l'onduleur. Il est équipé d'un couple de fusibles pour chaque ligne qui provient du sous-champ.



Figure (II.3) : Coffret courant continu parallèle.

### II.3.1.5. Onduleurs solaire

Les onduleurs sont les équipements qui transforment l'énergie courant continu produite par le champ photovoltaïque en énergie courant alternatif.

Après la transformation en courant alternatif, il est possible d'élever le niveau de tension à travers les transformateurs, de façon à évacuer l'énergie produite vers le réseau de distribution. Les onduleurs ont aussi le but de soutenir la tension du réseau de la centrale et de contribuer à la régulation de la tension. Les onduleurs employés dans les centrales photovoltaïques sont de type spécial, à haut rendement: se sont des onduleurs solaires. Dans la centrale photovoltaïque de Ghardaïa les onduleurs sont de marque



ASI (Ansaldo Sistemi Industriali), type PV8L et PV8M. Ils sont installés dans le bâtiment électrique au milieu du champ. Il y a huit (8) onduleurs, un pour chaque sous-champ :

Les six onduleurs de type PV8L121 (100 kW) sont mis en parallèle à travers un tableau BT qui porte l'énergie sur un transformateur élévateur 0.4/30 kV, 750 kVA.

Les deux onduleurs de type PV8M291 (250 kW) sont connectés aux deux enroulements primaires d'un transformateur élévateur 0.27/30kV, 630/315/315kVA.

*Tableau (II.3) : Caractéristiques principales des onduleurs.[16]*

	<b>Onduleur 1 au 6</b>	<b>Onduleur 7 et 8</b>
Type	ASI PV8L121	ASI PV8M291
Puissance nominale côté CC	101 kW	245 kW
Tension maximale côté CC	880 V <sub>cc</sub>	880 V <sub>cc</sub>
Courant nominale côté CC	221 A	540 A
Puissance nominale côté CA	105 kW	262 kW
Puissance maximale côté CA	98 kW	239 kW
Tension nominale côté CA	400 V	270 V
Courant nominale côté CA	210 A	510 A
Plage de réglage tension MPPT	430 – 760 V <sub>cc</sub>	430 – 760 V <sub>cc</sub>
Fréquence nominale CA	50 Hz	50 Hz
Distorsion harmonique côté CA	<3%	<3%
Température maximale	-5/+ 50 C°	-5/+ 50 C°
Maximum rendement	96.1 %	97.9 %
Champ de variation tension de réseau (avec onduleur branché au réseau)	-10% /+10% V	-10% /+10% V
Champ de variation de fréquence de réseau (avec onduleur branché au réseau)	49.5-50.5 HZ	49.5-50.5 HZ

### II.3.2. Système de transformation

Le système de transformation est composé de:

Tableau BT de parallèle et tableaux de liaison.

Transformateur élévateur TP1.

Transformateur élévateur TP2.

C'est-à-dire les équipements nécessaires à recueillir l'énergie basse tension en sortie des onduleurs et à la transformer en énergie en moyenne tension.

#### II.3.2.1. Tableaux BT de parallèle et tableaux de liaison

Puisque les six onduleurs utilisés dans la centrale photovoltaïque de Ghardaïa sont de puissance assez petite (environ 100 kW), ce qui a nécessité de les mettre en parallèle pour les relier à un seul transformateur de puissance (TP1). Cette liaison est réalisée à travers un «tableau de parallèle» situé dans le bâtiment électrique à côté des onduleurs. Pour chaque arrivée onduleur un interrupteur-sectionneur est prévu, et il y a un interrupteur sectionneur sur la sortie vers le transformateur TP1. En ce qui concerne les deux onduleurs 250 KW, ils sont reliés à un transformateur TP2 avec deux enroulements primaires.



Entre chaque onduleur 250KW et le correspondant enroulement primaire, un interrupteur-sectionneur a été prévu. Les deux sont logés dans le «tableau de liaison», situé dans le bâtiment électrique à côté des onduleurs.

#### II.3.2.2. Transformateurs de puissance

Dans la centrale photovoltaïque de Ghardaïa il y a deux transformateurs de puissance BT/MT TP1 et TP2 pour transformer en moyenne tension l'énergie produite par le champ.

Les transformateurs élévateurs sont installés dans le bâtiment électrique, près des onduleurs. Ils sont connectés côté secondaire au tableau MT du poste d'évacuation, côté primaire au tableau de Parallèle (TP1) ou au tableau de liaison (TP2).

Ci-dessous une table des caractéristiques principales des transformateurs de puissance de la centrale Photovoltaïque de Ghardaïa :

Tableau (II.4): Caractéristiques principales des transformateurs de puissance.[16]

	Transformateur TP1	Transformateur TP2
Type	ONAN	ONAN
Isolement	Huile	Huile
Enroulements	Cuivre	Cuivre
Puissance nominale	750 kVA	630 / 315 / 315 kVA
Tension Primaire	400 V	270V
Tension Secondaire	30 KV	30 KV
Niveau Isolement 36 kV 36 kV	36 kV	36 kV
Couplage	Dy11	Dy11y11
Tension de court-circuit	6%	6%
Norme de référence	IEC 60076	IEC 60076

### II.3.2.3. Câble moyenne tension MT

Les câbles MT, entre le tableau 30 kV et les transformateurs TP1 et TP2, sont directement

enterrés. Ci-dessous une table des caractéristiques principales des câbles MT de la centrale Photovoltaïque de Ghardaïa :

Tableau (II.5): Caractéristiques principales des câbles MT.[16]

	Câbles MT
Tension nominale	18 / 30 kV
Ame du conducteur	Cuivre
Isolant	XLPE
Ecran	Cuivre
Armature	Acier galvanisé
Gaine extérieure	PVC
Section	3x35 mm <sup>2</sup>
Norme de référence	IEC 60502

### II.3.3. Système d'évacuation de l'énergie produite vers le réseau

Le système d'évacuation de l'énergie produite vers le réseau est formé des équipements nécessaires à délivrer au réseau de distribution l'énergie produite par la centrale photovoltaïque.

Il est composé de:

### II.3.3.1. Poste d'évacuation MT 30KV

L'armoire 30KV constituant le poste d'évacuation MT de la centrale photovoltaïque de Ghardaïa se compose de deux parties principales :

Tableau mécanisme 1: 4 cellules

Tableau mécanisme 2: 6 cellules

Les deux parties sont reliées par câble.

**1. Tableau mécanisme1:** est composé de 4 cellules:

**A01M (mesure):** c'est une cellule de mesure contenant un transformateur de tension destiné pour la mesure du courant et de la tension MT arrivée du réseau.

**A02F (fusible):** c'est une cellule de protection contenant un fusible + interrupteur/sectionneur, et sectionneur de mise à la terre.

**A03C (départ câble):** c'est la cellule des câbles de départ vers le réseau 30 KV contenant un interrupteur / sectionneur et un sectionneur de mise à la terre.

**A04V:** c'est la cellule intelligente, elle est reliée à toutes les autres cellules, elle est munie d'un programme permettant la surveillance continue de l'opération de couplage de la centrale photovoltaïque au réseau électrique MT de telle sorte que les conditions de couplages (niveau de tension, courant et fréquence) soient satisfaites, en cas contraire des ordres sont donnés automatiquement aux équipements de protection pour l'intervention en temps réel. dans la cellule on trouve un disjoncteur, un Interrupteur / sectionneur et un sectionneur de mise à la terre.

**2. Tableau mécanisme2:** est composé de 4 cellules:

**A05M (mesure):** c'est une cellule de mesure munie d'un transformateur de tension et d'un transformateur de courant destinés à la mesure de la tension et du courant injecté et soutiré du réseau électrique.

**Les cellules A06V, A07V et A08V:** sont les cellules contenant respectivement les disjoncteurs de départ des transformateurs TP1, TP2 et TSA (transformateur alimentant les services auxiliaires qui seront décrits dans ce qui suit). Ces cellules sont munies de tableau d'affichage des tensions et courants dans les trois lignes et le neutre.(voir figure III.4):

**A09V et A10V:** sont des cellules disjoncteur de réserve.



Figure (II.4) : Poste d'évacuation MT.[16]

### II.3.3.2. Coffret comptage

Le coffret de comptage est situé dans le poste d'évacuation. Les TC (transformateur de courant) et TT (transformateur de tension) destinés pour les mesures sont dans le tableau MT.

### II.3.4. Système des auxiliaires

Il existe trois types de système des auxiliaires.

#### II.3.4.1. Système des auxiliaires en courant alternatif

Le «système des auxiliaires en courant alternatif» concerne les équipements nécessaires à délivrer la tension auxiliaire 400/230V(CA) aux équipements de la centrale photovoltaïque il se compose de:

**Transformateur des services auxiliaires «TSA»:** Le transformateur TSA est un transformateur MT/BT, servant à alimenter tous les services auxiliaires de la centrale photovoltaïque. Il est alimenté par le tableau 30 kV situé dans le poste d'évacuation.

**Tableau général BT à courant alternatif «TGBT»:** Le tableau général BT est alimenté soit par le transformateur TSA, soit par le groupe diesel de secours. Ce dernier intervient seulement dans le cas de «black-out» de la centrale

**Groupe diesel de secours:** Un groupe diesel de secours est installé pour intervenir dans les situations de «black-out». Dans le cas d'arrêt de la centrale, il faut garantir les services auxiliaires essentiels. Pour cela un système batterie est prévu et dimensionné pour un manque de tension de

4 heures. La présence du groupe électrogène garantit les services auxiliaires pour une durée plus prolongée. En fait, à travers le jeu de barres de secours du tableau TGBT, le groupe alimente les redresseurs et le système ASI (alimentation sans interruption) pour toute la durée garantie par son réservoir de gazole.

#### **II.3.4.2. Système des auxiliaires en courant continu**

Le système des auxiliaires en courant continu concerne les équipements nécessaires à délivrer la tension auxiliaire 127 Vcc aux équipements de la centrale photovoltaïque. Il est composé de :

**Batterie:** Un jeu de batteries et redresseurs est installé pour fournir l'alimentation auxiliaire 127 Vcc, soit dans le fonctionnement normal soit dans les conditions d'urgence (manque de réseau). Les batteries sont conçues pour une durée de vie de 15 ans. Deux redresseurs sont destinés pour l'alimentation des charges à 127 Vcc et pour la charge de la batterie.

**Tableau général courant continu TGCC:** Le tableau général courant continu est alimenté par les redresseurs dans le fonctionnement normal, et par la batterie en cas d'urgence. Les charges 127 Vcc sont les auxiliaires de tous les équipements et l'éclairage de secours.

#### **II.3.4.3. Système des auxiliaires ASI**

Le système des auxiliaires alimentation sans interruption (ASI) concerne les équipements nécessaires à délivrer la tension auxiliaire 230 Vac sans interruption aux équipements de la centrale photovoltaïque. Il est composé de :

**Onduleur pour alimentation sans interruption (ASI):** Un onduleur ASI permet l'alimentation auxiliaire 230 Vca sans interruption des équipements de la centrale qui en nécessite, comme le système de contrôle commande et le système télésurveillance.

Cet onduleur est alimenté par le tableau TGCC, c'est-à-dire par le système batteries et redresseurs.

**Tableau général alimentation sans interruption (T.ASI):** Le tableau général alimentation sans interruption «T.ASI» est alimenté par l'onduleur du système ASI.

#### **II.4. Système de contrôle de la centrale PV de ghardaia [16]**

La centrale photovoltaïque de Ghardaïa est muni d'un système de contrôle et de commande DCS de marque AC500-ABB Italie (voir figure (II.5)), reparti sur trois centres : le centre (DCS-CT) destinée au bâtiment électrique (champs photovoltaïques, onduleurs et transformateurs), le centre (DCS-MV) destinée au poste d'évacuation MT (cellules qui

permettent l'évacuation de l'énergie produite vers le réseau) et le centre (DCS-CC) destiné au bâtiment de commande (contrôleur principal) (voir figure( II.6)).

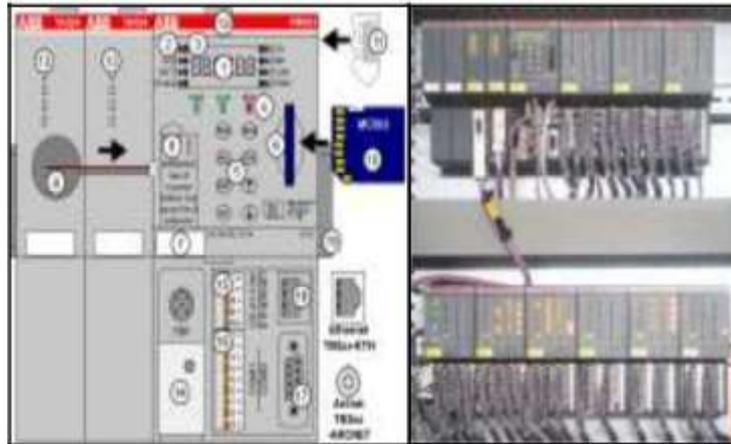


Figure (II.5): Système de contrôle distributeur (DCS-AC500 ABB).

#### II.4.1. Technique de communications dans le système DCS

Les armoires de commande (CT, MV, CC) sont connectées entre elles pour créer un réseau de communication qui a une topologie en fibre optique-profibus en boucle. A l'intérieur de chaque centre la connexion entre les dispositifs physique est faite sur la base de la structure suivante:

Bâtiment de commande: contenant l'armoire de Master DCS-CC à laquelle sont connectés:

- en supervision réseau: le DCS serveur/ réseau, l'ordinateur opérateur ou il y a les unités d'affichages et les imprimantes et le poste de garde de télésurveillance.
- la station météorologique via un canal RS485-MODBUS.
- l'ensemble de l'onduleur ASI, transformateur auxiliaire TSA, groupe diesel, pompe anti-incendie, détection d'incendie câblés directement aux cartes entrée/sortie existantes dans l'armoire DCS.

Bâtiment électrique: contenant l'armoire de commande DCS-CT auquel sont connectés:

- boîtes de connexion d'alimentation des champs photovoltaïques telle que chaque boîte d'alimentation est connectée à une autre créant une ligne de communication logique en utilisant le protocole communication série RS485 Profibus.
- Les onduleurs via un protocole de communication série RS485 Profibus.

- L'ensemble de: transformateurs TP1 et TP2, les appareils de mesure de la température et de l'éclairage des panneaux PV qui sont câblés directement aux cartes entrée/sortie existantes dans l'armoire DCS

Poste d'évacuation: contenant l'armoire de commande DCS-MV à laquelle sont connectés:

- Le compteur d'énergie via un protocole de communication série RS485 Profibus.
- Les cellules MT câblés directement aux cartes entrée/sortie existantes dans l'armoire DCS-MT.

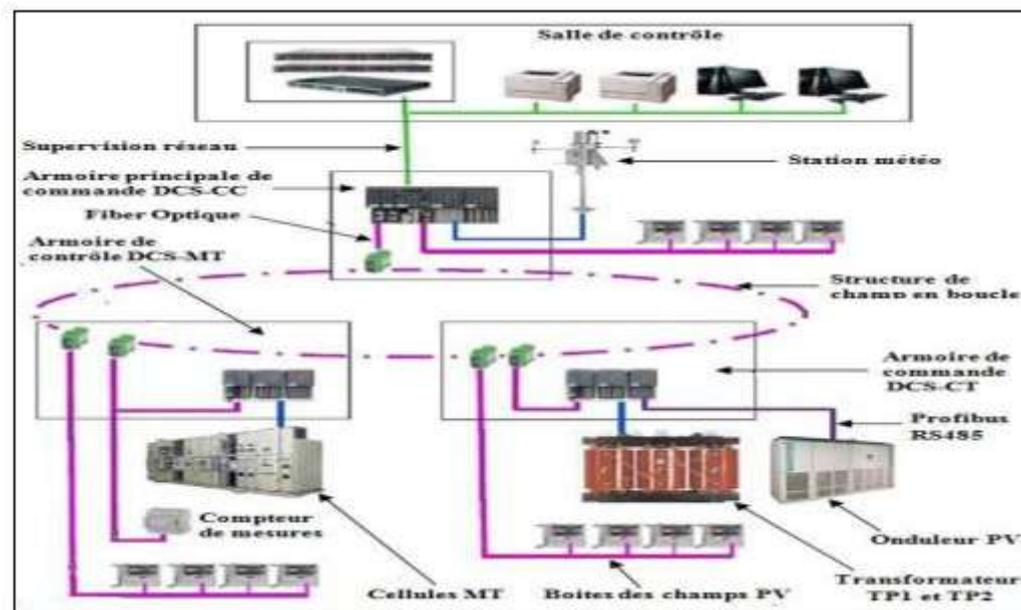


Figure (II.6): Système de communication DCS de la centrale PV.

## II.4.2. Système superviseur DCS

### II.4.2.1. Système de contrôle des accès

Le système de contrôle des accès enregistre et surveille toute action disponible à l'utilisateur. Des groupes d'utilisateurs sont créés avec l'implémentation des rôles suivants :

Affichage: l'affichage donne uniquement accès au système.

Opérateur: Permissions d'affichage et d'opération. L'utilisateur opérateur peut donner les ordres à tous les éléments de la centrale.

Administrateur: Droits d'affichage, d'opération et d'administration. L'administrateur peut configurer la base de données des signaux, les paramètres et les pages des tendances.

## II.4.2.2. Les fenêtres d'affichage

Dans la salle de contrôle on peut accéder à toutes les informations concernant les différents composants constituant la centrale PV (champs PV, onduleurs transformateur poste d'évacuation) par l'affichage sur écran dans la salle de contrôle (HIM) de la page générale qui montre le plan de la centrale PV à travers lequel on peut accéder aux pages des différentes zones par exemple :  
fenêtre de la boîte de connexion CNs, par un clic sur une icône on peut voir la tension et le courant des champs, le voyant indicateur alarme, le statut de protection, défaut de communication ... etc.

- fenêtre du centre de transformation dans laquelle sont affichées toutes les données (puissance entrée et sortie, courant et tension alternative, cos Phi, température, fréquence....etc) sur les onduleurs, transformateurs.

Les figures (II.7), (II.8) et (II.9) illustre quelques exemples de fenêtre d'affichage.

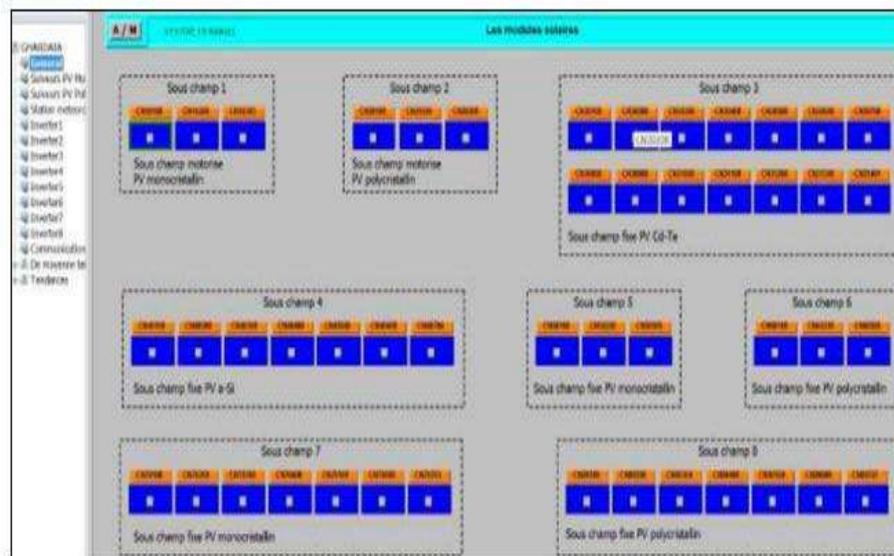


Figure (II.7): Fenêtre d'affichage générale (sous champs PV).[16]

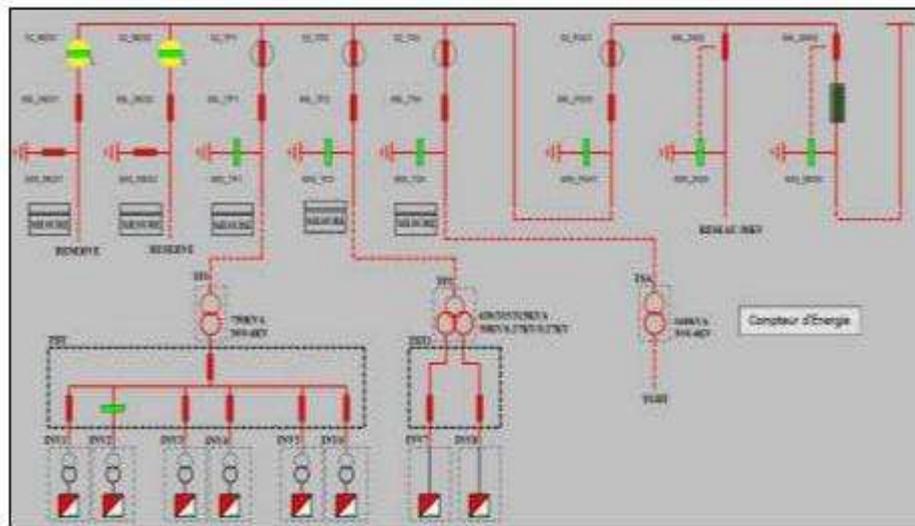


Figure (II.8): Fenêtre d'affichage générale MT.[16]

TMT-TP2 Contrôle de mesure TMT-TP2	INVERTER_06	INVERTER_07	CRP2000 Base chargée par PV connectable
PROBLEME DE COMMUNICATION <input type="checkbox"/>	PROBLEME DE COMMUNICATION <input type="checkbox"/>	PROBLEME DE COMMUNICATION <input type="checkbox"/>	PROBLEME DE COMMUNICATION <input type="checkbox"/>
COURANT <input type="text" value="8.0 A"/>	ALARM <input type="checkbox"/>	ALARM <input type="checkbox"/>	RAUFORSE SEQUENCE <input type="checkbox"/>
TENSION <input type="text" value="50.7 kV"/>	FUSIBLE <input checked="" type="checkbox"/>	FUSIBLE <input checked="" type="checkbox"/>	DISJONCTEUR <input type="checkbox"/>
PUISSANCES ACTIF <input type="text" value="420.0 kW"/>	TENSION D'ENTREE <input type="text" value="304.0 V"/>	TENSION D'ENTREE <input type="text" value="551.0 V"/>	TENSION <input type="text" value="541.8 V"/>
PUISSANCES REACTIVE <input type="text" value="0.0 kVAr"/>	COURANT D'ENTREE <input type="text" value="426.8 A"/>	COURANT D'ENTREE <input type="text" value="410.0 A"/>	COURANT DE CHAÎNE 1 <input type="text" value="7.1 A"/>
COS FI <input type="text" value="0.999"/>	PUISSANCE D'ENTREE <input type="text" value="216.0 kW"/>	PUISSANCE D'ENTREE <input type="text" value="218.0 kW"/>	COURANT DE CHAÎNE 2 <input type="text" value="8.9 A"/>
ENERGIE ACTIF <input type="text" value="9714.0 kWh"/>	TENSION DE SORTIE <input type="text" value="276.0 V"/>	TENSION DE SORTIE <input type="text" value="276.0 V"/>	COURANT DE CHAÎNE 3 <input type="text" value="1.8 A"/>
ENERGIE REACTIVE <input type="text" value="3181.0 kWh"/>	COURANT DE SORTIE <input type="text" value="429.3 A"/>	COURANT DE SORTIE <input type="text" value="446.7 A"/>	COURANT DE CHAÎNE 4 <input type="text" value="6.9 A"/>
	PUISSANCE DE SORTIE <input type="text" value="207.0 kW"/>	PUISSANCE DE SORTIE <input type="text" value="207.0 kW"/>	COURANT DE CHAÎNE 5 <input type="text" value="7.8 A"/>
	COS FI <input type="text" value="1.0"/>	COS FI <input type="text" value="1.0"/>	COURANT DE CHAÎNE 6 <input type="text" value="6.8 A"/>
	FREQUENCE <input type="text" value="50.8 Hz"/>	FREQUENCE <input type="text" value="49.0 Hz"/>	COURANT DE CHAÎNE 7 <input type="text" value="7.0 A"/>
	PERFORMANCE <input type="text" value="0.9"/>	PERFORMANCE <input type="text" value="0.9"/>	COURANT DE CHAÎNE 8 <input type="text" value="6.8 A"/>
	TEMPERATURE <input type="text" value="34.0 °C"/>	TEMPERATURE <input type="text" value="34.0 °C"/>	

Figure (II.9): Fenêtre d'affichage des données numérique.[16]

### II.4.2.3. Création de tendances

Les différentes tendances sont créées, elles concernent les différentes courbes donnant pour les onduleurs la variation de (courant, tension et puissance d'entrée et de sortie), pour le rayonnement la variation de (radiation et température ambiante) et pour la boîte d'alimentation la variation de (tension et courant de chaque champ PV).



Figure (II.10): Fenêtre d'affichage des données par courbe.[16]

#### II.4.2.4. Formulation des rapports

La formulation des différents rapports concernant les différents équipements de la centrale est faite pour chaque jour et chaque mois dans lesquels sont cumulées les données sur la production et le rapport de production PR.

#### II.5. Conclusion

Dans ce chapitre la centrale PV de Ghardaïa a été présentée ce qui a permis d'avoir une idée sur les centrales photovoltaïques et leur raccordement au réseau électrique. On a présenté les systèmes électriques qui se composent du champ photovoltaïque, des onduleurs (éléments de transformation du courant CC en courant AC) et des transformateurs de tension et le poste d'évacuation MT ainsi que le système de contrôle et de commande composé du système de communication et des blocs de commande DCS implémentés à chaque centre MV, CT et CC. L'étude par simulation de cette centrale PV sera le contenu du chapitre suivant.

## **Chapitre III**

Modélisation et simulation de  
la centrale photovoltaïque sous  
différents type de défauts

### III.1. Introduction

Ce chapitre se compose de deux parties. La première partie concerne la modélisation et la simulation de la centrale PV qui permettra de présenter les caractéristiques I-V et P-V du module et du sous champ PV avec l'illustration de l'influence de la variation de la température et de l'irradiation solaire sur ces caractéristiques. La deuxième partie concerne une étude sur les systèmes PV raccordés au réseau et appliquée les différents types des défauts dans le système PV (au niveau onduleur, MPPT, réseau électrique) pour avoir l'influence des défauts dans le fonctionnement de système. Notre étude sera appliquée sur le sous champs PV polycristallin A-235P de la centrale de Ghardaïa.

### III.2. Modélisation du générateur photovoltaïque

#### III.2.1. Modèle électrique d'une cellule PV

Une cellule photovoltaïque a un comportement équivalent à une source de courant shuntée par une diode (figure (III.1)). Le modèle est complété par une résistance série due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière et une résistance parallèle ou shunt qui provient des contacts métalliques et des résistances de fuite sur la périphérie de la cellule.[15]

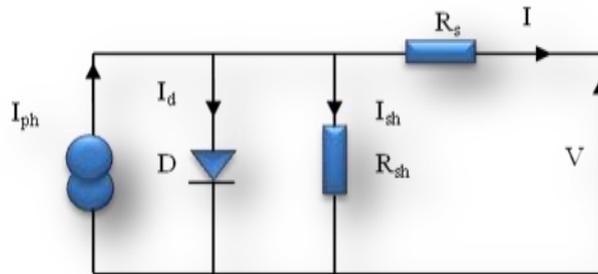


Figure (III.1) : Circuit équivalent d'une cellule PV photovoltaïque[15]

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (III.1)$$

Avec :

$$I_{sh} = \left( \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (III.2)$$

Donc:

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp \left( \frac{V + R_s I}{A \cdot V_T} \right) - 1 \right) - \left( \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (\text{III.3})$$

$$\text{Avec } V_T = k \cdot T / q \quad (\text{III.4})$$

Où

$I$  : Courant fourni par la cellule.

$V$  : Tension aux bornes de la cellule

$I_d$  : Courant de diode.

$I_{ph}$  : Photo courant, dépendant de l'intensité de l'irradiation.

$I_{sh}$  : Le courant dérivé par la résistance parallèle.

$I_s$  : Courant de saturation de diode, dépendant de la température

$V_T$  : La tension thermique

$R_{sh}$  : Résistance en parallèle, représentant l'admittance parallèle du générateur de courant

$R_s$  : Résistance en série, modélisant les pertes ohmiques du matériau et des contacts

$q$  : Charge d'électron  $1.602 \cdot 10^{-19} \text{C}$

$K$  : Constante de Boltzmann  $1.381 \cdot 10^{-23} \text{ Nm/}^\circ\text{K}$

$A$  : Facture de non idéalité de la jonction comprise entre 1 et 5 dans la pratique.

