

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



UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE
MEMOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU
DIPLOME
DE MASTER EN GENIE ELECTRIQUE
OPTION : TECHNOLOGIE DES SYSTEMES ELECTRO-ENERGETIQUES
DES SOURCES ENERGIE RENOUVELABLE
THEME

***Développement d'un programme d'analyse
des performances des systèmes
photovoltaïque***

Proposé et dirigé par :

M BOUCHELAGHEM.A

Présenté par :

BELKHOUS Hamza

Année Universitaire : 2014 / 2015

Remerciements

Avant tout, je remercie Allah le tout puissant qui nous a donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'étude et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.

Un grand remerciement aussi à mes parents, ma famille.

Je remercie également mon encadreur Mr BOUCHELAGHEM Ahmed, Mr DRIF ainsi que les membres du jury qui m'ont l'honneur d'examiner ce travail.

Je remercie ensuite tous les enseignants de département d'électronique.

Je remercie mes amis surtout groupe S3ER

A toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement et à l'impression de ce manuscrit.

Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail en premier lieu à mes parents
qui m'ont soutenus pour me permettre de réaliser tous mes
objectifs et qu'ils trouvent ici toute ma reconnaissance et
ma gratitude.*

A mes frères, mes sœurs et toute ma famille

*A tous mes enseignants depuis le primaire jusqu'à
maintenant surtout les enseignants du département de
l'électronique.*

A tous mes amis surtout le groupe S3ER

NOMENCLATURE

Abréviations

DC : courant continue

AC : courant alternative

PV : photovoltaïque

GPV : Générateur photovoltaïque

MPPT : point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking) (W)

CEI : Comité Electrotechnique International

Ns : Nombre de modules en série

Np : Nombre de modules en parallèle

G Aux : Générateur auxiliaire

Les symboles

R_{sh} : La résistance parallèle (shunt) (Ω)

R_S : La résistance série (Ω)

I_{ph} : courant photovoltaïque engendré par les radiations lumineuses (A)

α : Est le facteur d'idéalité,

T : est la température de la cellule en $^{\circ}K$,

e : est la charge de l'électron $e = 1.6021 \cdot 10^{-19} Cb$,

K : est la constante de Boltzmann $K = 1.3854 \cdot 10^{-23} J.K^{-1}$.

I_{sc} : Courant de court-circuit (obtenu pour $V=0$) (A)

V_{oc} : Tension en circuit ouvert (obtenu pour $I=0$) (V)

U : Tension aux bornes de l'assemblage (V) .

I : Courant circulant dans l'assemblage (A)

AMD : La disponibilité des données

E_i : les quantité d'énergie (kWh)

P_i : La puissance (kW)

H_I : Les valeurs journalières moyennes de l'expotion énergétique globale (kWh.M⁻².d⁻¹)

E_{TSN} : Bilan énergétique net « Entrée stockage »

E_{FSN} : Bilan énergétique net « Sortie stockage »

E_{TUN} : Energie nette injectée sur le réseau électrique

E_{FUN} : Energie nette totale prélevée sur le réseau électrique

E_{in} : Energie totale entrant dans de système

E_{use} : Energie totale délivrée par le système

F_A : Part relative de l'électricité délivrée par le champ photovoltaïque sur l'énergie totale

η_{LOAD} : Rendement avec lequel l'énergie de toutes les sources est transmise à l'utilisation

η_{BOS} : Le rendement total des composants « hors champ »

Y_A : productivité du champ (h/j)

Y_f : Taux de couverture photovoltaïque unitaire (h/j)

Y_r : Nombre d'heures solaires équivalentes (h/j)

P_0 : puissance nominale (w)

L_c : de captation du champ (h/j)

L_{BOS} : les pertes dans les composant « hors champ PV » (h/j)

R_p : L'indice de performance

η_{Amean} : Le rendement moyen du champ

η_{tot} : le rendement totale

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Schéma synoptique décrivant le système photovoltaïque le plus général -----	2
Figure I.2 : Différents types de cellules photovoltaïques -----	3
Figure I.3 : Circuit équivalent d'une cellule solaire -----	3
Figure I.4 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque -----	4
Figure I.5 : Caractéristiques courant-tension de la cellule photovoltaïque -----	5
Figure I.6 : Caractéristique I-V d'un groupement en série de cellules PV -----	6
Figure I.7 : Caractéristique I-V d'un groupement en parallèle de cellules PV -----	7
Figure I.8 : Différents types de modules photovoltaïques -----	8
Figure I.9 : Câblage des cellules dans un module -----	9
Figure I.10 : Protection par diodes en série -----	9
Figure I.11: Diodes de blocage -----	9
Figure I.12 : Protection par diodes en parallèle -----	10
Figure I.13 : Diode by-pass -----	10
Figure I.14 : Courbe caractéristique de puissance d'un générateur photovoltaïque -----	12
Figure I.15 : Schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome -----	13
Figure I-1 : Schéma typique d'une installation photovoltaïque hybride -----	14
Figure I.17 : Installation ou centrale électrique photovoltaïque raccordée au réseau -----	14
Figure II.1 : paramètres à mesurer en temps réel -----	19
Figure II.2 : Quelques exemples de la localisation de défauts par la caméra thermique -----	25
Figure II.3 : Principe de la réflectométrie pour localier le défaut dans un string PV -----	26
Figure II.4 : Allure d'une caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant -	28
Figure II.5 : Différentes méthodes de diagnostic -----	32
Figure II.6 : Différentes étapes de diagnostic par la méthode d'inférence -----	34
Figure III.1 : Schéma synoptique décrivant le système photovoltaïque le plus général -----	36
Figure III.2 : Productible aux différents étages de la chaîne de conversion d'énergie d'un système PV -----	38
Figure III.3 : Algorithme d'analyse des performances s'un système PV -----	41
Figure III.4 : les caractéristiques de l'installation PV -----	45
Figure III.5 : les données traitées -----	46
Figure III.6 : L'énergie de générateur, température ambiante et l'énergie du système (DC, AC) -----	46
Figure III.7 : Les calculs des indices de performance -----	47
Figure III.8 : L'irradiance sur un plan horizontale et la température ambiante -----	47
Figure III.9 (a) : L'irradiance sur un plan incliné -----	47
Figure III.9 (b) : Le courant de la Générateur PV -----	48
Figure III.9 (c): La tension de la Générateur PV -----	48
Figure III.9 (d) : La puissance (DC) de la Générateur PV -----	48
Figure III.9 (e) : La puissance (AC) à sorie de l'onduleur -----	48
Figure III.9 (f) : La température de la Cellule PV -----	49

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Rendement énergétique des différents types de cellules photovoltaïques-----	5
Tableau II.1 : Paramètres à mesurer en temps réel -----	18
Tableau II.2 : Paramètres dérivés -----	20
Tableau II.3 : Différents types de défauts analysés par la caractéristique I-V -----	29
Tableau II.4 : Comparaisons des différentes méthodes de DLD. Abréviations -----	30
Tableau III.1 : Principaux défauts et anomalies rencontrés sur une installation PV -----	37
Tableau III.2 : Les paramètres d'analyse de notre champ PV-----	43

TABLE DES MAIERES

INTRODUCTION GENERALE.....	1
----------------------------	---

Chapitre I

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

Introduction	2
I.1 Le système de captation	3
I.1.1 Cellule photovoltaïque.....	3
I.1.1.1 Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.....	4
I.1.1.2 Différents types de cellules photovoltaïques.....	5
I.2 Générateur photovoltaïque.....	7
I.3 Rendement photovoltaïque	8
I.4 Câblage	8
I.5 Protection des systèmes photovoltaïques.....	9
I.5.1 Diodes séries.....	9
I.5.2 Diodes parallèles.....	10
I.6 Stockage d'énergie.....	10
I-7 Système de régulation.....	11
I.8 Conversion de l'énergie	11
I.8.1 hacheur.....	11
I.8.2 Convertisseur MPPT.....	11
I.8.3 L'onduleur	12
I.9 Différents types de systèmes photovoltaïques	13
1.9.1 Alimentations électriques faible puissance	13
1.9.2 Installation électrique photovoltaïque autonome	13
1.9.3 Installation ou centrale électrique photovoltaïque hybride	13
1.9.4 Installation ou centrale électrique photovoltaïque raccordée au réseau	14
I.10 Applications photovoltaïques.....	15
I.11 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire.....	15
Conclusion.....	16

Chapitre II

Outils de surveillance des systèmes photovoltaïques

Introduction	17
II.1 Norme internationale CEI 61724.....	17
II.1.1 Domaine d'application.....	17
II.1.2 Références normatives.....	17
II.1.3 Paramètres mesurés.....	18
II.1.4 Vérification des données.....	19
II.1.5 Paramètres dérivés.....	20
II.1.5.1 Exposition énergétique globale	21
II.1.5.2 Quantités d'énergie électrique	21
II.1.5.3 Performance des composant hors champ photovoltaïque (BOS :Balance Of System).....	22
II.1.5.4 Indice de performance du système	22
II.2 Méthodes de diagnostic d'un champ PV	24
II.2.1 Méthodes de diagnostic courantes industrialisées.....	24
II.2.1.1 Méthodes non-électriques.....	24
II.2.1.2 Méthodes électriques	25
II.2.2 Etat de l'art sur les méthodes de diagnostic des systèmes PV	26
II.2.2.1 Méthode de réflectométrie.....	26
II.2.2.2 Analyse de la puissance et de l'énergie produite.....	27
II.2.2.3 Analyse du point de fonctionnement	28
II.2.2.4 Analyse de la caractéristique statistique	28
II.2.3 Choix de l'approche de diagnostic.....	32
II.2.3.1 Différentes approches théoriques de diagnostic	32
I.2.3.2 Diagnostic par la méthode d'inférence	34
Conclusion.....	35

Chapitre III

Analyse des performances du système photovoltaïque

Introduction	36
III.1 Défauts dans un système solaire photovoltaïque.....	37
III-2 Productivité d'un système solaire photovoltaïque.....	38
III-2-1. Indice de performance	38
III-2-2 Disponibilité d'un système PV	39
III-3 Les systèmes de surveillance et de supervision des champs photovoltaïques	40
III-3-1. Systèmes de supervision de type commercial	40
III-4 Les données.....	40
III-5 Algorithme d'analyse des performances s'un système PV	41
III-6 Discussion des résultats	44
Conclusion.....	50
CONCLUSION GENERALE	51
Bibliographies et références	52
ANNEXE	56

Introduction Générale

Introduction générale

Face à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles et aux problèmes environnementaux causés par l'émission des gaz à effet de serre, lors de l'exploitation de ces ressources. Des ressources énergétiques alternatives ont été développées et doivent continuer à l'être. Le développement et l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables et des systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici une vingtaine d'années, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Il est intéressant de les exploiter sur le lieu de consommation, en les transformant directement soit en chaleur, soit en électricité selon les besoins. Cette production par sources d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour les exploiter au mieux.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion directe de l'énergie provenant de photons, comprise dans le rayonnement solaire, en énergie électrique, par le biais de capteurs fabriqués avec des matériaux sensibles aux longueurs d'ondes du visible (nommés cellules photovoltaïques). L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV).

Nous discutons de toutes les problématiques liées à la productivité d'une installation photovoltaïque et comment ces problèmes nécessitent une analyse des défauts.

On présente les différentes méthodes de diagnostic, proposées pour analyser les défauts dans un système photovoltaïque. Une brève étude bibliographique sur les différentes approches théoriques de diagnostic est menée pour choisir l'approche la plus adaptée dans le cas de diagnostic de défauts pour un système photovoltaïque.

Le mémoire s'organise en trois chapitres :

Au premier chapitre, on fait une description générale sur les systèmes photovoltaïque.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté la norme CEI 61724 et les outils de surveillance de système photovoltaïque.

Le troisième chapitre présente l'Analyse des performances du système photovoltaïque.

Enfin, nous terminons notre travail par une conclusion générale et nous proposons des perspectives.

Chapitre I

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

Introduction

I.1 Le système de captation

I.2 Générateur photovoltaïque

I.3 Rendement photovoltaïque

I.4 Câblage

I.5 Protection des systèmes photovoltaïques

I.6 Stockage d'énergie

I-7 Système de régulation

I.8 Conversion de l'énergie

I.9 Différents types de systèmes photovoltaïques

I.10 Applications photovoltaïques

I.11 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

Conclusion

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

Introduction

Un système photovoltaïque comporte un ensemble d'organes distincts ou de sous-systèmes en relation entre eux, représentant un processus énergétique complexe. L'élément de base est le système de captation puis l'ensemble de conditionnement de l'énergie électrique produite aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble groupe tous les équipements entre le système de conversion d'énergie solaire (champ PV) et la charge finale. A savoir la structure porteuse rigide des composants du champ PV, qui est fixe ou mobile, le câblage, la boîte de jonction, les éléments de protection, la batterie en cas de stockage d'énergie et son régulateur de charge, le convertisseur du courant DC en AC (l'onduleur) dans la majorité des cas. La puissance pour les systèmes photovoltaïques est de quelque dizaine de watts, plusieurs kilowatts et même quelques mégawatts. Les systèmes photovoltaïques ne contiennent aucune pièce mobile. Ils sont fiables, requièrent peu d'entretien, silencieux, ne produisent aucune émission de polluants et ce sont des systèmes modulaires. La figure ci-dessous représente symboliquement les divers éléments du système le plus général. Dans la pratique, bien sûr, les systèmes utilisent les éléments appropriés aux types de charges et aux conditions locales.

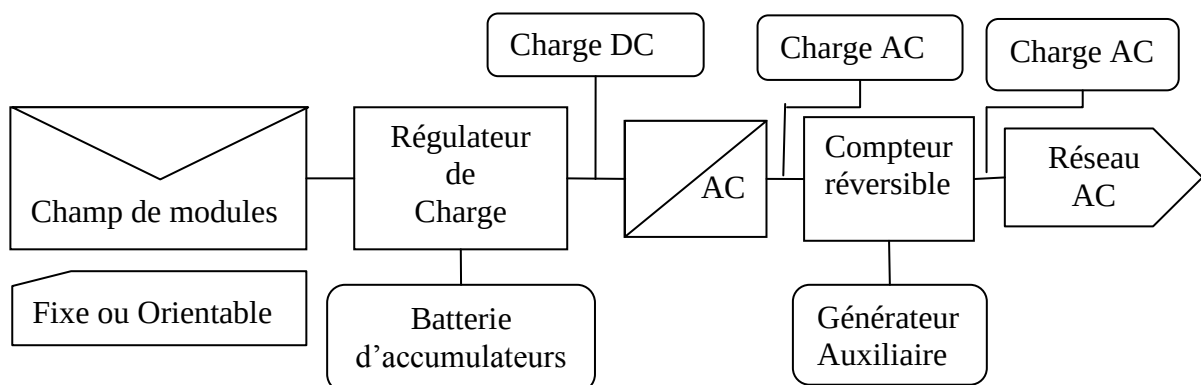


Figure I.1 : Schéma synoptique décrivant le système photovoltaïque le plus général

I.1 Le système de captation

Le système de captage désigné sous le nom champ photovoltaïque, qui est composé d'un groupement de modules élémentaires associés en série et en parallèle suivant la puissance souhaitée, eux même constitués par une association de certain nombre de cellules photovoltaïques.

I.1.1 Cellule photovoltaïque

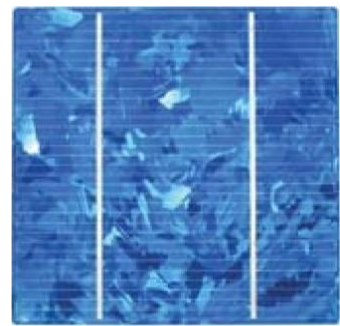
Les cellules photovoltaïques sont des composants électroniques à semi-conducteurs (généralement faites de silicium sous ses différentes formes) [figure I-2]. Elles convertissent directement l'énergie lumineuse en électricité courant continu basse tension (effet photovoltaïque). Comme l'énergie lumineuse est le soleil, on parle alors de cellules solaires.



Cellules monocristalline



Cellule poly cristalline



Cellule silicium amorphe

Figure I.2 : Différents types de cellules photovoltaïques

Ainsi la caractéristique I-V du générateur PV est basée sur celle d'une cellule élémentaire modélisée par le circuit équivalent bien connu de la figure I-3. Ce circuit introduit une source de courant et une diode en parallèle, ainsi que des résistances série R_s et parallèle (shunt) R_{sh} pour tenir compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule.

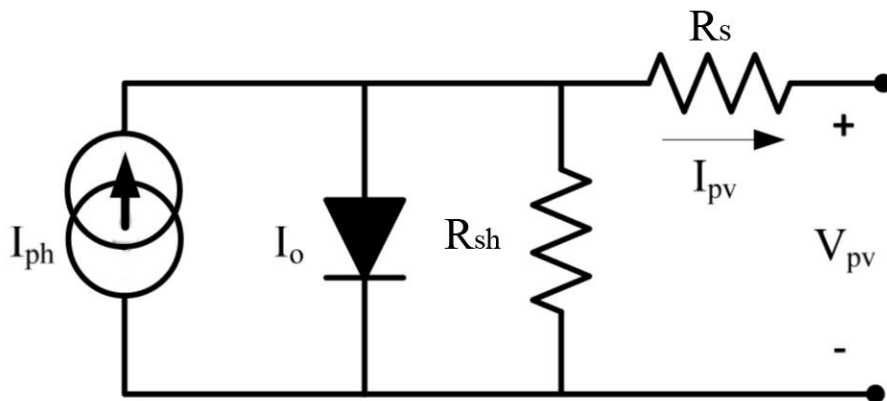


Figure I.3 : Circuit équivalent d'une cellule solaire.

D'après le modèle de la cellule, on remarque qu'il y a une résistance shunt R_{sh} qui représente les fuites par effet de bord autour de la cellule solaire. La résistance R_s qui représente la résistance série, prend en compte les contacts ohmiques entre le métal et le semi-conducteur ainsi que la résistance intrinsèque du Silicium ; I_{ph} est le courant photovoltaïque engendré par les radiations lumineuses, et la diode représente la jonction PN de la cellule.

