

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT PHYSIQUE
N° : Ph/ENR/17/2022



DOMAINE : Sciences de la matière
FILIERE : Physique
OPTION : Physique Énergétique et
Énergies renouvelables

Mémoire présenté pour l'obtention
Du diplôme de Master Académique

Par: BRAHIMI IBTISSEM & FOUJILI MAISSAA

Intitulé

Étude de l'évolution des performances des
modules photovoltaïques installés sur une
centrale solaire de 15 MW pendant quatre mois

BENHAMIDA Mohamed

Université de M'sila

Président

TORKI Zohir

Université de M'sila

Rapporteur

NAHOUI Azeddine

Université de M'sila

Examinateur

Année universitaire : 2021/2022

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Dédicace

A mes chers

parents

A mon cher frère, à mes sœurs,

A

Toute ma famille.

Et à tous mes amis.

A

Tous qui donnent une contribution de réalisation de ce mémoire

Abtissem

Remerciements

*Nous voudrions exprimer nos profonde reconnaissance et nos sincères
remerciements à Toutes*

les personnes qui ont contribué de près ou de loin

à l'avancement

de notre travail de recherche.

Je suis très reconnaissant, à Monsieur

Torki Zohir

*d'avoir accepté de diriger ce travail et je lui exprime ma très profonde
reconnaissance pour*

sa grande gentillesse, son soutien et sa disponibilité.

*Aussi, nous remercions les membres de jury d'avoir
accepté d'examiner ce travail*

Finalement,

nous tenons à remercier tous les

membres de nos familles pour leur soutien et leur

aide . Nous leur serons reconnaissants toute notre

vie.

SOMMAIRE

Liste des symboles	
Abréviation	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale	02
Chapitre I: Généralités sur les systèmes photovoltaïques	
I.1. Introduction	05
I.2.Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	05
I.2.1. Historique de la conversion photovoltaïque	05
I.2.2.Comment fonctionne une cellule solaire photovoltaïque ?.....	05
I.3. Types des cellules solaires	07
I.3.1.Cellule solaire en silicium amorphe (A-Si)	07
I.3.2.Cellule solaire biohybride	08
I.3.3.Cellule solaire de contact enterrée	08
I.3.4. Cellule solaire au tellure de cadmium (CdTe)	09
I.3.5.Cellule PV concentrée (CVP et HCVP)	09
I.3.6.Cellules Solaires Cuivre Indium Gallium Sélénium (CI (G) S)	10
I.3.7.Cellule solaire à colorant	10
I.3.8. Cellule solaire à l'arséniure de gallium et au germanium (GaAs)	11
I.3.9.Cellule solaire hybride	12
I.3.10.Cellule de concentration solaire luminescente (LSC)	12
I.3.11. Cellules micromorphes (Tandem-Cell utilisant a-Si/ μ c-Si)	13
I.3.12. Cellule solaire monocristalline (Mono-Si)	14
I.3.13.Cellule solaire multi jonction (MJ)	15
I.3.14.Cellule solaire nanocristalline	16
I.3.15.Cellule solaire pérovskite	16
I.3.16.Cellule photo électrochimique (PEC)	17
I.3.17.Cellule solaire en polymère	17
I.3.18.Cellule solaire polycristalline (Multi-Si).....	18
I.3.19.Cellule solaire à points quantiques.....	19
I.3.20.Cellule solaire à couche mince	20
I.3.21.Cellules solaires en silicium noir.....	21
I.4. Conclusion.....	22

Chapitre II: Caractéristiques des cellules photovoltaïques

II.1. Introduction.....	24
II.2. Caractérisation électrique des cellules photovoltaïques.....	25
II.2.1.Courant de court-circuit I_{cc}	25
II.2.2.Tension à circuit ouvert (V_{co}).....	25
II.2.3.Puissance maximale d'une cellule PV.....	26
II.2.4.Facteur de forme (FF).....	26
II.2.5.Le rendement (η).....	26
II.3.Modélisation des cellules photovoltaïque.....	27
II.3.1.Modele De Base.....	27
II.3.2.Modele Ideal.....	27
II.3.3.Modèle à deux diodes	28
II.3.3.1. Modèle à sept paramètres (2M7P).....	28
II.3.3.2. Modèle à six paramètres (2M6P).....	31
II.3.3.3. Modèle à cinq paramètres (2M5P).....	32
II.3.4. Modèle à une diode.....	33
II.3.4.1.Modèle à trois paramètres (L3P).....	33
II.3.4.2. Modèle à quatre paramètres (L4P).....	34
II.3.4.3.Modèle à cinq paramètres (L5P).....	35
II.4.Conclusion.....	36

Chapitre III: Analyse des performance des cellules photovoltaïques

III.1 Introduction.....	38
III.2. Générateurs photovoltaïques	38
III.3. Paramètres de module PV.....	40
III.3.1. Effet de l'éclairement sur $I_{sc-Module}$, $V_{oc-Module}$ et P_{max}	40
III.3.2. Effet de la température sur $I_{sc-Module}$, $V_{oc-Module}$ et P_{max}	41
III.4. Puissance efficace maximale et Le taux de dégradation.....	42
III.5. Facteur de forme.....	43
III.6. Energie totale générée par la centrale solaire photovoltaïque.....	44
III.7. Evaluation quantitative de la performance.....	44