$T$  : La température effective de la cellule en kelvin.

### III.3. Simulation du générateur PV

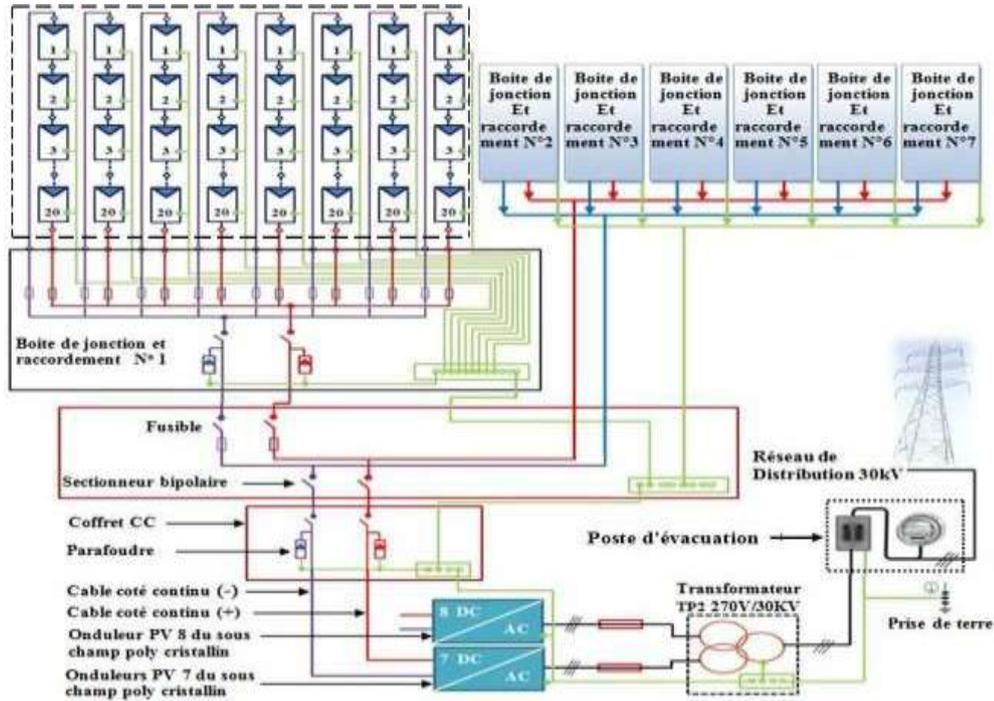
#### III.3.1. Module type polycristallin A-235P

Ce type de module délivre une puissance crête de 235Wc avec une tension max  $V_{mp}$  de 29.04 V et un courant  $I_{mp}$  de 8.10 A, la tension de circuit ouvert est 36.94 V et un courant de court-circuit de 8.64A et un rendement de 14.43%

#### III.3.2. Sous champ polycristallin

Le sous champ poly cristallin délivrant 258.74 KW, avec une tension de 580.8V et un courant de 445.5 A. Il contient 7 boite de raccordement telle que 6 boites contiennent chacune 8 chaines raccordées en parallèle et formées de 20 panneaux chacune et la 7<sup>eme</sup> contient 7 chaines raccordées en parallèle formées de 20 panneaux chacune. Soit 55 chaines contenant en

tout 1100 modules poly cristallin. Ce sous champ est raccordé à l'onduleur 8 de l'installation PV.



Figure(III.2): Structure des champs PV polycristallin.[16]

### III.4. Résultat de simulation d'un système PV

La simulation de module et sous champs PV pour différents éclairagements (1000 500 100)  $W/m^2$  et pour différentes températures (50 40 25) °C a été faite sous L'environnement Matlab/Simulink. Les figures (III.3) (III.4) donnent les caractéristiques I-V et P-V d'un module et de sous champ. Les résultats de simulation montre que la variation de l'éclairage Influe sur le courant généré, plus l'éclairage augmente plus le courant augmente tandis que la tension varie légèrement et la variation de la température influe sur la tension, celle-ci diminue avec l'augmentation de la température tandis que le courant n'est pas influencé par la température. Cette influence atteint automatiquement la puissance du module et du champ du faite de la relation qui relie les trois grandeurs tel que  $P= V.I$ , on remarque que la puissance augmente avec l'augmentation de l'éclairage et diminue avec l'augmentation de la température.

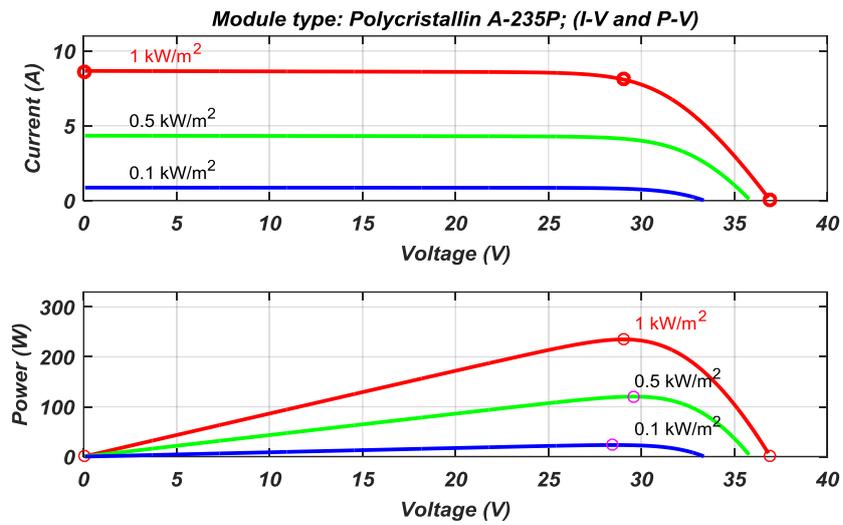
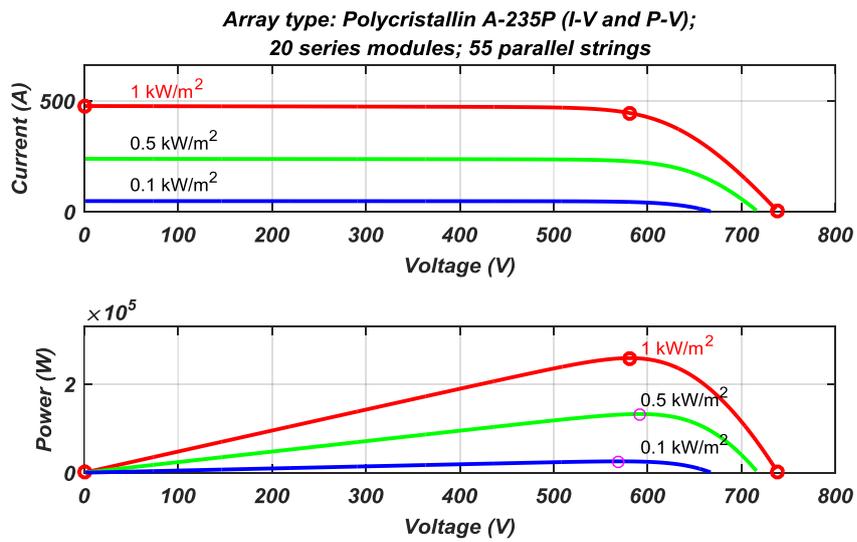
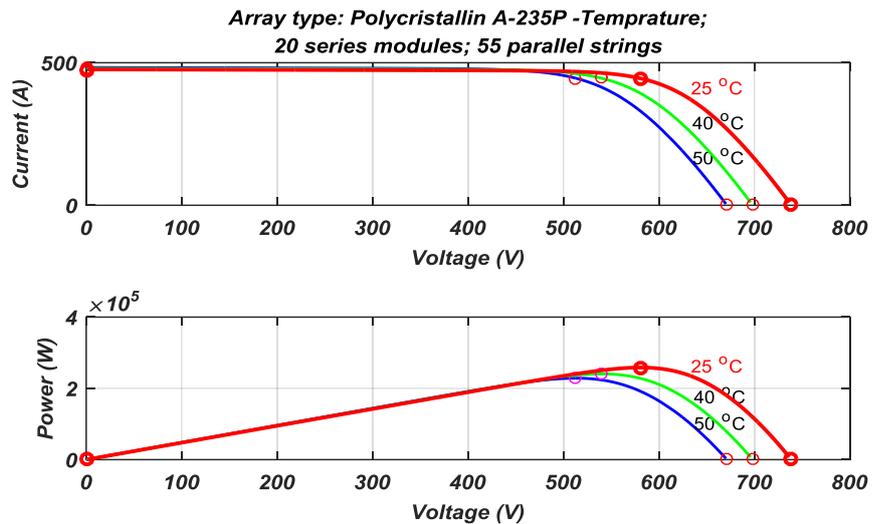


Figure (III.3): Caractéristique I-V et P-V d'un module.



Figure(III.4) : Caractéristiques I-V et P-V d'un champ

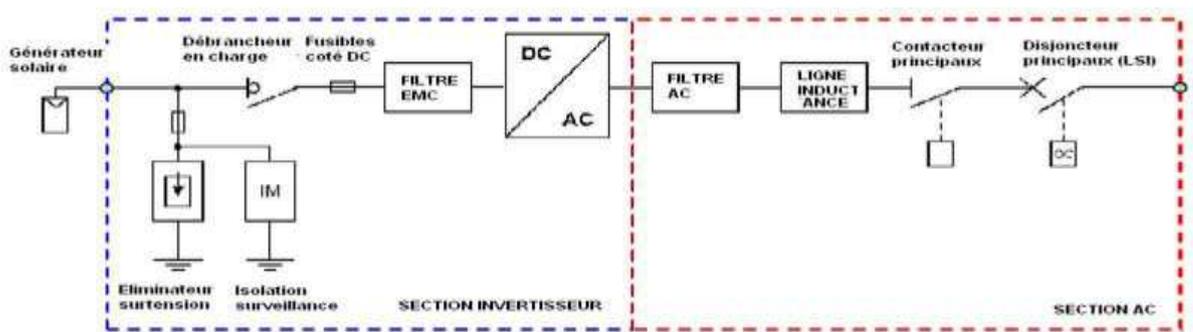


*Figure(III.5) : Caractéristiques I-V et P-V d'un champ*

### III.5. Modélisation et simulation du convertisseur DC/AC

Notre étude est faite sur l'onduleur solaires de l'installation PV figure (III.6). Ce sont des onduleurs de tension de marque "Ansaldo Sistemi Industriali" type PV8M. Du côté courant continu CC il est d'une puissance nominale de 245 KW, tension max 880 V, une marge de MPPT de 430 - 760 Vcc et un courant nominal de 540 A. Du côté courant alternatif AC il est une puissance nominale de 262 KW, une tension nominale de 270 V, un courant nominal de 510 A, une puissance maximale de 239 KW et un rendement max à la puissance nominale de 97.91%.

[16]



*Figure (III.6): Diagramme unifilaire simplifié de la configuration de l'onduleur 250 kWac.*

#### III.5.1. Techniques de contrôle et commande de l'onduleur

Dans la centrale PV de Ghardaïa l'onduleur est muni d'un système de contrôle et surveillance intelligent DCS (système contrôle commande) par le protocole Profibus. Qui

permet l'optimisation de son fonctionnement. Ce système de contrôle de type numérique, doit pouvoir contrôler les grandeurs caractéristiques suivantes [16] :

- Facteur de puissance côté C.A: le système doit contrôler le facteur de puissance côté courant alternatif, dans une plage de réglage défini.
- Tension de la section CC pour permettre la poursuite du point de puissance maximale.

Le système onduleur doit toutefois pouvoir de manière autonome distinguer les conditions d'anomalie du réseau (tension et fréquence) en empêchant son fonctionnement et en le rétablissant automatiquement à la reprise des conditions de fonctionnement normal du réseau. Dans la simulation de l'installation PV plusieurs stratégies de contrôle de l'onduleur sont utilisées à fin d'atteindre le but global qui est un point de puissance maximal, un facteur de puissance élevé et un courant de forme proche sinusoïdale. Les techniques utilisées dans notre travail sont :

La technique de maximisation du point de puissance maximale MPPT. La technique de commande par Orientation de la Tension VOC.

La technique de commande MLI. La technique de contrôle PLL.

### **III.5.1.1. Techniques de maximisation de la puissance MPPT**

Un générateur photovoltaïque peut fonctionner dans une large gamme de tension et de courant de sorties mais il ne peut délivrer une puissance maximale que pour des valeurs particulières du courant et de la tension. En effet la caractéristique  $I(V)$  du générateur dépend de l'éclairement solaire et de la température. Ces variations climatiques entraînent la fluctuation du point de puissance maximale. A cause de cette fluctuation, on intercale souvent entre le générateur et le récepteur un ou plusieurs convertisseurs statiques commandés permettant de rattraper à chaque fois le point de puissance maximale. Ces convertisseurs connus sous le nom de MPPT (**Maximum Power Point Tracking**) assurent le couplage entre le générateur PV et le récepteur en forçant le premier à délivrer sa puissance maximale.

#### **III.5.1.1.1. Principe des techniques «Perturb and Observe» (P&O)**

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension  $V_{PV}$  d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance  $P_{PV}$  qui en résulte ainsi, comme l'illustre la figure (III.7), on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension  $V_{PV}$  engendre un accroissement de la puissance  $P_{PV}$ , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance

décroit, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. À partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique PPV (VPV), il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié.

La figure (III.8) représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type (P&O), où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension

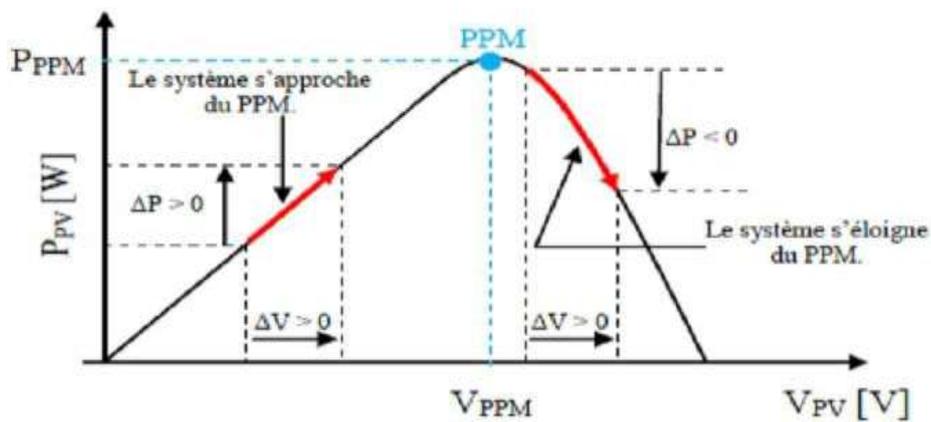


Figure (III.7): Caractéristique  $P(V)$  d'un panneau solaire.

Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du GPV à chaque instant.

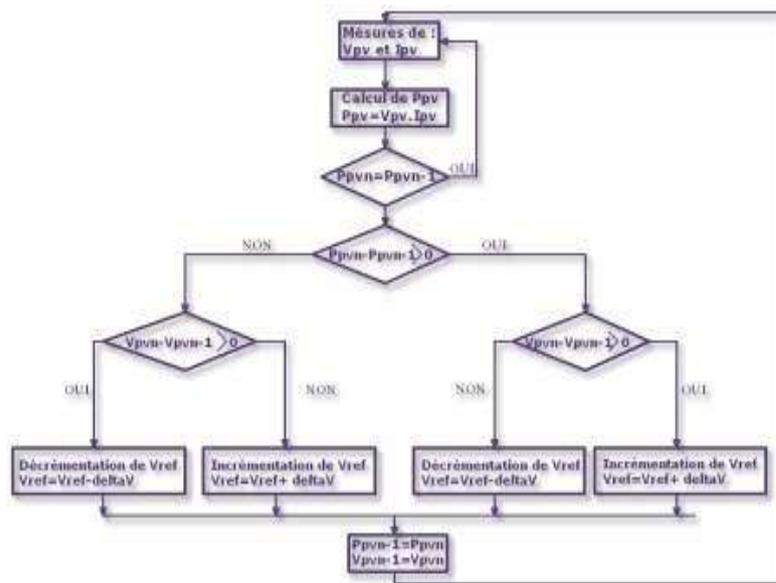


Figure (III.8): Algorithme MPPT perturbation and observation (P&O).

### III.5.1.2. Technique de commande par orientation de la tension VOC

Par analogie avec la commande par orientation du flux (*FOC feild orienter control*) d'un moteur asynchrone, la commande par orientation de la tension  $V_{OC}$  (en anglais *Voltage Oriented Control*) est proposée pour la commande de l'onduleur PWM.

Cette technique peut garantir une dynamique élevée et des performances statiques par la boucle interne de contrôle de courant. Cette commande est devenue très connue et par conséquent elle est développée et améliorée. La figure (III.9) montre la configuration globale de la commande par orientation de la tension pour un onduleur PWM triphasé.

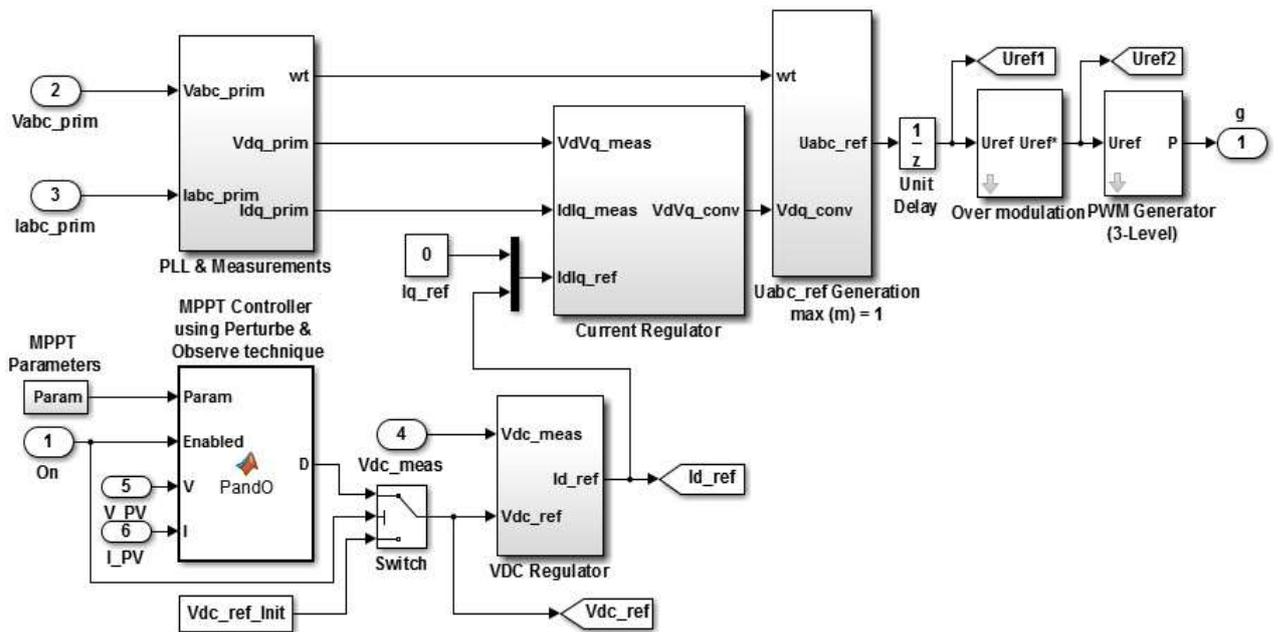


Figure (III.9): Bloc de la commande VOC.

Cette technique de commande utilise deux régulateurs PI pour contrôler les composantes du courant dans le plan synchrone  $d-q$ . L'axe réel du repère tournant est typiquement fixé sur le vecteur tension de ligne. En raison des transformations des coordonnées, les composantes de courant à commander deviennent des quantités continues en régime permanent, et l'action intégrale des contrôleurs peut ainsi éliminer les erreurs statiques en régime permanent. En outre, le réglage de la tension continue est typiquement mis en application avec un contrôleur simple de type PI.

La référence de la composante directe du courant  $i_d$  est obtenue par réglage de la tension continue, où on utilise un régulateur PI pour contrôler l'erreur entre la tension captée (continue) et sa référence (Obtenue par MPPT). Si on veut travailler à facteur de puissance unitaire au niveau du réseau, il faut annuler la composante en quadratique du courant  $i_q$ .

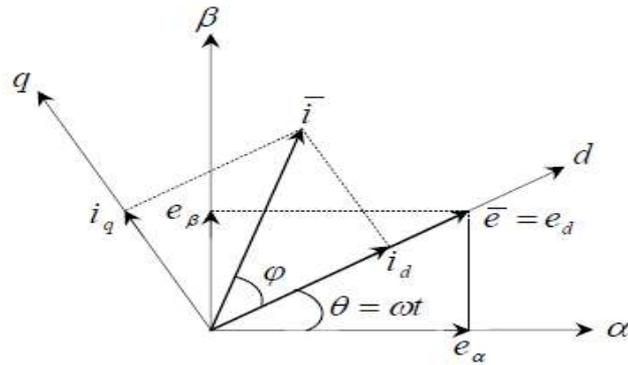


Figure (III.10): Diagramme vectoriel de la tension du réseau et du courant de ligne.

### III.5.1.2.1. Régulation de la tension continue

La régulation de la tension continue est assurée par un régulateur de type PI. Ce dernier corrige l'erreur entre la tension continue mesurée et sa référence. La sortie de ce régulateur de tension donne le courant de référence  $i_{dref}$ .

L'équation temporelle de ce correcteur est donnée comme suit :

$$u(t) = k_p e(t) + k_i \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (III.5)$$

Où :  $e(t)$ ,  $u(t)$ ,  $k_p$ ,  $k_i$  désignent respectivement l'erreur à l'instant  $t$ , la commande générée et les gains du correcteur. La fonction de transfert correspondante est donnée par :

$$R(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \quad (III.6)$$

Où :  $s$  est l'opérateur de Laplace.

Le schéma suivant représente la régulation de la tension continue avec le correcteur PI.

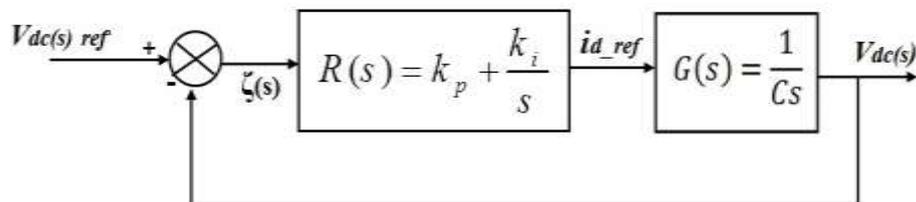


Figure (III.11): Régulation de la tension continue avec un correcteur PI.

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$H(s) = \frac{R(s).G(s)}{1+R(s).G(s)} \quad (\text{III.7})$$

On obtient :

$$H(s) = \frac{k_p s + k_i}{C.s^2 + k_p s + k_i} \quad (\text{III.8})$$

Pour commander le système en boucle fermée, il est nécessaire de bien choisir les coefficients

$k_p$  et  $k_i$  dans ce cas on utilise la méthode d'imposition des pôles.

La fonction de transfert d'un système du deuxième ordre en boucle fermée est caractérisée par :

$$F(s) = \frac{1}{s^2 + 2\xi\omega_n.s + \omega_n^2} \quad (\text{III.9})$$

Par analogie entre les expressions (III.8) et (III.9) on trouve :

$$\begin{aligned} k_p &= 2.C.\xi\omega_n \\ k_i &= C.\omega_n^2 \end{aligned} \quad \boxed{\zeta_p = 2 ; k_i = 400} \quad (\text{III.10})$$

### III.5.1.2.2. Synthèse des régulateurs de courant

Le modèle de l'onduleur dans le référentiel  $d-q$  est donné par :

$$\begin{aligned} e_d &= Ri_d + L \frac{di_d}{dt} - \omega Li_q + u_{cd} \\ e_q &= Ri_q + L \frac{di_q}{dt} + \omega Li_d + u_{cq} \end{aligned} \quad (\text{III.11})$$

On prenant :  $\bar{e} = e_d = E$  le modèle devient :

$$\begin{aligned} E &= Ri_d + L \frac{di_d}{dt} - \omega Li_q + u_{cd} \\ 0 &= Ri_q + L \frac{di_q}{dt} + \omega Li_d + u_{cq} \end{aligned} \quad (\text{III.12})$$

On pose :

$$\begin{aligned} \Delta u_d &= Ri_d + L \frac{di_d}{dt} \\ \Delta u_q &= Ri_q + L \frac{di_q}{dt} \end{aligned} \quad (\text{III.13})$$

Où :  $\Delta u$  la chute de tension en ligne.

Le modèle (III.13) devient :

$$\begin{aligned}
 E &= \Delta u_d - \omega L i_q + u_{cd} \\
 0 &= \Delta u_q + \omega L i_d + u_{cq}
 \end{aligned}
 \tag{III.14}$$

A partir l'équation (III.17), on a :

$$\begin{aligned}
 u_{cd} &= E + \omega L i_q - \Delta u_d \\
 u_{cq} &= -\omega L i_d - \Delta u_q
 \end{aligned}
 \tag{III.15}$$

Où :  $\Delta u_d, \Delta u_q$  sont des signaux de sortie des contrôleurs des courants.

$$\begin{aligned}
 \Delta u_d &= k_p (i_{d\ ref} - i_d) + k_i \int (i_{d\ ref} - i_d) dt \\
 \Delta u_q &= k_p (i_{q\ ref} - i_q) + k_i \int (i_{q\ ref} - i_q) dt
 \end{aligned}
 \tag{III.16}$$

Avec l'introduction des blocs régulateurs PI des courants on obtient le diagramme suivant:

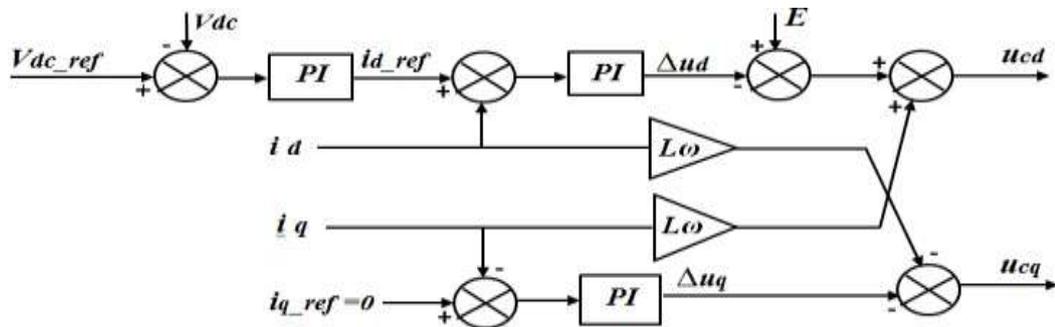


Figure (III.12): Configuration globale de la commande par orientation de la tension pour un onduleur PWM triphasé.

Pour  $i_q = 0$ , la boucle de régulation du courant  $i_d$  devient indépendante de la boucle du courant  $i_q$  ce qui conduit on schéma simplifié de la figure(III.13).

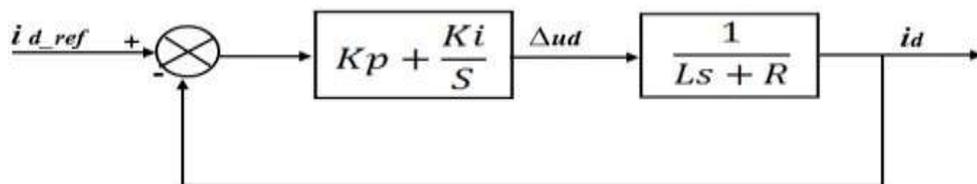


Figure (III.13): Réglage de la composante directe du courant.

