

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

*UNIVERSITE ABDELAHMANE MIRA BEJAIA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE*

*MEMOIRE DE FIN DE CYCLE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME
DE MASTER EN ELECTROTECHNIQUE
OPTION : ENERGIES RENOUVELABLES*

Thème

***Analyse des Modes de Défaillance
des Systèmes Photovoltaïques
installés dans le sud Algérien***

Présenté par :

- **IBERRAKEN Fairouz**
- **MAUCHE Cherif**

Encadré par :

M^r.MEDJOU DJ Rabah
M^r.MEDJOU DJ Rafik

Devant le jury:

- **M^r. BOUDISSA. R, MCA, Université de Bejaia**
- **M^r. ALKAMA. R, MCA, Université de Bejaia**

Promotion Juin2012

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué dans le cadre du projet de Master, sous la direction de Mr : Rabah MEDJOUDJ, à qui nous tenons à adresser nos plus vifs remerciements pour avoir dirigé cette étude.

Il nous est difficile de trouver les mots et les expressions pour le remercier pour sa générosité, la confiance qu'il nous a accordée tout au long de ces mois, mais aussi pour ses conseils et son esprit scientifique.

Nous n'oublierons pas aussi d'exprimer notre gratitude envers les enseignants du département de génie électrique, pour leur écoute et leur orientation.

Il est de notre devoir aussi, de saluer les efforts consentis par le personnel de URERMS Adrar, et nous tenons à remercier chaleureusement Mr HAMOUDA.M (directeur), Mr ABCHICHE.H, Mr ATMANI.M et Mr SADOK.M qui nous ont accueillis dans un cadre convivial.

Nous remercions tout particulièrement notre co- promoteur Rafik MEDJOUDJ qui a énormément contribué dans la réalisation de ce modeste travail, et tous nos amis pour leur aide intellectuelle et psychologique précieuses, pendant notre cursus universitaire.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Mes précieux parents pour leurs exprimer tout le respect et l'amour que j'ai pour eux et pour leurs témoigner ma reconnaissance pour tous leurs efforts et sacrifices.

A tout mes frères et sœurs

A toute ma famille



A tout mes amis

A toute la promotion Electrotechnique 2011-2012.

Fairouz ;

Dédicaces

À mes parents, mes frères et sœurs

Cherif

Liste des figures

Fig. I.1 : Constituants principaux d'un système photovoltaïque.....	(04)
Fig. I.2 : Schéma de connexion des modules photovoltaïques.....	(05)
Fig. I.3 : Structure de base d'une cellule PV.....	(07)
Fig. I.4 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	(08)
Fig. I.5 : Caractéristique $I=f(V)$	(09)
Fig. I.6 : Caractéristique $I=f(V)$	(09)
Fig. I.7 : Boite à jonction.....	(11)
Fig. I.8 : Phénomène du point chaud.....	(12)
Fig. I.9 : Différents étages du groupe convertisseurs de la chaîne de conversion photovoltaïque.....	(14)
Fig. I.10 : Caractéristique (I-V) d'un champ PV en fonctionnement normal.....	(15)
Fig. I.11 : Régulateur de charge parallèle.....	(17)
Fig. I.12 : Régulateur de charge série.....	(18)
Fig. II.1 : Exemple d'un modèle de dégradation.....	(20)
Fig. II.2 : Influence de la température sur la caractéristique (I-V).....	(23)
Fig. II.3 : Influence de la température sur la caractéristique (P-V).....	(23)
Fig. II.4 : Influence de la température sur le courant de court-circuit et la tension du circuit-ouvert du module photovoltaïque.....	(24)
Fig. II.5 : Influence de la température sur la puissance optimale du module photovoltaïque.....	(25)
Fig. II.6 : Influence de la température ambiante sur le rendement.....	(26)
Fig. II.7 : Variation de la résistivité de l'EVA en fonction de la température.....	(27)
Fig. II.8 : Influence de température sur un module PV.....	(28)
Fig. II.9 : Influence de la température sur la boite à jonction.....	(28)
Fig. II.10 : Influence de la température sur la tension de décharge et charge.....	(29)
Fig. II.11 : Influence de la température sur la capacité.....	(30)
Fig. II.12 : Caractéristique (I-V) en fonction de l'éclairement.....	(34)
Fig. II.13 : Accumulation de particule de sable sur un module.....	(35)
Fig. II.14 : Écoulement du courant dans les cellules PV avec diodes de by-pass pour les cellules occultées.....	(35)

Fig. II.15 : Caractéristique de l'influence d'une cellule occultée sur la productivité d'un panneau.....	(36)
Fig. III.1 : Organisation de l'URER-MS	(38)
Fig. III.2 : Effet de la température sur la boîte à jonction.....	(40)
Fig. III.3 : Batterie sans entretien	(41)
Fig. III.4 : Accumulation du sable sur les modules	(42)
Fig. III.5 : Dépôt du sable sur la surface du module.....	(43)
Fig. III.6 : Rupture du verre du module	(43)
Fig. III.7 : Réduction des propriétés du verre	(43)
Fig. III.8 : Décoloration de l'EVA.....	(43)
Fig. III.9 : Délamination de l'encapsulant	(44)
Fig. III.10 : Corrosion des cellules	(44)
Fig. III.11 : Décollement de l'EVA	(44)
Fig. III.12 : Rupture des barres omnibus	(44)
Fig. III.13 : Schématisation du banc d'essai.....	(45)
Fig. III.14 : Une partie du banc d'essai	(45)
Fig. III.15 : Simulateur solaire MP-160.....	(46)
Fig. III.16 : Différents modules UDTS 50.....	(47)
Fig. III.17 : UDTS 50, propre	(48)
Fig. III.18 : UDTS 50, fine poussière	(49)
Fig. III.19 : UDTS 50, couvert de sable.....	(50)
Fig. III.20 : UDTS 50, partiellement couvert de sable.....	(51)
Fig. III.21 : UDTS 50, cellule ombrée, sable.....	(52)
Fig. III.22 : UDTS 50, cellule ombrée, carton.....	(53)
Fig. III.23 : UDTS 50, moins décoloré	(54)
Fig. III.24 : UDTS 50, plus décoloré	(55)
Fig. III.25 : UDTS 50, verre brisé.....	(56)
Fig. III.26 : Comparaison entre les types de pollutions	(58)
Fig. III.27 : Comparaison entre les différents modules décolorés	(59)
Fig. III.28 : Comparaison d'un module fissuré avec celui de référence	(60)
Fig. III.29 : Comparaison des résultats d'ombrage.....	(61)
Fig. III.30 : Comparaison entre tous les différents tests	(62)
Fig. IV.1 : Différentes étapes de l'AMDEC.....	(64)
Fig. IV.2 : Exemple d'arbre de défaillance	(67)

Fig. IV.3 : Graphe des Etats	(67)
Fig. IV.4 : Dégradation uniforme.....	(68)
Fig. IV.5 : Courbe en baignoire de l'évolution du taux de panne d'un équipement	(70)
Fig. IV.6 : Courbe du taux de défaillance	(70)
Fig. IV.7 : Arbre de défaillance, système PV.....	(73)
Fig. IV.8 : Arbre de défaillance, module PV.....	(74)
Fig. IV.9 : Arbre de défaillance, régulateur PV	(75)
Fig. IV.10 : Arbre de défaillance, batterie PV	(76)
Fig. IV.11 : Arbre de défaillance, onduleur PV	(77)
Fig. IV.12 : Divers efforts environnementaux sur le module PV.....	(78)
Fig. IV.13 : Graphe des états.....	(81)
Fig. IV.14 : Courbe de la fiabilité	(83)

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Rendements des cellules photovoltaïques en fonction des différentes technologies	(07)
Tableau I.2 : Tableau comparatif des différents types de batterie.....	(14)
Tableau III.1 : Relevé de mesure de V_{oc}	(40)
Tableau III.2 : Relevé de mesure de la tension de charge et de décharge	(40)
Tableau III.3 : Estimation de la perte en puissance, scénarios 02,04 et 05	(57)
Tableau III.4 : Estimation de la perte en puissance, scénario 03.....	(60)
Tableau IV.1 : Cotation pour l'étude arbre de défaillance	(66)
Tableau IV.2 : Etude AMDEC d'un système photovoltaïque	(72)
Tableau IV.3 : Matrice des probabilités de transition	(80)
Tableau IV.4 : Evolution de la fiabilité.....	(83)

Sommaire

Introduction générale.....	(01)
Chapitre 01 : Eléments de base des systèmes photovoltaïques	
I.1. Introduction.....	(04)
I.2. Générateur photovoltaïque.....	(05)
I.2.1. Module photovoltaïque.....	(05)
I.2.2. Cellule solaire et la conversion photovoltaïque.....	(06)
I.2.3. Différents types de cellules solaires.....	(07)
I.2.4. Paramètres d'une cellule photovoltaïque.....	(07)
I.2.5. Schémas équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	(08)
I.2.6. Caractéristiques $I=f(V)$, $P=f(V)$ d'un générateur photovoltaïque.....	(08)
I.2.7. Courant de court-circuit.....	(09)
I.2.8. Tension de circuit ouvert.....	(10)
I.2.9. Rendement.....	(10)
I.2.9. Facteur de forme.....	(11)
I.3. Boite à jonction.....	(11)
I.4. Batteries.....	(12)
I.4.1. Fonctions principales d'une batterie.....	(13)
I.4.2. Caractéristiques principales d'une batterie.....	(13)
I.4.3. Principaux types de batterie.....	(13)
I.4.4. Comparaison entre les différents types de batteries.....	(14)
I.3. Convertisseur.....	(14)
I.3.1. Hacheur.....	(14)
I.3.2. Onduleur.....	(15)
I.3.3. Transformateur.....	(16)
I.5. Système de régulation.....	(16)
I.5.1. Régulateur de décharge.....	(16)
I.5.2. Régulateur de charge.....	(16)
I.7. Conclusion.....	(18)
Chapitre 02 : Spécificité du sud Algérien	
II.1. Introduction.....	(19)
II.2. Définition.....	(19)
II.2.1. Défaillance.....	(19)

II.2.2. Dégradation	(19)
II.3. Etat d'Art	(20)
II.4. Caractéristique du sud Algérien	(22)
II.4.1. Effet de la température	(22)
II.4.1.1. Module	(22)
II.4.1.2. Boite à jonction	(28)
II.4.1.3. Batterie	(29)
II.4.1.4. Régulateur	(30)
II.4.1.5. Onduleur	(31)
II.4.2. Choc thermique	(31)
II.4.2.1. Module	(31)
II.4.2.1. Batterie	(32)
II.4.3. Vent du sable	(33)
II.4.3.1. Module	(33)
II.4.3.2. Boite à jonction	(36)
II.4.3.3. Batterie	(36)
II.4.3.4. Régulateur	(37)
II.4.3.5. Onduleur	(37)
II.5. Conclusion	(37)

Chapitre 03 : Acquisition de données en milieu industriel

III.1. Introduction	(38)
III.2. Description de l'unité de recherche	(38)
III.3. Mécanismes de défaillance	(39)
III.3.1. Effet des Agents extérieurs sur un système photovoltaïque	(39)
III.3.1.1. Température	(39)
III.3.1.2. Choc thermique	(42)
III.3.1.3. Vent de sable	(42)
III.3.2. Inspection visuelle	(43)
III.4. Tests réalisés	(45)
III.5. Résultats obtenus	(47)
III.6. Interprétation des résultats	(57)
III.7. Conclusion	(62)

Chapitre 04 : Analyse des modes de défaillance de leurs effets et de leur criticité

IV.1. Introduction.....	(63)
IV.2. Description de l'AMDEC	(63)
IV.2.1. Description de l'enchaînement des opérations.....	(64)
IV.3. Arbre de défaillance	(66)
IV.4. Chaîne de Markov	(67)
IV.5. Lois de weibull	(68)
IV.6. Taux de défaillance.....	(69)
IV.7. Application pour un système photovoltaïque.....	(71)
IV.7.1. AMDEC	(71)
IV.7.2. Arbre de défaillance	(73)
IV.7.3. Graphe des Etats.....	(78)
IV.7.3.1. Model général de Markov	(78)
IV.7.3.2. Model de dégradation de Markov	(80)
IV.7.4. Lois de Weibull	(82)
IV.7.4.1. Calcul de pertes.....	(82)
IV.7.4.2. Calcul des paramètres de la loi weibull (β , η).....	(82)
IV.7.4.3. Fonction de fiabilité	(83)
IV.8. Conclusion	(84)
Conclusion générale	(85)

Références bibliographiques

Introduction générale

L'évolution des activités humaines a entraîné une forte augmentation de la consommation d'énergie. À l'heure actuelle Les questions énergétiques recouvrent deux enjeux. L'un est lié au risque d'épuisement des ressources fossiles et fissiles, l'autre est environnemental.

L'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque semble être un atout incontournable et une nécessité pour l'avenir avec des avantages comme l'abondance et la disponibilité.

Actuellement, on assiste à un regain d'intérêt pour les installations photovoltaïques utilisant l'énergie solaire, surtout dans les régions qui ont des conditions climatiques favorables ou encore pour des applications en sites isolés.

Cependant, les inconvénients majeurs pour l'acquisition de cette énergie sont : Le prix du générateur qui reste encore élevé ainsi que le rendement énergétique qui reste bas (23% en laboratoire) [1].

Ces différents constats ont motivé différents travaux de recherches pour rendre viables les sources photovoltaïques de nature intermittente et dépendantes des conditions climatiques. Dans ces domaines, de nombreux progrès effectués sur les matériaux et les cellules, au cours de ces dernières années sont à noter, notamment en termes de coût.

Un système photovoltaïque représente un processus énergétique complexe. Il se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composantes qui adaptent l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs.

L'exposition extérieure des modules photovoltaïques regroupe une combinaison complexe de facteurs qui provoquent leurs dégradations au cours du temps. Par conséquent cette combinaison a un impact négatif sur le rendement [2].

Par rapport à la spécificité du thème que nous abordons "Analyse des modes de défaillances des systèmes photovoltaïques installés dans le sud Algérien", certaines interrogations méritent réflexions :

- ✓ **Quels effets auront les spécificités d'un environnement saharien sur un système photovoltaïque ?**
- ✓ **Quelles sont les différentes défaillances à identifier ?**
- ✓ **Comment détecter les défaillances ?**

L'objet de notre mémoire consiste à mettre en exergue les différents outils permettant d'évaluer la sûreté de fonctionnement à travers l'étude des mécanismes de défaillances. Il porte sur l'estimation de la fiabilité d'un système photovoltaïque installé dans le sud algérien. L'étude effectuée est axée et orientée en vue de l'obtention d'un meilleur rendement d'utilisation du générateur photovoltaïque en milieu saharien sur l'incorporation d'un plan de maintenance préventive et/ou curative.

L'étude de sûreté de fonctionnement comporte deux volets complémentaires [3] :

- ✓ Une analyse fonctionnelle, qui va détailler la manière dont le système va opérer dans toutes ses phases de vie ainsi que les autres systèmes avec lesquels il va pouvoir interagir ;
- ✓ Une analyse dysfonctionnelle, qui vise à imaginer l'ensemble des défaillances pouvant survenir n'importe où dans le système, seules ou combinées entre elles, et à analyser l'impact de ces pannes

Notre travail s'inscrit dans cette logique, et traite d'une manière exhaustive les mécanismes de défaillance dans les systèmes photovoltaïques avec un intérêt particulier accordé au module.

Le document présenté est rédigé en quatre chapitres principaux résumés dans ce qui suit :

Dans le premier chapitre on s'est intéressé à l'analyse fonctionnelle qui a pour objet l'identification, l'expression et la caractérisation des fonctions qui modélisent les actions.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude de l'influence d'un environnement saharien sur un système photovoltaïque. Il sera focalisé sur l'effet de la température, des chocs thermiques ainsi que le vent de sable.

Le troisième chapitre est, quand à lui, consacré à l'acquisition de données en milieu d'exploitation.

Le quatrième et le dernier chapitre, fera l'objet d'une application dans l'objectif d'estimer la fiabilité du système photovoltaïque à travers des outils de l'analyse dysfonctionnelle.

La conclusion générale résume l'essentiel des aboutissements des tâches effectuées dans ce mémoire, et met en évidence les perspectives de recherche et de développement éventuel lié au thème développé.

Chapitre I

Eléments de base d'un système photovoltaïque

I.1. Introduction

La conversion directe du rayonnement solaire en électricité nécessite le passage par une interface qui répond convenablement aux besoins spécifiques journaliers d'une ou de plusieurs charges.

Cet interface appelée communément système photovoltaïque est composée d'un ensemble de sous-systèmes qui assurent la fonction de fournir de l'énergie électrique provenant du soleil.

D'une manière générale, un système photovoltaïque est composé des éléments suivants :

- Un générateur photovoltaïque,
- Une ou plusieurs batteries,
- Un système de régulation,
- Un ou plusieurs convertisseurs.

La figure (I.1) montre les constituants principaux d'un système photovoltaïque :

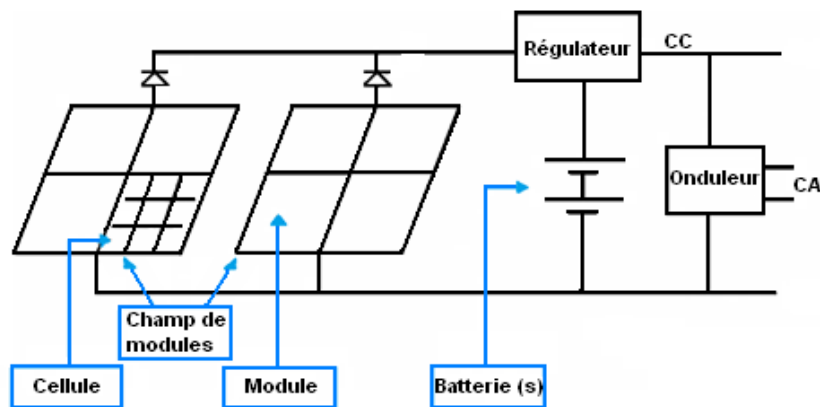


Fig. I.1 : Constituants principaux d'un système photovoltaïque

Depuis les organes de captation jusqu'aux organes de restitution de l'énergie, un système photovoltaïque représente un processus énergétique complexe [4]. Dans ce qui va suivre, nous nous proposons d'exposer les comportements et les évolutions des caractéristiques de chacune des composantes en amont de la charge prises individuellement.

I.2. Le générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque est l'unité de production de l'énergie électrique sous forme continue. Il est constitué d'un ensemble de panneaux, qui eux même se composent d'un ensemble de modules connectés électriquement entre eux et situés sur un même plan (structure porteuse) fixe ou mobile (système de poursuite). Afin d'atteindre les spécifications requises par là où les charges à alimenter, on peut distinguer deux types de connexion :

- La connexion **série** des modules permet d'atteindre les tensions désirées, l'ensemble constitue une branche.
- La connexion **parallèle** des branches permet d'atteindre les courants désirés.

La combinaison des connexions séries-parallèles permet d'atteindre la puissance nécessaire.

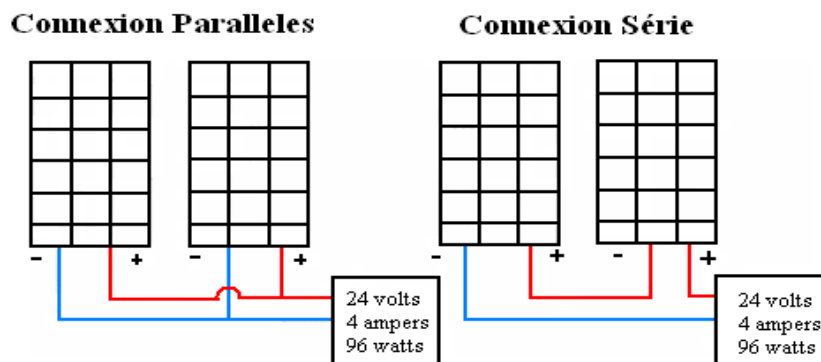


Fig. I.2 : Schéma de connexion des modules photovoltaïques

I.2.1. Module photovoltaïque

On appelle module, le montage d'un nombre de cellules ensemble pour constituer un dispositif compact et pratique. Ce procédé est appelé **encapsulation** d'un module. Il consiste à relier un nombre de cellules en série pour augmenter la tension de sortie du module à une valeur standard.

L'encapsulation des cellules comporte une face supérieure en verre trempé, parfaitement transparent et d'une face inférieure recouverte d'un film spécial (couche de Tedlar). Entre ces deux faces, les cellules solaires sont insérées dans une masse étanche transparente et résistante aux UV ; c'est l'encapsulation par feuillette de film polymérisé à chaud d'acétate de vinyle (EVA). Cette technique

d'encapsulation, très proche de la fabrication du verre blindé, confère à la structure du panneau solaire une excellente résistance aux impacts. Ensuite, c'est l'assemblage avec joint d'étanchéité dans un cadre autoporteur en aluminium anodisé permettant un montage aisé et la fixation de la boîte de jonction destinée à recevoir le câblage nécessaire à l'exploitation du panneau photovoltaïque.

I.2.2. Cellule solaire et la conversion photovoltaïque

Le rôle des cellules photovoltaïques est de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique. Ceci se fait en trois étapes :

- absorption des photons de la lumière solaire,
- conversion de l'énergie reçue par les photons en énergie électrique (particules électriques libres),
- collecter les particules dans un circuit électrique externe.

Les cellules photovoltaïques doivent correspondre à des dispositifs optoélectroniques capables d'absorber un maximum de photons.

Le dispositif qui répond convenablement à ces attentes est le semi-conducteur.

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment d'un même matériau (homogène), ou de deux matériaux différents (hétérogène).

Quand un semi-conducteur est éclairé par la lumière du soleil, les photons qui la constituent sont capables de transmettre leurs énergies aux électrons de valence du semi-conducteur pour rompre la liaison qui les maintient liés aux atomes respectifs.

Pour chaque liaison rompue, on obtient un électron et un trou libres de circuler dans le matériau. Sous l'effet du champ électrique, l'électron va du côté N et le trou du côté P. Les trous se comportent comme des particules avec une charge positive égale à celle de l'électron. La figure (I.3) illustre le principe de conversion [5].

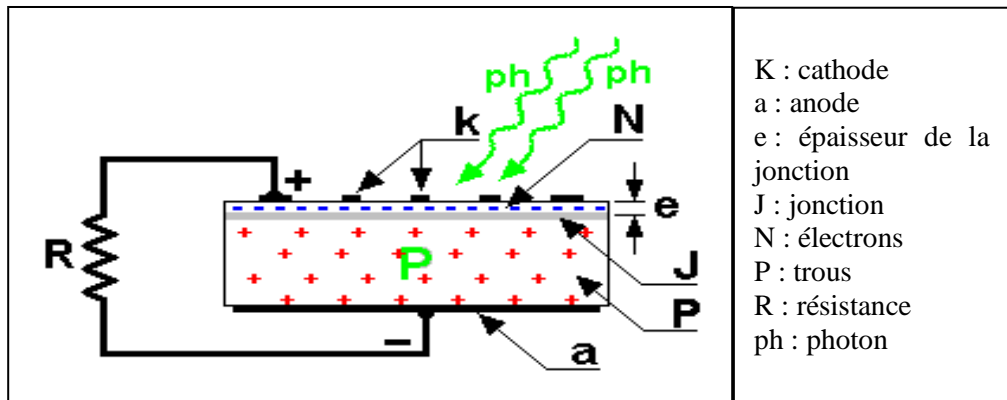


Fig. I.3 : Structure de base d'une cellule PV

I.2.3. Différents types de cellules solaires

Il existe trois principaux types de cellules :

Technologie de la cellule	Rendement typique	Rendement au laboratoire
monocristallines	12-16%	23%
poly-cristallines	11-13%	18%
amorphes	8-10%	13%

Tableau I.1 : Rendements des cellules photovoltaïques en fonction des différentes technologies

Les différences de rendement sont dues essentiellement aux structures internes des matériaux utilisés pour les différents types de cellules photovoltaïques et à leurs caractéristiques intrinsèques.

I.2.4. Paramètres d'une cellule photovoltaïque

Cinq paramètres influent sur le comportement électrique d'une cellule ou d'un générateur photovoltaïque. Ces paramètres sont :

- La résistance série R_s ,
- La résistance shunt R_{sh} ,
- Le courant de saturation I_{sat} ,
- Le flux d'éclairement G ,
- La température T .

I.2.5. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Le modèle électrique réel d'une cellule solaire se compose d'une diode, de deux résistances et d'un générateur de courant. La relation entre la tension V (Volts) et le courant I (Ampères) est donnée par l'équation (I.01) et est illustrée par la figure (I.4).

$$I_{sc} = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{q \times V - q \times R_s \times I}{n \times K \times T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s \times I}{R_{sh}}\right) \quad (I.01)$$

Tel que :

I_{sc} : courant de court-circuit,

I_{ph} : photo courant générer par le générateur solaire sous éclairement,

I_{sat} : courant de saturation,

V_{oc} : tension de circuit ouvert,

q : charge de l'électron (1.6×10^{-19} coulomb),

n : facteur de qualité de la diode.

K : constante de Boltzmann. ($1.38 \times 10^{-23} JK^{-1}$),

R_s : résistance série du générateur solaire,

R_{sh} : résistance shunt du générateur solaire,

T : température absolue en Kelvin de la cellule,

V : tenson imposé à la diode.

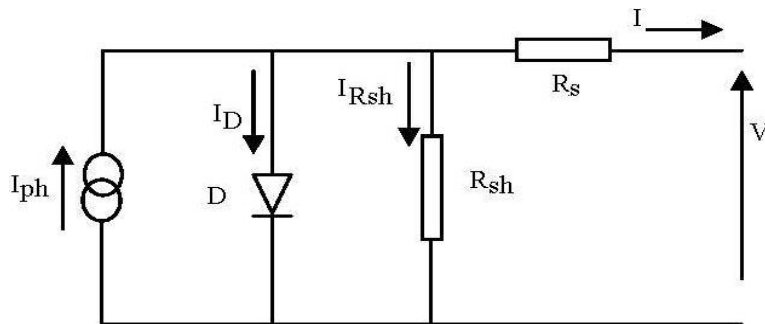


Fig. I.4 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

I.2.6. Caractéristiques $I= f(V)$, $P= f(V)$ d'une cellule photovoltaïque

La caractéristique courant-tension, illustrée dans la figure (I.5), décrit le comportement de la cellule photovoltaïque sous l'influence des conditions météorologiques (niveau d'éclairement et température ambiante)

La figure (I.6) montre bien qu'une cellule photovoltaïque ne peut être assimilée à aucun générateur classique (générateur de courant ou générateur de tension).

