

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**



**Université M'Hamed BOUGARA - Boumerdes
Faculté des Sciences de l'Ingénieur**

**Département de Maintenance Industrielle
Option : Génie électrique**

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du Diplôme de MASTER en machines électriques

Thème:

**Détection et localisation des défauts convertisseurs
statiques dans un système Photovoltaïque raccordé au
réseau moyenne tension**

Réalisé par :

LAHLOU Samir

Encadré par:

Mr. A. AIBECHE

Juin 2016

Dédicace

Je dédie ce travail à

*Ma famille
Mes amis(es)*

Et à tous ceux et celles qui m'ont soutenu

Remerciement

Je tiens à remercier le Docteur AIBECHE Abderrezak pour sa modestie, son aide, l'effort fourni et pour tous ses conseils.

Je lui dis : monsieur je suis ravie de travailler sous ta direction, et je suis reconnaissant pour le temps que tu m'a consacré tout au long de ce travail.

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements au Président de Jury, ainsi qu'aux autres membres du jury d'avoir accepté de juger notre travail

Je remercie également toute personne qui a contribué de prêt ou de loin à l'accomplissement de ce travail. Sans oublier de remercier tous le personnel de l'Université de Boumerdes

Merci à tous et à toutes.

SOMMAIRE

Liste des figures	1
Liste des tableaux	
Notations et Symboles	3
Introduction générale	3
Chapitre 1 : Généralités sur l'énergie photovoltaïque	3
1.1 Introduction.....	3
1.2 Informations astronomiques et rayonnement solaire	3
1.2.1 Aspect géométrique	4
1.2.2 Définition des angles et coordonnées géographiques	5
a) Définition des angles	5
b) Coordonnées géographiques	5
1.3 Rayonnement Solaire.....	5
1.3.1 Composants du rayonnement solaire	5
a) Le rayonnement direct.....	6
b) Le rayonnement diffuse.....	7
c) Le rayonnement réfléchi (Albedo).....	7
1.3.2 Spectre du rayonnement solaire	9
1.4 Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque.....	9
1.4.1 La Cellule Photovoltaïque.....	9
1.4.2 Le module	9
1.4.3 Le panneau solaire	10
1.4.4 Système de stockage	10
1.4.5 Système de conversion.....	10
1.5 Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques	10
1.5.1 Avantages.....	
1.5.2 Inconvénients	11
1.6 Conclusion.....	11
Chapitre 2 : Modélisation d'un système photovoltaïque	13
2.1 Introduction.....	13
2.2 Caractéristique physique d'une cellule photovoltaïque	13
a) Courant de court-circuit (I_{sc}).....	13
b) Tension de circuit ouvert (V_{oc}).....	14
c) Le point de puissance maximale (MPP).....	15
d) Facteur de forme (FF)	15
	15

e) Rendement de la conversion (η).....	16
2.3 L'effet de la température sur l'efficacité d'une cellule PV.....	16
2.4 Description électrique d'une cellule photovoltaïque	17
2.4.1 Le modèle idéal	18
2.4.2 Le modèle à diode unique	19
2.4.3 Le modèle à double diodes	19
2.5 Description électrique de module et panneau photovoltaïque.....	19
a) Association en série	19
b) Association en parallèle	20
2.6 Les types des systèmes photovoltaïques	20
2.6.1 Systèmes PV Autonomes (Stand-Alone).....	20
a) Système autonome à couplage direct	21
b) Système autonome avec batteries de stockages	21
2.6.2 Systèmes PV non-autonomes (On-Grid)	21
a) Système non-autonome décentralisé	22
b) Système non-autonome centralisé	22
2.7 Le système photovoltaïque raccordé au réseau et ses défauts	24
2.7.1 Le system PV connecté au réseau	24
a) Générateur PV.....	25
b) Convertisseur.....	25
c) Câblages et boite de jonction	
d) Système de protection	26
2.7.2 Les défauts engendrés dans un system PV connecté au réseau	26
2.8 Conclusion	26
Chapitre 3 : Défauts dans un Système PV raccordé au réseau électrique	27
3.1 Introduction	27
3.2 Méthodologie de la surveillance d'un champ PV.....	27
3.3 Méthodes de diagnostic d'un générateur PV	28
3.3.1 Méthodes de diagnostic utilisées dans l'industrie	28
a) Méthodes non –électriques.....	29
b) Méthodes électriques	29
3.3.2 Méthodes dans la littérature	29
a) Méthode de réflectométrie	30
b) Analyse de la puissance et de l'énergie produite	30
c) Analyse du point de fonctionnement	32
d) Analyse de la caractéristique statique	33
3.4 Les défauts les plus fréquents dans une installation photovoltaïque.....	33
3.4.1 Défauts dans le générateur photovoltaïque	34

3.4.2	Défauts dans la boîte de jonction	35
3.4.3	Défauts dans le système de câblage	36
3.4.4	Défauts dans le système de protection	36
3.4.5	Défauts de l'onduleur	37
3.4.6	Défauts dans le système d'acquisition des données	37
3.5	Choix de l'approche de diagnostic.....	38
3.6	Le transistor à Grille Isolée IGBT	39
3.7	Les convertisseurs statiques DC/DC et DC/AC.....	39
3.7.1	Hacheur DC-DC	40
3.7.2	Onduleur DC-AC	40
3.7.3	Control et commande des convertisseurs statiques.....	
a)	MPPT.....	41
b)	PWM	41
3.8	Conclusion.....	42
Chapitre 4 : Diagnostic de défauts convertisseurs statiques dans un système photovoltaïque		42
4.1	Introduction.....	43
4.2	Configuration du system PV.....	43
4.3	Les défauts circuit-ouvert et court-circuit dans les convertisseurs statiques	46
4.3.1	Hypothèse de défaut en circuit-ouvert (C.O)	46
a)	Défaut circuit-ouvert dans l'hacheur	47
b)	Défaut circuit-ouvert dans l'onduleur	
4.3.2	Hypothèse de défaut en court-circuit (C.C)	48
a)	Défaut court-circuit dans l'hacheur	48
b)	Défaut court-circuit dans l'onduleur	48
4.4	L'impact des défauts C-C et C-O d'hacheur sur les autres interrupteurs de la chaine de conversion	50
4.5	Méthode développée pour la détection des défauts interrupteurs	56
4.5.1	Méthode utilisée pour l'hacheur (DC-DC)	57
4.5.2	Méthode utilisée pour l'onduleur (DC-AC)	58
4.6	Temps de détection	
4.7	Reconfiguration des défauts Hacheur	
4.8	Conclusion.....	
Conclusion générale		
References bibliographiques		
Annexe		

Liste des figures

Chapitre 1 : Généralités sur l'énergie photovoltaïque

Figure 1.1: Relations géométriques entre la Terre et le soleil.	3
Figure 1.2: Représentation de l'éclairement d'un capteur plan incliné	5
Figure 1.3: Composants du rayonnement solaire au sol	5
Figure 1.4: Spectre Solaire hors Atmosphère.....	6
Figure 1.5: Photovoltaïques interconnexions.....	7
Figure 1.6: Cellule Photovoltaïque	7
Figure 1.7: Principe de fonctionnement	8

Chapitre 2 : Modélisation d'un système photovoltaïque

Figure 2.1: Le symbole et la courbe d'une photodiode	11
Figure 2.2: les caractéristiques de la courbe d'une cellule solaire	12
Figure 2.3: La courbe qui caractérise la cellule solaire et son circuit équivalent	12
Figure 2.4: Le facteur de forme	14
Figure 2.5: Le model idéal	15
Figure 2.6: Le modèle à diode unique.....	16
Figure 2.7: Modèle à double diodes.....	16
Figure 2.8: Les différents modèles de module solaire	17
Figure 2.9: Cellules identiques en série	18
Figure 2.10: Cellules identiques en parallèle.....	19
Figure 2.11: Système autonome à couplage direct.....	20
Figure 2.12: Système autonome avec batteries de stockages.	20
Figure 2.13 Système non-autonome décentralisé	21
Figure 2.14: Centrale photovoltaïque	21
Figure 2.15: Système PV connecté au réseau et ses composants.....	22
Figure 2.16: Différents étages du groupe convertisseurs de la chaîne de conversion photovoltaïque	22
Figure 2.17: Onduleur central (Central-plant inverter).....	23
Figure 2.18: Hacheur multiple string avec un onduleur central	23
Figure 2.19: Onduleur multiple string	24

Chapitre 3 : Défauts dans un Système PV raccordé au réseau électrique

Figure 3.1. Méthodologie de la surveillance des défauts d'un champ PV	26
Figure 3.2. Méthodes de diagnostic de défauts d'un générateur PV	26

<i>Figure 3.3 : Quelques exemples de la localisation de défauts par la caméra thermique.....</i>	<i>27</i>
<i>Figure 3.4 : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV.....</i>	<i>28</i>
<i>Figure 3.5: Allure de la caractéristique I -V d'un champ PV en fonctionnement défaillant.....</i>	<i>29</i>
<i>Figure 3.6: Architecture des convertisseurs statiques d'un système PV connecté au réseau.....</i>	<i>37</i>
<i>Figure 3.7: Schéma électrique d'un hacheur élévateur et ses caractéristiques.....</i>	<i>38</i>
<i>Figure 3.8: Switch de blockage d'IGBT.....</i>	<i>38</i>
<i>Figure 3.9: Schéma électrique d'un onduleur DC-AC à base IGBTs.....</i>	<i>39</i>
<i>Figure 3.10: Systèmes de commande des convertisseurs statiques.....</i>	<i>39</i>
<i>Figure 3.11: Contrôle de courant par modulation de largeurs d'impulsions.</i>	<i>40</i>

Chapitre 4 : Diagnostic de défauts convertisseurs statiques dans un système photovoltaïque

<i>Figure 4.1 : Structure des convertisseurs statiques d'un système PV connecté au réseau.....</i>	<i>41</i>
<i>Figure 4.2 : Représentation électrique d'un dysfonctionnement, circuit-ouvert.....</i>	<i>42</i>
<i>Figure 4.3 : Défaut circuit-ouvert dans l'IGBT de l'hacheur. A l'état sain et défaillant.....</i>	<i>43</i>
<i>Figure 4.4 : Défaut circuit-ouvert sur les deux IGBTs du Leg1.....</i>	<i>43</i>
<i>Figure 4.5 : Défaut circuit-ouvert sur les deux IGBTs du Leg2.....</i>	<i>44</i>
<i>Figure 4.6 : Défaut circuit-ouvert sur les deux IGBTs du Leg3.....</i>	<i>44</i>
<i>Figure 4.7 : Défaut circuit-ouvert sur l'un des deux Legs 1 ou 2:.....</i>	<i>45</i>
<i>Figure 4.8 : Défaut circuit-ouvert sur les deux IGBTs du Hauts ou du Bas des Leg 1 ou 2.....</i>	<i>45</i>
<i>Figure 4.9 : Représentation électrique d'un dysfonctionnement, court-circuit.....</i>	<i>46</i>
<i>Figure 4.10 : Défaut de court-circuit dans l'hacheur à l'état sain et défaillant.</i>	<i>47</i>
<i>Figure 4.11 : Schéma fonctionnel de la détection de défaut court-circuit avec capteurs de courant.....</i>	<i>47</i>
<i>Figure 4.12 : Défaut court-circuit sur l'un desIGBTs du Leg1.....</i>	<i>48</i>
<i>Figure 4.13 : L'impacte des défauts C-C et C-O d'hacheur sur les autres interrupteurs de la chaîne de conversion.....</i>	<i>48</i>
<i>Figure 4.14 : Méthode de détection défauts dans le convertisseur statique DC-DC.....</i>	<i>49</i>
<i>Figure 4.15 : Détection des défauts C-O et C-C dans l'hacheur.....</i>	<i>50</i>
<i>Figure 4.16 : Méthode de détection défauts dans le convertisseur statique DC-AC.....</i>	<i>51</i>
<i>Figure 4.17 : Détection du défaut Circuit-Ouvert dans Leg-1.....</i>	<i>52</i>
<i>Figure 4.18 : Détection du défaut Circuit-Ouvert dans Leg-2.....</i>	<i>52</i>
<i>Figure 4.19 : Détection du défaut Circuit-Ouvert dans Leg-3.....</i>	<i>53</i>
<i>Figure 4.20 : Détection du défaut circuit-ouvert sur l'un des deux Legs 1 ou 2.....</i>	<i>54</i>
<i>Figure 4.21 : Détection du défaut C-O sur les deux IGBT du Hauts ou du Bas des Legs 1 ou 2.....</i>	<i>54</i>
<i>Figure 4.22 : Méthode de reconfiguration de l'hacheur.....</i>	<i>56</i>

Liste des tableaux

Chapitre 2 : Modélisation d'un système photovoltaïque

<i>Tableau 2.1: Rendement des modules en fonction des différentes technologies.....</i>	<i>14</i>
---	-----------

Chapitre 3 : Défaits dans un Système PV raccordé au réseau électrique

<i>Tableau 3.1: Défaits dans le générateur photovoltaïque</i>	<i>30</i>
<i>Tableau 3.2: Défaits dans la boîte de jonction.....</i>	<i>32</i>
<i>Tableau 3.3: Défaits dans le système de câblage</i>	<i>33</i>
<i>Tableau 3.4: Défaits dans le système de protection</i>	<i>33</i>
<i>Tableau 3.5: Défaits de l'onduleur</i>	<i>34</i>
<i>Tableau 3.6: Défaits dans le système d'acquisition des données</i>	<i>35</i>

Chapitre 4 : Diagnostic de défauts convertisseurs statiques dans un système photovoltaïque

<i>Tableau 4.1: Paramètres du système photovoltaïques étudié</i>	<i>42</i>
<i>Tableau 4.2: Temps de détection des deux défauts pour l'interrupteur d'Hacheur.....</i>	<i>55</i>
<i>Tableau 4.3 Temps de détection du défaut C-O pour les interrupteurs d'Onduleur.....</i>	<i>55</i>

Symboles et abréviations

Abréviations

PV : Photovoltaïque.

AM : Mass d'air

UV : Ultra violet

IR: Infrarouge

DC: Courant Continu (Direct Curent).

AC: Courant Alternatif (Alternative Curent).

MPP : Le point de puissance maximale.

FF : Facteur de forme.

C : Conception

I : Installation

E : Exploitation

IGBT: Insulated Gate bipolar Transistor

MOSFET: transistors à effet de champ d'oxyde de métal

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

PWM : Modulation par Largeur d'Impulsions (MLI) ou Pulse Width Modulation

C.O : Circuit-Ouvert.

C.C : Court-Circuit.

THD : Seuil (Threshold)

Symboles

γ : La hauteur angulaire.

φ : est la latitude du lieu.

δ : est l'angle horaire.

ω : est la déclinaison du soleil.

ψ : L'azimut (Angle horaire du soleil à son coucher)

α : L'orientation.

β : L'inclinaison.

Irr : Irradiation.

I_{PH} : courant généré par la photodiode (photo-courant).

I_S : courant de saturation de la diode.

V_T : tension thermique = kT/q

q : charge d'un électron en coulomb = $1.602 \cdot 10^{-19} \text{C}$

k : Boltzmann constant = $1.380 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$

T : Température en Kelvin ($T^\circ\text{C} + 273$)

m : le facteur idéal d'une diode et il est souvent entre 1 et 2.

V_{oc} : Tension à circuit ouvert en (V)

I_{sc} : Courant de court-circuit en (A).

I_{MPP} : Courant associées au MPP

V_{MPP} : Tension associées au MPP

P_{MPP} : Puissance associées au MPP

η : Rendement de la conversion.

A : La surface de la cellule solaire.

E : Rayonnement solaire.

R_S : Résistance en série

R_{SH} : Résistance en shunt

I_{S1} : Le courant de saturation dû à la diffusion.

I_{S2} : Le courant de saturation dû à la recombinaison de la charge dans la couche d'espace.

N_p : c'est le nombre de cellule photovoltaïque en parallèles.

N_s : c'est le nombre de cellule photovoltaïque en séries.

T_s : Temps de simulation (Sampling Time)

V_{dc-m} : La tension DC mesuré.

V_{dc-n} : La tension DC nominal.

f : La fréquence du signal mesuré.

R_i : indicateur de défaut

t_p : Temps de provocation du défaut

t_d : Temps de détection du défaut.

Introduction Générale

Au niveau mondial, le marché des systèmes photovoltaïques connaît, depuis maintenant plus de dix années, un taux de croissance très élevé, de l'ordre de 30 à 40% par an [1].

D'une part, cette croissance exceptionnelle, due principalement aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau de distribution d'électricité, se traduit évidemment par d'importantes innovations technologiques, et une baisse de coût des modules photovoltaïques mais aussi à des efforts importants de recherche et développement dans le domaine de l'électronique de puissance et de l'informatique [1].

Et d'autre part, les gisements des ressources énergétiques traditionnelles, d'origines principalement fossiles (gaz, pétrole), ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse envisager de trouver et développer de nouvelles sources d'énergie.

Le système photovoltaïque connecté au réseau électrique peut servir à fournir d'importantes quantités d'énergie, cependant, cela nécessite un énorme investissement qui rend le coût de l'électricité produite très élevé.

Il y a de soi que si ce système présente des avantages, il présente aussi quelques inconvénients. On notera parmi ses inconvénients sa sensibilité aux différents défauts et anomalies au cours de son fonctionnement. Aussi, ces derniers peuvent conduire à une baisse de la performance du système et voire à son indisponibilité totale.

Permettre de diagnostiquer finement et de faire de la détection et de la localisation de défauts dans une installation photovoltaïque réduit les coûts de maintenance et surtout augmente la productivité.

Parmi ses défauts et anomalies, le défaut de circuit-ouvert et le défaut de court-circuit des interrupteurs électroniques dans les convertisseurs statiques d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique. Et qui est l'objectif principal de notre travail de projet de fin d'études.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres qu'on décrit comme suit :

Le chapitre 1 a pour but de donner un aperçu général sur l'énergie photovoltaïque et le système de conversion d'énergie solaire. Ensuite, les différents composants d'un système photovoltaïque sont décrits.

Le chapitre 2 est dédié à la modélisation photovoltaïque, c'est-à-dire les caractéristiques physiques et électriques d'un générateur photovoltaïque. Et aussi les types des systèmes photovoltaïques et leurs structures illustrés. Ensuite, tous les différents composants d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique sont démontrés et leurs défauts associés sont également identifiés.

Le chapitre 3 est consacré à la présentation des défauts majeurs et anomalies qui peuvent apparaître dans une installation photovoltaïque, et les méthodes de diagnostic servant à la localisation et à la détection de ces défauts.

Ensuite, une définition générale sur les différentes méthodes de diagnostic pour détecter et/ou localiser des défauts dans un système photovoltaïque. Et enfin, la sélection préliminaire des principaux défauts pour l'étude de diagnostic, et qui sont : circuit-ouvert et court-circuit des interrupteurs électroniques (IGBTs) dans les convertisseurs statiques.

Le chapitre 4 est consacré au développement d'une méthode simple et efficace pour la détection et la localisation de défauts circuit-ouvert et court-circuit dans les convertisseurs statiques. Et ensuite les résultats des tests réalisés tant en fonctionnement sain qu'en fonctionnement défaillant du système photovoltaïque, ont été présentés et discutés. Et à la fin nous avons proposé une reconfiguration du système pour permettre d'assurer la continuité de service en cas de défaut dans la chaîne de conversion DC/DC (Hacheur).

Ce travail sera bien évidemment finalisé par une conclusion générale suivi des perspectives à envisager dans le but d'améliorer ce travail.

1.1 Introduction

L'énergie photovoltaïque désigne la transformation d'une source solaire lumineuse en électricité. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule.

1.2 Informations astronomiques et rayonnement solaire

1.2.1 Aspect géométrique

La terre décrit un tour complet autour de son axe en approximativement 24 heures. La caractéristique la plus importante de cette rotation est le fait que son axe de rotation est incliné de $23^{\circ}27'$ par rapport au plan de l'écliptique. Cette inclinaison fait que le jour et la nuit n'ont pas une durée identique en différents points de la terre et c'est à elle que l'on doit les 4 saisons [2-3].

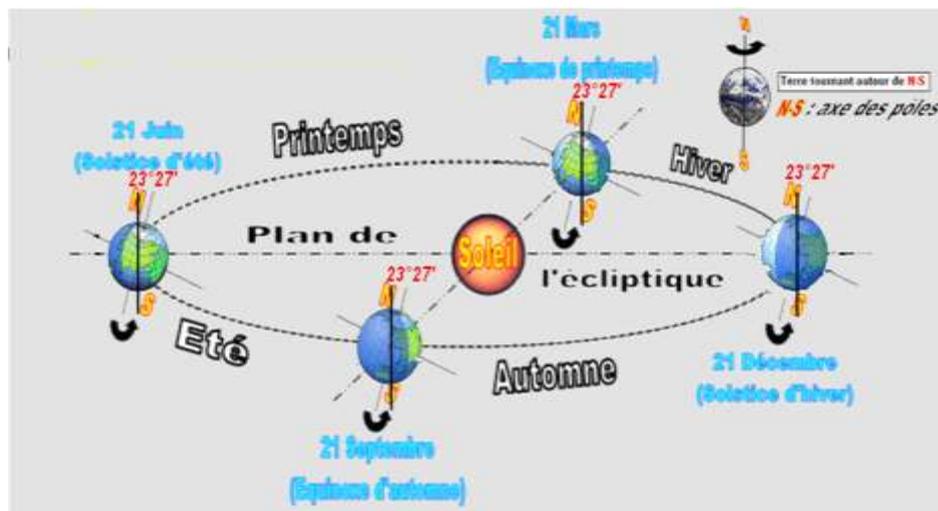


Figure 1.1 : Relations géométriques entre la terre et le soleil.

1.2.2 Définition des angles et coordonnées géographiques [4-6]

a) Définition des angles

➤ La hauteur angulaire (γ)

C'est l'angle formé par la direction de soleil et le plan équatorial terrestre.

La hauteur angulaire du soleil au-dessus de l'horizon s'exprime par :

$$\sin(h) = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta \quad (1.1)$$

Où :

φ est la latitude du lieu

δ est l'angle horaire

ω est la déclinaison du soleil

➤ **La déclinaison (ω)**

La déclinaison solaire est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Cet angle varie entre $23^{\circ}45'$ et $-23^{\circ}45'$

Aux équinoxes, la déclinaison est de 0° , la relation de Cooper permet de déterminer la déclinaison du soleil en degré. Cette déclinaison s'exprime par :

$$\omega = 23.45 \sin \left[(284 + n) \times \frac{360}{365} \right] \quad (1.2)$$

Où n =jour de l'année ($1 \leq n \leq 365$)

Sache que la déclinaison varie entre -23.45° le 21 décembre et $+23.45^{\circ}$ le 21 juin.

➤ **Angle horaire du soleil (δ)**

L'angle horaire δ du soleil est le déplacement du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local, la position apparente du soleil est déterminée par ses coordonnées angulaires par rapport au plan horizontal.

➤ **L'azimut (Angle horaire du soleil à son coucher) (ψ)**

L'azimut est l'angle formé par projection de la direction du soleil et la direction du Sud. Il est compté positif à l'Ouest (le matin) et négatif à l'Est (le soir).

Sa valeur est obtenue lorsque le soleil se couche (suivant la hauteur angulaire du solaire, et l'inclinaison du panneau). Il est donné par l'équation suivante :

$$\sin \psi = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cosh} \quad (1.3)$$

➤ **L'orientation (α)** du capteur par rapport au sud, est de 0° au sud, 180° au nord, $+90^{\circ}$ à l'ouest et -90° à l'est.

➤ **L'inclinaison (β)** du capteur par rapport au sol ($0^{\circ} < \beta < 90^{\circ}$). Elle est nulle pour ce qui est du plan horizontal dans le calcul du premier angle d'incidence plus de 45° pour le second.

➤ **L'angle d'incidence (γ)** des rayons solaires par rapport à la normal au capteur. Une relation trigonométrique permet de déterminer cet angle d'incidence en fonction des autres angles :

$$\cos(\alpha) = \cos(\gamma) \sin(\beta) \cos(\psi - \alpha) + \sin(\gamma) \cos(\beta) \quad (1.4)$$

b) Coordonnées géographiques

On peut décrire n'importe quels points de la terre grâce à Latitude et Longitude

➤ **Latitude** : est une mesure angulaire s'étendent de 0° à l'équateur à 90° aux pôles.

➤ **Longitude** : est une mesure angulaire sur 360° par rapport à un méridien de référence avec une étendue de 180° Ouest à 180° Est.