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par:

$$H(s) = \frac{(k_p s + k_i)}{L.s^2 + (k_p + R)s + k_i} \quad (\text{III.17})$$

Par analogie entre l'expression d'un système du deuxième ordre en boucle fermée on trouve:

$$\begin{aligned} k_p &= 2.L.\xi\omega_n - R \\ k_i &= L.\omega_n^2 \end{aligned} \quad \boxed{K_p = 0.3 ; k_i = 20} \quad (\text{III.18})$$

### III.5.2. Commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI)

Les onduleurs de tension sont le plus souvent commandés par la technique de modulation de largeur d'Impulsion (MLI), c'est-à-dire, qu'au lieu de former chaque alternance des tensions de sortie d'un seul créneau rectangulaire, on la forme d'une succession de créneau de largeurs convenables. Cela permet d'obtenir des tensions ne contenant pas d'harmoniques à basses fréquences. La technique de modulation de largeur d'impulsion retenue dans cette étude est la méthode à MLI triangulé-sinusoïdale. Les commandes des interrupteurs du convertisseur sont définies à l'aide d'un algorithme comportant uniquement des expressions algébriques, directement adaptables à un système numérique de contrôle. Le principe montré dans la figure (III.14) consiste à comparer chacune des trois tensions sinusoïdales de référence que nous souhaitons imposer (ondes modulantes ondulantes  $V_{ri}(t)$ ,  $i=1, 2, 3$ ) par un signal triangulaire de haute fréquence (porteuse). Les intersections des ondes modulantes avec l'onde triangulaire, déterminent les impulsions de commande ( $S_1, S_2, S_3$ ) de l'onduleur.

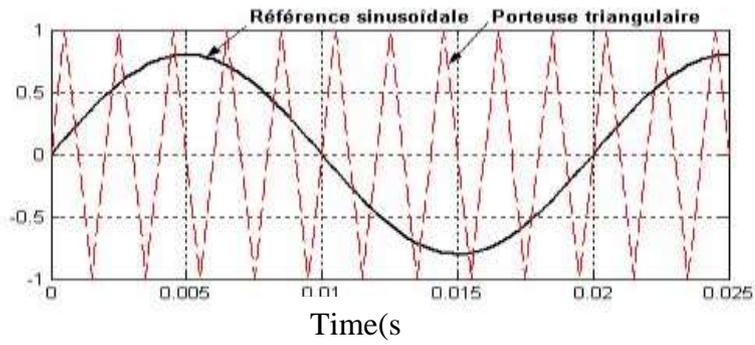


Figure (III.14): Signaux de comparaison (référence et porteuse).

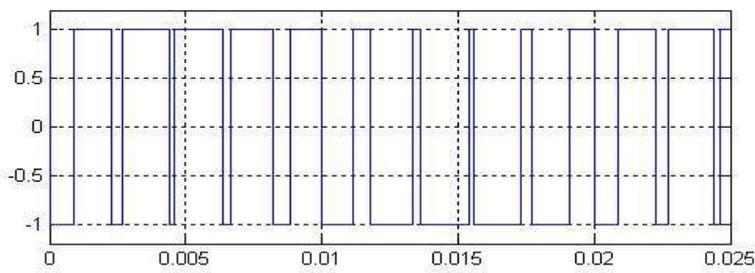


Figure (III.15): Les impulsions d'un interrupteur.

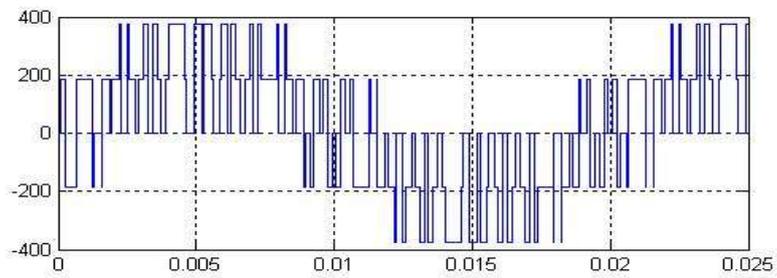


Figure (III.16): Tension composée de sortie de l'onduleur (V).

### III.5.3. Technique de commande PLL [17]

Le concept à verrouillage déphasé à base de la boucle (PLL) a été originalement publié par Appleton en 1923 et Bellescize en 1932 pour une application de réception synchrone des radios signaux. Depuis ce temps, les techniques de PLL n'ont cessé de croître et d'être exploités dans plusieurs domaines industriels comme les systèmes de communication, les systèmes de contrôle de moteur et le chauffage par induction. Récemment, les techniques de PLL ont été utilisées pour synchroniser les convertisseurs raccordés au réseau électrique. Un PLL idéal peut fournir l'information rapide de synchronisation avec un niveau élevé d'immunité aux perturbations, aux harmoniques, aux déséquilibres et aux distorsions dans le signal d'entrée.

#### III.5.3.1. Principe de la SF-PLL

Il existe plus d'une dizaine de techniques de PLL et la technique de PLL dans le repère stationnaire (Synchronous Frame PLL en anglais) est l'approche la plus utilisée dans le système triphasés. Le schéma fonctionnel de la SF-PLL est illustré dans l'angle de phase instantané est détecté en synchronisant le repère tournant de la PLL avec le vecteur de la tension du réseau. Le contrôleur PI, régule la composante  $V_d$  ou le  $V_q$  à zéro. Dans des conditions idéales, sans distorsion harmonique ou déséquilibre, la SF-PLL avec une largeur de bande élevée peut rapporter une détection rapide et précise de la phase de la tension du réseau.

Le principe de la PLL de PARK est d'appliquer la transformateur de PARK sur le système des trois tensions simples du réseau triphasé, puis faire asservir la composante  $V_d$  obtenue à une référence nulle, c'est-à-dire  $V_{d\_ref}=0$ .

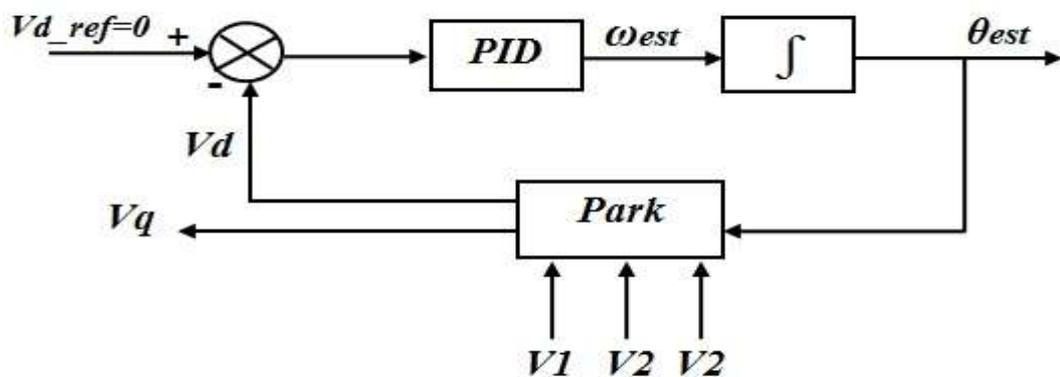


Figure (III.17): Schéma de principe de la PLL de Park.

La transformation de Park est d'abord appliquée sur les tensions simples  $V_1, V_2$  et  $V_3$ . On obtient deux tensions  $V_d$  et  $V_q$  auxquelles on applique une rotation  $R(-\theta_{est})$ . On obtient deux tensions  $v_d, v_q$  :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta_{est} & \cos(\theta_{est} - \frac{2}{3}\pi) & \cos(\theta_{est} - \frac{4}{3}\pi) \\ -\sin \theta_{est} & -\sin(\theta_{est} - \frac{2}{3}\pi) & -\sin(\theta_{est} - \frac{4}{3}\pi) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (III.22)$$

La PLL sera verrouillée quand  $\theta_{est} = \theta$ . Cette condition est obtenue si on arrive à annuler la composante  $V_d$ . L'inconvénient de cette méthode est qu'elle est très sensible aux creux de tensions du réseau et qu'elle ne filtre pas bien les harmoniques.

### III.6. Étude des systèmes PV triphasé suite à des défauts survenant dans le réseau

Dans cette partie on présente une étude par simulation sur les systèmes PV raccordés au réseau électrique suite à des défauts au niveau système PV et défauts survenant dans le réseau à des distances différentes du point du couplage commun (PCC) du système PV et du réseau.

L'analyse sera faite par simulation sous l'environnement de Matlab/Simulink.

Les différents défauts sont présentés dans le tableau suivant

Tableau (III.1) : indiquant les Différent type des défauts au niveau système PV

Niveau de défauts		Description
Système PV	Onduleur	Circuit – ouvert d'un composant
		Circuit – ouvert de deux composants
		Court – circuit d'un composant
		Court – circuit de deux composants
	MPPT	Déconnection de MPPT
Réseau de distribution	Câblage	Court – circuit (monophasé)
		Court – circuit (biphasé)
		Court – circuit (triphase)

### III.6.1. Simulation dans les conditions de fonctionnement normales

Le système PV raccordé au réseau est simulé dans les conditions de fonctionnement normales figure (III.18)

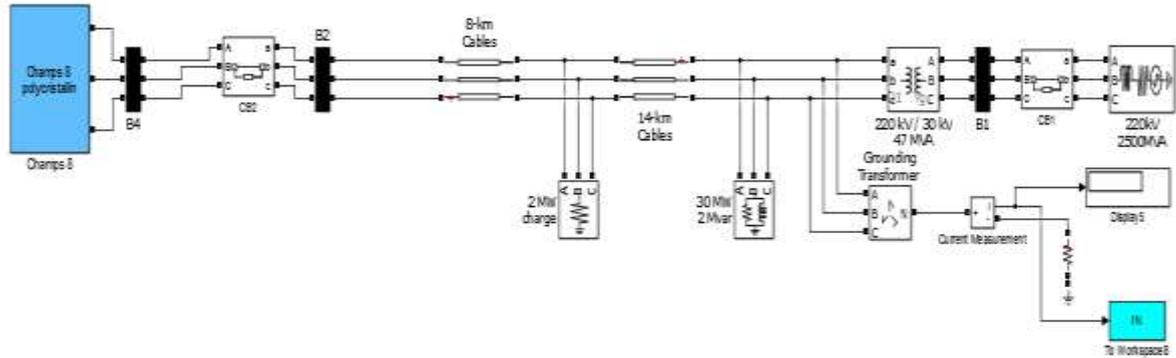


Figure (III.18): Modèle de simulation du système PV 258.74 KW connecté au réseau.

On fait varier la température et l'éclairement et on relève les courbes de la tension, du courant et de la puissance correspondantes à l'entrée de l'onduleur (coté DC) et à la sortie de l'onduleur (coté AC).

### III.6.2. Simulation du système PV sous défauts

Le système PV triphasé est simulé avec divers types de défauts au niveau système PV et réseau. Les simulations sont exécutées avec une température ambiante de 25°C et l'irradiance solaire de 1000W/m<sup>2</sup>.

- Les défauts au niveau (Onduleur – MPPT) figure (III.20) et figure (III.37)
- Les défauts au niveau réseau (court – circuit)

Et les emplacements du défaut sont choisis considérant la configuration du réseau la figure (IV.42) comme suit : à l'emplacement du PCC du système de PV, et à trois emplacements éloignés correspondant aux points de connexion des charges triphasés. Les distances sont à 0 km ,8km et à 22km du PCC du système PV..

### **III.7. Résultat de simulation**

Dans cette partie on présente le différent résultat de simulation pour les différents défauts au niveau système PV et au niveau de réseau, Les défauts sont appliqués à  $t = 0.5$  s.

#### **III.7.1. Résultats pour les différents type des défauts au niveau de système PV**

##### **III.7.1.1. Les défauts au niveau d'onduleur**

Un effort notable a été porté sur l'amélioration des performances des systèmes PV . Ainsi, en réponse à la demande industrielle, un nouveau challenge à révéler est l'amélioration de la sûreté de fonctionnement des systèmes PV. Les défauts dans les entraînements électriques se répartissent en deux catégories : les défauts qui se produisent dans la cote DC de système PV et ceux dans le réseau électrique. Nous allons consacrer dans cette partie de ce chapitre à étudier les défauts les plus fréquents qui sont les défauts dans les signaux de commandes des interrupteurs de puissance. Notre étude est restreinte au défaut de l'onduleur solaire

Cette simulation est réalisée dans les conditions suivantes :

- 1- Un ou deux interrupteurs de puissance à l'état *OFF* (circuit ouvert d'une phase).
- 2- Un ou deux interrupteurs de puissance à l'état *ON* (court-circuit d'une phase).

##### **III.7.1.1.1. Deux interrupteurs de puissance à l'état OFF (circuit ouvert d'une phase)**

Le circuit ouvert monophasé peut être provoqué par la mise sous tension défaillance des deux transistors d'une même branche de l'onduleur, une défaillance électrique dans l'une des branches de phase de l'onduleur.

Dans ce cas le réseau, en fait, est actionné par les deux phases de repos, car aucun courant ne circule dans la phase au défaut. Nous utilisons un signal de déclenchement pour la commande de l'IGBT de l'onduleur. Pour introduire de la phase "a", G1 et G2 les signaux de commande un défaut à l'état *OFF* sont faites "0" .

##### **III.7.1.1.2. Deux interrupteurs de puissance à l'état ON (court-circuit d'une phase)**

Un transistor peut ne s'éteint pas, ce qui entraîne l'une complémentaire à être désactivé par un circuit de protection à transistor. afin d'introduire un défauts court-circuit, la commande de G1 et G2 sont faites "1" pendant l'état de défaut.

### III.7.1.1.3. Simulation de défauts d'onduleur

Cette simulation est réalisée dans les conditions suivantes :

- Circuit ouvert sur un interrupteur
- Circuit ouvert de deux interrupteurs
- Court-circuit d'un interrupteur
- Court-circuit de deux interrupteurs

Le schéma de simulation des des défauts d'onduleur est donné par la figure (III.20)

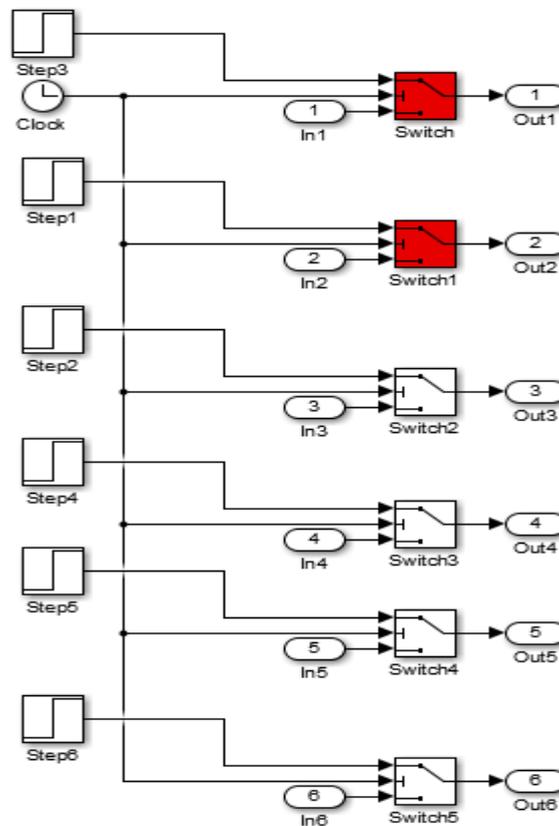


Figure (III.19) schéma bloqué de création des défauts d'onduleur

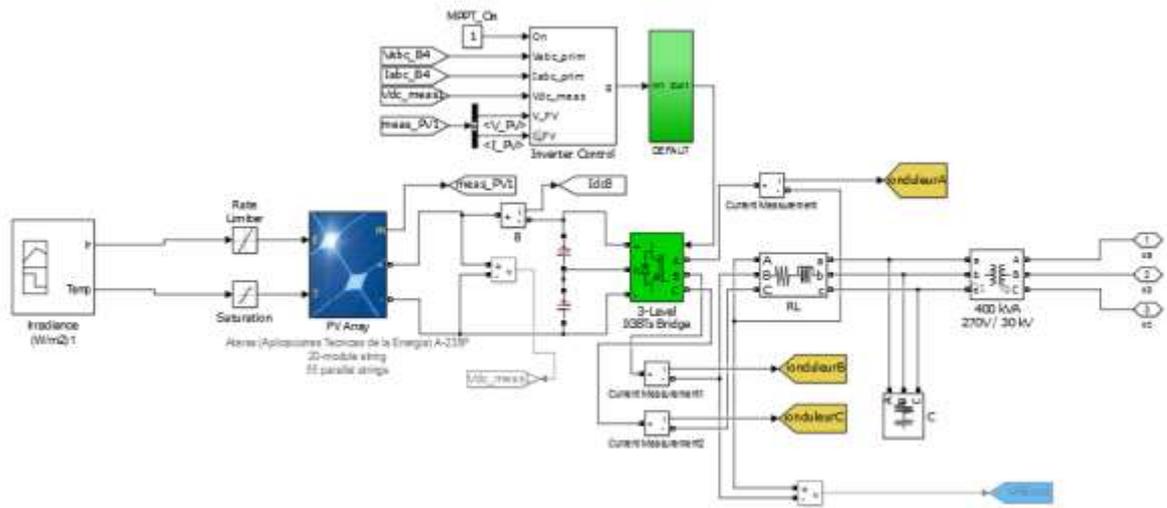


Figure (III.20): Modèle de simulation du système PV 258.74 KW connecté au réseau pour les différents types de défauts au niveau (Onduleur).

#### III.7.1.1.4. Circuit ouvert d'un interrupteur

- Présentation graphique

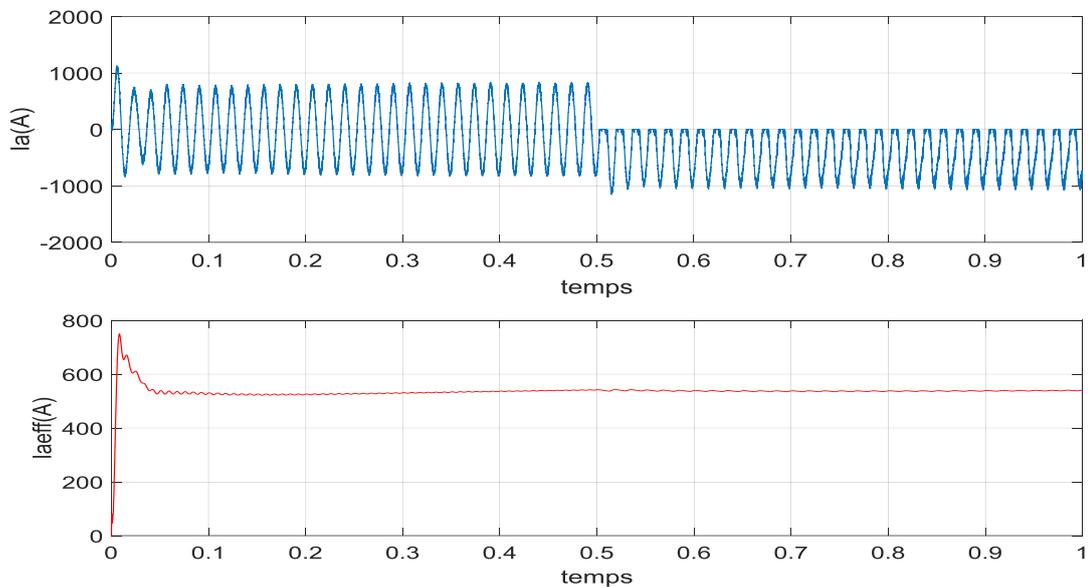
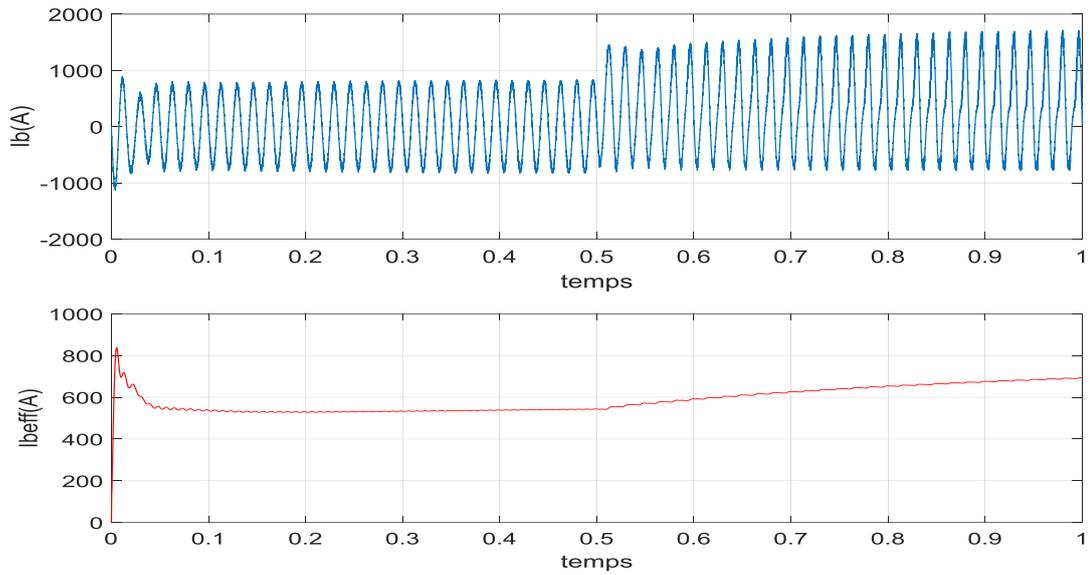


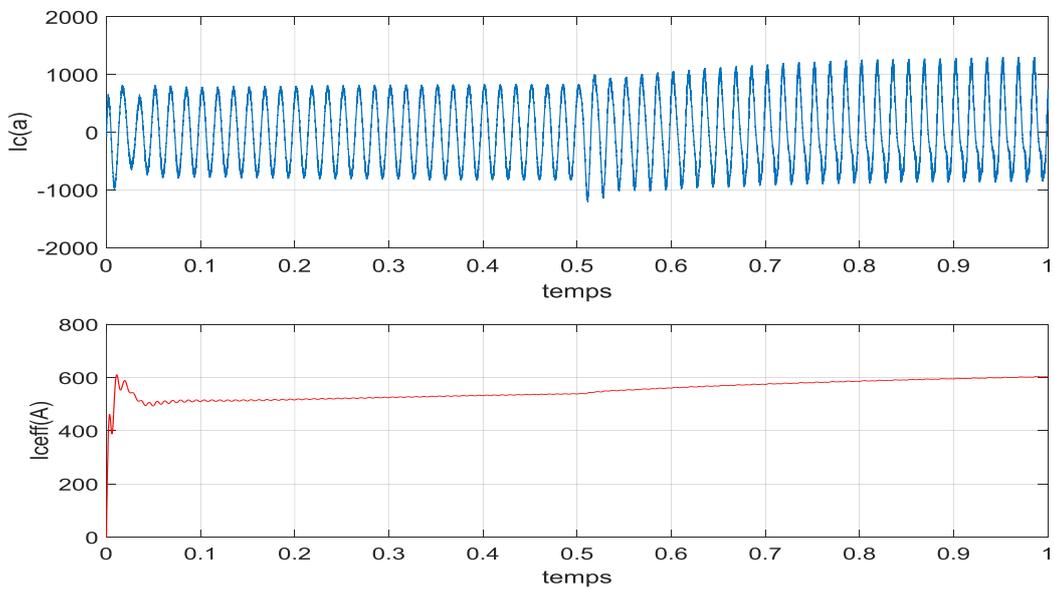
Figure (III.21): Courant de phase a instantané et efficace en Présence de défaut d'ouverture d'un interrupteur haut de la phase a à  $t=0.5$  s.

- **Présentation graphique**



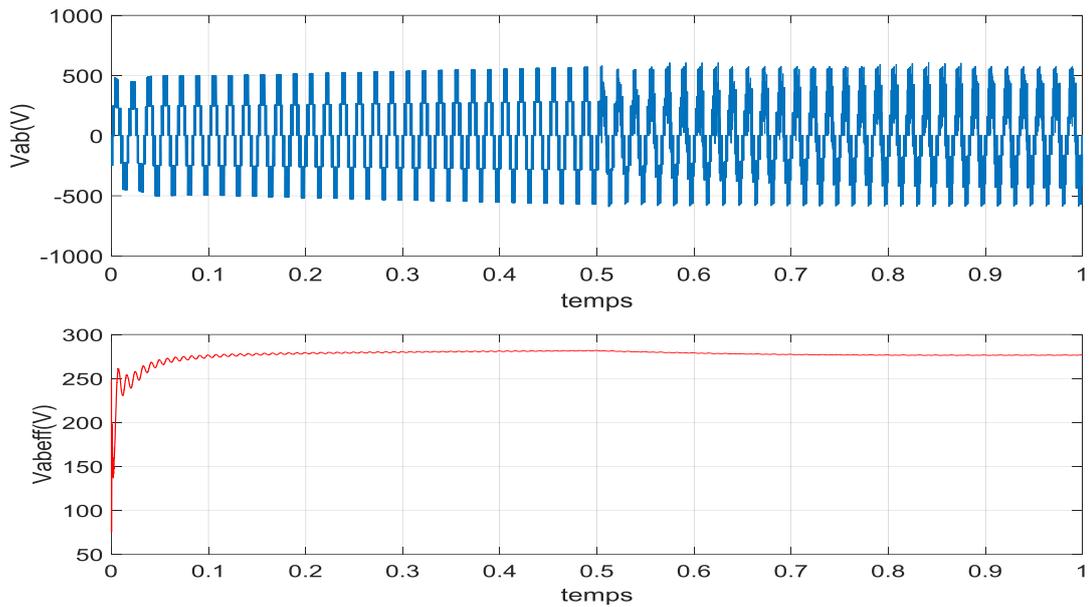
*Figure (III.22): Courant de phase b instantané et efficace en  
Présence de défaut d'ouverture d'un interrupteur haut de la phase a à  $t=0.5$  s.*

- **Présentation graphique**



*Figure (III.23): Courant de phase c instantané et efficace en  
Présence de défaut d'ouverture d'un interrupteur haut de la phase a à  $t=0.5$  s.*

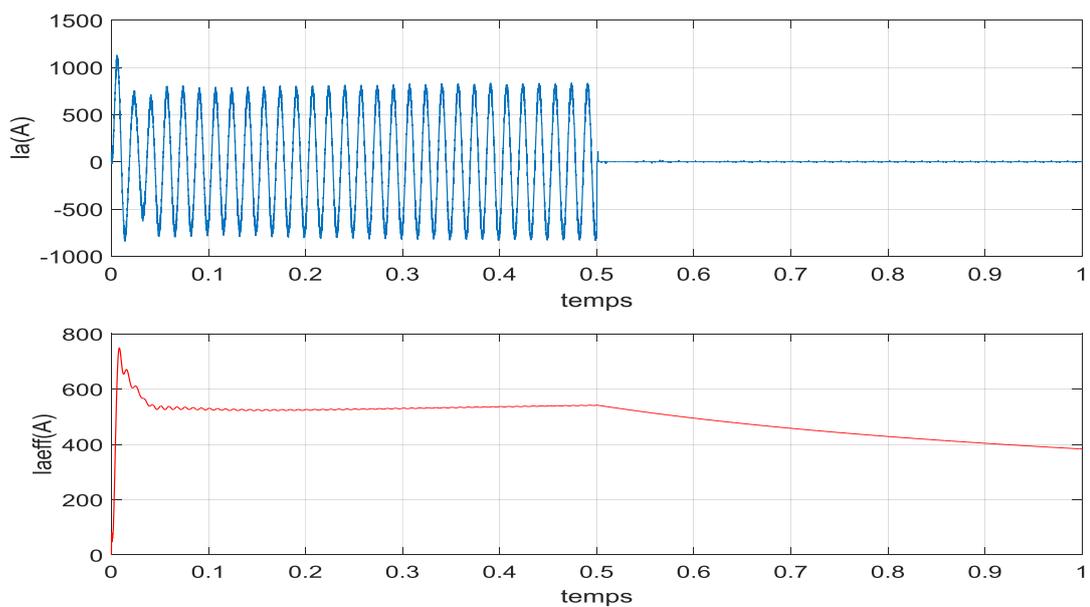
- **Présentation graphique**



*Figure (III.24): Tension entre phase a et b instantané et efficace en Présence de défaut d'ouverture d'un interrupteur haut de la phase a à  $t=0.5$  s.*