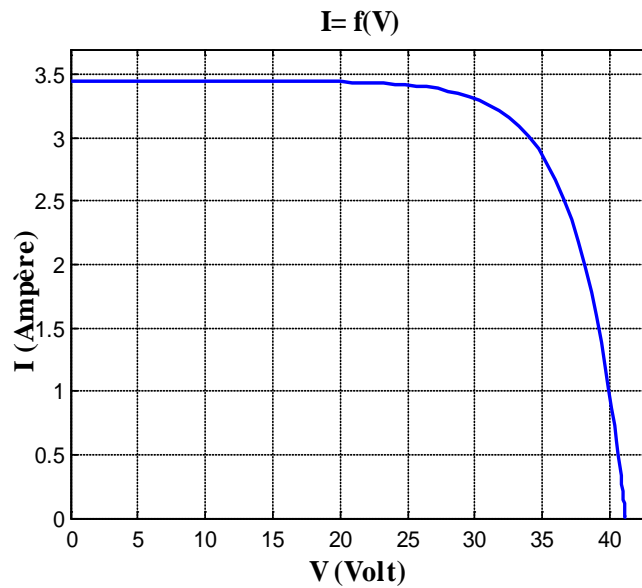


Fig. I.5 : Caractéristique $I=f(V)$

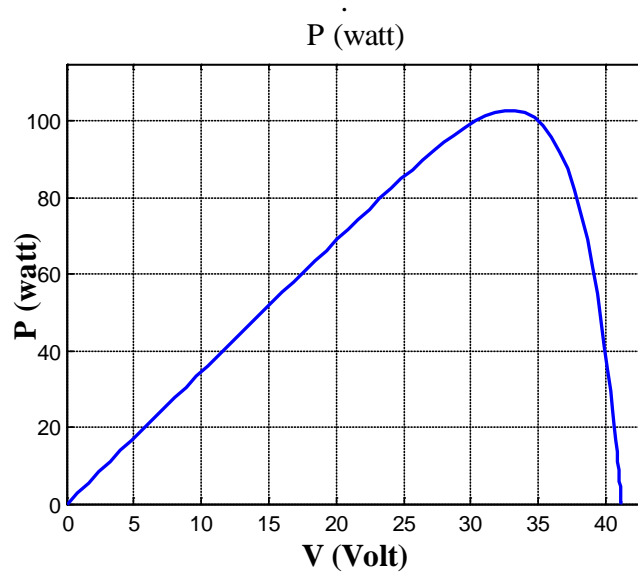


Fig. I.6 : Caractéristique $P=f(V)$

Notons que les courbes des figures (I.5) et (I.6) ont été obtenues en implémentant les modèles $I=f(V)$ et $P=f(V)$ sous Matlab.

I.2.7. Courant de court-circuit

Lorsque la tension est nulle ($V=0$), le courant de court-circuit I_{sc} de la cellule photovoltaïque est exprimé par l'expression (I.02) :

$$I_{sc} = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{q \times R_s \times I_{sc}}{n \times K \times T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{R_s \times I_{sc}}{R_{sh}}\right) \quad (\text{I.02})$$

À un niveau d'éclairement standard (égal à 1 kW/m²), l'effet de la résistance série est négligeable. Dans ce cas, le courant de court-circuit peut être considéré comme étant équivalent au photo-courant, c'est-à-dire proportionnel à l'éclairement G.

$$I_{sc} = I_{ph} = C \times G \quad (\text{I.03})$$

Où :

C : constante.

I.2.8. Tension de circuit ouvert

Dans le cas du circuit ouvert, la tension peut être exprimée analytiquement selon l'équation (I.04) :

$$V_{oc} = \frac{n \times K \times T}{q} \times \log\left(\frac{I_{sc} + I_{sat}}{I_{sat}}\right) \quad (\text{I.04})$$

Si la résistance série est nulle et la résistance shunt est infinie, l'expression de V_{oc} devient :

$$V_{oc} = \frac{n \times K \times T}{q} \times \log\left(\frac{I_{sc}}{I_{sat}}\right) \quad (\text{I.05})$$

La tension de circuit ouvert (V_{oc}) correspond, en fait, à la chute de tension dans la jonction PN, lorsqu'elle est traversée par le photo-courant (I_{ph}).

Nous avons vu que le courant produit par la photopile (I_{ph}) est pratiquement proportionnel au flux lumineux (G). Par contre, la tension (V) aux bornes de la jonction varie peu, car elle est fonction de la différence de potentiel à la jonction PN du matériau lui-même. La tension de circuit ouvert ne diminuera que légèrement avec la diminution du flux lumineux. Ceci implique que :

- La puissance maximale de la cellule est pratiquement proportionnelle à l'éclairement.

I.2.9. Rendement

Le rendement de conversion photovoltaïque d'une cellule solaire est le rapport entre la puissance maximale (P_{max}) fournie par la cellule et la puissance solaire incidente :

$$\eta = \frac{V_{max} \times I_{max}}{G \times S} \quad (I.06)$$

Tels que :

η : rendement,

V_{max} : tension maximale,

I_{max} : courant maximal,

S : surface.

I.2.10. Facteur de forme

Le facteur de remplissage ou de forme (FF), encore souvent appelé par sa dénomination anglaise « fill factor » correspond au rapport entre la puissance maximale (P_{max}) délivrée par la cellule et le produit ($V_{oc} \times I_{sc}$), correspondant à la puissance maximale idéale.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (I.07)$$

I.3. Boite à jonction

À l'arrière de chaque module se trouve une boite à jonction contenant deux diodes antiparallèles, comme le montre la figure suivante :

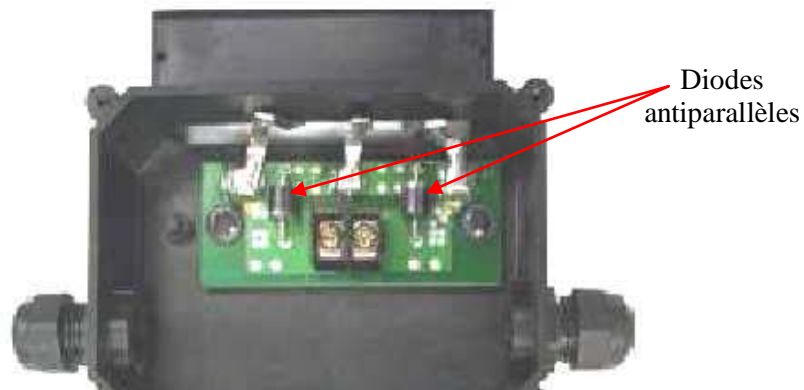


Fig. I.7 : Boite à jonction

Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre, comme le montre la figure (I.8) :

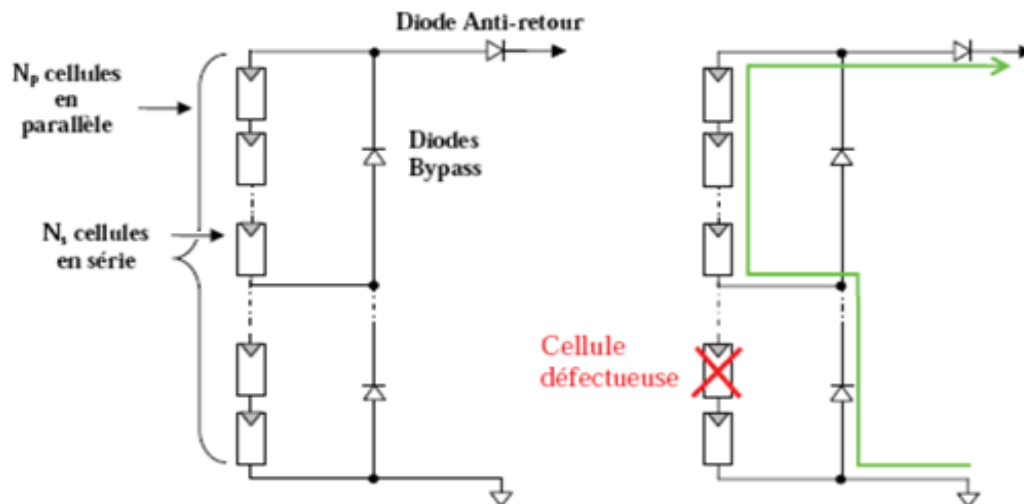


Fig. I.8 : Phénomène du point chaud

Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule faiblement éclairée, sa tension devient négative et constitue un élément récepteur. Celle-ci se retrouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique qui pourrait aboutir à sa destruction si le défaut persiste trop longtemps. C'est le phénomène du point chaud (hot spot) [6].

I.4. Batteries

Une batterie électrique est un composant électrochimique, elle comporte des électrodes positives et négatives composées d'alliages dissemblables plongées dans un électrolyte (acide). L'ensemble est encapsulé dans un bac scellé ou muni d'un bouchon de remplissage et d'un évent.

I.4.1. Fonctions principales d'une batterie

Dans un système photovoltaïque, la batterie remplit trois fonctions importantes :

- Autonomie :

Une batterie permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux.

- Courant de surcharge :

Une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelques instants, c'est-à-dire un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ PV.

Ceci est nécessaire pour faire démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage 3 à 5 fois supérieur au courant d'utilisation.

- Stabilisation de la tension :

Une batterie permet de fournir une tension constante, en éliminant les écarts de tension du champ PV et en permettant aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée [7].

I.4.2. Caractéristiques principales d'une batterie

La batterie doit satisfaire la ou les charges pendant les jours les plus défavorables, non ensoleillés et la nuit. Ses principales caractéristiques sont :

- Capacité (Ampère-heure) :

Les Ampères heures d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant.

- Profondeur de décharge :

La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge. Plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

- La tension d'utilisation :

C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

- Le rendement :

C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

- Le taux d'autodécharge :

L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

- La durée de vie :

Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ses caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles) [7].

I.5.1. Hacheur

Le hacheur a pour rôle d'extraire la puissance maximale du générateur PV. C'est pourquoi il est muni d'un algorithme de recherche du point de puissance maximale de type MPPT (Maximum Power Point Tracker). La puissance maximale extraite est ensuite convertie en puissance alternative active par l'onduleur.

▪ Fonctionnement du MPPT

Un champ photovoltaïque peut être mis en évidence par sa caractéristique statique courant/tension, souvent appelée caractéristique (I-V). Une telle caractéristique d'un champ PV en fonctionnement normal est illustrée sur la figure qui suit :

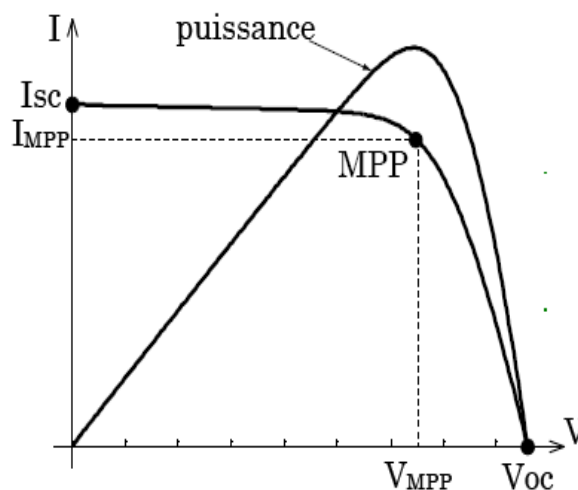


Fig. I.10 : Caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement normal

Cette caractéristique s'étend du point de tension de circuit ouvert (V_{oc}) au point de courant de court-circuit (I_{sc}). Pendant l'opération, le champ PV fonctionne normalement en point de la puissance maximale (MPP). Le rôle du MPPT est de faire fonctionner le générateur PV à ce point MPP.

I.5.2. Onduleur

L'onduleur est un composant central dans le système photovoltaïque. Le champ de modules peut produire de l'énergie électrique continue, mais il est possible que l'onduleur ne la transforme pas en énergie électrique alternative. En effet, un onduleur ne fonctionne que lorsque qu'il reçoit, en entrée, une puissance

comprise dans un intervalle défini par le constructeur. Si la puissance en entrée est supérieure à la puissance maximale autorisée, le module ne transforme que l'électricité maximale qu'il peut produire. À l'inverse, dans le cas où la puissance en entrée est inférieure à la puissance minimale de l'intervalle de puissance d'entrée, l'onduleur se met en veille et ne produit pas d'électricité. Cette donnée est très importante pour l'estimation de la fiabilité du système [8].

I.5.3. Transformateur

Ce type de transformateur, spécifique au convertisseur de la figure (I-9), a pour rôle d'imposer une fréquence prédéfinie (50 Hz ou 60 Hz).

I.6. Système de régulation

Un régulateur est un dispositif électronique qui relie entre les différents éléments du système. Il est généralement muni de deux entrées : l'une provient du panneau solaire qui génère une énergie électrique, l'autre arrive de la batterie qui fournit de l'énergie complémentaire au système.

Sa fonction principale est de contrôler l'état de la batterie. Il autorise la charge complète de celle-ci en éliminant tout risque de surcharge et interrompt l'alimentation des destinataires si l'état de charge de la batterie devient inférieur au seuil de déclenchement de la sécurité anti décharge profonde. Il prolonge ainsi la durée de vie de la batterie qui est le seul composant fragile du générateur photovoltaïque.

Dans leurs versions les plus simples, les régulateurs de charge disposent de fonctions de protection de la batterie (anti-surcharge et anti-décharge profonde), de sécurités internes d'autoprotection et de protection du système photovoltaïque, d'une sonde de température intégrée et d'une diode série anti-courants inverses. Ils n'utilisent plus de relais mécaniques. On trouve généralement sur leur face avant deux diodes électroluminescentes (LED) qui renseignent : l'une sur l'état de charge de la batterie et l'autre sur l'état de fonctionnement de tout le générateur.

I.6.1. Régulateur de décharge

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension pré-réglé bas et transmet l'information à

un circuit de commande. Ce dernier arrête la décharge lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil.

I.6.2. Régulateur de charge

Les panneaux photovoltaïques ont une particularité : ils peuvent être court-circuités ou peuvent voir leur circuit s'ouvrir sans dommage. Cette caractéristique a donné naissance à deux méthodes principales de contrôle de la charge de la batterie : le régulateur série et le régulateur shunt.

Dès que les critères de fin de charge de la batterie commencent à être atteints (tension de la batterie ou mieux encore, son état de charge), le courant du panneau photovoltaïque est réduit de façon progressive jusqu'à le court-circuiter (shunt) ou en ouvrant le circuit électrique (série).

- Régulateur de charge shunt (parallèle) :

Ce type de régulateur est utilisé en dérivation sur le panneau solaire. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissances. Lorsque la tension de la batterie est faible, le transistor T est bloqué, le courant et la tension aux bornes de la résistance sont faibles alors tout le courant délivré par le générateur charge la batterie. Si la tension aux bornes de la diode Zener atteint la valeur de référence, le courant I augmente brusquement, le transistor T devient passant et il délivre une partie du courant de charge [7].

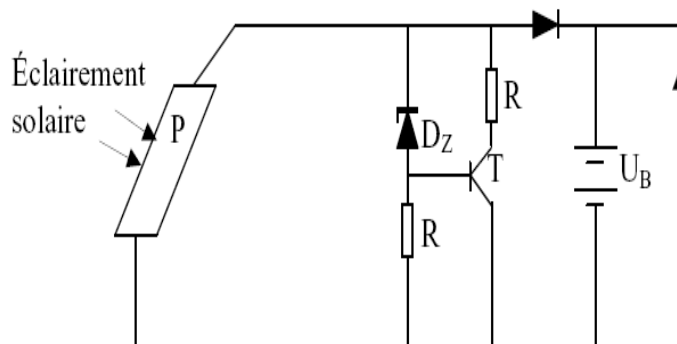


Fig. I.11 : Régulateur de charge parallèle

- Régulateur de charge série :

Le principe consiste à intercaler entre le panneau PV et la batterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante : Tant que la tension U_{bat} aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener U_Z , le courant délivré par le panneau charge la batterie à travers un transistor. Sinon, il se bloque et le courant ne passe qu'à travers la résistance [4].

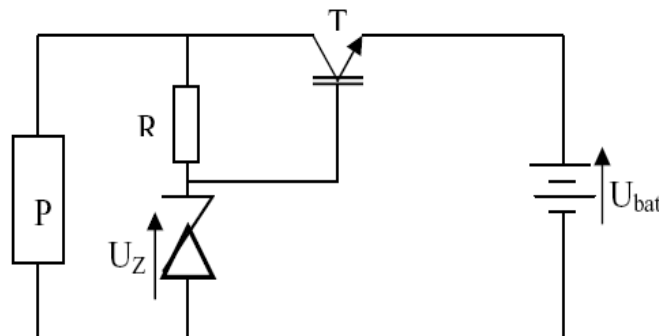


Fig. I.12 : Régulateur de charge série

I.7. Conclusion :

Les performances d'un système photovoltaïque sont liées à de nombreux paramètres qui dépendent des éléments constituant le système et aussi des paramètres environnementaux (température, pollution...etc.).

Dans ce présent chapitre, on s'est intéressé à recenser les différentes fonctions de chaque composante constituant le système photovoltaïque.

Le chapitre deux fera l'objet de l'étude de l'influence des paramètres externes et spécifiquement l'influence de la température, des chocs thermiques et du vent de sable sur le comportement d'un système photovoltaïque.

Chapitre II

Spécificité du Sud Algérien

II.1. Introduction

Des étendues de terre colossales, un exceptionnel gisement solaire de plus de 3000 heures par an. L'Algérie, dispose d'une position géographique favorable pour l'épanouissement de l'énergie solaire.

Comme toute région saharienne, nombreuses contraintes comme les conditions environnementales sévères conduisent à des exigences extrêmes vis-à-vis des technologies solaires.

La productivité d'un système PV installé dans le sud algérien, soumis aux conditions environnementales saharienne, diffère de l'espérance attendue sous les conditions d'essais standards. Nombreux facteurs sont à prendre en compte afin de garantir la performance et la durabilité de ce système, d'où l'objet de ce deuxième chapitre.

II.2. Définitions [8]

Les influences de la spécificité du milieu désertique sur le système photovoltaïque, nous ont mené à utiliser quelques termes de sûreté de fonctionnement qu'on doit définir tel que : la défaillance et la dégradation.

II.2.1. Défaillance

La défaillance est la cessation soudaine de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise. Un produit connaît une défaillance lorsqu'il n'est plus en mesure de remplir sa (ou ses) fonction(s).

II.2. Dégradation

La dégradation est la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service. Un produit qui se dégrade devient pseudo-défaillant lorsqu'il atteint un seuil limite de dégradation. La dégradation d'un produit croît de façon probabiliste au cours du temps avec une augmentation de la variance. À chaque instant, la fiabilité peut être estimée comme la probabilité que la mesure de dégradation soit plus petite qu'une valeur cible de dégradation (Figure II.1). Le modèle de dégradation est un moyen efficace de prédire la fiabilité lorsque le produit se dégrade.

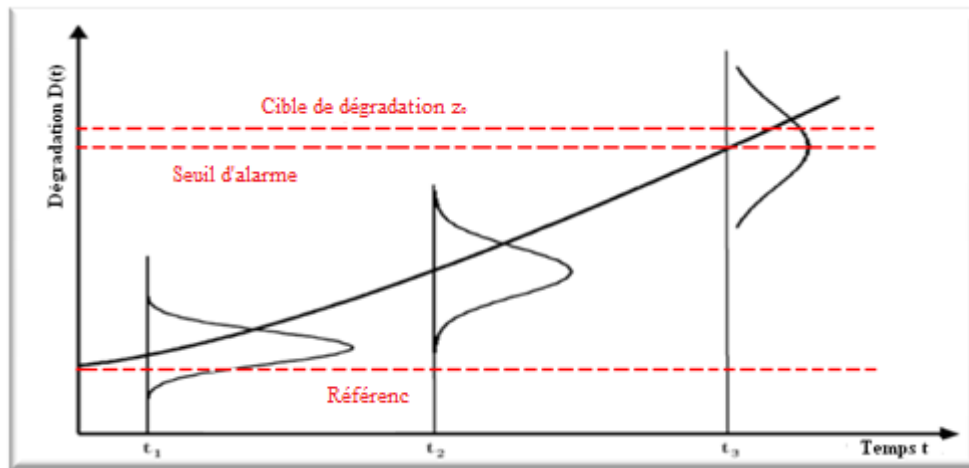


Fig. II.1 : Exemple d'un modèle de dégradation

Dans le cas des modèles de dégradation, les défaillances sont liées à une évolution dans le temps d'une caractéristique qui définit une performance qui se dégrade. La fonction de dégradation $D(t)$ est un processus aléatoire à trajectoires continues à droites qui est défini par :

$$D : t \rightarrow D(t) \in [0, +\infty]$$

Le produit est considéré défaillant lorsqu'il atteint un niveau critique de dégradation z_0 . L'intervalle des dégradations qui garantit le bon fonctionnement du produit est :

$$I = [0, z_0]$$

II.3. Etat de l'art

Dans la littérature, on retrouve beaucoup de travaux réalisés un peu partout dans le monde traitant des performances des systèmes photovoltaïques sous diverses conditions environnementales :

Dans leur article, F.Khelfaoui et M.Remram [9], ont conclu que l'effet de la température est néfaste sur le fonctionnement de la cellule solaire poly-cristalline.

Toujours dans la même lancée, S.Harrouni et A.Maafi [10] ont présenté une analyse expérimentale à une échelle de temps fine (10 minutes) du rendement de conversion d'un générateur PV fabriqué à base de cellules de silicium monocristalline et ceci en milieu désertique. Cette analyse a montré que le rendement du générateur PV est égal à 8.5%, ceci représente pratiquement la moitié du rendement donné par le constructeur pour les conditions standards de fonctionnement (17%). Cet écart de rendement est dû à l'influence de divers paramètres climatiques qui caractérisent le milieu désertique dans lequel fonctionne le générateur PV étudié notamment, la température ambiante. L'influence de cette dernière sur le

rendement a été analysée. Leur analyse a montré que les fortes températures ambiantes conduisent à une élévation de la température des modules solaires ce qui fait chuter le rendement du générateur photovoltaïque. Ceci montre que le silicium monocristallin est sensible aux fortes températures et au fort ensoleillement, ce qui nécessite la prise de certaines précautions lors de son utilisation dans un milieu caractérisé par ces paramètres tel que le milieu désertique. Ainsi, il convient d'effectuer une encapsulation des cellules solaires qui permet le contrôle de la température des jonctions via un équilibre thermique entre le matériau semi-conducteur et l'air ambiant. La température ambiante a aussi une influence directe sur la batterie d'accumulateurs qui assure le stockage de l'excédent d'énergie solaire. En effet, les hautes températures peuvent engendrer l'ébullition de la batterie, il est alors nécessaire dans un milieu désertique d'envelopper la batterie par un caisson en bois peint en blanc pour réfléchir les rayons solaires, et amortir les fluctuations de la température ambiante. L'étude présentée dans cet article a montré que pour une meilleure rentabilité des installations PV dans le désert, une conception et une réalisation des équipements solaires adaptés au climat désertique s'imposent. Il est alors nécessaire d'effectuer des tests et faire le suivi de l'endurance et de la fiabilité des systèmes et équipements solaires en milieu saharien. Ceci nécessite leur entretien d'une manière continue en nettoyant par exemple les dépôts sales sur la surface antérieure des modules solaires dû au vent de sable.

B.Halouma, dans sa thèse de magistère [11], a attesté que la cellule occultée peut subir une tension inverse trop élevée ou peut être traversée par un courant trop important. Et de cela, peut résulter des dégradations irréversibles pouvant entraîner la destruction de toute une station. Donc l'occultation est un phénomène aléatoire, la puissance dissipée représente l'inconvénient majeur. C'est pourquoi B.Halouma a complété le modèle proposé dans sa thèse par l'introduction d'un facteur d'occultation au niveau de la tension d'avalanche. On retrouve aussi l'article de M. Sadok et A. Mehdaoui [12], où ils ont présenté les résultats obtenus à partir de l'analyse des caractéristiques (I-V) des panneaux photovoltaïques qui ont été examinées dans une région du Sahara. Des expériences ont été effectuées à Adrar. L'étude inclut la détermination des paramètres les plus représentatifs des panneaux en employant des méthodes numériques pour un modèle exponentiel. Ces dernières ont été numériquement exploitées afin de tracer les caractéristiques théoriques (I-V) des modules pour les variables environnementales telles que la température ambiante et l'irradiation solaire.

E.Díaz-Dorado, et al [13], ont étudié l'effet de la nuance partielle (ombrage) sur le générateur photovoltaïque. Cette nuance, même à une très faible partie a de dramatiques conséquences sur le module ou sur la cellule.

Les diodes de by-pass permettent d'éviter que les modules ne se comportent comme des récepteurs engendrant ainsi un réchauffement des cellules en cas d'éclairage partiel (phénomène de "Hot spot"). Il y a deux configurations typiques des diodes de déviation : couvertes et non couvertes. Dans le premier cas, ils ont montré que la perte en puissance avec cette configuration est estimée à un tiers de la puissance maximale

II.4. Caractéristique du sud Algérien

Trois facteurs feront l'objet de cette section :

- La température,
- Les chocs thermiques,
- Le vent de sable.

II.4.1. Effet de la température

La température est un facteur déterminant dans la conception et la réalisation d'un système PV. Les hautes températures peuvent induire la dégradation remarquable des caractéristiques électriques et optiques du système qui mènent à des dégâts irréversibles.

II.4.1.1. Module

Le comportement des caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un générateur PV en fonction de la température sont complexes ; lorsque la température augmente, la tension et la puissance du générateur diminuent, inversement le courant augmente.

La figure (II.2) illustre l'influence de la température sur les caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule photovoltaïque.

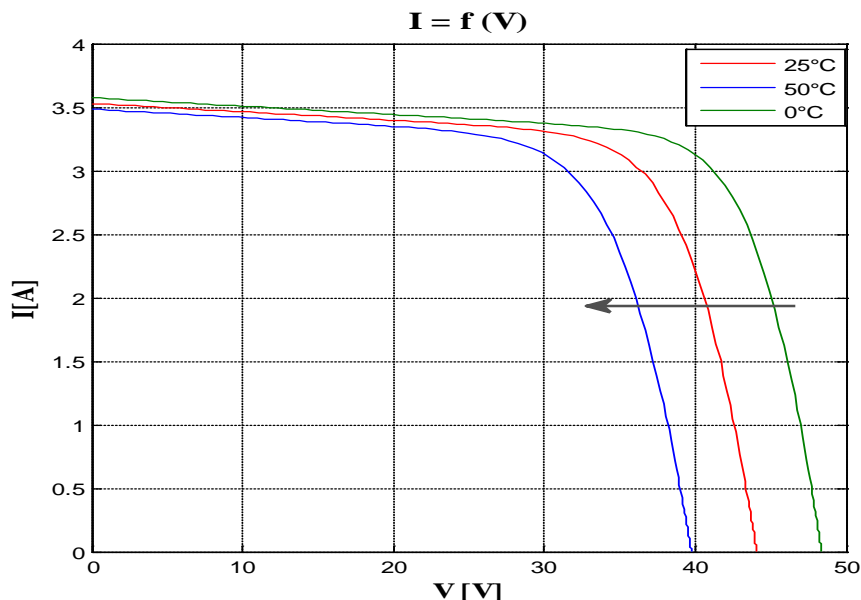


Fig. II.2 : Influence de la température sur la caractéristique (I-V)

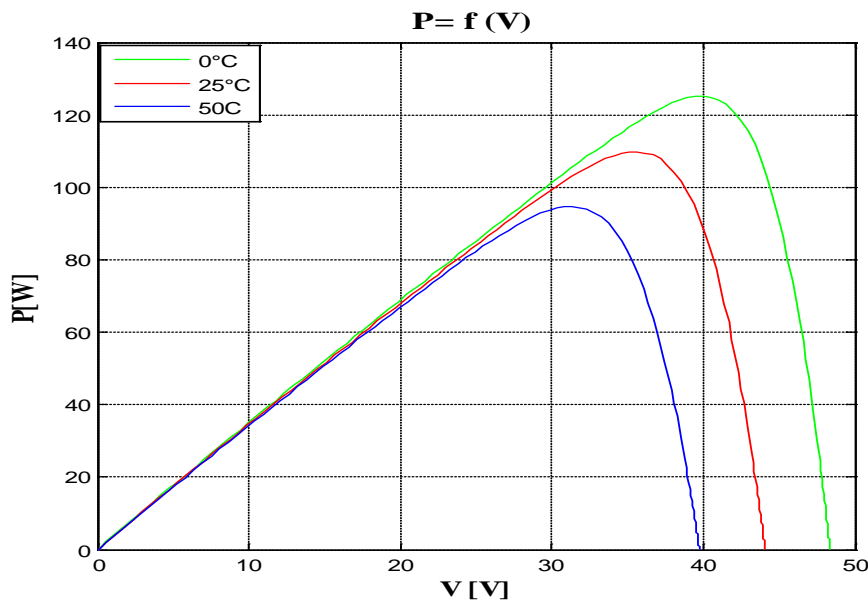


Fig. II.3 : Influence de la température sur la caractéristique (P-V)

Une forte température ambiante conduit à une élévation de la température des cellules. Le courant de diode augmente très rapidement avec la température, il en résulte une diminution de la tension du circuit ouvert qui décale le point de puissance maximale vers une faible tension. Cette diminution est de l'ordre de 2 mV par degré Celsius. En termes de puissance, une cellule peut délivrer 1.3 W à 0°C et ne pourrait fournir que 0.9 W à 85°C. Ceci montre que la cellule est sensible aux fortes températures [14].