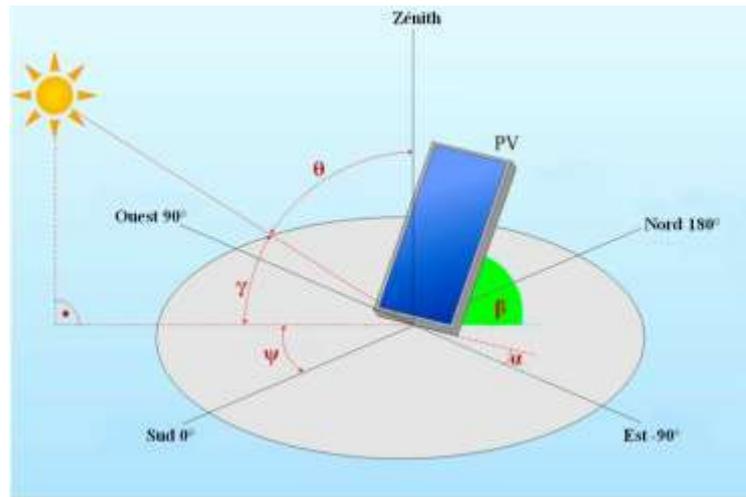


Figure 1.2 : Représentation de l'éclairement d'un capteur plan incliné.

1.3 Rayonnement solaire

1.3.1 Composants du rayonnement solaire

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

a) **Le rayonnement direct** : Sont des rayonnements reçus directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, et forment donc des ombres et qui peut être concentrés par des miroirs

b) **Le rayonnement diffus** : est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). cette diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle et une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions dans le ciel, ce sont à la fois des molécules d'air, des gouttelettes d'eau et des poussières qui produisent cet éclatement des rayons du soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques.

c) **Le rayonnement réfléchi (Albedo)** : est la partie réfléchi par la terre et elle dépend de l'environnement du site.

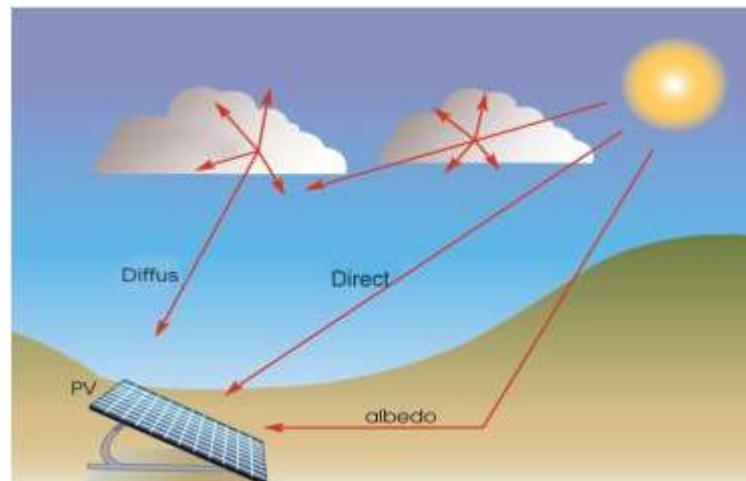


Figure 1.3 : Composants du rayonnement solaire au sol [7].

1.3.2 Spectre du rayonnement solaire

Le rayonnement électromagnétique est composé de « Grains » de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde.

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à une température de 6000°K.

Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites est désignée sous le nom d'AM0, sa distribution en énergie est entre 0.2 et 2 μ m. Et elle est donc répartie en trois intervalles [7] :

- Ultra-violet (UV) : [0.2 ; 0.4 μ m]
- Visible : [0.4 ; 0.8 μ m]
- Infrarouge (IR) : [0.8 ; 2 μ m]

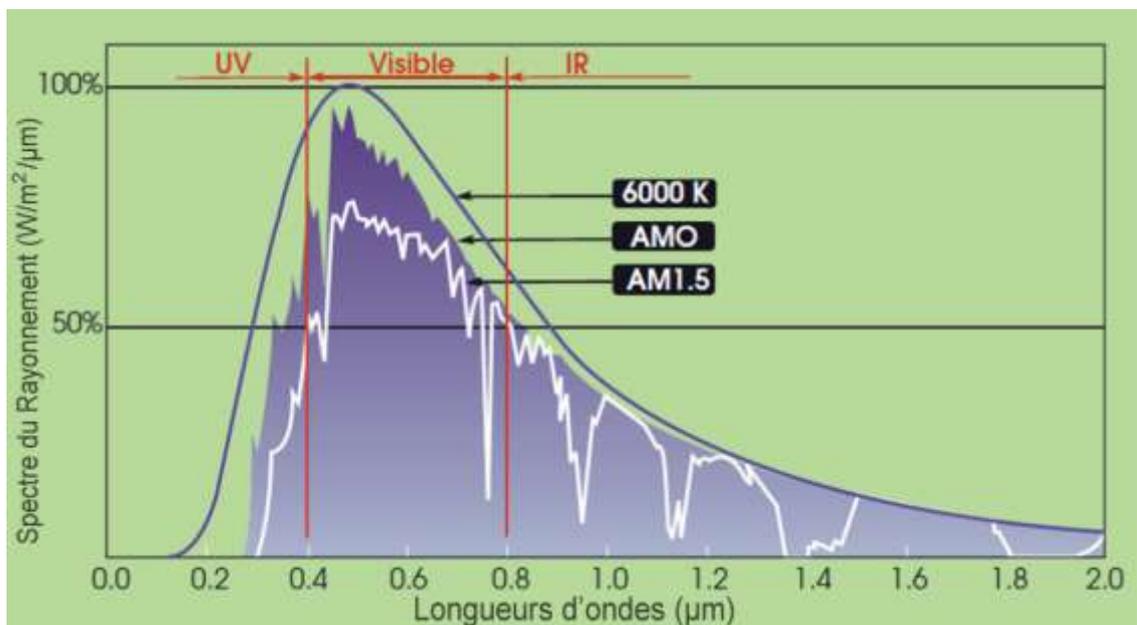


Figure 1.4 : Spectre Solaire hors Atmosphère [7].

Masse d'Air (AM) : Le rayonnement solaire traversant l'atmosphère au cours de la journée, ce qui fait qu'il dépend de la position relative du soleil dans le ciel, pour tenir compte de cette position qui modifie l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons lumineux, on définit un coefficient AM appelé masse atmosphérique ou nombre masse d'air. AM0 et AM1.5 représente le spectre solaire actuelle arrivé jusqu'à la terre.

1.4 Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque

Un système photovoltaïque comporte un ensemble d'organes distincts de sous-systèmes en relation entre eux, représentent un processus énergétique complexe. L'élément de base est le système de

captation puis l'ensemble de conditionnement de l'énergie électrique produite aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble groupe tous les équipements entre le système de conversion d'énergie solaire (champ PV) et la charge finale. A savoir la structure porteuse rigide des composants du champ PV, qui est fixe ou mobile, le câblage, boîte de jonction, les éléments de protection, la batterie en cas nécessitant un stockage d'énergie et son régulateur de charge, le convertisseur du courant DC en AC (l'onduleur) dans la majorité des cas.

Le champ Photovoltaïque est une interconnexion des modules, et ce dernier est constitué de plusieurs cellules photovoltaïques connectées en séries ou en parallèles (Figure 1.5)

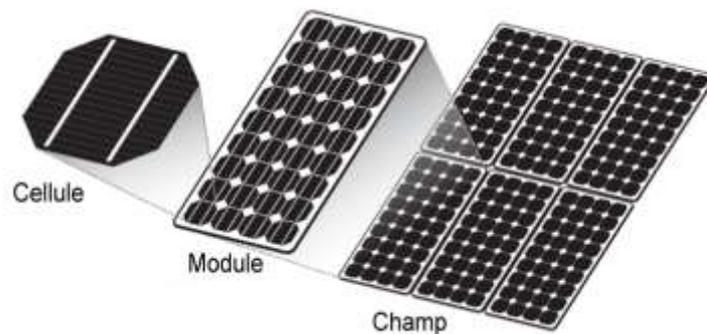


Figure 1.5 : Photovoltaïques interconnexions.

1.4.1 La Cellule Photovoltaïque

L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par le physicien français Edmund Becquerel. Un panneau solaire fonctionne par l'effet photovoltaïque c'est-à-dire par la création d'une force électromotrice liée à l'absorption d'énergie lumineuse dans un solide.

C'est le seul moyen connu actuellement pour convertir directement la lumière en électricité.

La cellule photovoltaïque constitue l'élément de base des panneaux solaires photovoltaïques.

Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur à base de silicium délivrant une tension de l'ordre de 0,5 à 0,6 V [7].

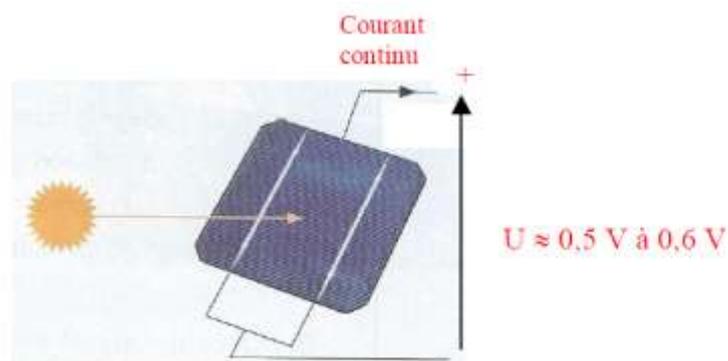


Figure 1.6 : Cellule Photovoltaïque.

La cellule photovoltaïque est fabriquée à partir de deux couches de silicium (matériau semi-conducteur) :

- Une couche dopée avec du bore qui possède moins d'électrons que le silicium, cette zone est donc dopée positivement (zone P),
- Une couche dopée avec du phosphore qui possède plus d'électrons que le silicium, cette zone est donc dopée négativement (zone N).

Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière ; sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être " arrachés / décrochés " : si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique. Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque.

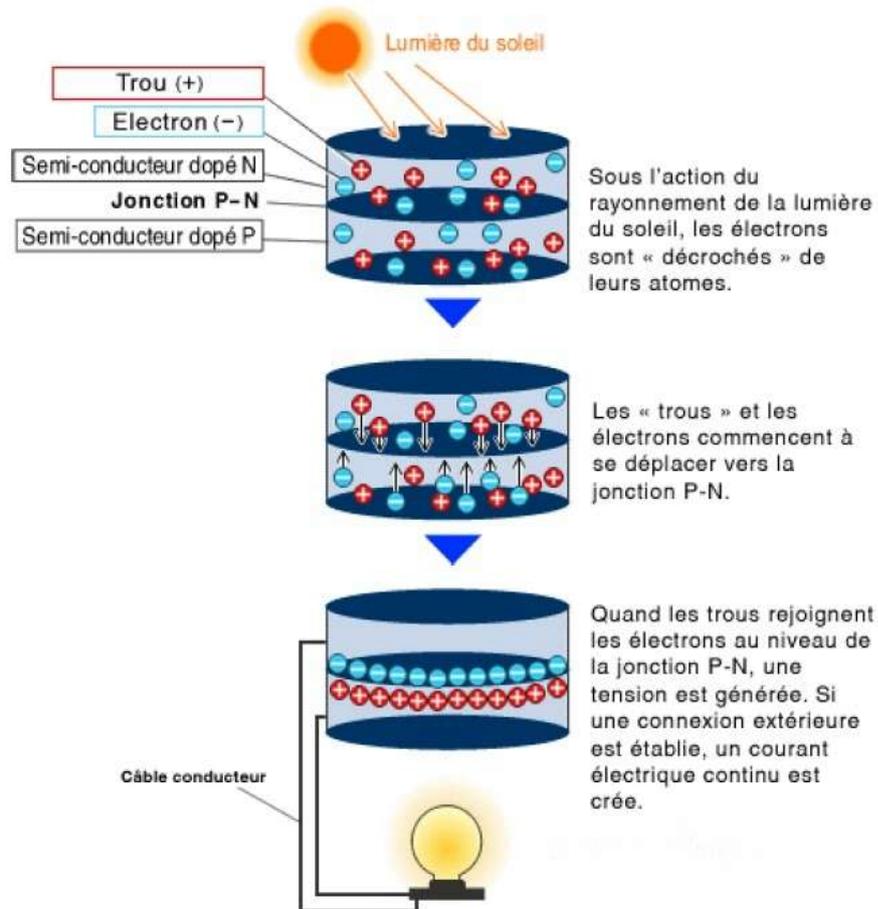


Figure 1.7 : Principe de fonctionnement [8]

1.4.2 Le module

Pour produire plus de puissance, les cellules photovoltaïques sont assemblées pour former un module (Illustré dans la figure 1.5). Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension.

1.4.3 Le panneau solaire

Le panneau solaire ou le champ solaire se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.

1.4.4 Système de stockage

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite des stockages suivant les conditions météorologiques et qui vont reprendre à deux fonctions principales :

- Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple).
- Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV.

1.4.5 Système de conversion

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur Continu-Continu DC-DC ou bien le Hacheur), soit entre la batterie et la charge (Il sera alors appelé onduleur ou convertisseur Continu-Alternatif DC-AC).

L'onduleur est généralement associé à un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil, on distingue deux types de convertisseur à savoir

- Le convertisseur continu-continu (Hacheur)
- Le convertisseur continu-alternatif, qui est destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. On le désigne sous le nom d'onduleur.

Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (Pulse Width Modulation et MLI Modulation par Largeur d'Impulsions en Français) qui permet grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale.

1.5 Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques

1.5.1 Avantage : Les systèmes solaires électriques offrent de nombreux avantages, dont les suivants :

- Ils sont de fonctionnements sûrs, non polluants et silencieux
- Ils sont très fiables
- Ils n'exigent presque aucun entretien
- Ils fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales
- Ils sont flexibles et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre aux besoins en matière d'électricité
- Ils ont une longue durée de vie.

1.5.2 Inconvénients :

L'inconvénient majeur d'énergie d'origine photovoltaïque est le cas d'absence de l'ensoleillement, ciel couvert ou pendant la nuit, ce qui exige un stockage d'énergie produite par le système durant les jours ensoleillés sous forme chimique dans des accumulateurs, qui sont souvent des batteries à Plomb ou de Nickel, sachant que l'énergie stockée n'est pas intégralement restituée, le coût additionnelle de système de stockage est capital en outre ses système ont une durée de vie limitée de 4 à 7 ans, qui alourdit l'investissement.

1.6 Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons donné un aperçu général sur la production d'énergie électrique grâce à un système photovoltaïque, et qui est à base d'un semi-conducteur, assurant la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Et nous avons aussi définis les avantages et les inconvénients d'un système photovoltaïque.

2.1 Introduction

Afin développer un circuit équivalent précis pour une cellule photovoltaïque, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément. Selon cette philosophie plusieurs modèles électriques ont été proposés pour représenter la cellule photovoltaïque.

2.2 Caractéristique physique d'une cellule photovoltaïque

Il y a certains paramètres qui doivent être mentionnés dans les caractéristiques de la courbe I-V d'une cellule solaire. Les caractéristiques de cette courbe correspondent au principe de fonctionnement d'une photodiode comme le montre la figure 2.1 [9].

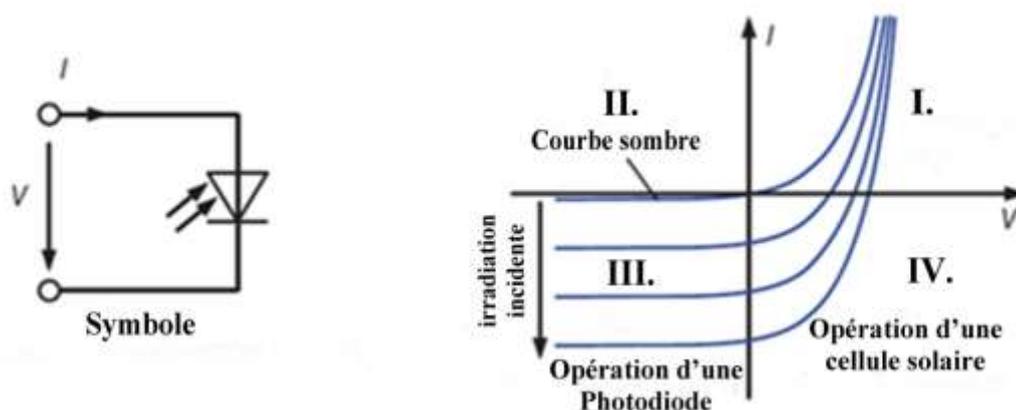


Figure 2.1 : Le symbole et la courbe d'une photodiode.

Tant qu'aucune lumière ne brille sur la photodiode, elle se comporte comme une jonction p-n normal. Avec une tension inverse seulement, un petit courant inverse est généré, qui est appelé courant d'obscurité. Dès que la lumière brille sur la diode un courant photoélectrique qui est indépendant de la tension V est ajouté à la courbe I-V qui caractérise la diode. Ce courant circule dans le sens inverse, est cause le déplacement de la courbe I-V surreprésentée vers le bas. L'utilisation de la photodiode dans le quadrant III est appelée l'opération de photodiode. Étant donné que ses photodiodes sont généralement utilisées avec une tension inverse appliquée dans l'ordre, par exemple, pour servir de détecteurs dans les récepteurs de données optiques.

Dans le quadrant IV, la photodiode est utilisée en tant qu'une cellule solaire avec une tension appliquée positivement, ce qui permet la génération d'un courant négatif.

Cependant, avec la cellule solaire, la tension V est mesurée à la source d'énergie et le courant I circulant à partir de la source d'énergie à la charge est positive (figure 2.2)

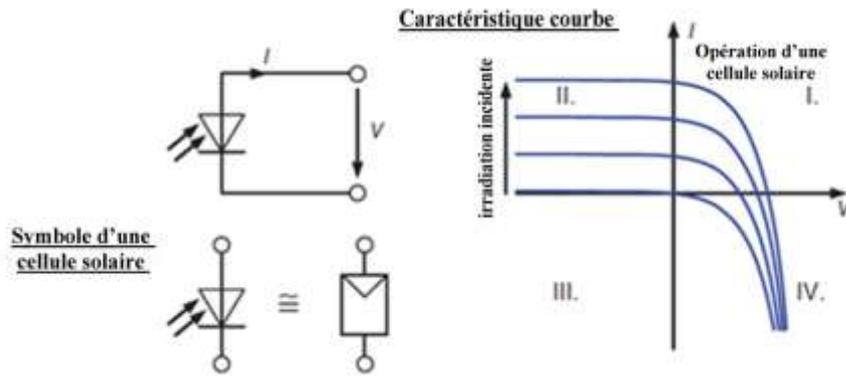


Figure 2.2 les caractéristiques de la courbe d'une cellule solaire.

La génération d'énergie se fait maintenant dans le premier quadrant, et pour cette raison la plupart du temps on représente seulement les caractéristiques de la courbe I-V du premier quadrant de la cellule solaire. Au lieu du symbole de la photodiode, le symbole de la cellule solaire spéciale est devenue standard (voir Figure 2.2)

La courbe qui caractérise la cellule solaire est représentée sur la figure 2.3, y compris le circuit équivalent que nous avons pris connaissance de la photodiode. Nous l'appellerons le circuit équivalent simplifié car il décrit le comportement réel des cellules solaires.

L'équation de la courbe qui caractérise la cellule solaire est :

$$I = I_{PH} - I_D = I_{PH} - I_S \left(e^{\frac{V}{m \cdot V_T}} - 1 \right) \quad (2.1)$$

Où,

I_{PH} : courant généré par la photodiode (photo-courant).

I_S : courant de saturation de la diode.

V_T : tension thermique = kT/q

q : charge d'un électron en coulomb = $1.602 \cdot 10^{-19} C$

k : constant de Boltzmann = $1.380 \cdot 10^{-23} J/K$

T =Température en Kelvin ($T^{\circ}C+273$)

m : le facteur idéal d'une diode et il est souvent entre 1 et 2.

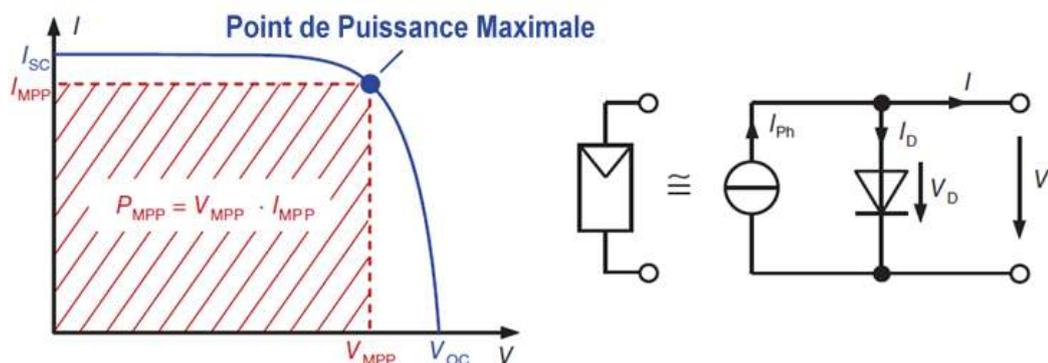


Figure 2.3 : La courbe qui caractérise la cellule solaire et son circuit équivalent.

Nous allons examiner en détails les différents points de la courbe I-V représentée dans la figure 2.3, afin d'en tirer divers paramètres de la cellule solaire.

a) Courant de court-circuit (I_{sc})

Le courant de court-circuit I_{sc} est délivré par les cellules solaires quand elles sont court-circuitées à ses bornes, ainsi que la tension $V=0$.

D'après l'équation 2.1 le courant court-circuit est obtenu comme suit :

$$I_{sc} = I(V = 0) = I_{Ph} - I_S (e^0 - 1) = I_{Ph} \quad (2.2)$$

Nous pouvons ainsi définir :

Le courant de court-circuit I_{sc} est égal au courant généré par la photodiode I_{Ph} .

b) Tension de circuit ouvert (V_{oc})

Le deuxième cas se produit lorsque le courant devient nul ($I=0$). Dans ce cas, la tension qui en résulte est appelée la tension de circuit ouvert V_{oc} .

Afin de déterminer la tension en circuit ouvert nous résolvons l'équation 2.1 pour $I = 0$. Donc :

$$V_{oc} = m \times V_T \times \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_S} + 1 \right) \quad (2.3)$$

Avec de très faibles courants la valeur 1 pour I_{sc} / I_S peut être ignorée de sorte que, l'équation devienne sous une forme simplifiée :

$$V_{oc} = m \times V_T \times \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_S} \right) \quad (2.4)$$

c) Le point de puissance maximale (MPP)

La cellule solaire fournit des capacités différentes selon le point de fonctionnement dans lequel elle est utilisée. Le point où la puissance maximale est prévue, est appelé le point de puissance maximale (MPP). Comme la puissance d'un point de fonctionnement correspond toujours à la surface $V \times I$, cette zone doit être au maximum dans le cas de MPP.

Ce cas est représenté dans la figure 2.3. Où les valeurs du courant et de la tension associées au MPP sont appelés I_{MPP} et V_{MPP} .

$$P_{MPP} = V_{MPP} \times I_{MPP} \quad (2.5)$$

d) Facteur de forme (FF)

Le facteur de forme ou le facteur de remplissage (FF), décrit la relation de la puissance au MPP et le produit de la tension en circuit ouvert et le courant de court-circuit (voir Figure 2.4). Le facteur de forme nous indique la taille de la zone sous le point MPP par rapport à la zone $V_{oc} \times I_{sc}$:

$$FF = \frac{V_{MPP} \times I_{MPP}}{V_{oc} \times I_{sc}} = \frac{P_{MPP}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (2.6)$$

Le facteur de forme est une mesure qualitative d'une cellule solaire. Les valeurs typiques pour les cellules de silicium se situent entre 0.75 à 0.85 et dans les cellules en couches minces, ils sont entre 0.6 à 0.75.

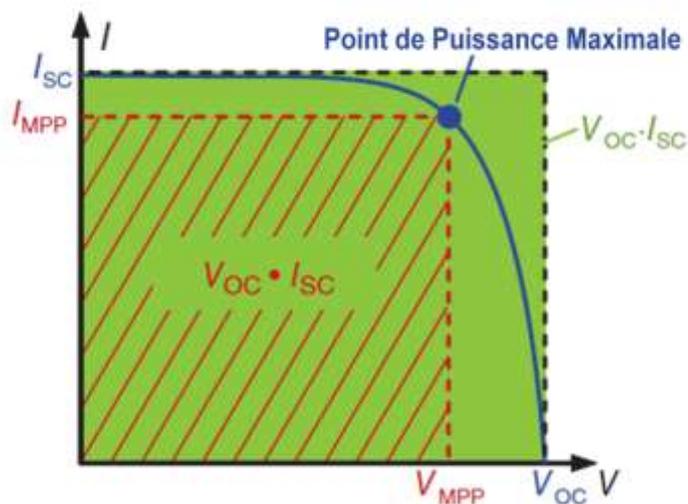


Figure 2.4 : Le facteur de forme

e) Rendement de la conversion (η)

C'est la grandeur la plus importante dans l'étude d'une cellule solaire. Il donne le rapport entre la puissance électrique optimale délivrée et la puissance solaire reçue par la cellule à une température donnée. Il est définie par :

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{Opt}} = \frac{P_{MPP}}{E \times A} = \frac{FF \times V_{oc} \times I_{sc}}{E \times A} \quad (2.7)$$

Où,

A : La surface de la cellule solaire.

E : Rayonnement solaire.