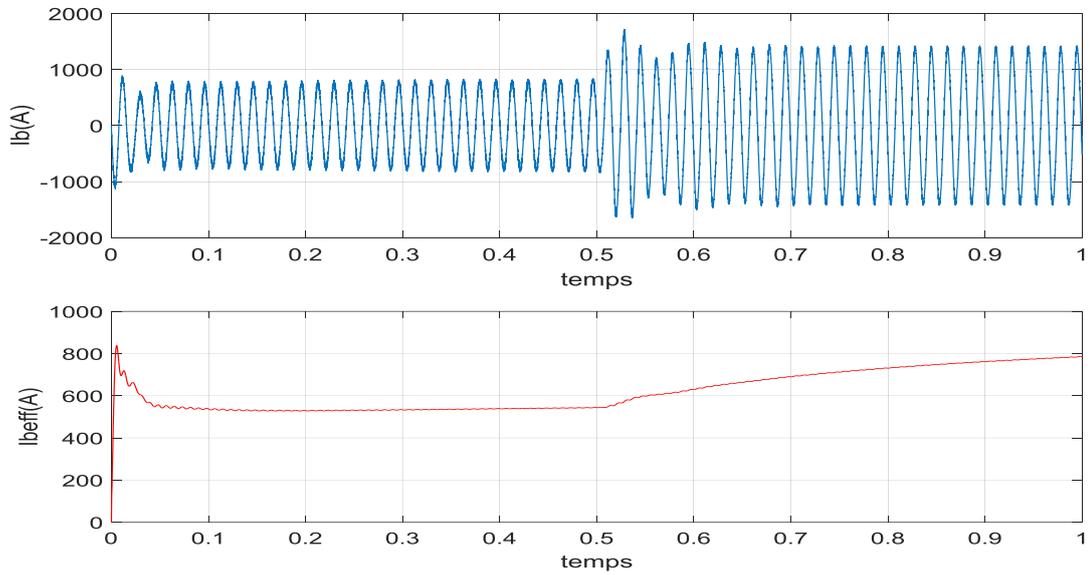
### III.7.1.1.5. Circuit ouvert de deux interrupteurs

- **Présentation graphique**



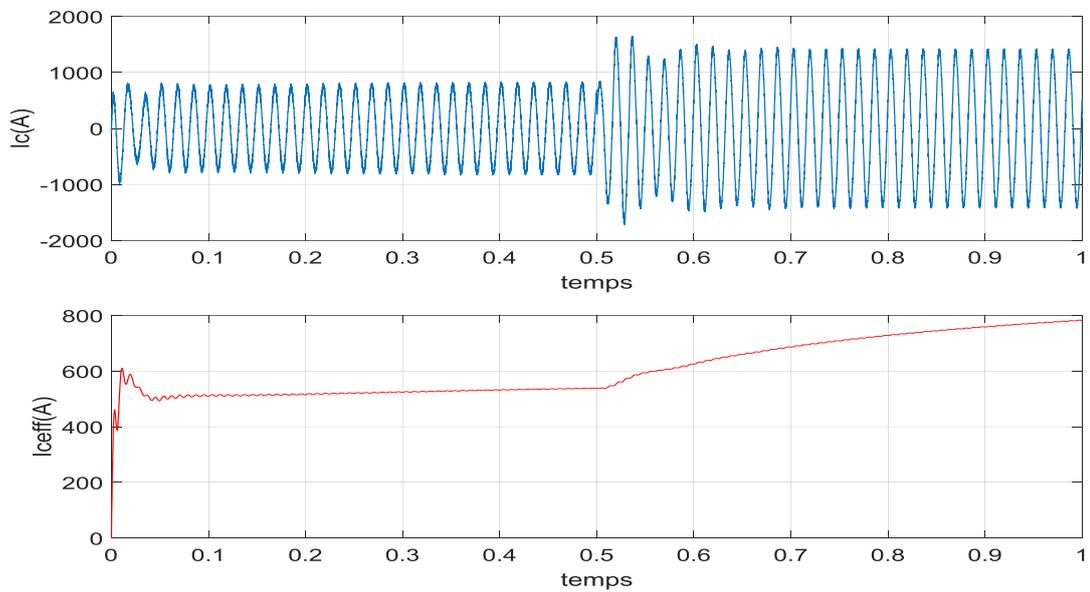
*Figure (III.25): Courant de phase a instantané et efficace en Présence de défaut d'ouverture de la phase a à  $t=0.5$  s.*

- **Présentation graphique**



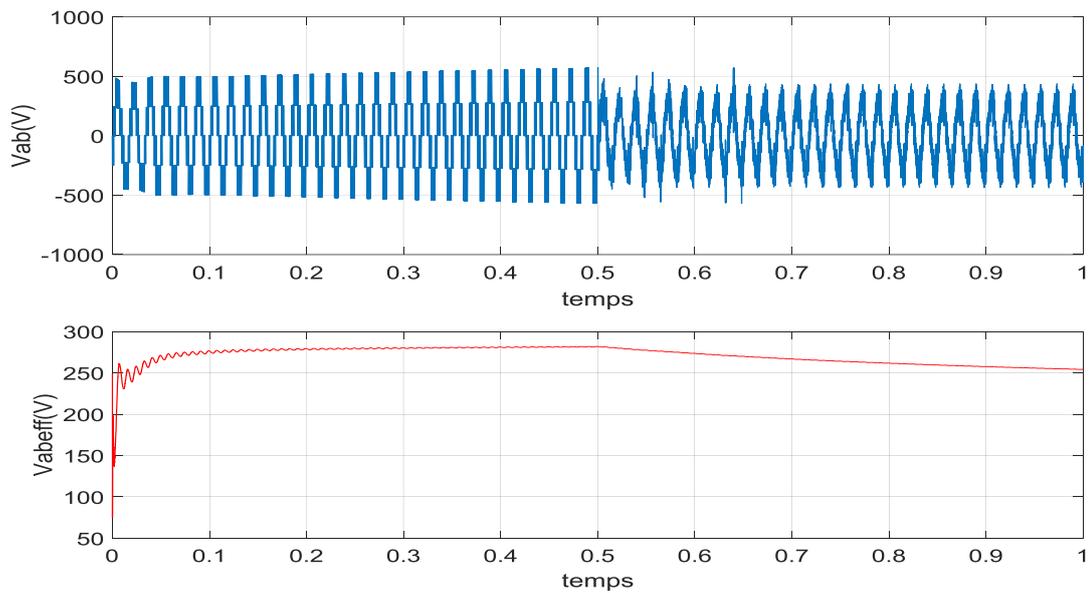
*Figure (III.26): Courant de phase b instantané et efficace en  
Présence de défaut d'ouverture de la phase a à  $t=0.5$  s.*

- **Présentation graphique**



*Figure (III.27): Courant de phase c instantané et efficace en  
Présence de défaut d'ouverture de la phase a à  $t=0.5$  s.*

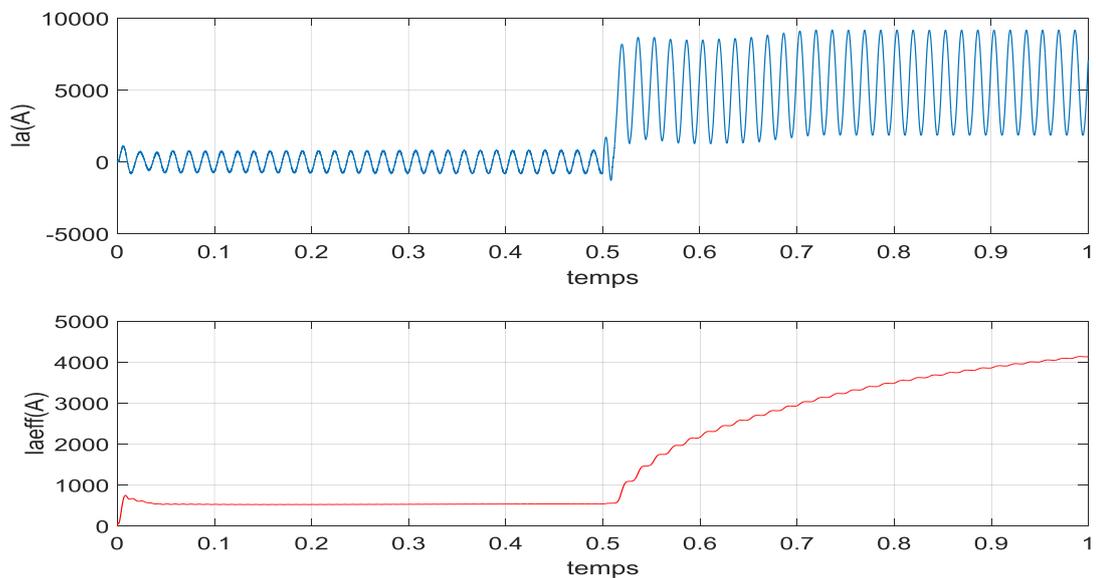
- **Présentation graphique**



*Figure (III.28) : Tension entre phase a et b instantané et efficace en  
Présence de défaut d'ouverture de la phase a à  $t=0.5$  s.*

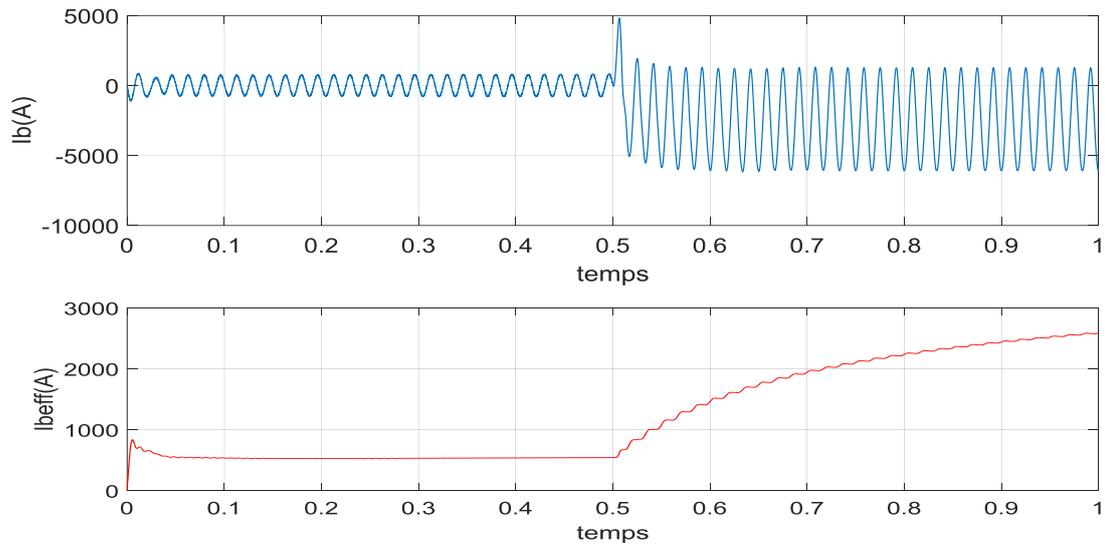
### III.7.1.1.6. Court-circuit d'un interrupteur

- **Présentation graphique**



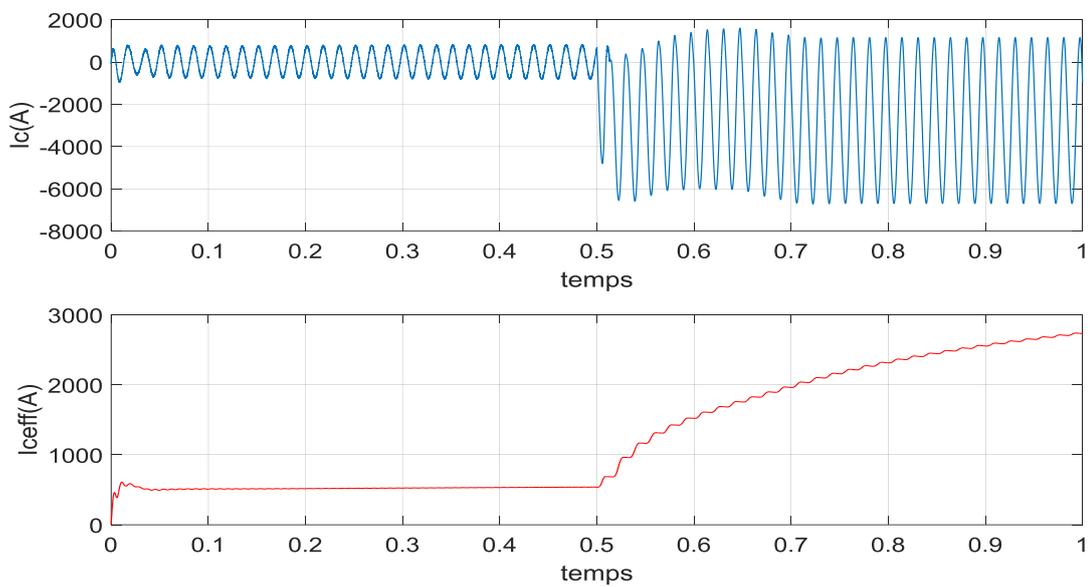
*Figure (III.29): Courant de phase a instantané et efficace en  
Présence de défaut de court-circuit d'un interrupteur haut de la phase a à  $t=0.5$  s*

- **Présentation graphique**



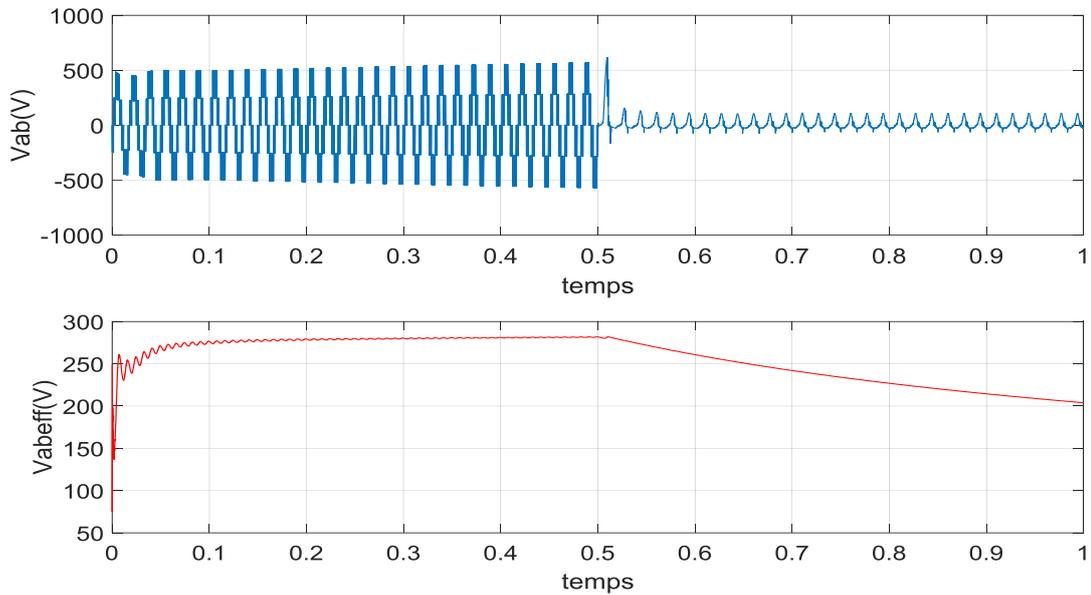
*Figure (III.30): Courant de phase b instantané et efficace en  
Présence de défaut de court-circuit d'un interrupteur haut de la phase a à  $t=0.5$  s*

- **Présentation graphique**



*Figure (III.31): Courant de phase c instantané et efficace en  
Présence de défaut de court-circuit d'un interrupteur haut de la phase a à  $t=0.5$  s*

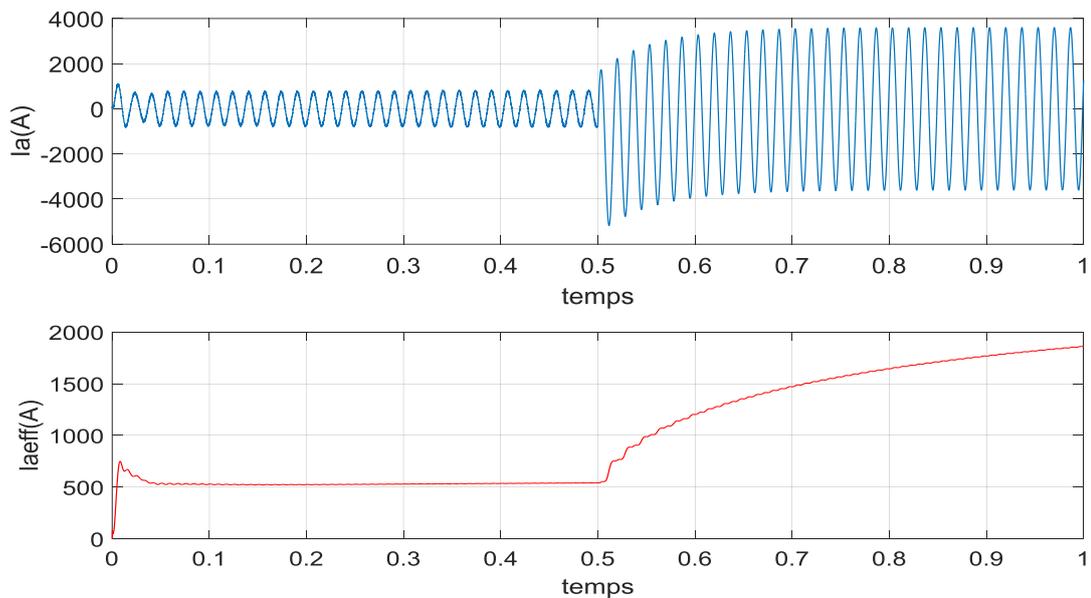
- **Présentation graphique**



*Figure (III.32): Tension entre phase a et b instantané et efficace en Présence de défaut de court-circuit d'un interrupteur de la phase a à  $t=0.5$  s.*

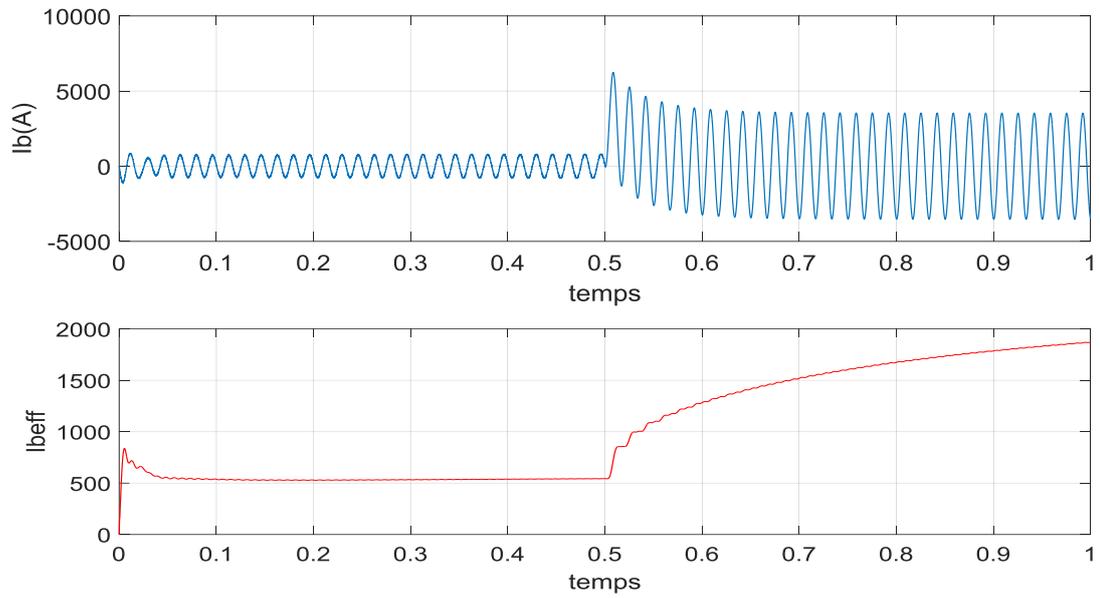
### III.7.1.1.7. Court-circuit de deux interrupteurs

- **Présentation graphique**



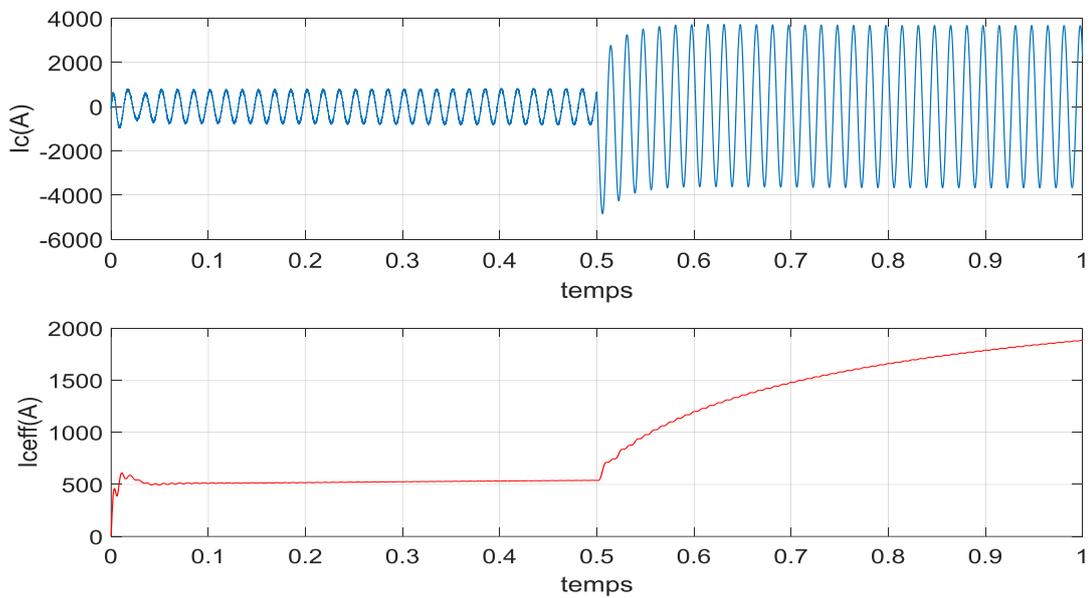
*Figure (III.33): Courant de phase a instantané et efficace en Présence de défaut de court-circuit de la phase a à  $t=0.5$  s*

- **Présentation graphique**



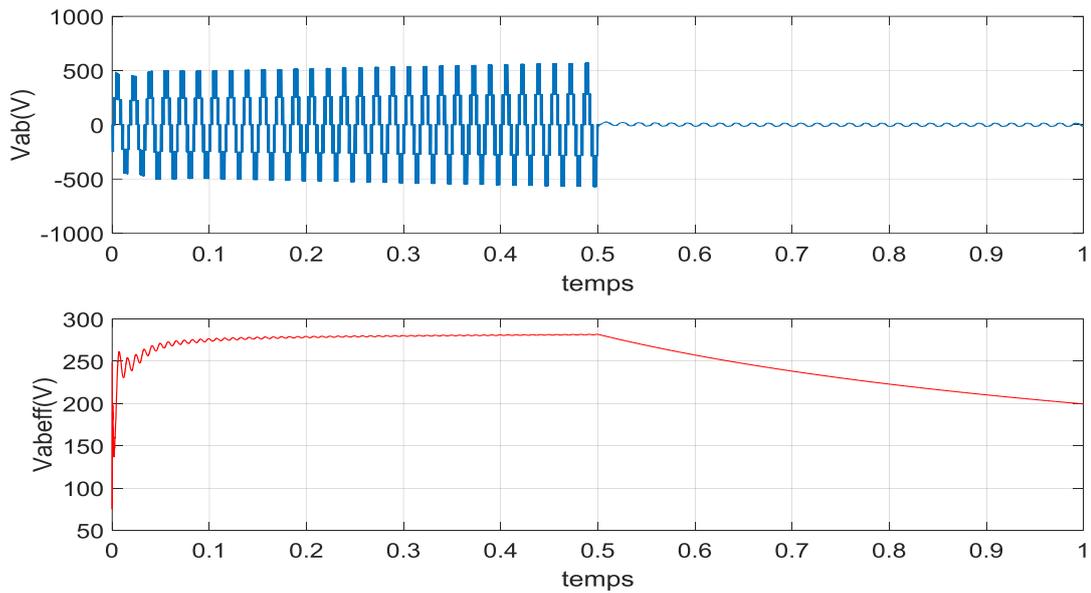
*Figure (III.34): Courant de phase b instantané et efficace en  
Présence de défaut de court-circuit de la phase a à  $t=0.5$  s*

- **Présentation statistique**



*Figure (III.35): Courant de phase c instantané et efficace en  
Présence de défaut de court-circuit de la phase a à  $t=0.5$  s*

- **Présentation graphique**



*Figure (III.36): Tension entre phase a et b instantané et efficace en présence de défaut de court-circuit de deux interrupteurs de la phase a à  $t=0.5$  s.*

### III.7.1.8. Interprétation sur défaut au niveau d'onduleur

- ✓ **Défaut de circuit ouvert**

Dans ce cas ,le réseau est alimenté soit par deux phases ou par deux phases plus la phase sans la partie haut car aucun courant ne circule dans la phase de défauts , les figures (III.21)...(III.28) représentent les évolutions des courants de phases avec les valeurs efficaces et la tension entre deux phases en présence d'un ou de deux interrupteurs de la phase a , la simulation montre une simulation sans défaut puis avec un défaut d'ouverture d'un interrupteur puis d'ouverture de la phase a à l'instant  $t=0.5$ s ; les figures montrent une augmentation des courants de phase ces défaillances suscitent des ondulations ce qui engendre un fonctionnement anormal de système PV et des charges on remarque , aussi les deux courants des phases sont en opposition de phase , ce qui par conséquent peut engendrer un risque de destruction de l'onduleur et des charges .

En effet, en se basant sur ces résultats, les courants peuvent être utilisés pour une signature adaptée à la détection d'ouverture d'une ou de deux phases.

### ✓ Défauts de court –circuit

Afin d'introduire le défaut de court-circuit les signaux de commande G1 , et G2 sont forcés à « 1 » pendant l' instant d'application de défaut , les résultats de simulation de court-circuit sont présentées sur les figures(III.29)...(III.36) on remarque , après l'applications de défaut de court-circuit le tension Vab tend vers zéro.

### III.7.1.2. Défauts de déconnexion de la commande MPPT

Le défaut de déconnexion de MPPT est le défaut causé par la déconnexion dela commande MPPT.

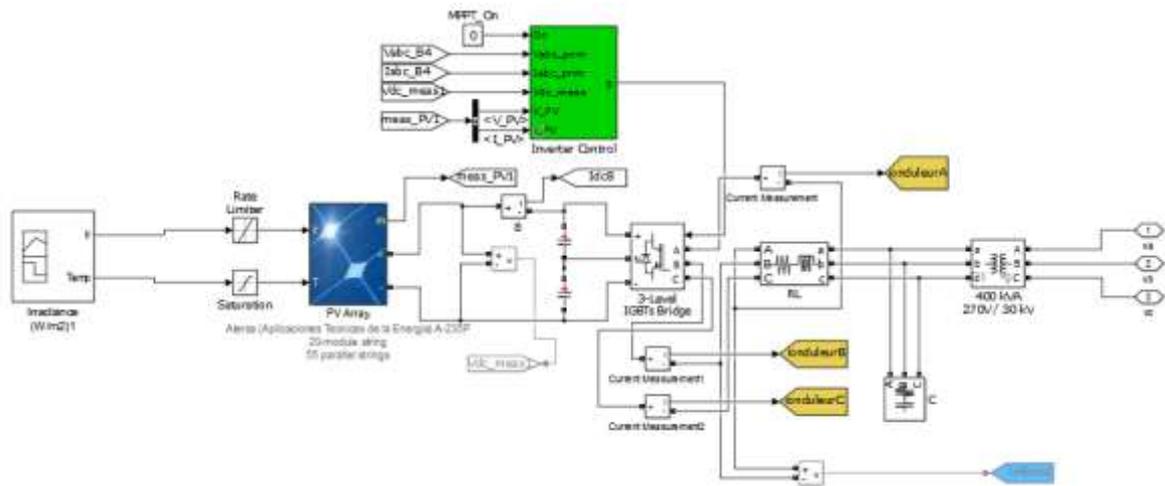
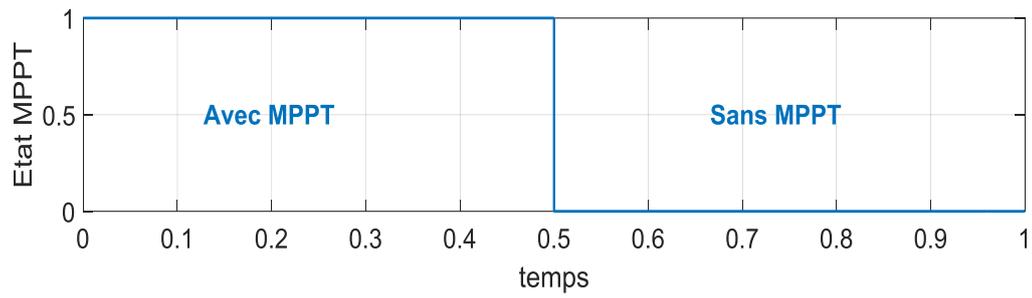
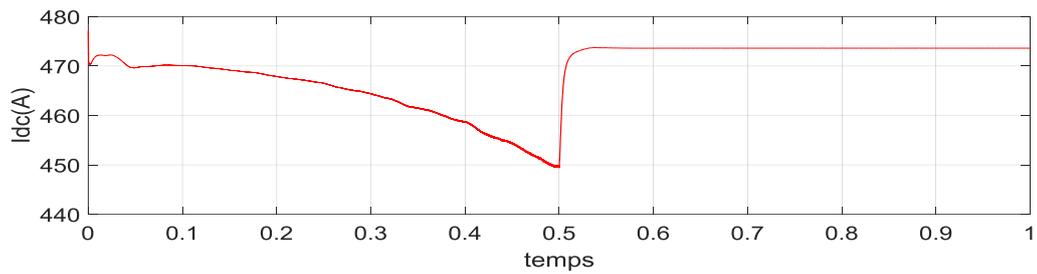


Figure (III.37): Modèle de simulation du système PV 258.74 KW connecté au réseau pour simuler le système PV en présence de défaut de MPPT .