Les figures qui suivent montrent avec plus de clarté l'influence de la température ambiante sur les caractéristiques courant, tension et sur le rendement d'une cellule PV monocristalline.

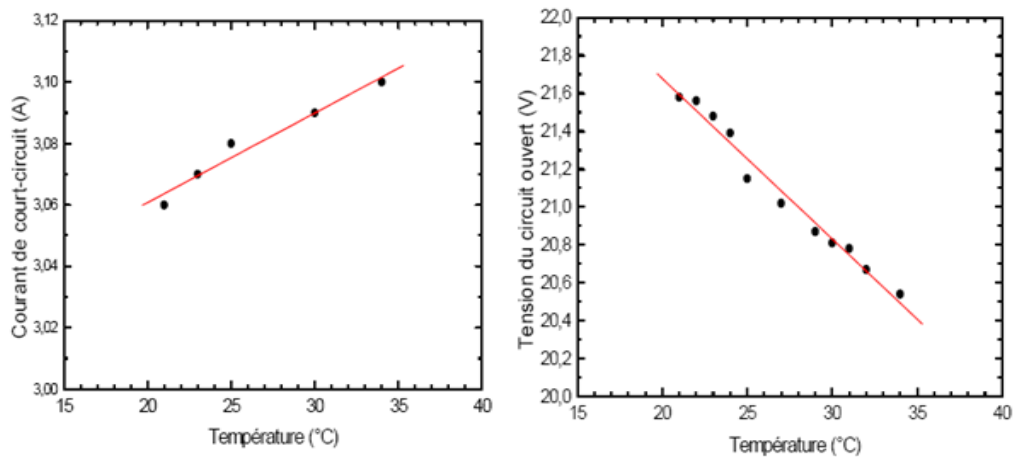


Fig. II.4 : Influence de la température sur le courant de court-circuit et la tension du circuit-ouvert de la cellule photovoltaïque

Les variations de la tension en circuit ouvert et du courant de court circuit sont données par les expressions suivantes :

$$V_{oc} = V_o \times (1 - \beta \times \Delta T) \quad (\text{II.1})$$

$$I_{sc} = V_o \times (1 - \alpha \times \Delta T) \quad (\text{II.2})$$

Tel que :

$\alpha = 0.5 \cdot 10^{-3}$ par °C : Coefficient de température du courant,

$\beta = 5 \cdot 10^{-3}$ par °C : Coefficient de température de la tension.

$$\Delta T = T_{ref} - T_a$$

Pour les cellules au silicium, le courant augmente d'environ 0.05% /°C alors que la tension décroît de 0.35-5% /°C. La baisse globale de puissance est d'environ 0,4% /°C [15]. Ainsi, comme le montre la figure (II.5) plus la température augmente et moins la cellule est performante.

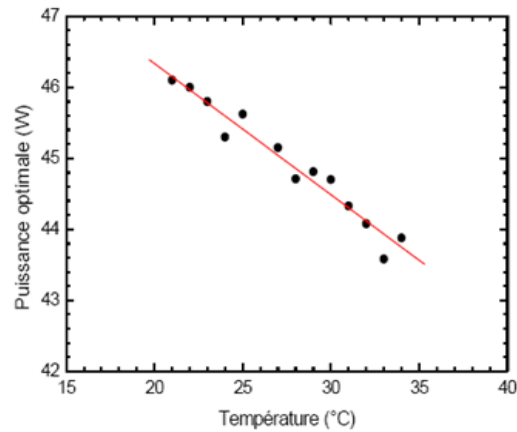


Fig. II.5 : Influence de la température sur la puissance optimale du module photovoltaïque

De plus lors de l'exposition aux rayonnements solaires, une partie du rayonnement absorbée n'est pas convertie en électricité : Elle se dissipe sous forme de chaleur, c'est pourquoi la température de la cellule (T_c) est toujours plus élevée que la température ambiante (T_a), ce qui nécessite la prise en compte de certaines précautions lors de son utilisation. Pour y remédier, il est nécessaire d'effectuer une encapsulation des cellules solaires. Ce qui permet le contrôle de la température des jonctions via un équilibre thermique. La température d'un module dépend : du type de matériel utilisé pour l'encapsulation, de sa dissipation thermique, du point de fonctionnement du module, des paramètres atmosphériques comme l'irradiance, de la température et de la vitesse du vent et enfin de l'angle d'inclinaison.

Dans les conditions réelles, le rendement d'un module durant une journée reste presque constant (9% - 10%) si la température ambiante reste faible (Figure II.5.a). Dans le cas où la température est élevée, le rendement chute à un moment donné (Figure II.5.b). Ce dernier correspond à l'instant où la température ambiante atteint une valeur de 42°C [10].

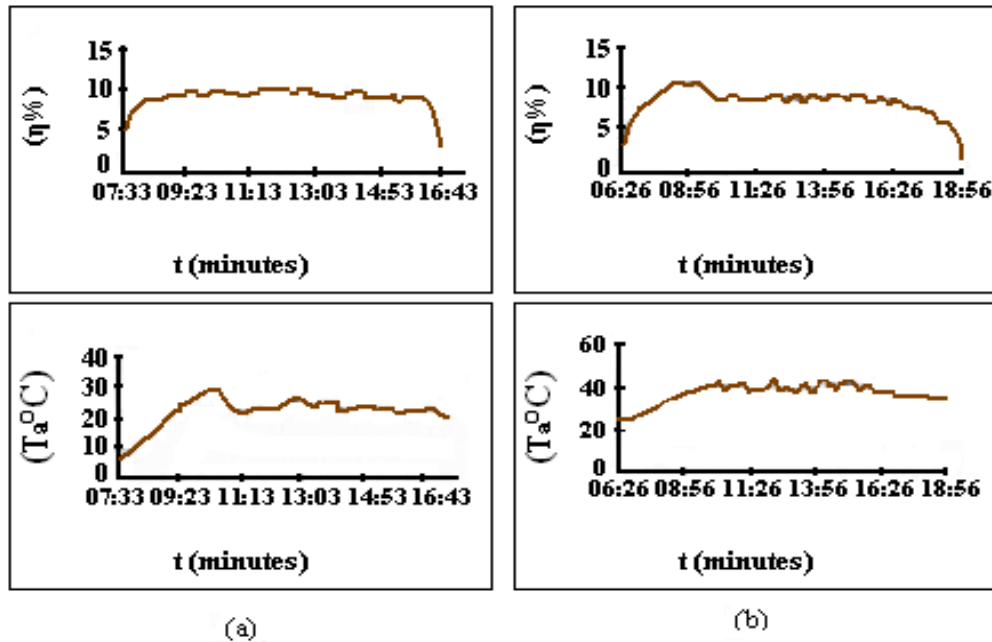


Fig. II.6 : Influence de la température ambiante sur le rendement

En effet, une forte température ambiante influe sur la température (T_{module}) des modules qui conditionne à son tour le rendement de ces derniers. La température T_{module} peut être calculée à partir du NOCT (Normal Operating Cell Temperature), grandeur intrinsèque du module et qui est donnée par le constructeur :

$$T_{\text{module}} = T_a + \left(\frac{G}{800}\right) \times (T_{\text{NOC}} - 20) \quad (\text{II.3})$$

T_a : température ambiante,

T_{NOC} : température de la cellule en fonction normal.

▪ **Exemple de l'effet de la température sur un module PV**

$$P = V \times I = V_0 \times [(1 - \beta \times \Delta T)] \times I_0 \times (1 + \alpha \times \Delta T)$$

$$P = V_0 \times I_0 + V_0 \times I_0 \times \alpha \times \Delta T - V_0 \times I_0 \times \beta \times \Delta T - V_0 \times I_0 \times \alpha \times \beta \times (\Delta T)^2$$

$$V_0 \times I_0 \times \alpha \times \beta \times (\Delta T)^2 \approx 0$$

$$P = V_0 \times I_0 \times (1 + (\alpha - \beta) \times \Delta T)$$

$$P = V_0 \times I_0 \times (1 + (\alpha - \beta) \times \Delta T) \quad (\text{II.3})$$

Pour $T_a = 25^\circ\text{C}$:

$$T_{module} = 25 + \left(\frac{1000}{800}\right) \times (47 - 20) = 58.75^\circ\text{C}$$

$$P = 1000 \times (1 - 0.0045 \times (58.75 - 25)) = 848.125 \text{ Wc}$$

▪ Pour $T_a = 42^\circ\text{C}$

$$T_{module} = 42 + \left(\frac{1000}{800}\right) \times (47 - 20) = 75.75^\circ\text{C}$$

$$P = 1000 \times (1 - 0.0045 \times (75.75 - 25)) = 771.625 \text{ Wc}$$

On remarque une perte de puissance (ΔP) de 76.5 Wc

L'encapsulation permet aussi aux cellules d'assurer leur isolation électrique et leur protection contre les facteurs extérieurs.

La caractéristique qui fait de l'EVA un matériau de choix pour l'encapsulation est sa résistivité électrique très élevée le classant comme un très bon isolant électrique [16].

Sur la figure (II.7) il est montré que la résistivité de l'EVA diminue lorsque la température augmente.

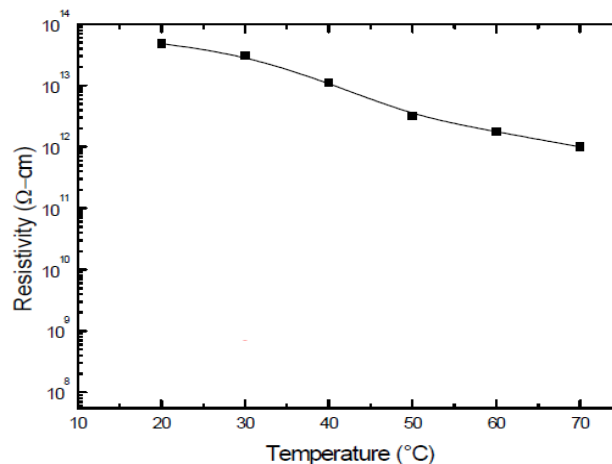


Fig. II.7 : Variation de la résistivité de l'EVA en fonction de la température

Une des dégradations a été attribuée à la décoloration de l'encapsulant de l'acétate de vinyle d'éthylène (EVA) et à la corrosion des cellules, pour des modules fonctionnant aux endroits où la température est élevée ($>25^\circ\text{C}$) (milieu désertique). Le niveau de décoloration a été observé sur 90% de la surface de la cellule [17], tel que montré sur la Figure (II.8).

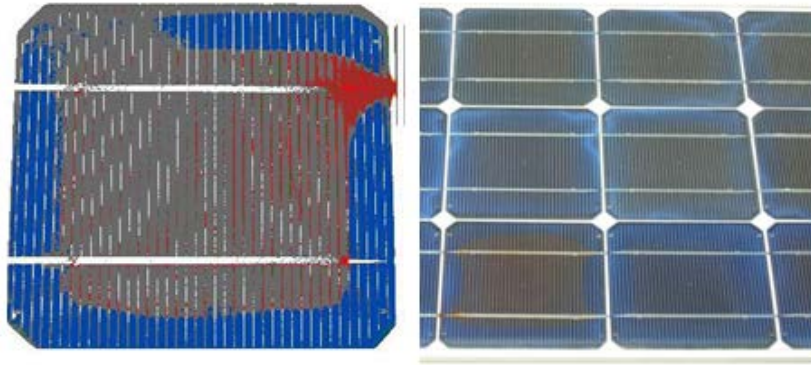


Fig. II.8 : Influence de température sur un module PV

II.4.1.2. Boite à jonction

La boite à jonction renferme plusieurs éléments, parmi eux les éléments de protection du module photovoltaïque. Dans son état défaillant, ce rôle de couverture n'est plus assuré.

Les hautes températures ont une influence néfaste sur la boite à jonction, elles peuvent mener à des dégâts fatals sur le générateur photovoltaïque ou sur le système complet.

Les principaux effets de la température sur la boite à jonction sont [18] :

- Corrosion des connexions,
- Destruction des diodes antiparallèles,
- Destruction de la liaison,
- Rupture du circuit électrique,
- Court circuit du circuit électrique,
- Rupture de mise à la terre.

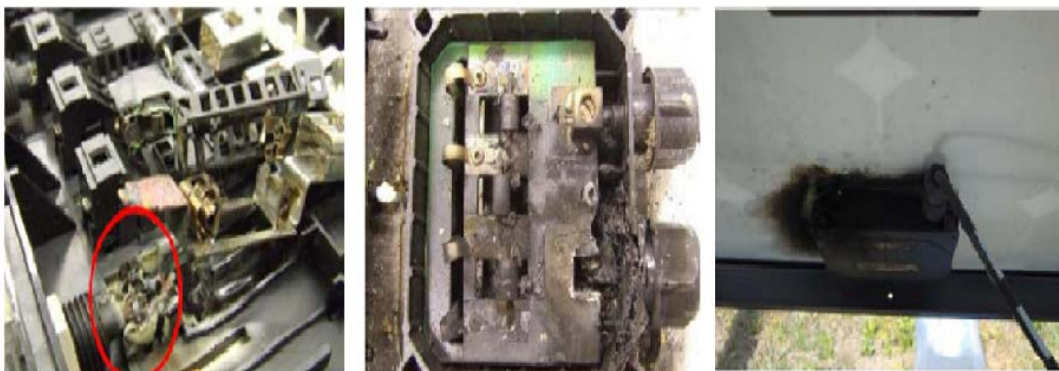


Fig. II.9 : Influence de la température sur la boite à jonction

II.4.1.3. Batterie :

La batterie étant un composant électrochimique, la température a des effets importants sur son fonctionnement interne tels que : taux de réactions électrochimiques, tension de gazéification, tension limite de charge, tension limite de décharge, perte d'électrolyte ainsi que ses performances : capacité, autodécharge et durée de vie.

En effet, les hautes températures provoquent la corrosion, des déformations et de l'érosion sur les plaques, ainsi qu'une surchauffe de la batterie. La vie cyclique est plus ou moins indépendante de la température ambiante, mais la résistance à la corrosion décroît rapidement à une température ambiante élevée.

À des températures élevées ($>25^{\circ}\text{C}$), il faut également prévoir la compensation thermique pour éviter l'évaporation de l'électrolyte ($-5\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ pour une batterie de 12 V) [19].

À de basses températures, la profondeur de décharge maximale doit être encore plus limitée pour éviter le gel de la batterie. Et il est préférable d'utiliser un électrolyte moins concentré pour limiter la corrosion interne de la batterie.

Il est alors nécessaire dans un milieu désertique d'envelopper la batterie par un caisson en bois peint en blanc pour réfléchir les rayons solaires, et amortir les fluctuations de la température ambiante.

▪ Influence de la température sur la tension de la batterie

Les courbes de charge et décharge sont fortement influencées par la température. On remarque que les pertes augmentent avec l'augmentation de la température, telles que montrées sur la figure (II.10).

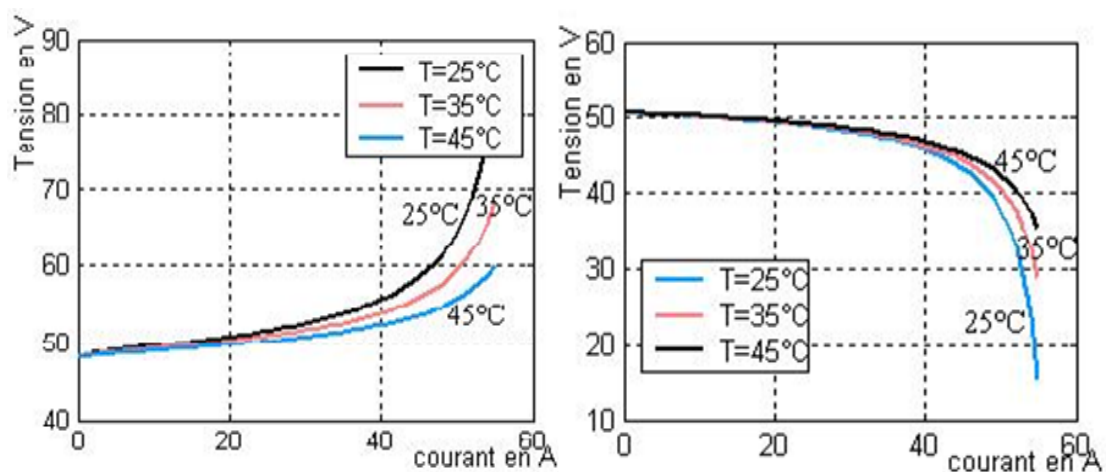


Fig. II.10 : Influence de la température sur la tension de décharge et charge

▪ Influence de la température sur la capacité de la batterie

La capacité augmente avec la température de l'élément. Ce fait s'explique d'une part, par l'augmentation du coefficient de diffusion des solutions d'acide sulfurique, d'autre part par la baisse de la résistivité de l'électrolyte pour les concentrations généralement employées. Inversement, en basse température, la capacité disponible est nettement moins importante.

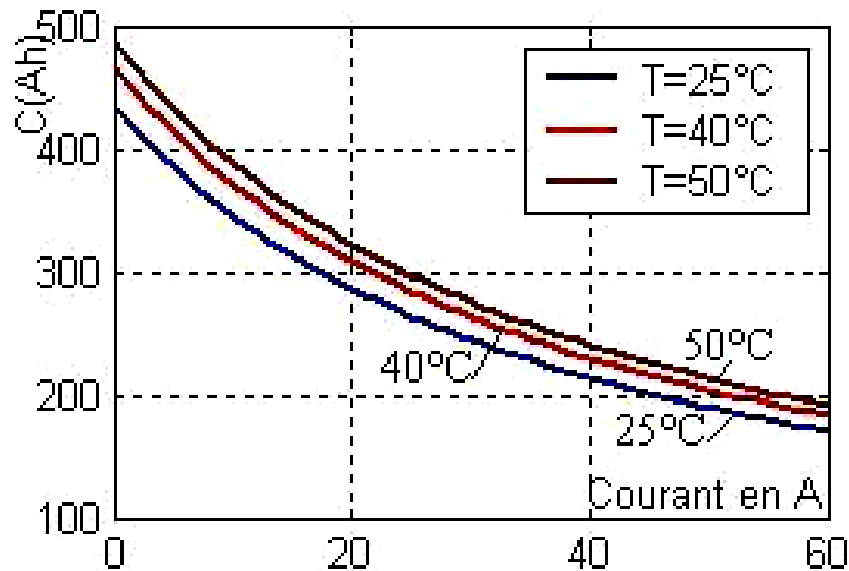


Fig. II.11 : Influence de la température sur la capacité de la batterie

Quand la température augmente de 10°C, la vitesse de réaction augmente (double), la durée de moyenne de vie des batteries diminue d'un facteur de 2, la corrosion est accélérée [20].

II.4.1.4. Régulateur

Le régulateur est le cœur du système photovoltaïque ; il contrôle les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges (solaires) et décharges profondes (utilisateur). Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation, mais l'effet de la température peut altérer cette fonction de gestion.

La tension de référence du régulateur devrait être corrigée selon la température réelle mesurée de la batterie. L'usage d'un tel régulateur est particulièrement recommandé pour les milieux désertiques : en effet, si la température ambiante augmente, la température de la batterie augmente aussi, la tension nominale de fin de charge diminue, et un régulateur non compensé aura alors tendance à surcharger la batterie, ce qui provoquera une dissociation

rapide de l'électrolyte. Et par conséquent une diminution significative de sa durée de vie. Ce phénomène est aggravé avec les batteries fermées (sans entretien).

II.4.1.5. l'Onduleur :

La température ambiante possède une influence inévitable sur le boîtier de l'onduleur, elle influence aussi le rendement de transformation. Si elle augmente, l'onduleur doit réduire sa puissance. La puissance de module disponible risque alors de ne pas pouvoir être utilisée dans toute son étendue.

Également, la température du boîtier de l'onduleur est influencée par le lieu de pose. Le rendement d'un onduleur est de l'ordre de 95 %. Cela signifie que 95 % de la puissance produite par le groupe photovoltaïque, côté CC, est transmise en sortie de l'onduleur, côté CA. Les 5 % de puissance restante sont dissipées sous forme de chaleur par les composants électroniques de l'onduleur [21]. Cela peut représenter une importante quantité d'énergie. Les défauts que peut engendrer la température sont :

- Faux contact,
- Fusible fondu,
- Surchauffe de l'onduleur.

II.4.2. Choc thermique

Le choc thermique est défini par une élévation ou une diminution brutale de la température. Ce facteur a des influences catastrophiques sur les performances d'un système photovoltaïque.

II.4.2.1. Module

Un système photovoltaïque est constamment soumis à des cycles thermiques (journées chaudes et des nuits froides). On distingue les effets suivants, à savoir :

Le choc thermique, la fatigue thermique et la fatigue-corrosion explicités ci-après :

- **Choc thermique**

L'espace entre les cellules adjacentes peut être critique avec les chocs thermiques qui mènent à la dilatation thermique des cellules (la distance entre les contacts diminue) ce qui cause des courts-circuits, une rupture du circuit, une destruction de la liaison et une fusion.

L'impact de la température sur une cellule désertée, indique l'existence d'un grand point chaud au milieu de la cellule. Il provoque aussi des dilatations différentielles des matériaux d'encapsulation qui mènent au risque de : bris de glace, fissure du verre et de l'EVA.

- **Fatigue thermique**

Quelque soit le type du semi-conducteur utilisé dans la cellule photovoltaïque, il possède deux phases, isolant et conducteur. Mais le changement de température cause ce qu'on appelle la fatigue thermique.

Cette dernière est un processus (succession de mécanisme) qui, sous l'action de contraintes ou déformations cycliques répétés ou alternées, modifie les propriétés locales du matériau. Il peut entraîner la formation de fissures et éventuellement des ruptures (bris du verre, rupture des cellules, fissure de l'encapsulation...etc.).

- **Fatigue-corrosion**

Le phénomène de fatigue-corrosion apparaît sous l'action conjuguée de l'environnement et d'une sollicitation cyclique. Il se manifeste par l'abaissement de la résistance du matériau à la fatigue. Ce type d'endommagement survient lors du cycle de chauffage-refroidissement des modules.

II.4.2.2. Batterie

La variation de la température à pour effet le doublement du taux de sulfatation chaque 5°C, ce qui cause le vieillissement, la diminution de la durée de vie et le dégagement d'hydrogène.

a) Le vieillissement des batteries au plomb-acide dans les systèmes PV est surtout causé par ce qui suit :

- La corrosion de la plaque positive,
- La sulfatation (formation de sulfate de plomb à la surface). C'est également la cause de 80% des pannes des batteries.

b) Réduction de la durée de vie de la batterie : l'électrolyse a tendance à se stratifier, ce qui se traduit par une augmentation de la concentration de l'acide sulfurique au bas du bac.

c) Dégagement d'hydrogène : la limite de sécurité du pourcentage d'hydrogène admis est généralement fixé à 3% (en volume), au-delà il y a risque d'inflammation (4%). Quand la température passe de 25°C à 40°C, le dégagement de l'hydrogène est doublé et l'accroissement est plus rapide pour des températures supérieures. Lorsque les batteries

viennent d'être chargées, leurs résistances au froid ($< 0^{\circ}\text{C}$) est beaucoup moins bonne lorsque elles sont partiellement déchargées, la capacité baisse rapidement, car autrement l'eau gèle, ce qui fond le bac et détruit la batterie [19] [22].

II.4.3. Influence du vent de sable sur un système photovoltaïque

Parmi les facteurs environnementaux les plus discriminants pour une région saharienne, mis à part la température, le vent de sable peut mener à une dégradation du système photovoltaïque au fil du temps, qui peut se couronner par une défaillance critique ou catastrophique.

II.4.3.1. Module

On se basant sur la description des modules photovoltaïques. Ainsi, si toutes les cellules sont identiques, la courbe ($I-V$) résultante sera aisément déterminée en sommant les tensions de chaque cellule. Sous des conditions réelles de fonctionnement, si les cellules PV sont légèrement différentes les unes des autres ou si elles ne sont pas uniformément éclairées, la courbe ($I-V$) résultante n'est pas facilement calculable et dépend alors d'une combinaison complexe du comportement individuel de chaque cellule.

Les systèmes photovoltaïques déployés dans le sud algérien sont constamment soumis à de violentes tornades ainsi qu'à de vents de sable causant une baisse dans leurs performances.

Le module photovoltaïque, en particulier, est sensiblement le plus affecté par cet environnement poussiéreux, faute d'être exposé à ciel ouvert pour mieux capter le maximum de rayonnements solaires. L'énergie électrique produite par un module dépend de l'éclairement qu'il reçoit sur sa surface, les particules de sables affectent le module de deux façons, à savoir : la suspension de particules et le dépôt en surface, tels que explicités ci-après :

- **Particules de sables sont en suspension**

Pour les régions sahariennes, l'air est porteur de fines particules de sables (aérosols) qui constituent un obstacle pour les rayonnements solaires qui se trouvent diffractés. La quantité d'ensoleillement reçue à la surface du module est alors diminuée. La figure (II.12) montre la caractéristique courant-tension d'un module PV solaire en fonction de l'éclairement. On remarque que la tension V_{oc} correspondant varie très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant I_{sc} qui augmente fortement avec l'éclairement.