Le rendement des modules en fonction des différentes technologies fait apparaitre des écarts importants qui sont décrits dans le tableau suivant :

Technologie	Rendement typique
Mono-crystalline Silicon	12.5-15%
Poly-crystalline Silicon	11-14%
Copper Indium Gallium Selenide (CIGS)	10-13%
Cadmium Telluride (CdTe)	9-12%
Amorphous Silicon (a-Si)	5-7%

Tableau 2.1 : Rendement des modules en fonction des différentes technologies [1].

2.3 L'effet de la température sur l'efficacité d'une cellule PV

Les panneaux solaires fonctionnent mieux dans certaines conditions météorologiques, mais puisque le temps est en constante évolution et que les ingénieurs installent ses panneaux solaires dans le monde entier et dans différentes conditions climatiques. La plupart de ses panneaux ne fonctionne pas dans des conditions idéales, ce qui est important pour nous de comprendre comment ses panneaux réagissent à différentes conditions météorologiques. Avec cette connaissance, nous pouvons concevoir des moyens d'améliorer l'efficacité de ses panneaux PV afin de les faire fonctionner dans des conditions non-opérationnels.

Par conséquent, il est important de connaître la température du panneau photovoltaïque afin de prédire sa puissance de sortie. Il est également important de connaître le type du matérielle utilisé pour la construction de ses panneaux photovoltaïques. Etant donné que la variation de température dépend aussi de la nature du matérielle.

Avec une augmentation de la température, le courant de court-circuit de la cellule augmente, alors que la tension en circuit ouvert diminue. Cependant, une augmentation de 1°C de la température dans la cellule, diminue la tension des modules photovoltaïques ; d'autre part, l'augmentation de la température de 1°C augmente le courant. Ainsi, pour chaque hausse de 1°C dans la température de fonctionnement par rapport à la température de référence, la puissance de la cellule de silicium baisse de 0,5 pourcent [10].

2.4 Description électrique d'une cellule photovoltaïque

2.4.1 Le modèle idéal [11-12]

La façon la plus simple de représenter la cellule solaire est le modèle à diode unique. Il se compose d'une source de courant en parallèle à une diode. Les paramètres requis sont : Le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension en circuit ouvert (V_{oc}). Le modèle de circuit équivalent est représenté sur la figure 2.5.

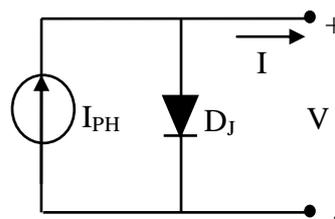


Figure 2.5 : Le modèle idéal.

L'équation caractéristique de la courbe I-V d'une cellule photovoltaïque idéal est donnée comme suit :

$$I = I_{PH} - I_S \left[\exp\left(\frac{q}{k \times T \times m}\right) - 1 \right] \quad (2.8)$$

2.4.2 Le modèle à diode unique [12-13]

Dans un modèle de diode unique, il y a une source de courant en parallèle à une diode. Cette source représente le courant généré grâce à la lumière, et qui varie linéairement avec le rayonnement solaire. Ceci est le modèle le plus simple et le plus utilisé car il offre un bon compromis entre la simplicité et la précision. Figure ci-dessous montre le circuit d'un modèle à diode unique.

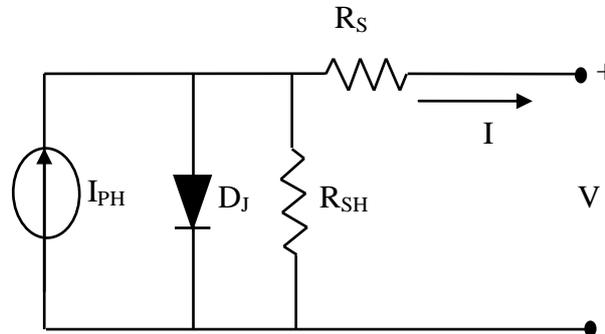


Figure 2.6 : Le modèle à diode unique.

L'équation qui décrit les caractéristiques de la courbe I-V est donnée comme suit :

$$I = I_{PH} - I_S \left[\exp\left(\frac{q}{k \times T \times m} (V + (I \times R_S))\right) - 1 \right] - \frac{V + (I \times R_S)}{R_{SH}} \quad (2.9)$$

Où,

R_S = Résistance en série

R_{SH} = Résistance en shunt

2.4.3 Le modèle à double diodes [12-13]

Dans ce modèle, une diode supplémentaire est fixée en parallèle au circuit de modèle à diode unique. Cette diode est incluse pour fournir une courbe I-V qui a des caractéristiques encore plus précise, et qui tient compte les faibles valeurs du courant dans la région d'appauvrissement du semi-conducteur. Figure ci-dessous montre le modèle à double diodes.

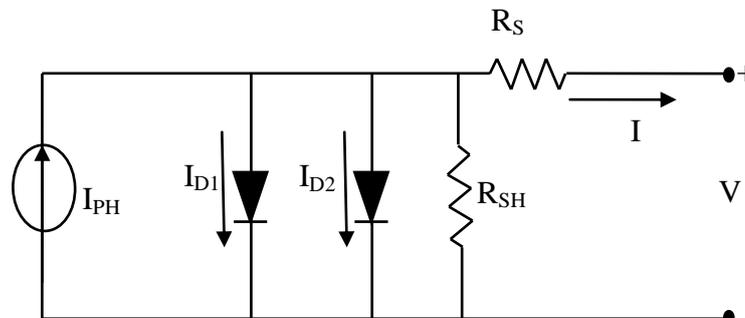


Figure 2.7 : Modèle à double diodes.

L'ajout de cette diode conduit à la complexité. Tous les paramètres doivent être estimés et nécessite donc grand temps de calcul, même si une plus grande précision peut être obtenu par ce modèle.

L'équation caractéristique pour le modèle à double diodes est donnée comme suit :

$$I = I_{PH} - I_{S1} \left[\exp\left(\frac{q}{k \times T}(V + I \cdot R_S)\right) - 1 \right] - I_{S2} \left[\exp\left(\frac{q}{k \times T \times m}(V + I \cdot R_S)\right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_S}{R_{SH}} \quad (2.10)$$

Où,

I_{S1} : Le courant de saturation dû à la diffusion.

I_{S2} : Le courant de saturation dû à la recombinaison de la charge dans la couche d'espace.

2.5 Description électrique de module et panneau photovoltaïque [12]

D'une manière générale, la puissance de sortie d'une cellule photovoltaïque typique est inférieure à 2W sous une tension de sortie à 0.5V. Par conséquent, les cellules photovoltaïques sont reliées en série et/ou en parallèles dans un module pour produire suffisamment une tension et une puissance de sortie élevée. Pour installations photovoltaïques, un générateur photovoltaïque est un groupe de plusieurs modules photovoltaïques qui sont connectées électriquement en série et/ou en parallèles pour générer le courant et la tension requise. Le circuit équivalent pour le module photovoltaïque disposé de cellules PV connectées en séries N_s et d'autres connectées en parallèles N_p et il est donc représenté sur la figure 2.8.a.

L'équation du courant à la sortie est la suivante :

$$I = N_p I_{PH} - N_p I_S \left[\exp\left(\frac{q}{k \times T \times m} \left(\frac{V}{N_s} + I \frac{R_S}{N_p} \right) \right) - 1 \right] - \frac{\frac{N_p}{N_s} V + I \cdot R_S}{R_{SH}} \quad (2.11)$$

Où,

N_p : c'est le nombre de cellule photovoltaïque en parallèles.

N_s : c'est le nombre de cellule photovoltaïque en séries.

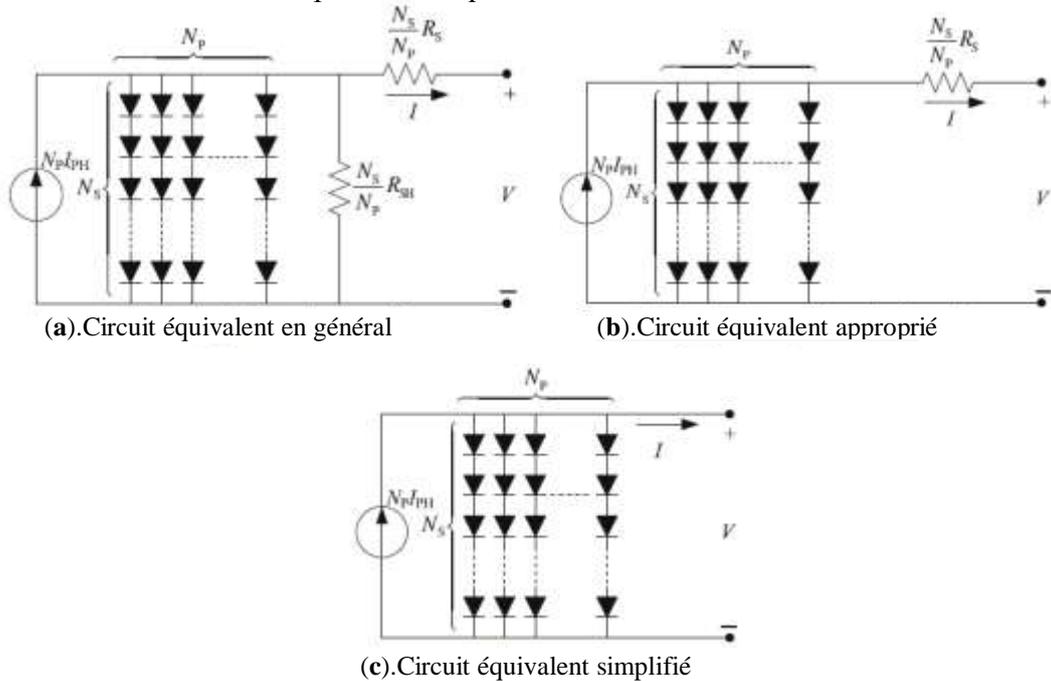


Figure 2.8 : Les différents modèles de module solaire.

En fait, le rendement photovoltaïque est sensible à la faible variation de R_S mais insensible à la variation de la R_{SH} . Dans un module ou un panneau photovoltaïque, la résistance en série est apparemment importante et la résistance en shunt tend vers l'infini, ce qui est supposé un circuit ouvert. Un circuit équivalent approprié pour toutes les cellules photovoltaïques, module, et le panneau PV est généralisé et exprimé dans la Figure 2.8.b. On peut montrer que $N_S = N_P = 1$ pour une cellule photovoltaïque. Puis l'équation (2.11) peut être réécrite comme suit:

$$I = N_P I_{PH} - N_P I_S \left[\exp \left(\frac{q}{k \times T \times A} \left(\frac{V}{N_S} + I \frac{R_S}{N_P} \right) \right) - 1 \right] \quad (2.12)$$

Le modèle le plus simplifié est représenté dans Figure 2.8.c. Le circuit équivalent est décrit par l'équation suivante :

$$I = N_P I_{PH} - N_P I_S \left[\exp \left(\frac{q \times V}{N_S \times k \times T \times A} \right) - 1 \right] \quad (2.13)$$

Note : Tous les autres paramètres sont expliqués avant.

Habituellement les modules commercialisés (ou les panneaux) sont généralement constitués de 60 à 72 cellules par module. Les cellules aux cristallin de silicium peut produire environ 0,5 V chacunes, indépendamment de la taille de la cellule. Par conséquent, un module de 72 cellules génère environ 36V. Les modules sont alors connectés en série et/ou en parallèle pour former un panneau, pour générer le courant, la tension et la puissance nécessaires. Le panneau PV est alors relié à un onduleur pour convertir le courant continu en courant alternatif pour correspondre à l'exigence de l'utilité.

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation.

a) Association en série

En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste la même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série [14].

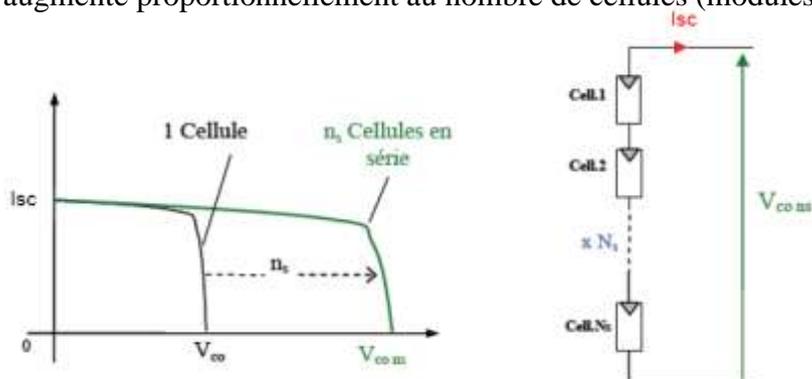


Figure 2.9 : Cellules identiques en série.

b) Association en parallèle

En additionnant les modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche [14]

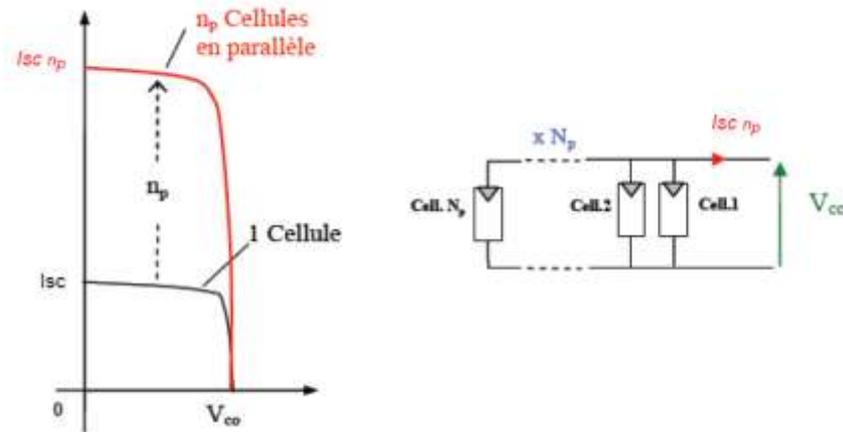


Figure 2.10 : Cellules identiques en parallèle

2.6 Les types des systèmes photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques peuvent être très simples, il suffit d'un module PV et de la charge, comme dans l'alimentation directe d'un moteur de pompe à eau, ou plus complexe, comme dans un système pour alimenter une maison. Tandis qu'une pompe à eau ne peut avoir besoin que du soleil qui brille pour fonctionner, alors que le système de la maison devra fonctionner jour et nuit [15]. En fonction de la configuration du système, on peut distinguer deux types principaux : Autonome (Stand Alone) et raccordé au réseau ou non autonome (On-Grid). Dans les deux cas, les principes et les éléments du système PV restent les mêmes.

2.6.1 Systèmes PV Autonomes (Stand-Alone) [16]

a) Système autonome à couplage direct

Les Systèmes autonomes photovoltaïques sont conçus pour fonctionner indépendamment du réseau de distribution d'électricité, et sont généralement conçus et dimensionnés pour alimenter certaines charges électriques DC et /ou AC. Le type le plus simple de l'installation photovoltaïque autonome est un système à couplage direct, où la sortie du courant continu d'un module photovoltaïque est directement connectée à une charge à courant continu (Figure 2.11).

Dans les systèmes à couplage direct, la charge ne fonctionne que pendant les heures où le soleil brille. Les applications courantes pour ce type de système sont tels que les ventilateurs, les pompes à eau et les petites pompes à eau dans les systèmes de chauffage solaires thermiques.

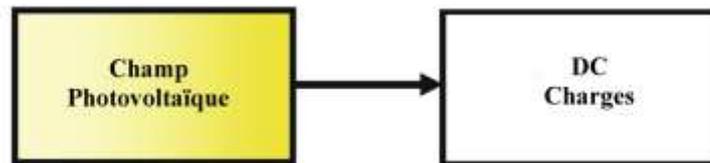


Figure 2.11 : Système autonome à couplage direct.

b) Système autonome avec batteries de stockages

Dans les applications photovoltaïques autonomes, l'énergie électrique est nécessaire pendant la nuit ou les heures d'obscurité. Ainsi, le stockage doit être ajouté au système. En général, les batteries sont utilisées pour le stockage d'énergie. Plusieurs types de batteries peuvent être utilisés, tels que plomb-acide, nickel-cadmium, le bromure de lithium et de zinc, le chlorure de zinc, le sulfure de sodium, le nickel-hydrogène, et le vanadium redox. L'onduleur utilise un générateur de fréquence interne pour obtenir la fréquence de sortie correct. Un contrôleur de charge doit garder la batterie à l'état le plus élevé possible tout en la protégeant de surcharge causé par le générateur photovoltaïque et d'une décharge excessive causé par les charges reliées au système.

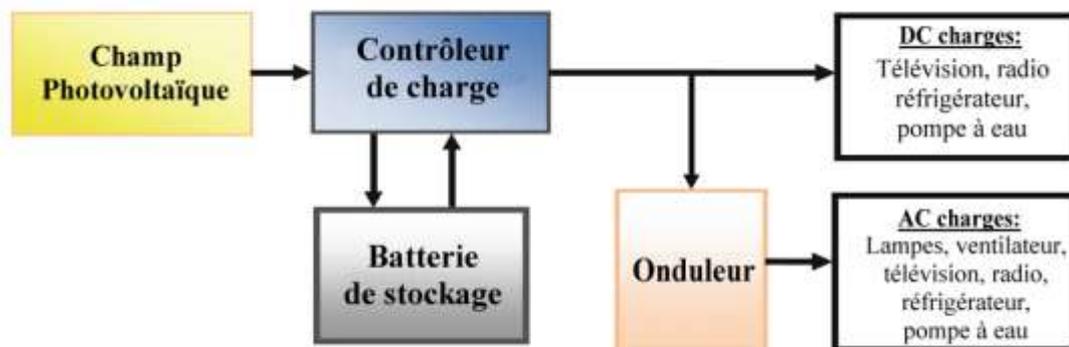


Figure 2.12 : Système autonome avec batteries de stockages.

2.6.2 Systèmes PV non-autonomes (On-Grid) [16]

Les systèmes photovoltaïques non-autonomes ou connectés au réseau offrent la possibilité de générer des quantités importantes d'énergie de haute qualité à proximité du point de consommation, en évitant les pertes de transmission et de distribution. Ces systèmes fonctionnent en parallèle avec les réseaux électriques existants, ce qui permet l'échange d'électricité entre le système PV et le réseau électrique.

a) Système non-autonome décentralisé

Dans ces systèmes, le stockage d'énergie n'est pas nécessaire parce que durant les jours ensoleillés le rayonnement solaire peut fournir l'énergie nécessaire ou plus pour alimentées les maisons ou le système désiré. Et s'il y a un surplus d'énergie, elle peut être injectée dans le réseau (Figure 2.13). Dans ce cas, l'onduleur doit intégrer harmonieusement avec l'énergie fourni par le réseau électrique (tension et fréquence). Au cours de la nuit ou durant les jours où la puissance PV est insuffisante, le réseau électrique peut être utilisé comme un système de stockage pour alimentés les maisons.

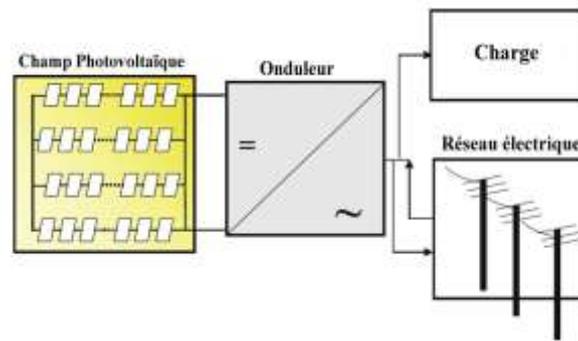


Figure 2.13 Système non-autonome décentralisé.

b) Système non-autonome centralisé

C'est une station centrale photovoltaïque et elle est installée pour des systèmes avec une puissance allant jusqu'au MW. Avec cette centrale, nous pouvons obtenir un réseau à moyenne tension ou à haute tension (Figure 2.14).

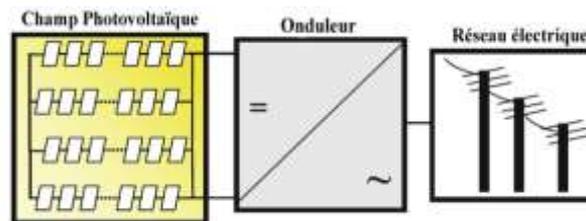


Figure 2.14 : Centrale photovoltaïque.

2.7 Le système photovoltaïque raccordé au réseau et ses défauts

Les défauts des systèmes PV peuvent être caractérisés comme des pertes de puissances permanentes. Avant de développer un système d'identification de ces défauts, nous présentons tout d'abord les différents composants d'un système PV raccordé au réseau et les défauts associés à ces composants.

2.7.1 Le system PV connecté au réseau

Avec la sortie ressentie du décret ministériel (du 23 Avril 2014) [17], qui fixe les tarifs d'achat de l'électricité produite à bases de filière solaire photovoltaïque et qui est injectée dans le réseau. Les producteurs de l'installation photovoltaïque cherchent à maximiser leur profit en injectant le maximum d'énergie produite au réseau. Ce qui fait que le système PV connecté au réseau représente une grande majorité du marché total, nous nous intéressons uniquement à ce type de système.

Le synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau est illustré dans la figure 2.15. Nous le décrivons en considérant les différents composants suivants :

- Générateur PV.
- Convertisseur.
- Câblages et boîte de jonction
- Système de protection.

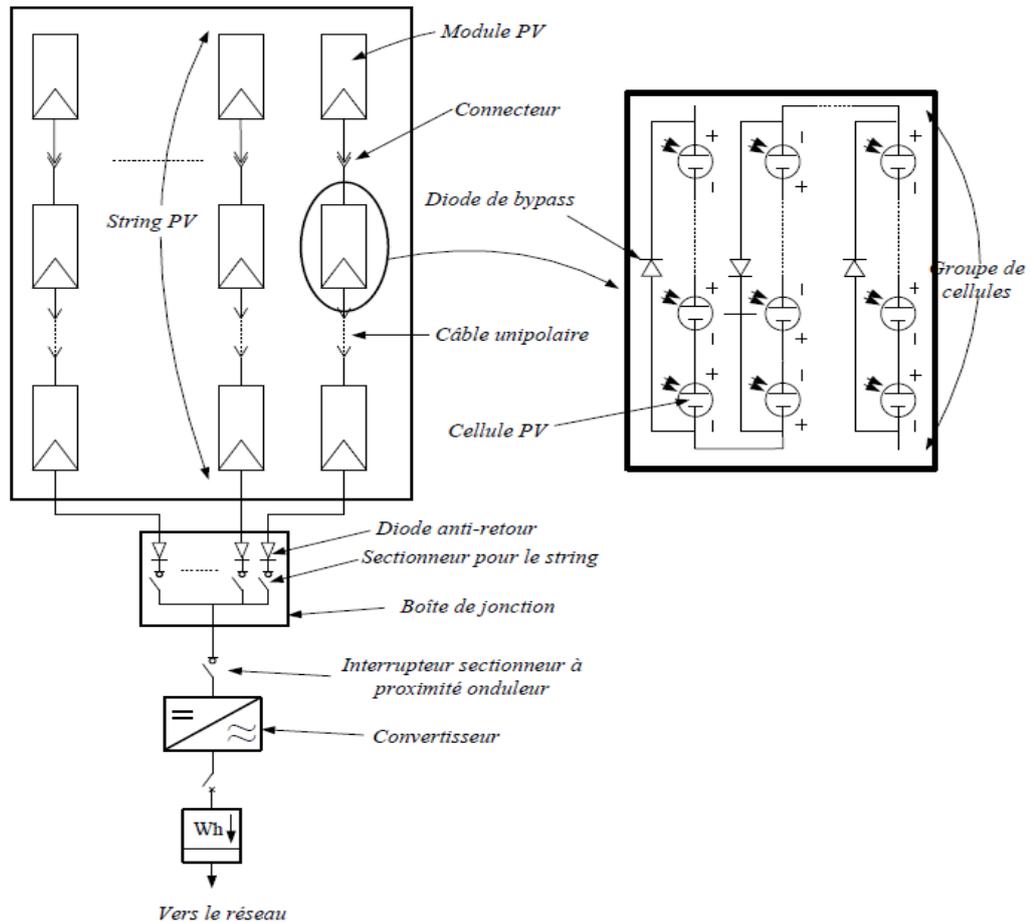


Figure 2.15 : Système PV connecté au réseau et ses composants [18].

a) Générateur PV

Le générateur photovoltaïque est l'unité de production d'énergie électrique sous forme de courant continu. Et il est composé d'un certain nombre de modules PV connectés en série et/ou en parallèle pour obtenir la tension requise. Le composant élémentaire de cette unité qui convertit l'énergie solaire en l'énergie électrique est la cellule photovoltaïque et qui est déjà bien expliqué précédemment.

b) Convertisseur

Comme on la déjà mentionné dans le premier chapitre, le groupe convertisseur a pour rôle d'extraire la puissance maximale du générateur PV et la convertir en puissance alternative avant de l'injecter dans le réseau. Pour accomplir ce rôle, ce groupe de convertisseurs est composé d'un étage de hacheur suivi par un étage d'onduleur comme on peut le voir dans figure 2.16 [18].