En appliquant la loi des nœuds, on trouve :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{e(V + I.R_s)}{\alpha.K.T} \right) - 1 \right) - \frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \quad (I.1)$$

Où α : est le facteur d'idéalité,

T : est la température de la cellule en °K,

e : est la charge de l'électron $e = 1.6021.10^{-19} \text{ Cb}$,

K : est la constante de Boltzmann $K = 1.3854 \cdot 10^{-23} \text{ J.K}^{-1}$.

I.1.1.1 Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque, aussi appelée photopile, est la juxtaposition de deux semi-conducteurs, l'un dopé P et l'autre dopé N. À la jonction des deux couches se forme un champ électrique. Ce champ électrique existe même si la cellule est dans l'obscurité. Sous un ensoleillement plus ou moins important, l'effet photovoltaïque correspond à l'apparition d'une différence de potentiel entre les deux côtés de la jonction semi-conductrice sous l'action d'une radiation lumineuse.

Cette conversion photovoltaïque est effectuée à l'aide des cellules photovoltaïques fabriquées généralement en silicium cristallin. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N rejoignent les trous de la zone P via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel et un courant électrique qui circule [6], (Fig. I.4).

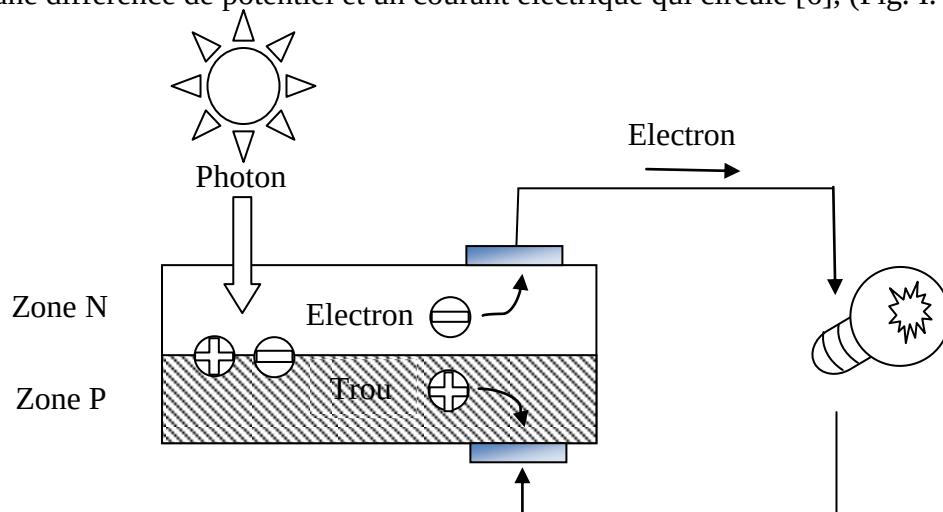


Figure I.4 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

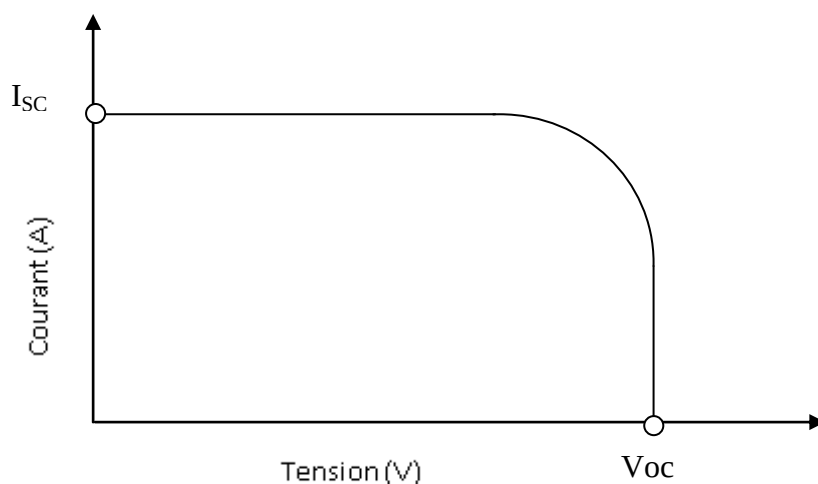


Figure I.5 : Caractéristiques courant-tension de la cellule photovoltaïque

I_{sc} : Courant de court-circuit (obtenu pour $V=0$) et V_{oc} : Tension en circuit ouvert (obtenu pour $I=0$)

I.1.1.2 Différents types de cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques sont constituées de semi-conducteurs à base de silicium (Si), de germanium (Ge), de sélénium (Se), de sulfure de cadmium (CdS), de tellure de cadmium (CdTe) ou d'arséniure de gallium (GaAs). Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques, car il est très abondant dans la nature. On le trouve dans la nature sous forme de pierre de silice. La silice est un composé chimique (dioxyde de silicium) et un minéral de formule SiO_2 . Il est le principal constituant des roches sédimentaires détritiques (sables, grès).

Tableau I.1 : Rendement énergétique des différents types de cellules photovoltaïques

Type de cellule	Rendement des cellules PV			Domaines d'applications
	Théorique	En laboratoire	Disponibles	
Si mono (silicium monocristallin)	27,0 %	24,7 %	14,0-16,0 %	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, appareils de faibles puissances, espace (satellites)
Si poly (silicium polycristallin)	27,0 %	19,8 %	12,0-14,0 %	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, générateurs de toutes tailles (reliés réseau ou sites isolés)
Si amorphe	25,0 %	13,0 %	6,0-8,0 %	Appareils de faible puissance

(silicium amorphe)				production d'énergie embarquée (calculatrice montres...) modules de grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)
GaAs	29,0 %	27,5 %	18,0-20,0 %	Systèmes de concentrateur, espace (satellites).
CdTe	28,5 %	16,0 %	8,0 %	Modules de grandes dimensions (intégrations dans le bâtiment)
Si ruban (silicium en ruban)	27,0 %	27,0 %	9,0-11,0 %	Module non spécifique

I.1.2 Groupement de cellules photovoltaïques

La puissance fournie par une seule cellule solaire étant très faible, plusieurs cellules dont les caractéristiques sont semblables doivent être électriquement associées et encapsulées dans un plastique pour former un GPV pratique. Dans ce qui suit, différents groupements possibles des cellules solaires sont présentés.

I.1.2.1 Groupement en série de cellules photovoltaïques

Si on assemble en série des cellules, la tension aux bornes de l'assemblage est égale à la somme des tensions délivrées par chacune des cellules :

$$U = \sum U_c \quad (I.2)$$

U (V) : Tension aux bornes de l'assemblage.

$U_c(V)$: Tension aux bornes de la cellule d'indice " c ".

Dans ce cas, le courant qui traverse les cellules est le même mais les cellules peuvent fonctionner à des tensions différentes.

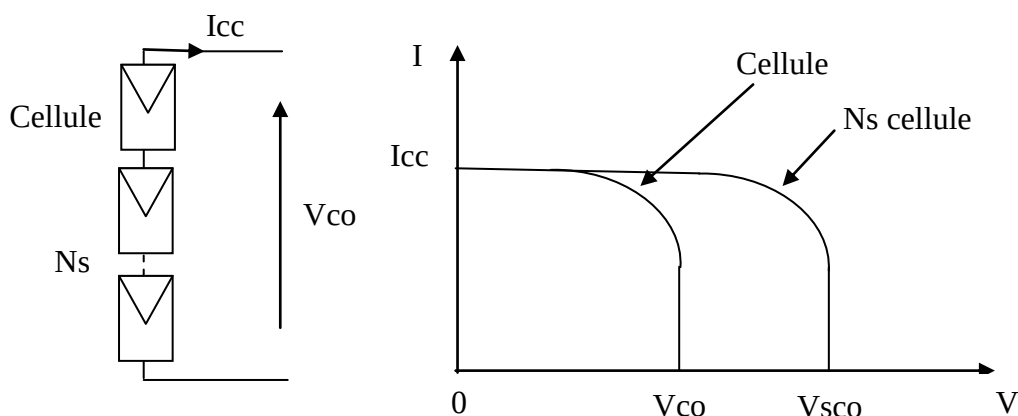


Figure I.6 : Caractéristique I-V d'un groupement en série de cellules PV

I.2.2.2 Groupement en parallèle de cellules photovoltaïques

Dans le cas d'un montage en parallèle, le courant de l'ensemble sera égal à la somme des courants produits par chacune des cellules.

$$I = \sum I_c \quad (I.3)$$

I (A) : Courant circulant dans l'assemblage.

I_c (A) : Courant circulant dans chaque cellule d'indice " c".

Dans le cas d'une association en parallèle, les cellules délivrent la même tension mais elles fonctionnent avec des courants différents.

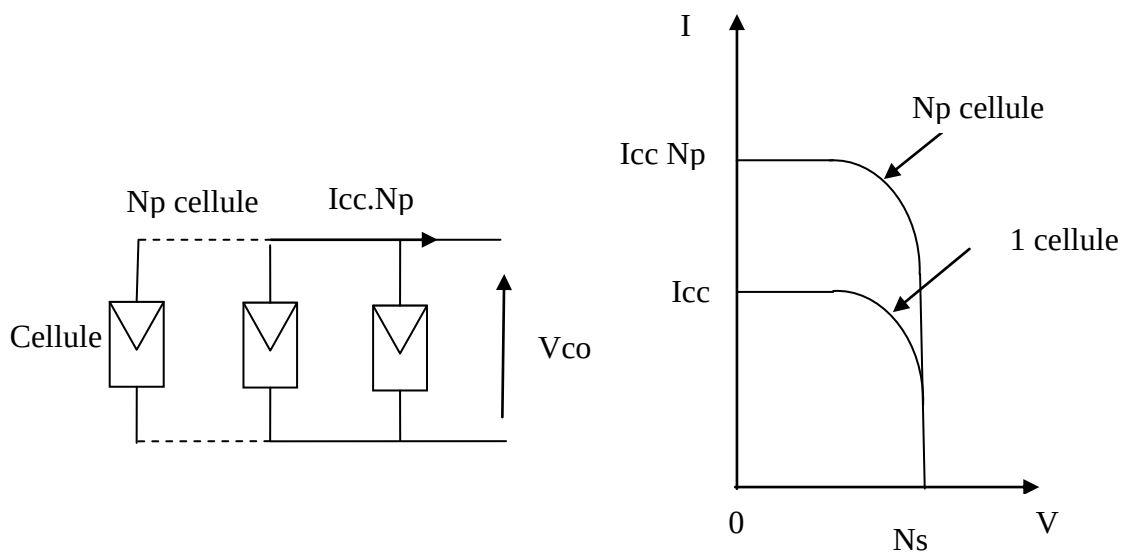


Figure I.7 : Caractéristique I-V d'un groupement en parallèle de cellules PV

1.1.2.3 Regroupement (série et parallèle)

On utilise généralement ce type d'association pour en tirer une tension importante puisque l'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires, ce qui peut être généralisé sur une gamme de N_s modules solaires en série. Ce genre de groupement augmente le courant. Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque.

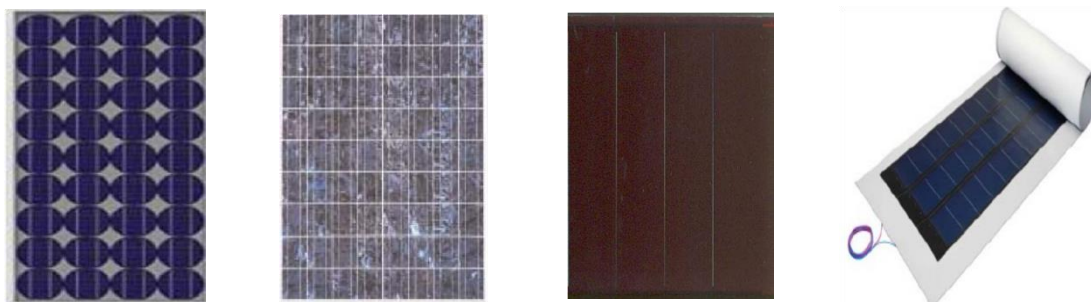
I.2 Générateur photovoltaïque

Pour obtenir des puissances ou des tensions élevées, un certain nombre de cellules doivent être groupées en modules. Pour doubler la tension, il faut monter les cellules en série, Pour doubler la puissance à tension constante, il faut les mettre en parallèle. Il faut veiller avec soin à disposer des caractéristiques électriques équivalentes c.à.d. toutes les cellules couplées en parallèle devraient avoir la même tension en circuit ouvert, et la même tension en point de puissance maximale. Pour les cellules couplées en série elles devraient avoir le même courant de court-circuit et le même courant pour le point de puissance maximale. Si ces conditions ne sont pas vérifiées les photopiles de grande puissance vont débiter dans celles de faible puissance, le panneau sera alors dégradé.

En conséquence, les performances du panneau solaire sont limitées par les photopiles dont les caractéristiques sont les plus faibles. La puissance de sortie est réduite par un accroissement de la température du panneau dû à la dissipation interne de la puissance.

Pour les systèmes de puissance importante, il faut tenir compte d'une seconde contrainte, appelée 'point chaud', car une cellule défectueuse peut détruire tout le module.

La pratique générale n'est pas de construire un générateur solaire à partir d'un seul module, mais de diviser l'ensemble en un certain nombre de modules de tensions et puissances égales.



Module monocristallin Module poly cristallin Module silicium amorphe Module couche mince

Figure I.8 : Différents types de modules photovoltaïques

I.3 Rendement photovoltaïque

Le rendement photovoltaïque est un facteur très important pour les composants photovoltaïques, il se définit comme étant le taux de conversion d'énergie des cellules PV. Le rendement est aussi le pourcentage de l'énergie solaire qui est convertie en électricité par l'intermédiaire d'une cellule solaire. Il caractérise ces composants et définit leur performance. Le rendement est fonction du type de semi-conducteur utilisé et est directement lié au «band gap» ou bande interdite. Pour le silicium cristallin, le rendement théorique maximum est de 44 %. Le silicium n'est pas le meilleur matériau, sa «bande interdite» est de 1.10 eV, celle de

l'arséniure de gallium (GaAs) est quasi optimal de 1.4 eV. Le rendement commercial des cellules monocristallines est de l'ordre de 12 à 17 % maximum.

I.4 Câblage

Le câblage a pour but de regrouper électriquement les modules solaires. Généralement, les modules sont câblés tout d'abord en série pour réaliser des branches qui comportent chacune leur diode en série.

La mise en parallèle de branches est réalisée, pratiquement, à l'aide de boîtes de jonction fixées sur les châssis. Il est indispensable d'apporter un soin particulier au serrage des cosses et au câblage d'une installation. Une chute de tension trop importante dans les connexions et dans les câbles peut réduire considérablement le courant de charge de la batterie. Cette chute de tension est loin d'être négligeable lorsque de forts courants sont fournis sous de faibles tensions. Cette contrainte impose l'utilisation de câbles résistant aux intempéries et dont la section sera fonction de la distance entre le panneau solaire et la batterie.

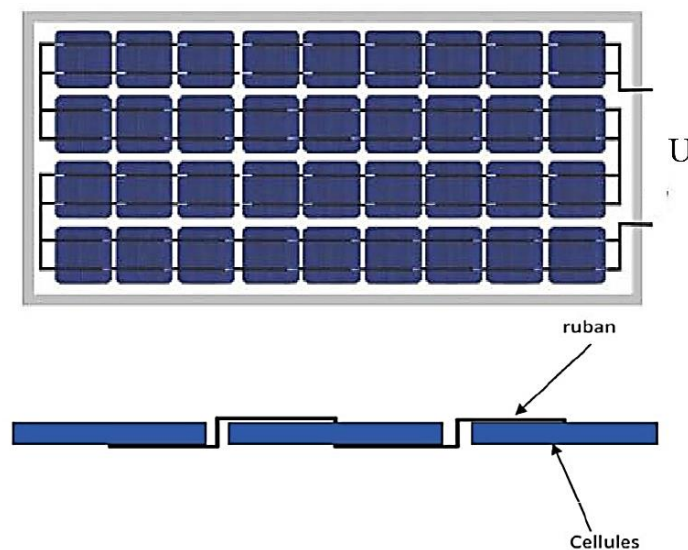


Figure I.9 : Câblage des cellules dans un module

I.5 Protection des systèmes photovoltaïques

Tout choc électrique doit être évité aux cellules, qui sont des éléments fragiles. En particulier, elles peuvent être détruites par un échauffement excessif par effet joule si elles deviennent réceptrices de courant, les modules doivent donc être protégés par des diodes.

I.5.1 Diodes séries

Les diodes de blocage ou diodes série sont placées en série avec un module ou une branche de modules câblés en série afin d'empêcher tout courant électrique de retourner vers les modules. Pour les systèmes solaires connectés à une batterie, la diode de blocage empêche la

circulation d'un courant inverse dans le sens batterie vers panneau durant la nuit. La chute de tension aux bornes de la diode dépend du type utilisé

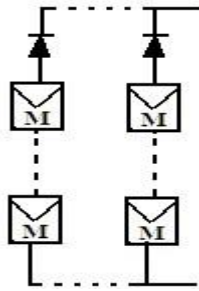


Figure I.10 : Protection par diodes en série

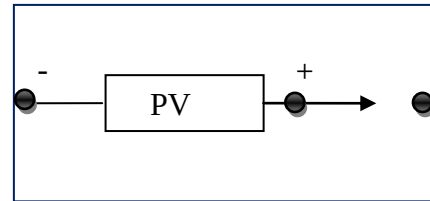


Figure I.11 : Diodes de blocage

I.5.2 Diodes parallèles

Les diodes by-pass sont utilisées pour empêcher les phénomènes de point chaud et pour minimiser les pertes dans une branche série dans le cas où une cellule, un groupe de cellules ou un module se trouve en position circuit ouvert (coupure ou ombre portée).

La diode by-pass est appelée diode shunt car elle shunte les cellules correspondant à la partie non éclairée les autres cellules continuent à produire de l'énergie correspondant à la partie éclairée du module. En conditions normales de fonctionnement les diodes shunt ne conduisent aucun courant [4].