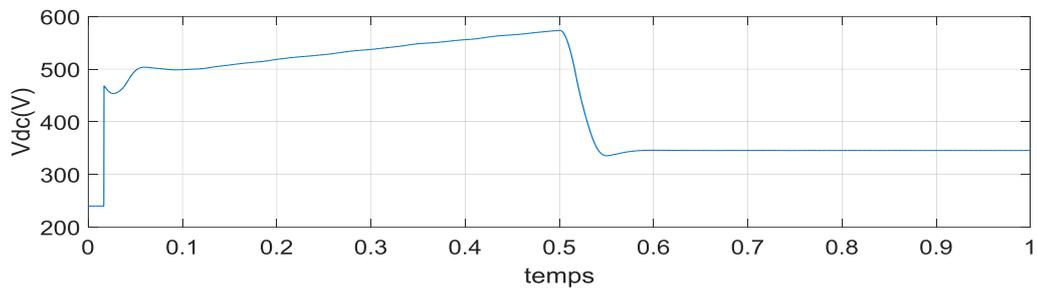
- **Présentation graphique**



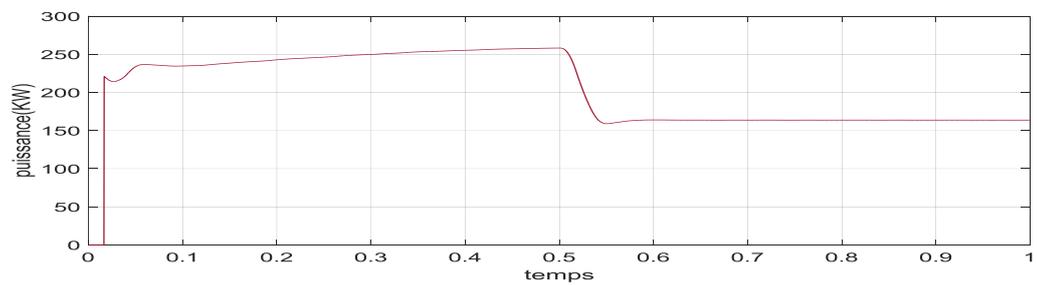
*Figure (III.38): Etat MPPT..*



*Figure (III.39): courant continu dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.*



*Figure (III.40): tension continue dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.*



*Figure (III.41): puissance dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.*

### III.7.1.2.1. Interprétation sur défaut MPPT

La déconnexion de MPPT conduit à une réduction de la puissance produite par le système PV et un changement des caractéristiques P-V et I-V la comparaison entre la puissance maximale (courant et tension correspondant à la puissance maximale) peut apporter plus d'information sur l'état du système PV on remarque, aussi la modification de la caractéristique P-V et I-V peut être espérée lorsque il ya un déconnexion de MPPT .

### III.7.1.3. Les défauts au niveau réseaux électrique

Le système PV triphasé est simulé avec divers types des défauts de court-circuit , les résultat de simulation sont exécutées avec une température de  $25^{\circ}$  et eclairement solaire de  $1000 \text{ w/m}^2$  .les emplacement du défaut sont choisis en considérant la configuration du la figure (III.42) comme suite : à l'emplacement du PCC du système PV (0 km) , et à deux emplacement éloignés correspondant aux points de connexion des charges triphasé les distance sont à 8 km et à 22 km du PCC du système PV les défauts sont appliqués à  $t=0.5\text{s}$

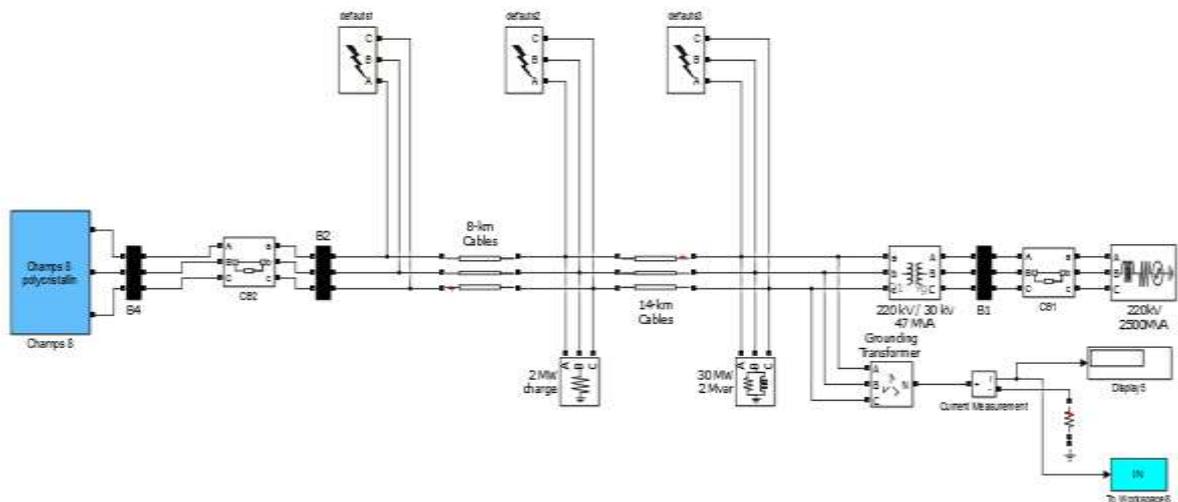


Figure (III.42): Modèle de simulation du système PV 258.74 KW connecté au réseau pour les différents type défauts au niveau réseau .

### III.7.1.3.1. Court-circuit (phase –neutre)

Distance = 0 km

- **Présentation graphique**

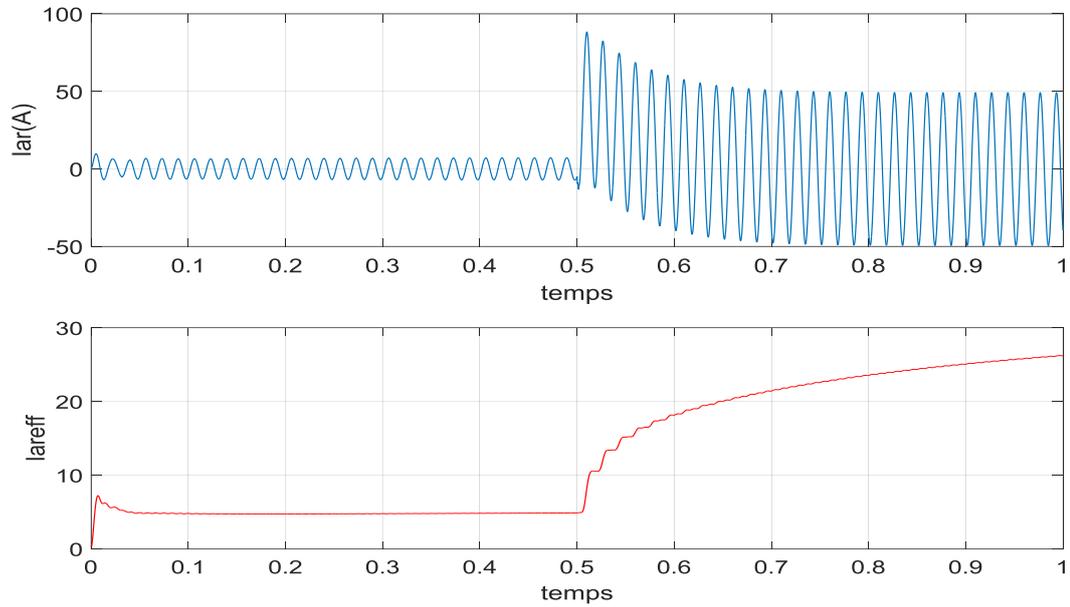


Figure (III.43): courant de phase a instantané et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts

- **Présentation graphique**

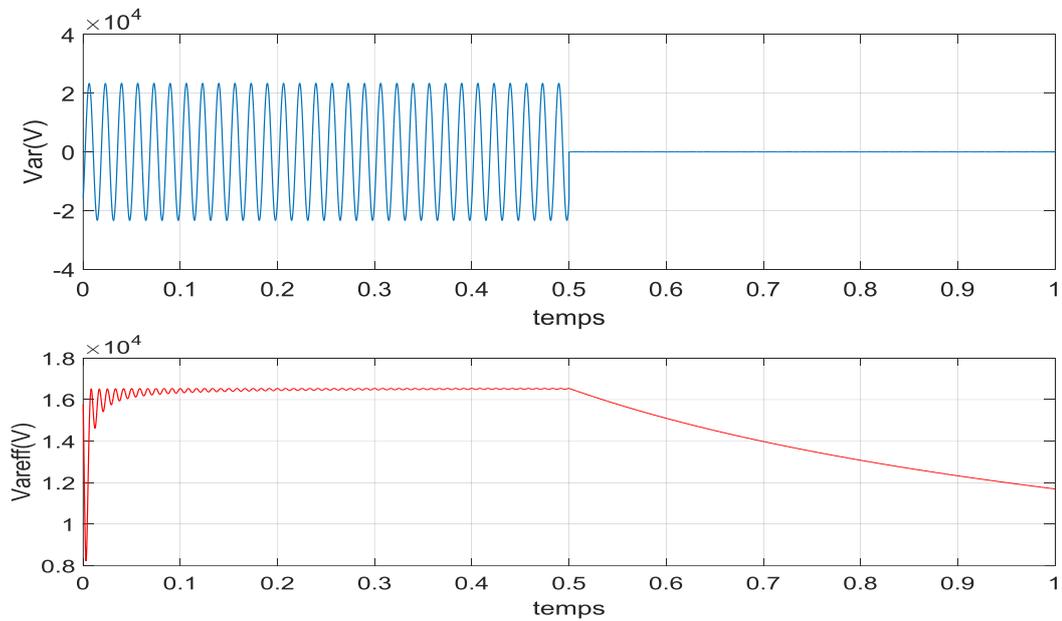


Figure (III.44): tension entre de phase a et neutre instantané et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

Distance = 8 km

- **Présentation graphique**

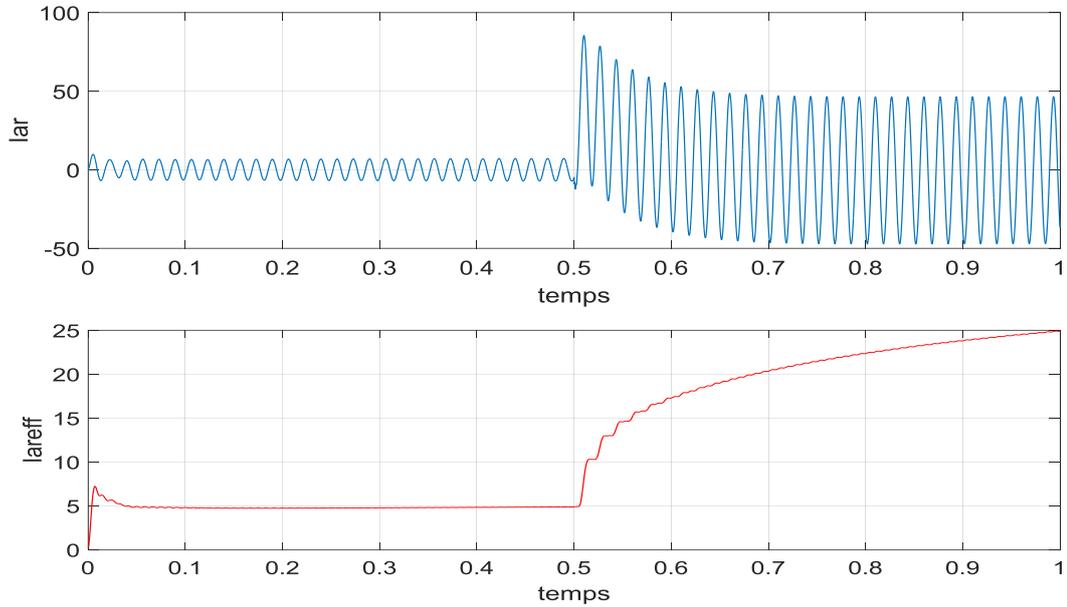


Figure (III.45): courant de phase a instantané et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

- **Présentation graphique**

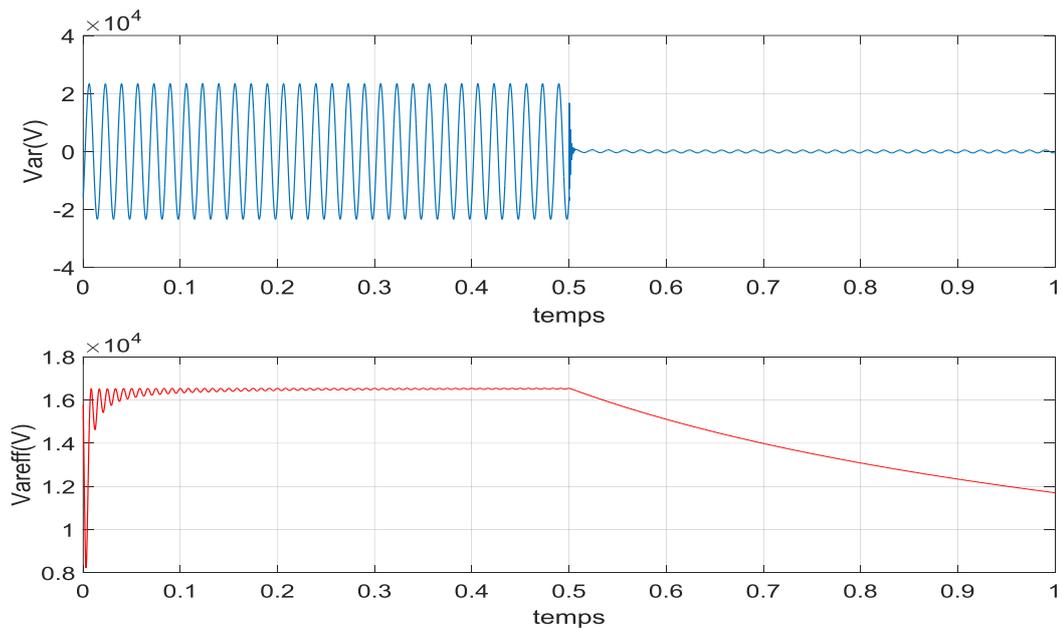


Figure (III.46): tension entre de phase a et neutre instantané et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

Distance = 22 km

- **Présentation graphique**

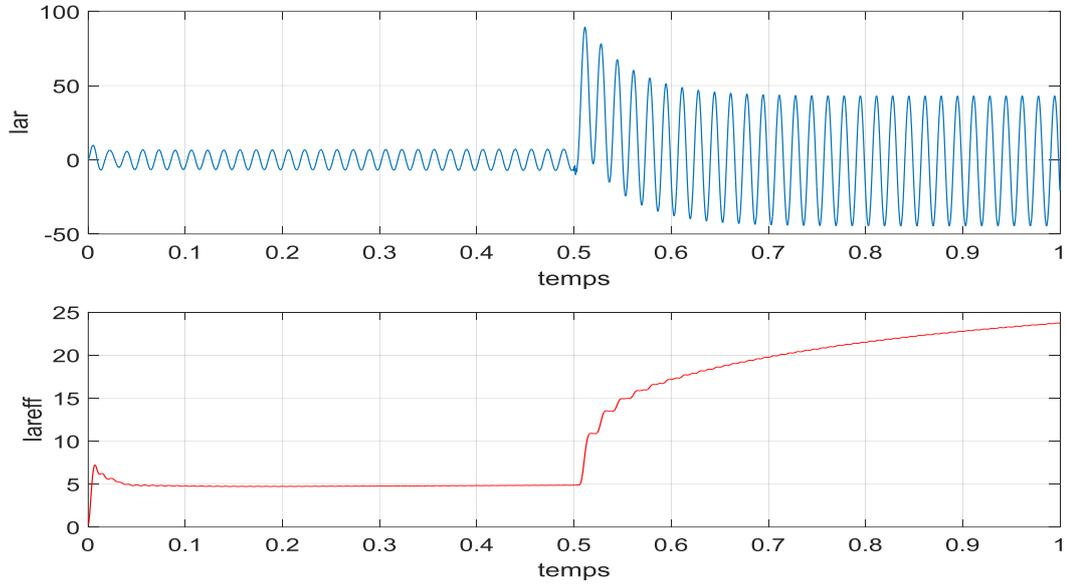


Figure (III.47): courant de phase a instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

- **Présentation graphique**

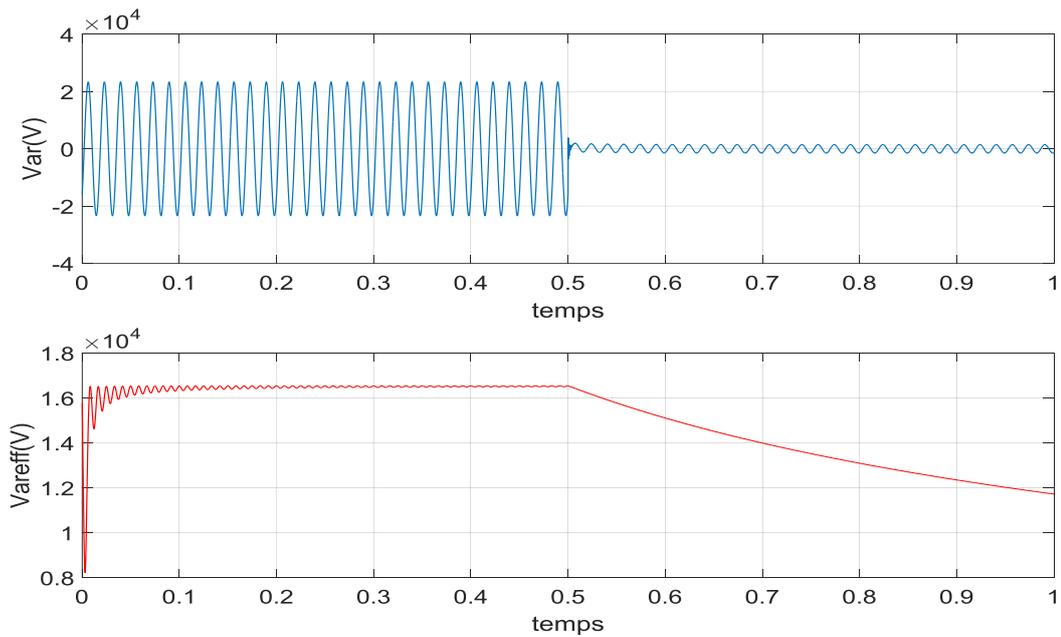


Figure (III.48): tension entre de phase a et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

### III.7.1.3.2. Court-circuit (phase –phase)

Distance = 0 km

- **Présentation graphiques**

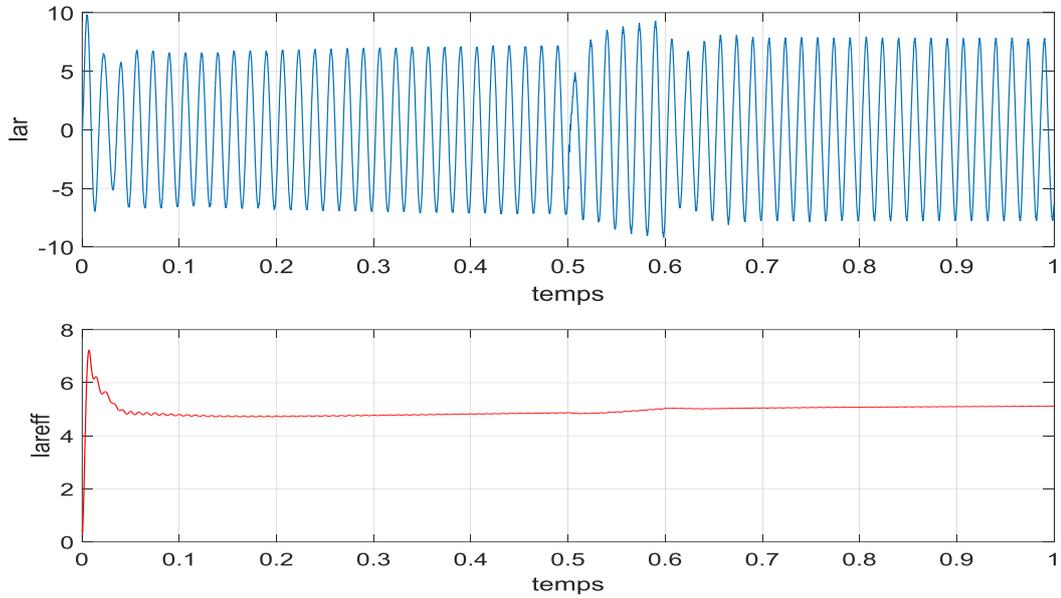


Figure (III.49): courant de phase a instantané et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

- **Présentation graphique**

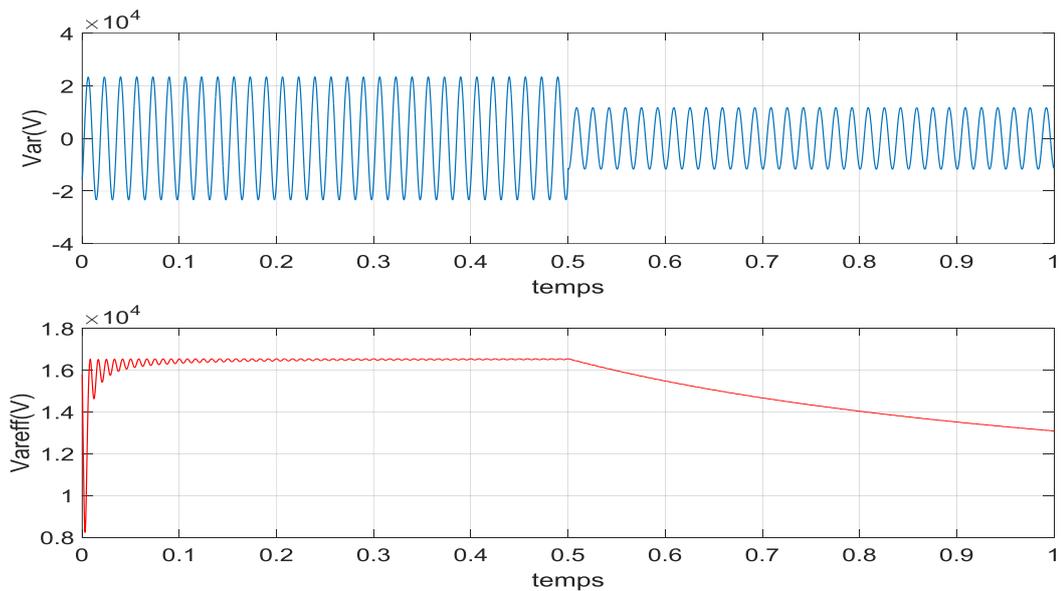
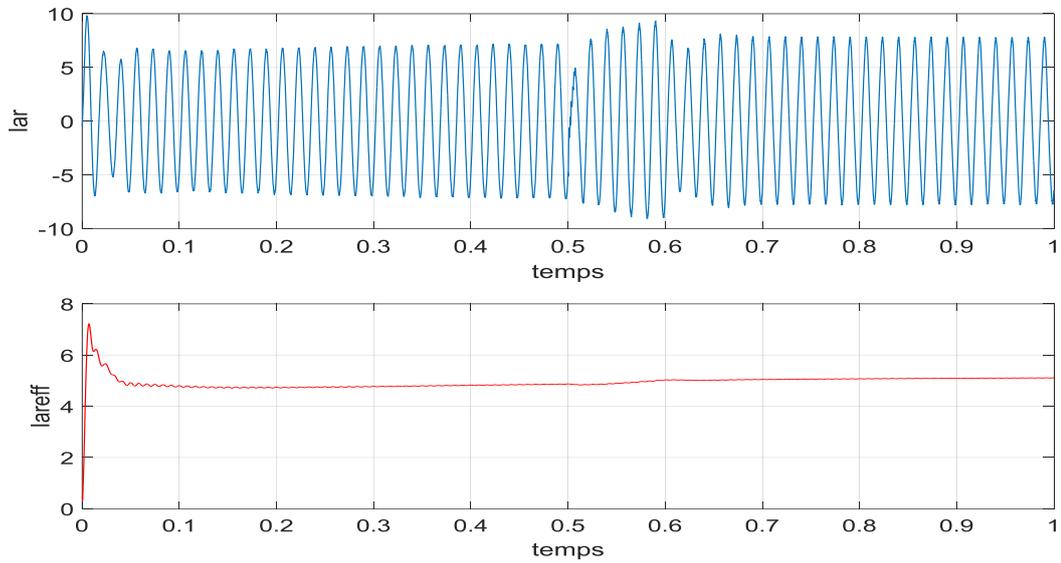


Figure (III.50): tension entre de phase a et neutre instantané et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

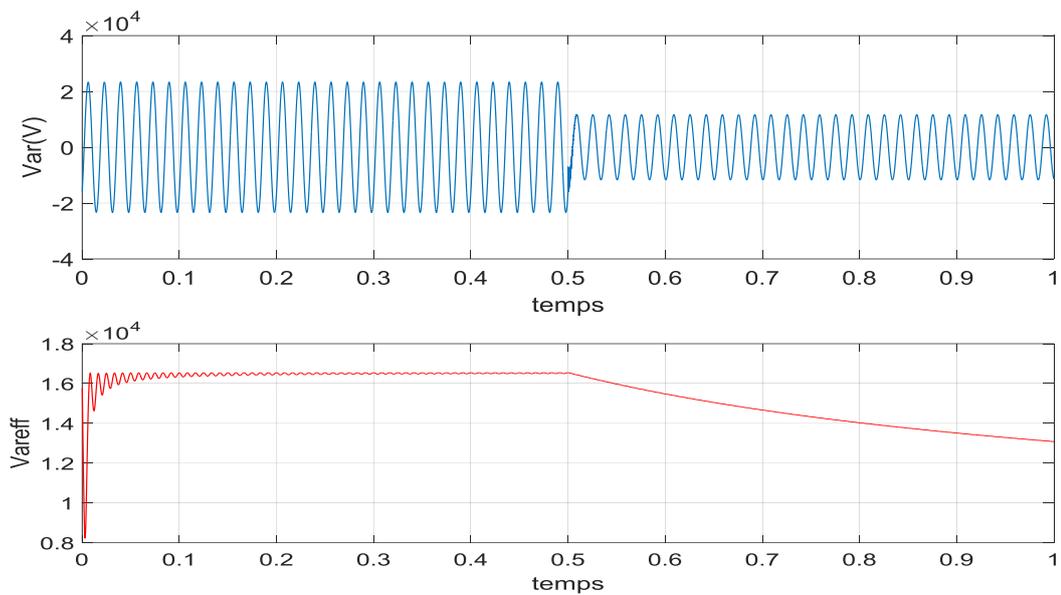
Distance = 8 km

- **Présentation graphique**



*Figure (III.51): courant de phase a instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.*

- **Présentation graphique**



*Figure (III.52): tension entre de phase a et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.*