III.7.1 performance de module (stringe).....	44
III.7.2 Performance finale de module.....	45
III.7.3 Performance des références du module.....	45
III.7.4 Rapport de performance (PR)	45
III.7.5. Facteur de capacité (FC)	46
III.8. Rendement η	46
III.9. Perte d'énergie.....	46
III.9.1. Perte de module (L_c).....	47
III.9.2. Perte de système (L_s).....	47
III.10. Conclusion.....	47

Chapitre IV: Evaluation les performances des modules PV installées à Oued El kebarit

IV.1. Introduction.....	49
IV.2. Description de centrale de Oued El kebarit.....	49
IV.2.1.Description technique.....	49
IV.2.1.1. principe de fonctionnement	49
IV.2.1.2. Construction de Centrale d'énergie solaire.....	50
IV.2.1.2.1. Les panneaux photovoltaïques (modules photovoltaïques).....	50
IV.2.1.2.2. L'onduleur.....	50
IV.2.1.2.4. Transformateur.....	52
IV.2.1.2.5. Station météorologique.....	52
IV.2.2. Avantages de prendre l'inclinaison des panneaux à 32 degrés.....	53
IV.3. Description de module PV de centrale de Oued El kebarit.....	54
IV.4. Résultats.....	56
IV.4.1. Variations de température en fonction de mois.....	56
IV.4.2. Variations de rayonnement en fonction de mois.....	58
IV.4.3. Variations de performance de module en fonction de mois.....	61
IV.4.4. Variations de performance finale de module en fonction de mois.....	61
IV.4.5. Variations de performance de référence de module en fonction de mois.....	62

IV.4.6. Variations de Rapport de performance (PR) en fonction de mois.....	62
IV.4.7. Variations de Facteur de capacité (CF) en fonction de mois.....	63
IV.4.8. Variations de Rendement η en fonction de mois.....	63
IV.4.9. Variations de Perte d'énergie en fonction de mois.....	66
IV.5. Conclusion.....	67
Conclusion générale.....	69
Bibliographies.....	72

Liste des symboles

I_{cc} : Courant de court-circuit

V_{co} : Tension à circuit ouvert

P_m : Puissance maximale

FF : Facteur de forme

η : Rendement

P_{in} : Puissance incidente.

E : L'éclairement.

S : La surface du capteur

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode

V_T : Potentiel thermodynamique

N : Facteur d'idéalité de la photopile ;

K : Constant de Boltzmann ($1,38.10^{-23}J/K$) ;

I_{ph} : Courant photonique

I_{d1} : Courant de diode 1

I_{d2} : Courant de diode 2

T_c : Température absolue.

q : Constante de charge d'électron: $1.602.10^{-19}c$

I_{sh} : Courant de la résistance de shunt.

$I_{ph(ref)}$: Courant photonique sous condition de référence .

μ_{cc} : Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température .

T_c : Température de cellule réelle

$T_{c(ref)}$: Température de cellule à la condition de référence.

I_{sh} : Courant aux bornes de R_{sh} .

G : Irradiation solaire mesuré de fonctionnement

T : Température mesuré du panneau

G_{ref} : Irradiation solaire dans les conditions standards

T_{ref} : Température mesuré du panneau dans les conditions standards

$I_{ph,ref}$: Courant photo-généré dans les conditions standards

μ_{Icc} : Coefficient de température du courant en court-circuit

I_{sat} : Courant inverse de la diode à l'état de saturation,

n : Facteur d'idéalité de la diode

δ : Coefficient de température des modules PV

T_m^* : Température du module dans les conditions standards.

R_D : Taux dégradation.

V_m et I_m : Coordonnées du point de puissance maximale (MPP).

V_{co} : Tension de circuit ouvert du module PV.

I_{cc} : Courant de court-circuit.

Y_A : Performance de module.

E_{DC} : Énergie en courant continu produite par le système.

$P_{PV, rated}$: Puissance nominale d'un système PV.

Y_f : Performance finale de module.

E_{AC} : Énergie en courant alternatif produite par le système.

$P_{mp, rated}$: Puissance nominale d'un système PV.

Y_r : Performance des références du module.

H : Irradiation solaire totale.

G_{STC} : Irradiation solaire dans les conditions standards.

PR : Rapport de performance

$Y_{f,m}$: Performance finale moyenne mensuelle.

A : Surface globale du champ photovoltaïque

L_c : Perte de module

L_s : Perte de système

Abréviations

PV : Photovoltaïque

mc-Si : Multicristallin

c_Si : Monocristallin

A-Si : silicium amorphe

CdTe : tellure de cadmium

CPV : PV concentrée

CI(G)S : Cuivre Indium Gallium Sélénium

CI(G)S : Arséniure de gallium et au germanium

LSC : Concentration solaire luminescente

Mono-Si : monocristalline

MJ : Multi jonction

PEC : Cellule photo électrochimique

P-Si : polycristalline

STC : Conditions de tests standard 'Standard Test Conditions

MPP : Point de puissance maximale

DC : Courant Continu (Direct Current)

AC : Courant Alternatif (Alternative Current)