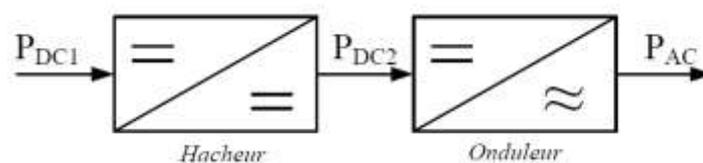


Figure 2.16 : Différents étages du groupe convertisseurs de la chaîne de conversion photovoltaïque.

Actuellement, il existe principalement trois architectures d'onduleur photovoltaïques, donnant de bonnes solutions techniques : l'onduleur central, les hacheurs multiples strings avec un onduleur central et les onduleurs intégrés aux modules [1] [19].

➤ Onduleur central (Central-plant inverter)

Dans les onduleurs centraux, habituellement on utilise un grand onduleur pour convertir la puissance du côté (*DC-DC*) des modules (*PV*) à une puissance (*AC*) sur le côté alternatif.

Dans ce système, les modules de (*PV*) sont en série pour former un panneau, et plusieurs de ces panneaux sont reliés en parallèle au hacheur.

Le schéma bloc d'un tel arrangement est donné par la Figure 2.17

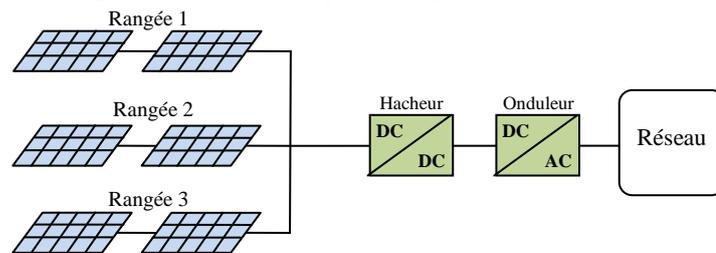


Figure 2.17 : Onduleur central (Central-plant inverter).

➤ Hacheur multiple string avec un onduleur central :

Le schéma du montage est donné par la Figure 2.18. Dans le multiple-string du convertisseur (*DC-DC*), chaque hacheur survolteur possède un transformateur qui assure l'isolation galvanique et un lien de conversion commun (*DC-AC*).

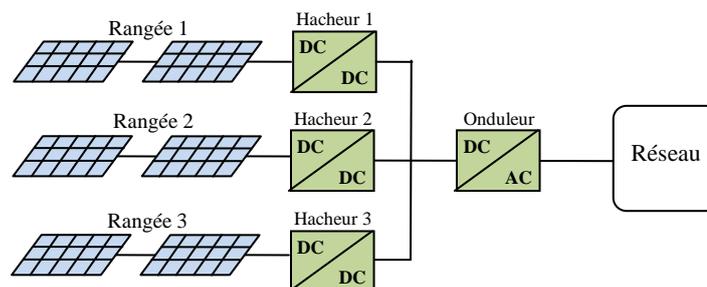


Figure 2.18 : Hacheur multiple string avec un onduleur central.

➤ Onduleur Multiple-string

La Figure 2.19 montre le schéma fonctionnel d'un système de conversion de multiple convertisseur (multiple-string). Il se comporte d'un ensemble de modules reliés en série du côté (*DC*), et la conversion individuelle de la puissance de (*DC*) en (*AC*) est assurée par un petit onduleur.

Beaucoup de tels onduleurs sont reliés en parallèle du côté (*AC*). Cet arrangement n'est pas affecté en ombrageant des panneaux. Il n'est pas aussi sérieusement affecté par l'échec de l'ondeur.

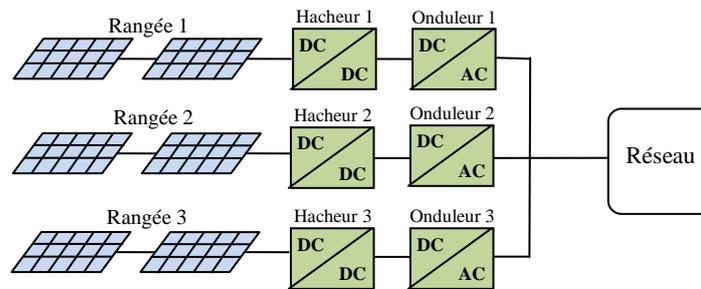


Figure 2.19 : Onduleur multiple string.

c) Câblages et boîte de jonction

La mise en séries et/ou en parallèles de plusieurs modules pour constituer un string (branche) ou un champ PV est assurée par des câbles. Pour minimiser les risques de défaut à la terre ou de court-circuit après l'installation, l'utilisation de câbles à simple conducteur avec double isolation est fortement recommandée.

Des connecteurs débranchables peuvent être utilisés pour simplifier la procédure d'installation. Ces connecteurs renforcent la protection contre les risques de choc électrique. Si le système PV est constitué de plusieurs strings, une boîte de jonction permet leur mise en parallèle. La boîte de jonction peut contenir des éléments de protection tels que des fusibles, des interrupteurs et des sectionneurs [18].

d) Système de protection

Comme pour les autres centrales électriques, il existe plusieurs sortes de protection pour une installation photovoltaïque : protection des intervenants, protection contre la foudre, protection du générateur PV.

➤ Diode de Bypass

Les cellules dans un module sont associées en plusieurs groupes. Chaque groupe est ensuite connecté en antiparallèle avec une diode, appelée diode de bypass ou diode de dérivation. Cette diode sert à protéger les cellules contre leur fonctionnement dans le régime inverse.

➤ Diode anti-retour

La tension produite par chaque string peut être différente. Lors de la mise en parallèle de ces strings pour former un champ, le string avec la tension la plus faible peut absorber un courant inverse provenant des autres strings. Cela conduit donc à une baisse de production et les modules du string traversés par le courant inverse pourraient être également susceptibles de la défaillance. Pour éviter ces courants inverses, une diode anti-retour est placée au bout de chaque string [18].

L'utilisation de la diode anti-retour introduit pourtant une perte dans la production du fait de la chute de tension causée par cette diode pendant le fonctionnement normal du champ PV. De plus, ces diodes peuvent se mettre en défaut et demandent par conséquent un contrôle régulier.

Un fusible est parfois utilisé à la place de la diode anti-retour. Par contre, l'utilisation du fusible ne permet pas de protéger le string contre le courant inverse. Le fusible doit être dimensionné afin que les composants du string (module, câble, connecteur) puissent supporter l'intensité du courant inverse lorsque ce dernier existe.

2.7.2 Les défauts engendrés dans un system PV connecté au réseau [18]

Au cours de son fonctionnement, une installation PV peut être éventuellement soumise à différents défauts et conditions de fonctionnement anormales. Les défauts et les anomalies ont été identifiés et classés selon les différents composants du système photovoltaïque. On peut distinguer quatre principaux défauts :

- Défauts dans le générateur PV
- Défauts dans le système de conversion
- Défauts dans la boîte de jonction
- Défauts dans le câblage et la connectique
- Défauts dans le système de protection

2.8 Conclusion

Comme le domaine du photovoltaïque est vaste et complexe, on s'est contenté d'un bref sommaire sur ce phénomène et son champ d'application. Par contre l'objectif de ce chapitre est orienté vers les caractéristiques I-V des cellules photovoltaïques et leurs paramètres les plus usuels. Certains parmi eux constitueront les jalons de notre étude sur le diagnostic des défauts fréquents dans une installation photovoltaïque et qui seront traités ultérieurement.

3.1 Introduction

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 son indisponibilité. Par exemple, au Royaume-Uni la perte annuelle d'énergie en raison de défauts dans les systèmes photovoltaïques domestiques est estimée jusqu'à 18,9% [21].

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.

3.2 Méthodologie de la surveillance d'un champ PV [22]

L'utilisation d'une meilleure fonction de surveillance pouvant assurer un fonctionnement normal avec un rendement optimal d'un champ PV. Cette fonction est constituée de trois étapes :



Figure 3.1. Méthodologie de la surveillance des défauts d'un champ PV.

- ❖ **La détection des défauts :** Cette étape a pour objectif de détecter le défaut présent dans un champ PV.
- ❖ **La localisation des défauts :** Après la détermination du type de défaut, l'objectif est de localiser les éléments défectueux. Cette partie simplifiera la tâche de maintenance par la suite.
- ❖ **L'identification des causes :** Cette partie a pour objectif d'éviter l'apparition de défauts présents dans un champ PV par l'identification de leurs causes possibles.

3.3 Méthodes de diagnostic d'un générateur PV

On peut distinguer deux grandes catégories de méthodes de diagnostic d'un générateur PV, celles qui sont utilisées dans l'industrie, et celles qui sont utilisées dans la littérature, les deux paragraphes qui suivent donnent une description simple de ces derniers [22].

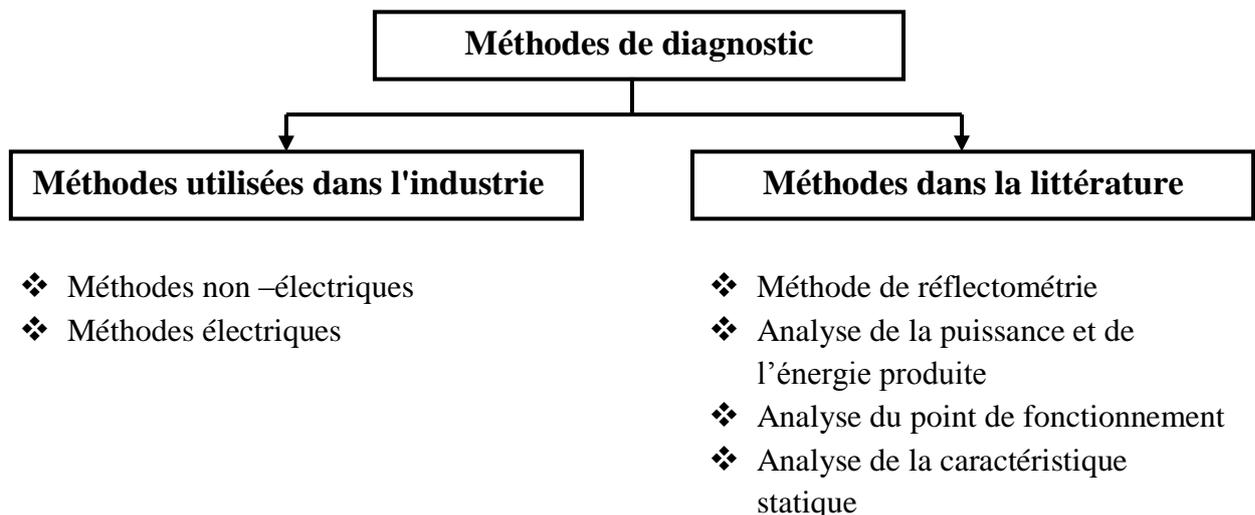


Figure 3.2. Méthodes de diagnostic de défauts d'un générateur PV.

3.3.1 Méthodes de diagnostic utilisées dans l'industrie

On peut distinguer deux catégories de méthodes de diagnostic courantes industrialisées : des méthodes reposant sur l'analyse du courant et de la tension (que nous appellerons méthodes électriques) et des méthodes reposant sur l'analyse d'autres grandeurs que I et V (que nous appellerons méthodes non -électriques) [18].

a) Méthodes non -électriques

Il existe plusieurs méthodes non-électriques, destructives ou non destructives, pour diagnostiquer le défaut au niveau de cellule P V. Le défaut principal qui peut avoir lieu à ce niveau est la fissure de la cellule. On peut citer comme méthodes : les essais mécaniques de flexion, l'imagerie par photoluminescence et électroluminescence, tests de thermographie. Pour le diagnostic des modules PV, la méthode de l'imagerie (caméra thermique) infrarouge est largement appliquée.

Quelques succès de la localisation de défauts utilisant la caméra thermique ont été reportés : courant de fuite dans la cellule, augmentation de la résistance de la connectique entre les cellules, échauffement anormal des cellules, conduction de la diode de by-pass. Cette méthode peut être également appliquée pour les connectiques dans la boîte de jonction, la fonctionnalité de la diode anti-retour [18].

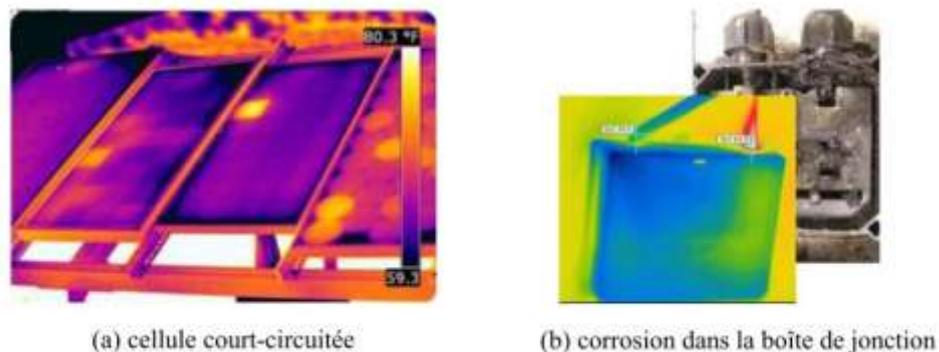


Figure 3.3 : Quelques exemples de la localisation de défauts par la caméra thermique [18].

b) Méthodes électriques

Dans ces méthodes les grandeurs mesurées les plus courantes sont :

- Le courant débité par le générateur PV.
- La tension aux bornes du générateur PV.
- La résistance d'isolement entre les bornes positive et négative du générateur PV.

Il est aussi possible d'ajouter les grandeurs complémentaires que sont la température ambiante du site et l'ensoleillement aux mesures électriques [18].

Les mesures du côté AC sont plus importantes en nombre car directement liées à l'énergie qui sera vendue. Il est courant de relever :

- Le courant AC.
- La tension AC.
- La fréquence.
- L'impédance du réseau vue par l'onduleur.

Des mesures écrites dans les deux paragraphes précédents, il est aisé de déduire :

- La puissance instantanée DC
- La puissance instantanée AC
- L'énergie produite sur différentes périodes (suivant la capacité de stockage des données) côtés DC et AC.

On y ajoute souvent :

- La durée de fonctionnement de l'onduleur
- La date de mise en service
- Le CO₂ non rejeté dans l'atmosphère (économisé)

Les alertes de défaillance du système (principalement les défauts d'isolement).

3.3.2 Méthodes dans la littérature

Les différentes méthodes proposées dans la littérature pour la détection et la localisation des défauts ou l'une des deux fonctions (détection ou localisation), sont les suivantes :

a) Méthode de réflectométrie

La méthode de réflectométrie est une méthode de diagnostic qui consiste à appliquer la transmission d'un signal dans le champ PV à diagnostiquer, puis de mesurer les échos retournés. Le retard et l'amplitude des échos sont utilisés pour obtenir des informations sur la localisation, la caractérisation et éventuellement la prédiction du défaut. Elle a seulement besoin d'un point d'accès, qu'il demande une précision dans leur détermination. Néanmoins, elle est adaptée pour les réseaux de topologie complexes. Aussi, elle peut être intégrée dans les systèmes de contrôle. Cependant, la détection précoce de défauts d'un champ PV nécessite un traitement de données puissant avec un échantillonnage très rapide, ce qui augmente la complexité et le coût du système de diagnostic [22].

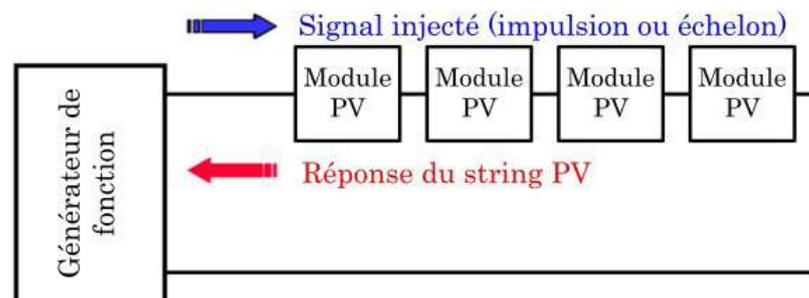


Figure 3.4 : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV [18]

b) Analyse de la puissance et de l'énergie produite

La puissance ou l'énergie mesurée est comparée à celle attendue et lorsqu'une déviation importante a lieu, on considère qu'il y a un défaut.

L'analyse mentionnée consiste à générer des attributs supplémentaires de la chute de la puissance ou de l'énergie produite telles que : la durée, l'amplitude, la fréquence et les instants de la chute. Ces mêmes attributs sont également prédéterminés pour les différents défauts considérés. Lors de leur comparaison, le défaut dont la valeur des attributs considérés est la plus proche de celle déduite des grandeurs mesurées est considéré comme le défaut responsable de la chute [18].

c) Analyse du point de fonctionnement

Outre la comparaison de la puissance ou de l'énergie produite actuelle et celle attendue, la comparaison du point de la puissance maximale actuel (courant et tension correspondant à la puissance maximale) et celui attendu peut apporter plus d'information sur l'état du système PV [23].

La comparaison relationnelle entre ces courants et entre ces tensions donne deux couples de valeur binaire (0 ou 1) [18]. Suivant la combinaison de ces deux couples, la nature des problèmes du champ PV peut être identifiée. Les quatre familles de problèmes sont les suivantes :

- Modules défectueux dans un string.
- String défectueux.
- Famille de défauts non discriminables : ombrage, erreur de MPPT, vieillissement.
- Fausses alarmes.

d) Analyse de la caractéristique statique

La déformation de la caractéristique courant-tension peut être provoquée par le changement de la condition de fonctionnement (ensoleillement ou température) ou par l'apparition d'un ou des défauts dans le système PV. La figure 3.5 montre l'allure de la caractéristique I-V en mode défaillant (en rouge) comparée à celle du mode normal (en bleu).

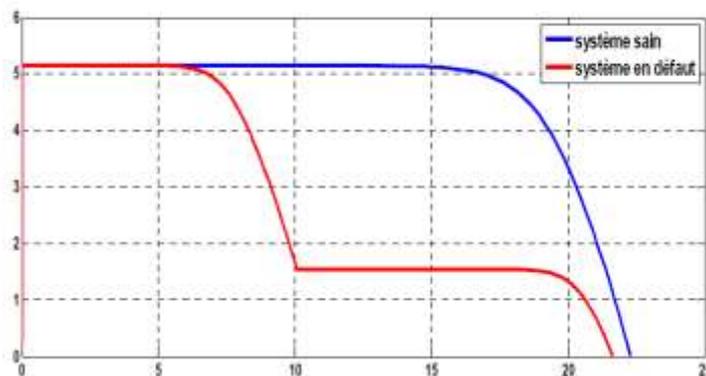


Figure 3.5 : Allure de la caractéristique I -V d'un champ PV en fonctionnement défaillant [18].

En exploitant des informations de la caractéristique I-V du champ PV (en défaut), la détection et la localisation de défauts peuvent être réalisées.

L'analyse de la caractéristique I-V consiste à étudier l'impact des différents défauts (dans la cellule, module, string et champ) sur la performance du champ PV, donc sur la caractéristique I-V elle-même.

3.4 Les défauts les plus fréquents dans une installation photovoltaïque [18]

Les défauts que l'on peut retrouver sur une installation photovoltaïque, surviennent autant lors de sa conception, de son installation, que lors de son exploitation. Ils sont alors responsables d'une baisse voir d'un arrêt total de la production photovoltaïque. Une bonne connaissance des différents défauts possibles permet d'assurer une bonne maintenance du système photovoltaïque.

Les défauts sont classifiés selon la fonction des différents composants constituant l'installation PV.

Sept groupes de défauts ont été formés :

- Défauts dans le générateur photovoltaïque
- Défauts dans la boîte de jonction
- Défauts dans le système de câblage
- Défauts dans le système de protection
- Défauts de l'onduleur
- Défauts dans le système d'acquisition des données

Les tableaux ont été établis en considérant le type du défaut, sa conséquence principale, puis son degré d'impact sur la production du système ou criticité (1 faible, 2 moyen, 3 fort), son occurrence (1 faible, 2 moyenne, 3 forte) ainsi que sa phase d'origine (C : Conception ; I : Installation ; E : Exploitation).

3.4.1 Défauts dans le générateur photovoltaïque

Défaut	Conséquences	Criticité	Occurrence	Origine
Salissure (pollution, sable, neige)	Perte de puissance	3	3	E
Inversion des liaisons de sortie	Module mal câblé, diminution des performances	3	2	I,C
Air marin	Corrosion	3	2	E
Dégradation des modules par vandalisme	Diminution des performances, Non fonctionnement de l'installation	3	2	E
Vol des modules	Non fonctionnement de l'installation	3	2	I,E
Mauvaise orientation et/ou inclinaison des modules	Ombrage, diminution des performances	2	3	C,I
Couple galvanique dû au mélange de matériau de la jonction module/support	Corrosion	2	3	C
Module mal ou pas ventilé	Échauffement	2	2	I,C

Module mal fixé	Déplacement du module, diminution des performances	2	2	I,C
Modules non câblés	Diminution des performances	2	2	I,C
Fissure	Perte d'étanchéité, détérioration des cellules, diminution des performances	3	1	E
Rouille par infiltration d'eau	Perte d'étanchéité, détérioration des cellules	3	1	E
Mauvaise isolation entre modules et onduleur	Court-circuit, destruction du module, incendie	3	1	I,C
Détérioration des joints d'étanchéité	Perte d'étanchéité, détérioration des cellules	3	1	E
Déformation du cadre des modules	Infiltration d'eau	3	1	E
Corrosion du cadre des modules	Perte d'étanchéité, détérioration des cellules	3	1	E
Délaminage	Diminution des performances, échauffement	3	1	E
Foudre	Détérioration des modules	3	1	E
Tempête	Module arraché, cassé	3	1	E
Pénétration de l'humidité	Hotspot, augmentation du courant de fuite, corrosion, perte d'adhérence et d'isolation, diminution de la résistance de CC à la terre	3	1	E
Faiblesse au vent des structures	Module arraché, cassé	3	1	C,I
Foudre sur l'installation	Destruction des modules	3	1	E
Modules de performances différentes	Diminution des performances du champ	1	3	I,C
Sortie par le bas des boîtes de connexions impossible	Mauvais câblage	1	3	C,I
Bouchons de presse-étoupe manquant sur la boîte de connexion	Pénétration d'eau, corrosion des liaisons	1	3	I,C
Boîte de connexion montée à l'envers	Entrée d'eau dans le boîtier par le presse-étoupe	1	3	I,C
Ombre partiel (feuilles d'arbre, déjections)	Hotspot, détérioration de cellules	2	1	E
Dégradation de l'encapsulant à cause des ultraviolets, EVA jaunissant	Absorbe les photons qui n'arrivent plus jusqu'à la cellule, diminution des performances	2	1	E
Augmentation de la résistance série due au cycle thermique	Diminution des performances	2	1	E
Détérioration de la couche anti-reflet	Diminution des performances	2	1	E
Dégradation à cause de la lumière	Diminution des performances, surtension, destruction de diodes	2	1	E
Dégradation à cause de la	Diminution des performances,	2	1	E

chaleur	échauffement, détérioration des joints			
Inclinaison des modules trop faible	Stagnation d'eau, dépôt de terre, prolifération de champignons, problème d'étanchéité	2	1	C,I
Dégradation des interconnexions	Détérioration des joints, diminution des performances, augmentation de la résistance série, de la chaleur	2	1	E
Support mécanique des modules inadéquat ou mal posé	Efforts mécaniques importants sur les modules	2	1	C,I
Mauvaise résistance mécanique des supports des modules	Déformation du support	2	1	C,I
Diffusion du phosphore (dopant) vers la surface	Perte d'adhérence de l'encapsulant	2	1	E
Important courant de fuite	Échauffement	2	1	E
Échauffement des modules par la boîte de connexion	Décollement du Tedlar, diminution des performances	2	1	C,I
Nid d'insectes sur les modules	Diminution des performances	2	1	E
Panneaux inaccessibles	Nettoyage impossible	1	2	C,I
Module produisant moins que prévu	Diminution des performances	1	1	E
Apparition de bulles à la surface des modules	Diminution des performances	1	1	E

3.4.2 Défauts dans la boîte de jonction

Défaut	Conséquences	Criticité	Occurrence	Origine
Absence de parafoudre ou protection foudre inadaptée	Destruction en cas de foudre	3	2	C,I
Presse-étoupe mal serré	Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique	2	3	I
Liaison de mise à la terre non fixée ou sectionnée	Pas de mise à la terre	2	2	I
Boîte de jonction sans presse-étoupe	Pas d'étanchéité, corrosion des contacts, rupture du circuit électrique	2	2	I
Presse-étoupe en caoutchouc	Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique	2	2	C,I
Infiltration d'eau par les vis de fixation	Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique	2	2	I
Boîte de jonction non repérée	Problème pour contrôle et maintenance	1	3	I
Déconnexion des soudures	Arc électrique, incendie, diminution des performances	2	1	E,I
Boîtier infesté d'insectes	Rupture du circuit électrique	2	1	E
Fourreaux non prévus pour usage extérieur	Destruction de la protection	2	1	C