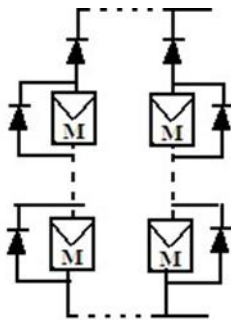


Figure I.12 : Protection par diodes en parallèle

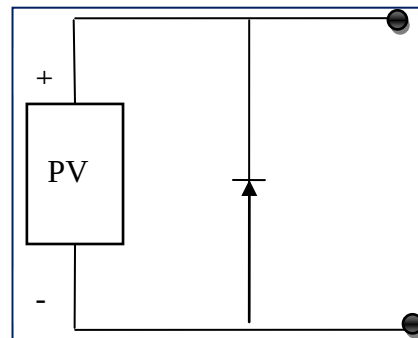


Figure I.13 : Diode by-pass

I.6 Stockage d'énergie

Toute batterie est un ensemble d'éléments ou de cellules électrochimiques capable de stocker de l'énergie électrique sous forme chimique, puis de la restituer partiellement par la suite, grâce à la réversibilité des réactions mises en jeu. Ces réactions consistent en des oxydations et des réductions au niveau des électrodes, le courant circulant sous forme d'ions dans l'électrolyte et sous forme d'électrons dans le circuit raccordé à la batterie. La capacité énergétique de la batterie (exprimée en Wattheures, Wh) dépend des quantités et de la nature des éléments chimiques compris dans la cellule.

L'anode est l'électrode à laquelle l'oxydation (perte d'un ou plusieurs électrons) se produit et à partir de laquelle les électrons vont alimenter le circuit extérieur (la charge). La cathode est l'électrode à laquelle se produit la réduction (gain d'un ou plusieurs électrons), les électrons revenant de la charge arrivent sur cette électrode. En décharge, l'anode est la borne négative de la batterie et la cathode est la borne positive. Par contre, en charge, l'électrode négative est la cathode et l'électrode positive est l'anode, les électrons circulant alors dans l'autre sens.

I-7 Système de régulation

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit.

Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

- la protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension préréglés : seuil haut et seuil bas.

I.8 Conversion de l'énergie

I.8.1 hacheur

Les convertisseurs continu-continu ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. La tension continue de départ peut être un réseau alternatif redressé et filtré, une batterie d'accumulateurs, une alimentation stabilisée.

I.8.2 Convertisseur MPPT

La puissance délivrée par un GPV dépend fortement du niveau d'ensoleillement, de la température des cellules, de l'ombrage et aussi de la nature de la charge alimentée. Elle est de ce fait très imprévisible, la courbe caractéristique de puissance du GPV présente un point de puissance maximale MPP (Maximum Power Point) correspondant à un certain point de fonctionnement de coordonnées V_{MPP} pour la tension et I_{MPP} pour le courant (voir figure I.14). Vu que la position du MPP dépend du niveau d'ensoleillement et de la température des cellules, elle n'est jamais constante dans le temps. Un convertisseur MPPT (Maximum Power

Point Tracker) doit donc être utilisé afin de suivre ces changements. Un convertisseur MPPT est un système de conversion de puissance muni d'un algorithme de contrôle approprié permettant d'extraire le maximum de puissance que le GPV peut fournir.

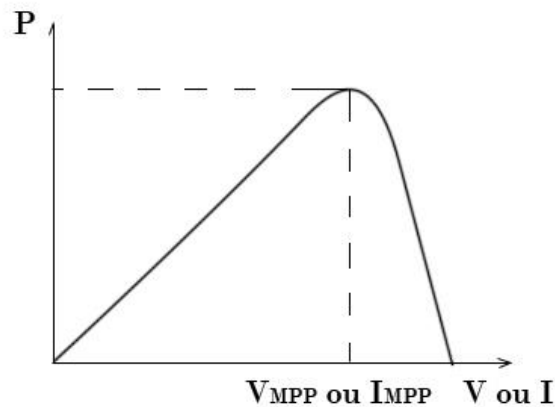


Figure I.14 : Courbe caractéristique de puissance d'un générateur photovoltaïque

Afin d'extraire, à chaque instant, le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge, un étage d'adaptation est utilisé. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments. Il assure, à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur.

I.8.3 L'onduleur

Un onduleur est un dispositif permettant de transformer en alternatif une énergie électrique de type continue.

Ils sont utilisés en électrotechnique pour : - Soit fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitudes variables. Ex : C'est le cas des onduleurs servant à alimenter des moteurs à courant alternatif devant tourner à vitesse variable par exemple (la vitesse est liée à la fréquence des courants qui traversent la machine). - Soit fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude fixes. Ex : C'est le cas en particulier des alimentations de sécurité destinées à se substituer au réseau en cas de défaillance de celui-ci par exemple. L'énergie stockée dans les batteries de secours est restituée sous forme continue, l'onduleur est alors nécessaire pour recréer la forme de tension et fréquence du réseau. On distingue les onduleurs de tension et les onduleurs de courant, en fonction de la source d'entrée continue : source de tension ou source de courant. La technologie des onduleurs de tension est la plus maîtrisée et est présente dans la plupart des systèmes industriels, dans toutes les gammes de puissance (quelques Watts à plusieurs MW).

I.9 Différents types de systèmes photovoltaïques

1.9.1 Alimentations électriques faible puissance

Il s'agit des alimentations électriques faibles telles que les calculettes ou les chargeurs de piles. Des modules photovoltaïques peuvent faire fonctionner n'importe quel appareil alimenté par des piles.

1.9.2 Installation électrique photovoltaïque autonome

Un système photovoltaïque autonome est composé dans son ensemble d'un :

- **Générateur photovoltaïque** : peut fournir directement l'énergie électrique nécessaire pour faire fonctionner les récepteurs (éclairage et équipements domestiques).
- **Régulateur de charge** : a pour fonction principale de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes.
- Il est un élément essentiel pour la durée de vie de la batterie.
- **Batterie d'accumulateurs** : permet de stocker l'énergie électrique qui sera ensuite utilisée en l'absence du Soleil. Les batteries sont utilisées pour stocker l'énergie électrique sous une forme chimique. Elles restituent l'énergie électrique au besoin selon ses caractéristiques.
- **Convertisseur continu/continu (DC/DC)** : permet d'alimenter le bus continu et de poursuivre le point de puissance maximum.
- **Convertisseur DC/AC** : permettant d'alimenter les charges alternatives.
- **Charge** : soit continue ou alternative.

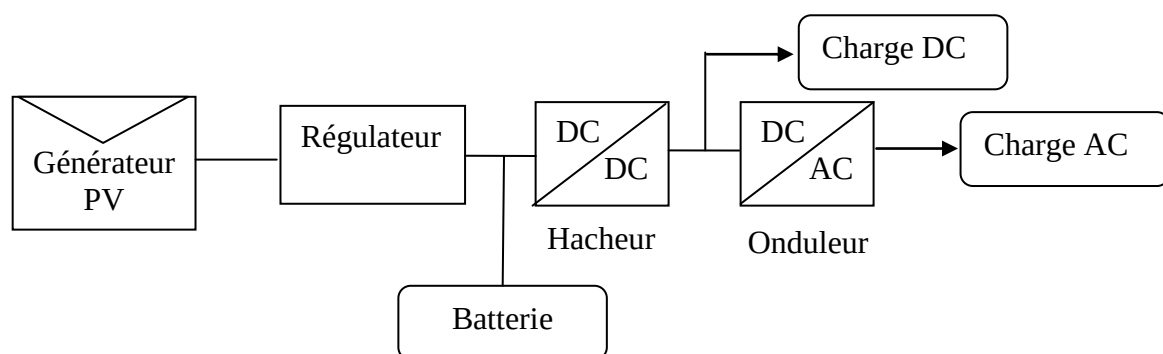


Figure I.15 : Schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome

1.9.3 Installation ou centrale électrique photovoltaïque hybride

Il s'agit de systèmes qui regroupent des sources d'énergie de nature différentes telle une installation Éolienne, un générateur diesel ou central de cogénération en plus du générateur photovoltaïque. Ce type d'installation est utilisé lorsque le générateur photovoltaïque seul ne couvre pas tout l'énergie requise.

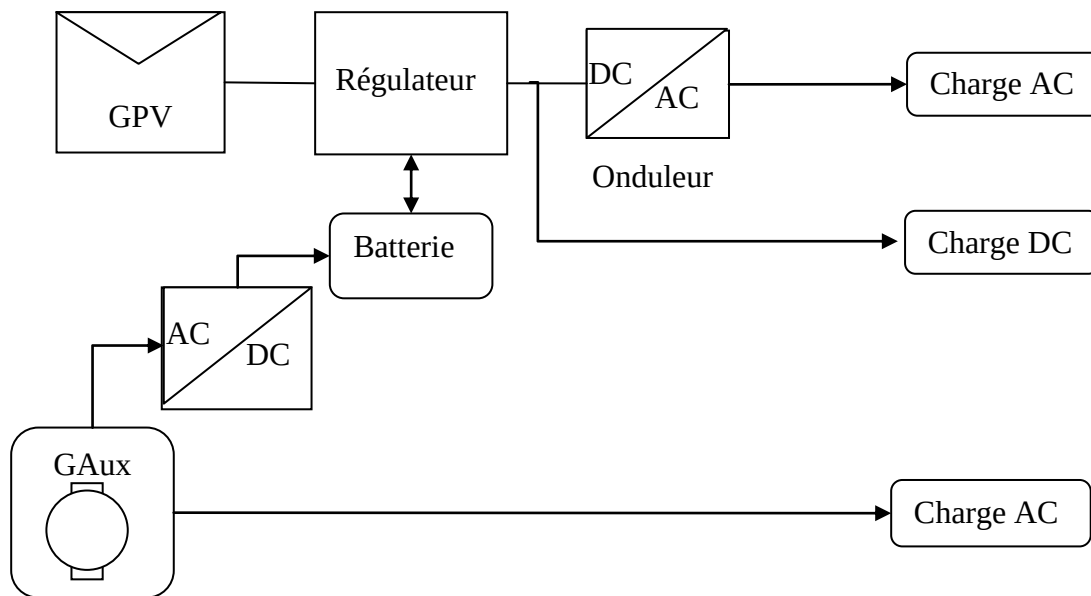


Figure I-16 : Schéma typique d'une installation photovoltaïque hybride.

1.9.4 Installation ou centrale électrique photovoltaïque raccordée au réseau

Un générateur photovoltaïque connecté au réseau n'a pas besoin de stockage d'énergie et élimine donc le maillon le plus problématique (et le plus cher) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie.

Deux compteurs d'énergie sont nécessaires : un compteur comptabilise l'énergie achetée au fournisseur d'énergie et un autre compteur mesure l'énergie renvoyée sur le réseau électrique lorsque la production dépasse la consommation.

Un troisième compteur est ajouté dans le cas où l'énergie produite est injectée en intégralité dans le réseau (compteur de non-consommation).

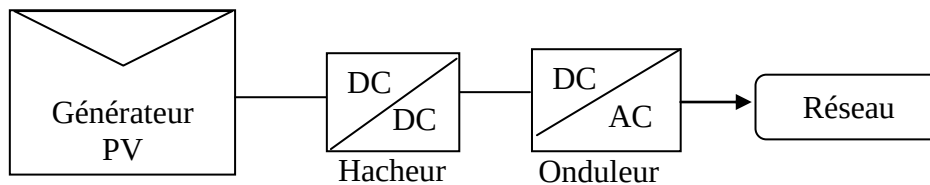


Figure I.17 : Installation ou centrale électrique photovoltaïque raccordée au réseau

I.10 Applications photovoltaïques

Les principales applications des systèmes photovoltaïques que l'on rencontre généralement sont les systèmes autonomes, hybrides et connectés au réseau. Les deux premiers sont indépendants du service public de distribution d'électricité; on les retrouve souvent dans les régions éloignées, sans oublier l'application aux bâtiments et l'évolution des produits photovoltaïques spécifiques à cette application.

I.11 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire

- Les avantages de l'énergie solaire sont :
 - Sa gratuité.
 - Pas de pollution.
 - Sa fiabilité et la longue durée de vie de l'installation.
 - Sa structure fixe.
 - Son coup de maintenance bas.
 - Sa flexibilité (dimensionnement selon les besoins, modularité).
 - L'installation ne produit aucun bruit.
 - Son potentiel illimité. 5% de la surface des déserts suffiraient pour alimenter la planète entière
- Les inconvénients de l'énergie solaire sont :
 - Le coût élevé de l'installation.
 - Le rendement relativement bas de l'effet photovoltaïque.
 - La puissance est réduite lorsque les conditions climatiques sont défavorables (nuages).
 - Le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire pour une installation autonome.
 - Même si l'électricité produite par une installation photovoltaïque est sans pollution, la fabrication, l'installation et l'élimination des panneaux ont un impact sur l'environnement

Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système photovoltaïque. Aussi que les principes de fonctionnement de chaque élément et les différents types de système PV, ce qui permet d'introduire la norme internationale CEI 61724 et les outils de surveillance d'un système photovoltaïque, chose qu'on va présenter dans le chapitre II.

Chapitre II

Outils de surveillance de système photovoltaïque

Introduction

II.1 Norme internationale CEI 61724

II.1.1 Domaine d'application

II.1.2 Références normatives

II.1.3 Paramètres mesurés

II.1.4 Vérification des données

II.1.5 Paramètres dérivés

II.1.6 Quantités d'énergie électrique

II.2 Méthodes de diagnostic d'un champ PV

II.2.1.1 Méthodes non-électriques

II.2.2 Etat de l'art sur les méthodes de diagnostic des systèmes PV

II.2.3 Choix de l'approche de diagnostic

Conclusion

Outils de surveillance des systèmes photovoltaïques

Introduction

L'objectif de l'analyse de données issues d'un système photovoltaïque est de fournir un résumé des performances permettant de comparer des installations PV de dimensions différents fonctionnant sous différents climats et fournissant de l'énergie pour différents usages.

II.1 Norme internationale CEI 61724

La norme internationale CEI 61724 fournit des recommandations pour le suivi et l'analyse des performances électriques des systèmes photovoltaïques. Elle ne décrit pas les qualités de fonctionnement des composants individuels mais elle est destinée principalement à l'évaluation des performances de fonctionnement d'un champ photovoltaïque de modules en tant que partie du système photovoltaïque.

II.1.1 Domaine d'application

La norme internationale donne des recommandations relatives aux procédures pour le suivi des caractéristiques énergétiques des systèmes PV, tels que l'éclairement dans la plan des modules, le productible du champ, les flux d'énergie entrant et sortant de la batterie de stockage et du convertisseur d'énergie ainsi que pour l'échange et l'analyse des données enregistrées. L'objectif de ces procédures est de permettre l'évaluation des performances globales du système PV autonome ou connecté au réseau électrique, ou hybrides.

Du fait du cout relativement élevé des équipements de mesure, la présente norme ne pas s'appliquer à de petits systèmes autonomes.

II.1.2 Références normatives

Les documents normatifs contiennent des dispositions, constituant des dispositions valables pour la norme internationale CEI 61724.

Qu'on peut citer à titre d'exemple :

- CEI 60904-2 : dispositif photovoltaïques : exigences relatives aux cellules solaires de référence.
- CEI 60904-6 : dispositif photovoltaïques : exigences relatives aux modules solaire de référence champ de modules PV.
- CEI 61829 : le champ de module PV au Si cristallin qui mesure sur site des caractéristiques I-V.

- CEI 61194 : paramètre descriptif des systèmes photovoltaïque autonome.

II.1.3 Paramètres mesurés

Les paramètres à mesurer sont décrits dans le tableau II-1 et à la figure II-1. d'autres paramètres peuvent être calculés à partir des données mesurées en temps réel par un logiciel spécifique. Les paramètres mesurés ainsi que les caractéristiques de champ photovoltaïque sont définis dans la norme internationale CEI 61194.

L'énergie consommée par tous les systèmes auxiliaires doit être considérée comme une perte de puissance du système PV et non pas comme faisant partie de l'utilisation. Par contre tous les systèmes de mesure qui ne sont pas essentiels au fonctionnement du système PV doivent être considérés du point de vue énergétique comme une partie de l'utilisation.

Tableau II-1 : Paramètres à mesurer en temps réel.