Liste des figures

<i>Figure I.1: Structure d'une cellule photovoltaïque.....</i>	<i>07</i>
<i>Figure I.2 : Cellule solaire en silicium amorphe.....</i>	<i>08</i>
<i>Figure I.3 : Coupe transversale de la cellule solaire de contact enterrée.....</i>	<i>08</i>
<i>Figure I.4: Graphique montrant les cinq couches qui composent les cellules solaires CdTe.....</i>	<i>09</i>
<i>Figure I.5 : Graphique montrant les cinq couches qui composent les cellules solaires CIGS.....</i>	<i>10</i>
<i>Figure I.6 :Cellule solaire à colorant.....</i>	<i>11</i>
<i>Figure I.7 : Diagramme transversal de InGaP/GaAs/Ge.....</i>	<i>12</i>
<i>Figure I.8 : Structure des cellules solaires à base de nanotubes de carbone.....</i>	<i>12</i>
<i>Figure I.9: Cellule de concentration solaire luminescente.....</i>	<i>13</i>
<i>FigureI.10 : Structure schématique d'une cellule tandem de silicium micromorphe.....</i>	<i>14</i>
<i>FigureI.11 : Structure monocristalline de cellules solaires.....</i>	<i>15</i>
<i>FigureI.12 : Cellule multi jonction.....</i>	<i>15</i>
<i>FigureI.13 : Cellule solaire nanocristalline.....</i>	<i>16</i>
<i>Figure I.14: Structure des cellules solaires perovskite.....</i>	<i>17</i>
<i>Figure I.15 : Cellule photo électrochimique (PEC).....</i>	<i>17</i>
<i>FigureI.16: Cellule solaire en polymère.....</i>	<i>18</i>
<i>Figure I.17: Cellule solaire polycristalline (Multi-Si).....</i>	<i>19</i>
<i>Figure I.18 : Cellule solaire à points quantiques.....</i>	<i>20</i>
<i>Figure I.19: Structure des cellules solaires à couche mince.....</i>	<i>21</i>
<i>Figure I.20 : Cellules solaires en silicium noir.....</i>	<i>22</i>
<i>Figure II.1 : Caractéristique I(V) d'une cellule photovoltaïque.....</i>	<i>25</i>
<i>Figure II.2 : Circuit équivalent d'une cellule PV –Model idéal.....</i>	<i>27</i>
<i>Figure II.3 : Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P.....</i>	<i>29</i>
<i>Figure II.4: Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M6P.....</i>	<i>32</i>
<i>Figure II.5 : Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M5P.....</i>	<i>32</i>

Figure II.6 : Schéma équivalent du modèle à une diode.....	33
Figure II.7 : Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L3P.....	34
FigureII.8 : Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, LAP.....	35
Figure I.9 : Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L5P.....	35
Figure III.1. Schéma électrique équivalant d'un module PV.....	38
Figure III.2 : Caractéristique I-V d'un module photovoltaïque pour différente valeur d'éclairement.....	41
Figure III.3 Caractéristique P-V d'un module photovoltaïque pour différente Valeur d'éclairement.....	41
Figure III. 4 : Caractéristique I-V d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de température.....	42
FigureIII.5 : Caractéristique P-V d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de température.....	42
Figure IV.1.Centrale de Oued El kebarit.....	49
Figure IV.2. Panneaux solaires poly cristallin YGE 60 cellules.....	50
Figure IV.3. L'onduleur TBEA.....	51
Figure IV.4. Principe de fonctionnement de l'onduleur.....	51
Figure IV.5. Salle de Transformateur.....	52
Figure IV.6. Station de météorologie.....	53
Figure IV.7 : Caractéristique I-V des cellules PV.....	55
Figure IV.8 : Caractéristique P-V des cellules PV.....	55
Figure IV.9 : Variations de température en mois de Janvier.....	56
Figure IV.10 : Variations de température en mois de Février.....	56
Figure IV.11 : Variations de température en mois de Mars.....	57
Figure IV.12 : Variations de température en mois de Avril.....	57
Figure IV.13 : Variations de température en fonction de mois.....	58
Figure IV.14 : Variations de rayonnement en mois de Janvier.....	58
Figure IV.15 : Variations de rayonnement en mois de Février.....	59
Figure IV.16 : Variations de rayonnement en mois de Mars.....	59

<i>Figure IV.17 : Variations de rayonnement en mois de Avril</i>	60
<i>Figure IV.18 : Variations de rayonnement en fonction de mois</i>	60
<i>Figure IV.19 : Variations de performance de module en fonction de mois</i>	61
<i>Figure IV.20 : Variations de performance finale de module en fonction de mois</i>	61
<i>Figure IV.21 : Variations de performance finale de module en fonction de mois</i>	62
<i>Figure IV.22 : Variations de Rapport de performance (PR) en fonction de mois</i>	62
<i>Figure IV.23 : Variations de Facteur de capacité (CF) en fonction de mois</i>	63
<i>Figure IV.24 : Variations de Rendement en mois de Janvier</i>	63
<i>Figure IV.25 : Variations de Rendement en mois de Février</i>	64
<i>Figure IV.26 : Variations de Rendement en mois de Mars</i>	64
<i>Figure IV.27 : Variations de Rendement en mois de Avril</i>	65
<i>Figure IV.28 : Variations de Rendement en fonction de mois</i>	65
<i>Figure IV.29 : Variations de Perte de module (L_c) en fonction de mois</i>	66
<i>Figure IV.30 : Variations de Perte de système (L_s) en fonction de mois</i>	67

Liste des tableaux

<i>Tableau IV.1. Caractéristique de produit dans l'entrée DC.....</i>	<i>51</i>
<i>Tableau IV.2. Caractéristique de produit dans sortie AC.....</i>	<i>52</i>
<i>Tableau IV.3. Les caractéristiques de transformateur.....</i>	<i>52</i>
<i>Tableau IV.4. Les caractéristiques de poste d'évacuation.....</i>	<i>53</i>
<i>Tableau IV.5. Valeurs moyennes les paramètres météorologiques.....</i>	<i>54</i>
<i>Tableau IV.6 : Principaux paramètres des modules PV.....</i>	<i>54</i>
<i>Tableau IV.7: valeurs moyennes des paramètres de performance.....</i>	<i>54</i>
<i>Tableau IV.8: valeurs moyennes d'énergie des modules PV.....</i>	<i>55</i>

Introduction
Générale

L'énergie a toujours été le moteur de l'activité humaine, elle joue un rôle très important dans la vie quotidienne et dans le développement des nations.