Distance = 22 km

- **Présentation graphique**

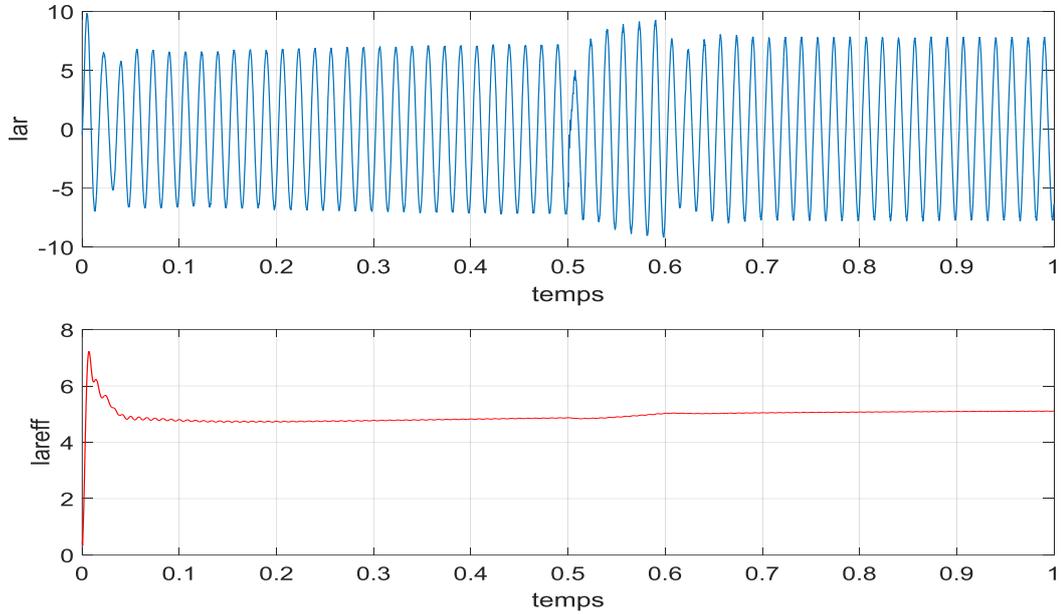


Figure (III.53): courant de phase a instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

- **Présentation graphique**

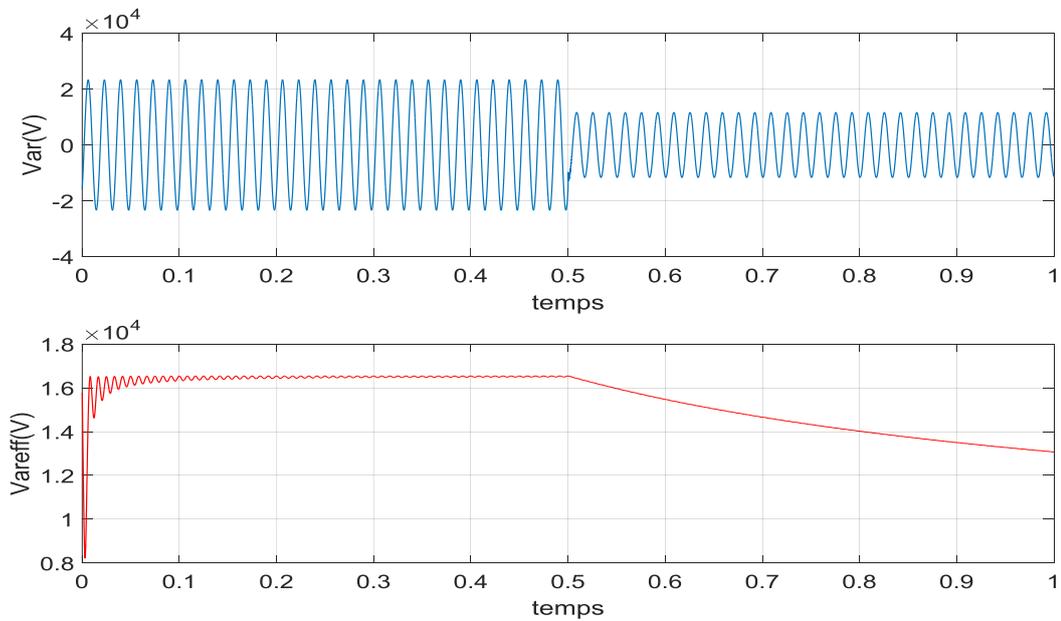


Figure (III.54): tension entre de phase a et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

### III.7.1.3.3. Court-circuit (phase –phase - phase)

Distance = 0 km

- **Présentation graphique**

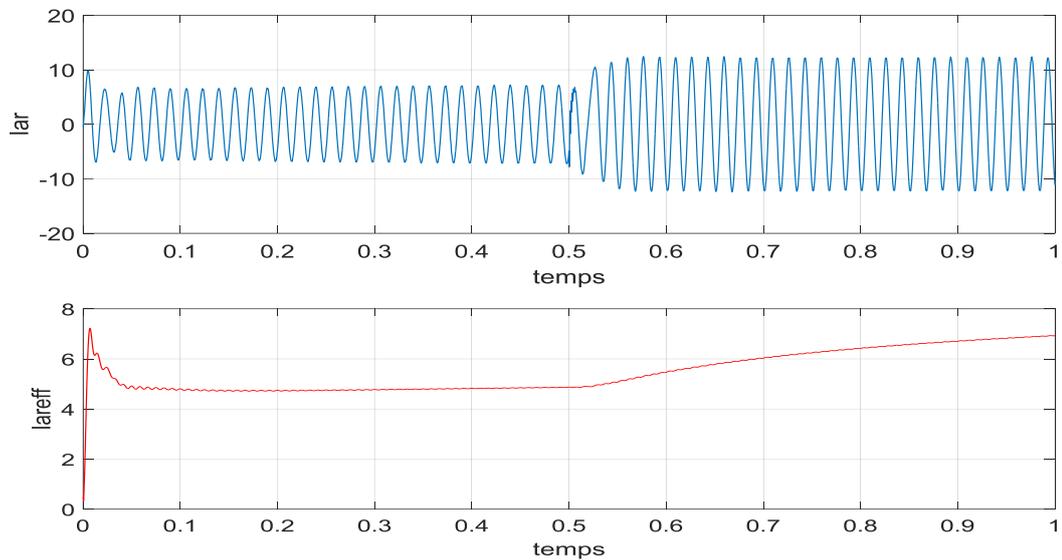


Figure (III.55): courant de phase a instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

- **Présentation graphique**

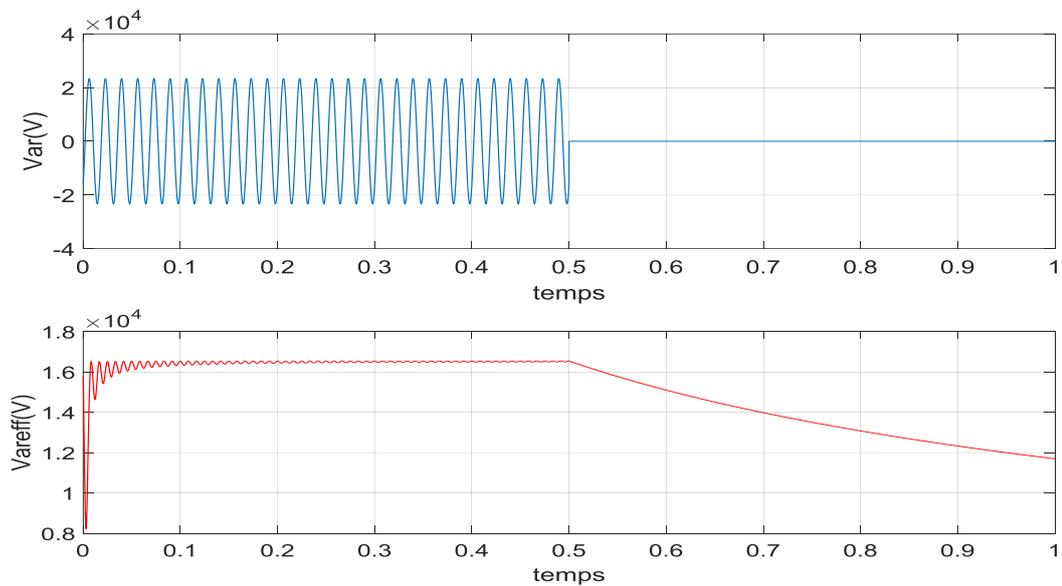


Figure (III.56): tension entre de phase a et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

Distance = 8 km

- **Présentation graphique**

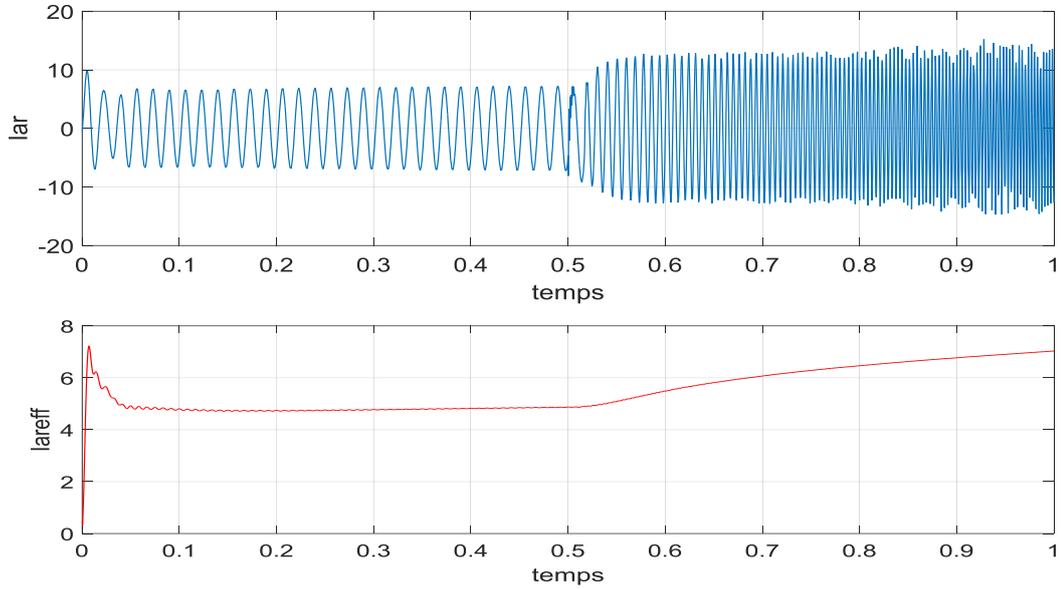


Figure (III.57): courant de phase a instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

- **Présentation graphique**

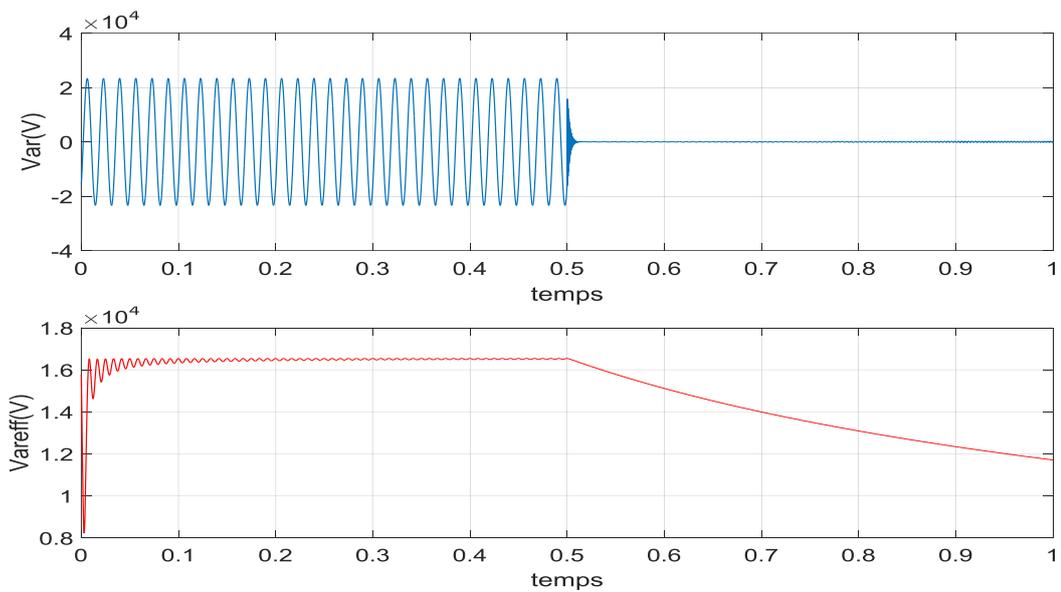


Figure (III.58): tension entre de phase a et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

Distance = 22 km

- **Présentation graphique**

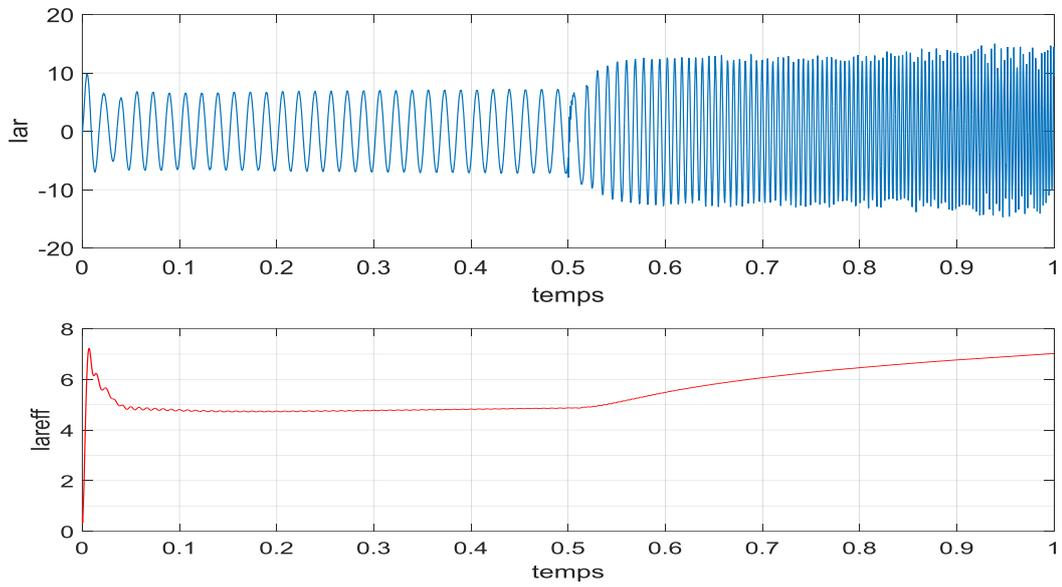


Figure (III.59): courant de phase a instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

- **Présentation graphique**

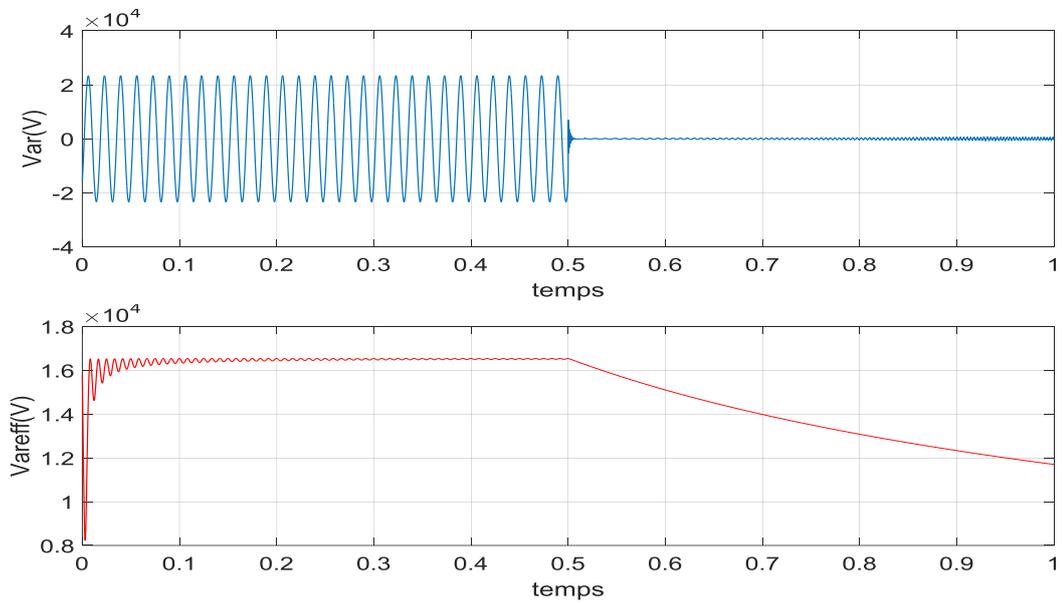


Figure (III.60): tension entre de phase a et neutre instantanée et efficace de réseau dans le cas sans défaut (normale) et avec défauts.

#### **III.7.1.3.4. Interprétation sur défauts réseau électrique**

Les résultats de simulation de différents court-circuit (monophasé, biphasé, et triphasé) dans le réseau électrique sont présentés sur les figures (III.43)...(III.60) on remarque après l'application de défauts de court-circuit (0 km, 8 km et 22 km) le courant augmente souvent mais la tension la contraire est diminuée.

#### **III.8. conclusion**

Le travail fait dans ce chapitre englobe d'une part la modélisation et la simulation de la centrale PV de Ghardaïa qui a donné des résultats satisfaisants. D'autre part il consiste en une étude de la centrale PV sous différents types de défauts dans l'onduleur de tension puis dans la commande MPPT et finalement dans le réseau triphasé à des points. Intervenant à des points distincts dans le système. La simulation est faite pour un fonctionnement dans les conditions normales et pour un fonctionnement sous défauts. Une discussion des résultats de simulation a été faite avec la comparaison des effets des différents défauts sur les différentes grandeurs (tension, courant, et puissance) dans les côtés DC et AC.

## **Chapitre IV**

### Analyse statistique et détection de défauts de la centrale PV

## IV.1. Introduction

Il se compose de ce chapitre des deux section principale concerne tout d'abord à une analyse statistique a obtenu des données à partir de simulations du système Photovoltaïque utilisant le logicielle statistique SPSS dans le cas normal et le cas de défauts, nous avons comparé les montants (courants, les tensions et la puissance) dans le cas normal et le cas de défauts aussi bien que nous avons calculé la moyenne , l'écart-type maximum et minimum et la plage pour créé un système de diagnostic des défauts basé sur les deux cas cest à dir cas normal et le cas de défauts et finalement on testé le système de diagnostic des défauts .

## IV.2. Test T pour deux échantillons liés

Ce type de test est utilisé pour juger l'importance de la différence entre les moyennes des deux échantillons liés.

### IV.2.1. Équation de test T

$$t = \frac{\bar{X}_1 - \bar{X}_2}{\sqrt{\frac{S_1^2}{n_1} + \frac{S_2^2}{n_2} - 2r \left( \frac{S_1}{\sqrt{n_1}} \right) \left( \frac{S_2}{\sqrt{n_2}} \right)}}$$

$t$  : la valeur du test T

$\bar{x}_1$ : Moyenne première variable

$\bar{x}$  : Moyenne deuxième variable

$S1$  : ecart type première variable

$S2$  : ecart type deuxième variable

$n1$  : Nombre valeurs de premières variables

$n2$  : Nombre valeurs de deuxième variables

$r$  : Le coefficient de corrélation entre les deux variable

### IV.2.2. Conditions d'utilisation du test T

- ✓ Il doit être une variable quantitative
- ✓ données aléatoires
- ✓ Distribution normale de la deux variables (Cette condition est annulée nos données plus de 30 valeur)

### IV.2.3. Utilisation de test T

#### ✓ Hypothèses et le niveau de confiance (1- $\alpha$ )

**Hypothèse nulle** : est que l'hypothèse selon laquelle il n'y a pas de différence.

**le texte de l'hypothèse H0** : Il n'y a pas de différence statistiquement significative entre les deux variables

**Hypothèse alternative** : est que l'hypothèse selon laquelle il existe une différence.

**le texte de l'hypothèse H1** : Il existe des différences statistiquement significatives entre les deux variables

$\alpha$  : niveau d'erreur (La plus grande erreur que nous pouvons accepter par exemple  $\alpha = 5\% = 0.05$  c'est à dire niveau de confiance  $= 1 - \alpha = 95\%$  ou  $\alpha = 1\% = 0.01$  c'est à dire niveau de confiance  $= 1 - \alpha = 99\%$ )

#### ✓ L'acceptation et le rejet de l'hypothèse

**L'acceptation de l'hypothèse** (si T calculé inférieur à t tabulé<sup>1</sup>) ou (signification supérieur ou égale  $\alpha$ )

**Rejeté l'hypothèse** (si T calculé supérieur à t tabulé) ou (signification inférieur ou égale  $\alpha$ )

La figure montre la région pro de l'acceptation et le rejet de l'hypothèse H0

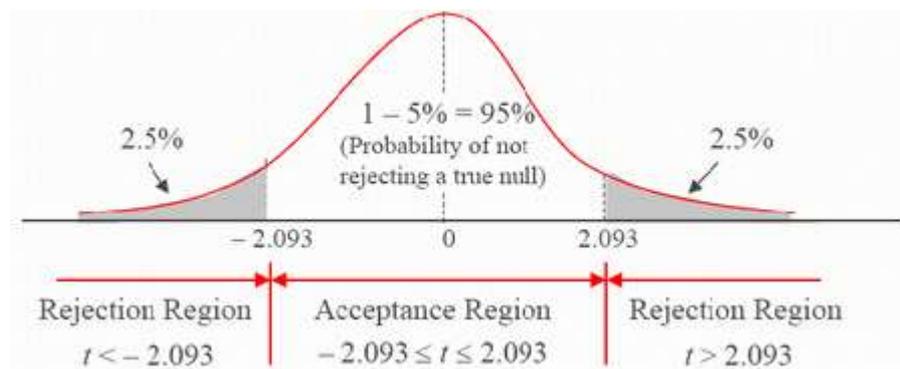


Figure (IV.1) : l'acceptation et le rejet de l'hypothèse nulle H0 au niveau de confiance à 95%

<sup>1</sup> Tableau à l'annexe E

### IV.3. Les résultats de l'analyse statistique

Maintenant, nous allons analyser les données obtenues à partir de simulations à l'aide de logecielle statistique SPSS et de calculer la moyenne, écart-type, minimum et maximum et la plage pour les grandeurs électriques (courants, tensions et la puissance), pour créer un système pour le diagnostic des défauts dans le système PV.

#### IV.3.1.. Les défauts au niveau d'onduleur

##### IV.3.1.1.. Circuit ouvert d'un interrupteur

✓ **Présentation statistiques**

Tableau (IV.1) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (Courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.

Différences	Intervalle de confiance de la différence a 99%		t	Sig
	Inférieur	Supérieur		
Iaeff1- Iaeff2	29.32	29.38	2615.44	0.00
Ibeff1- Ibeff2	-253.90	-253.81	-14638.63	0.00
Iceff1- Iceff2	-86.66	-86.64	-16355.82	0.00
Vabeff1- Vabeff2	16.37	16.40	2988.09	0.00

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

✓ **Analyse et Discussion**

○ **Courant de phase a**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans l'intervalle (Inférieur = 29.32 A et supérieur = 29.38 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 2615.44 lorsque la signification est égal à 0.00, qui est inférieure à 0.01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Courant de phase b**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase b pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans l'intervalle (Inférieur = -253.90 A et supérieur = -253.81A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -14638.63 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Courant de phase c**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase c pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieur = -86.66 A et supérieur = -86.64 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -16355.82 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Tension entre a et b**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre les deux phases a et b pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieur = 16.37 KV et supérieur = 16.40 KV) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 2988.09 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions.

Le tableau suivant indique les valeurs numériques des courants et tension dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

Tableau (IV.2) : Les valeurs numériques des (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

paramètre	Etat	Ia <sub>eff</sub>	I <sub>b</sub> <sub>eff</sub>	I <sub>c</sub> <sub>eff</sub>	V <sub>a</sub> <sub>eff</sub>
moyenne	Normale	543.97	545.74	541.14	281.84
	Défaut	514.62	799.60	627.80	265.45
Ecart type	Normale	9.54	8.74	11.03	1.35
	Défaut	13.70	15.41	12.73	3.49
minimum	Normale	523.25	527.55	515.62	277.85
	Défaut	408.84	761.31	601.83	257.94
maximum	Normale	556.59	557.52	555.34	283.61
	Défaut	533.27	821.55	646.28	270.85
plage	Normale	33.34	29.97	39.73	5.75
	Défaut	52.44	60.23	44.45	12.91

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

#### IV.3.1.2. Circuit ouvert de deux interrupteurs

##### ✓ Présentation statistiques

Tableau (IV.3) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (Courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.

Différences	Intervalle de confiance de la différence a 99%		t	Sig
	Inférieur	Supérieur		
Ia <sub>eff1</sub> - Ia <sub>eff2</sub>	541.93	542.06	21782.42	0.00
I <sub>b</sub> <sub>eff1</sub> - I <sub>b</sub> <sub>eff2</sub>	-381.15	-381.05	-20036.63	0.00
I <sub>c</sub> <sub>eff1</sub> - I <sub>c</sub> <sub>eff2</sub>	-385.65	-385.58	-29082.54	0.00
V <sub>a</sub> <sub>eff1</sub> - V <sub>a</sub> <sub>eff2</sub>	56.95	56.98	10944.70	0.00

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

##### ✓ Analyse et Discussion

###### ○ Courant de phase a

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans l'intervalle

(Inférieur = 541.93 A et supérieur = 542.06 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 21782.42 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Courant de phase b**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase b pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieur = -381.15A et supérieur = -381.05A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -20036.63 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Courant de phase c**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase c pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans l'intervalle (Inférieur = -385.65A et supérieur = -385.58 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -29082.54 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Tension entre a et b**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre les deux phases a et b pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieur = 56.95 KV et supérieur = 56.98 KV) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 10944.70 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions.

Le tableau suivant indique les valeurs numériques des courants et tension dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

Tableau (IV.4) : Les valeurs numériques des caractéristiques des (Courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

paramètre	Etat	Iaeff	Ibeff	Iceff	Vabeff
moyenne	Normale	543.97	545.74	541.14	281.84
	Défaut	1.97	926.85	926.76	224.87
Ecart type	Normale	9.54	8.74	11.03	1.35
	Défaut	0.36	16.22	16.25	0.77
minimum	Normale	523.25	527.55	515.62	277.85
	Défaut	1.51	889.43	889.23	223.65
maximum	Normale	556.59	557.52	555.34	283.61
	Défaut	2.94	947.67	947.60	227.72
plage	Normale	33.34	29.97	39.73	5.75
	Défaut	1.40	58.25	58.37	4.08

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

#### IV.3.1.3. Court-circuit d'un interrupteur

##### ✓ Présentation statistiques

Tableau (IV.5) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (Courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.

Différences	Intervalle de confiance de la différence a 99%		t	Sig
	Inférieur	Supérieur		
Iaeff1- Iaeff2	-5336.73	-5335.64	-25066.45	0.00
Ibeff1- Ibeff2	-3086.14	-3085.86	-57909.08	0.00
Iceff1- Iceff2	-3353.66	-3353.18	-36565.83	0.00
Vabeff1- Vabeff2	222.63	222.72	11805.20	0.00

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

##### ✓ Analyse et Discussion

###### ○ Courant de phase a

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans l'intervalle

(Inférieur = -5336.73 A et supérieur = -5335.64 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -25066.45 lorsque la signification est égal à 0,00 qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Courant de phase b**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de phase b pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieur = -3086.14 A et supérieur = -3085.86 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -57909.08 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Courant de phase c**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de phase c pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieur = -3353.66 A et supérieur = -3353.18 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test T égal à -36565.83 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Tension entre a et b**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre les deux phases a et b pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieur = 222.63 KV et supérieur = 222.72 KV) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 11805.20 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions.

Le tableau suivant indique les valeurs numériques des courants et tension dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

Tableau (IV.6) : Les valeurs numériques des caractéristiques des (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

paramètre	Etat	Iaeff	Ibeff	Iceff	Vabeff
moyenne	Normale	543.97	545.74	541.14	281.84
	Défaut	5880.16	3631.74	3894.57	59.16
Ecart type	Normale	9.54	8.74	11.03	1.35
	Défaut	93.75	28.54	46.61	6.17
minimum	Normale	523.25	527.55	515.62	277.85
	Défaut	5546.53	3523.70	3717.35	52.30
maximum	Normale	556.59	557.52	555.34	283.61
	Défaut	5983.81	3666.07	3948.36	76.85
plage	Normale	33.34	29.97	39.73	5.75
	Défaut	437.28	142.37	231.01	24.55

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

#### IV.3.1.4. Court-circuit de deux interrupteurs

##### ✓ Présentation statistiques

Tableau (IV.7) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (Courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.

Différences	Intervalle de confiance de la différence a 99%		t	Sig
	Inférieur	Supérieur		
Iaeff1- Iaeff2	-2012.38	-2012.18	-53049.79	0.00
Ibeff1- Ibeff2	-2042.36	-2041.75	-17206.94	0.00
Iceff1- Iceff2	-2087.11	-2086.75	-29857.84	0.00
Vabeff1- Vabeff2	270.14	270.16	72875.41	0.00

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

##### ✓ Analyse et Discussion

##### ○ Courant de phase a

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans l'intervalle

(Inférieur = -2012.38 A et supérieur = -2012.18 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -53049.79 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Courant de phase b**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de phase b pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieur = -2042.36 A et supérieur = -2041.75 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -17206.94 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Courant de phase c**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de phase c pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieur = -2087.11 A et supérieur = -2086.75 A ) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -29857.84 lorsque la signification est égal à 0,00 qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Tension entre a et b**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre les deux phases a et b pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieur = 270.14 KV et supérieur = 270.16 KV) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 72875.41 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions.