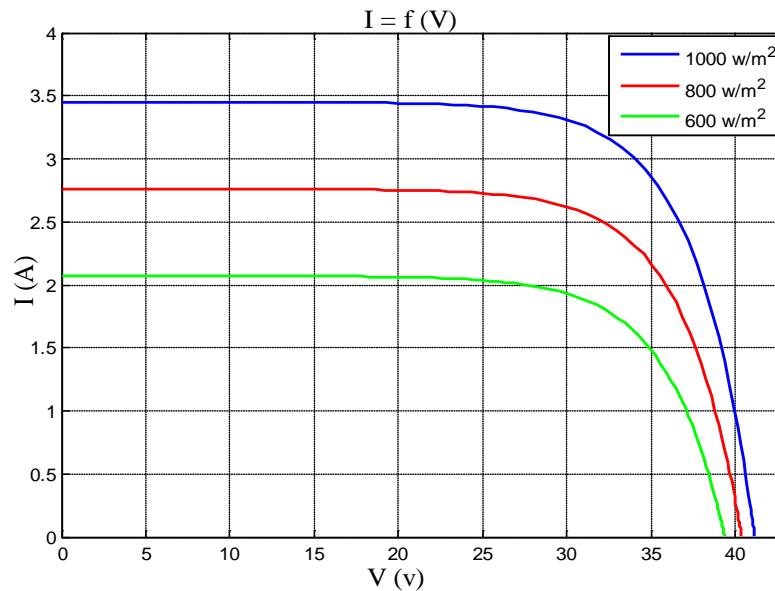


Fig. II.12 : Caractéristique (I-V) en fonction de l'éclairement

- **Particules de sables sont emportées par le vent et déposées sur la surface du panneau :**

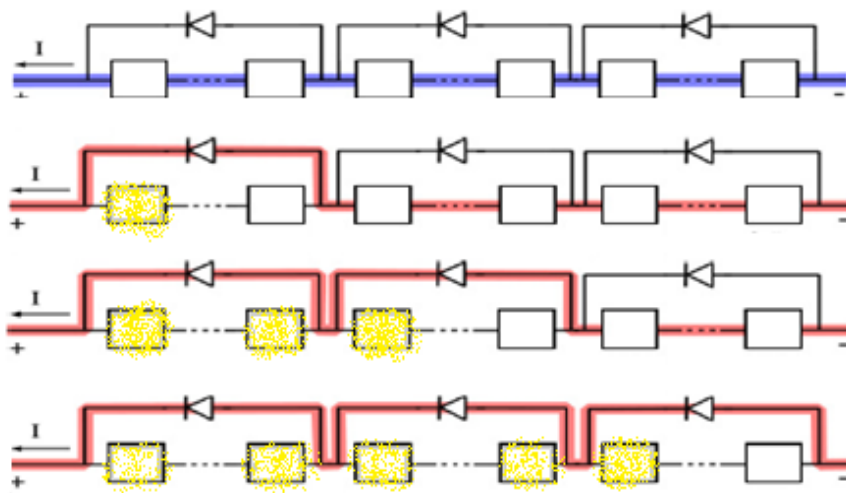
L'accumulation des grains de sable sur la surface du module, telle qu'indiquée sur la figure (II.13), fait qu'une ou plusieurs cellules sont occultées. Dans ces conditions, la cellule ombrée ne peut délivrer qu'un courant limité. Elle fonctionne donc inversement (devient réceptrice) aux autres cellules non occultées du module qui délivrent un courant supérieur à ce courant limite.

En fonctionnant ainsi, un échauffement de la cellule (appelé *hot spot*) se produit. Il peut provoquer des dégâts irréversibles (détérioration des contacts, de la couche antireflet,...etc.) visibles à l'œil nu (apparition d'une couleur brune au niveau de la cellule).



Fig. II.13 : Accumulation de particule de sable sur un module

Pour remédier à ce phénomène, il faut installer des diodes *by-pass*. Tel que indiquée sur la figure (II.14). Dans cette situation, les diodes de *by-pass* jouent leurs rôles en devenant passantes quand la somme totale des tensions des cellules devient négative, dérivant ainsi le courant en excès pour la cellule ombrée [13].



*Fig. II.14 : Écoulement du courant dans les cellules PV avec diodes de *by-pass* pour les cellules occultées*

Les « creux » présents sur la figure (II.15) sont dus au fait qu'une ou plusieurs diodes de *by-pass* se mettent en conduction. Selon le pourcentage d'ombrage sur la cellule, la diode de *by-pass* se met en conduction à différents niveaux de courant de fonctionnement. Il est à

remarquer également que la perte en tension est en fonction du nombre de diodes de by-pass en conduction.

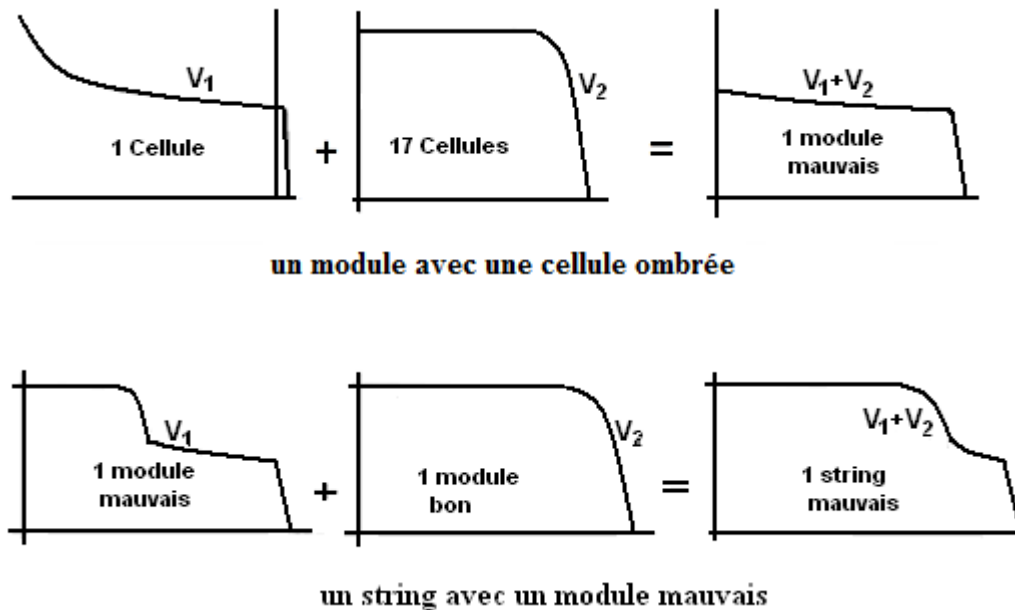


Fig. II.15 : Caractéristique de l'influence d'une cellule occultée sur la productivité d'un panneau.

II.4.3.2. Boite à jonction

Le vent de sable peut avoir des effets indésirables sur la boîte à jonction, il peut altérer la fonction des diodes antiparallèles. Ses effets sont :

- Oxydation des visseries,
- Court circuit du circuit électrique,
- Corrosion des connexions.

II.4.3.3. Batterie

La corrosion électrochimique peut apparaître à la jonction de deux métaux en présence de la poussière. La corrosion va lentement détruire le métal au plus faible potentiel électrochimique. Pour que ce phénomène se produise, il faut :

- un élément constitué de deux métaux différents,
- une liaison électrique entre ces deux métaux,
- un électrolyte pouvant entrer en contact avec les métaux et transporter les ions ; cet électrolyte peut être seulement en surface comme par exemple de la condensation.

La vitesse de la corrosion dépend de la nature de l'électrolyte : en atmosphère saline, la vitesse augmente considérablement. Il faut ainsi veiller sur les systèmes en milieu désertique

en hiver. Le courant continu peut s'ajouter au courant galvanique et augmenter la vitesse de corrosion par un facteur 100 [19].

II.4.3.4. Régulateur

Le régulateur ne doit pas être utilisé à l'extérieur, dans des caissons salés et dans des caissons où des mélanges gazeux légèrement inflammables peuvent se former. Dans le cas contraire, le régulateur n'assure plus sa fonction.

II.4.3.5. Onduleur

Bien que l'onduleur soit muni d'un boîtier qui le protège contre toute agression extérieure, les fines particules de sable peuvent s'infiltrer à l'intérieur de l'onduleur contaminant ainsi ses composantes électroniques et qui se manifestent par :

- L'Oxydation des boutons de commande et les visseries,
- Des faux contacts.

II.5. Conclusion

La tradition veut que les espaces arides soient vides et hostiles favorisant ainsi le déploiement des systèmes photovoltaïques. Mais, les conditions extrêmement rigoureuses font que les systèmes photovoltaïques soient sujets à une dégradation prématurée ou à de nombreuses défaillances.

Le chapitre III sera consacré à la collecte et au traitement de données ainsi qu'aux essais et tests en milieu d'exploitation.

Chapitre III

Acquisition de données en milieu d'exploitation

III.1. Introduction

Afin d'étudier le phénomène de dégradation des composantes d'un système photovoltaïque, en se basant sur les contenus de plusieurs travaux de recherche récents, les entreprises se basent sur deux processus d'acquisition de données, à savoir : les essais accélérés et le retour d'expérience.

Les données du retour d'expérience, restent la source la plus privilégiée compte tenu du caractère d'incertitude qui plane sur le premier processus.

À cet effet, ce travail se base sur les données acquises, lors d'un stage effectué au niveau URER-MS d'Adrar, où en plus de la récolte de données, nous avons appris à maîtriser la marche et l'exploitation des outils modernes destinés à cette fin.

III.2. Présentation en bref de l'unité de recherche

URER-MS est une unité de recherche en énergie renouvelable en milieu saharien. Il assure des prestations de service, l'étude et la réalisation des systèmes solaires, à savoir : Alimentation des maisons autonomes, réalisation des serres agricoles intelligentes, etc. L'organisation de cette unité est structurée comme suit :

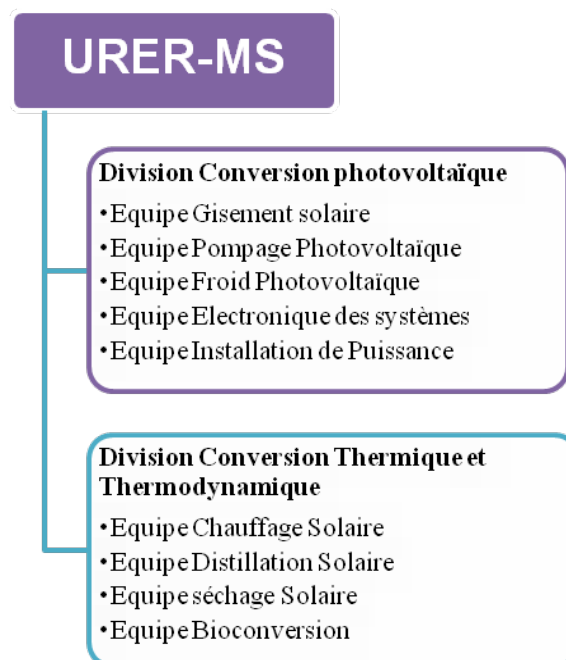


Fig. III.1 : Organisation de l'URER-MS

La division Conversion photovoltaïque est chargée de :

- La collecte, de l'exploitation et du traitement des données météorologiques nécessaires à l'évaluation du gisement solaire,
- La conception et la réalisation des dispositifs de régulation, de contrôle et de conversion destinés aux systèmes et applications photovoltaïques,
- La conception, l'étude et la réalisation de divers systèmes photovoltaïques destinés aux pompages de l'eau, la production de froid et l'éclairage domestique et public,
- La mise en place de bancs d'essais pour équipements et matériels faisant partie des systèmes photovoltaïques,
- Des études concernant la qualification des sites d'installation des équipements d'exploitation d'énergie solaire,
- La mise en œuvre de travaux d'essais, d'observation, d'expérimentation, d'exploitation, de mesure, de fiabilité et d'endurance des équipements d'énergie solaire.

III.3. Mécanisme de défaillance

Majoritairement occupée par le Sahara. Adrar, qui signifie « pierre, rocaille, mont » en berbère, est une ville du sud algérien située à 1540 km au sud-ouest d'Alger.

À partir des avis des experts (division conversion photovoltaïque) et des inspections visuelles faites sur le terrain, nous avons pu identifier certains mécanismes de défaillances relatifs à cette région aride.

III.3.1. Effet des agents extérieurs sur le système photovoltaïque :

III.3.1.1. Température

- **Module photovoltaïque**

Un simple relevé de mesures sur place, nous a permis de confirmer que la tension V_{oc} diminue lorsque la température augmente.

	Module 100W _c	
G (W/m ²)	1000	1119
T (°C)	25	37
V _{oc} (V)	21.6	18.95

Tableau III.1 : Relevé de mesure de V_{oc}

▪ Boite à jonction

Outre le module, la boite à jonction est aussi affectée par la température, l'effet de cette dernière à long terme est l'éclatement du boîtier.



Fig. III.2 : Effet de la température sur la boite à jonction

▪ Batterie

Pour un accumulateur de 12 V :

	Accumulateur 12V	
Température (°C)	25	40
Tension de charge (V)	14.1	14.55
Tension de décharge (V)	11.4	11.85

Tableau III.2 : Relevé de mesure de la tension de charge et de décharge

L'élévation de 1°C correspond à une augmentation de la tension de 5 mV, or pour un accumulateur composé de 6 éléments cela correspond à une élévation en tension de :

$$0.005 \times 6 = 0.03V$$

Une température de 40°C correspond à une élévation de 15°C par rapport aux conditions standards. En terme de tension, elle correspond à :

$$15 \times 0.03 = 0.45V$$

Sans compensation thermique, le régulateur doit arrêter la charge à 14.1V et la décharge à 11.4V. Une température ambiante de 40°C mène à une surcharge et une décharge profonde.

Des températures de fonctionnement inférieures à 0°C sont dangereuses pour les accumulateurs en plomb acide. En effet, l'accumulateur peut être détruit si l'électrolyte gèle. Ce risque est plus grand pour les accumulateurs déchargés que pour les accumulateurs complètement chargés, car la densité de l'acide est plus faible.

Des températures élevées nuisent aussi à la durée de vie de l'accumulateur. En dehors des conditions standards de 25°C, la décomposition chimique double quand la température augmente de 10°C. Un accumulateur utilisé à long terme à 30°C voit sa durée de vie diminuée de 50%.

Sans entretien, le sort de la batterie est tel que montré sur la figure (III.13) :



Fig.III.3: batterie sans entretien.

▪ Régulateur et onduleur

Les composants électroniques telles que le régulateur et l'onduleur sont conçus pour supporter des températures élevées ($\geq 70^\circ\text{C}$).

IV.3.1.2 Choc thermique

Certains matériaux (le verre par exemple) sont sensibles à ce phénomène de choc thermique qui présente un risque (bris de glace par exemple).

En hiver, les nuits sont froides (existence du verglas). Au levé du soleil, les rayons incidents sur le module mènent à un brusque changement de température, qui à long terme conduit à la fissuration du verre.

IV.3.1.3 Vent de sable

▪ Module photovoltaïque

L'effet du vent de sable est triple :

- ✓ Dépôt du sable sur les modules solaires conduisant à une réduction de la surface réceptrice du rayonnement solaire,

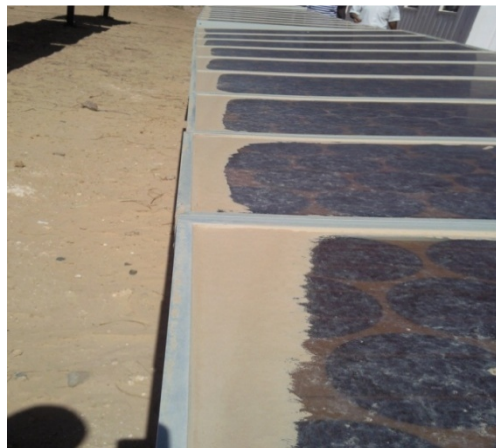


Fig. III.4 : accumulation du sable sur les modules

- ✓ Réduction des propriétés du verre,
- ✓ Pénétration de la poussière dans les coffrets des modules engendrant des mauvais contacts.

▪ Risque de court circuit

La combinaison entre l'humidité et les grains de sables peut créer des courts-circuits et des claquages qui peuvent être observés au niveau :

- ✓ Du régulateur,
- ✓ Des boîtes à jonctions,
- ✓ De l'onduleur.

IV.3.2 Inspection visuelle

Le but de l'inspection visuelle est la détection de n'importe quel défaut visuel. La centrale photovoltaïque de Melouka (Adrar) de 30 kW_c nous a permis d'observer les défauts représentés sur les figures suivantes :

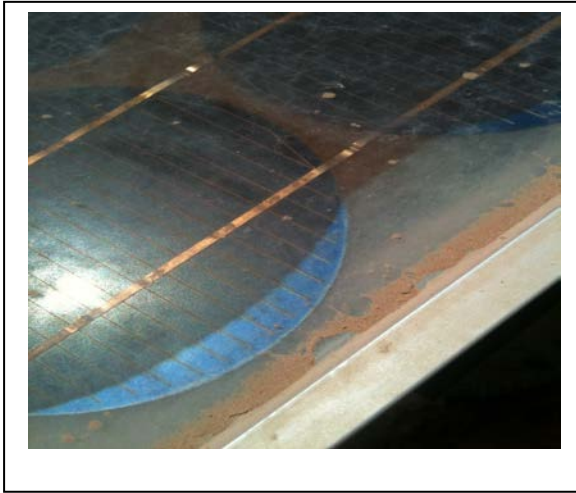


Fig. III.5 : Dépôt du sable sur la surface du module



Fig. III.6 : Rupture du verre du module

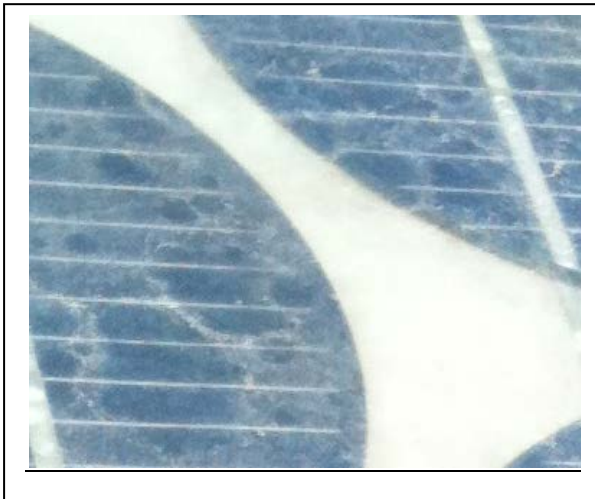


Fig. III.7 : Réduction des propriétés du verre



Fig. III.8 : Décoloration de l'EVA

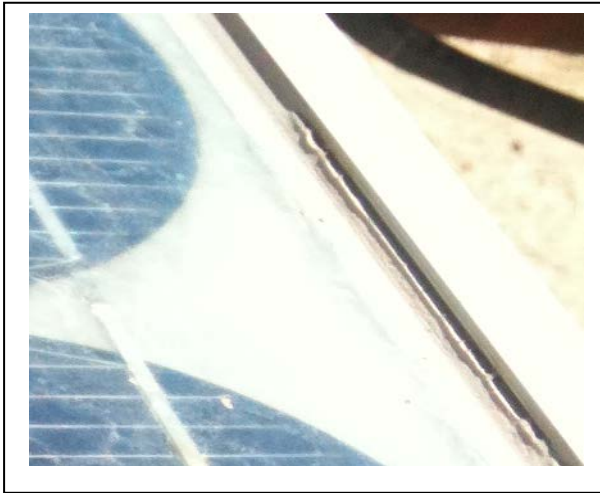


Fig. III.9 : Délamination de l'encapsulant



Fig. III.10 : Corrosion des cellules

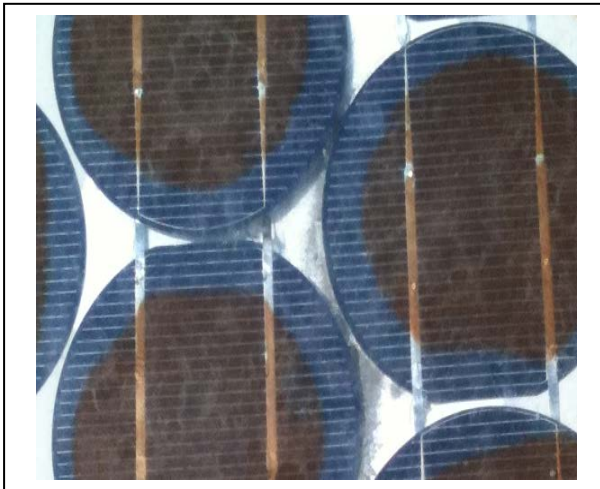


Fig. III.11 : Décollement de l'EVA

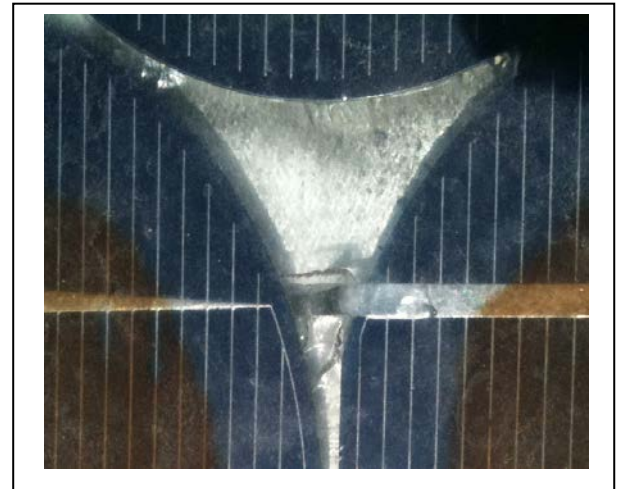


Fig. III.12 : Rupture des barres omnibus

Les résultats de l'inspection visuelle montrent que :

- Majorité des modules présentent une couleur non habituelle (brune), cette couleur peut être attribuée à :
 - ✓ La décoloration de l'EVA (Fig. III.8)
 - ✓ La corrosion au niveau des cellules (Fig. III.10)
- Certains modules présentent aussi des défauts tels que :
 - ✓ La délamination de l'encapsulant (Fig. III. 9),
 - ✓ Fissuration du verre (Fig. III. 6),
 - ✓ Rupture des connexions omnibus (Fig. III. 12).

- ✓ Décollement de l'EVA (Fig. III. 11)
- Salissures (Fig. III. 7) et dépôts de sable (Fig. III. 5).

La conclusion la plus importante dans l'inspection visuelle n'est pas ce qui a été vu mais plutôt ce qui n'a pas été vu. Certains défauts, sont indétectables, ils nécessitent des moyens sophistiqués pour les déceler.

IV.4. Tests réalisés

IV.4.1. Présentation du banc d'essai

Affin que nous puissions mesurer les paramètres essentiels des modules, à savoir :

- ✓ Le courant de court-circuit,
- ✓ La tension en circuit ouvert,
- ✓ La puissance max.

Nous avons réalisé le montage suivant :

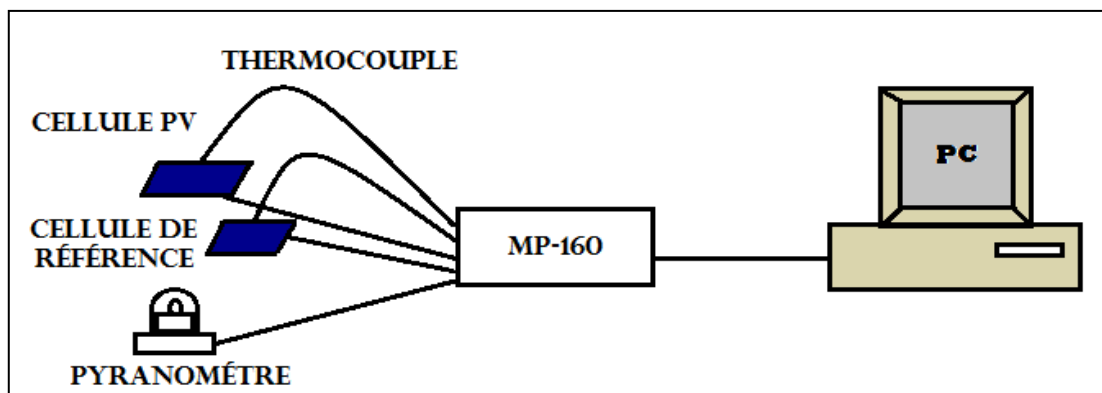


Fig. III.13 : Schématisation du banc d'essai

Le banc d'essai comprend : Le pyranomètre, le module UDTS-50, le thermocouple, le châssis et le simulateur solaire.

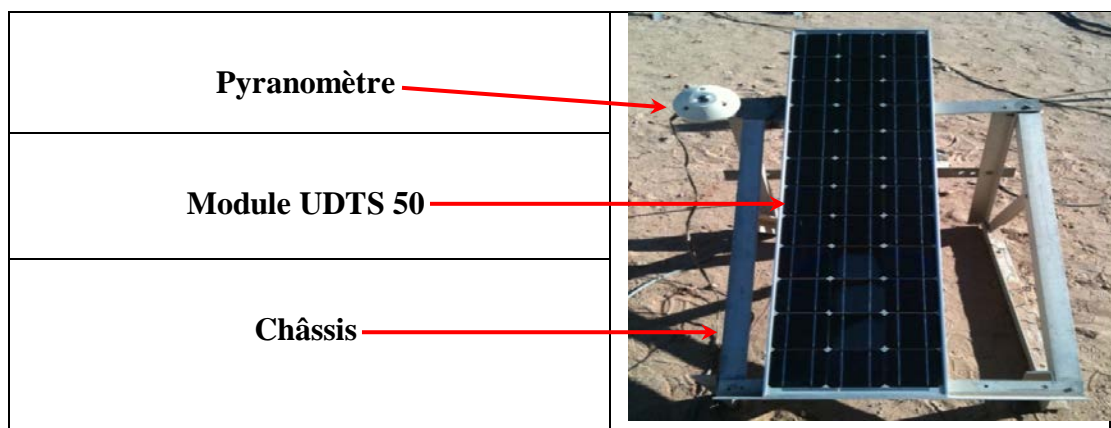


Fig. III.14 : Une partie du banc d'essai

- **Module UDTS 50**

Le module solaire UDTS 50 est composé de 36 cellules solaires carrées au silicium monocristallin, connectées en série.

- **Pyranomètre**

Un pyranomètre est un capteur de flux thermique utilisé pour la mesure de la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle. Il permet la mesure de la puissance du rayonnement solaire total en watts par mètre carré.

- **Thermocouple**

Un thermocouple est un capteur qui mesure la température. Il se compose de deux métaux de natures différentes reliés à une extrémité. Quand la jonction des métaux est chauffée ou réfrigérée, une tension variable est produite, qui peut être ensuite transcrite en température.

- **Simulateur solaire**

Le traceur de courbes MP-160 peut mesurer les caractéristiques des différents systèmes pour les cellules photovoltaïques (PV).

Il a une large gamme d'utilisations, par exemple :

- ✓ Mesure de cellules photovoltaïques PV sous un simulateur solaire,
- ✓ Mesure de modules photovoltaïques PV exposés au soleil,
- ✓ Mesure de cellules de grandes dimensions, des composés chimiques des cellules et de cellules teintées.

De plus, le MP-160 peut être connecté en option à 4 sélecteurs de modules : chaque sélecteur pouvant être connecté jusqu'à 12 modules PV, donc en fait le MP-160 peut être connecté au total à plus de 48 modules PV sélectionnables

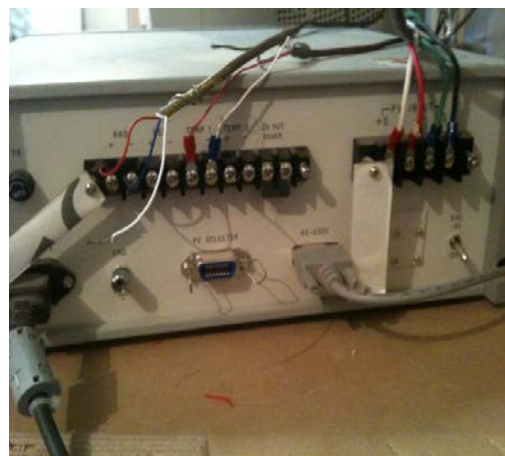


Fig. III.15 : Simulateur solaire MP-160

- **Châssis**

Structure porteuse des modules avec une inclinaison de 27° plein sud.

IV.5 Résultats obtenus

Les tests sont réalisés respectivement sur 04 modules de gauche à droite : module moins décoloré, module avec une fine poussière (module de référence après nettoyage), module plus décoloré et module avec du verre brisé.



Fig. III.16. Différents modules UDTS 50

Dans cette série de tests, nous avons envisagé 05 différents scénarios pour évaluer la perte en puissance de ces contrées sahariennes :

- scénario 01 : module neuf,
- scénario 02 : module avec du sable sur sa surface,
- scénario 03 : module avec de l'ombrage,
- scénario 04 : module présentant une décoloration,
- scénario 05 : module avec du verre brisé.