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution.

Par opposition, une énergie dite renouvelable doit se régénérer naturellement et indéfiniment à l'échelle temporelle de notre civilisation. Parmi ces énergies, l'énergie issue du soleil répond actuellement à ces critères à la fois d'abondance à la surface terrestre et de régénération infinie à notre échelle. Elle peut ainsi être utilisée directement sous forme thermique et depuis la découverte de l'effet photovoltaïque, convertie en énergie électrique.[1]

Les cellules solaires sont des dispositifs à semi-conducteur qui transfèrent la lumière en énergie électrique utilisable. Ces dispositifs ont été initialement étudiés dès 1839 par AntoineCésar Becquerel qui a remarqué que si la lumière brillée sur des diodes cela induit un courant électrique. Cependant, une cellule solaire relativement efficace générant une quantité raisonnable de puissance n'a pas été créé jusqu'en 1954, lorsque Chapin, Fuller et Pearson ont développé une cellule solaire à base de silicium pour les laboratoires Bell (Bell Labs). Depuis

la création de la première cellule solaire rentable, la recherche sur la technologie et l'amélioration de l'efficacité des cellules solaires a augmenté rapidement. L'accent mis récemment sur l'utilisation des énergies renouvelables et le besoin de puissance dans les régions éloignées telles que l'espace a mis cette recherche dans le premier rang [2].

En raison de la grande superficie occupée par les systèmes photovoltaïques, de nombreux pays dans le monde n'ont pas suffisamment de terres pour de grands systèmes photovoltaïques, en particulier des îles comme le Japon, Singapour, la Corée, les Philippines et bien d'autres [1].

L'installation de systèmes photovoltaïques sur les plans d'eau est la façon nouvelle et innovante de produire de l'énergie, qui préserve les terres utiles. Comme les investissements dans les systèmes photovoltaïques à base d'eau ont augmenté au cours des dernières années, en particulier en Inde, qui dispose d'un grand réseau de canaux.

Cette méthode de production d'électricité est à son stade initial, beaucoup de recherche est nécessaire pour les progrès futurs.

La technologie des unités photovoltaïques et des enveloppes d'air de rayonnement tombé, la température, l'inclinaison, les systèmes d'onduleur et le transformateur sont des facteurs qui affectent la performance du système photovoltaïque.

L'évaluation du rendement de systèmes photovoltaïque comprend le calcul des variables suivantes : **performance de module, performance finale et performance des références du module, perte du système, efficacité respectueuse du photovoltaïque, l'efficacité du système, le rapport de performance et le facteur de capacité fourniront les résultats d'une étude comparative entre la performance réelle des unités photovoltaïques et les valeurs de référence déterminées par le constructeur.**

L'évaluation de la performance des systèmes photovoltaïques est le meilleur moyen de déterminer le potentiel de production d'énergie photovoltaïque dans une zone.

Dans ce contexte est ce que les performances des systèmes photovoltaïques indiquent les valeurs de référence déterminées par le constructeur correspondent aux résultats réels des unités photovoltaïques ?

Pour ce faire, le présent travail de mémoire master en physique énergétique, répond sur le problématique ci-dessus, par le plan de travail suivant :

Le premier chapitre pour but de faire une présentation des cellules et matériaux photovoltaïques. Ainsi le principe de fonctionnement et les différents types des cellules solaires.

*Les différentes représentations électriques d'une cellule solaire et les paramètres intervenant dans le rendement énergétique de cette dernière seront l'intérêt de **deuxième chapitre**.*

*Puis, le **troisième chapitre** montre les équations mathématiques les plus importantes qui vous font connaître les performances des cellules photovoltaïques et le module de dégradation des performances.*

*Le **quatrième chapitre**, se compose de deux partis ; l'un pour but de présenter une aperçu important sur une centrales solaires parmi les plus importantes en Algérie, à savoir la centrale de Oued El kebarit sur souk Ahras , et afin de montre la correspondance entre les valeurs de références déterminées par le constructeurs et les mesures réelles le **deuxième parti** pour but de montre l'évaluation de la performance des systèmes photovoltaïques a base des données mesurées réellement.*

En termine par une conclusion générale

Chapitre I :

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

I.1. Introduction

La production d'électricité par conversion de la lumière à l'aide de cellules photovoltaïques connaît un essor fulgurant à l'aube du 21ème siècle avec un taux de croissance record de plus de 40% en 2000. De nouvelles approches technologiques seront toujours nécessaires afin de réaliser des cellules à faible coût et à haut rendement de conversion énergétique afin de permettre au photovoltaïque de dépasser le seuil de compétitivité par rapport aux autres sources de production d'électricité.

Dans ce chapitre, on va faire une présentation des cellules et matériaux photovoltaïques. On y trouvera le principe de fonctionnement et les différents types des cellules solaires.