Liaison sans protection	Destruction de la liaison	2	1	C,I
Pénétration de l'eau ou de l'humidité	Corrosion des connexions, des diodes, des bornes, incendie	2	1	I

3.4.3 Défauts dans le système de câblage

Défaut	Conséquences	Criticité	Occurrence	Origine
Mauvais dimensionnement des câbles	Chute de tension >3 %, échauffement	2	3	C
Connexion desserrée ou cassée	Arc électrique, incendie, destruction de la boîte de jonction, destruction des diodes	2	3	I,E
Principe de câblage en goutte d'eau non respecté	Mauvais câblage	2	3	I
Câbles inter module de section trop faible par rapport au presse-étoupe	Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique	2	3	C,I
Bornes rouillées	Faux contacts, circuit ouvert, arc électrique	2	2	E
Câbles non fixés	Boucle de câblage, circuit ouvert	2	2	I
Mauvais câblage	Court-circuit, claquage des diodes anti-retour, destruction des connecteurs (circuit ouvert), aléas de fonctionnement sur disjoncteur	2	2	I
Toron	Boucle électromagnétique	2	2	I
Câbles d'arrivée des sous-champs entamés lors du dénudage	Mauvais câblage, faux contacts, circuit ouvert, arc électrique	2	2	I
Absence de graisse de silicone	Humidité	2	2	I
Câble mal dénudé	Mauvais câblage, faux contacts, circuit ouvert, arc électrique	2	2	I
Câble rongé par des rats	Faux contacts, circuit ouvert, arc électrique	2	2	E
Modification du câblage par l'utilisateur non compétent	Mauvais câblage, faux contacts, circuit ouvert, arc électrique	2	2	E
Boîte de connexion décollée	Connexion des cellules en série endommagée	2	1	E

3.4.4 Défauts dans le système de protection

Défaut	Conséquences	Criticité	Occurrence	Origine
Protections inappropriées ou mal dimensionnées	Court-circuit, hot spot, incendie, arrêt de l'installation	2	2	C
Interrupteur, disjoncteur inapproprié	Arc électrique, incendie, destruction à l'ouverture	3	1	C
Disjoncteur différentiel non conforme à la norme	Non déclenchement, tension entre neutre et terre	3	1	C

Armoire électrique posée à même le sol à l'extérieur	Dysfonctionnement en cas de pluie	3	1	C,I
Parafoudre non connecté à la terre	Pas de protection	3	1	I
Impossibilité de déconnecter les modules par branche	Problème de sécurité	1	3	C,I
Pas de possibilités de sectionnement extérieur au coffret	Problème de sécurité	1	3	C
Mauvaise dissipation de la chaleur des diodes	Échauffement	2	1	C,I
Sous dimensionnement des diodes de bypass	Hot spot, destruction des diodes, échauffement de la boîte de jonction	2	1	C
Absence de protection contre les courants inverses	Hot spot, destruction des diodes, échauffement de la boîte de jonction	2	1	C
Diode mal connectée	Non fonctionnement des diodes, absence de protection contre les courants inverses	2	1	I,E
Inversion de la polarité des diodes au montage	Non fonctionnement des diodes, court-circuit, hot spot	2	1	I,E
Phénomènes de résonance	Non fonctionnement des fusibles et des protections de surtension	2	1	C
Dégradation à cause de la lumière	Non fonctionnement des diodes de bypass	2	1	E
Échauffement des diodes placées dans un endroit mal ventilé	Température de destruction atteinte	2	1	C,I
Vieillessement des disjoncteurs	Non fonctionnement des disjoncteurs	1	1	E

3.4.5 Défauts de l'onduleur

Défaut	Conséquences	Criticité	Occurrence	Origine
Dégradation à cause de la chaleur	Détérioration de l'onduleur, des connexions	3	2	E,C,I
Faux contact	Arrêt de l'onduleur	3	2	I
Surtension	Déconnexion de l'onduleur	3	2	C
Fusible fondu	Arrêt de l'onduleur	3	2	E,C,I
Foudre sur le réseau	Surtension, destruction de l'onduleur	3	2	E
Tension du générateur inférieure à la limite basse de l'onduleur	Déconnexion de l'onduleur	3	2	C
Onduleur sous dimensionné	Destruction de l'onduleur	2	3	C
Bobine des filtres, thyristors, capacités en défaut	Arrêt de l'onduleur	3	1	E,C,I
Problème d'interface avec le réseau	Découplage de l'onduleur	3	1	E
Défaut d'isolement	Détérioration de l'onduleur	3	1	C,I
Surchauffe des onduleurs	Diminution des performances	3	1	E

Onduleur installé dans un lieu non étanche	Panne de l'onduleur	3	1	I,C
Onduleur mal fixé	Chute de l'onduleur	3	1	I
Onduleur surdimensionné	Perte de puissance, diminution des performances	2	1	C
Visserie et bouton de commande oxydés	Réglage impossible	2	1	E
Mauvais choix de la tension nominale d'entrée	Diminution des performances	2	1	C
Pile de sauvegarde HS	Perte de données	1	2	E
Témoins de défaut d'intensité allumé en permanence	Mauvaise information sur l'intensité	1	2	E,I
Onduleur non mis à la terre	Disjoncteur différentiel non actif	1	2	I
Perte de la mémoire (mauvaise manipulation du technicien)	Perte de données	1	1	E
Afficheur de cristaux liquide endommagé ou illisible	Pas d'information sur le fonctionnement	1	1	E

3.4.6 Défauts dans le système d'acquisition des données

Défaut	Conséquences	Criticité	Occurrence	Origine
Coupage de courant	Perte de données	1	3	E
Sonde de température non câblée	Mesure impossible	1	3	I
Sonde d'ensoleillement non câblée	Mesure impossible	1	3	I
Défaut de paramétrage	Enregistrement de fausses données	1	3	I
Mauvais câblage des shunts de mesure	Mesure impossible ou erronée	1	3	I
Afficheur de données mal placé (trop haut)	Données non visibles	1	2	C,I
Carte électronique mal positionnée	Touches inactives, défaut de commande	1	2	I
Non configuré pour l'acquisition des données	Pas de donnée enregistrée	1	2	I
Armoire fermée par le service de maintenance ou présence d'un code	Lecture des données par l'exploitant impossible	1	2	E,I
Bornier de mesures et de sonde de température trop proches	Câblage difficile, risque de court-circuit	1	1	C,I
Acquisition de données vierge	Aucune information enregistrée	1	1	E
Mesure de données non nulles alors que système PV à l'arrêt	Données non fiables	1	1	E

3.5 Choix de l'approche de diagnostic

On analyse les méthodes de diagnostic de défaut dans une installation PV décrites ci-dessus, nous remarquons que chaque méthode a ses avantages et ses inconvénients. Le choix d'une approche pour un système donné dépend des caractéristiques, des connaissances disponibles et du type de défauts à diagnostiquer. Il n'y a pas une distinction nette entre les différentes techniques de diagnostic de défauts, et de leurs domaines d'application. Elles peuvent être souvent utilisées pour se compléter les unes des autres.

Dans ce projet de fin d'études, nous nous intéressons spécifiquement à la détection et la localisation des deux défauts majeurs dans un système PV, c'est-à-dire circuit-ouvert et court-circuit dans les deux convertisseurs statique DC/DC et DC/AC.

3.6 Le transistor à Grille Isolée IGBT

Avant de définir les convertisseurs statiques et leurs défauts, nous donneront un aperçu tout d'abord, sur un élément essentiel de ses convertisseurs, et qui est l'IGBT ou Insulated Gate bipolar Transistor.

C'est un transistor de puissance commandé par une tension appliquée à une électrode appelée grille ou « gate » isolée du circuit de puissance, d'où son nom « Insulated Gate Bipolar Transistor ». Ce composant nécessite des énergies infimes pour faire circuler des courants importants.

C'est aujourd'hui le composant utilisé en interrupteur tout ou rien dans la majorité des convertisseurs de fréquence jusqu'à des puissances élevées (de l'ordre du MW). Ses caractéristiques tension-courant sont similaires à celles des transistors bipolaires, mais ses performances en énergie de commande et fréquence de découpage sont très nettement supérieures à tous les autres semi-conducteurs. Les caractéristiques des IGBT progressent très rapidement et des composantes hautes tensions (> 3 kV) et forts courants (plusieurs centaines d'ampères) sont actuellement disponibles.

Le transistor IGBT possède les caractéristiques principales suivantes :

- ❖ une tension de commande permettant la mise en conduction et le blocage du composant à l'état passant
- ❖ une chute de tension composée d'une tension de seuil et d'une résistance interne,
- ❖ un courant maximum permanent admissible à l'état bloqué, une tension directe maximale admissible ;
- ❖ Les transistors IGBT utilisés en variation de vitesse peuvent fonctionner à des fréquences de quelques dizaines de kilohertz [19].

3.7 Les convertisseurs statiques DC/DC et DC/AC

Les convertisseurs statiques DC/DC et DC/AC sont largement utilisés dans de nombreuses applications de puissance telles que les systèmes photovoltaïques. Leur continuité de service, leur fiabilité et leurs performances sont aujourd'hui des préoccupations majeures. On peut notamment mentionner ici que ces convertisseurs sont particulièrement sensibles aux défauts pouvant survenir au niveau d'un de leurs composants de puissance. Une telle défaillance peut conduire à la perte partielle, voire totale, du contrôle des courants de phase.

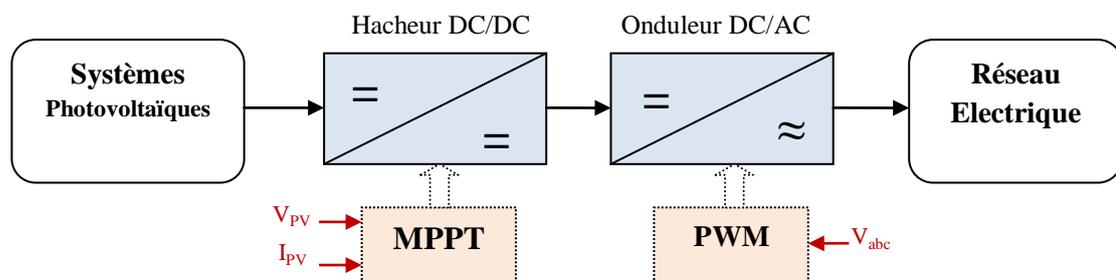


Figure 3.6 : Architecture des convertisseurs statiques d'un système PV connecté au réseau.

La tension fournie par les panneaux photovoltaïques est une tension de type continu pour l'adapter à nous besoin on doit utiliser des convertisseurs. On peut donc distinguer deux sorte de les hacheurs DC-DC et les onduleurs DC-AC

3.7.1 Hacheur DC-DC

Pour la conversion de puissance, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et pour éviter les échauffements excessifs dans les composants électroniques. Pour cette raison toute la conversion de puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et les commutateurs.

Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander. Les MOSFETS (transistors à effet de champ d'oxyde de métal) sont habituellement utilisés à la puissance relativement basse (quelques kW) et les IGBTs (transistors bipolaires à gâchette isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance [21].

On distingue trois familles de convertisseur statique, type hacheur,

- Hacheur élévateur (Boost converter),
- Hacheur abaisseur (Buck converter),
- Hacheur abaisseur-élévateur (Buck-Boost converter).

Dans notre cas nous nous intéressant spécialement à la première famille, hacheur élévateur

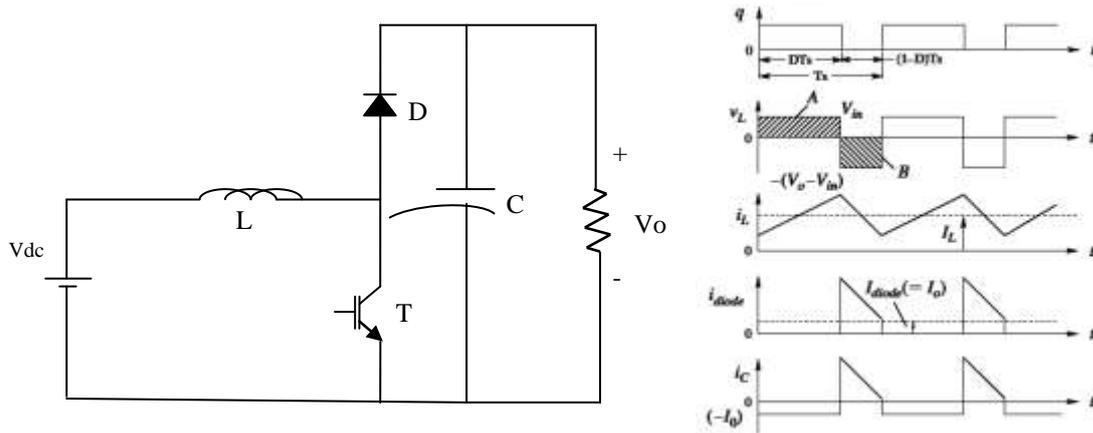


Figure 3.7 : Schéma électrique d'un hacheur élévateur et ses caractéristiques [24]

Ce type d'hacheur comporte cinq composants :

Une DC source, une inductance L, une capacité C, une diode et un IGBT que nous commanderons par un interrupteur (switch, S) qui peut prendre deux états, S=1 et S=0.

Son principe peut être expliqué de la manière suivante :

- Quand l'interrupteur prend 1, l'IGBT est en court-circuit, ce qui fait que le circuit est séparé en deux parties : à gauche, la source charge l'inductance, pendant ce temps, la capacité à droite maintient la tension de sortie utilisant l'énergie précédemment stockée.
- Quand l'interrupteur prend 0, l'IGBT est en circuit ouvert, ce qui fait que la source DC et l'énergie stockée dans l'inductance vont ensemble alimenter le circuit à droite, d'où une augmentation de la tension de sortie.

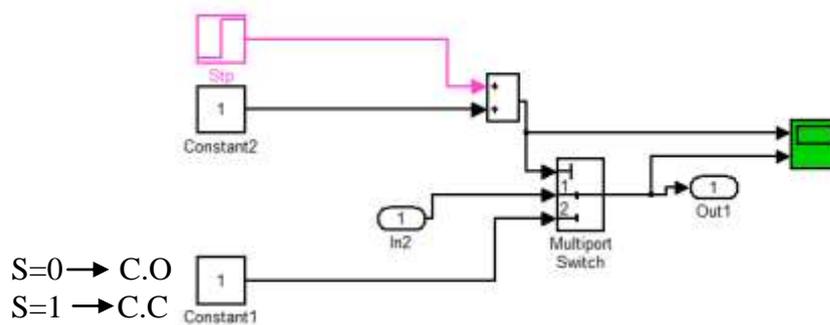


Figure 3.8 : Switch de blocage d'IGBT.

3.7.2 Onduleur DC-AC

C'est un appareil électronique de haute technologie conçu pour répondre à toutes les exigences du réseau, comme la qualité, la sécurité et la fiabilité, et il permet un contrôle parfait du fonctionnement. Il se présente sous la forme d'un boîtier métallique de petite dimension, muni d'un radiateur et doit être placé sur un support vertical (mur par exemple). Il ne met aucun parasite électromagnétique et ne génère quasiment aucun bruit. Afin de limiter les pertes, il doit être placé le plus près possible des panneaux photovoltaïques [20].

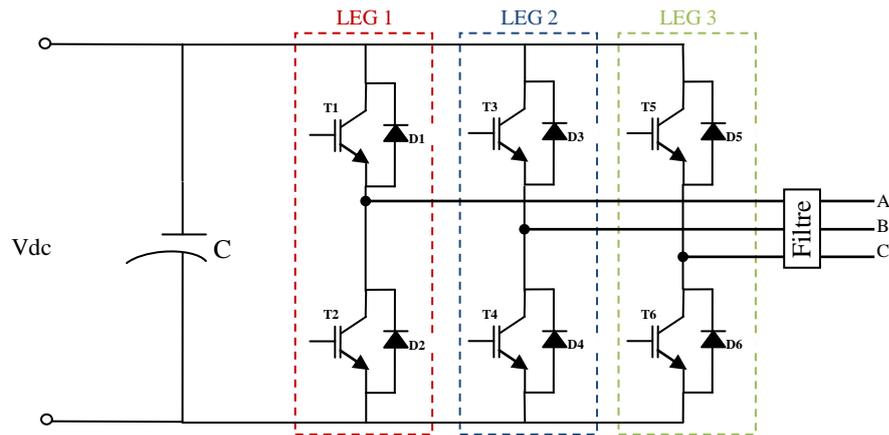


Figure 3.9 : Schéma électrique d'un onduleur DC-AC à base IGBTs.

L'onduleur DC-AC se compose de trois bras (ou LEG), comme illustré dans la figure 3.9, et chaque bras contient deux IGBTs en série. Chaque IGBT est muni d'une diode en antiparallèle.

En pratique, nous commandons les deux semi-conducteurs d'un même bras de façon complémentaire : la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre. En réalité, le mode, où les semi-conducteurs d'un même bras sont tous les deux fermés, n'existe que durant les commutations [9]. Pour la procédure utilisée, c'est la même expliquée pour l'IGBT du hacheur, juste cette fois-ci nous devrions déplacer le switch pour chacun des 6 IGBT de l'onduleur.

3.7.3 Control et commande des convertisseurs statiques

Dans notre modélisation nous avons utilisé la commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) pour le convertisseur boost DC-DC et la commande PWM (Pulse Width Modulation) dans le convertisseur DC-AC.

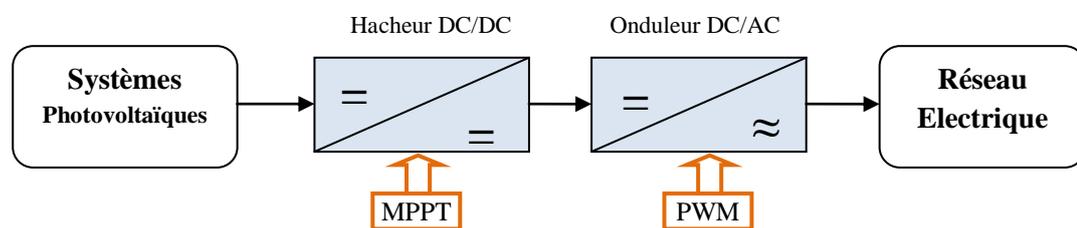


Figure 3.10 : Systèmes de commande des convertisseurs statiques.

a) MPPT

Le hacheur a pour rôle d'extraire la puissance maximale du générateur PV. C'est pourquoi il est muni d'un algorithme de recherche de type MPPT (Maximum Power Point Tracking). Et le rôle de MPPT est de faire fonctionner le générateur PV à ce point MPP (voir figure 2.3)

L'algorithme de recherche MPPT peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisie et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation de rapport cyclique du convertisseur de puissance associé.

Il existe de nombreux algorithmes de MPPT, parmi eux, l'algorithme P&O (Perturb and Observe) est généralement accepté comme l'un des plus simples à implémenter pour une certaine efficacité. L'algorithme P&O a besoin du signal de courant et de tension pour la recherche du point de puissance maximale. Il fait évoluer le courant du champ PV jusqu'à ce que la puissance maximale soit atteinte. Une fois atteinte, le MPPT fait osciller le point de fonctionnement autour de ce point maximal. [18][19]

b) PWM

PWM (Pulse Width Modulation) ou Modulation par Largeur d'Impulsions (MLI) est une stratégie de commande de l'onduleur DC/AC.

La méthode de commande basée sur MLI met en œuvre d'abord un régulateur qui, à partir de l'écart entre la tension et sa référence, détermine la tension de référence de l'onduleur (modulatrice). Cette dernière est ensuite comparée avec un signal en dent de scie à fréquence élevée (porteuse).

La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs. Le schéma de principe de cette méthode est donné sur la Figure 3.11 [25] :

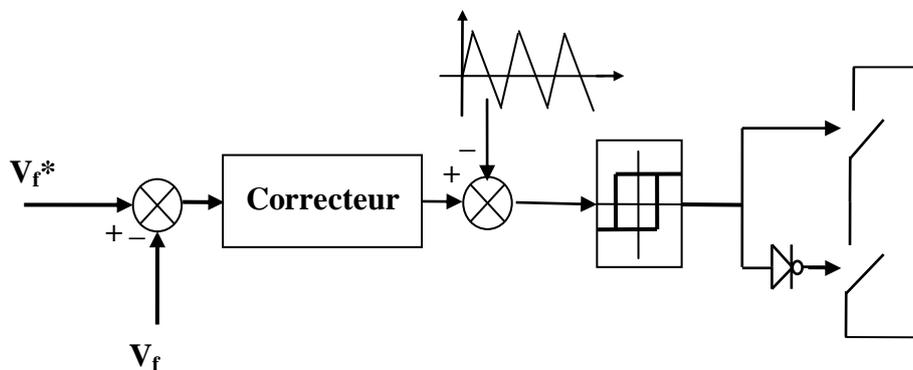


Figure 3.11 : Contrôle de courant par modulation de largeurs d'impulsions [25].

3.8 Conclusion

L'objectif de ce chapitre :

- est de présenter la majorité des défauts et anomalies qui peuvent apparaître dans une installation photovoltaïque, et les méthodes de diagnostic servant à la localisation et la détection de ses défauts.
- est de présenter spécifiquement les deux défauts (Court-Circuit et Circuit-Ouvert) dans les convertisseurs statiques (DC/DC et DC/AC). Et qui est l'objectif de notre travail.

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous indiquerons dans un premier temps les paramètres du système photovoltaïque étudié. Ensuite, la méthodologie de détection et localisation des majeurs défauts dans les convertisseurs statiques, et en parallèle, nous présentons et discutons les résultats issus des simulations numérique avec Matlab/Simulink. Enfin, la dernière partie sera consacrée à proposer une reconfiguration de notre système afin de garantir son fonctionnement malgré une défaillance de type circuit-ouvert ou court-circuit sur l'un des IGBTs dans les convertisseurs statiques.

4.2 Configuration du system PV

Notre système se constitue d'une DC source générée par un générateur photovoltaïque, et d'un hacheur élévateur (Boost-inverter) pour but d'augmenté la tension de sortie du générateur PV et satisfaire les conditions de sorties (Charge et raccordement vers le réseau).

Cette DC énergie doit être convertie en alternative (DC-AC) pour l'adapter au consommateur. Et pour ce faire nous avons utilisé un onduleur à deux niveaux (c'est-à-dire un onduleur à 3 bras et pour chaque bras deux IGBTs).

Nous avons aussi choisis une charge d'ordre général pour représenter le consommateur et une charge résistive-inductive pour représenter le réseau électrique.

Notre travail de recherche se concentre sur les deux convertisseurs statiques DC/DC et DC/AC comme présentés dans la figure 4.1.

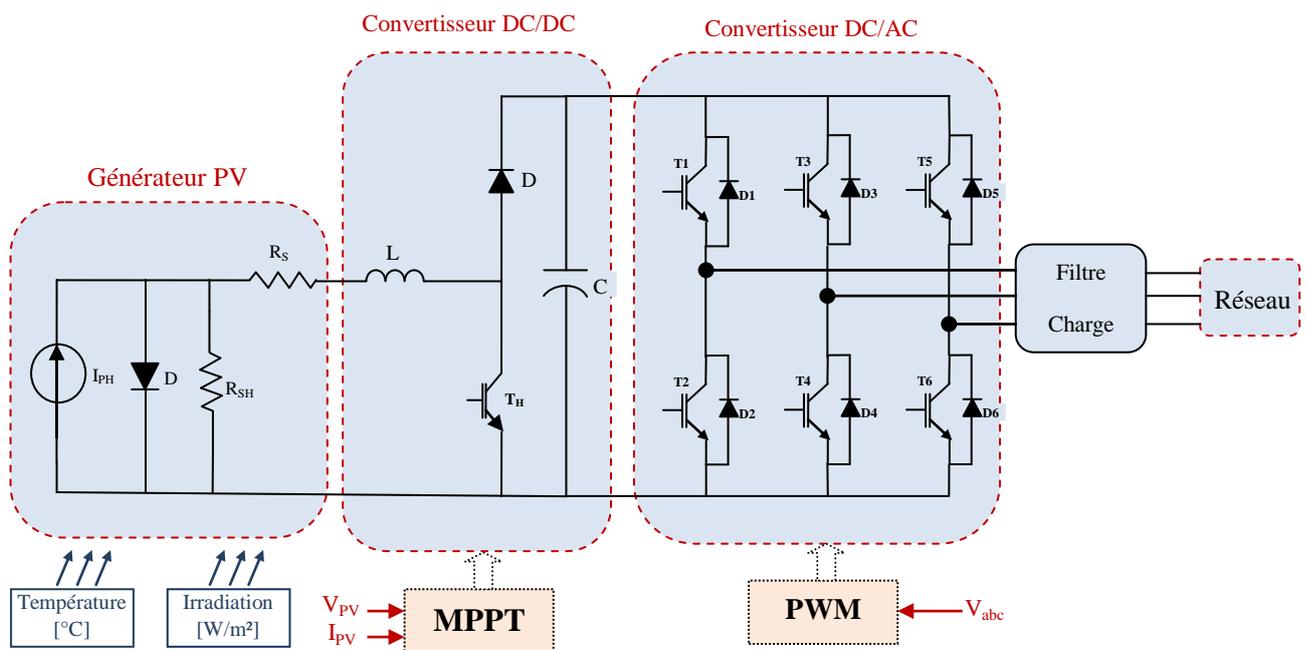


Figure 4.1 : Structure des convertisseurs statiques d'un système PV connecté au réseau.