Paramètre	Symbole	Unité
Métrologie		
• Eclairement totale, dans le plan des modules) • Température de l'air ambiant sous abri • Vitesse du vent	G_i T_{am} S_w	W/m^2 $^{\circ}C$ m/s
Champ de modules photovoltaïque		
• Tension en sortie • Courant en sortie • Puissance en sortie • Température du module • Angle d'inclinaison du dispositif d'orientation • Azimut du dispositif d'orientation	V_A I_A P_A T_m ϕ_T ϕ_A	V A Kw $^{\circ}C$ Degrés Degrés
Stockage d'énergie		
• Tension de fonctionnement • Courant d'entrée du stockage • Courant de sortie du stockage • Puissance d'entrée du stockage • Puissance de sortie du stockage	V_S I_{TS} I_{FS} P_{TS} P_{FS}	V A A Kw Kw
Utilisation		
• Tension d'utilisation • Courant d'utilisation • Puissance d'utilisation	V_L I_L P_L	V A kw
Réseau électrique		
• Tension du réseau électrique • Courant injecté sur le réseau électrique • Courant consommé sur le réseau électrique • Puissance injectée vers le réseau électrique • Puissance consommée sur le réseau électrique	V_U I_{TU} I_{FU} P_{TU} P_{FU}	V A A Kw Kw
Générateur d'appoint		
• Tension de sortie • Courant de sortie • Puissance de sortie	V_{BU} I_{BU} P_{BU}	V A kw

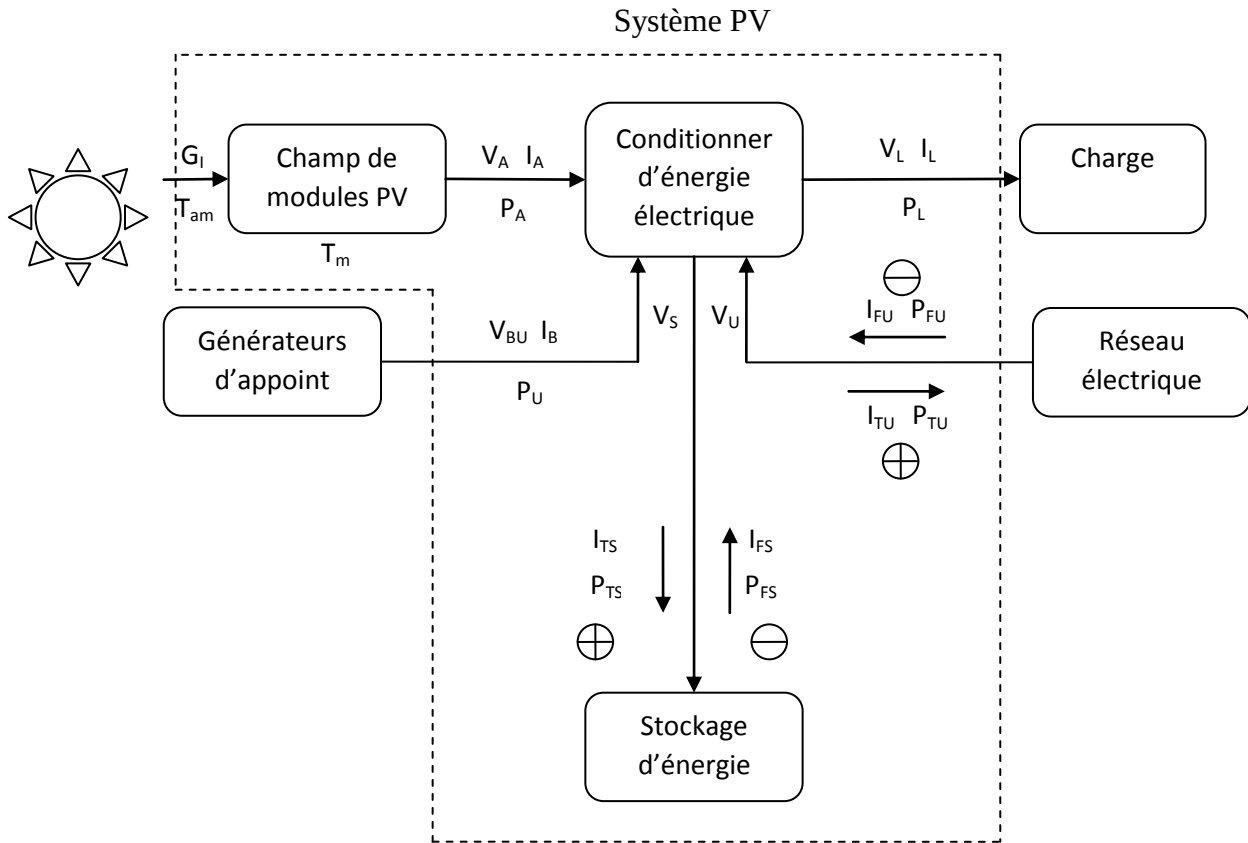


Figure II.1 : paramètres à mesurer en temps réel

II.1.4 Vérification des données

Toutes les données enregistrées sont vérifiées au niveau de leur logique ou des lacunes éventuelles afin d'identifier les anomalies évidentes avant toute analyse détaillée.

Il convient que ces vérifications de la qualité des données comprennent, en générale, les informations suivantes :

- La liste des données qui se trouvent en dehors des limites préétablies ;
- La durée de la période de surveillance τ_{MA} (exprimée en heures), au cours de la période de suivi τ , (en générale, un mois, mais exprimée en heure), pour laquelle des données ont été enregistrées et contrôlées ;
- Il est recommandé d'indiquer, également, le nombre totale d'heures de données passant par le contrôle qualité s'il est différent de la durée de la période de contrôle qualité réellement choisie ;
- La disponibilité des données A_{MD} (exprimée en tant que fraction de la période de suivi), est donnée par :

$$A_{MD} = \tau_{MA}/T \quad (II.1)$$

Pour le cas de notre étude, les données ont été prises d'un fichier de données établies par l'organigramme CDER, donc la vérification des données relevé des compétences de cet organisme.

II.1.5 Paramètres dérivés

D'autre paramètres dérivés, caractéristiques des équilibres énergétique et des performances du système peuvent être calculés à partir des données enregistrées en utilisant des sommes, des moyennes, des maxima, des minima et des ratios sur les périodes de suivi τ , les paramètres dérivés sont présentés dans le tableau II-2.

Pour calculer toutes les quantités d'énergie à partir des valeurs de puissance mesurées correspondantes sur la période de suivi τ , on utilise l'équation suivante :

$$E_{i,\tau} = \tau_r * \sum_{\tau} P_i \quad (\text{II-2})$$

Où :

E_i est exprimé en kWh.

P_i est mesuré en kW.

Le symbole $\sum_{\tau}$ représente la sommation de chaque paramètre de puissance de puissance sur la période de référence τ .

Tableau II-2 : Paramètres dérivés

Paramètre	Symbole	Unité
Météologie		
Rayonnement quotidien, global ou direct, dans la plan du champ de modules	$H_{l,d}$	Kwh/m ² /j
Quantités d'énergie électrique		
Energie nette délivrée par le champ de modules	$E_{A,\tau}$	Kwh
Energie nette vers la charge	$E_{L,\tau}$	Kwh
Energie nette vers le stockage	$E_{TSN,\tau}$	Kwh
Energie nette délivrée par le stockage	$E_{FSN,\tau}$	Kwh
Energie nette délivrée sur le réseau électrique	$E_{BU,\tau}$	Kwh
Energie nette consommée sur le réseau électrique	$E_{TUN,\tau}$	Kwh
Energie totale fournie au système	$E_{FUN,\tau}$	Kwh
Energie totale délivrée par le système	$E_{in,\tau}$	Kwh
Fraction (part relative) de l'énergie solaire délivrée par le champ PV sur l'énergie totale fournie au système	$E_{use,\tau}$	Kwh
	$F_{A,\tau}$	sans dimension
Rendement d'utilisation	η_{LOAD}	sans dimension
Performances des composants du système d'exploitation de		sans dimension

base (BOS)	η_{BOS}	
Rendement des composants du système d'exploitation de base (BOS)		
Indice de performance du système		
la productivité du champ photovoltaïque	Y_A	h/j
productible final de système PV	Y_f	h/j
productible de référence	Y_r	h/j
Pertes du champ photovoltaïque	L_c	h/j
Pertes des composants –hors champ PV (BOS)	L_{BOS}	h/j
Indice de performance	PR	sans dimension
Rendement moyen de champ PV	$\eta_{Amean,\tau}$	sans dimension
Rendement globale du système PV	$\eta_{tot,\tau}$	sans dimension
Les unités h/j peuvent être donnée de manière plus descriptive par (kwh/j)/kw		

II.1.5.1 Exposition énergétique globale

Les valeurs journalières moyennes de l'exposition énergétique globale $H_{I,d}$ (en kWh/m²/j)

$$H_{I,d} = 24 * \tau_r * (\sum_{\tau} G_I) / (\sum_{\tau} \tau_{MA} 1000) \quad (II.3)$$

Le symbole $\sum \tau$ représente la somme sur la période de référence τ .

II.1.5.2 Quantités d'énergie électrique

Les quantités d'énergie électrique peuvent être calculées pour l'ensemble du système et de ses composants, Les paramètres clés correspondants sont ceux qui indiquent la contribution du champ photovoltaïque relativement au fonctionnement complet du système.

- Bilan énergétique net « Entrée stockage » au cours de la période de suivi τ :

$$E_{TSN,\tau} = E_{TS,\tau} - E_{FS,\tau} \quad (II.4)$$

Où $E_{TSN,\tau}$ a une valeur minimale de 0.

- Bilan énergétique net « Sortie stockage » au cours de la période de suivi τ :

$$E_{FSN,\tau} = E_{FS,\tau} - E_{TS,\tau} \quad (II.5)$$

Où $E_{FSN,\tau}$ a une valeur minimale de 0.

- Energie nette injectée sur le réseau électrique au cours de la période de suivi τ :

$$E_{TUN,\tau} = E_{TU,\tau} - E_{FU,\tau} \quad (II.6)$$

Où $E_{TUN,\tau}$ a une valeur minimale de 0.

- Energie nette totale prélevée sur le réseau électrique au cours de la période de suivi τ :

$$E_{FUN,\tau} = E_{FU,\tau} - E_{TU,\tau} \quad (II.7)$$

Où $E_{FUN,\tau}$ a une valeur minimale de 0.

- Energie totale entrant dans de système :

$$E_{in,\tau} = E_{A,\tau} + E_{BU,\tau} + E_{FUN,\tau} + E_{FSN,\tau} \quad (II.8)$$

- Energie totale délivrée par le système :

$$E_{use,\tau} = E_{L,\tau} + E_{TUN,\tau} + E_{TSN,\tau} \quad (II.9)$$

- Part relative de l'électricité délivrée par le champ photovoltaïque sur l'énergie totale fournie au système par toutes les sources :

$$F_{A,\tau} = E_{A,\tau} / E_{in,\tau} \quad (II.10)$$

- Rendement avec lequel l'énergie de toutes les sources est transmise à l'utilisation :

$$\eta_{LOAD} = E_{use,\tau} / E_{in,\tau} \quad (II.11)$$

III.5.3 Performance des composant hors champ photovoltaïque (BOS :Balance Of System).

Le rendement (BOS) comprend uniquement le rendement de conversion de l'énergie ; des éléments tels que l'erreur d'orientation du champ PV et l'erreur d'orientation du point de puissance maximale PCU sont exclus.

Le rendement total des composants « hors champ » est donné par la formule

$$\eta_{BOS} = (E_{L,\tau} + E_{TSN,\tau} - E_{FSN,\tau} + E_{TUN,\tau} - E_{FUN,\tau}) / (E_{A,\tau} + E_{BU,\tau}) \quad (II.12)$$

Pour des systèmes PV hybrides et des systèmes connectés au réseau électrique, dans lesquels $E_{L,\tau}$ est inférieur à $E_{A,\tau} \times \eta_{BOS}$ ainsi que pour tous les systèmes PV autonomes η_{LOAD} est égale à η_{BOS} , Pour des systèmes connectés au réseau électrique dans lesquels $E_{L,\tau}$ est supérieur à $E_{A,\tau} \times \eta_{BOS}$, η_{LOAD} sera supérieur à η_{BOS} du fait que le réseau apparait au système PV comme une source d'énergie parfaite, c'est-à-dire un exempt de perte.

III.5.4 Indice de performance du système

a) Rendements quotidiens moyens

La productivité journalière moyenne est égale au quotient des quantités d'énergie par la puissance crête nominale du champ installé P_0 (en kW).

- Le ratio « productivité du champ » Y_A représente l'énergie quotidienne produite par kW installé :

$$Y_a = E_{A,d} / P_0 = \tau_r \times (\sum_{\text{jour}} P_A) / P_0 \quad (\text{II.13})$$

$\sum_{\text{jour}}$ représente la sommation pour le jour concerné.

- Le ratio « taux de couverture photovoltaïque unitaire » Y_f représente la contribution relative du champ photovoltaïque à l'ensemble de l'énergie produite par le système complet, par kW installé :

$$Y_f = Y_A * \eta_{\text{LOAD}} \quad (\text{II.14})$$

- Le ratio « nombre d'heures solaires équivalentes » Y_r se calcule en divisant l'exposition énergétique journalière globale dans le plan du champ photovoltaïque par l'éclairement de référence utilisé pour les modules $G_{I,\text{ref}}$ (en kW/m²) :

$$Y_r = \tau_r * (\sum_{\text{jour}} G_I) / G_{I,\text{ref}} \quad (\text{II.15})$$

Ce ratio représente la durée quotidienne nécessaire à l'éclairement de référence pour fournir la même exposition énergétique globale que celle mesurée.

b) Déperditions normalisées

Les déperditions normalisées sont calculées par soustraction à partir des ratios précédents. Elles sont également exprimées en unités de kWh/j⁻¹.kW (ou h/j) et indiquent la quantité de temps dont les panneaux auraient besoin pour fonctionner à leur puissance nominale P_0 pour compenser les pertes.

- Les déperditions « de captation du champ » L_c représentent les pertes dues au fonctionnement du champ ou du système :

$$L_c = Y_r - Y_A \quad (\text{II.16})$$

- Les déperditions L_{BOS} , représentent les pertes dans les composants « hors champ PV »

$$L_{\text{BOS}} = Y_A * (1 - \eta_{\text{BOS}}) \quad (\text{II.17})$$

- L'indice de performance, PR représente l'impact global des pertes dû à la température des panneaux, l'utilisation partielle de l'exposition énergétique incidente, ou aux imperfections et défaillances des composants du système sur la puissance nominale du champ :

$$PR = Y_f / Y_r \quad (\text{II.18})$$

c) Rendement du système

- Le rendement moyen du champ pour la période de suivi, τ , est défini par :

$$\eta_{A,\text{mean},\tau} = E_{A,\tau} / (A_G * \tau * \sum \tau G_I) \quad (\text{II.19})$$

Ou A_a est la surface totale du champ.

Cette valeur représente le rendement moyen de conversion énergétique du champ, qui est utile en vue d'une comparaison avec le rendement η_{A0} (à puissance nominal P_0). La différence observée provient des pertes dans les diodes, le câblage et par défauts d'adaptation ainsi que l'énergie perdue suite au fonctionnement de l'installation.

- Le rendement globale de l'installation PV durant la période de contrôle τ , est défini par :

$$\eta_{tot,\tau} = \eta_{Amean,\tau} * \eta_{LOAD} \quad (II-20)$$

II.2 Méthodes de diagnostic d'un champ PV

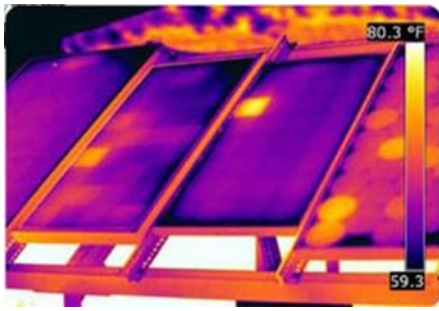
Nous montrons les méthodes de diagnostic existantes, même si l'intégralité des défauts retenus n'y est pas prise en compte. Lors de la recherche des méthodes de diagnostic, il faut différencier ses deux fonctions : la détection et la localisation. Certaines méthodes utilisées ou proposées effectuent uniquement la fonction de détection. Tandis que certaines autres effectuent la fonction de localisation après que la détection de défauts a été réalisée. Quelques fonctionnalités sont aussi prises en compte telles que la finesse de diagnostic, les mesures nécessaires et la capacité de diagnostiquer en ligne. [11]

II.2.1 Méthodes de diagnostic courantes industrialisées

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

II.2.1.1 Méthodes non-électriques

Il existe plusieurs méthodes non-électriques, destructives ou non destructives, pour diagnostiquer le défaut au niveau de la cellule PV. Le défaut principal qui peut avoir lieu à ce niveau est la fissure de la cellule. On peut citer comme méthodes : les essais mécaniques de flexion, l'imagerie par photoluminescence et électroluminescence, tests de thermographie [12,13]. Au niveau du module PV, la méthode de l'imagerie d'infrarouge (caméra thermique) est largement appliquée. Cette méthode repose sur le fait que tous les matériels émettent un rayonnement infrarouge sur une plage de la longueur d'onde qui dépend de la température du matériau. En examinant la distribution de la température au niveau du module, des anomalies (si elles ont lieu) peuvent être localisées.



(a) cellule court-circuitée



(b) corrosion dans la boîte de jonction

Figure II.2 : Quelques exemples de la localisation de défauts par la caméra thermique

Quelques succès de la localisation de défauts utilisant la caméra thermique ont été reportés : courant de fuite dans la cellule, augmentation de la résistance de la connectique entre les cellules, échauffement anormal des cellules, conduction de la diode de bypass [14].

II.2.1.2 Méthodes électriques

Les systèmes de monitoring actuels d'un système PV sont essentiellement intégrés aux onduleurs. Dans ce cadre, les données mesurées sont souvent les mêmes d'un système à l'autre. Les grandeurs mesurées les plus courantes sont :

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

Il est aussi possible d'ajouter les grandeurs complémentaires que sont la température ambiante du site et l'ensoleillement aux mesures électriques. Ces données nécessitent un capteur spécifique (sonde de température et cellule de référence). Il convient, dans le cas où ces grandeurs sont nécessaires, de les traiter à l'aide d'un automate spécifique. Cet automate est relié à l'onduleur et centralise la totalité des données afin de les enregistrer et/ou de les envoyer sur un serveur distant. Les mesures du côté AC sont plus importantes en nombre car directement liées à l'énergie qui sera vendue. Il est courant de relever :

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

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

- La puissance instantanée DC
- La puissance instantanée AC

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

Ces données sont calculées directement par le microcontrôleur embarqué dans l'onduleur ou par l'automate associé. On y ajoute souvent :

- La durée de fonctionnement de l'onduleur
- La date de mise en service
- Le CO₂ non rejeté dans l'atmosphère (« économisé »)
- Les alertes de défaillance du système (principalement les défauts d'isolement)

On voit que les produits existants offrent des fonctions pour l'exploitation d'une centrale (exploitation limitée à de la mesure du productible). Les informations peuvent être traitées localement ou à distance, sur une ou plusieurs installations.

En termes de diagnostic pour de la maintenance préventive ou curative, il existe très peu d'informations et de fonctionnalités. Au mieux, seule une mesure tension/courant string par string permet d'identifier un éventuel déséquilibre de production et/ou une défaillance d'un onduleur.

II.2.2 Etat de l'art sur les méthodes de diagnostic des systèmes PV

De nombreuses méthodes de diagnostic ont été proposées pour détecter et localiser les défauts dans un système PV. Nous résumons dans cette partie les différentes méthodes proposées.

II.2.2.1 Méthode de réflectométrie

La méthode de réflectométrie est une méthode de diagnostic qui consiste à envoyer un signal dans le système ou le milieu à diagnostiquer. Ce signal se propage selon la loi de propagation du milieu étudié et lorsqu'il rencontre une discontinuité, une partie de son énergie est renvoyée vers le point d'injection. L'analyse du signal réfléchi permet de déduire des informations sur le système ou le milieu considéré. Cette méthode a été également appliquée pour détecter le défaut dans un string photovoltaïque [15,16].