I.2.Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

I.2.1. Historique de la conversion photovoltaïque

L'effet photovoltaïque fut observé pour la première fois par Becquerel en 1839. Il se traduit par l'apparition d'une tension électrique entre deux électrodes appliquées sur certains matériaux soumis à un éclairage.

Une cellule photovoltaïque peut être définie comme un dispositif qui génère des charges positives et négatives par absorption d'énergie lumineuse. Ce dispositif autorise le transport en son sein des charges photogénérées jusqu'à une région où existe une barrière de potentiel. Dans cette région, les charges positives et négatives sont séparées par l'action du champ électrique interne. Enfin, le dispositif présente une structure de collecte des charges une fois séparées, pour les conduire à un circuit externe où elles seront utilisées.

La première cellule solaire à base de silicium fut développée dans les laboratoires Bell en 1954. Le rendement était de 6% mais fut rapidement augmenté à 10%.

Durant de longues années, la principale application des cellules solaires resta le domaine spatial. Leur intérêt dans une utilisation terrestre rebondit dans les années 1970, le développement de l'industrie des semi-conducteurs et très nombreuses avancées a favorisé la très large expansion des cellules solaires.[3]

I.2.2.Comment fonctionne une cellule solaire photovoltaïque ?

La cellule PV, aussi appelée cellule solaire, constitue l'élément de base de la conversion photovoltaïque. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur qui transforme en énergie électrique

l'énergie lumineuse fournie par une source d'énergie inépuisable, le soleil. Elle exploite les propriétés des matériaux semi-conducteurs. [4]

Le mot « photovoltaïque » se compose de deux mots : photo, un mot grec pour la lumière, et voltaïque, qui définit la valeur de mesure par laquelle l'activité du champ électrique est exprimée, c'est-à-dire la différence de potentiels.

La lumière a un double caractère selon la physique quantique. La lumière est une particule et c'est une onde. Les particules de lumière sont appelées photons. Les photons sont des particules sans masse, se déplaçant à la vitesse de la lumière. L'énergie du photon dépend de sa longueur d'onde et de la fréquence.

Dans les métaux, des électrons libres peuvent se rencontrer, ou des électrons de valence sont liés à un atome, et pour qu'un électron de valence devienne libre, il doit avoir une énergie supérieure ou égale à l'énergie de liaison. L'électron acquiert l'énergie nécessaire en frappant un photon. Une partie de l'énergie du photon est consommée pour que l'électron soit libéré de l'influence de l'atome auquel il est lié, et l'énergie restante est convertie en énergie cinétique de l'électron libre. [5]

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p.

Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p.

La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un paire électron - trou. 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 le courant électrique circule. [6]

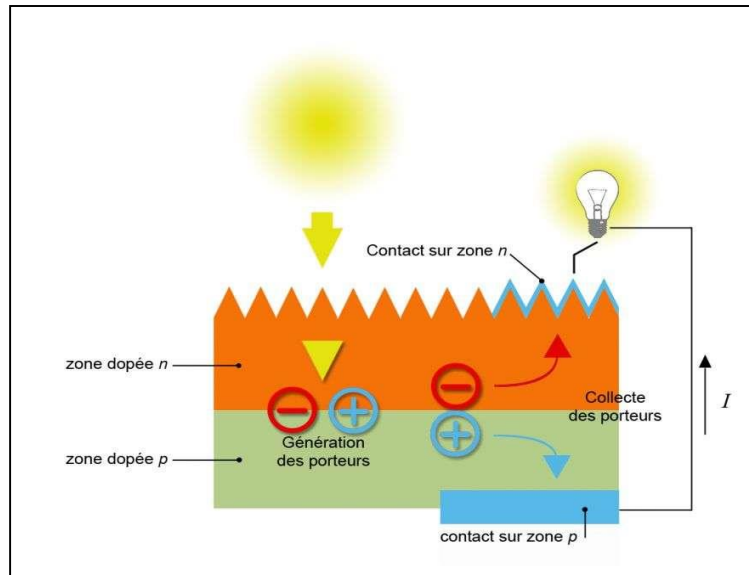


Figure I.1: Structure d'une cellule photovoltaïque.

I.3. Types des cellules solaires

I.3.1. Cellule solaire en silicium amorphe (A-Si)

Le silicium amorphe (a-Si) est la forme non cristalline du silicium. Il s'agit de la technologie à couches minces la plus développée

Les panneaux de silicium amorphe sont formés en déposant en phase vapeur une fine couche de silicium - d'environ 1 micromètre d'épaisseur - sur un matériau de substrat tel que du verre ou du métal. Le silicium amorphe peut également être déposé à des températures très basses, aussi basses que 75 degrés Celsius, ce qui permet également un dépôt sur du plastique. Dans sa forme la plus simple, la structure cellulaire a une seule séquence de couches p-in.

Cependant, les cellules monocouches souffrent d'une dégradation significative de leur puissance de sortie (de l'ordre de 15 à 35 %) lorsqu'elles sont exposées au soleil. Le mécanisme de dégradation est appelé effet Staebler-Wronski, du nom de ses découvreurs.