Pour faire la modélisation et la simulation de notre système PV, et ensuite le diagnostic de certains défauts considérés comme fréquents et importants à détecter et à localiser dans les convertisseurs

statiques, notre choix des différents paramètres électriques du système photovoltaïque étudié sont présentés dans le tableau suivant :

Eléments du système	Paramètres
PV	$T=25^{\circ}\text{C}$, $I_{rr}=400\text{W}/\text{m}^2$, $R=1\Omega$, $C1=2\text{mF}$
Convertisseur DC/DC	$L=10\text{mH}$, $C=2\text{mF}$
Charge	$V_{\text{rms}}=300\text{V}$, $f=50\text{Hz}$, $P=1\text{kW}$
Réseau électrique	$U_{\text{rms}}=25\text{kV}$, $f=50\text{Hz}$
Sampling Time	$T_s=1\mu\text{s}$
Temps de provocation de défaut	$t_p=0.15\text{s}$

Tableau 4.1 : Paramètres du système photovoltaïques étudié.

4.3 Les défauts circuit-ouvert et court-circuit dans les convertisseurs statiques

Les défauts les plus communs dans les convertisseurs statiques sont les défauts de circuit-ouvert et de court-circuit que nous allons éclaircir en détail ci-dessous :

4.3.1 Hypothèse de défaut en circuit-ouvert (C.O)

Lorsqu'un défaut de type circuit-ouvert est apparu dans un IGBT, il correspond à la défaillance en circuit ouvert de l'IGBT pendant que la diode en antiparallèle reste saine et continue à conduire le courant. La réalisation physique d'un défaut circuit-ouvert ce fait par remplacer l'IGBT avec un switch à l'état ouvert, comme illustré dans la figure 4.2.

En effet un IGBT peut être détecté en défaut de circuit ouvert lorsque la commande du l'IGBT est à l'état ouverte ($S=0$)

F_{COH} correspond au défaut circuit-ouvert d'IGBT (T_H) d'hacheur.

F_{CO_n} , correspond au défaut circuit-Ouvert d'IGBT(T_n) d'onduleur, avec $n=1,2,\dots,6$.

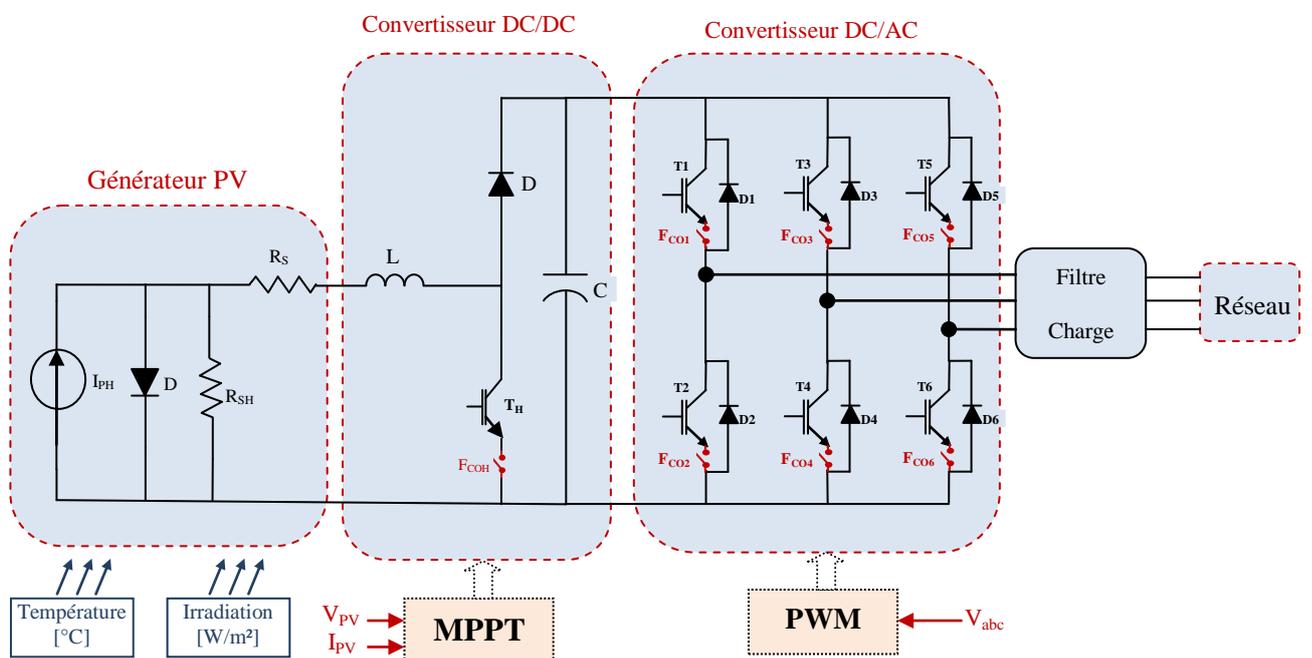


Figure 4.2 : Représentation électrique d'un dysfonctionnement, circuit-ouvert.

La figure 4.3 donne l'allure de la tension (V_{dc}) associée à ce type de défaut sur l'hacheur. Et les figures 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 et 4.8 illustrent les conséquences de ce type de défaut sur les grandeurs électriques (I_{abc}) d'onduleur.

a) Défaut circuit-ouvert dans l'hacheur

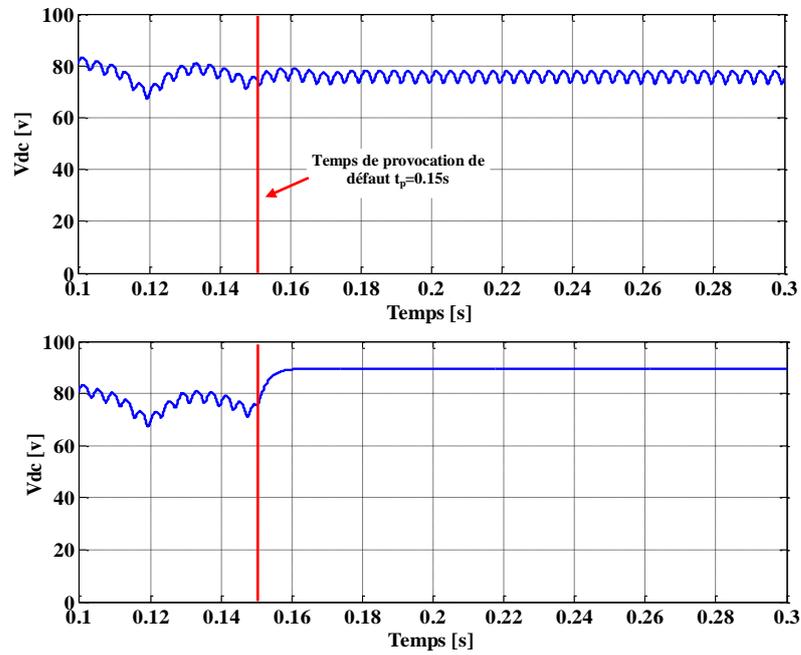
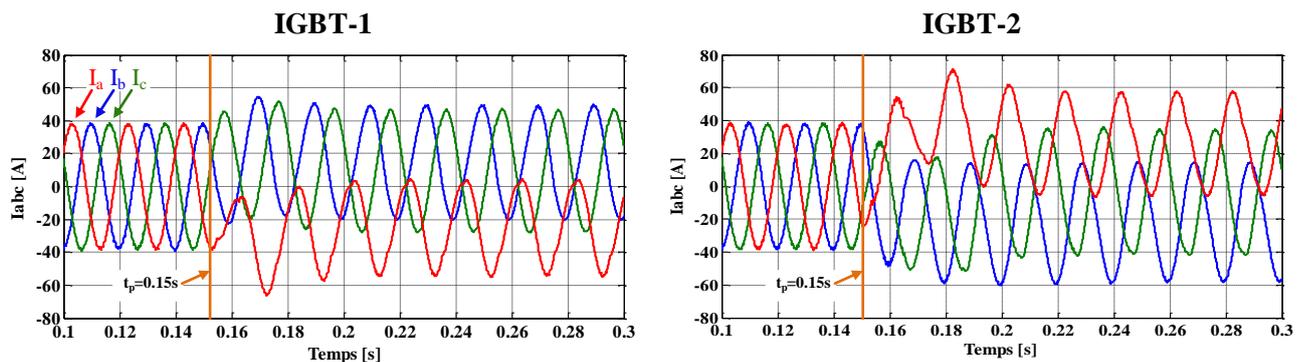


Figure 4.3: Défaut circuit-ouvert dans l'IGBT de l'hacheur. A l'état sain et défaillant.

La figure 4.3 montre les résultats de simulation en régime permanent et en présence de défaut de circuit-ouvert. A l'état sain la tension de l'hacheur V_{dc} est maintenue à sa valeur nominale. A un instant appelé "temps de provocation de défaut" qui es $t_p=0.15$ s dans notre cas, on provoque un défaut de circuit-ouvert (C.O) sur la commande du transistor T_H qui entraîne l'apparition d'une composante continue dans la tension de l'hacheur. Cela est dû aux effets du condensateur.

b) Défaut circuit-ouvert dans l'onduleur



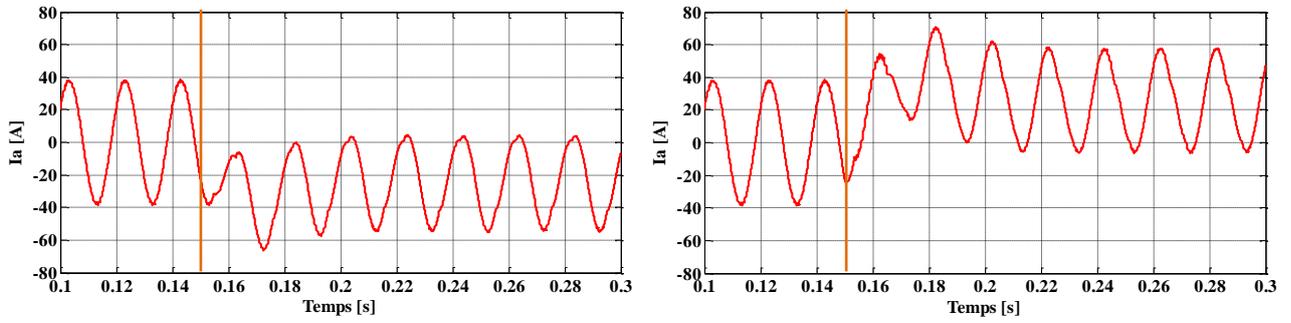


Figure 4.4 : Défaut circuit-ouvert sur les deux IGBTs du Leg1.
IGBT-3 **IGBT-4**

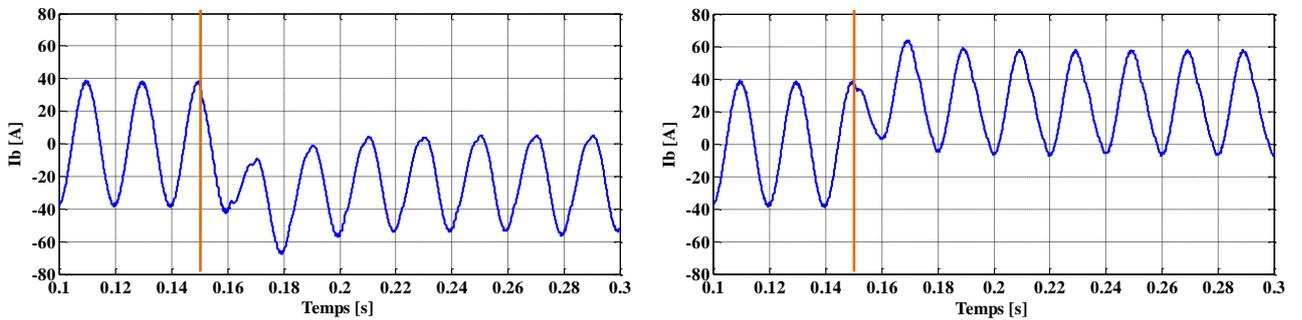
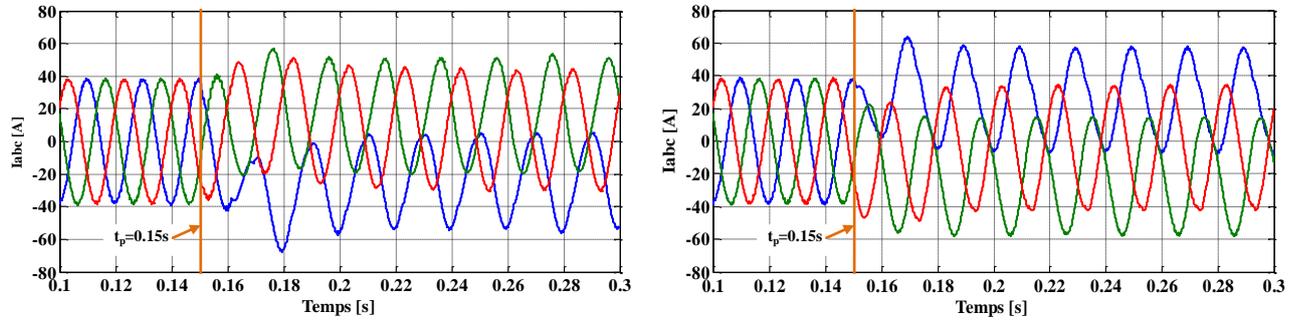


Figure 4.5 : Défaut circuit-ouvert sur les deux IGBTs du Leg2.

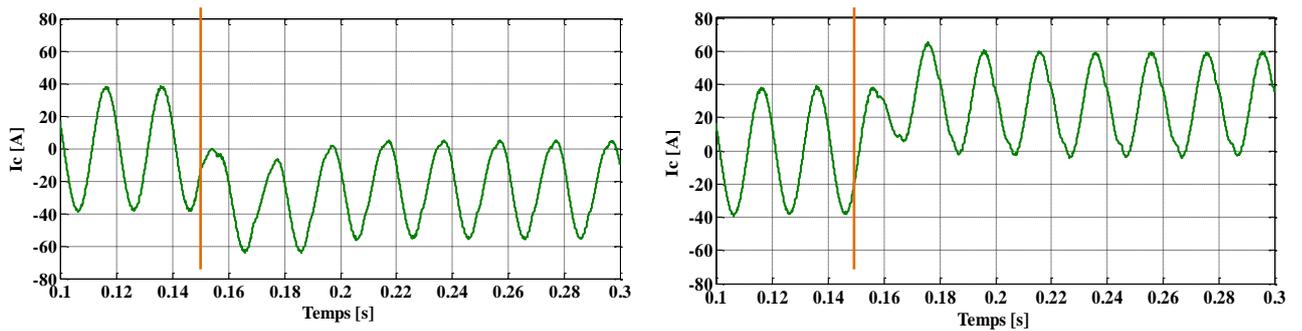
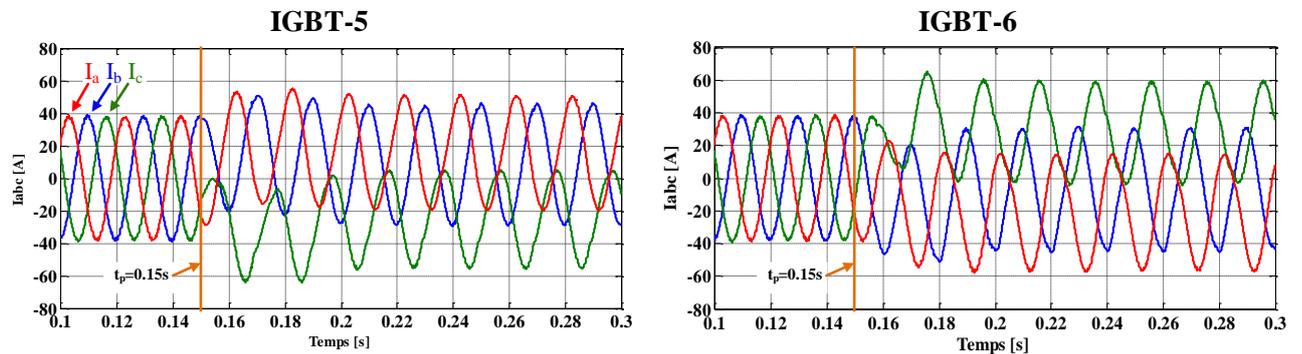


Figure 4.6 : Défaut circuit-ouvert sur les deux IGBTs du Leg3.

Comme le montre les figures 4.4, 4.5, et 4.6, un fonctionnement en mode défectueux à cause d'un défaut circuit-ouvert sur un IGBT va provoquer la perte de l'alternance négative du courant pour l'IGBT du haut dans le Leg concerné et l'alternance positive du courant pour l'IGBT du bas dans le même Leg. D'une autre manière si on n'a une ouverture de l'IGBT T1 par exemple et la diode D1 est conductrice, dans ce cas, l'onduleur fonctionne en mode de conduction unipolaire où l'on perd l'alternance positive du courant. L'amplitude du courant est quasiment le double de sa valeur en fonctionnement normal. Cette augmentation est due à la circulation d'un courant supplémentaire dans un seul sens à travers cette diode D1.

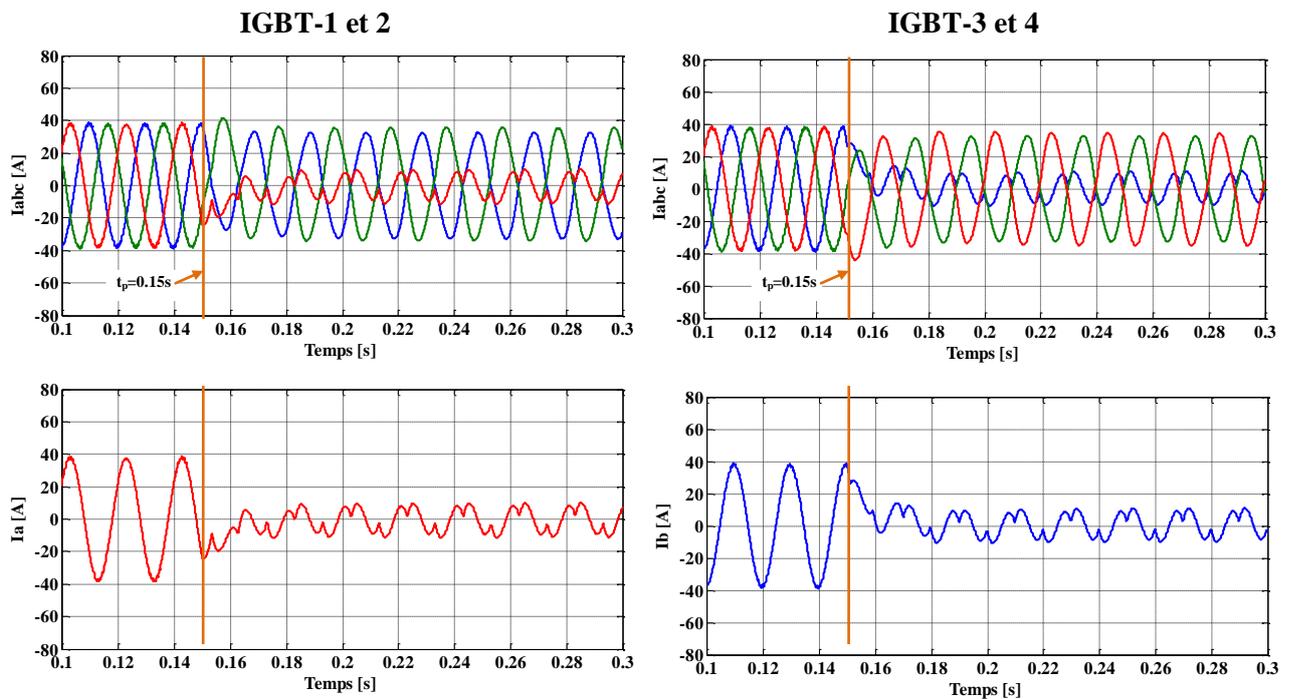


Figure 4.7 : Défaut circuit-ouvert sur l'un des deux Legs 1 ou 2.

Dans le cas où le défaut de circuit-ouvert est apparu sur un Leg (ou bien sur les deux IGBT du même bras) normalement il devra provoquer la suppression du courant de la phase défectueuse. D'une autre manière il devra provoquer la déconnection de la phase ou le défaut est apparu mais dans notre cas, il existe un courant de faible amplitude due au type de charge connecté au système.

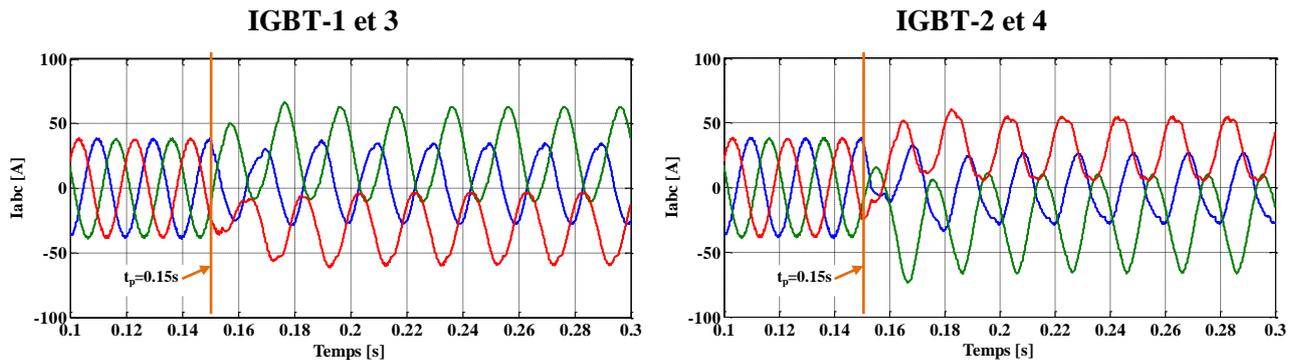


Figure 4.8 : Défaut circuit-ouvert sur les deux IGBTs du Hauts ou du Bas des Leg 1 ou 2.

En cas de défaut circuit-ouvert sur les deux IGBTs du haut ou du bas des Legs 1 ou 2, provoque une symétrie des courants de phases défectueuses A et C, c'est-à-dire dans le cas d'ouverture des IGBTs du hauts on perd l'alternance positive pour la phase A et l'alternance négative pour la phase C. Et c'est le cas opposé pour les IGBTs du bas, on perd l'alternance négative pour la phase A et l'alternance positive pour la phase C.

4.3.2 Hypothèse de défaut en court-circuit (C.C)

Le défaut de court-circuit correspond à la défaillance en C-C d'un interrupteur (IGBT) dans l'un des convertisseurs statiques (ou plus dans le cas de l'onduleur). L'hypothèse d'avoir ce type de défaut est illustré dans la figure 4.9. Et la réalisation physique d'un défaut court-circuit ce fait par remplacer l'interrupteur par un câble électrique ou un switch à l'état fermé, en parallèle avec l'IGBT, et qui permet de reproduire cette défaillance.

F_{CCH} correspond au défaut court-circuit d'IGBT (T_H) d'hacheur.