Le tableau suivant indique les valeurs numériques des courants et tension dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

Tableau (IV.8) : Les valeurs numériques des caractéristiques (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

paramètre	Etat	Ia <sub>eff</sub>	I <sub>b</sub> <sub>eff</sub>	I <sub>c</sub> <sub>eff</sub>	V <sub>a</sub> <sub>eff</sub>
moyenne	Normale	543.97	545.74	541.14	281.84
	Défaut	2556.26	2587.80	2628.08	11.68
Ecart type	Normale	9.54	8.74	11.03	1.35
	Défaut	5.94	38.75	16.96	0.12
minimum	Normale	523.25	527.55	515.62	277.85
	Défaut	2549.05	2547.80	2609.00	11.55
maximum	Normale	556.59	557.52	555.34	283.61
	Défaut	2579.60	2709.84	2687.41	12.07
plage	Normale	33.34	29.97	39.73	5.75
	Défaut	30.55	164.04	78.41	0.52

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

### IV.3.2. les défauts au niveau MPPT

#### ✓ Présentation statistiques

Tableau (IV.9) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.

Différences	Intervalle de confiance de la différence a 99%		t	Sig
	Inférieur	Supérieur		
<b>P<sub>dc1</sub>-P<sub>dc2</sub></b>	92.36	92.41	8745.23	0.00
<b>I<sub>dc1</sub>-I<sub>dc2</sub></b>	-22.76	-22.65	-1096.92	0.00
<b>V<sub>dc1</sub>-V<sub>dc2</sub></b>	222.23	222.48	4627.44	0.00

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

#### ✓ Analyse et Discussion

##### ○ Puissance DC

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux puissances DC pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieure = 92.36 KW et supérieur = 92.41 KW) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test T égal à 8745.23 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux puissances.

- **Courant DC**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants DC pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieure = -22.76 A et supérieur = -22.65 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test T égal à -1096.92 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

- **Tension DC**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions DC pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut dans le intervalle (Inférieure = 222.23 V et supérieur = 222.48 V) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test T égal à 4627.44 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions.

Le tableau suivant indique les valeurs numériques des courants , tension et puissance coté DC dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

*Tableau (IV.10) : Les valeurs numériques des caractéristiques des (puissance, courant et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.*

<b>paramètre</b>	<b>Etat</b>	<b>Pdc</b>	<b>Idc</b>	<b>Vdc</b>
<b>moyenne</b>	Normale	256.04	450.88	567.91
	Défaut	163.65	473.59	345.55
<b>Ecart type</b>	Normale	4.20	8.23	19.12
	Défaut	0.02	0.004	0.05
<b>minimum</b>	Normale	242.71	444.16	518.46
	Défaut	163.60	473.59	345.43
	Normale	258.46	467.92	581.31

<b>maximum</b>	Défaut	163.71	473.60	345.69
<b>plage</b>	Normale	15.76	23.76	62.85
	Défaut	0.12	0.02	0.25

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

### IV.3.3. les défauts au niveau réseaux électrique

#### IV.3.3.1. Court-circuit (phase-neutre)

##### ✓ Présentation statistiques

Tableau (IV.11) : Résultat de teste *T* pour comparer entre les grandeurs (courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.

Différences	Intervalle de confiance de la différence a 99%		t	Sig
	Inférieur	Supérieur		
<b>Iaeff1- Iaeff2</b>	-31.99	-31.98	-13004.65	0.00
<b>Iaeff1- Iaeff3</b>	-30.07	-30.06	-13168.02	0.00
<b>Iaeff1- Iaeff4</b>	-28.22	-28.20	-10703.89	0.00
<b>Vaeff1- Vaeff2</b>	16449.30	16449.72	202821.12	0.00
<b>Vaeff1- Vaeff3</b>	15975.56	15976.65	75371.22	0.00
<b>Vaeff1- Vaeff4</b>	15448.20	15448.58	204522.24	0.00

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

##### ✓ Analyse et Discussion

###### ○ Courant de phase a (0 km)

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit phase-neutre-0 km) dans le intervalle (inférieur = -31.99 A et supérieur = -31.98 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test *t* égal à -13004.65 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants .

###### ○ Courant de phase a (8 km)

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit phase-neutre - 22 km) dans le intervalle (inférieur = -30.07 A et supérieur = -30.06 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -13168.02 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants .

- **Courant de phase a (22km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de phase a au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit phase-neutre-22 km) dans le intervalle (inférieur = -28.22 A et supérieur = -28.20 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -10703.89 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants .

- **Tension entre les phase a et n (0 km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre de phase A et neutre au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit-0 km) dans le intervalle (inférieur = 16449.30 et supérieur = 16449.72) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test T égal à 202821.12 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions .

- **Tension entre les phase a et n (8km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre de phase A et neutre au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit-8 km) dans le intervalle (inférieur = 15975.56 V et supérieur = 15976.65 V) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 75371.22 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions .

○ **Tension entre les phase a et n (22 km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre de phase A et neutre au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit-22 km) dans le intervale (inférieur = 15448.20 V et supérieur = 15448.58 V) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 204522.24 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions .

Le tableau suivant indique les valeurs numériques des courants et tension dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

*Tableau (IV.12) : Les valeurs numériques des caractéristiques (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.*

<b>paramètre</b>	<b>Etat</b>	<b>Ia<sub>eff</sub></b>	<b>Va<sub>eff</sub></b>
<b>moyenne</b>	Normale	4.88	16519.49
	Défaut (0 km)	36.87	69.97
	Défaut (8km)	34.95	543.38
	Défaut (22 km)	33.10	1071.09
<b>Ecart type</b>	Normale	0.08	20.77
	Défaut (0 km)	0.89	15.84
	Défaut (8km)	0.82	71.21
	Défaut (22 km)	0.97	13.61
<b>minimum</b>	Normale	4.71	16432.12
	Défaut (0 km)	35.90	51.07
	Défaut (8km)	34.06	463.44
	Défaut (22 km)	32.07	1056.38
<b>maximum</b>	Normale	4.99	16542.37
	Défaut (0 km)	39.56	112.46
	Défaut (8km)	37.45	744.19
	Défaut (22 km)	36.02	1115.40
<b>plage</b>	Normale	0.28	110.25
	Défaut (0 km)	3.66	61.39
	Défaut (8km)	3.39	280.75
	Défaut (22 km)	3.94	59.02

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

#### IV.3.3.2. Court-circuit (phase –phase)

✓ **Présentation statistiques**

Tableau (IV.13) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs (courant et tension) dans le cas sans défaut (normale) et avec défaut.

Différences	Intervalle de confiance de la différence a 99%		t	Sig
	Inférieur	Supérieur		
Iaeff1- Iaeff2	-1.09	-1.08	-1367.37	0.00
Iaeff1- Iaeff3	-1.09	-1.08	-1357.38	0.00
Iaeff1- Iaeff4	-1.07	-1.07	-1345.90	0.00
Vaeff1- Vaeff2	8226.88	8227.22	124627.55	0.00
Vaeff1- Vaeff3	8241.81	8242.15	124150.51	0.00
Vaeff1- Vaeff4	8271.03	8271.36	128682.61	0.00

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.

### ✓ Analyse et Discussion

#### ○ Courant de phase a (0 km)

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit phase-phase-0 km) dans le intervale (inférieur = -1.09 A et supérieur = -1.08 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -1367.37 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

#### ○ Courant de phase a (8 km)

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit phase-phase - 8 km) dans le intervale (inférieur = -1.09 A et supérieur = -1.08 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -1357.38 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants .

#### ○ Courant de phase a (22 km)

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit phase-phase-22 km) dans le intervale (inférieur = -1.07 A et supérieur = -1.07 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -1345.90 lorsque la signification est égal à 0,00, qui

est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants .

- **Tension entre les phase a et n (0 km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre de la phase a et neutre au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit-phase-phase-0 km) dans le intervalle (inférieur = 8226.88 V et supérieur = 8227.22 V) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 124627.55 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions .

- **Tension entre les phase a et n (8 km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre de la phase a et neutre au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit-phase-phase-8 km) dans le intervalle (inférieur = 8241.81 V et supérieur = 8242.15 V) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 124150.51 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions .

- **Tension entre les phase a et n (22 km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre de la phase a et neutre au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit-phase-phase-22 km) dans le intervalle (inférieur = 8271.03 V et supérieur = 8271.36 V) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 128682.61 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions .

Le tableau suivant indique les valeurs numériques des courants et tension dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

Tableau (IV.14) : Les valeurs numériques des caractéristiques (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

paramètre	Etat	Ia <sub>eff</sub>	Va <sub>eff</sub>
<b>moyenne</b>	Normale	4.88	16519.49
	Défaut (0 km)	5.97	8292.43
	Défaut (8km)	5.97	8277.50
	Défaut (22 km)	5.96	8248.29
<b>Ecart type</b>	Normale	0.08	20.77
	Défaut (0 km)	0.23	8.79
	Défaut (8km)	0.23	8.84
	Défaut (22 km)	0.23	8.64
<b>minimum</b>	Normale	4.71	16432.12
	Défaut (0 km)	5.67	8270.39
	Défaut (8km)	5.67	8256.92
	Défaut (22 km)	5.65	8223.54
<b>maximum</b>	Normale	4.99	16542.57
	Défaut (0 km)	6.55	8324.17
	Défaut (8km)	6.55	8310.63
	Défaut (22 km)	6.53	8276.98
<b>plage</b>	Normale	0.28	110.25
	Défaut (0 km)	0.87	53.78
	Défaut (8km)	0.88	53.71
	Défaut (22 km)	0.87	53.44

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

#### IV.3.3.3. Court circuit (phase –phase - phase)

##### ✓ Présentation statistiques

Tableau (IV.15) : Résultat de teste T pour comparer entre les grandeurs électrique(courant et tension) dans le cas sans défaut(normale) et avec défaut.

Différences	Intervalle de confiance de la différence a 99%		t	Sig
	Inférieur	Supérieur		
Ia <sub>eff1</sub> - Ia <sub>eff2</sub>	-3.803	-3.802	-15378.68	0.00
Ia <sub>eff1</sub> - Ia <sub>eff3</sub>	-3.895	-3.895	-34463.72	0.00
Ia <sub>eff1</sub> - Ia <sub>eff4</sub>	-3.890	-3.889	-29292.64	0.00
Va <sub>eff1</sub> - Va <sub>eff2</sub>	16450.04	16450.46	202076.11	0.00
Va <sub>eff1</sub> - Va <sub>eff3</sub>	15846.17	15848.21	40021.56	0.00
Va <sub>eff1</sub> - Va <sub>eff4</sub>	16092.66	16093.09	194080.79	0.00

Source : la préparation de l'étudiant avec IBM SPSS V 24.0

## ✓ **Analyse et Discussion**

### ○ **Courant de phase a (0 km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit phase-phase-phase-0 km) dans le intervale (inférieur = -3.803 A et supérieur = -3.802 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -15378.68 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants.

### ○ **Courant de phase a (8 km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit phase-phase-phase -8 km) dans le intervale (inférieur = -3.895 A et supérieur = -3.895 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -34463.72 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants .

### ○ **Courant de phase a (22 km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux courants efficaces de la phase a au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit phase-phase-phase-22 km) dans le intervale (inférieur = -3.890 A et supérieur = -3.889 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à -29292.64 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux courants .

### ○ **Tension entre les phase a et n (0 km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre de la phase a et neutre au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit-phase-phase-phase-0 km) dans le intervale (inférieur = 16450.04 A et supérieur = 16450.46 A) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 202076.11 lorsque la

signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions .

- **Tension entre les phase a et n (8 km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre de la phase a et neutre au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit-phase-phase-phase-8 km) dans le intervalle (inférieur = 15846.17 V et supérieur = 15848.21 V) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 40021.56 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions .

- **Tension entre les phase a et n (22 km)**

Dans le tableau, on constate que la différence entre les moyennes des deux tensions efficaces entre de la phase a et neutre au réseau pour le cas sans défaut (normale) et avec défaut (court-circuit-phase-phase-phase-22 km) dans le intervalle (inférieur = 16092.66 V et supérieur = 16093.09 V) avec niveau de confiance à 99 % et la valeur du test t égal à 194080.79 lorsque la signification est égal à 0,00, qui est inférieure à 0,01 (1%) et nous concluons qu'il existe des différences importantes dans les deux tensions .

Le tableau suivant indique les valeurs numériques des courants et tension dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

Tableau (IV.16) : Les valeurs numériques des caractéristiques (courant, et tension) dans les cas sans défaut (normale) et avec défauts.

paramètre	Etat	I <sub>aeff</sub>	V <sub>aeff</sub>
<b>moyenne</b>	Normale	4.88	16519.49
	Défaut (0 km)	8.69	69.24
	Défaut (8km)	8.78	672.30
	Défaut (22 km)	8.77	426.61
<b>Ecart type</b>	Normale	0.08	20.77
	Défaut (0 km)	0.01	15.99
	Défaut (8km)	0.04	145.27
	Défaut (22 km)	0.04	31.06
<b>minimum</b>	Normale	4.71	16432.12
	Défaut (0 km)	8.66	50.11
	Défaut (8km)	8.66	506.28
	Défaut (22 km)	8.66	388.52
<b>maximum</b>	Normale	4.99	16542.37
	Défaut (0 km)	8.71	112.02
	Défaut (8km)	8.67	1069.11
	Défaut (22 km)	8.67	497.31
<b>plage</b>	Normale	0.28	110.25
	Défaut (0 km)	0.09	61.91
	Après (8km)	0.16	562.83
	Après (22 km)	0.17	108.78

Source : préparation de l'étudiant à l'aide IBM SPSS V 24.0

#### IV.4. Réalisation d'un détecteur de défauts d'un système PV

##### IV.4.1. Réalisation

- **Schéma bloc pour classification des états (état normale et avec défaut)**

Ce schéma bloc se compser de deux comparateur l'un pour la valeur maximales et l'autre pour la valeur minimales pour les deux cas , avec et sans défaut , si la grandeur mesurée elle est entre la valeur maximales et minimales le détecteur indique l'état 1 (avec et sans défaut).

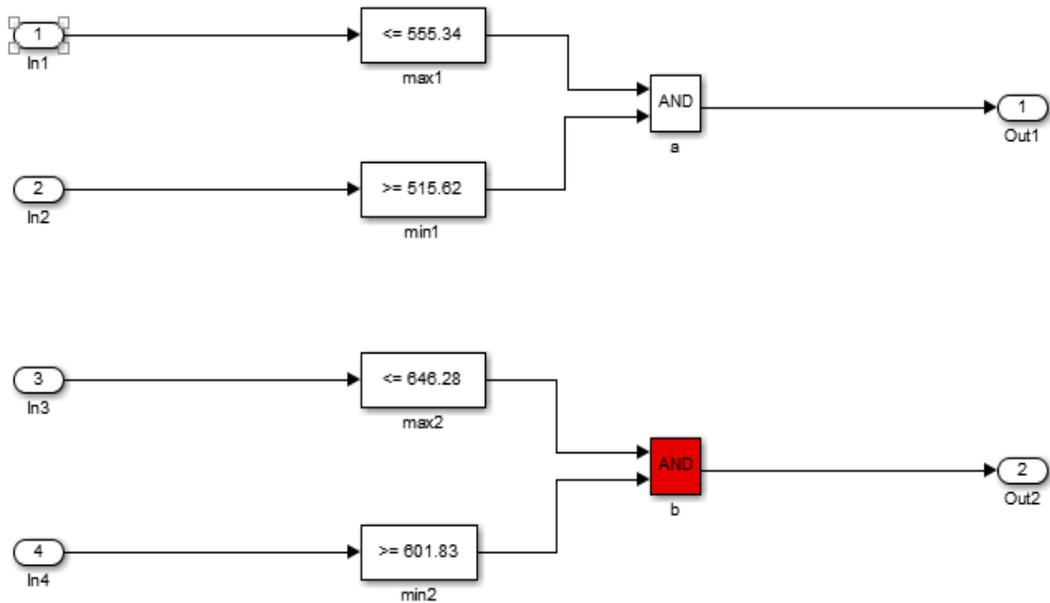


Figure (IV.2): Schéma bloc utilisé pour la classification le etats  
a) sans défaut (normale)- b) avec défaut

- Les schémas bloc de détecteur des défauts

La figure(IV.3) , figure(IV.4) et figure(IV.5) suivante se compose de 4 système dépend de l'ancien système figure(IV.2).

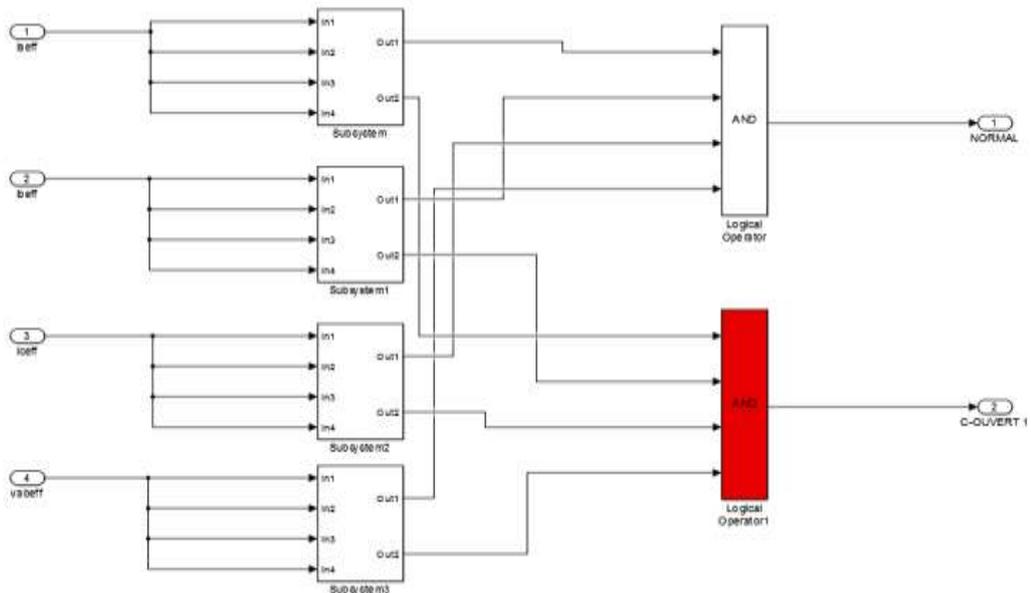
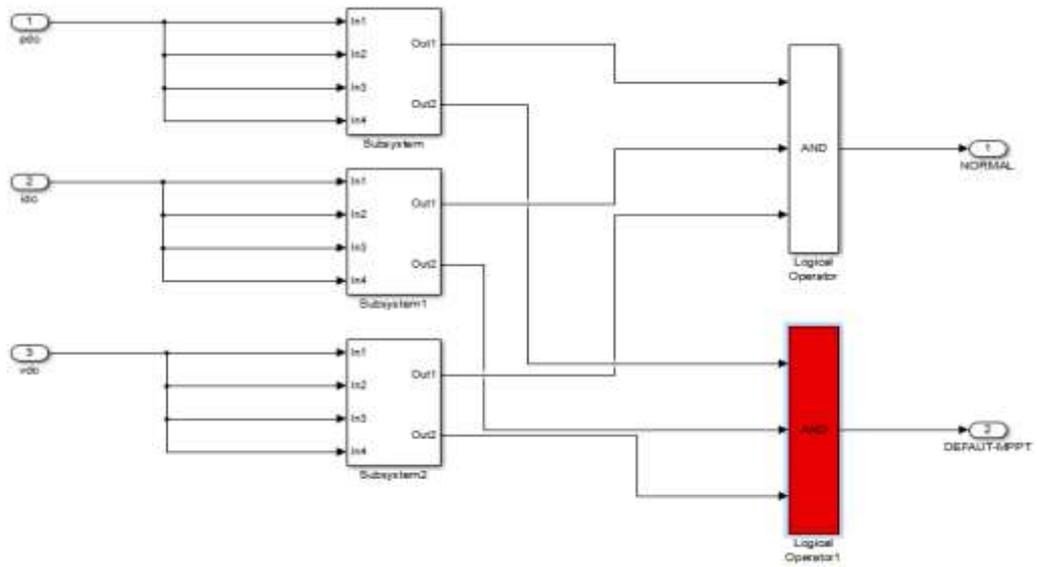
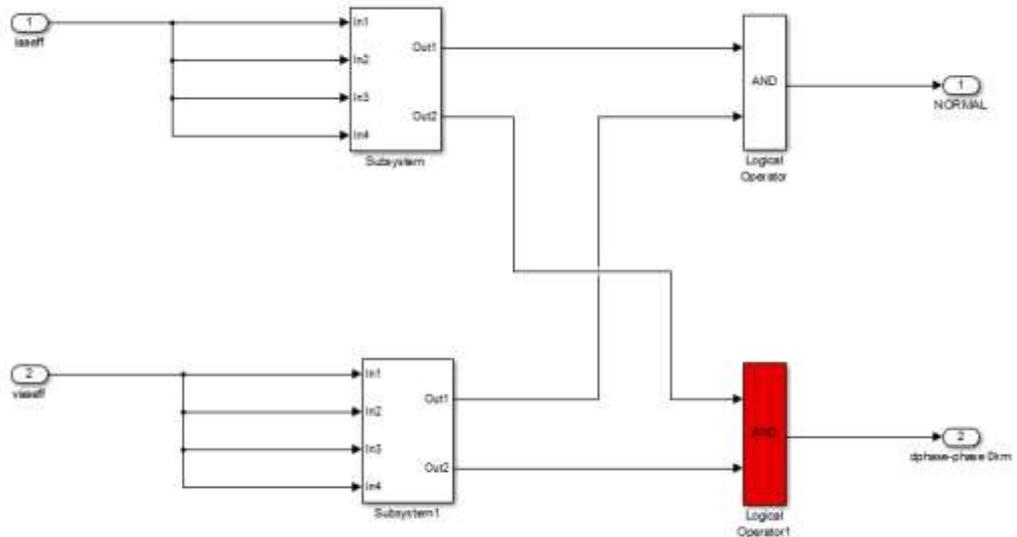


Figure (IV.3) : Schéma bloc utilisé pour classification le etats  
Sans et avec défauts d'onduleur.



Figure( IV.4) : schéma bloc utilisé pour classification le etats sans et avec défaut au niveau MPPT.



Figure(IV.5) : schéma bloc utilisé pour classification le etats Sans et avec défaut de court-circuit cote réseau.

#### IV.4.2. Algorithme de diagnostic

- **Les étapes principale de diagnostic de défauts**

1. Mesure des grandeur électrique (courant , tensions et puissance) au niveau système PV (au niveau onduleur ,MPPT,réseau )
2. Si tous les grandeur sont situest dans les intervalles normale c'est à dir le système PV est fonctionne dans le etat normale.
3. Mais si les grandeur sont situest dans les intervalles de défaut c'est à dir le système PV est fonctionne dans le etat anormale (défaut).

- **Algorithme**

L'algorithme de détection de défauts est donné par la figure (IV.6)

K =les intervalles des grandeurs (courant, puissance, tension) dans les cas normale.  
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7,8 les intervalles des grandeurs (courant, puissance, tension) dans les cas défauts (D1, D2, D3, D4, D5, D6, D7, D8).

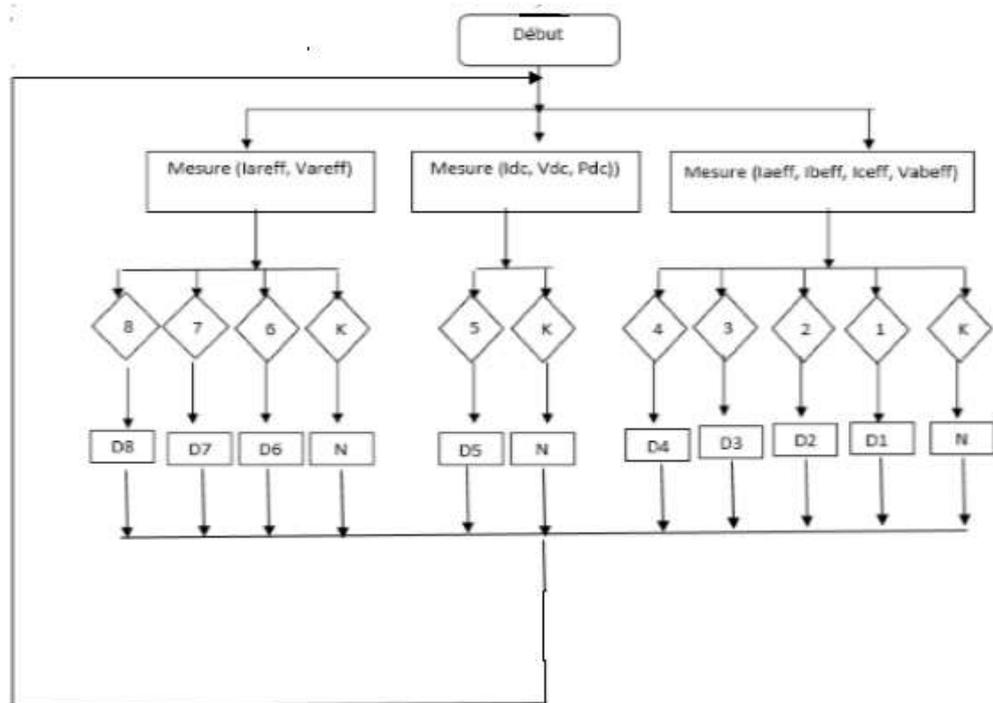


Figure (IV.6) : Algorithme de Diagnostic de défauts d'un Système PV.

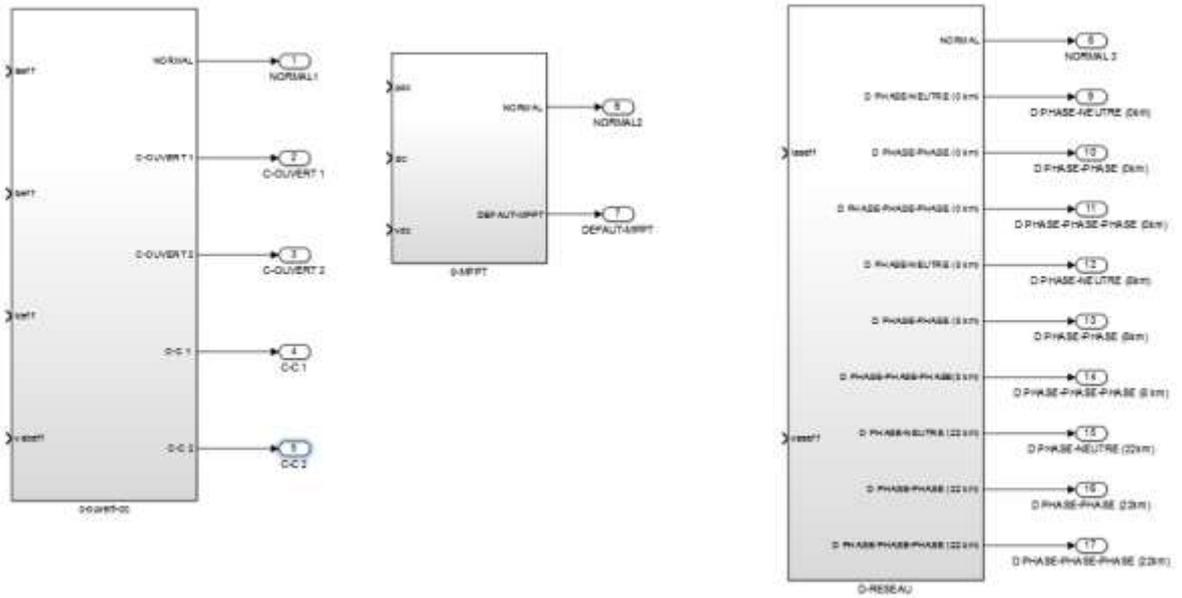


Figure (IV.7) : Schéma bloc utilisé pour détecter les différents types des défauts au niveau (onduleur, MPPT et réseau électrique)

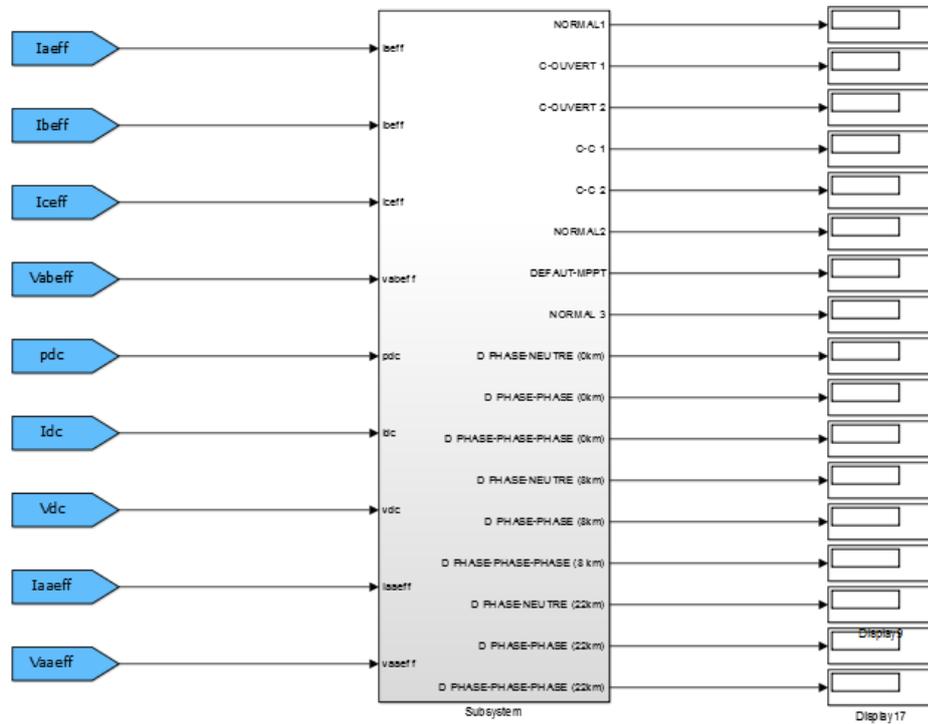


Figure (IV.8) : Schéma bloc utilisé pour détecter les différents types de défauts au niveau du système PV raccordé au réseau les indices des défauts.