Le rendement des cellules solaires amorphes reste à environ 7 %. Le faible taux d'efficacité est en partie dû à l'effet Staebler-Wronski, qui se manifeste dans les premières heures où les panneaux sont exposés au soleil, et se traduit par une diminution du rendement énergétique d'un panneau en silicium amorphe de 10 % à environ 7 %. [7]

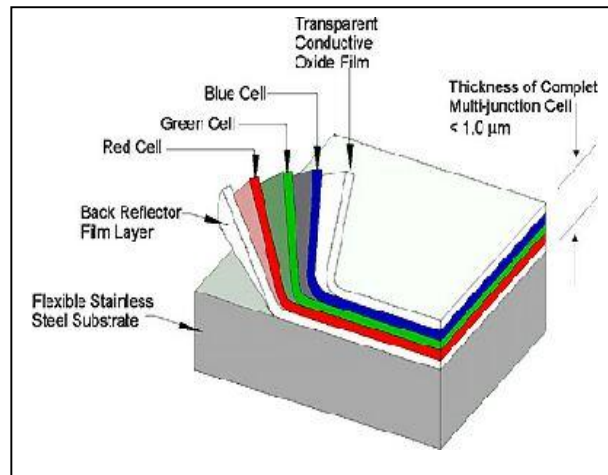


Figure I.2 : Cellule solaire en silicium amorphe.

I.3.2. Cellule solaire biohybride

Une cellule solaire biohybride est une cellule solaire fabriquée à partir d'une combinaison de matière organique (photosystème I) et de matière inorganique. Des cellules solaires biohybrides ont été fabriquées par une équipe de chercheurs de l'Université Vanderbilt. L'équipe a utilisé le photosystème I (un complexe protéique photoactif situé dans la membrane thylakoïde) pour recréer le processus naturel de la photosynthèse afin d'obtenir une plus grande efficacité dans la conversion de l'énergie solaire. Ces cellules solaires biohybrides sont un nouveau type de énergie renouvelable.[8][9] Plusieurs couches de photosystème Je rassemble l'énergie photonique, la convertis en énergie chimique et crée un courant qui traverse la cellule.

I.3.3. Cellule solaire de contact enterrée

La cellule solaire à contact enterré est une technologie de cellule solaire commerciale à haut rendement basée sur un contact métallique plaqué à l'intérieur d'une rainure formée au laser. La technologie de contact enterré surmonte bon nombre des inconvénients associés aux contacts sérigraphiés, ce qui permet aux cellules solaires à contact enterré d'avoir des performances jusqu'à 25 %.[10]

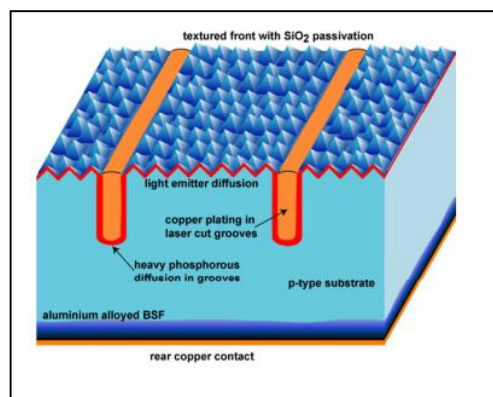


Figure I.3 : Coupe transversale de la cellule solaire de contact enterrée

I.3.4. Cellule solaire au tellure de cadmium (CdTe)

Le photovoltaïque au tellure de cadmium (CdTe) décrit une technologie photovoltaïque (PV) basée sur l'utilisation du tellure de cadmium, une fine couche semi-conductrice conçue pour absorber et convertir la lumière du soleil en électricité.[11] Le PV au tellure de cadmium est la seule technologie à couche mince dont les coûts sont inférieurs à ceux des cellules solaires conventionnelles en silicium cristallin dans les systèmes de plusieurs kilowatts. Sur une base de cycle de vie, CdTe PV a la plus petite empreinte carbone, la plus faible consommation d'eau et le temps de récupération énergétique le plus court de toutes les technologies solaires.[12][13]

La technologie à base de CdTe présente des rendements en dessous du cristallin, de l'ordre de 9 – 17 % (module 13% - record à 18,2%) mais bénéficie d'un faible coût à la production.

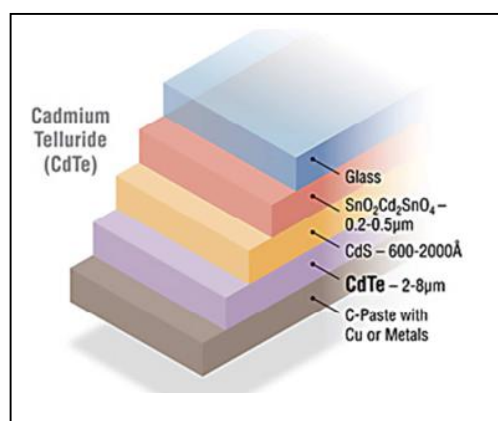


Figure I.4: Graphique montrant les cinq couches qui composent les cellules solaires CdTe

I.3.5. Cellule PV concentrée (CPV et HCVP)

Suivre le soleil. Un système photovoltaïque à concentration (CPV) convertit l'énergie lumineuse en énergie électrique de la même manière que la technologie photovoltaïque conventionnelle, mais utilise un système optique avancé pour concentrer une grande surface de lumière solaire sur chaque cellule pour une efficacité maximale. Il existe différentes conceptions de CPV, parfois différenciées par le facteur de concentration, telles que la faible concentration (LCPV) et la haute concentration (HCPV). Concentrateur photovoltaïque