F_{CCn} , correspond au défaut court-circuit d'IGBT (T_n) d'onduleur, avec $n=1,2,\dots,6$

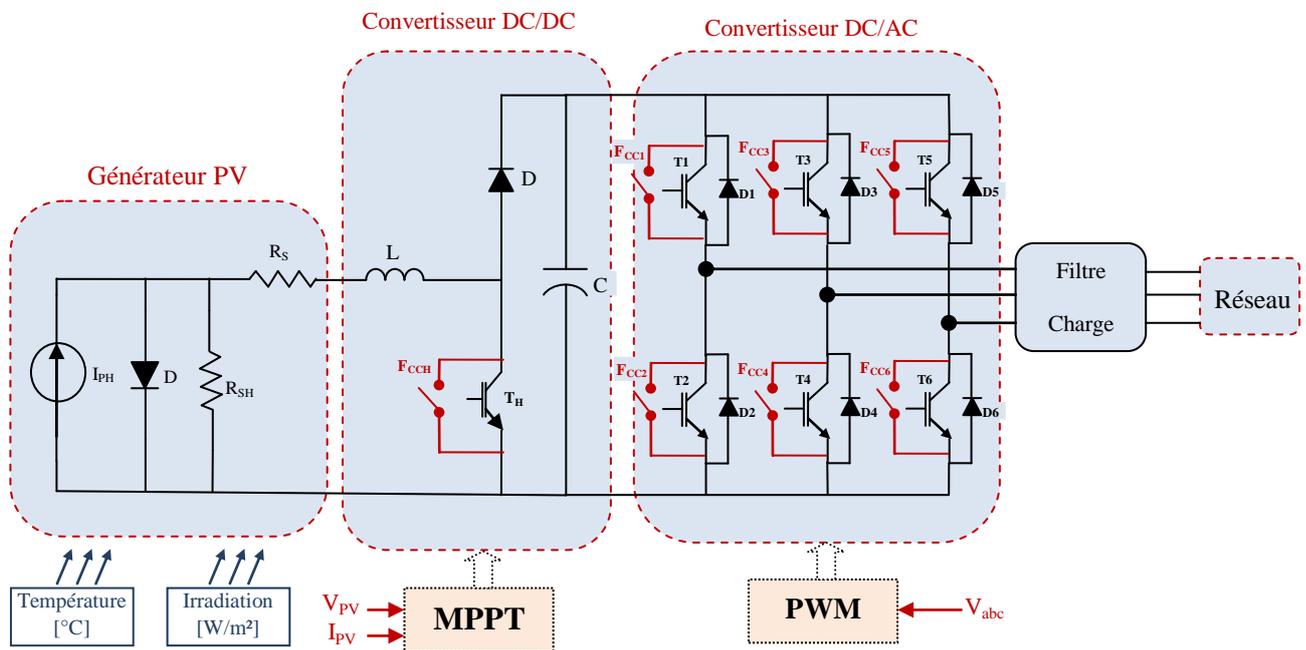


Figure 4.9 : Représentation électrique d'un dysfonctionnement, court-circuit.

La figure 4.10 donne les relevés des formes d'ondes de la tension (V_{dc}) pour l'hacheur à l'état sain et défaillant, Cela est obtenu par la commande d'IGBT concernés ($S=1$).

a) Défaut court-circuit dans l'hacheur

La figure 4.10 montre respectivement du haut vers le bas le signal de tension V_{dc} à l'état sain et à l'état défaillant. Au départ la tension V_{dc} est maintenue à sa valeur nominale. A l'instant $t=0.15s$ on

provoque un défaut de court-circuit (C.C) sur la commande de IGBT de l'hacheur, entraîne un transitoire de la tension, et ce transitoire est due aux effets inductives de la charge.

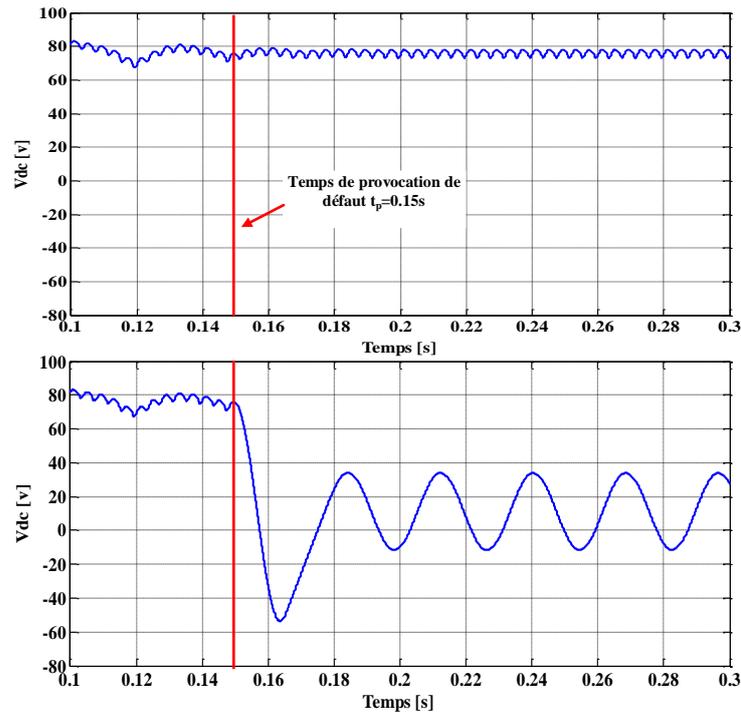


Figure 4.10 : Défaut de court-circuit dans l'hacheur à l'état sain et défaillant.

b) Défaut court-circuit dans l'onduleur

Les systèmes de conversions statiques qui existent aujourd'hui, sont équipés par des capteurs de courants et de tensions avec des caractéristiques spécifiques comme illustré sur la figure 4.11.

Parce qu'avec ce type de défaut (court-circuit), il faut être très réactif. Et c'est pourquoi la plupart du temps si on veut pouvoir détecter un défaut de court-circuit de l'onduleur, il faut utiliser soit des capteurs de courants ou des capteurs de tensions, car les méthodes d'analyses fréquentielles ne permettent pas de détecter ce défaut assez rapidement.

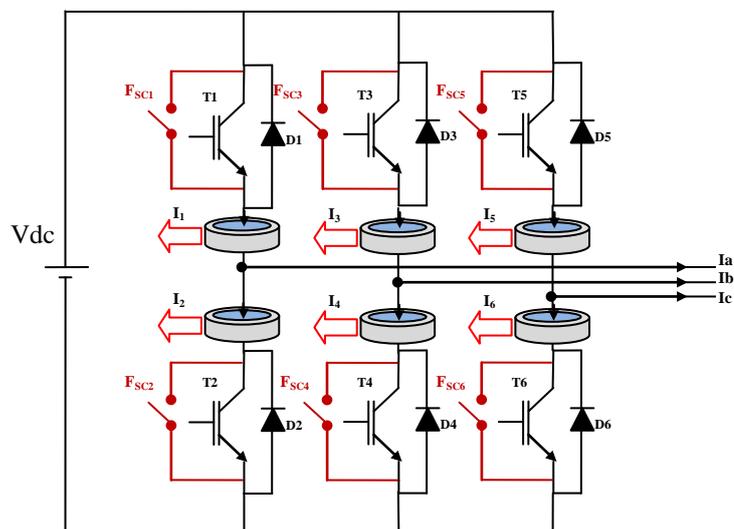
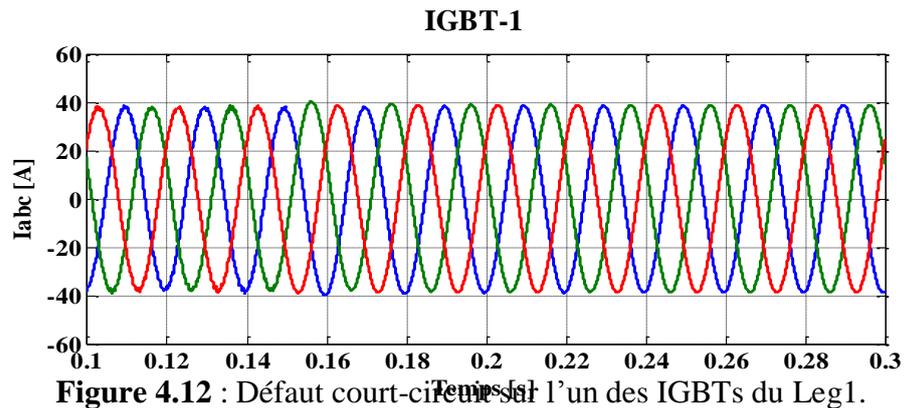
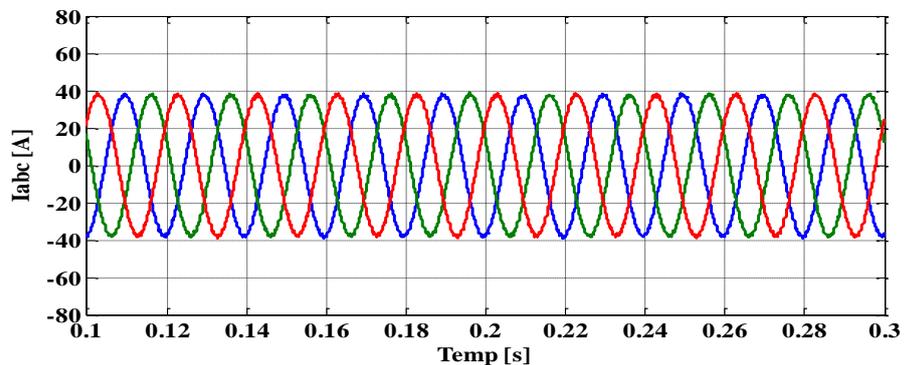


Figure 4.11 : Schéma fonctionnel de la détection de défaut court-circuit avec capteurs de courant.

Remarque : Ce type de défaut n'a pas été détecté dans notre cas à cause du type de charge branchée et le raccordement avec la source (figure 4.12).



4.4 L'impact des défauts C-C et C-O d'hacheur sur les autres interrupteurs de la chaîne de conversion



Comme il est mis en évidence sur la figure 4.13, les défauts de circuit-ouvert et court-circuit apparus sur l'interrupteur d'hacheur n'ont aucun impact ou influence sur les autres interrupteurs de la chaîne de conversion.

4.5 Méthode développée pour la détection des défauts interrupteurs

4.5.1 Méthode utilisée pour l'hacheur (DC-DC)

Un éventuel défaut dans l'interrupteur du convertisseur statique DC-DC peut être détecté à l'aide d'une simple comparaison entre la tension mesurée et la tension nominale.

Le signal de défaut (F) est caractérisé comme suit :

$$F = moy \left[\left(\frac{V_{dc-m}(t)}{V_{dc-n}(t)} - 1 \right) - \Delta E \right] \quad (4.1)$$

Avec : $\Delta E = \frac{V_{dc-m}(t-1)}{V_{dc-n}(t-1)}$ En cas de présence de perturbation dans la mesure de la tension

continue, utilisé pour maintenir le coefficient F autour de zéro.

V_{dc-m} , est la tension DC mesuré.

V_{dc-n} , est la tension DC nominal.

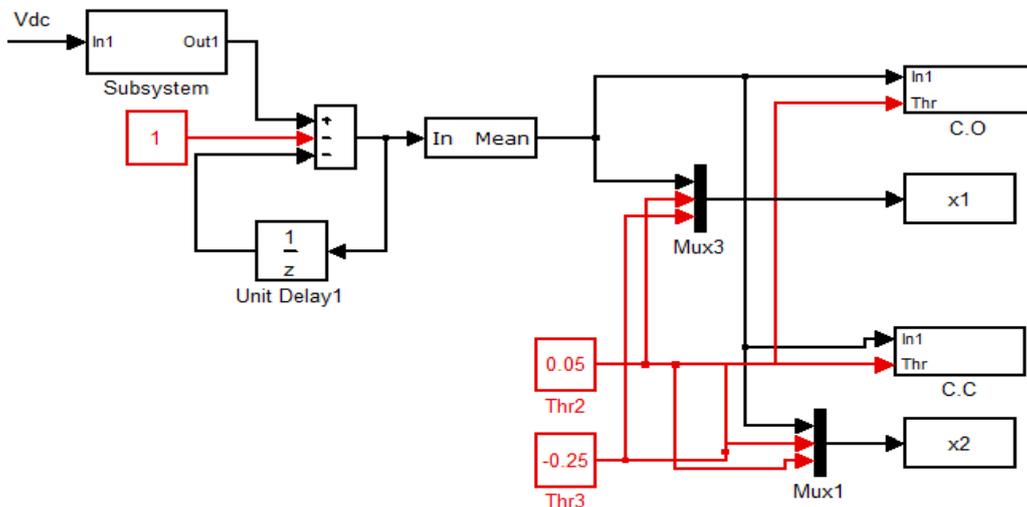


Figure 4.14 : Méthode de détection défauts dans le convertisseur statique DC-DC

Pour la mise en œuvre de cette méthode la valeur du seuil de détection proposée est :

$$\text{THD (Threshold)} = \begin{cases} \text{THD} = 0.05 \\ \text{THD} = -0.25 \end{cases}$$

La figure 4.15 montre respectivement du haut vers le bas le signal de commande sur l'IGBT de l'hacheur, détection du défaut circuit-ouvert (C.O) et enfin détection du défaut court-circuit (C.C)

La méthode de détection de défaut circuit-ouvert et court-circuit utilisé dans le cas du convertisseur DC-DC, compare le signal obtenu avec le seuil choisi (comme illustré dans la figure 4.15), si le signal mesuré dépasse le seuil (soit du côté positif ou négatif) il va afficher un défaut.

- Si le signal mesuré le dépasse du côté positif, il va afficher un défaut de type **circuit-ouvert**.
- Si le signal mesuré le dépasse du côté négatif, il va afficher un défaut de type **court-circuit**.

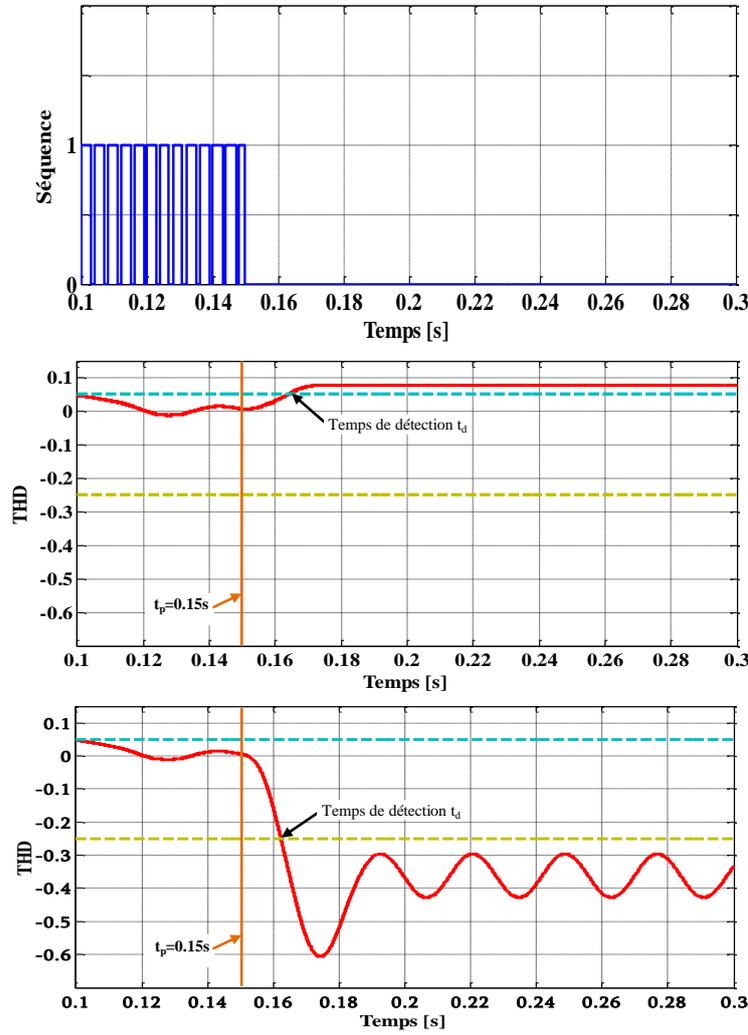


Figure 4.15 Détection du défaut C.O et C.C dans l'hacheur

4.5.2 Méthode utilisée pour l'onduleur (DC-AC)

La méthode de détection de défauts développée pour le convertisseur statiques DC-AC est basée sur l'analyse des trois courants de phase, qui sont utilisées pour le contrôle du convertisseur (Fig 4.16)

En régime permanent les courants de phases sont représentés, sous la forme suivante :

$$\begin{cases} I_a(t) = I_{\max} \sin(\omega t) \\ I_b(t) = I_{\max} \sin(\omega t - 120^\circ) \\ I_c(t) = I_{\max} \sin(\omega t - 240^\circ) \end{cases} \quad (4.2)$$

Ou: $\omega = 2\pi f$, f représente la fréquence du signal mesuré.

Si on appelle m_i la valeur moyenne de $I_i(t)$, avec $i=a, b, c$,

$$\begin{cases} m_a = \text{moy}(I_a(t)) \\ m_b = \text{moy}(I_b(t)) \\ m_c = \text{moy}(I_c(t)) \end{cases} \quad (4.3)$$

Et M_i la valeur moyenne de $|I_i(t)|$ avec $i=a, b, c$,

$$\begin{cases} M_a = moy(|I_a(t)|) \\ M_b = moy(|I_b(t)|) \\ M_c = moy(|I_c(t)|) \end{cases} \quad (4.4)$$

Les indicateurs de défauts interrupteurs son définit comme suit :

$$\begin{cases} R_a = \frac{m_a}{M_a + \varepsilon} \\ R_b = \frac{m_b}{M_b + \varepsilon} \\ R_c = \frac{m_c}{M_c + \varepsilon} \end{cases} \quad (4.5)$$

Avec $\varepsilon = 0.002$

Donc l'indicateur de défaut d'interrupteur est le suivant :

- Sans défaut $R_i \rightarrow 0, i=a, b, c$
- Avec défaut $R_i \rightarrow \neq 0$

Pour la mise en œuvre de cette méthode la valeur du seuil de détection proposée est :

$$THD(Threshold) = \begin{cases} THD = 0.85 \\ THD = -0.85 \end{cases}$$

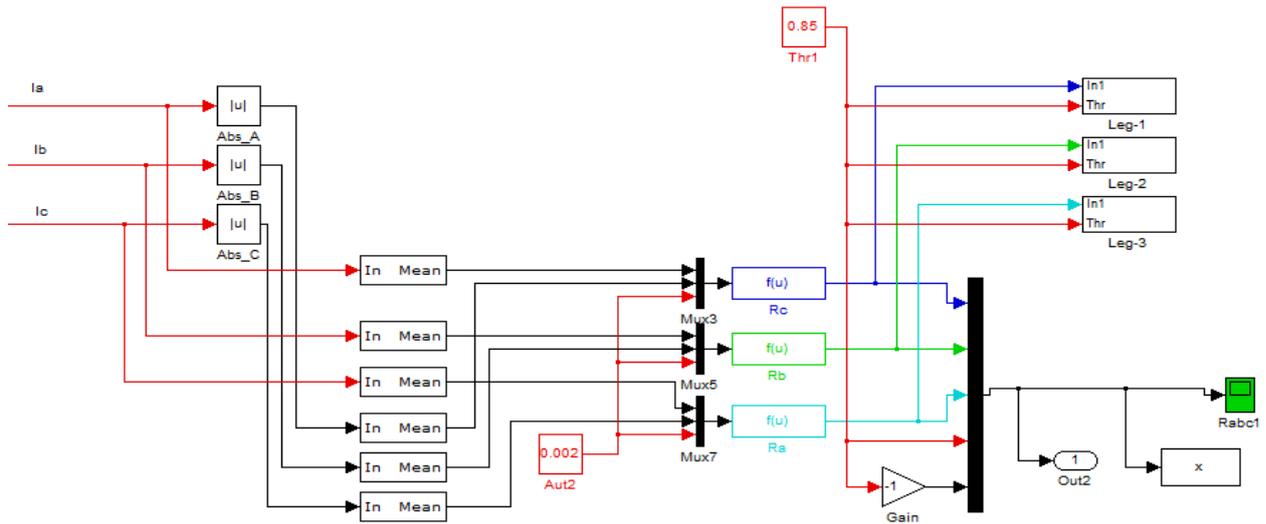


Figure 4.16 : Méthode de détection défauts dans le convertisseur statique DC-AC

L'efficacité de la méthode proposée ci-dessus est simulée et testée pour le défaut circuit-ouvert. Les résultats obtenus sont présentés dans les figures suivantes :

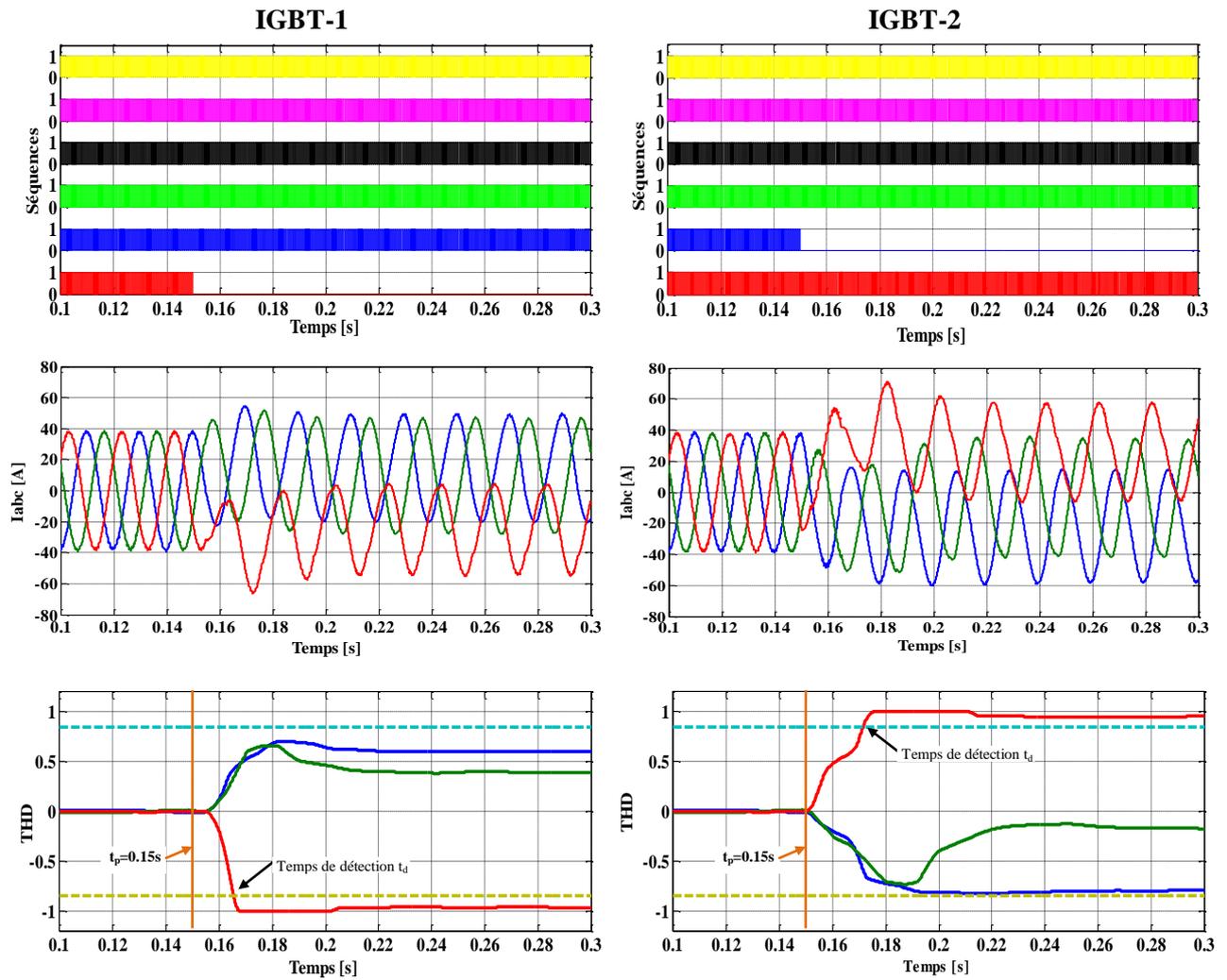
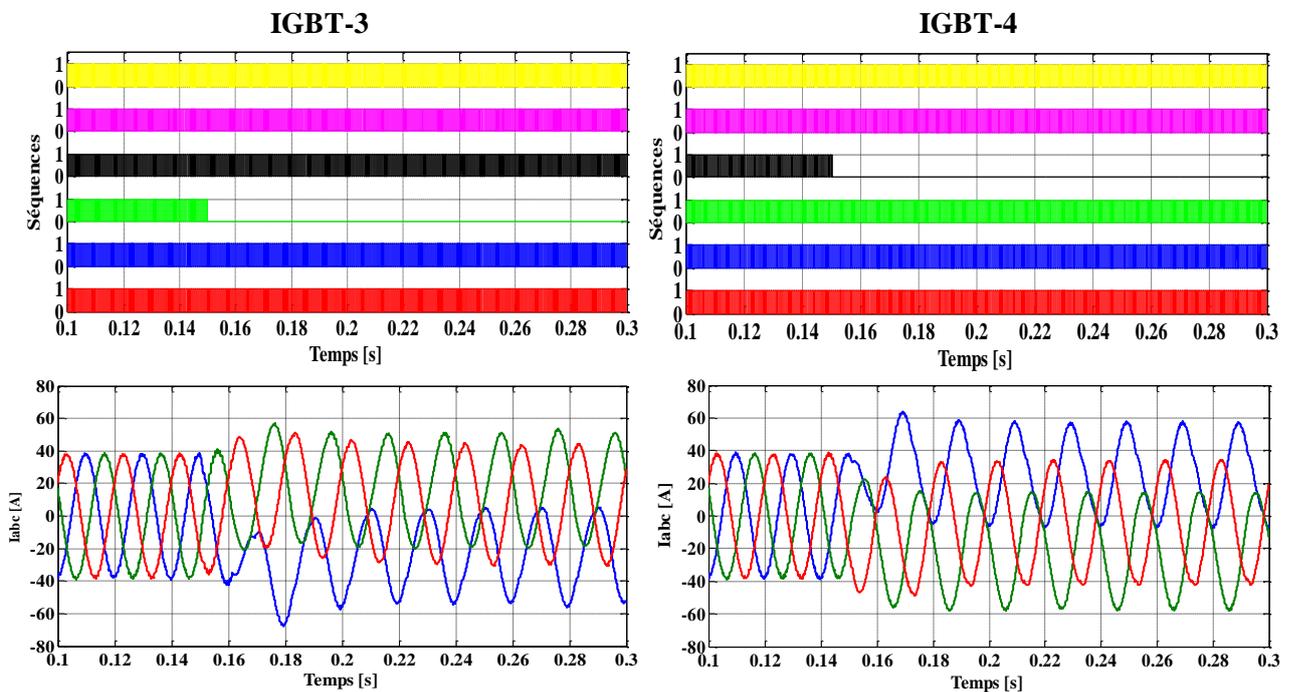