- **Scénario 01 : module neuf.**

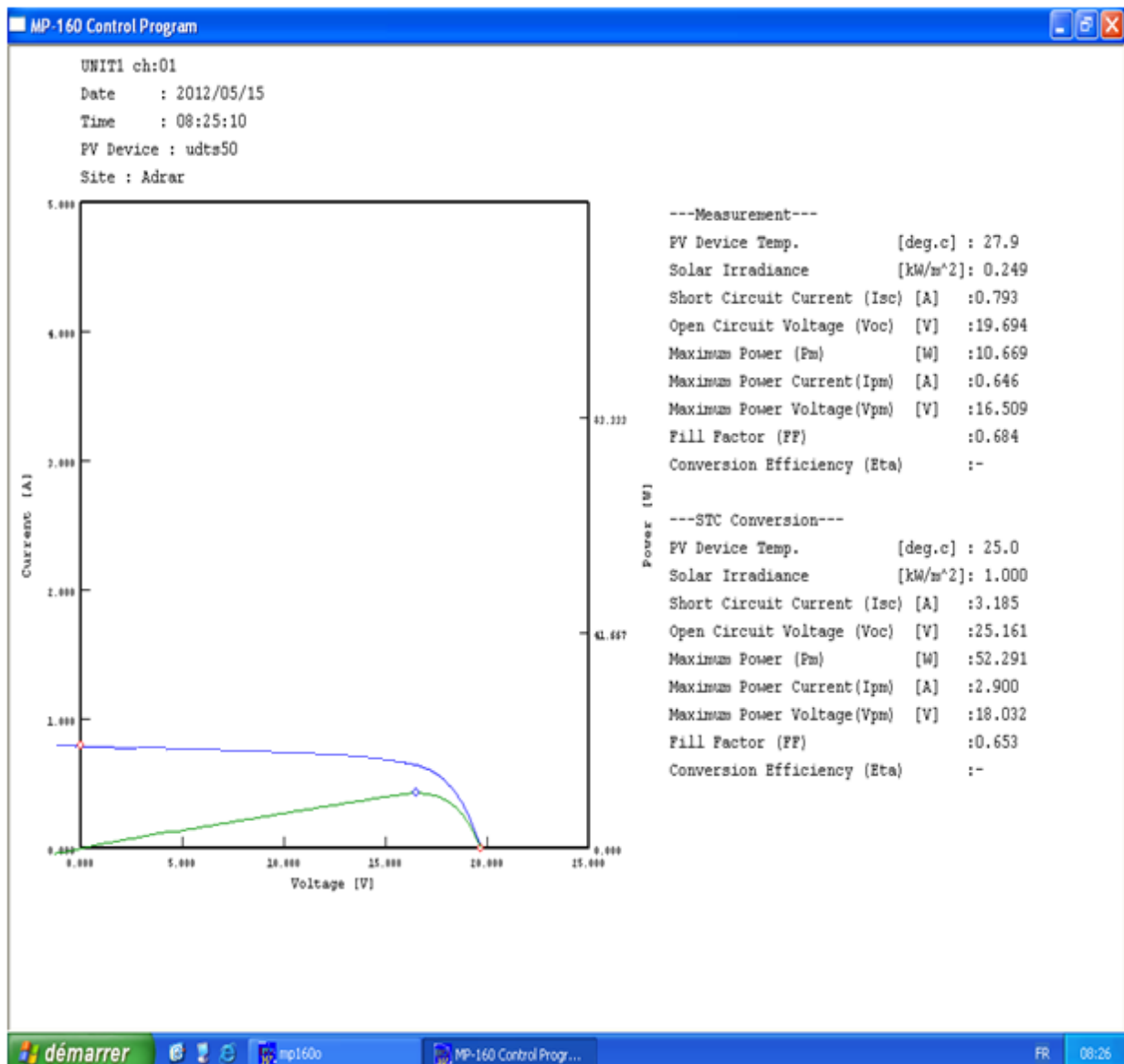
Dans ce scénario, nous avons effectué plusieurs tests pour tracer les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) du module UDTS 50 neuf.

Les résultats obtenus font l'objet de références pour les prochains tests. Ils sont indiqués sur l'image captée sur écran ci-après.

Le même procédé est effectué pour le reste des scénarios.



Fig.III.17 : UDTS 50, propre



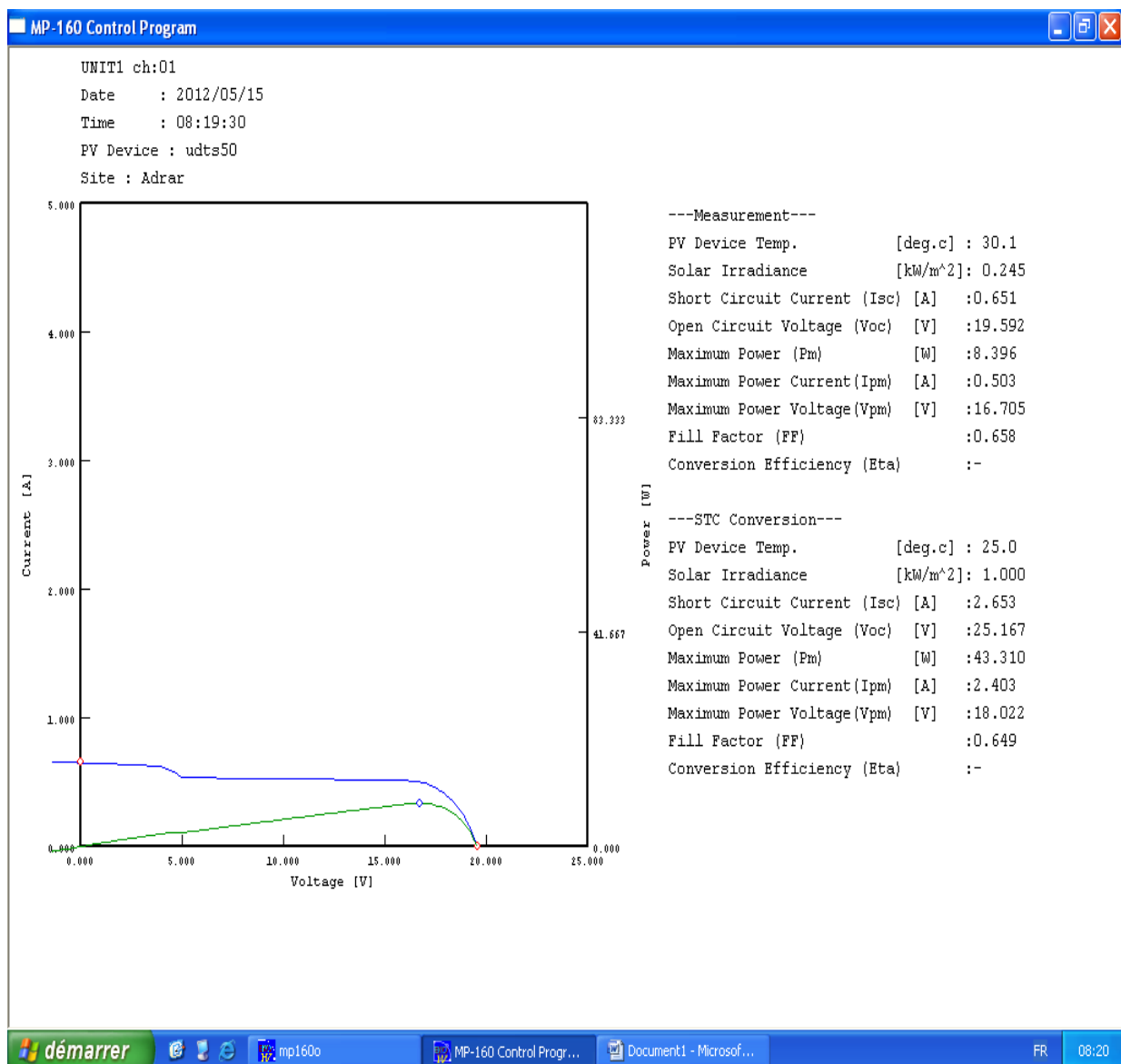
- **Scénarios 02 : module avec du sable sur sa surface.**

- ✓ Test (a) : fine poussière.

Dans ce scénario, nous avons pris un module dont la surface est salie par une fine poussière afin de simuler l'effet de la pollution uniforme.



Fig. III.18 : UDTS 50, fine poussière

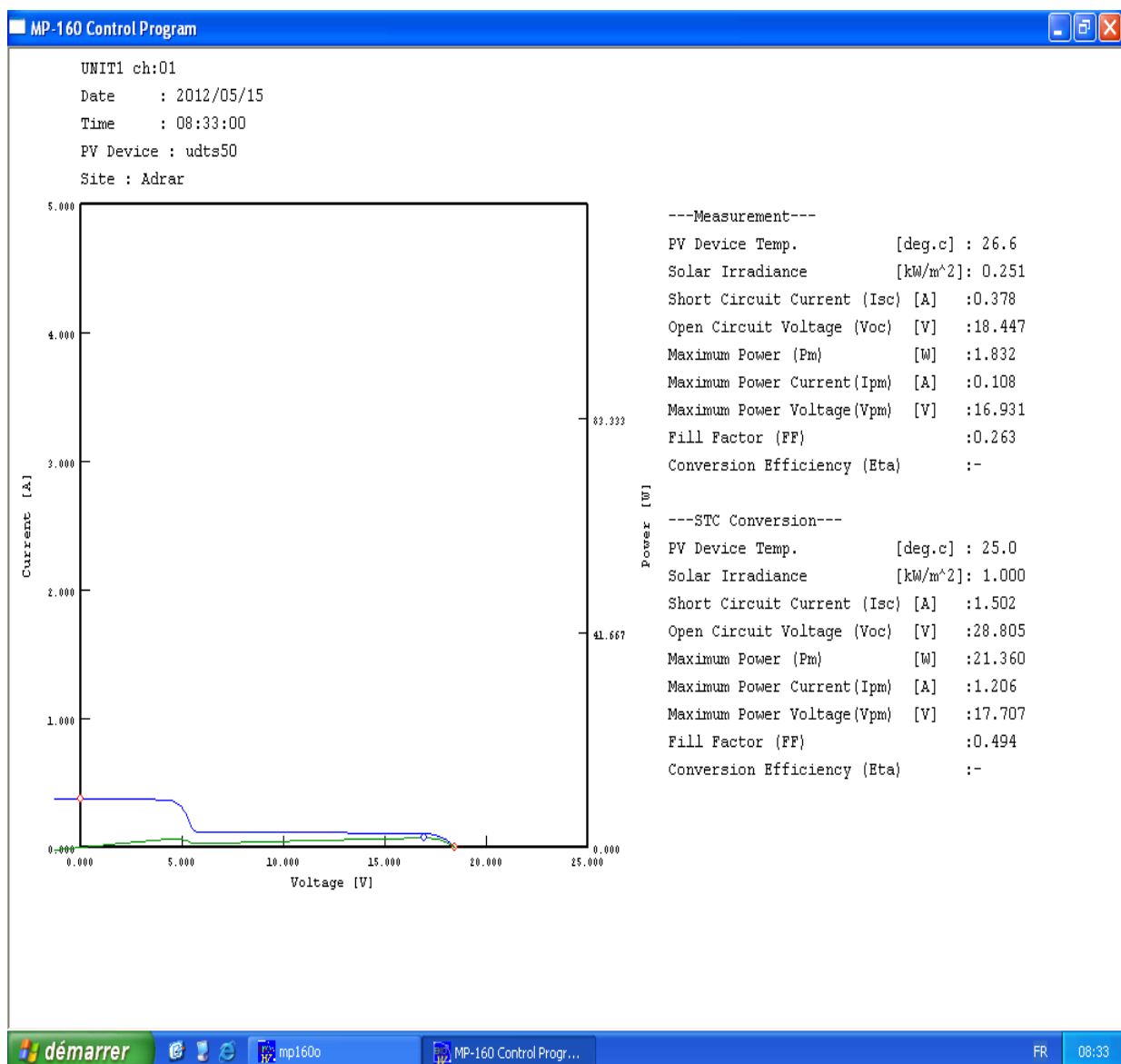


Test (b) : Tempête de sable.

Dans ce scénario, nous avons mis beaucoup de sable sur le module pour simuler l'effet des tempêtes de sable.



Fig. III.19 : UDTS 50, couvert de sable



✓ Test (c) : vent de sable.

Dans ce scénario, nous avons couvert partiellement le module par du sable pour simuler l'effet d'un fort vent de sable.

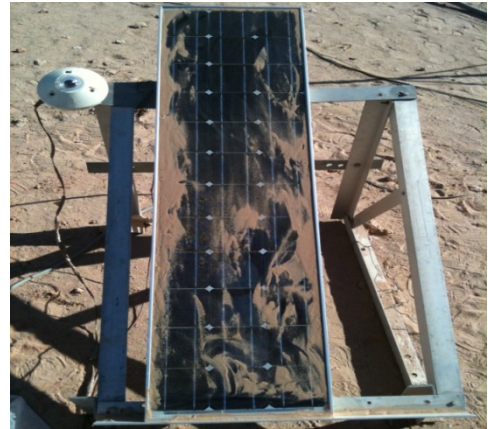
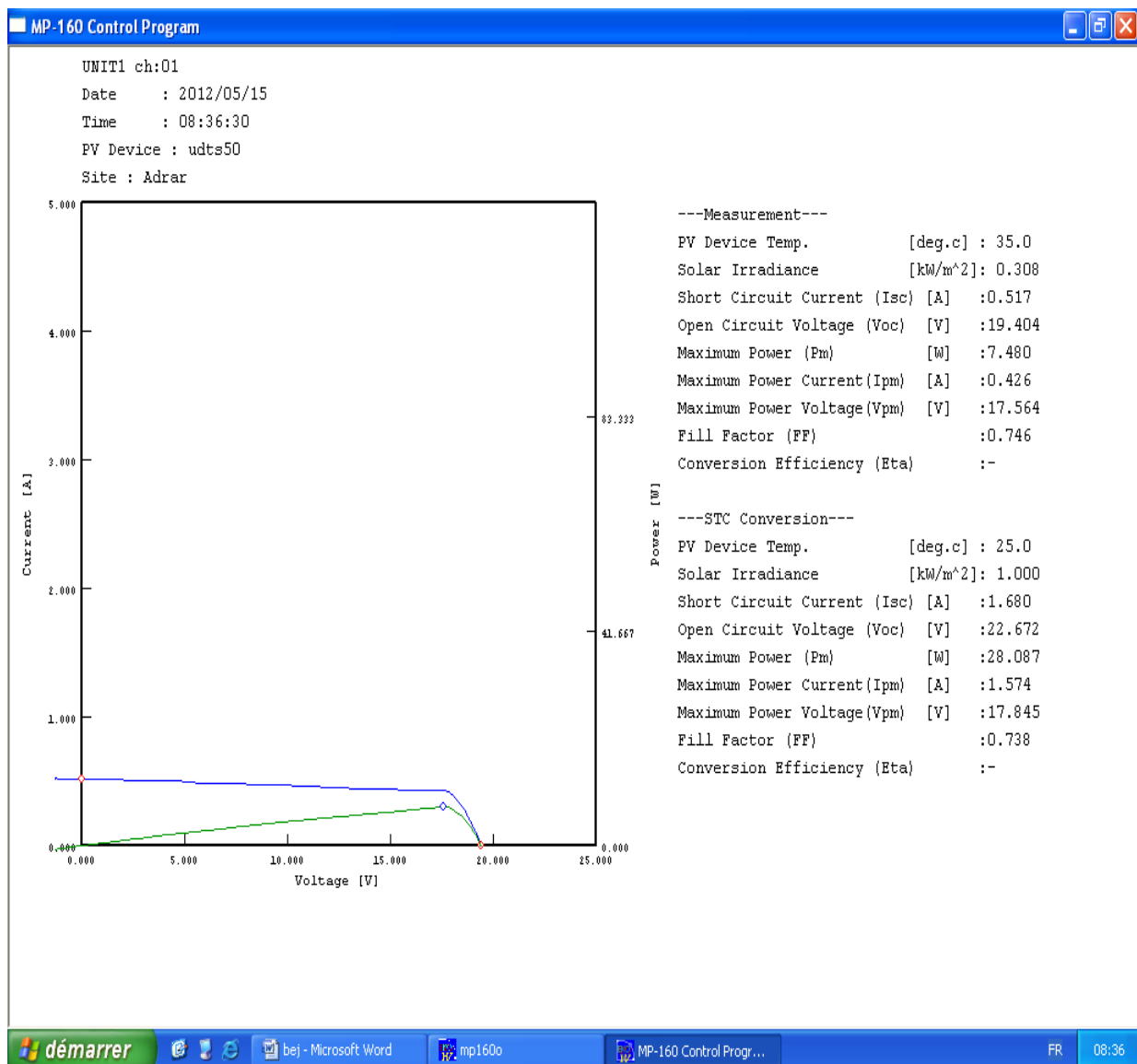


Fig. III.20 : UDTS 50, partiellement couvert de sable



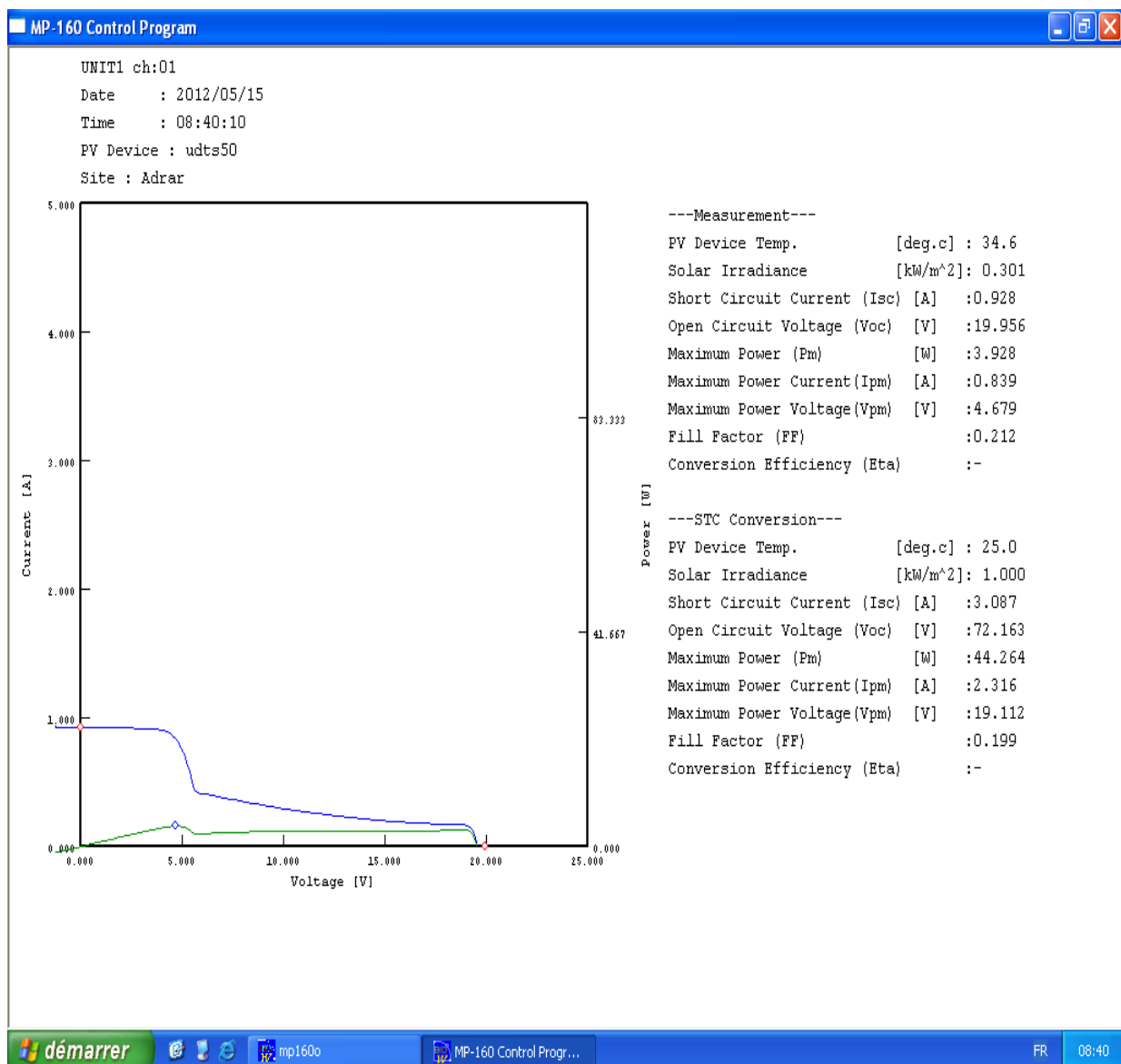
- **Scénarios 03 : module avec de l'ombrage**

- ✓ Test (a): ombrage d'une cellule, sable.

Dans ce scénario, nous avons simulé l'effet de l'ombrage sur une cellule photovoltaïque avec du sable.



Fig. III.21 : UDTS 50, cellule ombrée, sable

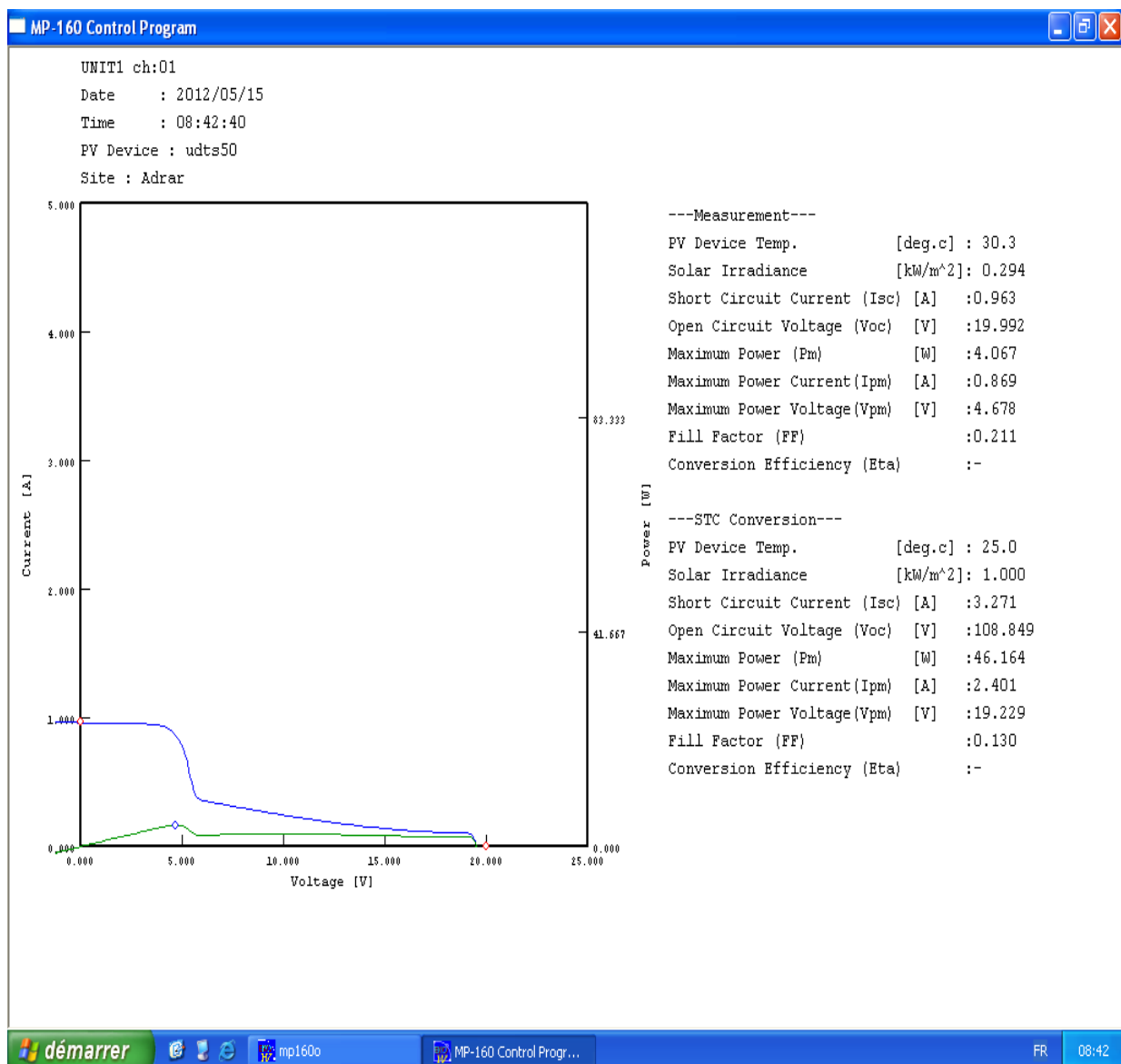


✓ Test (b): ombrage d'une cellule, carton.

Dans ce scénario, nous avons simulé l'effet de l'ombrage sur une cellule photovoltaïque avec cette fois-ci du carton.



Fig. III.22 : UDTS 50, cellule ombré, carton



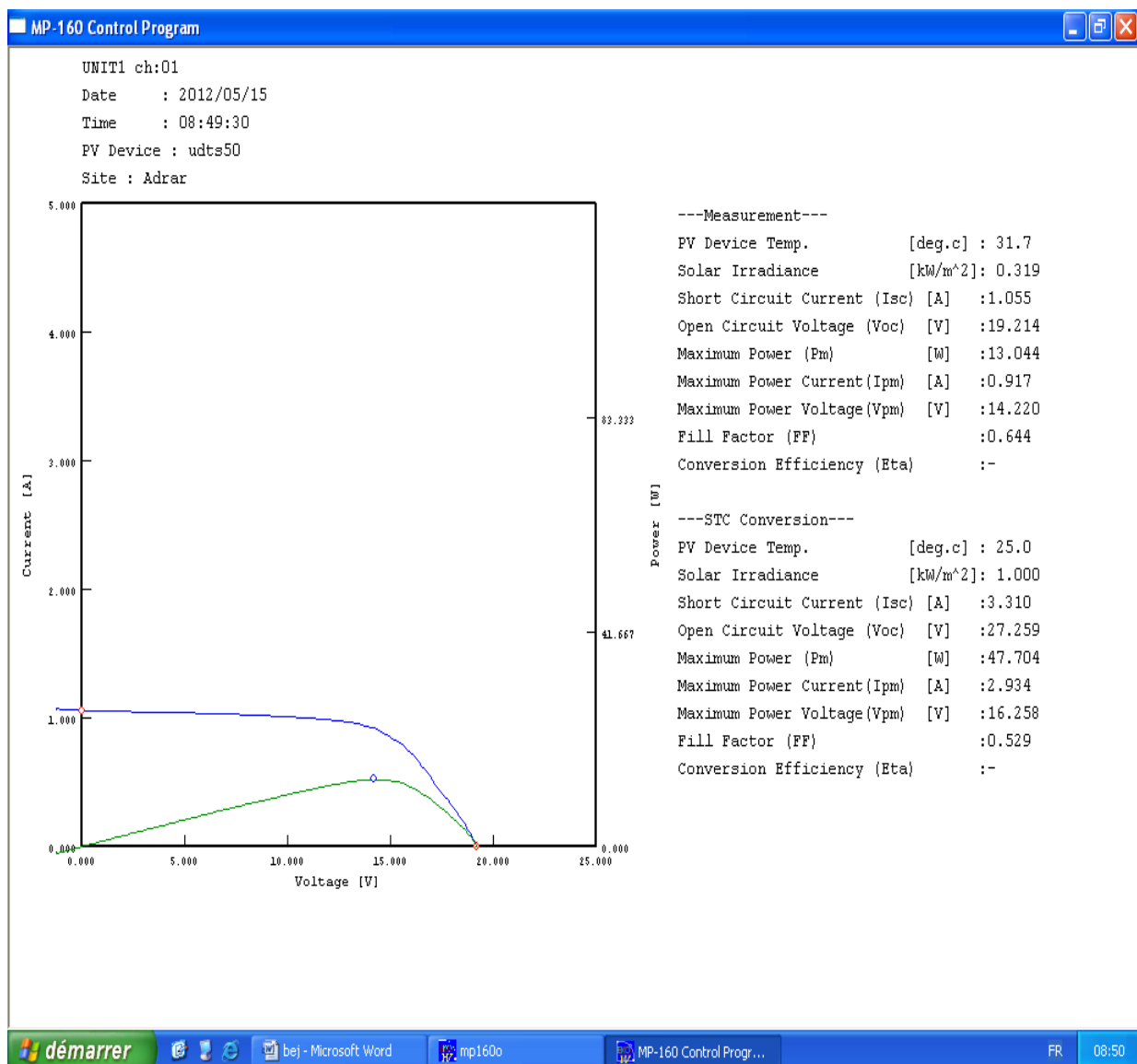
- **Scénario 04 : module présentant une décoloration.**

Dans ce scénario, nous avons fait des tests à un module qui est décoloré et qui présente une corrosion.