(CPV) est une technologie photovoltaïque qui génère de l'électricité à partir de la lumière du soleil. Contrairement aux systèmes photovoltaïques conventionnels, il utilise des lentilles et des miroirs incurvés pour concentrer la lumière du soleil sur de petites cellules solaires multi-jonctions

(MJ) très efficaces. De plus, les systèmes CPV utilisent souvent des trackers solaires et parfois un système de refroidissement pour augmenter encore leur efficacité.[14]

I.3.6. Cellules Solaires Cuivre Indium Gallium Sélénure (CI (G) S)

L'un des matériaux les plus intéressants et les plus controversés dans le solaire est le cuivre-indium-gallium-sélénure, ou CIGS en abrégé. Cela faisait partie d'un cycle de hype solaire à couches minces. Une cellule solaire au sélénure de cuivre-indium-gallium (ou cellule CIGS, parfois cellule CI(G)S ou CIS) est une cellule solaire à couche mince utilisée pour convertir la lumière du soleil en énergie électrique. Ils sont fabriqués en déposant une fine couche de cuivre, d'indium, de gallium et de sélénure sur du verre ou du plastique support, ainsi que des électrodes à l'avant et à l'arrière pour collecter le courant. Parce que le matériau a un coefficient d'absorption élevé et absorbe fortement la lumière du soleil, un film beaucoup plus mince est nécessaire que d'autres matériaux semi-conducteurs.[15]

Sa stabilité, son haut rendement par rapport aux autres couches minces (11 – 18 % (max 21,7%)) ainsi que son coût de fabrication relativement peu onéreux permettent à cette technologie de croître rapidement.

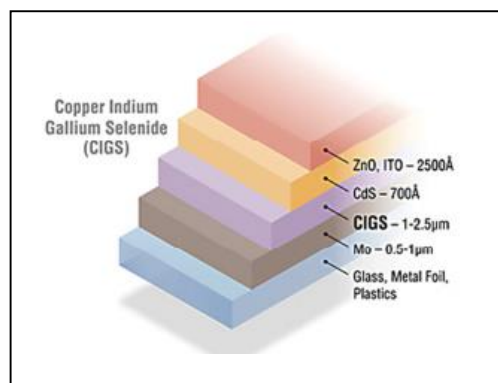


Figure I.5 : Graphique montrant les cinq couches qui composent les cellules solaires CIGS

I.3.7. Cellule solaire à colorant

Les cellules solaires à colorant, également parfois appelées cellules à colorant, sont une cellule photovoltaïque (solaire) de troisième génération qui convertit toute lumière visible en énergie électrique. Cette nouvelle classe de cellules solaires avancées peut être assimilée à des cellules artificielles. La photosynthèse en raison de la manière dont elle imite l'absorption de l'énergie lumineuse par la nature.

Les cellules solaires sensibilisées ont été inventées en 1991 par le professeur Michael Graetzel et le Dr Brian O'Regan à l'École polytechnique fédérale de Lausanne est une cellule solaire à bas coût appartenant au groupe des cellules solaires à couches minces.[16] Il est basé sur un semi-conducteur formé entre une anode photo-sensibilisée et un électrolyte, un système photo-électrochimique.

Le rendement de cette dernière est de 8 – 12 % (modules commerciaux 3 – 5%)

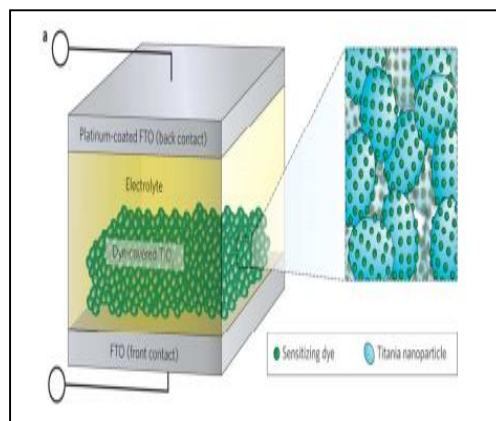


Figure I.6 : Cellule solaire à colorant

I.3.8. Cellule solaire à l'arséniure de gallium et au germanium (GaAs)

L'arséniure de gallium est composé de 2 éléments de base ; gallium et arsenic. Lorsque ces deux éléments individuels se lient, ils forment le composé susmentionné, qui présente de nombreuses caractéristiques intéressantes. L'arséniure de gallium est un semi-conducteur avec une vitesse et une mobilité électroniques saturées supérieures à celles du silicium. Un semi-conducteur est un matériau qui a une conductivité électrique entre un isolant et un conducteur ; il peut varier sa capacité à conduire l'électricité lorsqu'il fait froid par rapport à lorsqu'il fait chaud. Cela le rend très utile dans de nombreuses applications. Une autre qualité nouvelle de l'arséniure de gallium est qu'il a une bande interdite directe. C'est une qualité qui désigne un composé capable d'émettre efficacement de la lumière.[17]

La société américaine Alta Devices, spécialisée dans le PV pour des applications de haut rendement, dévoile un rendement de conversion de 31,6% obtenu en laboratoire pour ses cellules solaires en technologie GaAs à double jonction sans concentration.