Figure 4.17 : Détection du défaut Circuit-Ouvert dans Leg-1



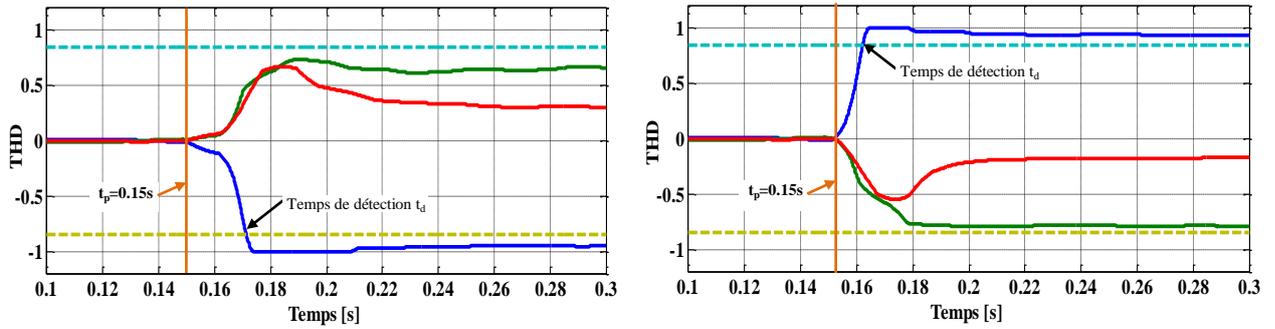


Figure 4.18 : Détection du défaut Circuit-Ouvert dans Leg-2

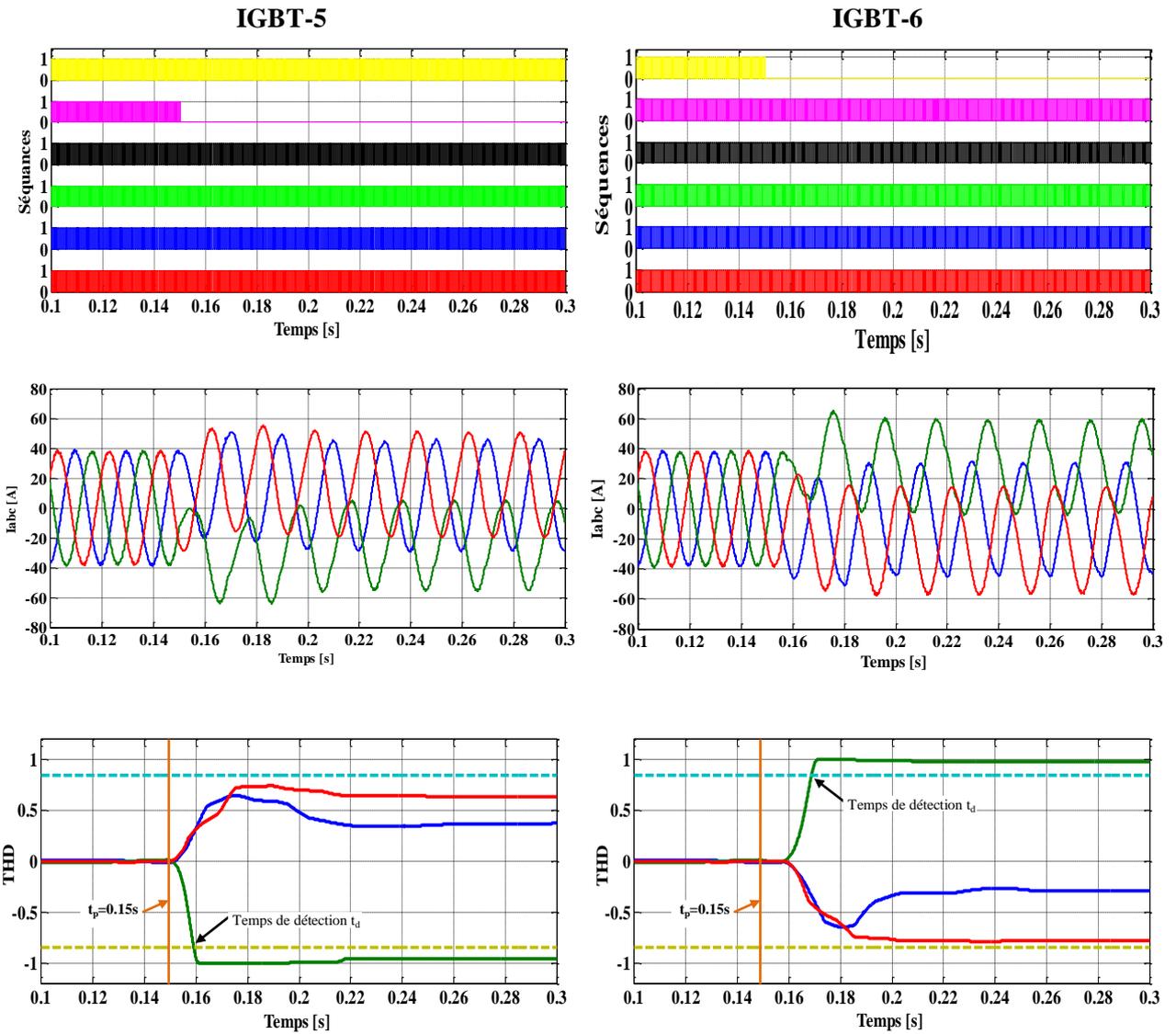


Figure 4.19 : Détection du défaut Circuit-Ouvert dans Leg-3

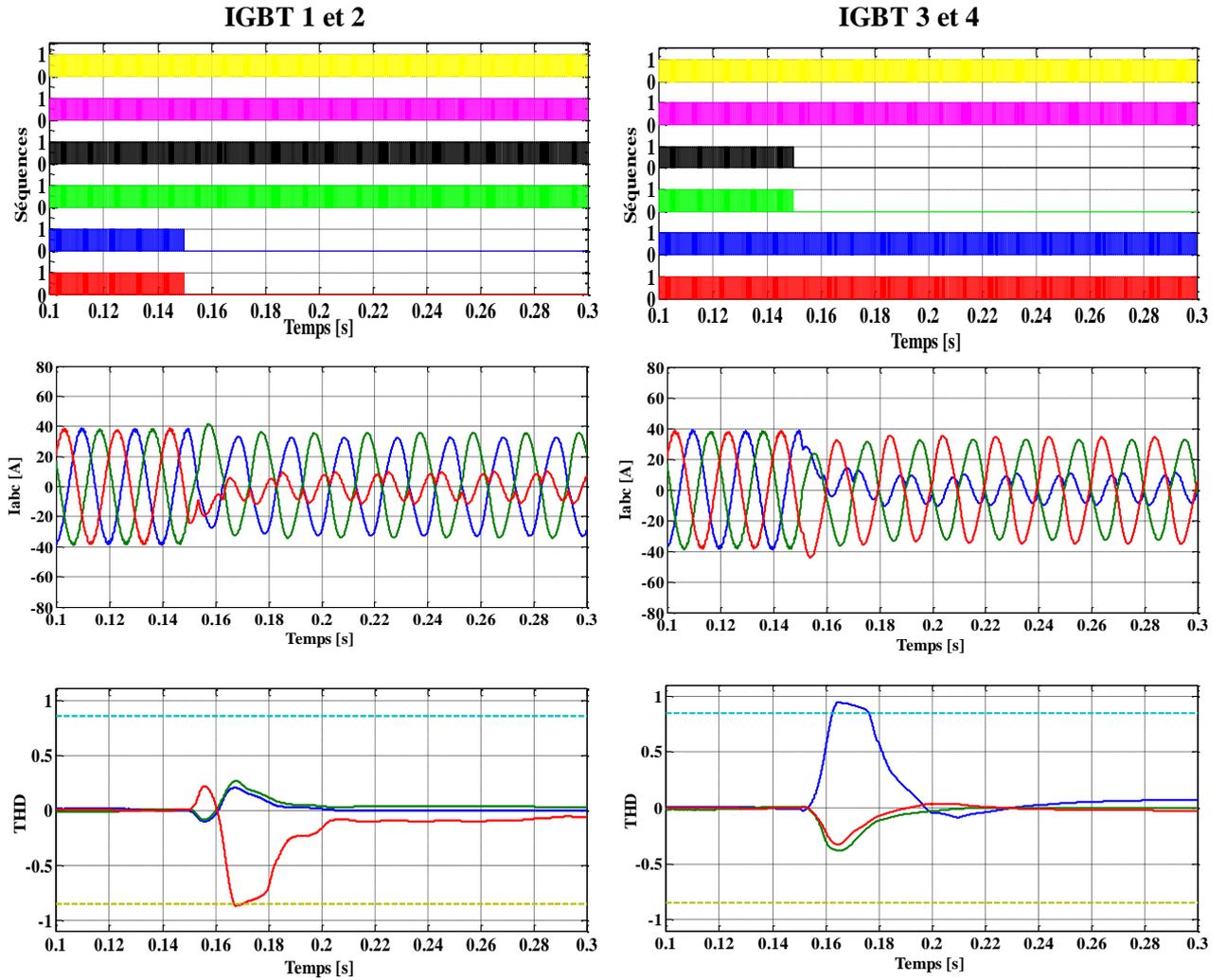
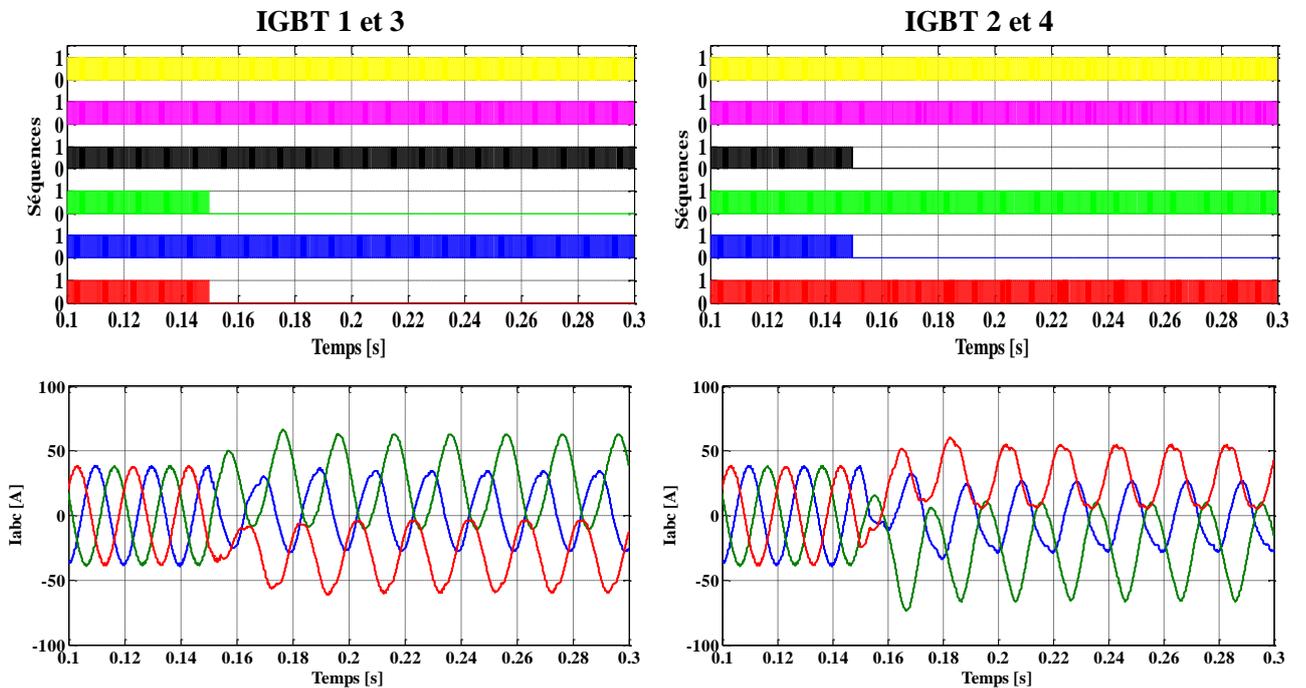


Figure 4.20 : Détection du défaut circuit-ouvert sur l'un des deux Legs 1 ou 2.



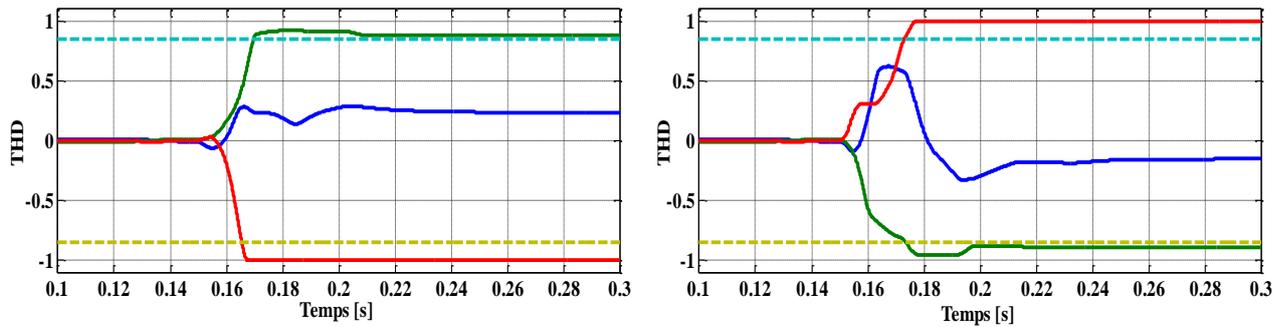


Figure 4.21 : Détection du défaut C-O sur les deux IGBT du Hauts ou du Bas des Legs 1 ou 2.

4.6 Temps de détection

Afin de juger les performances et l'efficacité de la méthode proposé pour la détection des deux défauts circuit-ouvert et court-circuit, nous analysons un facteur essentiel qui es « le temps de détection du défaut »

Le temps de détection des défauts est résumé dans les tableaux suivants :

IGBT \ Défaut	Circuit-Ouvert		Court-Circuit	
	t_d [s]	Δt [ms]	t_d [s]	Δt [ms]
T_H	0.1641	14.1	0.1624	12.4

Tableau 4.2 : Temps de détection des deux défauts pour l'interrupteur d'Hacheur

IGBT \ Défaut	Circuit-Ouvert	
	t_d [s]	Δt [ms]
T_1	0.1655	15.5
T_2	0.1715	21.5
T_3	0.1714	21.4
T_4	0.1622	12.2
T_5	0.1591	9.1
T_6	0.1688	18.8
T_1-T_2	0.1670	17.0
T_3-T_4	0.1627	12.7
T_1-T_3	0.1697	19.7
T_2-T_4	0.1730	23.0

Tableau 4.3 : Temps de détection du défaut C-O pour les interrupteurs d'onduleur

Avec :

t_p : Temps de provocation du défaut, qui es $t_p=0.15s$

t_d : Temps de détection du défaut.

$\Delta t = t_d - t_p$

4.7 Reconfiguration des défauts Hacheur

La reconfiguration de notre système (Hacheur) nous permet une continuité de productivité de notre installation photovoltaïque en cas de présence d'un défaut (court-circuit et circuit-ouvert dans l'hacheur). Et l'amélioré en réduisant le taux d'indisponibilité, et cela on faisant fonctionner le système à une performance optimal. Il est donc important de modifier la structure de conversion (l'hacheur dans notre cas).

La reconfiguration de notre système est basée sur une redondance physique pour l'IGBT du convertisseur DC-DC.

Cette solution est couteuse, mais efficace pour garantir la continuité de fonctionnement de notre système.

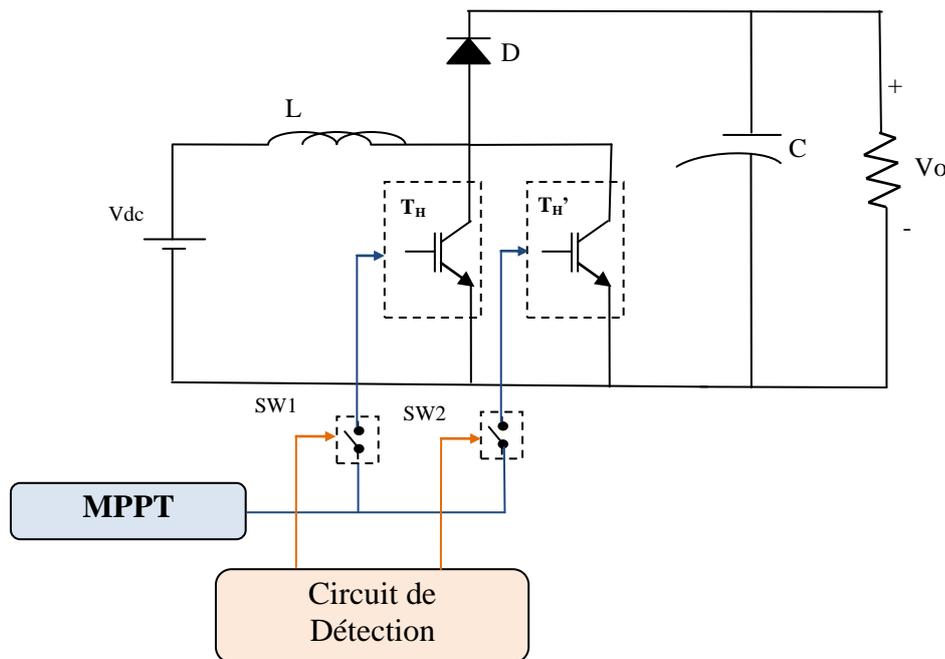


Figure 4.22 : Méthode de reconfiguration de l'hacheur.

La méthode est basée sur l'ajout d'un IGBT supplémentaire (T_H') qu'on appellera « IGBT de secours ». Et qui es destiné a remplacé l'autre IGBT en cas de défaut circuit-ouvert ou court-circuit.

La méthode de reconfiguration est basée comme suit :

- Si $T_H \rightarrow 0$ (à l'état sain), SW1 à l'état fermé.
- Si $T_H' \rightarrow 1$ (à l'état arrêt), SW2 à l'état ouvert.

$$\Rightarrow SW1 = \overline{SW2}$$

4.8 Conclusion

Dans ce dernier chapitre nous avons présenté une méthode simple et efficace pour détecter les deux défauts fréquents et communs dans les convertisseurs statiques d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique. Et les résultats obtenus de simulation ont montré son efficacité.

A la fin nous avons proposé une reconfiguration du système de conversion (Hacheur) pour la prévention des fautes qui diminuent la sûreté de fonctionnement.

Conclusion Générale

Le développement d'une méthode pour la détection et la localisation de défauts dans un système photovoltaïque, soit raccordé au réseau électrique ou non, permet de réduire les coûts de maintenance et surtout augmente sa productivité. Tout au long de ce travail, nous avons présenté une méthode simple et efficace pour la détection et la localisation des deux défauts majeurs et fréquents dans un système photovoltaïque, c'est-à-dire le défaut circuit-ouvert et le défaut court-circuit des interrupteurs électroniques (IGBTs) dans les deux convertisseurs statiques, Hacheur (DC-DC) et Onduleur (DC-AC).

Ainsi, la méthode est basée sur l'évaluation des indicateurs des trois courants de phase pour l'onduleur et de la tension du bus continu pour le Hacheur et la définition de certains seuils (Thresholds) pour les deux grandeurs (courant et tension) qui peuvent aider à identifier et localiser les défauts dans la chaîne de conversion du système photovoltaïque.

La méthode de détection et de localisation des défauts définie dans notre travail, présente beaucoup d'avantages si on la compare avec les autres techniques existantes. Tout d'abord, elle est très simple et ne demande pas trop de calculs. Elle permet de détecter les deux types de défauts (circuit-ouvert et court-circuit) est cela grâce aux seuils choisis.

La méthode proposée a été validée numériquement sous logiciel MatLab/Simulink, et les résultats obtenus ont montrés son efficacité.

Pour permettre d'assurer la continuité de service en cas de panne dans le système de conversion, notamment en cas de défauts de circuit-ouvert ou court-circuit dans les interrupteurs électroniques (IGBTs) du convertisseur statique DC-DC, nous avons proposé une solution qui consiste à modifier l'architecture de la chaîne de conversion d'énergie. Cette solution est couteuse, mais très efficace pour garantir la continuité de fonctionnement des systèmes photovoltaïques.

Les travaux futurs de cette méthode sont destinés à améliorer plus ses performances, et augmenter davantage le taux de détection, et également réduire davantage l'erreur de détection (comme la détection de défaut court-circuit dans l'onduleur).

Références Bibliographiques

- [1] HASSAINE Linda " Onduleurs photovoltaïques connectés au réseau électrique". Maître de recherche B, Division Energie solaire photovoltaïque
- [2] David Tan and Ang Kian Seng "Handbook for Solar Photovoltaic (PV) Systems". Energy Market Authority.
- [3] http://en.wikipedia.org/wiki/Earth%27s_orbit
- [4] Y.BENCHERIF, A.TOUAMI "Sizing and cost estimation of a stand-alone PV system" These Ingénieur d'état, IGEE-Boumerdes 2012
- [5] G. N. Tiwari and Swapnil Dubey "Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications" Centre for Energy Studies, Indian Institute of Technology (IIT) Delhi, 2010.
- [6] G. N. Tiwari and Swapnil Dubey "Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications" RSC Energy Series.2010.
- [7] Paul A. Lynn "Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics". A John Wiley & Sons, Ltd., Publication. 2010.
- [8] <http://www.viridiselec.com/m-77-fonctionnement.html>
- [9] Konrad Mertens "Photovoltaics Fundamentals, Technology and Practice". John Wiley & Sons Ltd. 2014.
- [10] Mukund R. Patel "Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation" 2nd edition. Taylor & Francis Group. 2006.
- [11] B.Sai Pranahita, A. Sai Kumar, A. Pradyush Babu "A Study on Modelling and Simulation of Photovoltaic Cells". IJRET. Volume: 03 Issue: 11. November 2014.
- [12] Huan-Liang Tsai "Insolation-oriented model of photovoltaic module using Matlab/Simulink" Solar Energy, Volume 84, page 1318–1326. 2010.
- [13] Sushen Narkhede and Rajpritam "Modeling Of Photovoltaic Array" Department of Electrical Engineering National Institute of Technology Rourkela-769008, Orissa, India.
- [14] <http://www.memoireonline.com/05/09/2066/Les-pompe-solaires--Dimensionnement-dune-station-de-pompage-en-zone-maracher.html>

- [15] Micro Zeman “Photovoltaic Systems” Delft University of Technology. Solar Cells, Chapter 9.
- [16] Djamila Rekioua and Ernest Matagne “Optimization of Photovoltaic Power Systems Springer-Verlag London Limited. 2012.
- [17] Décret ministérielle : <http://portail.cder.dz/spip.php?article3990>
- [18] Long Bun “Détection et localisation de défauts dans un système photovoltaïque” Thèse de doctorat dans l’énergie électrique. Université de Grenoble, 2011.
- [19] Daniel CLENET “Démarrateurs et variateurs de vitesse électroniques”, Schneider electric, CT 208 éditions novembre 2003.
- [20] Abbassen Lyes « Etude de la connexion au réseau électrique d’une centrale photovoltaïque». Thèse de magister .Université de Tizi Ouzou 2011
- [21] S. K. Firth, et al. "A simple model of PV system performance and its use in fault detection," ELSEVIER - SOLAR ENERGY, 2009.
- [22] REZGUI Wail “Système intégré pour la supervision et le diagnostic des défauts dans les systèmes de production d’énergies : les installations photovoltaïque” thèse doctorat, Université Hadj Lakhdar -Batna.
- [23] A. Chouder and S. Silvestre, "Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis," Energy Conversion and Management, vol.51, pp. 1929-1937, 2010.
- [24] NED Mohan «Power Electronics - A First Course». Wiley, 2012
- [25] J.XU "Filtrage active shunt des harmoniques des réseaux de distribution d’électricité". Thèse de doctorat de l’INPL, Nancy, Janvier 1994.

Schéma de simulation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique

avec la méthode proposée pour détecter les deux défauts circuit-ouvert et court-circuit

dans les deux convertisseurs statiques DC-DC et DC-AC