- ✓ Test (a) : module moins décoloré.



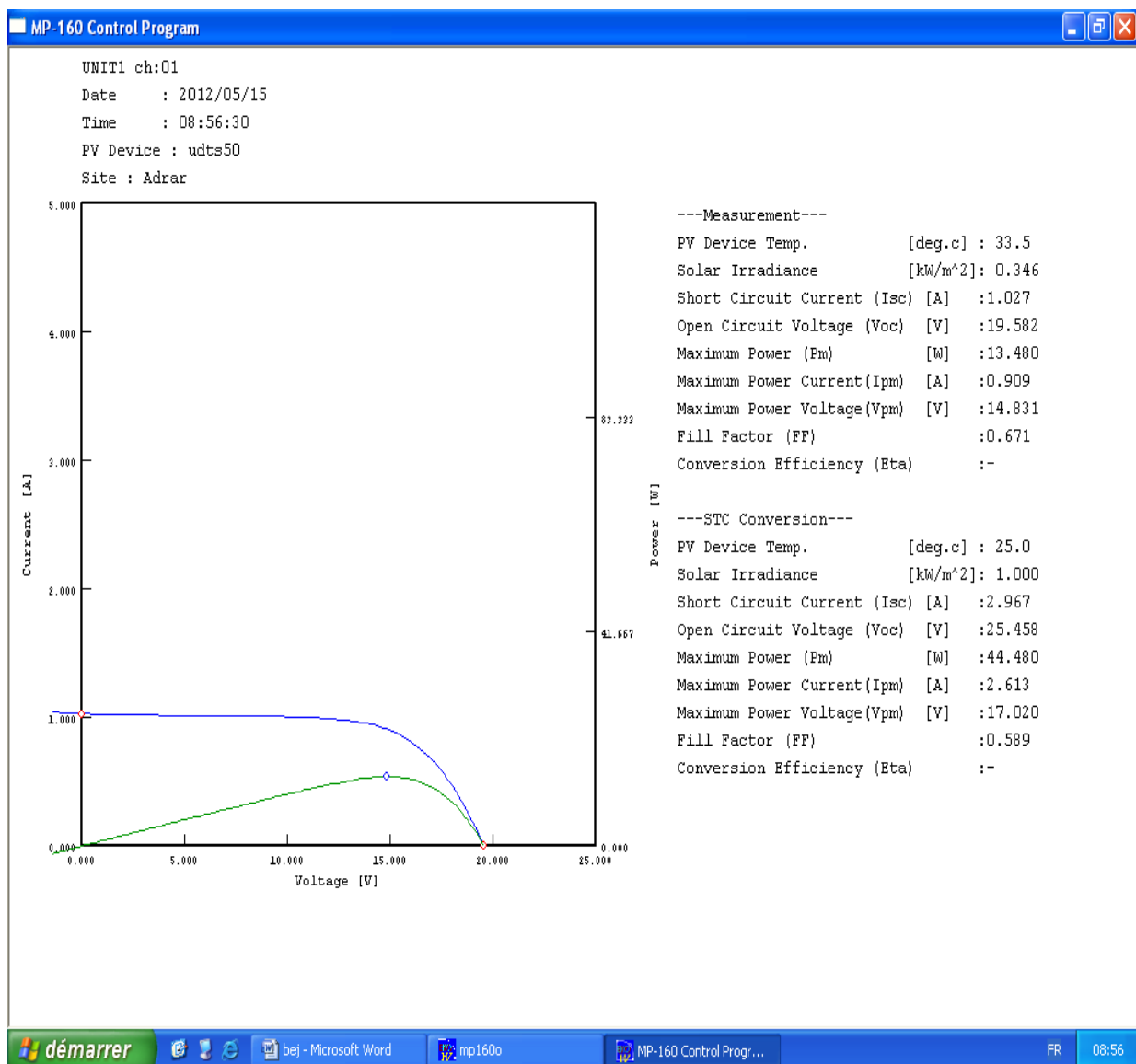
Fig. III.23 : UDTS 50, moins décoloré



✓ Test (b) : module plus décoloré



Fig. III.24 : UDTS 50, plus décoloré

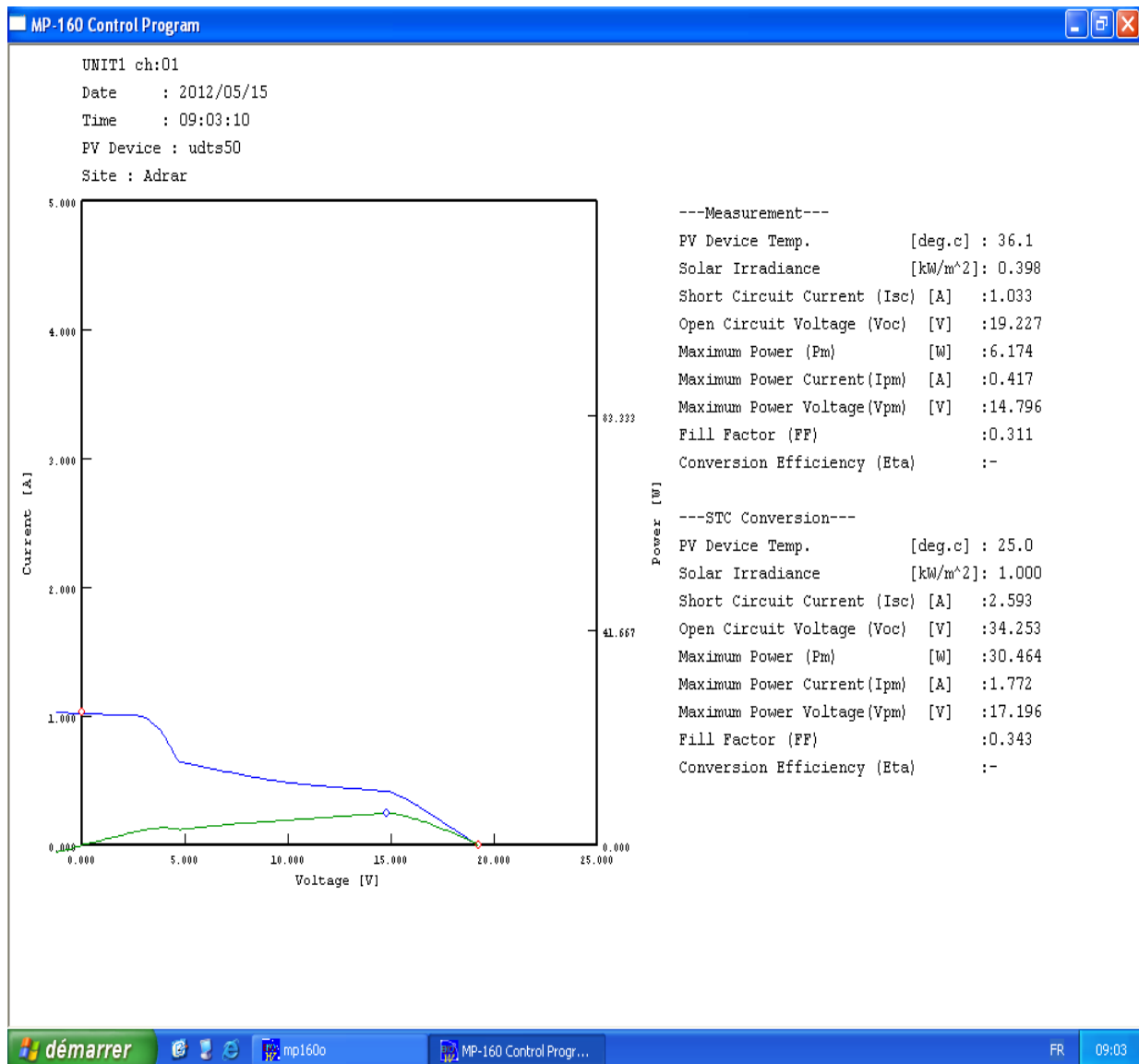


- **Scénario 05 : module avec du verre brisé.**

Dans ce scénario, nous avons testé un module qui présente un défaut d'encapsulation (verre brisé)



Fig. III.25 : UDTS 50, verre brisé



III.6. Interprétation des résultats

La perte en puissance est estimée d'après la formule suivante :

$$Perte(\%) = \left(\frac{Pref - Pmes}{Pref} \right) \times 100 \quad (III.01)$$

Tel que :

Pref: est la puissance maximale de référence, Pref = 52.291 W.

Pmes: est la puissance maximale mesurée pour chaque essai.

Test	Effet du vent de sable			Effet de la décoloration et de la corrosion		Effet des chocs thermiques
	Fine poussière	Vent de sable	Tempête de sable	Moins décoloré	Plus décoloré	Brisé
Pmax [W]	43.35	28.87	21.36	47.704	44.408	30.464
Perte [%]	17.09	44.79	59.15	8.77	15.07	41.74

Tableau. III. 3 : Estimation de la perte en puissance, scénario 02,04 et 05

La lecture du tableau indique :

Une perte importante en puissance est notée au niveau des deux essais de simulation de vent de sable (59.15% et 44.79%) puis celui de l'essai avec le module qui possède du verre fissuré (41.74%).

La plus petite perte est attribuée à l'essai avec le module présentant moins de décoloration (8.77%).

Enfin une perte moyenne est attribuée aux essais avec une pollution uniforme (17.09%) et le module plus décoloré (15.41%).

En marge des ces travaux, on peut déduire ce qui suit :

- ✓ Le phénomène de vent de sable est aléatoire,
- ✓ Le processus de décoloration et de corrosion est cumulatif,
- ✓ Le processus de fissuration sous la contrainte thermique est lent et continue.

Comparaison

Pour la comparaison nous avons utilisé le grapher qui est un traceur de courbes avec de nombreuses possibilités, il nous a permis de tracer les courbes suivantes :

- Module pollué

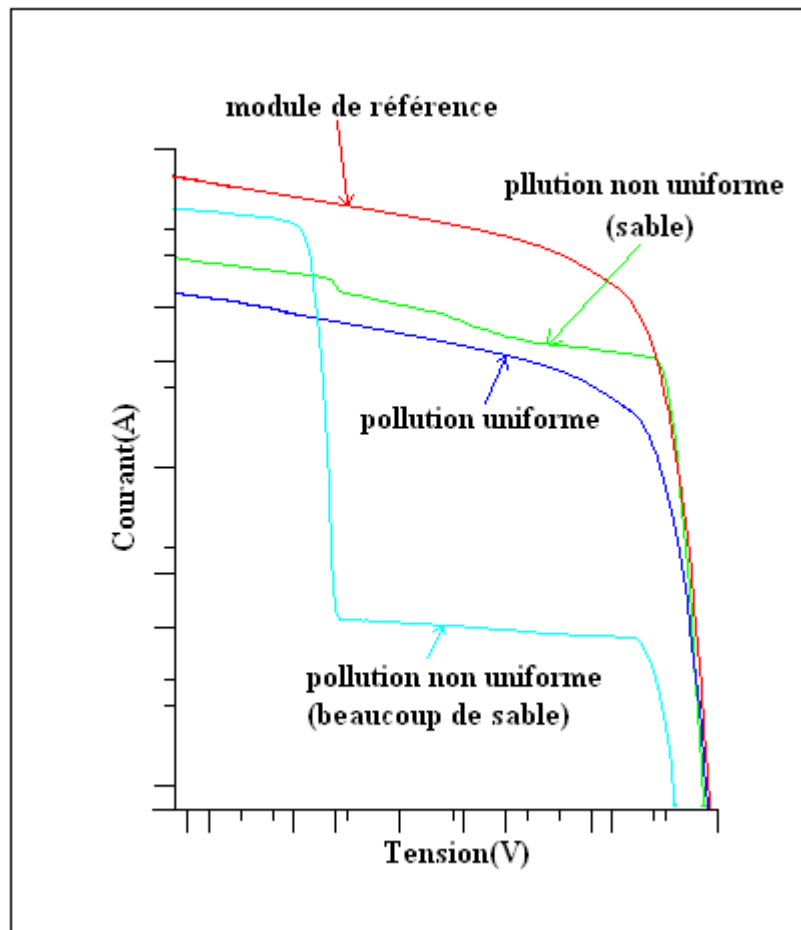


Fig. III. 26 : Comparaison entre les types de pollutions

Pour une salissure uniforme, nous notons une baisse de 17.09 % qui peut s'expliquer par la diminution de la quantité des rayonnements captés par le module. La forme globale de courbe (I-V) correspondante à cet essai est semblable à celle de référence mais le courant est réduit.

Pour une pollution non uniforme, la baisse en puissance est très importante surtout dans le cas où le module est couvert avec une quantité important de sable. Le creux figurant sur son allure correspondante s'explique par le faite qu'une ou plusieurs diodes de by-pass se mettent en conduction. D'où l'augmentation de la perte en puissance avec celle de la quantité de sable sur le module qui est fonction du diamètre des granulas de sable et ainsi que sa dispersion sur la surface du panneau.

- Module décoloré

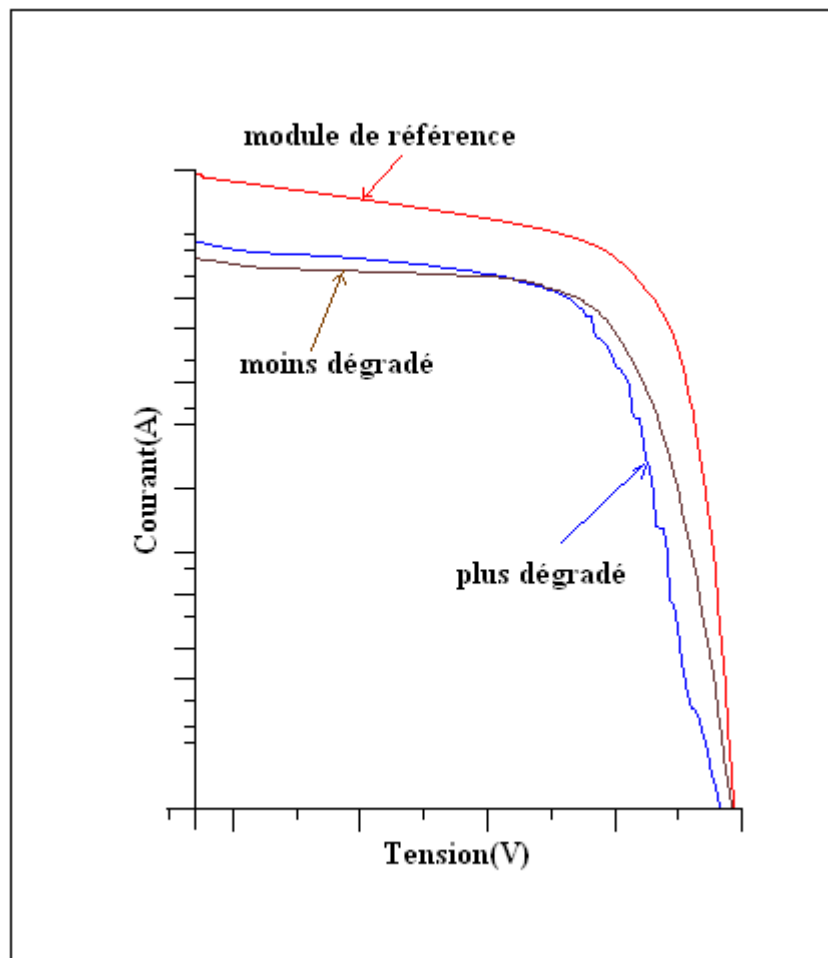


Fig. III. 27 : Comparaison entre les différents modules décolorés

La décoloration de l'EVA et la corrosion des cellules sont les résultats d'une dégradation sujette à des sollicitations environnementales. C'est un processus lent.

La perte en puissance augmente avec celle de l'intensité de la décoloration.

- Module brisé

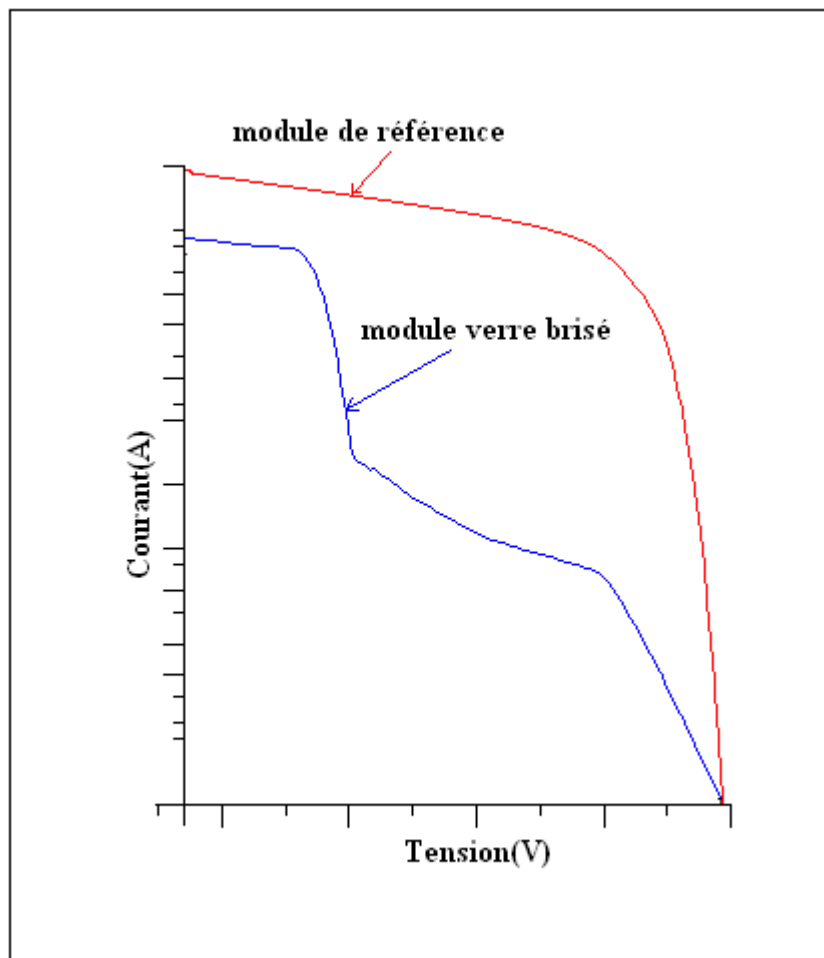


Fig. III. 28 : Comparaison d'un module fissuré avec celui de référence

Une perte de plus de 40% est observée sur cet essai. Le bris du verre est événement qui peut être attribué à une contrainte thermique.

Le creux figurant sur l'allure en bleu s'explique par le phénomène de mismatch.

- Cellule avec ombrage

Test	Effet de l'ombrage	
	Avec du sable	Avec du carton
Pmax [W]	44.264	46.164
Perte [%]	15.35	11.71

Tableau. III. 4 : Estimation de la perte en puissance, scénario 03

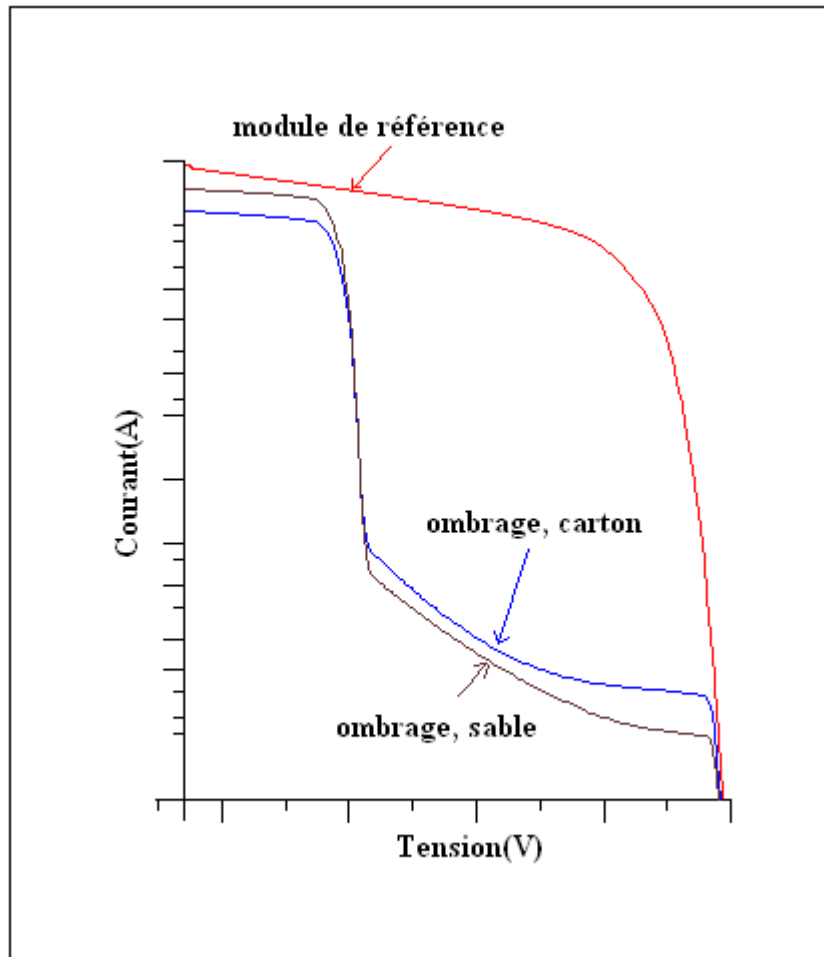


Fig. III. 29 : comparaison des résultats d'ombrage

Les allures obtenues des deux tests d'ombrage sont presque similaires, mais la perte de puissance est plus importante dans le cas d'ombrage avec du sable car sa structure granuleuse le rend très opaque.

III.7 Conclusion

Les composants telles que la batterie, le régulateur et l'onduleur sont protégés des agressions extérieures (enfermés dans des enceintes closes et boîtiers étanches) sauf le module.

L'inspection visuelle sur la centrale de Melouka d'Adrar nous a permis de constater que la plus part des modules présente : une décoloration, des salissures et des verres fissurés.

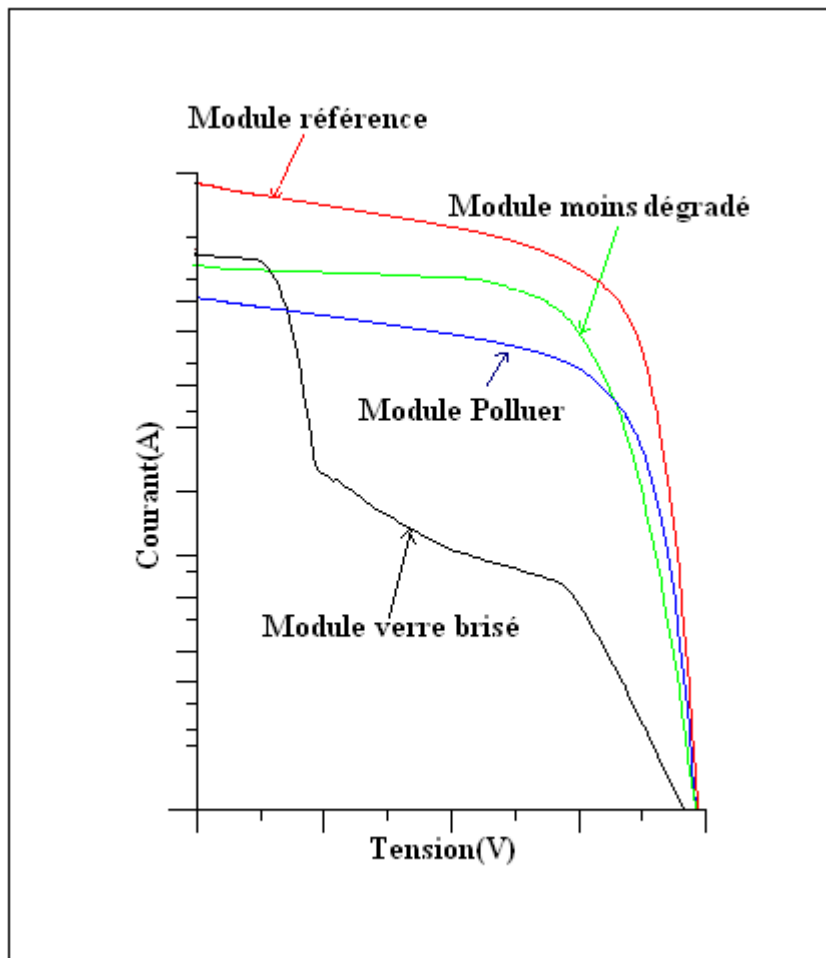


Fig. III. 30 : Comparaison entre tous les différents tests

Les courbes (I-V) obtenues sont semblables à celle de la référence mis à part celle avec du verre brisé. Une diminution du courant de court circuit est à noter dans tout les tests d'où la réduction de la puissance et du facteur de forme, comme l'illustre la figure (III.30).

Certains phénomènes sont lents et continus (cumulatifs) d'autre sont aléatoires comme le vent de sable.

Nous pouvons conclure que le problème majeur pour le sud Algérien est le vent de sable car ce phénomène est fréquent et aléatoire.

Chapitre IV

Analyse des Modes de Défaillances de leurs Effets et de leurs Criticités

IV.1. Introduction

Afin de voir sa facture d'acquisition, le marché du secteur photovoltaïque a vu, au cours de ces dernières années apparaître un grand nombre de systèmes innovants.

Introduite dans le but de prévenir les incidents des systèmes à hautes criticités (nucléaire, aéronautique, médecine, ...etc.), la méthode AMDEC (Analyse des Modes de défaillance de leurs Effets et de leur Criticité) permet d'avoir une approche inductive et préventive sur les possibles dégradations et les enchaînements de celles-ci dans le temps.

Appliquée au système photovoltaïque, une telle méthode offre une analyse sur les enchaînements de dégradations les plus critiques, et donne aux industriels l'opportunité d'apporter les corrections nécessaires en phases de conception, de fabrication et de mise en œuvre de leurs produits.

IV.2. Description de l'AMDEC [23]

L'analyse des modes de défaillance est un outil d'analyse de risque qui peut aider à la prévision du comportement du système photovoltaïque. Elle consiste en une analyse fonctionnelle du système, suivie d'une identification des environnements qui permet ensuite de manière itérative de construire les scénarios de dégradations de ce système.

Ces scénarios sont ensuite hiérarchisés en analysant la gravité de leurs conséquences et leurs probabilités d'occurrence et leurs détectabilités.

Cette méthode a été largement utilisée pour les études de sûreté de fonctionnement des systèmes industriels, aéronautiques et automobiles depuis les années 1960.