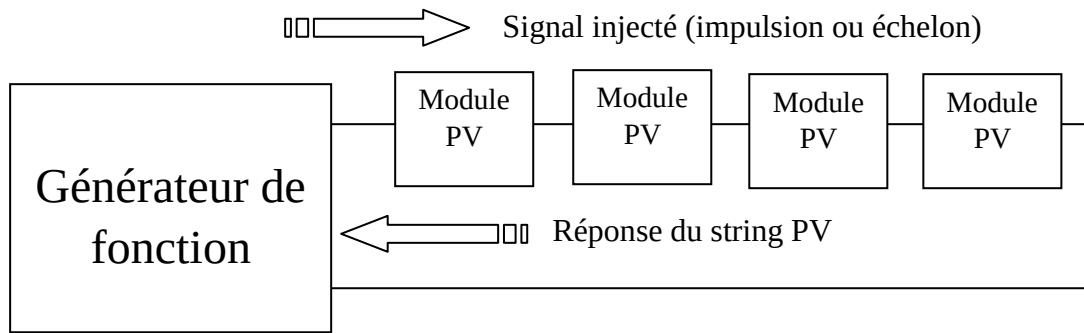


Figure II.3 : Principe de la réflectométrie pour localier le défaut dans un string PV

Un signal de type d'échelon ou d'impulsion est injecté dans le string PV qui consiste en une série de modules connectés par des câbles. L'étude expérimentale menée par [15, 16] a confirmé la possibilité de localiser la position de défaut de type « circuit ouvert », « court-circuit » et « augmentation d'impédance » dans le string.

II.2.2.2 Analyse de la puissance et de l'énergie produite

D'une manière similaire à la méthode utilisée par les onduleurs commerciaux, de nombreuses études dans la littérature reposent sur l'analyse de la puissance et de l'énergie produite par le champ PV pour faire la détection et la localisation de défauts qui y sont apparus.

La puissance ou l'énergie actuelle (mesurée) est comparée à celle attendue et lorsqu'une déviation importante a lieu, on considère qu'il y a un défaut. Par contre, une meilleure localisation de défauts peut être accomplie dans ces travaux grâce à une analyse plus approfondie sur les grandeurs mesurées. L'analyse mentionnée consiste à générer des attributs supplémentaires de la chute de la puissance ou de l'énergie produite telles que : la durée, l'amplitude, la fréquence et les instants de la chute. Ces mêmes attributs sont également prédéterminés pour les différents défauts considérés. Lors de leur comparaison, le défaut dont la valeur des attributs considérés est la plus proche de celle déduite des grandeurs mesurées est considéré comme le défaut responsable de la chute.

Dans les travaux de [17], l'amplitude de la chute de la puissance produite a été évaluée. Selon l'amplitude de la chute et la condition de fonctionnement correspondant (ensoleillement et température), le nombre de strings et le nombre de modules par string étant en défauts peut alors être détecté.

Dans l'étude menée par [18,19], les attributs supplémentaires de la chute de l'énergie ont été analysés. Ces attributs sont l'amplitude, la durée et l'instant de la chute de l'énergie. Cette analyse permet de distinguer quatre familles de défauts :

- pertes constantes d'énergie : dégradation, salissure, module défectueux, string défectueux
- pertes variables d'énergie : ombrage, température élevée, échauffement de l'onduleur, erreur de MPPT
- pertes totales : onduleur défectueux, défaillance du système de contrôle - couverture par la neige

Les travaux menés par [20] se fondent sur le même principe que le cas précédent, par contre, différentes catégories de défauts ont été considérées. Ce sont :

- défauts prolongés avec rendement nul : défaillance des composants, système déconnecté (longue durée)
- défauts brefs avec rendement nul : déconnexion temporaire de l'onduleur, système déconnecté (courte durée).
- défauts d'ombrage : ombrage.
- défauts avec rendement non nul et pas d'ombrage : erreur de MPPT, autres défauts

II.2.2.3 Analyse du point de fonctionnement

Outre la comparaison de la puissance ou de l'énergie produite actuelle et celle attendue, la comparaison du point de la puissance maximale actuel (courant et tension correspondant à la puissance maximale) et celui attendu peut apporter plus d'information sur l'état du système PV [21].

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

- modules défectueux dans un string
- string défectueux
- famille de défauts non discriminables : ombrage, erreur de MPPT, vieillissement - fausses alarmes

II.2.2.4 Analyse de la caractéristique statistique

Nous avons vu précédemment qu'un champ photovoltaïque peut être décrit par sa caractéristique statique courant/tension (caractéristique I-V). La modification d'une telle caractéristique peut être espérée lorsque qu'il y a un changement de l'état du champ PV provoqué par un changement de la condition de fonctionnement (ensoleillement et température) ou par une apparition d'un ou de défauts dans le champ. La Figure II-4 montre l'allure d'une caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant (ombrage sur des cellules) comparée avec celle en fonctionnement normal.

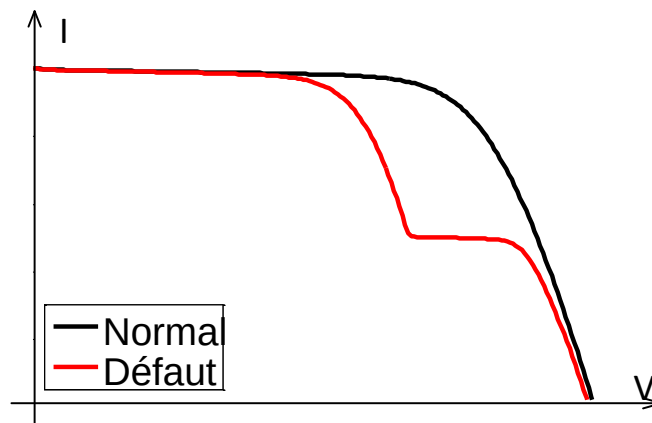


Figure II.4 : Allure d'une caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant

En exploitant des informations de la caractéristique I-V du champ PV (en défaut), la détection et la localisation de défauts peuvent être réalisées. Une telle analyse a été trouvée dans quelques études dans la littérature :

- La dérivée du courant par rapport à la tension (dI/dV) tout au long de la caractéristique permet de détecter le défaut d'ombrage dans un string ou dans un champ [22,23].
- L'extraction des paramètres (résistance série, température de fonctionnement au STC – Conditions de Test Standard, point de puissance maximale au STC) permet de détecter le défaut dans un module ou dans un string (augmentation de la résistance série entre cellules ou entre modules, vieillissement) [24].

L'utilisation de la caractéristique I-V pour détecter et localiser les défauts a été menée dans très peu de travaux. Par contre, l'analyse dans le sens inverse a été effectuée par de nombreuses études. Une telle analyse consiste à étudier l'impact des différents défauts (dans la cellule, module, string et champ) sur la performance du champ PV, donc sur la caractéristique

I-V de celui-ci. Le Tableau II-2 résume les différents travaux portant sur l'analyse de la performance d'un champ PV, via sa caractéristique I-V, face aux différents types de défauts.

Tableau II.3 : Différents types de défauts analysés par la caractéristique I-V :

Défauts	Niveau du système
Augmentation de la résistance série	Module
Diminution de la résistance shunt	Module
Mismatch	Module
	Champ
Ombrage	Module
	String/Champ
Connexion (court-circuit, circuit ouvert, courant de fuite)	Champ

Tableau II.4 : Comparaisons des différentes méthodes de DLD (Détection et Localisation les Défaut). Abréviations : Détec.=Détection ; Loca.=Localisation ; I_{AC} =Courant côté AC ; V_{AC} =Tension côté AC ; G=Ensoleillement ; T=Température

Méthodes	Défauts	Mesures	Capacité de DLD	Online/offline	Finesse de diagnostic
Méthodes non électriques	- Fissure de la cellule	Image	Loca.	Offline	Cellule
Imagerie infra rouge	-Courant de fuite -Augmentation de la résistance de la connectique - Echauffement anormal des cellules, des modules - Dysfonctionnement de la diode (bypass et anti-retour)	Image	Loca.	Online + intervenant	Cellule Module String Champ
Méthode de réflectométrie	-Circuit ouvert -Court-circuit - Augmentation de l'impédance de la connectique	Signal réfléchi	Loca.	Offline	String
Analyse de la puissance et de	- Familles de défauts non discriminables	I_{AC} , V_{AC} , G,	Détec. Loca.	Online	Champ

l'énergie		T			
Analyse du point de fonctionnement	-Modules défectueux -Strings défectueux -Défauts non discriminables entre (ombrage, vieillissement, erreur de MPPT) -Fausses alarmes	IAC, VAC, G, T	Détec. Loca.	Online	Champ
Analyse de la caractéristique statique	- Voir Tableau II-2	I-V complète	Détec. Loca.	Offline	Module String Champ

Les différentes méthodes non-électriques offrent la possibilité de localiser très finement le défaut d'une cellule. Par contre, il est à savoir que ces méthodes sont généralement appliquées Dans la phase de développement des cellules, ou pour le test de qualification ou encore plus pour un diagnostic plus approfondi pour des modules défectueux en fonctionnement.

Il est possible, grâce à la méthode de l'imagerie d'infrarouge, de localiser précisément le lieu où apparaissent les défauts dans des différents niveaux du système (module, string, champ), elle ne permet pourtant pas d'identifier la nature de défauts. En plus, une telle intervention ne sera envisagée qu'après l'apparition d'un défaut avérée. Ceci revient à dire qu'il est impossible d'automatiser le processus de diagnostic qui nécessite l'intervention d'un tiers.

La méthode de réflectométrie est limitée en nombre de défauts localisables (court-circuit, circuit ouvert, augmentation de l'impédance du câble/connectique). De plus, une telle intervention (injection du signal dans le string) nécessite une interruption du système et l'analyse du signal de retour nécessite également un traitement du signal bien sophistiqué.

La méthode de diagnostic reposant sur l'analyse de la puissance et de l'énergie produite offre la possibilité de détecter automatiquement la présence d'un défaut sans interrompre le système. Cependant, seule la famille de défauts peut être détectée. Il s'avère impossible de discriminer les défauts dans une même famille. En plus, une telle méthode s'applique uniquement pour un champ PV et non pas pour un string ou module.

L'analyse du point de fonctionnement offre un atout supplémentaire par rapport à l'analyse de la puissance ou de l'énergie produite. Grâce à cette analyse, il est possible d'identifier le niveau du système (module ou string) qui est en dysfonctionnement. Par contre, il est impossible d'identifier la nature des défauts apparus.

L'étude bibliographique a montré que de nombreuses études ont porté sur l'évaluation de l'impact des différents défauts par l'analyse de la caractéristique I-V résultante. Par contre, l'utilisation d'une telle caractéristique pour remonter à la nature des défauts n'est pas largement répandue. Deux raisons principales peuvent être citées comme barrière à l'application d'une telle méthode pour faire le diagnostic : la difficulté d'obtention en ligne de la caractéristique complète I-V et la manque d'une base de données pertinente sur les causalités défauts/caractéristiques I-V.

Le premier verrou repose sur le fait que l'onduleur. Qui convertit la puissance continue en puissance alternative n'autorise l'évolution de son entrée que sur une plage limitée de tension qui est comprise entre 150V et 450V pour un onduleur connecté au réseau 230V. Or, l'obtention de la caractéristique I-V complète consiste à déplacer le point de fonctionnement du générateur PV du point de la tension de circuit ouvert jusqu'au point du courant de court-circuit. Ceci entraînera à une déconnexion de l'onduleur de la chaîne de conversion du système PV. Toutefois, une durée minimum est tolérée pour le fonctionnement hors zone admissible de l'onduleur. Quelques études expérimentales ont été menées pour confirmer cette possibilité [25,26].

Il ne reste donc que la deuxième barrière à lever qui consiste à établir d'une manière pertinente une relation causale entre les principaux défauts considérés et la caractéristique résultante, donc entre les défauts et les symptômes éventuellement apparus. Il existe donc une potentialité dans l'analyse de la caractéristique I-V pour faire le diagnostic de défauts dans un champ PV.

Il est à rappeler que le dispositif de diagnostic que nous allons proposer doit respecter les contraintes de coût qui imposent le nombre de mesures et les contraintes d'implémentation qui font que le dispositif proposé doit être intégré dans la chaîne photovoltaïque. Or, nous venons de montrer que les défauts dans un champ PV peuvent être décrits par sa caractéristique I-V et que cette dernière peut être obtenue en ligne. Etant données ces contraintes et ces facteurs favorisant, nous nous orientons notre étude en nous fondant sur l'analyse de la caractéristique I-V pour faire la détection et la localisation de défauts. Une approche de diagnostic doit être choisie pour faire cette analyse et c'est ainsi l'objectif de la partie suivante.

II.2.3 Choix de l'approche de diagnostic

II.2.3.1 Différentes approches théoriques de diagnostic

D'une manière générale la détection et localisation de défauts pour la surveillance des systèmes nécessitent d'obtenir des symptômes caractéristiques du fonctionnement du procédé surveillé et les analyser pour en déduire l'état du système. L'établissement des symptômes se fait toujours en référence à la connaissance du comportement sain dont on dispose. La forme (bruit, couleur, température, grandeurs électrique etc.) et la méthode de génération des symptômes sont tributaires de la forme prise par cette connaissance.

La classification des méthodes de diagnostic se fait généralement en fonction de la forme prise par la connaissance et, bien entendu, en fonction de la méthode d'analyse qui en découle. Les grandes familles de méthodes de diagnostic sont présentées dans la figure II.5.

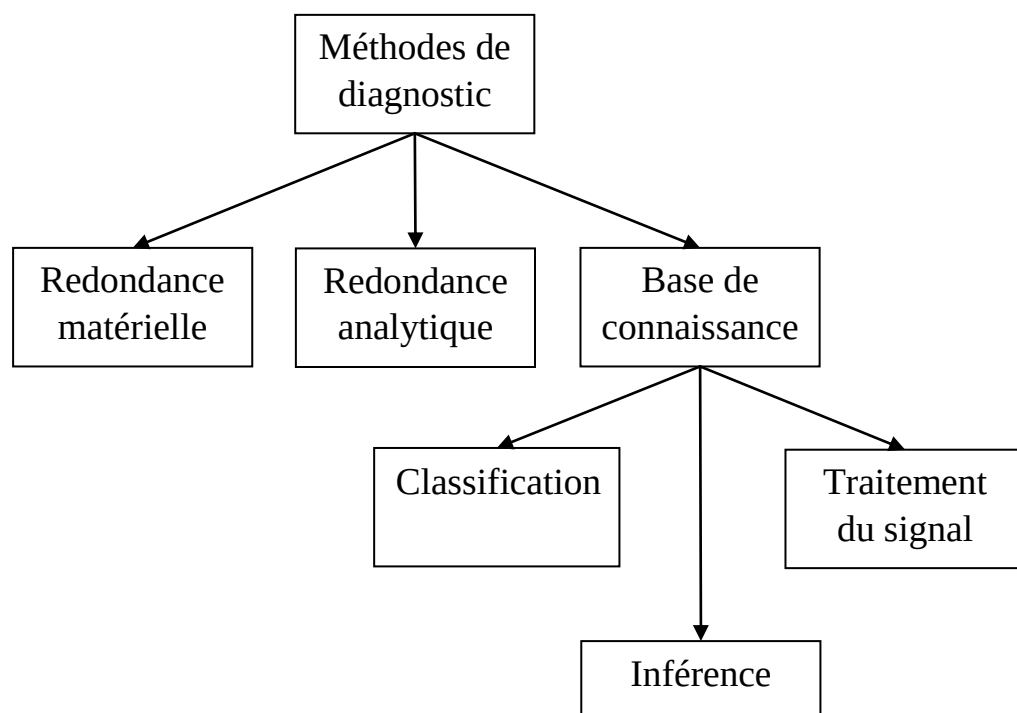


Figure II.5 : Différentes méthodes de diagnostic

La méthode de redondance matérielle consiste à utiliser plusieurs composants (capteurs, actionneurs, générateurs etc.) identiques pour exercer une même fonction. Lorsqu'un écart existe entre les sorties de ces composants, celui qui est défectueux peut être facilement identifié. Dans l'application photovoltaïque, cette méthode est utilisée, dans certains onduleurs, pour identifier le string le plus faible. Il n'est pourtant pas possible d'identifier la nature de défauts.

La méthode de redondance analytique consiste à déduire l'état du système (processus) surveillé à partir de mesures (grandeur entrées/sorties) sur le système lui-même. Cette méthode requiert un modèle, généralement de type modèle d'état, qui peut représenter le système surveillé. Or, comme nous l'avons déjà vu, le système PV est composé de différents composants de natures différentes. La construction du modèle d'état d'un tel système est compliquée et voire impossible à faire. La méthode de redondance analytique n'est donc pas appropriée pour le diagnostic de défauts d'un champ PV.

La méthode de diagnostic à base de connaissance peut être encore divisée en trois grandes familles : la méthode de traitement du signal, la méthode de classification et la méthode d'inférence. La méthode de traitement du signal repose sur l'extraction des symptômes à partir du signal mesuré. Les techniques d'extraction couramment utilisées sont la démodulation, filtrage, FFT, analyse de l'ondelette etc. Néanmoins, cette technique d'extraction ne peut être appliquée que pour les signaux qui se répètent dans le temps tels que le courant, la tension, la vibration, l'onde acoustique etc. Or, la caractéristique I-V sur laquelle nous voulons faire l'analyse est le signal du type instantané qu'il n'y a pas d'évolution dans le temps.

Il ne reste donc que deux méthodes à choisir entre la méthode de classification et la méthode d'inférence. Le choix d'une de ces méthodes dépend de la connaissance qu'on a sur la relation entre les défauts et les symptômes [28]. Si aucune connaissance structurelle n'est acquise, la méthode de classification est sélectionnée. Dans le cas contraire, la méthode d'inférence est choisie. Or, nous avons montré dans la partie précédente, qu'il existe une causalité entre défauts et les symptômes présentés dans la caractéristique I-V. Par conséquent, la méthode d'inférence est choisie pour faire la détection et la localisation de défauts d'un champ photovoltaïque.

I.2.3.2 Diagnostic par la méthode d'inférence

La méthode de diagnostic à base d'inférence peut être décomposée en trois étapes principales comme on peut voir dans la figure II.6 [28].