### IV.4.3. Teste du système de détecton de défauts

A ce stade, permettra de tester le système pour assurer que son travail correctement.

Et le tableau suivant montre toutes les situations de travail possibles

#### IV.4.3.1. pour les défauts d'onduleur

Tableau (IV.17) : indique les résultats de tests du système de diagnostic de défauts au niveau d'onduleur.

Test		Résultats des tests			
		Circuit-ouvert 1 interrupt	Circuit-ouvert 2 interrupt	Court-circuit 1 interrupt	Court-circuit 2 interrupt
les défauts appliqués	Circuit-ouvert 1 interrupt	x			
	Circuit-ouvert 2 interrupt		x		
	Court-circuit 1 interrupt			x	
	Court-circuit 2 interrupt				x

A partir des résultats de la table, nous notons que le système peut diagnostiquer et détecter les défauts au niveau onduleur.

#### IV.4.3.2. Pour les défauts au niveau MPPT

Tableau (IV.18) : indiquant les résultats des tests du système diagnostic des défauts au niveau MPPT.

Teste	Résultat des tests	
les défauts appliqués		Déconnecté MPPT
	Déconnecté MPPT	x

A partir des résultats de la table, nous notons que le système peut diagnostiquer et détecter les défauts au niveau MPPT.

#### IV.4.3.3. pour les défauts au niveau réseau électrique

Tableau (IV.19) : indiquant les résultats des tests du système diagnostic des défauts au niveau réseau électrique.

teste			RésultatS des tests								
			Court-circuit (Ph-N)			Court-circuit (Ph-Ph)			Court-circuit (Ph-Ph-Ph)		
			0 km	8 km	22 km	0 km	8 km	22 km	0 km	8 km	22 km
les défauts appliqués	Court-circuit (Ph-N)	0 km	x								
		8 km		x							
		22 km			x						
	Court-circuit (Ph-Ph)	0 km				x	x				
		8 km					x				
		22 km						x			
	Court-circuit (Ph-Ph-Ph)	0 km							x		
		8 km								x	
		22 km									x

A partir des résultats de la table, nous notons que le système peut diagnostiquer et détecter les défauts au niveau du réseau électrique, sauf pour certains défauts de résultats similaires.

#### **IV.5. conclusion**

Le travail effectué dans ce chapitre contient une analyse statistique de différents défauts a obtenu des données de la modélisation de l'installation photovoltaïque à l'aide logecielle spss statistique pour créé un système de diagnostic des défauts Nous avons fait l'acquisition d'un diagnostic basé sur le système de défauts facilement et finalement testé le système de diagnostic des défauts et nous avons acquis des résultats satisfaisants.

# **Conclusion générale**

## Conclusion générale

Dans le cadre du travail de ce mémoire, on s'est principalement intéressé à la détection et au diagnostic de défauts de cote DC et AC par analyse des grandeurs électriques. L'objectif est de développer un algorithme qui peut discriminer la totalité des défauts considérés, en respectant les contraintes économiques.

L'objectif de ce travail est l'étude de la problématique de l'intégration des centrales PV dans le réseau électrique. Cet objectif a été illustré par trois étapes :

La première étape consiste à la présentation d'une centrale PV réelle raccordée au réseau 30KV, c'est la centrale de 1.1 MW de Ghardaïa (sud algérien). Après la présentation détaillée de cette centrale PV, une simulation sous l'environnement Matlab/Simulink a été faite et les résultats de simulations ont été représentés.

La deuxième étape consiste à l'étude par simulation du comportement de cette centrale PV suite à des défauts de cote DC et AC survenant au point de couplage commun et à deux autres points loin de ce point. Les résultats de simulation ont montré l'effet des défauts sur les tensions et les courants et la puissance injectée au réseau. Cet effet varie selon le type de défaut et peut conduire au découplage de l'onduleur PV qui est conçu pour détecter toute perturbation survenant dans tout le système électrique.

La troisième étape était l'étude par analyse statistique descriptive en se basant sur le logiciel SPSS afin de créer un schéma bloc pour la détection et le diagnostic de différents défauts de cote DC et AC.

# Références

## Références

- [1] L. Schirone and F. P. Califano, "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, pp. 846-849.
- [2] C. Christophe, "Surveillance des systèmes non linéaires: Application aux machines électriques." *These Dr.* Université des Sciences et Technologie de Lille-Lille I, 2001.
- [3] 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, 2003, pp. 217–233.
- [4] R. Bettignies, "cellules photovoltaïques organiques dérivées de nouveaux systèmes conjugués", Ecole Doctorale, Angers,
- [5] A. Cid Pastor, "conception et réalisation de modules photovoltaïques électrique", thèse de doctorat, institut national des sciences appliquées, Toulouse, 2006.
- [6] 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.
- [7] 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. 28, pp. 1–6.
- [8] Y. Azzoug, *Commande de la charge d'une batterie dans une installation photovoltaïque*, vol. 90. ProQuest, 2008.
- [9] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, T. Oozeki, K. Kato, et al., "Experimental studies of fault location in PV module strings," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 93, 2009, pp. 1079-1082,.

- [10] Di Lu « Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré Application à l'agrégation de producteurs- consommateurs dans le cadre d'un micro réseau intelligent urbain: thèse doctorat Ecole centrale de Lille Dec 2010.
- [11] ABBASSEN LYESS « Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque » Thème de Magister, UNIVERSITE de MOULOUD MAMMERI \_ TIZI OUZOU, 2011.
- [12] K.Safia, L.Meriem, "contribution de l'effet des OTC sur les propriétés des cellules solaires: application aux structures: p-Si/n-Zno:Al", mémoire d'ingénieur, université Ferhat Abbas, Sétif, 2011.
- [13] L.Bun, "Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV", thèse de doctorat université de Grenoble, 2011.
- [14] S. Abdeslem, "Filtrage actif et contrôle de puissances: application aux systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau", mémoire de magistère, université Ferhat Abbas, Sétif, 2012.
- [15] Makhloufi Salim. Contribution a l'optimisation des installations photovoltaïques par des commandes intelligentes. Université de batna (2013).
- [16] M. Med sultane Al moughalles "etude et simulation de l' integration des système PV dans les Réseaux électriques "; theme de master ; université kasdi merbah – ouargla 2015 ; pp 14 ,15,24 .
- [17] : M. SLAMA Fateh « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique » Thème de Magister, UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF

# **Annexes**

## Annexe A

*Résultat obtenus par SPSS V24.0 pour défaut circuit ouvert  
d'un composant et de deux composant au niveau onduleur*

### Rapport

	iaeff1	iaeff2	ibeff1	ibeff2	iceff1	iceff2	vabeff1	vabeff2
<b>Moyenne</b>	543,9747	514,6230	545,7447	799,6023	541,1472	627,8015	281,8413	265,4513
<b>Ecart type</b>	9,54324	13,70912	8,74263	15,41553	11,03926	12,73014	1,35638	3,49061
<b>Minimum</b>	523,25	480,84	527,55	761,31	515,62	601,83	277,85	257,94
<b>Maximum</b>	556,59	533,27	557,52	821,55	555,34	646,28	283,61	270,85
<b>Plage</b>	33,34	52,44	29,97	60,23	39,73	44,45	5,75	12,91

### Test des échantillons appariés

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>iaeff1 - iaeff2</b>	29,32284	29,38066	2615,440	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>ibeff1 - ibeff2</b>	-253,90218	-253,81284	-14638,637	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>iceff1 - iceff2</b>	-86,66794	-86,64064	-16355,824	158400	,000
<b>Paire 4</b>	<b>vabeff1 - vabeff2</b>	16,37590	16,40416	2988,094	158400	,000

### Rapport

	iaeff1	iaeff2	ibeff1	ibeff2	iceff1	iceff2	vabeff1	vabeff2
<b>Moyenne</b>	543,9747	1,9765	545,7447	926,8536	541,1472	926,7653	281,8413	224,8706
<b>Ecart type</b>	9,54324	,36397	8,74263	16,22808	11,03926	16,25259	1,35638	,77480
<b>Minimum</b>	523,25	1,54	527,55	889,43	515,62	889,23	277,85	223,65
<b>Maximum</b>	556,59	2,94	557,52	947,67	555,34	947,60	283,61	227,72
<b>Plage</b>	33,34	1,40	29,97	58,25	39,73	58,37	5,75	4,08

**Test des échantillons appariés**

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>iaeff1 - iaeff2</b>	541,93412	542,06231	21782,426	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>ibeff1 - ibeff2</b>	-381,15782	-381,05983	-20036,630	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>iceff1 - iceff2</b>	-385,65224	-385,58393	-29082,544	158400	,000
<b>Paire 4</b>	<b>vabeff1 - vabeff2</b>	56,95730	56,98412	10944,705	158400	,000

## Annexe B

*Résultat obtenus par SPSS V24.0 pour défaut court-circuit  
d'un composant et de deux composant au niveau onduleur*

### Rapport

	iaeff1	iaeff2	ibeff1	ibeff2	iceff1	iceff2	vabeff1	vabeff2
<b>Moyenne</b>	543,9747	5880,1636	545,7447	3631,7496	541,1472	3894,5726	281,8413	59,1608
<b>Ecart type</b>	9,54324	93,75875	8,74263	28,54860	11,03926	46,61240	1,35638	6,17637
<b>Minimum</b>	523,25	5546,53	527,55	3523,70	515,62	3717,35	277,85	52,30
<b>Maximum</b>	556,59	5983,81	557,52	3666,07	555,34	3948,36	283,61	76,85
<b>Plage</b>	33,34	437,28	29,97	142,37	39,73	231,01	5,75	24,55

### Test des échantillons appariés

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>iaeff1 - iaeff2</b>	-5336,73719	-5335,64048	-25066,456	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>ibeff1 - ibeff2</b>	-3086,14214	-3085,86760	-57909,081	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>iceff1 - iceff2</b>	-3353,66157	-3353,18911	-36565,839	158400	,000
<b>Paire 4</b>	<b>vabeff1 - vabeff2</b>	222,63193	222,72911	11805,307	158400	,000

### Rapport

	iaeff1	iaeff2	ibeff1	ibeff2	iceff1	iceff2	vabeff1	vabeff2
<b>Moyenne</b>	543,9747	2556,2611	545,7447	2587,8012	541,1472	2628,0865	281,8413	11,6866
<b>Ecart type</b>	9,54324	5,94632	8,74263	38,75458	11,03926	16,96859	1,35638	,12133
<b>Minimum</b>	523,25	2549,05	527,55	2545,80	515,62	2609,00	277,85	11,55
<b>Maximum</b>	556,59	2579,60	557,52	2709,84	555,34	2687,41	283,61	12,07
<b>Plage</b>	33,34	30,55	29,97	164,04	39,73	78,41	5,75	,52

**Test des échantillons appariés**

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>iaeff1 - iaeff2</b>	-2012,38408	-2012,18866	-53049,790	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>ibeff1 - ibeff2</b>	-2042,36210	-2041,75072	-17206,948	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>iceff1 - iceff2</b>	-2087,11927	-2086,75918	-29857,847	158400	,000
<b>Paire 4</b>	<b>vabeff1 - vabeff2</b>	270,14519	270,16429	72875,410	158400	,000

## Annexe C

*Résultat obtenus par SPSS V24.0 pour défaut MPPT*

### Rapport

	pd1	pd2	id1	id2	vd1	vd2
<b>Moyenne</b>	256,0437	163,6556	450,8857	473,5960	567,9172	345,5595
<b>Ecart type</b>	4,20455	,02568	8,23995	,00477	19,12517	,05460
<b>Minimum</b>	242,71	163,60	444,16	473,59	518,46	345,43
<b>Maximum</b>	258,46	163,71	467,92	473,60	581,31	345,69
<b>Plage</b>	15,76	,12	23,76	,02	62,85	,25

### Test des échantillons appariés

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>pd1 - pd2</b>	92,36091	92,41534	8745,235	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>id1 - id2</b>	-22,76359	-22,65693	-1096,926	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>vd1 - vd2</b>	222,23397	222,48152	4627,441	158400	,000

### Rapport

	iaeff1	iaeff2	ibeff1	ibeff2	iceff1	iceff2	vabeff1	vabeff2
<b>Moyenne</b>	543,9747	400,7839	545,7447	404,4210	541,1472	393,0328	281,8413	262,8122
<b>Ecart type</b>	9,54324	15,40526	8,74263	16,89343	11,03926	11,89015	1,35638	,88996
<b>Minimum</b>	523,25	384,33	527,55	386,29	515,62	380,28	277,85	259,39
<b>Maximum</b>	556,59	447,51	557,52	454,68	555,34	428,78	283,61	263,87
<b>Plage</b>	33,34	63,19	29,97	68,38	39,73	48,50	5,75	4,48

### Test des échantillons appariés

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>iaeff1 - iaeff2</b>	143,03050	143,35109	2301,040	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>ibeff1 - ibeff2</b>	141,15924	141,48832	2212,410	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>iceff1 - iceff2</b>	147,96698	148,26197	2586,677	158400	,000
<b>Paire 4</b>	<b>vabeff1 - vabeff2</b>	19,02579	19,03241	14805,813	158400	,000

## Annexe D

*Résultat obtenus par SPSS V24.0 pour défaut court-circuit  
(phase-neutre),(phase-phase) et (phase-phase-phase) au niveau réseau*

### Rapport

	iaaeff1	iaaeff2	iaaeff3	iaaeff4
<b>Moyenne</b>	4,88894	36,87838	34,95821	33,10365
<b>Ecart type</b>	,081731	,899673	,829537	,970158
<b>Minimum</b>	4,717	35,901	34,062	32,076
<b>Maximum</b>	4,999	39,566	37,454	36,025
<b>Plage</b>	,283	3,665	3,392	3,949

### Test des échantillons appariés

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>iaaeff1 - iaeff2</b>	-31,995776	-31,983104	-13004,659	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>iaaeff1 - iaeff3</b>	-30,075150	-30,063386	-13168,026	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>iaaeff1 - iaeff4</b>	-28,221497	-28,207917	-10703,890	158400	,000

### Rapport

	vaaeff1	vaaeff2	vaaeff3	vaaeff4
<b>Moyenne</b>	16519,4940	69,9780	543,3834	1071,0991
<b>Ecart type</b>	20,77302	15,84949	71,21724	13,61467
<b>Minimum</b>	16432,12	51,07	463,44	1056,38
<b>Maximum</b>	16542,37	112,46	744,19	1115,40
<b>Plage</b>	110,25	61,39	280,75	59,02

### Test des échantillons appariés

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>vaaeff1 - vaaeff2</b>	16449,30704	16449,72486	202821,121	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>vaaeff1 - vaaeff3</b>	15975,56452	15976,65651	75371,229	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>vaaeff1 - vaaeff4</b>	15448,20027	15448,58940	204522,248	158400	,000

### Rapport

	iaaeff1	iaaeff2	iaaeff3	iaaeff4
<b>Moyenne</b>	4,88894	5,97979	5,97818	5,9637601
<b>Ecart type</b>	,081731	,236947	,238124	,23657320
<b>Minimum</b>	4,717	5,675	5,673	5,65865
<b>Maximum</b>	4,999	6,552	6,556	6,53769
<b>Plage</b>	,283	,877	,883	,87904

### Test des échantillons appariés

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>iaaeff1 - iaeff2</b>	-1,092912	-1,088793	-1364,371	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>iaaeff1 - iaeff3</b>	-1,091302	-1,087168	-1357,385	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>iaaeff1 - iaeff4</b>	-1,07687555	-1,07276146	-1345,903	158400	,000

### Rapport

	vaaeff1	vaaeff2	vaaeff3	vaaeff4
<b>Moyenne</b>	16519,4940	8292,4353	8277,5052	8248,2905
<b>Ecart type</b>	20,77302	8,79497	8,84248	8,64862
<b>Minimum</b>	16432,12	8270,39	8256,92	8223,54
<b>Maximum</b>	16542,37	8324,17	8310,63	8276,98
<b>Plage</b>	110,25	53,78	53,71	53,44

### Test des échantillons appariés

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>vaaeff1 - vaaeff2</b>	8226,88865	8227,22873	124627,551	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>vaaeff1 - vaaeff3</b>	8241,81777	8242,15978	124150,518	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>vaaeff1 - vaaeff4</b>	8271,03787	8271,36900	128682,615	158400	,000

### Rapport

	iaaeff1	iaaeff2	iaaeff3	iaaeff4
<b>Moyenne</b>	4,8889407	8,6917650	8,7842795	8,7790461
<b>Ecart type</b>	,08173118	,01866249	,04744221	,04356560
<b>Minimum</b>	4,71660	8,66890	8,66827	8,66510
<b>Maximum</b>	4,99932	8,76760	8,83357	8,83813
<b>Plage</b>	,28272	,09870	,16530	,17304

### Test des échantillons appariés

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>iaaeff1 - iaaeff2</b>	-3,80346021	-3,80218630	-15378,686	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>iaaeff1 - iaaeff3</b>	-3,89562973	-3,89504745	-34463,727	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>iaaeff1 - iaaeff4</b>	-3,89044720	-3,88976305	-29292,645	158400	,000

### Rapport

	vaaeff1	vaaeff2	vaaeff3	vaaeff
<b>Moyenne</b>	16519,4940	69,2433	672,3023	426,6106
<b>Ecart type</b>	20,77302	15,99421	145,27966	31,06709
<b>Minimum</b>	16432,12	50,11	506,28	388,52
<b>Maximum</b>	16542,37	112,02	1069,11	497,31
<b>Plage</b>	110,25	61,91	562,83	108,78

### Test des échantillons appariés

		Différences appariées		t	ddl	Sig. (bilatéral)
		Intervalle de confiance de la différence à 99 %				
		Inférieur	Supérieur			
<b>Paire 1</b>	<b>vaaeff1 - vaaeff2</b>	16450,04097	16450,46035	202076,119	158400	,000
<b>Paire 2</b>	<b>vaaeff1 - vaaeff3</b>	15846,17169	15848,21160	40021,565	158400	,000
<b>Paire 3</b>	<b>vaaeff1 - vaaeff4</b>	16092,66981	16093,09698	194080,796	158400	,000

# Annexe E

*Un tableau indiquant les valeurs de T tabulé*

**t Table**

cum. prob	$t_{.50}$	$t_{.75}$	$t_{.80}$	$t_{.85}$	$t_{.90}$	$t_{.95}$	$t_{.975}$	$t_{.99}$	$t_{.995}$	$t_{.999}$	$t_{.9995}$
one-tail	0.50	0.25	0.20	0.15	0.10	0.05	0.025	0.01	0.005	0.001	0.0005
two-tails	1.00	0.50	0.40	0.30	0.20	0.10	0.05	0.02	0.01	0.002	0.001
df											
1	0.000	1.000	1.376	1.963	3.078	6.314	12.71	31.82	63.66	318.31	636.62
2	0.000	0.816	1.061	1.386	1.886	2.920	4.303	6.965	9.925	22.327	31.599
3	0.000	0.765	0.978	1.250	1.638	2.353	3.182	4.541	5.841	10.215	12.924
4	0.000	0.741	0.941	1.190	1.533	2.132	2.776	3.747	4.604	7.173	8.610
5	0.000	0.727	0.920	1.156	1.476	2.015	2.571	3.365	4.032	5.893	6.869
6	0.000	0.718	0.906	1.134	1.440	1.943	2.447	3.143	3.707	5.208	5.959
7	0.000	0.711	0.896	1.119	1.415	1.895	2.365	2.998	3.499	4.785	5.408
8	0.000	0.706	0.889	1.108	1.397	1.860	2.306	2.896	3.355	4.501	5.041
9	0.000	0.703	0.883	1.100	1.383	1.833	2.262	2.821	3.250	4.297	4.781
10	0.000	0.700	0.879	1.093	1.372	1.812	2.228	2.764	3.169	4.144	4.587
11	0.000	0.697	0.876	1.088	1.363	1.796	2.201	2.718	3.106	4.025	4.437
12	0.000	0.695	0.873	1.083	1.356	1.782	2.179	2.681	3.055	3.930	4.318
13	0.000	0.694	0.870	1.079	1.350	1.771	2.160	2.650	3.012	3.852	4.221
14	0.000	0.692	0.868	1.076	1.345	1.761	2.145	2.624	2.977	3.787	4.140
15	0.000	0.691	0.866	1.074	1.341	1.753	2.131	2.602	2.947	3.733	4.073
16	0.000	0.690	0.865	1.071	1.337	1.746	2.120	2.583	2.921	3.686	4.015
17	0.000	0.689	0.863	1.069	1.333	1.740	2.110	2.567	2.898	3.646	3.965
18	0.000	0.688	0.862	1.067	1.330	1.734	2.101	2.552	2.878	3.610	3.922
19	0.000	0.688	0.861	1.066	1.328	1.729	2.093	2.539	2.861	3.579	3.883
20	0.000	0.687	0.860	1.064	1.325	1.725	2.086	2.528	2.845	3.552	3.850
21	0.000	0.686	0.859	1.063	1.323	1.721	2.080	2.518	2.831	3.527	3.819
22	0.000	0.686	0.858	1.061	1.321	1.717	2.074	2.508	2.819	3.505	3.792
23	0.000	0.685	0.858	1.060	1.319	1.714	2.069	2.500	2.807	3.485	3.768
24	0.000	0.685	0.857	1.059	1.318	1.711	2.064	2.492	2.797	3.467	3.745
25	0.000	0.684	0.856	1.058	1.316	1.708	2.060	2.485	2.787	3.450	3.725
26	0.000	0.684	0.856	1.058	1.315	1.706	2.056	2.479	2.779	3.435	3.707
27	0.000	0.684	0.855	1.057	1.314	1.703	2.052	2.473	2.771	3.421	3.690
28	0.000	0.683	0.855	1.056	1.313	1.701	2.048	2.467	2.763	3.408	3.674
29	0.000	0.683	0.854	1.055	1.311	1.699	2.045	2.462	2.756	3.396	3.659
30	0.000	0.683	0.854	1.055	1.310	1.697	2.042	2.457	2.750	3.385	3.646
40	0.000	0.681	0.851	1.050	1.303	1.684	2.021	2.423	2.704	3.307	3.551
60	0.000	0.679	0.848	1.045	1.296	1.671	2.000	2.390	2.660	3.232	3.460
80	0.000	0.678	0.846	1.043	1.292	1.664	1.990	2.374	2.639	3.195	3.416
100	0.000	0.677	0.845	1.042	1.290	1.660	1.984	2.364	2.626	3.174	3.390
1000	0.000	0.675	0.842	1.037	1.282	1.646	1.962	2.330	2.581	3.098	3.300
<b>Z</b>	0.000	0.674	0.842	1.036	1.282	1.645	1.960	2.326	2.576	3.090	3.291
	0%	50%	60%	70%	80%	90%	95%	98%	99%	99.8%	99.9%
	<b>Confidence Level</b>										

## ملخص:

على الصعيد العالمي وسوق الأنظمة الكهروضوئية المعروفة لأكثر من 10 أعوام وبمعدل نمو عال جدا من حوالي 30 إلى 40٪ سنويا. هذا النمو الاستثنائي يرجع أساسا إلى النظم الكهربائية الضوئية المتصلة بشبكات توزيع الكهرباء، ويرجع كذلك إلى التطور في مجال الابتكار التكنولوجي وانخفاض تكاليف الوحدات الكهروضوئية ومع البحث والتطوير الكبير في مجال الإلكترونيات والكهرباء. وهذه النظم الكهروضوئية تتدهور خلال الفترة العملية لها، وهذا يتطلب التشخيص الذي يهدف إلى توفير أداة تمكننا من الكشف عن الأعطال وبالتالي تعظيم إنتاج الطاقة من النظم الكهروضوئية، وهو الهدف الرئيسي لهذا العمل. ونحن مهتمون بشكل خاص في اكتشاف وتشخيص الأعطاب على الجانب DC للنظام الكهروضوئي والجانب AC للشبكة الكهربائية ومن ثم قمنا بالتحليل الإحصائي للبيانات المستخرجة من نمذجة النظام الكهروضوئي في الحالتين (الحالة العادية بدون أعطاب ووجود الأعطاب) ، ومن ثم بناء نظام لتشخيص العيوب والأعطاب التي تطال الأنظمة الكهروضوئية على عدة مستويات ( , **MPPT** , **onduleur** , **réseau** ) ، ومن ثم اختباره والحصول على نتائج مرضية . وبالتالي فإن الغرض من هذا البحث هو توفير نظام معلومات للنظام الكهروضوئي بمحطة توليد الكهرباء (بغرداية) متصلة بالشبكة على أساس التحليل باستخدام البرنامج الإحصائي **SPSS**.

**الكلمات المفتاحية** - مولد كهروضوئي - نظام كهروضوئي متصل بشبكة كهربائية - اكتشاف وتشخيص الأعطاب على مستوى النظم الكهروضوئية المتصلة بالشبكات الكهربائية.

## Résumé :

Au niveau mondial, le marché des systèmes photovoltaïques connaît, depuis maintenant plus de 10 ans, un taux de croissance très élevé, de l'ordre de 30 à 40% par an. Cette croissance exceptionnelle, due principalement aux systèmes photovoltaïques raccordés au réseau de distribution d'électricité, se traduit bien évidemment par des innovations technologiques et une baisse de coûts des modules photovoltaïques mais aussi à des efforts importants de recherche et développement dans le domaine de l'électronique de puissance. Cependant, ces installations photovoltaïques, tombent en panne et se dégradent pendant la durée de fonctionnement. Ce qui nécessite un diagnostic dont l'objectif principal est de fournir un outil qui permet de détecter les pannes et de maximiser ainsi la production énergétique du system photovoltaïque.

Dans ce travail, nous nous intéressons spécifiquement à la détection et le diagnostic de défauts côté DC du système PV et de côté AC du réseau électrique nous avons analysé les données statistiques extraites de l'installation photovoltaïque dans la modélisation de cas (cas normal sans défauts et la présence de défauts), puis construire un système pour le diagnostic de défauts et les défauts qui affectent les systèmes PV à plusieurs niveaux (**onduleur**, **MPPT**, **réseau** .) puis testés et obtenir des résultats satisfaisants.

L'objectif de ce mémoire est donc de réaliser un système d'information et de supervision d'un système photovoltaïque de la centrale PV de Ghardaïa raccordé au réseau basé sur une analyse statistique par le logiciel **SPSS** l'analyse statistique d'une installation PV a permis de s'intéresser aux différents anomalies deux aux défauts de système PV .

**Mots clés** : Générateur PV, système PV raccorde au réseau électrique, diagnostic et détection des défauts d'un système PV raccorde au réseau électrique.