L'AMDEC est un acronyme pour «Analyse des Modes de Défaillances de leurs Effets et de leur Criticités ». Les résultats escomptés de cette méthode inductive sont d'avoir une méthode :

- Applicable au système photovoltaïque,
- Qui intègre les principes du développement durable,
- Qui soit facilement appropriable,
- Dont les résultats soient aisément compréhensibles et exploitables,
- Qui soit une aide à la conception tant pour l'amélioration de la qualité du produit et de son processus de construction que pour sa certification éventuelle.

- Qui soit une aide à la gestion en exploitation pour la planification de la maintenance, pour l'identification des causes réelles de dégradations, pour l'indication des priorités à donner concernant la surveillance des symptômes de dégradation et pour l'indication des priorités des opérations de maintenance à réaliser (technique de diagnostic).

IV.2.1. Description de l'enchaînement des opérations

La méthode d'analyse des risques de dysfonctionnement d'un système photovoltaïque basée sur l'AMDEC proposée se décompose en quatre étapes :

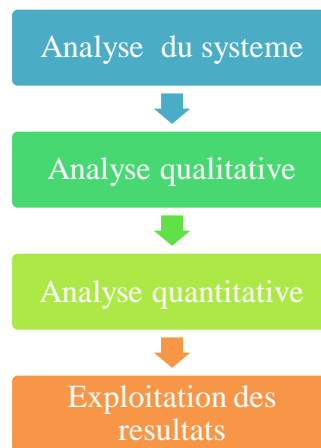


Fig. IV.1 : Différentes étapes de l'AMDEC

- Analyse du système :

Elle correspond à la description, la caractérisation et la modélisation du système étudié et de ses composants.

- Analyse qualitative (AMDE) :

Elle permet la détermination et la description des modes de dégradations et de défaillances du système. Pour un composant et une fonction associée, nous cherchons à déterminer l'ensemble des dégradations potentielles, leurs causes et leurs conséquences.

Nous réalisons cette recherche pour tous les composants et toutes les fonctions du système jusqu'à l'obtention de l'ensemble des scénarios de défaillances (enchaînements de dégradations de composants conduisant à la défaillance du système).

L'analyse des modes de défaillances et de leurs effets permet donc de définir, pour chaque fonction du système, la liste la plus exhaustive possible des modes de défaillances, des causes

de défaillances, des effets directs et indirects qui sont le résultat de la dégradation de ce composant sur un autre composant.

- Analyse quantitative :

Elle correspond à la caractérisation des scénarios de défaillances du système.

L'analyse quantitative vise à la fois à pouvoir hiérarchiser les scénarios de défaillances par ordre de criticité (combinaison de l'occurrence des dégradations, de la gravité des effets engendrés et de la détectabilité de ces dégradations), à connaître les durées séparant deux dégradations successives d'un même scénario de défaillance et à caler (fixé) les dégradations de différents scénarios de défaillances les unes par rapport aux autres.

L'analyse quantitative de la criticité comprend trois étapes principales :

- Désignation du scénario étudié,
- Evaluation de la criticité à travers l'analyse de la gravité, de l'occurrence et de la détectabilité du scénario. La criticité d'un scénario correspond au produit de la gravité, de l'occurrence et de la détectabilité,

$$C = O \times G \times D \quad (IV.01)$$

- hiérarchisation par ordre de criticité décroissant (la valeur la plus élevée correspond à la criticité la plus forte).

L'analyse de criticité permet d'effectuer un classement des différents scénarios.

La mise en place d'un seuil de criticité avec les experts permet de retenir les scénarios les « plus critiques ».

Cote	Echelle D'occurrence (O)	Echelle de Gravité (G)	Echelle de non Détection (D)
1	Défaillance peu probable	Aucune influence	Détection certaine de la défaillance lors des contrôles
2	Défaillance très rare	Baisse de rendement	Probabilité forte de détecter la défaillance lors des contrôles
3	Défaillance occasionnelle	Légère altération du système	Probabilité modéré de détecter la défaillance lors des contrôles
4	Défaillance répétitive	Arrêt du système	Probabilité faible de détecter la défaillance lors des contrôles
5	Défaillance Inévitable	Mise en danger de la Machine et de L'opérateur	impossible de détecter la défaillance lors des contrôles

Tableau. IV.1 Cotation pour l'étude arbre de défaillance

En prenant en compte la grille de cotation du Tableau (IV.1), nous allons attribuer à chaque mode de dégradation une cote.

IV.3. Arbre de défaillance

Cette méthode déductive (de l'effet vers ses causes) a pour objet la recherche de toutes les combinaisons de défaillances élémentaires pouvant aboutir à un évènement redouté, parfois identifié par une AMDEC.

À partir de cet «évènement sommet », on construit une arborescence (schéma graphique en forme d'arbre inversé) représentant l'enchaînement logique des « évènements intermédiaires » jusqu'à la mise en cause des « évènements élémentaires » (défaillance d'un composant). Cela se fait par utilisation du symbolisme logique de l'algèbre de Boole (figure VI.2). Il est ainsi possible d'identifier toutes les défaillances élémentaires pouvant conduire à l'évènement redouté.

Ce type d'analyse permet, dans le domaine de la maintenance :

- d'améliorer la conception,
- de faire un diagnostic rapide,
- de prévoir une meilleure logistique.

Pour établir cet arbre, il est souhaitable de s'aider de l'analyse des modes de défaillances décrits précédemment en AMDEC.

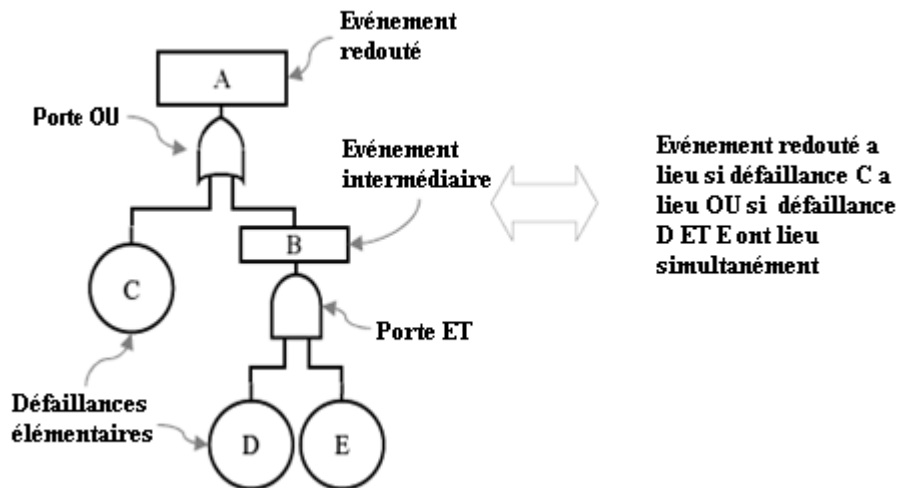


Fig. IV.2 : Exemple Arbre de défaillance

IV. 4. Chaîne de Markov

Le calcul de la fiabilité pour un système photovoltaïque est très compliqué car ce dernier comporte plusieurs éléments qui interagissent pour produire une énergie consommable.

Les chaînes de Markov ont été développées pour l'analyse de la fiabilité des systèmes réparables où la dépendance des événements est partielle.

Le graphe des états permet de visualiser les différents états d'un système.

Les travaux relatifs aux études de la fiabilité déjà établis s'intéressent à la modélisation binaire : fonctionnement \longrightarrow panne.

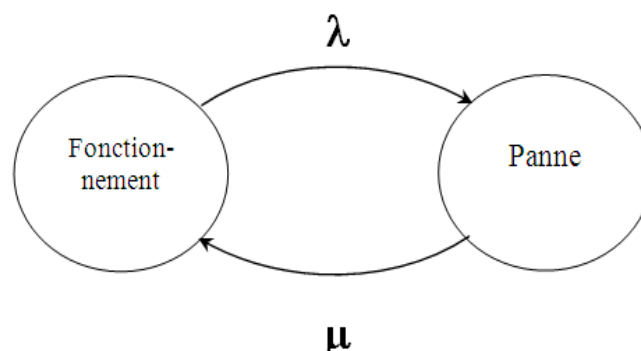


Fig.3 : Graphe des Etats

Comparativement à des travaux effectués sur la modélisation des équipements électriques où plusieurs investigations ont développé la notion des systèmes multi-états et multi-dégradés, nous allons faire une application aux systèmes photovoltaïques.

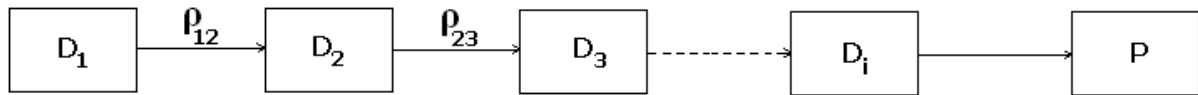


Fig. IV.4 : Dégradation uniforme

- dégradation uniforme :

$$\rho_{12} = \rho_{23} = \dots = \rho_{n-1, n} \quad (IV.2)$$

$$MTBF = 1/\lambda \quad (IV.3)$$

$$MTBF_1 = 1/\rho_{12}$$

$$MTBF_2 = 1/\rho_{23}$$

$$MTBF = MTBF_1 + MTBF_2 + \dots$$

$$MTBF_i = MTBF / n$$

$$1/\rho = 1/\rho_{12} + 1/\rho_{23} + \dots + 1/\rho_{n-1, n} = 1/n \times \rho_{12}$$

$$\rho_{ij} = n \times \lambda$$

Tel que :

MTBF : Mean Time Between Failures

λ : Taux de défaillance

ρ : taux de transition de l'état i à l'état j

$D_1, D_2, D_3, \dots, D_i$: les différents états de dégradation

n : le nombre des états.

Les chaînes de Markov font partie des méthodes intelligentes à l'instar des réseaux de neurones, de la logique floue, dans les techniques de diagnostic. On fait appel à cette dernière quand les méthodes analytiques sont difficilement applicables (cas où plusieurs symptômes sont dues à plusieurs causes).

IV.5. Lois de weibull [24]

C'est une loi très souple représentative d'une très grande variété de phénomènes aléatoires, et qui est souvent utilisée dans le domaine de la fiabilité des matériels mécaniques.

La loi de Weibull est une loi continue à trois paramètres : γ, β et η définis ci-après :

- γ , appelé le paramètre de position, représentant en fait le décalage qui existe entre le début de l'observation et le début du processus examiné, très souvent on choisit $\gamma = 0$.
- β , paramètre de forme associé à la cinétique du processus observé. Il est le plus important car il renseigne sur la variation du taux de défaillance et permet ainsi de modéliser alternativement les trois phases schématisées par la courbe en baignoire (figure (IV.5)).

- η , paramètre d'échelle lié au temps moyen de bon fonctionnement.

On dit que la variable aléatoire X suit une loi de Weibull de paramètres γ, β et η si sa fonction de densité est :

$$f(x) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \left(\exp - \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}\right) \quad (\text{IV.4})$$

Sa fonction de répartition est :

$$F(x) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}\right) \quad (\text{IV.5})$$

Sa fonction de fiabilité est donnée par :

$$R(t) = \exp\left(-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}\right) \quad (\text{IV.6})$$

Le taux de défaillance est :

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad (\text{IV.7})$$

IV.6. Taux de défaillance [24]

Le taux de défaillance, $\lambda(t)$ est la quatrième fonction permettant de caractériser la loi de dégradation d'un système. Il s'agit de la probabilité conditionnelle de défaillance par unité de temps d'un système ayant survécu jusqu'à t . Cependant, la loi de dégradation d'un système est complètement définie par la connaissance d'une seule de ces 4 caractéristiques.

$$\lambda(t) = \lim_{x \rightarrow 0} \frac{1}{x} \frac{F(t+x) - F(t)}{1 - F(t)} = \lim_{x \rightarrow 0} \frac{1}{x} \frac{R(t) - R(t+x)}{R(t)} \quad (\text{IV.8})$$

Le taux de défaillance d'un équipement technique varie selon l'allure donnée sur la figure (IV.6) appelée courbe en baignoire.

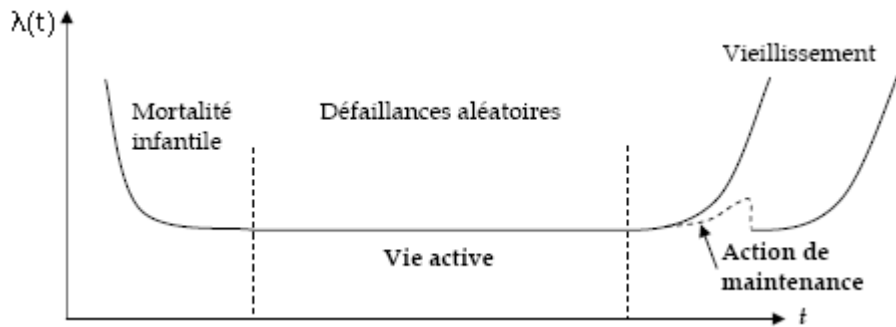


Fig. IV.5 : Courbe en baignoire de l'évolution du taux de panne d'un équipement

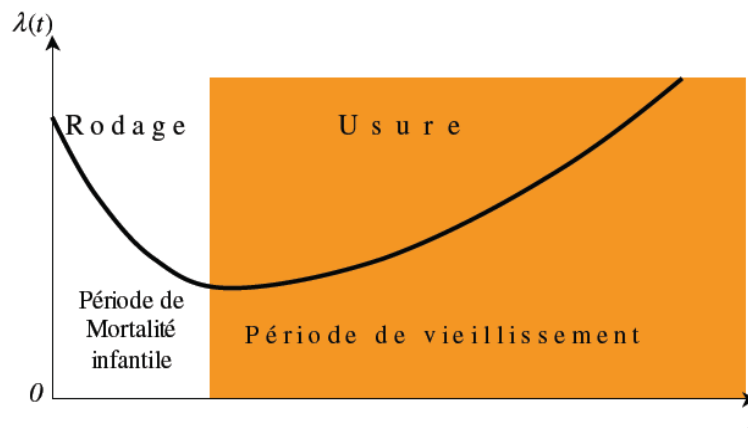


Fig. IV.6 : La courbe du taux de défaillance

- Période de mortalité infantile où $\lambda(t)$ est décroissant, elle est caractérisée par des pannes précoces : défaut de fabrication, contrôle de la qualité, conception, assemblage et contamination.
- Période de vie active où $\lambda(t)$ est pratiquement constant, elle est caractérisée par des pannes aléatoires (environnement, charges aléatoires, erreur humaine, catastrophes naturelles et évènements aléatoires).
- Période de vieillesse où $\lambda(t)$ est croissant, et représente la période d'usure de l'élément. Les pannes sont causées par : la fatigue corrosion, âge, frottement, charge cyclique, etc.

IV.7. Application pour système photovoltaïque

La synthèse entre l'inspection visuelle et l'avis des experts, nous a permis de réaliser le tableau (IV.2) :

IV.7.1. AMDEC

Elément	Fonction	Modes de défaillances	Causes	effets	O	G	D	C
Module PV	Transformer l'énergie solaire en énergie électrique	Le module PV ne délivre pas d'énergie électrique	Point chaud	Le système ne produit pas d'énergie électrique	3	4	2	24
			Défaillance de la boîte de connexion		3	3	4	36
			Vitrage cassée		2	4	2	16
			Défaillance de diodes de by-pass		2	4	2	16
			délamination		2	4	3	24
		Le module PV délivre une puissance dégradée inférieure à la puissance maximale	Cellules cassée	Le système produit moins ou pas d'énergie électrique	4	2	3	24
			Défaillance de la soudure des rubans		3	3	4	36
			Interconnexions cassées		3	4	3	36
			Décoloration de l'encapsulant		5	4	3	60
			Corrosion		4	4	3	48

Batterie	Délivrer l'énergie électrique quand il y a insuffisance	Problème de l'électrolyte	Stratification de l'électrolyte	Pas d'énergie à la sortie de la batterie	2	2	2	8
		Détérioration des électrodes	Sulfatation		2	4	2	16
			Corrosion		4	2	2	16
			Non cohésion des masses actives		4	2	2	16
Régulateur	Protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profonde	Problème des composants électroniques	Défaillance de la Resistance	Pas de régulation de la tension de la batterie	1	4	5	20
			Défaillance de la diode		1	4	5	20
			Défaillance du transistor		1	4	5	20
Onduleur	Transformer l'énergie électrique contenue en alternative	L'onduleur ne délivre pas d'énergie électrique alternative	Panne de relais de sortie	Pas d'énergie à la sortie de l'onduleur	1	4	4	16
			Faux contacte		1	5	4	20
			Fusible fondue		2	4	5	40
			Défaillance MPPT		1	4	5	20
		L'onduleur délivre une énergie électrique alternative dégradée	Corrosion		4	2	2	16
			Oxydation des boutons de commande et de visseries		2	5	2	20

Tableau. IV.2 : Etude AMDEC d'un système photovoltaïque

IV.7.2. Arbre de défaillance

L'événement redouté est la défaillance du système PV. Il est montré que cet événement dépend de 04 autres événements secondaires.

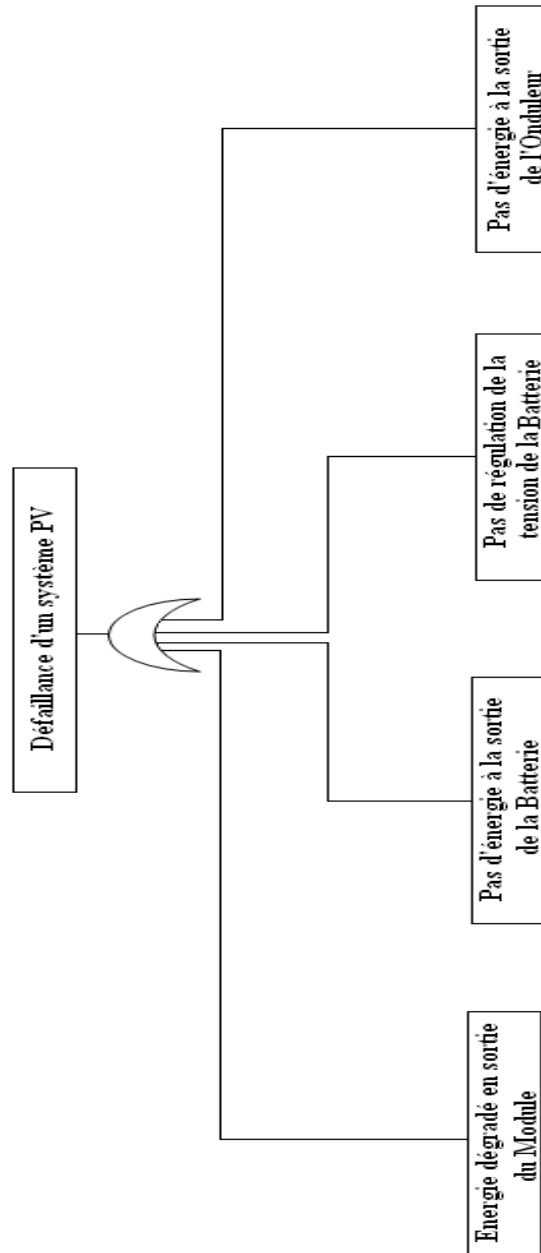


Fig. IV. 7 : Arbre de défaillance d'un système PV

L'événement redouté étant l'absence d'énergie à la sortie du module. Il y a conjonction d'événements secondaires, qui à leurs tours dépendent d'autres événements secondaires

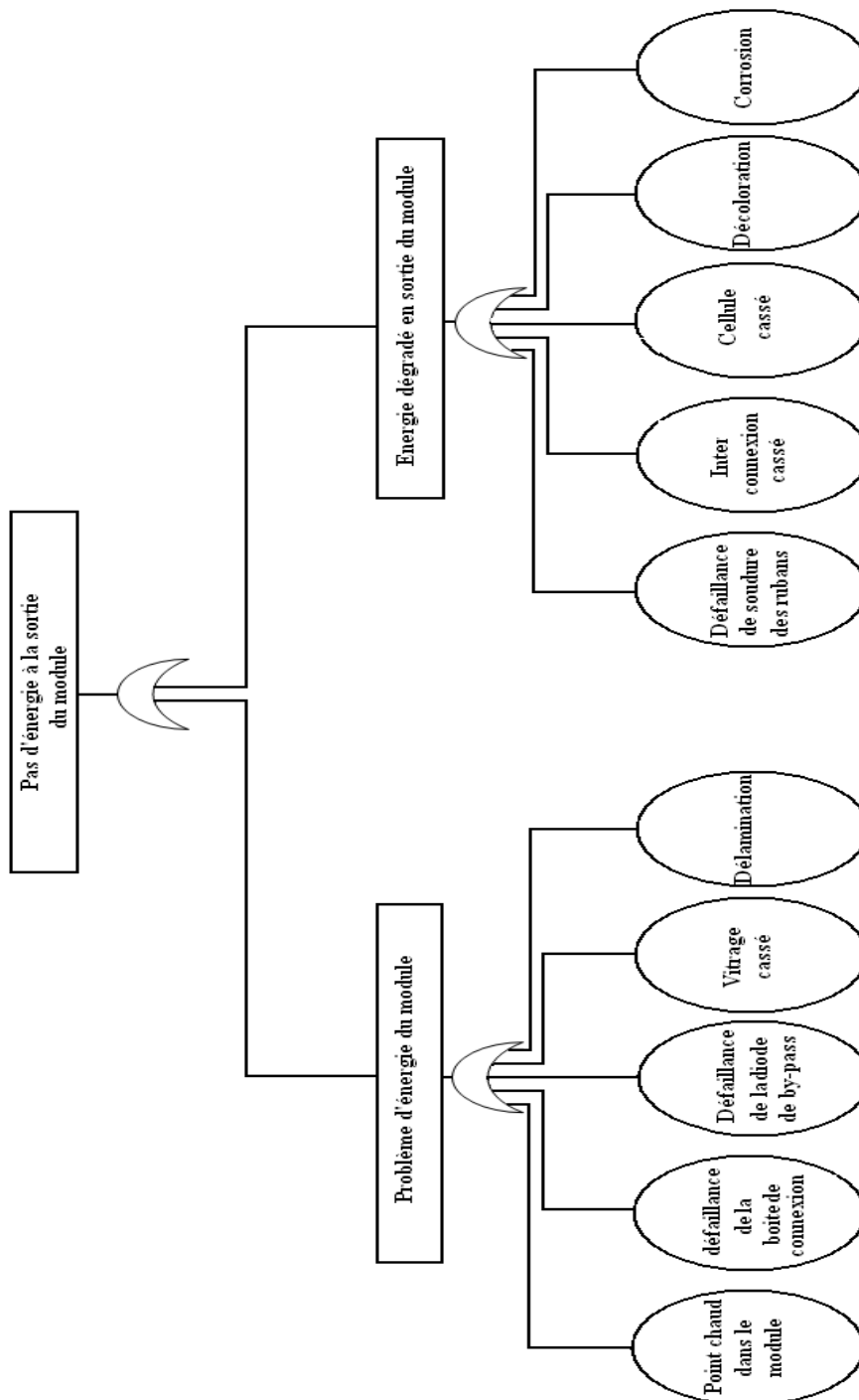


Fig. IV.8 : Arbre de défaillance d'un module PV

L'événement redouté étant l'absence de régulation de la tension. Il est montré que cet événement dépend de 04 autres événements secondaires.

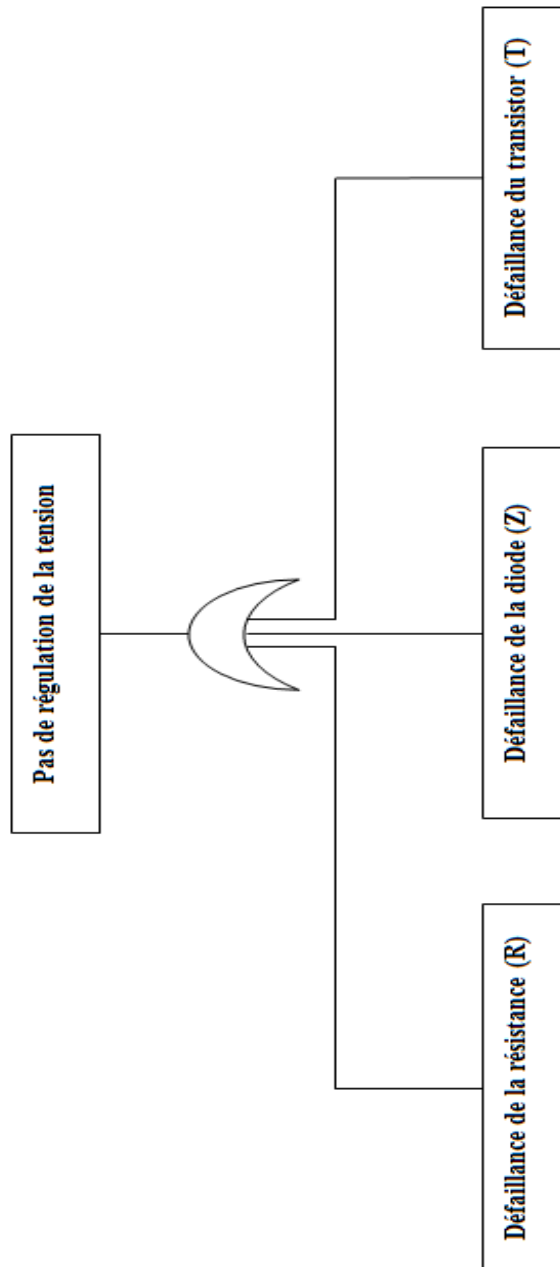


Fig. IV.9 : Arbre de défaillance d'un régulateur PV

L'événement redouté étant l'absence d'énergie à la sortie de la batterie, il est du à la conjugaison de plusieurs événements secondaires et élémentaires tel que illustré par la figure (IV.10).