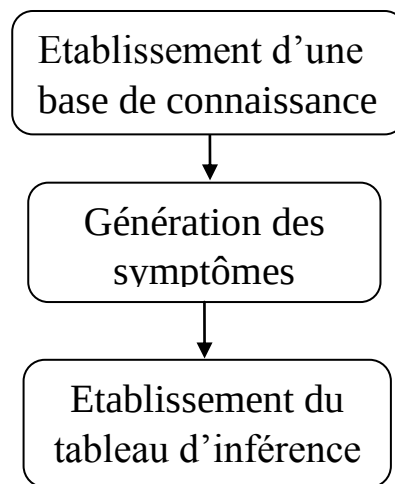


Figure II.6 : Différentes étapes de diagnostic par la méthode d'inférence

La toute première étape de cette méthode d'inférence consiste à établir une base de connaissance sur la relation entre les défauts définis et les symptômes apparus. L'étape suivante est de générer analytiquement les symptômes potentiels identifiés à partir de la base de connaissance établie. La dernière étape consiste à établir le tableau d'inférence (ou tableau de signatures de défauts) afin d'analyser ensuite la capacité de diagnostic.

Conclusion

Dans ce chapitre, le contexte de l'étude a été d'abord présenté et toutes les problématiques autour de la productivité d'une installation photovoltaïque ont été discutées. Le retour d'expérience sur des installations PV opérationnelles a montré qu'un système de monitoring classique est un atout dans l'amélioration de la productivité de ces installations. Un système de détection et de localisation est donc indispensable.

Ce chapitre s'est concentré sur l'analyse des paramètres ou bien les indices de performance pour détecter les défauts dans le système PV. L'étude bibliographique sur les différentes topologies d'interface entre la partie DC et la partie AC a été également menée. Suivant la topologie retenue pour l'installation, la partie DC mentionnée peut se référer à un des différents niveaux : module, string ou champ.

Les principaux défauts dans la partie DC du générateur ont été retenus à partir d'une liste de défauts les plus fréquents, établie par le retour d'expérience des partenaires du projet. Ces principaux défauts ont été classés selon les différents composants du système PV :

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

Chapitre III

Analyse des performances du système PV

Introduction

III.1.1 Défauts dans un système solaire photovoltaïque

III-2 Productivité d'un système solaire photovoltaïque

III-2-1. Indice de performance

III-2-2 Disponibilité d'un système PV

III-3 Les systèmes de surveillance et de supervision des champs photovoltaïques

III-3-1. Systèmes de supervision de type commercial

III-4 Les données

III.5 Algorithme d'analyse des performances s'un système PV

III-6 Discussion des résultats

Conclusion

Analyse des performances du système photovoltaïque

Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe du rayonnement solaire en énergie électrique directement utilisable. Cette conversion d'énergie qui s'effectue par le biais d'une cellule photovoltaïque est basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. Il consiste en la création d'une différence de potentiel aux bornes de la cellule PV lorsque celle-ci est exposée au rayonnement solaire. Le regroupement de plusieurs cellules forme un module photovoltaïque. Un système photovoltaïque est l'ensemble des composants permettant à partir du rayonnement solaire de fournir de l'énergie électrique. Il est composé d'un ou plusieurs champs ou sous-champs de modules et de tous les équipements se trouvant entre ce champ et la charge à alimenter. On distingue plusieurs types de systèmes PV. Les systèmes PV avec ou sans stockage par batteries raccordés ou non au réseau, et les systèmes PV hybrides avec ou sans stockage. Dans le cadre de notre étude nous nous intéresserons au système photovoltaïque connecté au réseau. Le synoptique d'un tel système PV est illustré sur la figure III.1.

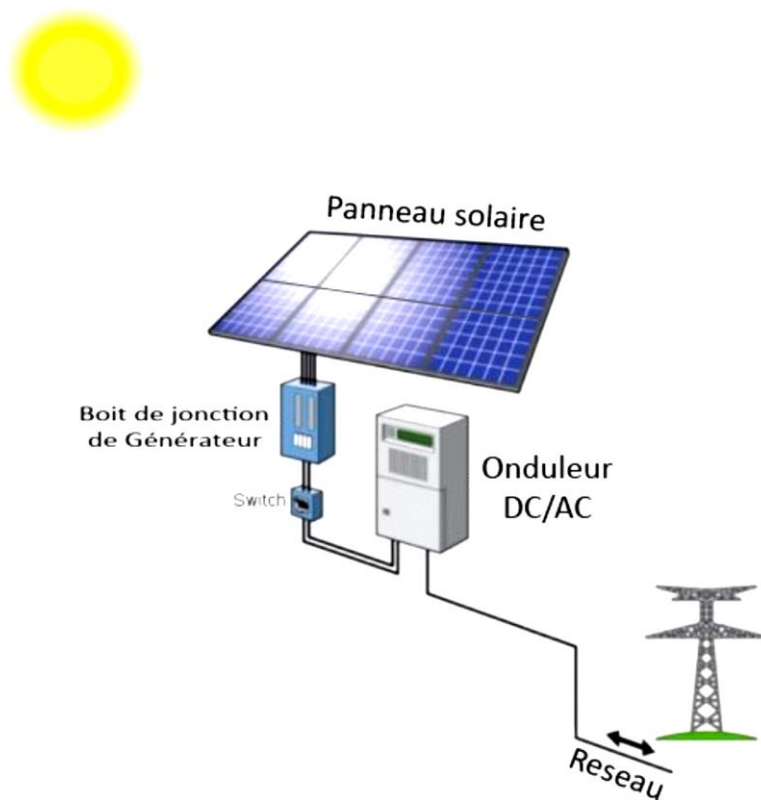


Figure III.1 : Schéma synoptique d'un système PV connecté au réseau.

III.1 Défauts dans un système solaire photovoltaïque

Au cours de son fonctionnement, une installation PV peut être éventuellement soumise à différents défauts et conditions de fonctionnement anormales. Les défauts et les anomalies qui peuvent varier d'une installation dépendent de plusieurs facteurs parmi lesquels la technologie et la robustesse des modules PV, la conception et la réalisation de l'installation les conditions climatique et l'environnement. Les principaux défauts et anomalies on est le plus souvent confronté sur les installations PV sont résumés dans le tableau III.1 [4].

Tableau III.1 : Principaux défauts et anomalies rencontrés sur une installation photovoltaïque.

Eléments du générateur PV	Origines de défauts et d'anomalies
Générateur PV	- Feuilles d'arbre, déjections, pollution, sable, poussières, neige, etc. - Détérioration des cellules, fissure, échauffement des cellules. - Pénétration de l'humidité, dégradation des interconnexions, corrosion des liaisons entre les cellules. - Modules de performance différente - Modules arraché ou cassé - Modules court-circuités, modules inversés
Boite de jonction	- Rupture du circuit électrique - Court-circuit - Destruction de la liaison - Corrosion des connexions
Câblage et connecteur	- Circuit ouvert - Court-circuit - Mauvais câblage (module inversé) - Corrosion des contacts - Rupture du circuit électrique
Diode de protection (diode bypass et diode anti retour)	- Destruction des diodes - Absence ou non fonctionnement de diodes - Inversion de la polarité des diodes au montage, diode mal connectée

III-2 Productivité d'un système solaire photovoltaïque

La productivité d'une installation PV est affectée par deux facteurs : la performance et la disponibilité de l'installation.

III-2-1. Indice de performance

La performance d'un système PV détermine la capacité de la centrale à produire. Il ne quantifie pas une production annuelle, mais un rendement qui reflète l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Il existe plusieurs façons d'évaluer la performance d'un système PV.

L'approche la plus simple repose sur « l'indice de performance » proposé par la directive européenne, document B [6], et la norme IEC 61724 [7]. La notion de l'indice de performance d'un système PV est illustrée sur la Figure II-2.

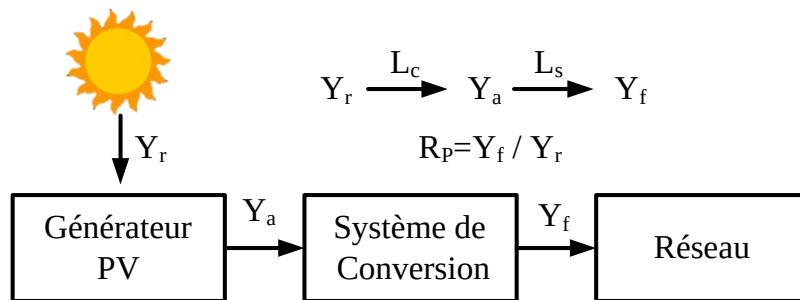


Figure III.2 : Productible aux différents étages de la chaîne de conversion d'énergie d'un système PV.

L'indice de performance (PR) est le rapport entre le productible final (Y_f) et le productible de référence (Y_r) pour une période donnée (journalière, hebdomadaire, mensuelle ou annuelle). Le productible final (Y_f) est l'énergie de sortie par kWc du système PV installé pendant la période considérée. Le productible de référence (Y_r) est, quant à lui, l'énergie reçue du soleil par kWc du système PV installé pendant la même période considérée. La performance d'un système PV est influencée par des pertes qui peuvent être classées en deux catégories :

- Pertes du système (L_s) avec $L_s = Y_a - Y_f$ (III.1)
- Pertes de captation du générateur PV (L_c). avec $L_c = Y_r - Y_a$ (III.2)

Les pertes du système (L_s) sont les pertes qui se produisent au sein du convertisseur. Elles se rapportent au rendement des dispositifs de conversion. Les pertes de captation du champ PV (L_c) se produisent principalement du côté DC de la chaîne de conversion PV et elles sont attribuées aux facteurs suivants [8] :

Températures de fonctionnement élevées ;

- Absorption non optimale de l'ensoleillement ;
- Dispersion entre les modules formant le champ ;
- Extraction non optimale de la puissance produite par le champ ;

- Vieillessement des modules ;
- Pertes par effet joule due au câblage.

Les pertes décrites ci-dessus sont les pertes dites « normales ». Elles sont présentes dans tous les systèmes PV. En plus de ces pertes normales, les défauts et les défaillances des composants de la chaîne de conversion peuvent également affecter la performance du système PV. Elles entraînent une baisse de la production d'énergie, et dans le pire des cas, certaines défaillances peuvent conduire à l'indisponibilité totale du système. La valeur moyenne annuelle typique de l'indice de performance pour une installation, en fonctionnement normal, varie entre 0,61 et 0,87 [9]. Une valeur inférieure à 0,61 signifie qu'il y a une perte supplémentaire provoquée par un défaut spécifique.

III-2-2 Disponibilité d'un système PV

La disponibilité d'un système PV rend compte de la capacité de ce dernier à fonctionner sans défaut. En clair, il se réfère au ratio entre la durée de la continuité de service de production d'énergie, même avec une performance moins optimale, et la période totale observée [5]. Le taux de disponibilité des systèmes PV récemment installés s'est amélioré grâce à une plus grande fiabilité des composants des installations. Selon les études menées par IEA PVPS portant sur l'analyse de la performance des installations PV opérationnelles dans de nombreux pays dans le monde entier, le taux de disponibilité annuel d'une installation PV bien surveillée peut atteindre 97% [10]. Il n'existe aucune statistique représentative sur la répartition des composants causant ces quelques pourcentages d'indisponibilité. Ceci est dû aux choix des composants de fiabilités différentes par les installateurs. Pourtant, il a été convenu que la défaillance de l'onduleur représente le plus grand pourcentage parmi les défaillances constatées (plus de 50%) [11, 12].

L'indisponibilité d'un système PV entraîne évidemment une perte de productivité. Par contre, un système PV disponible et ayant un défaut a des pertes supplémentaires, parce qu'il fonctionnera dans ce cas avec une performance moins optimale. La moyenne annuelle de tous les systèmes PV varie entre 0.6 et 0.7. Par contre, la dispersion entre les indices de performance de chaque centrale de production (pour une année donnée) montre qu'il y a eu des problèmes spécifiques pour les installations avec les indices de performance les plus faibles.

Une inspection en détails sur les champs PV avec l'indice de performance inférieur à 0.6 a abouti à quatre raisons spécifiques de la baisse de productivité. Ce sont :

- La dispersion en termes de puissance des modules installés ;
- L'ombrage causé par des arbres et des bâtiments aux alentours ;
- La défaillance des composants de câblage et de protection ;
- La défaillance complète ou partielle de l'onduleur.

Afin de garantir la performance et la disponibilité des installations PV, des systèmes de supervisions sont mis en place, mais à l'heure actuelle ces systèmes ne permettent pas de faire à la fois la détection et la localisation des défauts et des anomalies. Nous allons présenter les systèmes de supervision et de surveillance qui existent actuellement ; ensuite nous nous focaliserons sur le système que nous voulons améliorer en y intégrant la fonction de détection et de localisation des défauts.

III-3 Les systèmes de surveillance et de supervision des champs photovoltaïques

Nous distinguons deux grands types de système de monitoring et de supervision des installations photovoltaïques à savoir les systèmes de supervisions de type commercial et les systèmes de supervisions proposés dans la littérature.

III-3-1. Systèmes de supervision de type commercial

Ces systèmes sont essentiellement intégrés aux onduleurs. On en distingue plusieurs types à savoir :

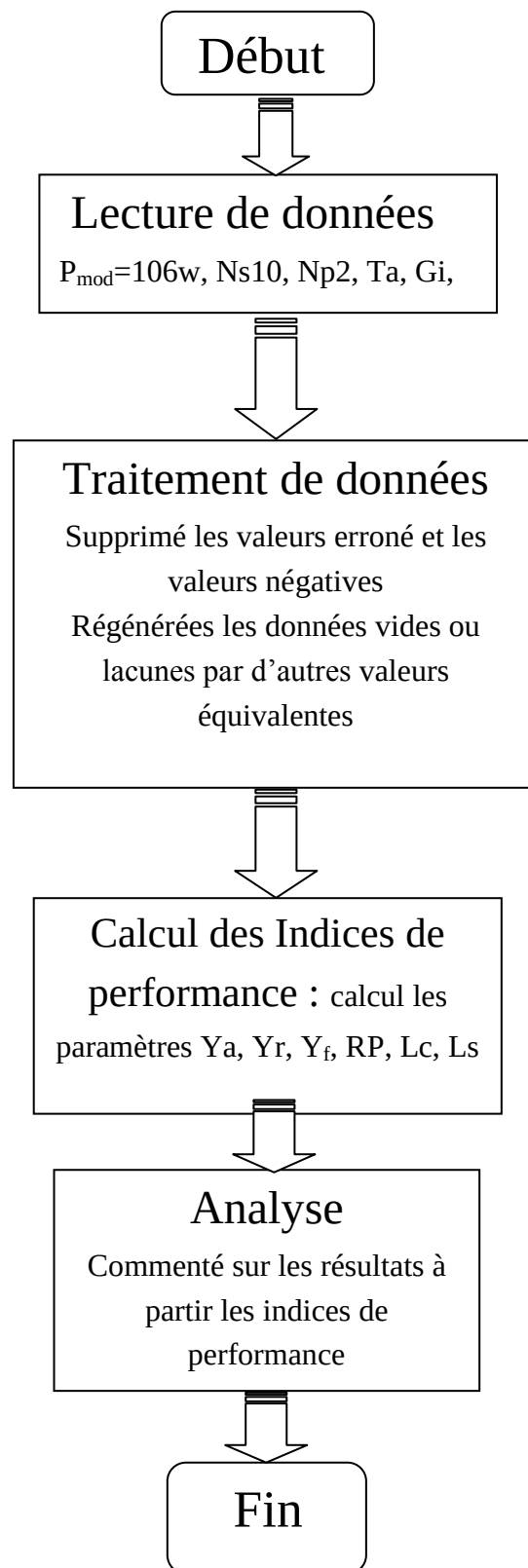
L'enregistrement des données, la surveillance locale, la surveillance à distance et la surveillance satellitaire. Ils permettent de calculer la puissance fournie par les modules et l'énergie associée par l'intermédiaire de capteurs de tension et de courant.

III-4 Les données

Les Différentes solutions sont disponibles sur le marché. Certains fabricants offrent aussi des fonctions additionnelles telles que l'augmentation supplémentaire de la mémoire ou des mises à jour. Ce qui a pour avantage de donner au propriétaire de l'installation un aperçu détaillé du système. Les données généralement mesurées sont :

- L'irradiation sur la surface inclinée ;
- La température ambiante ;
- La température d'un module de référence ;
- La tension DC pour chaque "onduleur ;
- La valeur du courant DC pour chaque onduleur ;
- La valeur du courant AC pour chaque onduleur ;
- La tension AC pour chaque onduleur ;
- La puissance du réseau ;
- La puissance transmise au réseau pour chaque onduleur.

Pour valider notre programme, nous avons pris le fichier de données brutes d'un système photovoltaïque connecté au réseau.

III.5 Algorithme d'analyse des performances d'un système PV**Figure III-3 : Algorithme d'analyse des performances d'un système PV**

Etude de cas

1. Partie lecture des données : ce module permet la lecture du fichier de données brutes

Pour le parti : lecteur de données nous prenons les données déjà mesurés dans un site à Alger pour un système photovoltaïque de 2.1 kW dont la configuration et la suivant :

Les paramètres de lieu

- Site : ALGER
- Date : 31/07/2005
- Latitude (Φ) : 37.76 °, 0.66 rad
- Longitude (γ) : 3.78 °, 0.07 rad
- Inclinaison (β) : 13 °, 0.23 rad
- Azimut (ψ) : 52 °, 0.91 rad
- Wsr : 6.54 ° [06 :32] Heur
- Wss : 21.41 ° [21:24] Heur

Les paramètres du system

- La puissance de module : 106 (w)
- La puissance de système : 2120 (w)
- Nombre des modules en série : 10
- Nombre des modules en parallèle : 2
- La surface de module : 0.742 (m²)
- Le type de système : Connecté au réseau

2. Concernant la partie traitement nous assurant que :

- les données erronées seront supprimées.
- Les données négatives seront aussi supprimées
- Les données vides ou lacunes dans le fichier de données seront régénérées par d'autres valeurs équivalentes.

3. Partie calcul des indices de performance

Pertes de captation (L_C): Ces pertes sont causées par un défaut de câblage, le défaut de diode dans le string, un faible ensoleillement, les ombrages partiels, dépôt de neige sur les panneaux, etc.) Pour les systèmes connectés au réseau, la venue d'un défaut est responsable d'une forte augmentation de L_C - Cette grandeur est un très bon indicateur pour le diagnostic des installations PV raccordées au réseau.

Pertes de système (L_s) : Ces pertes sont causées par un défaut de système PV, Pour les systèmes connectés au réseau c'est les pertes entre le générateur PV et l'onduleur (DC/AC), II permet de connaître les défauts du système.

En suit de calculer la productivité du champ (Y_a), taux de couverture photovoltaïque unitaire (Y_f) et le productible de référence (Y_r).

Enfin, les calculs de rendement de système (le générateur η_G et l'onduleur η_{inv}) et le Performance Ratio (PR).

En prenant en compte la puissance rectifiée, nous calculons les paramètres d'analyses dont les formules sont listées dans le tableau III-2.

Tableau III-2 : Les paramètres d'analyse de notre champ PV.

Thèmes de désignation	Symboles	Formules
Pertes de captation	L_c	$L_c = Y_r - Y_a$ (III-3)
Pertes de système	L_s	$L_s = Y_a - Y_f$ (III-4)
Energie à la sortie du champ	E_{DC}	$E_{DC} = \sum P_{DC} * t$ (III-5)
Energie à la sortie de l'onduleur	E_{AC}	$E_{AC} = \sum P_{AC} * t$ (III-6)
productible de référence	Y_r	$Y_r = E_{Gi} / G^*$ (III-7)
Productivité du champ	Y_a	$Y_a = E_{DC} / P^*$ (III-8)
Taux de couverture PV unitaire	Y_f	$Y_f = E_{AC} / P^*$ (III-9)
Rendement de Générateur	η_G	$\eta_G = E_{DC} / (E_{Gi} * A_G)$ (III-10)
Rendement de l'Onduleur	η_{inv}	$\eta_{inv} = E_{AC} / E_{DC}$ (III-11)
Rendement de Système	η_s	$\eta_s = \eta_G * \eta_{inv}$ (III-12)
Performance Ratio	PR	$PR = Y_f / Y_r$ (III-13)

Tous ces paramètre dans le tableau III-2 seront calculés et programmés en logiciel « Matlab » avant d'être insérés dans l'Ordinateur, En cas de dysfonctionnement de l'installation, l'opérateur verra affichés sur l'écran de l'ordinateur des messages d'alarmes pour définir les défauts.

4. Enfin la partie d'analyse

Dans cette partie on a commenté sur les résultats obtenus concernant les indices de performance le fonctionnement de notre système et les différents défauts de chaque composant.

III-6 Discussion des résultats

Les résultats obtenus dans ce programme nous permettent d'avoir les paramètres à partir de fichier des valeurs nous donne les résultats suivants :

Indice de performance du système

Rendements quotidiens moyens

La productivité du champ :

$$Y_A = E_{A,d} / P_0 = \tau_r \times (\sum_{\text{jour}} P_A) / P_0 ; Y_A = 4.36 \text{ h/j}$$

Le taux de couverture photovoltaïque unitaire :

$$Y_f = Y_A * \eta_{\text{LOAD}} ; Y_f = 4.01 \text{ h/j}$$

Le productible de référence:

$$Y_r = \tau_r * (\sum_{\text{jour}} G_I) / G_{I,\text{ref}} ; Y_r = 5.73 \text{ h/j}$$

Déperditions normalisées

Les pertes dues au fonctionnement du champ ou du système « les pertes de captation du champ » (Lc) :

$$L_c = Y_r - Y_A ; L_c = 1.37 \text{ h/j} = 24 \%$$

Les pertes dans les composants « hors champ PV » (L_{BOS})

$$L_{\text{BOS}} = Y_A * (1 - \eta_{\text{BOS}}) ; L_{\text{BOS}} = 0.35 \text{ h/j} = 35 \%$$

L'indice de performance 'performance ratio' (PR)

$$PR = Y_f / Y_r ; PR = 0.70 = 70 \%$$

Rendement du système

Le rendement moyen du champ (η_{Amean}) :

$$\eta_{\text{Amean},\tau} = E_{A,\tau} / (A_G * \tau_r * \sum \tau G_I) ; \eta_{\text{Amean}} = 0.10874 = 10.87 \%$$

Le rendement de la charge (η_{LOAD}):

$$\eta_{\text{LOAD}} = E_{ac} / E_{dc} ; \eta_{\text{LOAD}} = 0.91998 = 91.99 \%$$

Le rendement global de l'installation PV :

$$\eta_{\text{tot},\tau} = \eta_{\text{Amean},\tau} * \eta_{\text{LOAD}} ; \eta_{\text{tot}} = 0.10004 = 10.00 \%$$

Afin de faire une description de la méthode de diagnostic, il convient de présenter d'abord le programme permettant de récupérer et de traiter toutes les données mesurées. En suite de l'écriture et du calcul des paramètres météo (ensoleillement, température) et des paramètres électriques du système. La description détaillée du programme est présente en annexe. Il faut noter que le système général de supervision repose essentiellement sur les données mesurées. Ce programme est composé de 4 pages. La première page présente les caractéristiques techniques de l'installation à savoir : La ville, la puissance installée, l'inclinaison ..., et les caractéristiques techniques des modules installés, et la date de mise en service de l'installation (figure III-4).

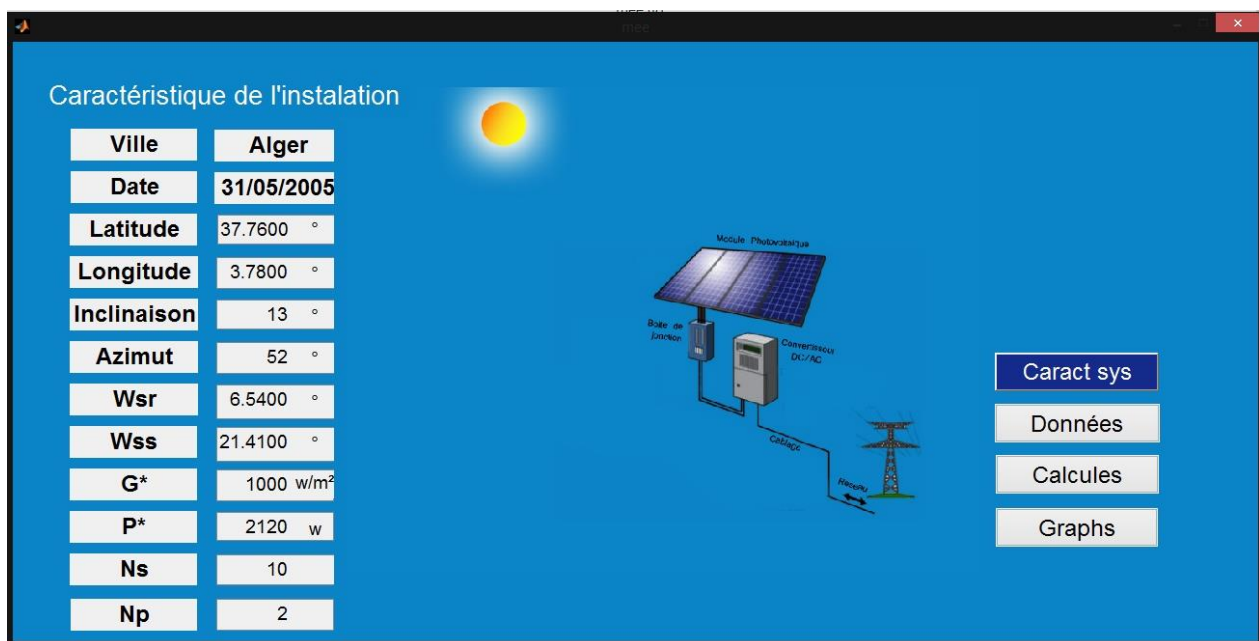


Figure III-4 : les caractéristiques de l'installation PV

La deuxième page dont un aperçu est montré sur la figure III-4 présente à l'utilisateur les données de l'installation. Il pourra visualiser en temps réel la production de l'installation. Ainsi il lira sur les données représentantes, la tension, l'intensité et la puissance tant sur la partie AC que sur la partie DC. Aussi, l'opérateur pourra connaître la température ambiante, les températures des modules et l'ensoleillement.



Figure III-5 : les données traitées

La troisième page affiche les paramètres qui servent à l'analyse de la performance de l'installation.

Ces paramètres sont ceux définis. Sur cette même page, il est possible de visualiser les courbes de l'évolution de ces paramètres tout juste en cliquant sur le paramètre que l'on désire observer. Il faut noter que tous ces paramètres sont calculés et enregistrés par le logiciel toute le temps. Aussi les caractéristiques électriques liées à la production de l'installation photovoltaïque ainsi que les paramètres météo du site sont enregistrés chaque 5 minute et conservés sous format Excel « .xlsx ». Cela nous permet d'être plus précis dans nos analyses. L'opérateur a la possibilité de les récupérer à la fin de la journée. Quant aux courbes, il pourra les exporter à tout moment à condition que l'ordinateur de la supervision soit connecté à l'automate et que le programme soit en cours d'exécution. La figure III-6 présente un aperçu de la page 3. Le passage d'une page à l'autre se fait en cliquant sur l'onglet de direction présent au pied de chaque page.

31-07-05	METEO				ENERGIES	
	E _{Gi} =		T _A		E _{Dc} =	E _{Ac} =
	(1/12)*ΣGi		MIN	MAX	(1/12)*ΣP _{Dc}	(1/12)*ΣP _{Ac}
	Wh/m ²		(°C)		(Wh)	(Wh)
SYSTÈME PV	5731	21	42	31	9248	8508

Figure III-6 : L'énergie de générateur, température ambiante et l'énergie du système (DC, AC).

YIELDS			PERTES		PR	RENDEMENTS		
$Y_r =$	$Y_a =$	$Y_f =$	$L_c =$	$L_s =$	$PR =$	$\eta_G =$	$\eta_{inv} =$	$\eta_s =$
E_{Gi}/G^*	E_{DC}/P^*	E_{AC}/P^*	$L_c = Y_r - Y_a$	$Y_a - Y_f$	Y_f/Y_r	$E_{DC}/(E_{Gi} \cdot A_G)$	E_{AC}/E_{DC}	$\eta_G \cdot \eta_{inv}$
(h/j)	(h/j)	(h/j)	(h/j)	(h/j)	()	()	()	()
5,73	4,36	4,01	1,37	0,35	0,70	0,11	0,92	0,10

Figure III-7 : Les calculs des indices de performance

La page 4 présenté les courbes des valeurs entré et sortie de système PV, la tension et le courant DC et AC, la puissance dans le partie générateur (DC) et la puissance dans le partie Onduleur (AC), l'irradiance « l'ensoleillement » (G) au plan incliné et horizontal et la température de cellule (C°).

Les résultats obtenus dans ce programme nous permettent d'avoir les courbes suivantes :

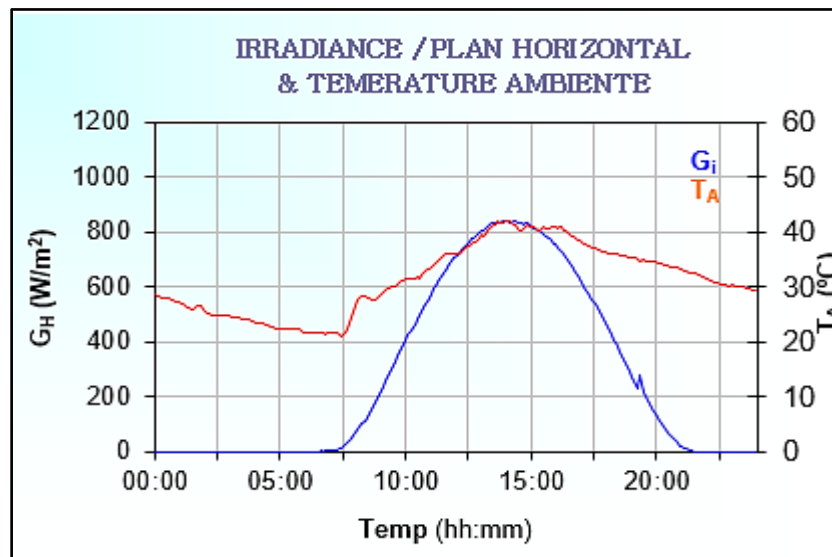


Figure III-8: L'irradiance sur un plan horizontale et la température ambiante.

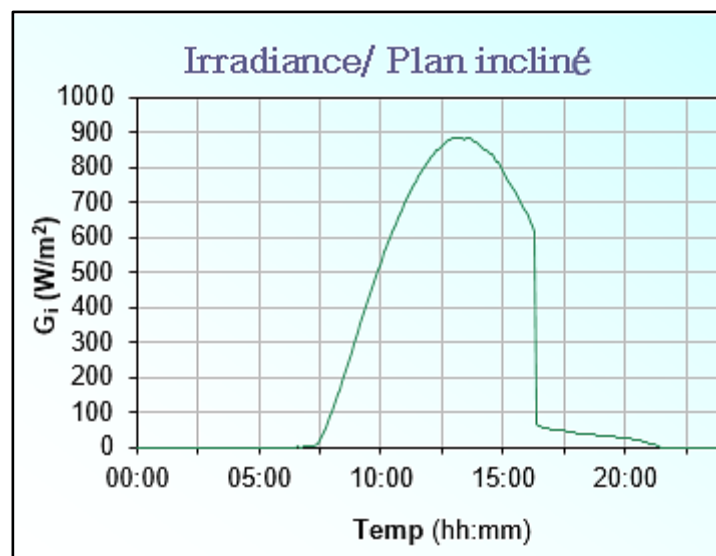


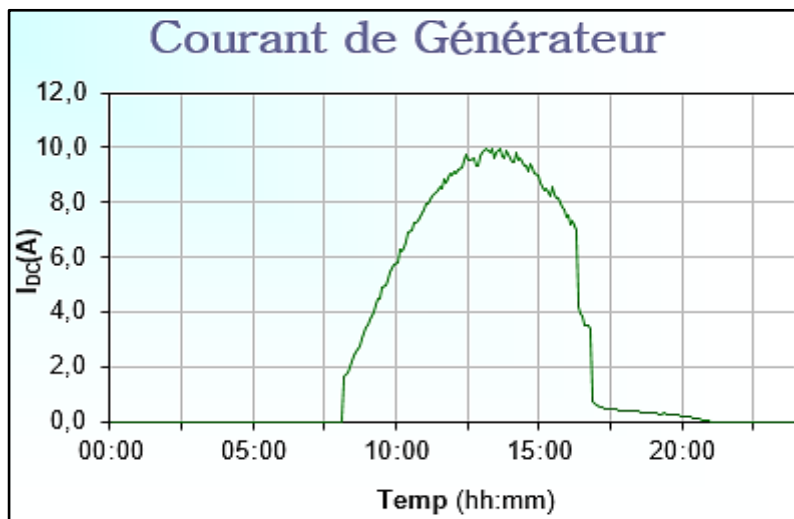
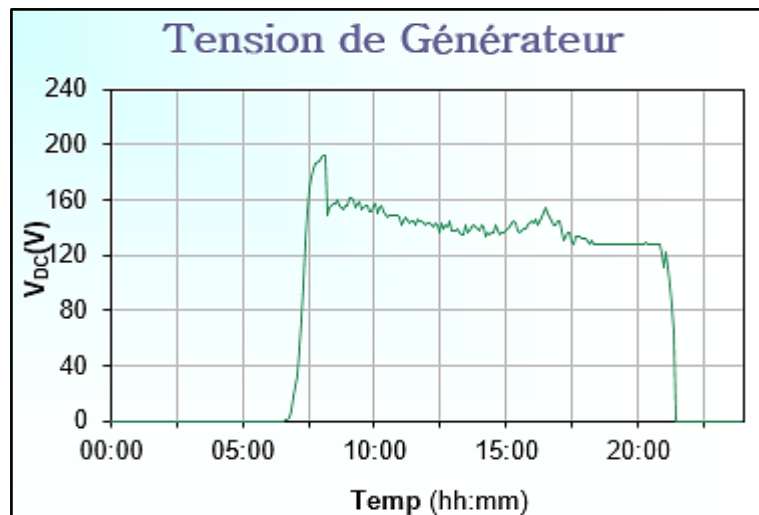
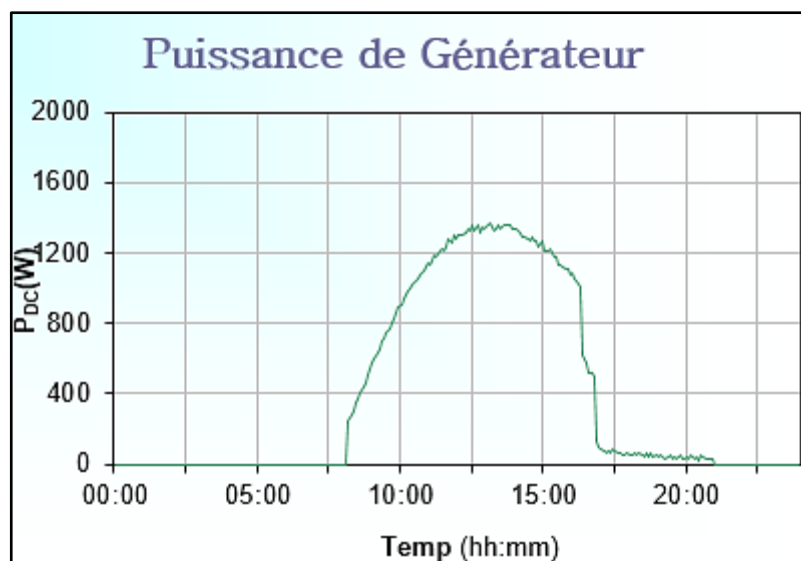
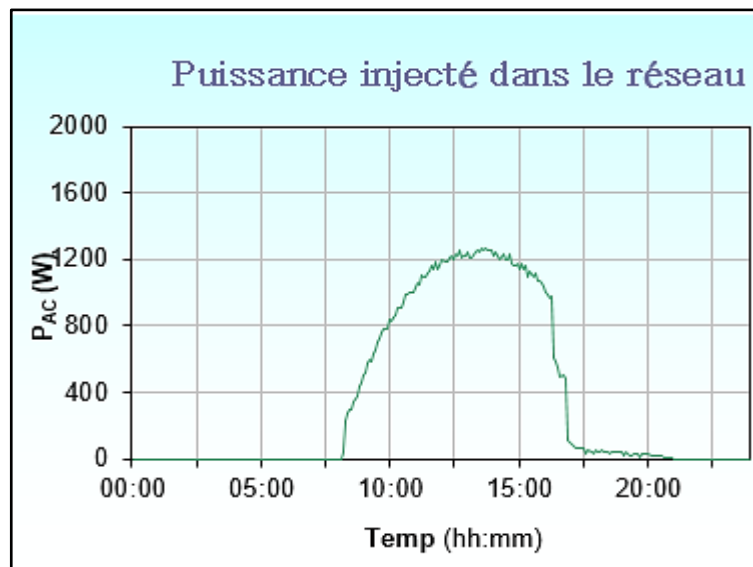
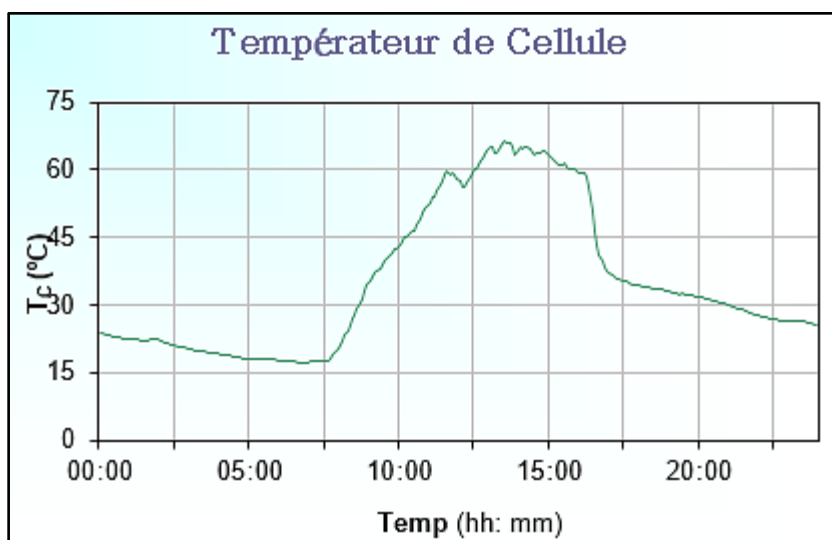
Figure III-9 (b) : L'irradiance sur un plan incliné**Figure III-9 (c) : Le courant de la Générateur PV.****Figure III-9 (d) : La tension de la Générateur PV**

Figure III-9 (e) : La puissance (DC) de la Générateur PV**Figure III-9 (f) :** La puissance (AC) à sortie de l'onduleur.**Figure III-9 (j) :** La température de la Cellule PV.