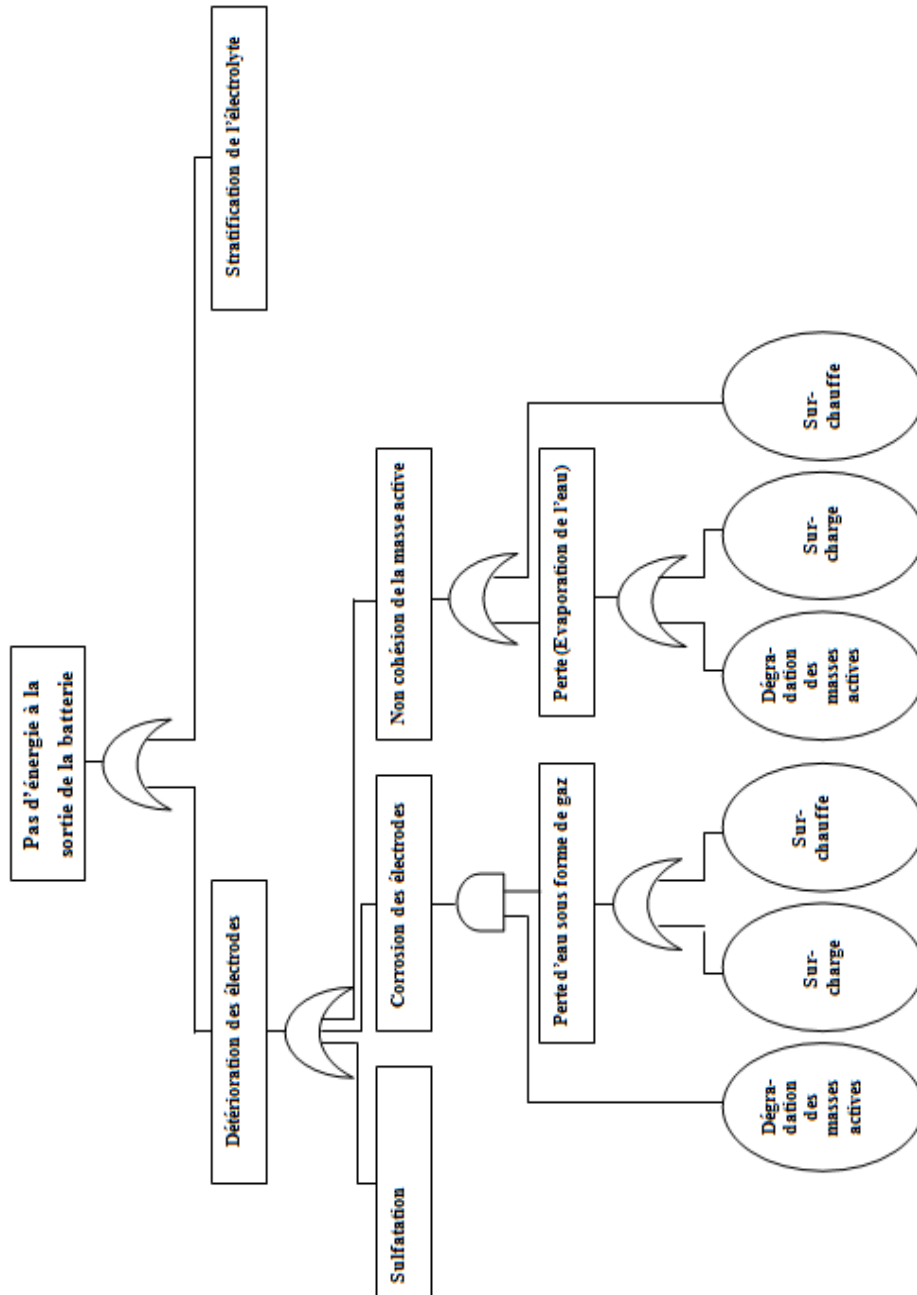


Fig. IV.10 : Arbre de défaillance d'une batterie PV

L'événement redouté étant l'absence d'énergie à la sortie de l'onduleur, Il est montré que cet événement dépend de la conjugaison de plusieurs événements secondaires et élémentaires tel qu'illustrés par la figure (IV.11).

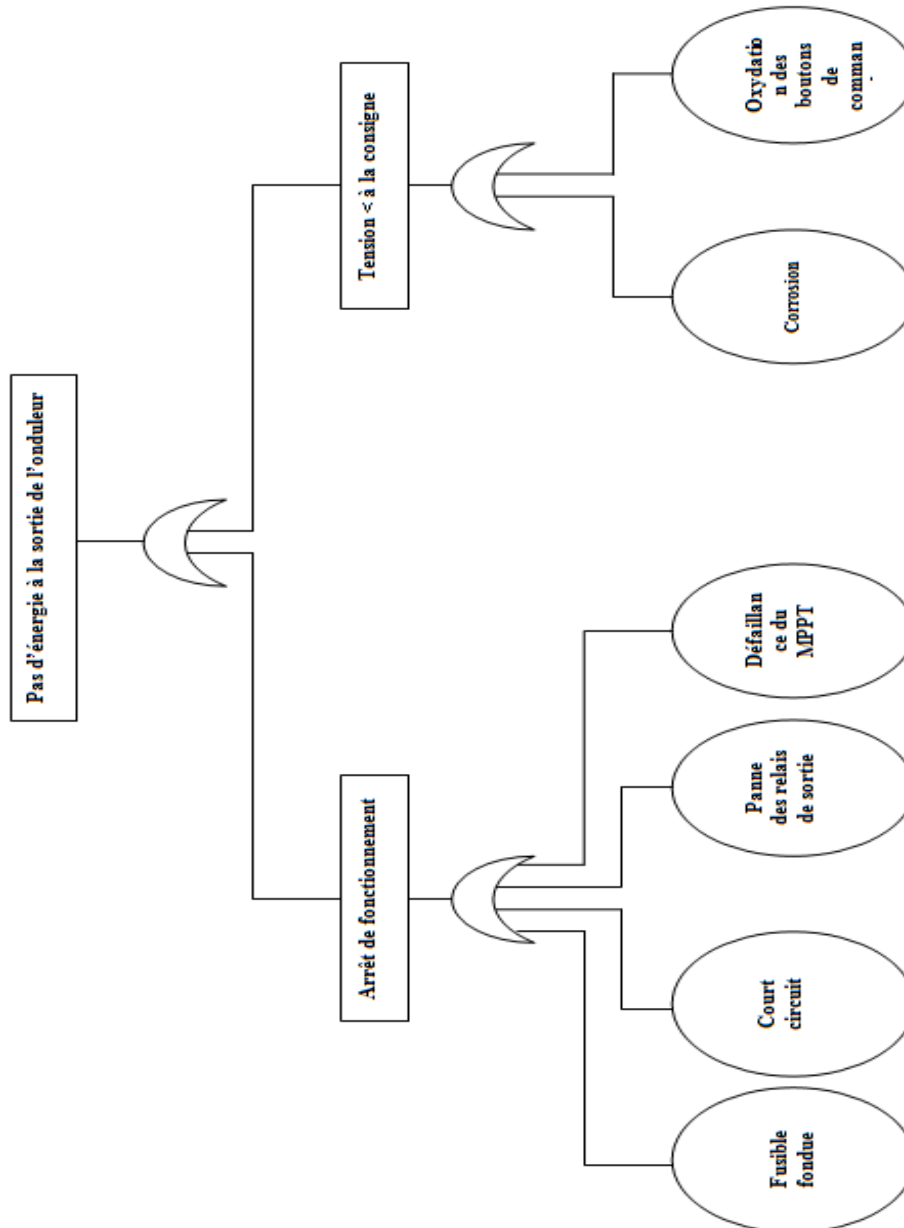


Fig. IV.11 : Arbre de défaillance d'un onduleur PV

IV.7.3. Graphe des Etats

Les systèmes photovoltaïques changent avec beaucoup de facteurs environnementaux, à savoir, la température ambiante, la dégradation à long terme, l'irradiation, la vitesse de vent, l'espace d'air entre les modules, la poussière, la corrosion, l'intrusion de la vapeur d'eau, le décollement des matériaux de l'encapsulant, tels qu'illustrés sur la figure (IV.12) [25]:

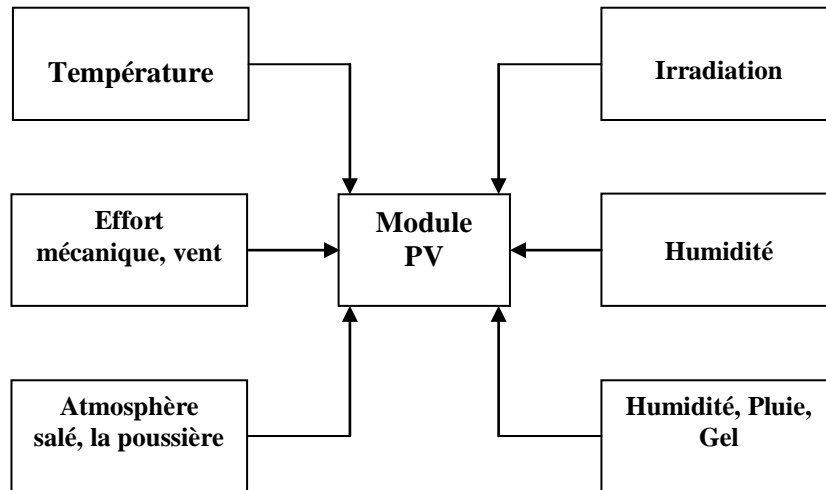


Fig. IV.12 : Divers efforts environnementaux sur un module PV

IV.7.3.1. Model général de Markov [25]

Nous considérons que le système est non réparable avec les éléments x_1, x_2, x_3 et x_4 . Ce système est dénoté X et change avec le temps t , ces deux variables sont aléatoires. Il y a quatre combinaisons possibles $\{X, t\}$: {(états continus, temps continu)}, {(états discrets, temps continu)}, {(état continu, temps discret)} et {(état discret, temps discret)}.

La chaîne de Markov est une modélisation stochastique qui est bien approprié pour modéliser la dégradation d'un système photovoltaïque. Dans ce cas, l'espace des états est discret, c'est-à-dire le système occupe un nombre fini d'états.

L'état du système est décrit par : $S = \{S_1, S_2, \dots, S_r\}$

Le processus commence avec l'un de ces états et passe successivement à un autre état.

Si la chaîne est dans un état S_i , il passe à l'état prochain S_j avec une probabilité notée p_{ij} (*probabilité de transition*), cette probabilité ne dépend que de l'état actuel.

Le processus peut rester dans le même état avec une probabilité p_{ii} (Probabilité de résidence).

$pi(k)$ est la probabilité que le système **S** soit à l'état Si ($i=1, 2, \dots, n$) après la $k^{ième}$ étape et avant la $(k+1)^{ième}$ étape.

Les probabilités $pi(k)$ sont appelées les probabilités de la chaîne de Markov. Après $k^{ième}$ étape le système peut être à n'importe quel état. Par conséquent :

$$\sum_{i=1}^n pi(k) = 1 \quad (IV.9)$$

La distribution des probabilités des états au début du processus sont : $p1(0), p2(0), p3(0), \dots, pn(0)$ représente la distribution des probabilités initiales de la chaîne Markov. Si l'état initial $S(0)$ du système est connu avec certitude, $S(0)=Si$, donc la probabilité initial $pi(0)=1$ et toutes les autre probabilités sont égales à zéro.

La chaîne de Markov est homogène si les probabilités de transition Pij dépendent seulement du passage d'un état vers le prochain.

Les probabilités de transition Pij sont regroupées dans une matrice appelée matrice de transition :

$$\sum_{j=1}^n Pij = 1 \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (IV.10)$$

Cette matrice est stochastique

$$[Pij] = \begin{bmatrix} P11 & P12 & \dots & P1j & P1n \\ P21 & P22 & \dots & P2j & P2n \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Pi1 & Pi2 & \vdots & Pij & Pin \\ Pn1 & Pn2 & \cdot & Pnj & Pnn \end{bmatrix} \quad (IV.11)$$

Après la première étape, la probabilité que le système est à l'état Si ($i=1,2,\dots, n$) est obtenu par l'équation de probabilité totale, on applique le principe de la probabilité conditionnelle :

$$P(S) = P[(k \text{ et } S) \text{ ou } (k \text{ et } S)]$$

$$P(S) = P(S/k) \times P(k) + P(S/\bar{k}) \times P(\bar{k})$$

IV.7.3.2. Model de dégradation de Markov

Un système PV est supposé fonctionner sur 30 ans, nous divisons cette période en quatre (4) intervalles (Y1, Y2, Y3 et Y4) de 7 ans chacune :

- 1 à 7 ans (Y1),
- 8 à 14 ans (Y2),
- 15 à 21 ans (Y3),

- 22 à 28 ans (Y4).

Période	Y1	Y2	Y3	Y4
début	0.9	0.06	0.04	0
Défaut mineurs	0	0.5	0.3	0.2
Défaut majeur	0	0	0.3	0.7
Défaillance complète	0	0	0	1

Tableau. IV.3 : Matrice de transition des probabilités

Les différentes études faites sur le terrain ont montré que la dégradation d'un système photovoltaïque est évaluée à 1% par année [25].

Il ya quatre états possible pour construire la chaine de Markov, les probabilités sont déterminées suite aux résultats des inspections. Au début, le système est bon.

La matrice des probabilités de transition est donnée ci-dessus :

$$\begin{bmatrix} 0.9 & 0.06 & 0.04 & 0 \\ 0 & 0.5 & 0.3 & 0.2 \\ 0 & 0 & 0.3 & 0.7 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Matrice de transition

Les quatre états du système photovoltaïque sont :

S1 : système en bonne condition.

S2 : système avec une dégradation partielle et est totalement opérationnel.

S3 : système avec la majorité des défauts et est partiellement opérationnel.

S4 : système complètement défaillant.

Les états S_i sont définis compte tenus des seuils des caractéristiques du système étudié :

Le système PV est en bon état de fonctionnement au début, ce qui peut être traduit par

$$p1(0)=1$$

Du graphe ci-dessous, la probabilité que le système reste à l'état S_i ($i=1, 2, 3, 4$) après la

Première inspection ou après 7 ans est :

$$P[S1(1)] = p1(1) = p1(0)P11 = 1 \times 0.9 = 0.9$$

$$P[S2(1)] = p2(1) = p1(0)P12 = 1 \times 0.06 = 0.06$$

$$P[S3(1)] = p3(1) = p1(0)P13 = 1 \times 0.4 = 0.4$$

$$P[S4(1)] = p4(1) = p1(0)P14 = 1 \times 0 = 0$$

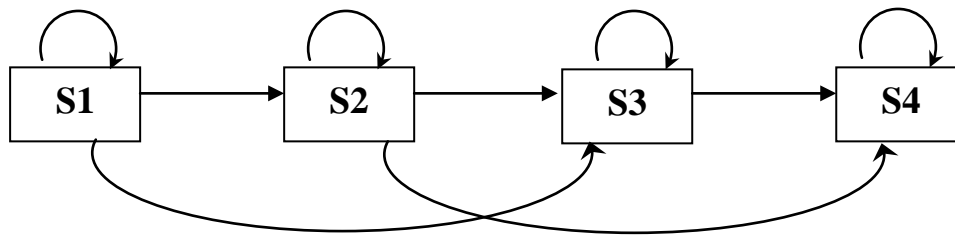


Fig. IV.13 : graph des états

- Pour la seconde étape

$$p_i(k) = \sum_{j=1}^n p_j(k-1) \times P_{ji} \quad (IV.12)$$

$$p_1(2) = p_1(1) \times P_{11} + p_2(1) \times P_{21} + p_3(1) \times P_{31} + p_4(1) \times P_{41}$$

$$p_2(2) = p_1(1) \times P_{12} + p_2(1) \times P_{22} + p_3(1) \times P_{32} + p_4(1) \times P_{42}$$

$$p_3(2) = p_1(1) \times P_{13} + p_2(1) \times P_{23} + p_3(1) \times P_{33} + p_4(1) \times P_{43}$$

$$p_4(2) = p_1(1) \times P_{14} + p_2(1) \times P_{24} + p_3(1) \times P_{34} + p_4(1) \times P_{44}$$

Application :

$$p_1(2) = (0.9 \times 0.9) + (0.06 \times 0) + (0.04 \times 0) + (0 \times 0) = 0.81$$

$$p_2(2) = (0.9 \times 0.06) + (0.06 \times 0.5) + (0.04 \times 0) + (0 \times 0) = 0.084$$

$$p_3(2) = (0.9 \times 0.04) + (0.06 \times 0.3) + (0.04 \times 0.3) + (0 \times 1) = 0.066$$

$$p_4(2) = (0.9 \times 0) + (0.06 \times 0.2) + (0.04 \times 0.7) + (0 \times 1) = 0.04$$

- Pour la troisième étape

$$p_i(3) = p_1(2) \times P_{1i} + p_2(2) \times P_{2i} + p_3(2) \times P_{3i} + p_4(2) \times P_{4i}$$

$$p_1(3) = p_1(2) \times P_{11} + p_2(2) \times P_{21} + p_3(2) \times P_{31} + p_4(2) \times P_{41}$$

$$p_2(3) = p_1(2) \times P_{12} + p_2(2) \times P_{22} + p_3(2) \times P_{32} + p_4(2) \times P_{42}$$

$$p_3(3) = p_1(2) \times P_{13} + p_2(2) \times P_{23} + p_3(2) \times P_{33} + p_4(2) \times P_{43}$$

$$p_4(3) = p_1(2) \times P_{14} + p_2(2) \times P_{24} + p_3(2) \times P_{34} + p_4(2) \times P_{44}$$

Application :

$$p1(3) = (0.81 \times 0.9) + (0.084 \times 0) + (0.066 \times 0) + (0.04 \times 0) = 0.729$$

$$p2(3) = (0.81 \times 0.06) + (0.084 \times 0.5) + (0.066 \times 0) + (0 \times 0) = 0.0906$$

$$p3(3) = (0.81 \times 0.04) + (0.084 \times 0.3) + (0.066 \times 0.3) + (0.04 \times 1) = 0.0774$$

$$p4(3) = (0.81 \times 0) + (0.084 \times 0.2) + (0.066 \times 0.7) + (0.04 \times 1) = 0.103$$

IV.7.4. Lois de Weibull**IV.7.4.1. Calcul des pertes**

Pour la 1^{ère} année la perte est estimée à 1%

$$52.291 Wc \rightarrow 100\%$$

$$P \rightarrow 1\%$$

$$P=0.52Wc$$

Pour 10 ans :

$$P' = 52.291 - 47.704 \text{ (tests réalisés à Adrar)}$$

$$P' = 4.587Wc$$

IV.7.4.2. Calcule des paramètres β et η

$$t=1 \rightarrow \lambda=0.52 = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{1}{\eta}\right)^{\beta-1}$$

$$t=10 \rightarrow \lambda=4.587 = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{10}{\eta}\right)^{\beta-1}$$

$$\beta = 1.94$$

$$\eta = 13.4$$

$\beta > 1$, en se référant à la courbe donnée sur la figure (IV.5), le système se situe dans la période de vieillissement.

IV.7.4.3. Fonction de fiabilité est donnée par

$$R(t) = \exp\left(-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta\right)$$

Selon la loi précédente, la fiabilité du système sera calculée de la même manière suivante pour chaque année :

$$R(1) = \exp\left(-\left(\frac{1}{13.4}\right)^{1.94}\right)$$

$$R(1) = 0.99$$

Année	1	2	3	4	5	6	7	10	13	15	17	21	25	28
R(t)	0.99	0.97	0.94	0.90	0.86	0.81	0.76	0.56	0.39	0.28	0.2	0.09	0.034	0.015

Tableau IV. 4 : Evolution de la fiabilité

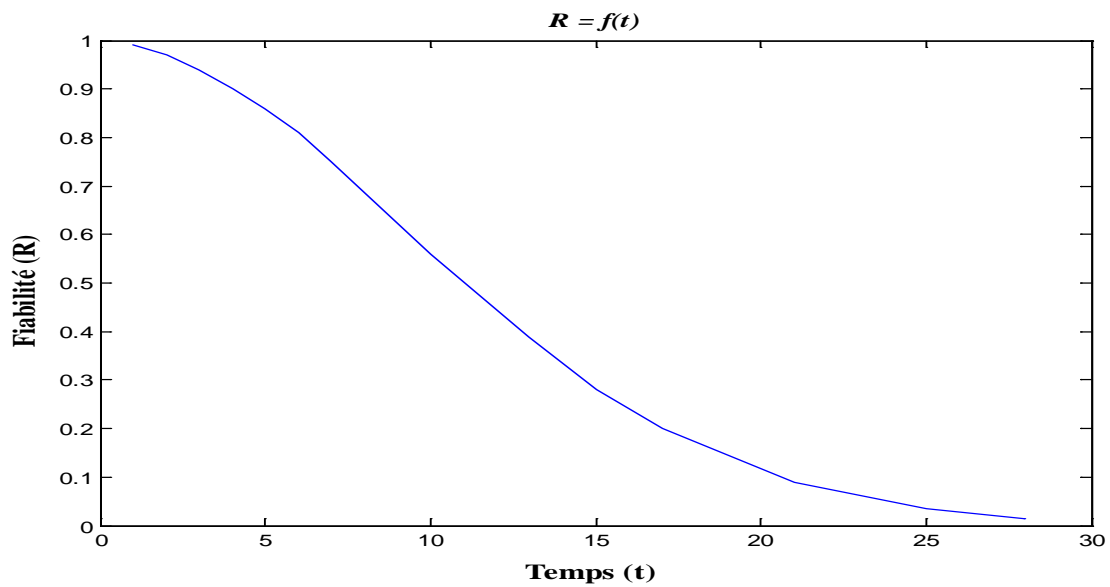


Fig. IV.14 : Courbe de la fiabilité

En exploitant le logiciel Matlab, nous avons pu tracer la courbe de variation de la fiabilité dans le temps compte tenu des paramètres de weibull.

IV.8. Conclusion

L'analyse de la criticité permet d'effectuer un classement des différents scénarios. La mise en place d'un seuil avec les experts permet de retenir les scénarios les « plus critiques ». D'après le tableau (IV.2), un classement dans le sens de la criticité croissante, donne l'ordre suivant : module, onduleur, régulateur et enfin la batterie.

Pour un système photovoltaïque les risques de défaillances exprimés par la criticité C sont :

- ✓ Décoloration de l'encapsulant du module (C= 60)
- ✓ Corrosion du module (C= 48)
- ✓ Fusible fondue dans l'onduleur (C=40)
- ✓ Défaillance de la boîte à connexion (C=36)
- ✓ Défaillances des soudures à rubans du module (C=36)
- ✓ Interconnexions cassés dans le module (C=36)

Ces défaillances, sont jugées critiques et inacceptables, des actions préventives et/ou curatives sont recherchées dans le but de réduire la criticité.

L'arbre de défaillance permet la détermination des chemins critiques dans un système. Cette méthode a pour objectif de déterminer les diverses combinaisons possibles d'événements qui entraînent la réalisation d'un événement indésirable unique. Elle permet donc d'identifier les points faibles du système.

La modélisation par chaîne de Markov fournit la capacité d'analyser les systèmes complexes. En plus de la détermination du MTBF, cette modélisation fournit diverses autres mesures y compris la disponibilité et la probabilité d'être dans un état donné à un temps donné.

À partir de valeurs expérimentales, la fiabilité du système est évaluée à 0.015 à 28 ans, correspond à une défaillance certaine.

Conclusion générale

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ses besoins en énergie solaire. Ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées.

L'électricité provenant des sources renouvelables est intermittente et tributaire des aléas climatiques.

Notre travail s'est inscrit dans une démarche de l'analyse des modes de défaillances des systèmes photovoltaïques installés dans le sud algérien.

L'exploitation des caractéristiques (I-V) nous ont permis de faire la comparaison entre différentes situations typiques à un environnement saharien :

- Salissure uniforme,
- Tempête de sable,
- Vent de sable,
- Dégradation des propriétés du module due à l'exposition extérieur continue,
- Ombrage,
- Fissuration du verre.

Grace aux outils de la sûreté de fonctionnement, nous avons déterminé l'élément et l'événement les plus critiques

La synthèse entre l'expérimentation et l'analyse AMDEC, nous ont conduit à conclure que le module est l'élément le plus probable à succomber à une défaillance et que le vent de sable est en défaveur au déploiement de l'énergie solaire en milieu saharien.

Comme résultat, la fiabilité $R(t)$ est estimée à 0.015 à partir de la vingt huitième année.

Ces travaux ouvrent de nombreuses perspectives. Nous pouvons citer trois tâches essentielles :

- Etude des systèmes multi-composants et multi-dégradés,
- Etude du phénomène de vent de sable,
- Etablissement d'un plan de maintenance correctif et/ou préventif pour diminuer le taux de défaillance.

Références bibliographiques

- [1] http://fr.wikipedia.org/wiki/cellule_photovolta%C3%AFque, 2011.
- [2] R.Dauman, « Modélisation du vieillissement d'un module photovoltaïque », thèse de magistère, université de Boumerdes, 2011.
- [3] Schneider Electric, « La Sûreté de Fonctionnement (SdF) », 2004.
- [4] M.Claude Lishou « Etude, Modélisation et Simulation en temps réel de systèmes photovoltaïques à stockage d'énergie. Application à la Sûreté de Fonctionnement de centrales solaires hybrides » Thèse doctorat. Université de Dakar, 1998.
- [5] http://fr.wikipedia.org/wiki/Cellule_photovolta%C3%AFque 15/06/2010.
- [6] L.Abbessen « Etude de la connexion au réseau électrique d'une central photovoltaïque » Thèse Magister. Université Tizi Ouzou, 2011.
- [7] M.Behadj « Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome » Thèse Magister. Université Bechar, 2008.
- [8] R.Laronde « Fiabilité et durabilité d'un système complexe dédié aux énergies renouvelables application a un système photovoltaïque » Thèse doctorat. Université Angers, 2011.
- [9] F.Khelfaoui et M.Remram « effet de la température sur un matériau Polycristallin » Rev. Energ. Ren. : Chemss, pp 83-89, 2000.
- [10] S.Harrouni et A.Maafi « Etude du rendement du silicium monocristallin en milieu désertique » Vol. 15, pp 157-163, 2003.
- [11] B.Halouma « Contribution à la modélisation du problème de « Hot Spot » dans les modules solaire Photovoltaïque occultées » Thèse Magister. Université Constantine, 2008.
- [12] M.Sadok et A.Mehdaoui « Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region » Renewable Energy vol.33; pp 2516– 2524, 2008.
- [13] E.Díaz-Dorado et al « Influence of the shadows in photovoltaic systems with different configurations of bypass diodes » SPEEDAM pp 134.139, 2010.
- [14] K.Agroui, A.Belghachi et S.Kadri « Caractérisations Electriques et Thermiques d'un Module PV au Silicium Multicristallin en Milieu Contrôlé et sur Site Saharien » Rev. Energ. Ren. : ICPWE pp 19-25, 2003.

- [15] H.Nehrir « Solar Photovoltaic II» EELE 455-555 Montana State University.
- [16] K.Agroui, al, «Characterization of Encapsulant Materials for Photovoltaic Solar Energy Conversion », SPIE Digital Library : Vol.G-1 pp 7048 70480, 2008.
- [17] E.Kaplani «Detection of degradation effects in field-aged c-Si solar cells through IR thermography and digital image processing» Mechanical Engineering Dept., T.E.I. of Patras, Meg. Alexandrou 1, Patra, Greece, 2011.
- [18] L.Bun ; « Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV » Thèse doctorat. Université Grenoble, 2011.
- [19] Direction du développement et de la coopération « Installations Photovoltaïques Autonomes- Guide pour le dimensionnement et la réalisation » livre, PACER.
- [20] A.Ould Mohamed Yahia et al «Modélisation d'un système de stockage intégré dans un système hybride (PV / Eolien / Diesel) » Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°2, pp 205 – 214, 2007.
- [21] <http://photovoltaique.guidenr.fr/cours-photovoltaique-2011>.
- [22] B.Equer « Energie Solaire Photovoltaïque » Livre, volume1, publié par l'organisation des USA, UNESCO 1991.
- [23] H.Julien, « Durabilité des équipements énergétiques et des composants d'enveloppe du bâtiment », N/REF. : ESE/ENVIRONNEMENT/07-56, 2007.
- [24] O.Tebbi « Estimation des lois de fiabilité en mécanique par des essais accélérés » Thèse de Doctorat, Université d'Angers, 2005.
- [25] E.Suresh Kumar, al, « Markov chain modeling of performance degradation of photovoltaic system », College of Engineering,Tiruvanthapuram, Vol. 12, pp 2231-5268, 2012.

Résumé :

L'étude de sûreté de fonctionnement comporte deux volets complémentaires : Une analyse fonctionnelle et une analyse dysfonctionnelle.

Notre travail s'inscrit dans cette logique, et traite d'une manière exhaustive les mécanismes de défaillance dans les systèmes photovoltaïques avec un intérêt particulier accordé au module.

L'exploitation des caractéristiques (I-V), nous ont permis de faire la comparaison entre différentes situations typiques à un environnement saharien.

Grâce aux outils de la sûreté de fonctionnement et l'expérimentation, nous ont conduits à conclure que le module est l'élément le plus probable à succomber à une défaillance et que le vent de sable est en défaveur pour le déploiement de l'énergie solaire en milieu saharien.