Conclusion

L'objectif de mon travail de fin d'études est de développer un programme d'analyse de performances pour un système photovoltaïque.

Ce programme nous permet de calculer les différents indices de performances pour le système PV et de comparer entre l'énergie théorique attendue et l'énergie produite par le champ PV. En cas d'écart majeur observé sur une longue durée, le système détecte une baisse de production causée par d'éventuels défauts ou anomalies. Des commentaires seront donnés en fin du programme.

En résumé, ce chapitre nous a permis d'évaluer les performances d'un système PV mieux comprendre comment détecter les défauts et anomalies susceptibles de se produire au cours du fonctionnement.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Ce mémoire s'est concentré sur l'analyse des performances d'un système photovoltaïque connecté au réseau, c'est-à-dire du côté générateur PV.

On a vu les généralités sur les systèmes photovoltaïques et les principes de fonctionnement de chaque élément et les différents types de système PV ensuivent la méthode d'analyse des paramètres des indices de performance à partir le fichier de données brutes d'un système PV connecté au réseau situé à ALGER d'une puissance de 2.1 kW.

L'objectif de le mémoire est de proposer, en prenant le moins de mesures possibles pour respecter les contraintes économiques de tels systèmes, un algorithme pour analyse des défauts conduisant à une baisse de production. Suite à une étude bibliographique sur la méthode d'analyse, pour ce cas nous utilisant la norme internationale CEI 61724 fournit des recommandations pour le suivi et l'analyse des performances électriques des systèmes photovoltaïques pour diagnostic les défauts. L'utilisation de cette analyse pour évaluer l'impact des différents défauts sur la performance du champ PV a été largement appliquée.

Enfin nous commenté sur les résultats des paramètres d'analyse pour diagnostic ou localisé les défauts de chaque élément dans le système PV.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] Boukli hacen Omar, «conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique », Thèse de magister, Université Abou Baker Belkaide –Tlemcen, Décembre 2011.
- [2] Takouret Merzaka, «étude des cellules solaire à base de Si », mémoire de master, université Ferhat Abbas de –Sétif-juin 2013.
- [3] Mohammad Mehdi S, Article, Analytical Modeling of Partially Shaded Photovoltaic Systems, Department of Electrical Engineering, University of Malaya, Kuala Lumpur 50603, Malaysia
- [4] A. Tchapo singo, « système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome», thèse doctorat université Henri Poincaré, Nancy-1Février. 2010.
- [5] U.Jahn and W. Nasse, "Operational Performance of Grid-connected PV Systems on Buildings in Germany,"Progredd in PV: Research and applications, vol. 12,pp,441 – 448.
- [6] M. Angel Cid pastor, «Conception et réalisation de module photovoltaïque électronique », thèse doctorat, université de Toulouse, septembre 2006.
- [7] Cabal Cédric, « optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique débridé à la conversion photovoltaïque », thèse doctorat, université de Toulouse, décembre 2008.
- [8] B. Hibberd,"PV Reliability & Performance-A project Developpers Experience,"in Photovoltaic Module Reliability Workshop (NREL). Colorado, USA, 2011.
- P180 Aine oussera 17200, Djelfa Algérie, décembre 2008.
- [9] Oi.Akihiro«design and simulation of photovoltaic water pumping system», Master of Science in Electrical Engineering, Faculty of California Polytechnic State University, an Luis Obispo,september
- [10] NORME International CEI 61724,1998.
- [11] Long BUN, Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV, UNIVERSITÉ DE GRENOBLE, 2011.
- [12] G. B. Alers, "Photovoltaic Failure Analysis: Techniques for Microelectronics and Solar," in PV Module Reliability Workshop, Colorado, USA, 2011.

- [13] W. Dallas and et al., "Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers," *Measurement Science and Technology*, vol. 18, p. 852, 2007.
- [14] D. L. King, J. A. Kratochvil, M. A. Quintana and T. J. McMahon, "Applications for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, module, and system testing," in *Photovoltaic Specialists Conference*, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Anchorage, AK, USA 2000, pp. 1487 - 1490
- [15] L. Schirone and F. P. Califano, "Fault finding in a 1 MW photovoltaic plant by reflectometry," in *Photovoltaic Energy Conversion*, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1994, pp. 846-849.
- [16] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, T. Oozeki, K. Kato, et al., "Experimental studies of fault location in PV module strings," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 93, pp. 1079-1082, 2009.
- [17] K.-H. Chao, S.-H. Ho and M.-H. Wang, "Modeling and fault diagnosis of a photovoltaic system," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, pp. 97-105, 2008.
- [18] A. Drews, A. C. de Keizer, H. G. Beyer, E. Lorenz, J. Betcke, et al., "Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations," *Solar Energy*, vol. 81, pp. 548-564, 2007.
- [19] S. Stettler, P. Toggweiler, E. Wiemken, W. Heydenreich, A. C. de Keizer, et al., "Failure detection routine for grid-connected PV systems as part of the PVSAT-2 project," in *Proceedings of the 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference & Exhibition*, Barcelona, Spain, 2005, pp. 2490–2493.
- [20] S. K. Firth, K. J. Lomas and S. J. Rees, "A simple model of PV system performance and its use in fault detection," *Solar Energy*, vol. 84, pp. 624-635, 2010.
- [21] A. Chouder and S. Silvestre, "Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis," *Energy Conversion and Management*, vol. 51, pp. 1929-1937, 2010.
- [22] T. Mishina, H. Kawamura, S. Yamanaka, H. Ohno and K. Naito, "A study of the automatic analysis for the I-V curves of a photovoltaic subarray," presented at the *Photovoltaic Specialists Conference*, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 2002.

- [23] M. Miwa, S. Yamanaka, H. Kawamura and H. Ohno, "Diagnosis of a Power Output Lowering of PV Array with a $(-dI/dV)$ -V Characteristic " presented at the Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Waikoloa, HI, 2006.
- [24] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, "Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation " in Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conférence of IEEE Orlando, FL 2008, pp. 2195 - 2199
- [25] F. Barruel, N. Chantreuil and A. Labrunie, "Procédé de diagnostic de la défaillance d'un générateur photovoltaïque," (A1), 2010-10-22, 2010.
- [26] D. Wang, "A method for instantaneous measurement of PV V-I characteristics and its application for MPPT control," in 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Honolulu, HI 2010, pp. 002904 – 002907
- [27] B. Raison, "Détection et localisation de défaillance sur un entraînement électrique," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2000.
- [28] R. Isermann, Fault Diagnosis Systems - An Introduction from Fault Detection to Fault Tolerance, 2006.

ANNEXE

```

clear all;
clc;
%----- lire les données
de sys
donne= ['sys1.xlsx'] ;
donspv = xlsread(donne);

%----- classé les données dans des vecteurs

Temp=donspv(:,1);           % le temps (pas 5 min)le temps 24h/5min
Tc=donspv(:,2);             % la température en C°
Gi=donspv(:,3);             % L'irradance sur le plan incliné(w/m²)
Vdc=donspv(:,4);            % la tension DC en V
Idc=donspv(:,5);            % le courant DC en I
Pdc=donspv(:,6);            % la puissance de générateur DC en w
Vac=donspv(:,7);            % la tension AC en V
Pac=donspv(:,8);            % la puissance AC en w
Tinv=donspv(:,9);           % la Température de l'onduleur
Ta=donspv(:,10);            % la Température ambiant
Gh=donspv(:,11);            % L'irradiance sur le plan horizontal

%----- les courbes

subplot(4,2,1),plot(Temp,Gh),grid;str = 'Temp(h)';h = xlabel(str);str = 'Gh
(w/m²)';f = ylabel(str);f = title('date 31/07/05');
subplot(4,2,2),plot(Temp,Gi),grid;str = 'Temp(h)';h = xlabel(str);str =
'Gi (w/m²)';f = ylabel(str);
subplot(4,2,3),plot(Temp,Vdc),grid;str = 'Temp(h)';h = xlabel(str);str = 'VDC
(V)';f = ylabel(str);
subplot(4,2,4),plot(Temp,Idc,'r'),grid;str = 'Temp(h)';h = xlabel(str);str =
'IDC (A)';f = ylabel(str);
subplot(4,2,5),plot(Temp,Pdc,'r'),grid;str = 'Temp(h)';h = xlabel(str);str =
'PDC (w)';f = ylabel(str);
subplot(4,2,6),plot(Temp,Vac),grid;str = 'Temp(h)';h = xlabel(str);str = 'VAC
(V)';f = ylabel(str);
subplot(4,2,7),plot(Temp,Pac),grid;str = 'Temp(h)';h = xlabel(str);str = 'PAC
(V)';f = ylabel(str);
subplot(4,2,8),plot(Temp,Tc,'r'),grid;str = 'Temp(h)';h = xlabel(str);str =
'Tc (C°)';f = ylabel(str);
%-----
Date= ['31, 07,2005']
%----- paramètre de lieu
Latitude=37.76              %0.66 rad
Inclinaison=13              %0.91 rad
Longitude=3.78              %0.07 rad
Azimut=52                   %0.91 rad
Wsr=6.54                    % le lever de soleil ['06 :32'] Heur
Wss=21.41                   % le couché de soleil ['21 :24'] Heur

```

```

%-----paramètre de system

Ns=10                                % nombre de module en série
Np=2                                % nombre de module en parallèle
Nmod=Ns*Np                          % nombre totale des modules
AG=0.742                            % la surface d'un module (m²)
Pmod=106                            % la puissance d'un seul module (w)
Gref=1000                           % l'irradiance dans le STC (w/m²)
Pref=Pmod*Nmod                      % la puissance nominale (w)
Ptot=Pref*Nsys                      % la puissance totale pu système (w)
%-----

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% les indices %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%----- METEO

EGi=round ((1/12)*sum (Gi))          % L'énergie de générateur
Tamin=min(Ta)                       % la température ambient minimale (C°)
Tamax=max(Ta)                       % la température ambient maximale (C°)
Taavr=sum(Ta)/length(donspv)        % la température ambient average (C°)

%----- ENERIES

Edc=round ((1/12)*sum(Pdc))          % L'énergie DC
Eac=round ((1/12)*sum(Pac))          % L'énergie AC

%----- YIELDS

Yr=EGi/Gref                          % Rendement de référence(h)
Ya=Eac/Pref                          % Rendement du champ PV(h)
Yf=Eac/Pref                          % Rendement finale du système PV(h)

%----- pertes

Lc=Yr-Ya                            % les pertes de captage
Lcper=round ((Lc*100)/(Yr))          % les pertes de captage en(%)
Ls=Ya-Yf                            % les pertes de système
Lspes=round (Ls*100)                % les pertes de système en(%)

%-----
performance ratio

PR=Yf/Yr                            % performance ratio
PRper=PR*100                        % performance ratio en(%)

%----- Rendements

NAmean=Eac/(EGi*(AG*Nmod))           % le rendement de générateur
NAmeanper=NAmean*100                 % le rendement de générateur(%)
Nload=Eac/Edc                       % le rendement de l'onduleur

```

```

Nsyst=NAmean*Nload
Nsystper=Nsyst*100

% le rendement de système PV

%----- Analyse
if PRper >=61
PRper=PRper, disp('Le système bien fonctionné')
    disp('Un défaut de câblage :Circuit ouvert - Court-circuit - Mauvais
câblage (module inversé) - Corrosion des contacts - Rupture du circuit
électrique')
else disp(' Il y a des pertes dans le générateur PV : - Feuilles d'arbre,
déjections, pollution, sable, poussières, neige, etc.- Détérioration des
cellules, fissure, échauffement des cellules.- Pénétration de l'humidité,
dégradation des interconnexions, corrosion des liaisons entre les cellules.-
Modules de performance différente - Modules arraché ou cassé- Modules court-
circuités, modules inversés')
end

```

Résumé

Ce travail présente un modèle de programmation pour prédire la performance d'un système photovoltaïque (PV) fonctionnant dans les conditions météorologiques du site d'installation. Les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux sont largement utilisés dans les applications des sources d'énergie renouvelables et il est important d'avoir une capacité à évaluer la performance des systèmes installés. Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la performance du générateur PV sont basées sur la caractéristique courant – tension des modules. Ce modèle a été validé à partir des données expérimentales d'un système photovoltaïque connecté au réseau de 2.1 kWc installé à Alger. Les résultats du modèle de notre programme ont été comparés aux résultats expérimentaux dans les mêmes conditions de fonctionnement et d'environnement climatique. Ce modèle de programme développé peut être utilisé, pour analyser la performance d'un système PV et nous avons choisi la norme internationale CEI 61724 pour vérifier notre paramètre.

Mots clés :

Photovoltaïque, performance, diagnostic, norme CEI 61724

Abstract

This work presents a model of programming to predict the performance of a photovoltaic system (PV) functioning in the meteorological conditions of the installation site. The photovoltaic systems connected to the networks are used extensively in the applications of the renewable sources of energy and it is important to have a capacity to value the performance of the systems installed. The mathematical equations developed for the modelling of the performance of the generating PV are based on the characteristic on current-voltage of the modules. This model has been validated from the experimental data of a photovoltaic system connected to the network of power 2.1 kW installed in Algiers. The results of the model of our program have been compared to the experimental results in the same conditions of working and climatic environment. This model of program developed can be used, to analyze the performance of a PV system and we chose the standard international IEC 61724 for verify our program.

Key Word:

Photovoltaic, performance, diagnostic, standard international IEC 61724

الملخص

هذا العمل يقدم نموذج برمجة لتوقع أداء اشتغال نظام الألواح الشمسية في شروط الأرصد لموقع التركيب. الألواح الشمسية الموصولة بالشبكة مستعملة على نطاق واسع في تطبيقات مصادر الطاقة القابلة للتجديد ومن المهم امتلاك القدرة لتقييم أداء الأنظمة المركبة، إن المعادلات الرياضية المطورة لعرض أداء توليد الكهرباء من الألواح الشمسية والتي تتركز على مواصفات الجهاز شدة التيار-التوتر الألواح الشمسية، هذا النموذج المختار يبين البيانات التجريبية لنظام الألواح الشمسية الموصولة بالشبكة استطاعته 2.1 كيلو واط مركب في الجزائر. هذا النموذج من البرمجة المتطورة يمكن أن يستعمل لتحليل أداء نظام الألواح الشمسية واستعننا بالهيئة العالمية للإلكتروني للتقييس 61724 لتسهيل عملية التحليل.

كلمات المفتاحية

الألواح الشمسية، الأداء، التشخيص، الهيئة العالمية للإلكتروني للتقييس 61724

Matériel requis : Matlab

UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE

OPTION : TECHNOLOGIE DES SYSTEMES ELECTRO-ENERGETIQUES DES
SOURCES ENERGIE RENOUVELABLE

Proposé et dirigé par :

Présenté par :

M BOUCHELAGHEM.A

BELKHOUS Hamza

THEME

Développement d'un programme d'analyse des performances d'un système photovoltaïque

Résumé

Ce travail présente un modèle de programmation pour prédire la performance d'un système photovoltaïque (PV) fonctionnant dans les conditions météorologiques du site d'installation. Les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux sont largement utilisés dans les applications des sources d'énergie renouvelables et il est important d'avoir une capacité à évaluer la performance des systèmes installés. Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la performance du générateur PV sont basées sur la caractéristique courant – tension des modules. Ce modèle a été validé à partir des données expérimentales d'un système photovoltaïque connecté au réseau de 2.1 kWc installé à Alger. Les résultats du modèle de notre programme ont été comparés aux résultats expérimentaux dans les mêmes conditions de fonctionnement et d'environnement climatique. Ce modèle de programme développé peut être utilisé, pour analyser la performance d'un système PV et nous avons choisi la norme internationale CEI 61724 pour vérifier notre paramètre.

Mots clés :

Photovoltaïque, performance, diagnostic, norme CEI 61724

Matériel requis : Matlab

N° d'ordre : ...

2014 / 2015