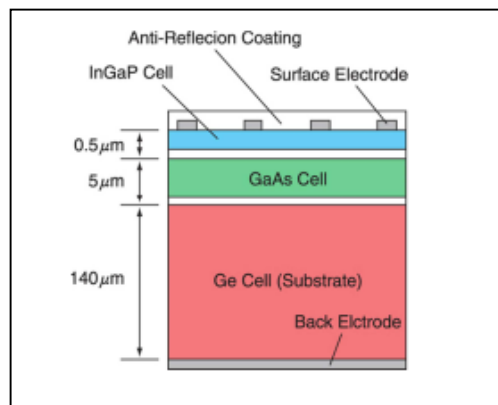


Figure I.7 : Diagramme transversal de InGaP/GaAs/Ge

I.3.9. Cellule solaire hybride

Les cellules solaires hybrides combinent les avantages des semi-conducteurs organiques et inorganiques. Les photovoltaïques hybrides ont des matériaux organiques constitués de polymères conjugués qui absorbent la lumière en tant que donneur et trous de transport.[18] Les matériaux inorganiques dans les cellules hybrides sont utilisés comme accepteur et transporteur d'électrons dans la structure. Les dispositifs photovoltaïques hybrides ont un potentiel non seulement pour un traitement roll-to-roll à faible coût, mais également pour une conversion évolutive de l'énergie solaire. Dans les cellules solaires hybrides, un matériau organique est mélangé à un matériau de transport d'électrons élevé pour former la couche photoactive. Les deux matériaux sont assemblés dans une couche photoactive de type hétérojonction, qui peut avoir une plus grande efficacité de conversion de puissance qu'un seul matériau.[19]

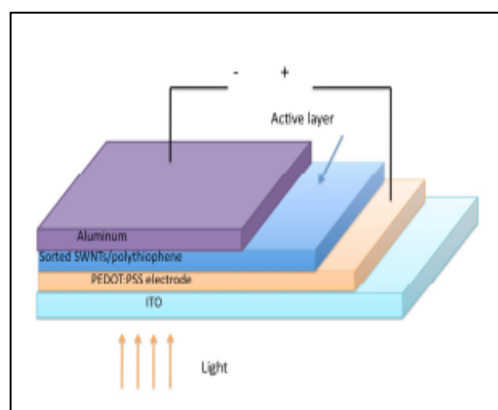


Figure I.8 : Structure des cellules solaires à base de nanotubes de carbone.

I.3.10. Cellule de concentration solaire luminescente (LSC)

Un concentrateur solaire luminescent (LSC) est un dispositif qui utilise une fine feuille de matériau pour piéger le rayonnement solaire sur une grande surface, avant de diriger l'énergie (par

émission lumineuse) vers des cellules montées sur les bords minces de la couche de matériau. La fine feuille de matériau est généralement constituée d'un polymère (tel que le polyméthacrylate de méthyle (PMMA)), dopé avec des espèces lumineuses telles que des colorants organiques, des points quantiques ou des complexes de terres rares.[20]

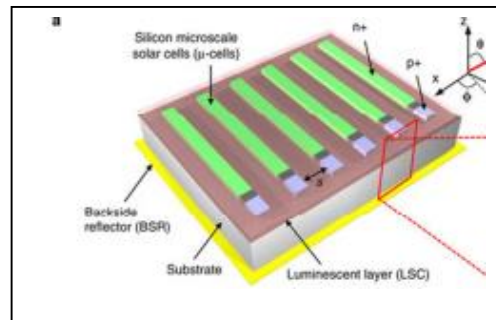


Figure I.9: Cellule de concentration solaire lumineuse.

I.3.11. Cellules micromorphes (Tandem-Cell utilisant a-Si/ μ c-Si)

Les cellules micromorphes sont des cellules solaires à couches minces basées sur une architecture multi jonction composée de deux cellules solaires empilées l'une sur l'autre. Alors que la fine cellule supérieure en silicium amorphe absorbe la lumière bleue, la cellule inférieure en silicium microcristallin plus épaisse absorbe la lumière rouge et proche infrarouge, permettant à cette cellule dite tandem de couvrir une plus large gamme du spectre solaire.

Étant donné que les bandes interdites du silicium amorphe (1,7 eV) et du silicium microcristallin (1,1 eV) sont bien adaptées aux cellules solaires en tandem, la limite de Shockley-Queisser de cette cellule permet des rendements de conversion supérieurs à 30 %. En réalité, cette limite ne peut pas être atteinte et les rendements stables typiques sont d'environ 9 % (record mondial de 11,7 %). C'est bien au-dessus des rendements stables des cellules solaires en silicium à couche mince à jonction unique qui sont d'environ 6%. L'une des raisons du faible coût des cellules solaires à couches minces de silicium est leur très faible épaisseur.[21]

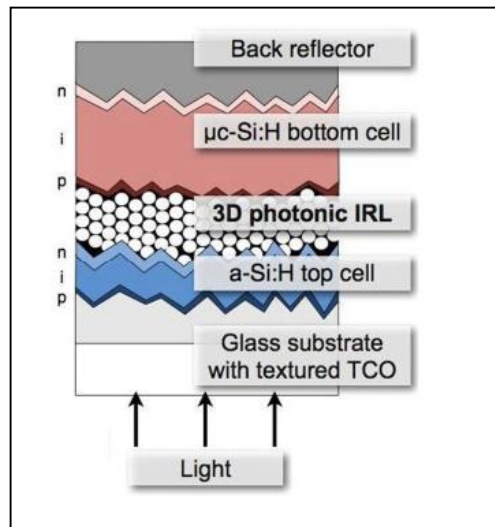


Figure I.10 : Structure schématique d'une cellule tandem de silicium micromorphe

I.3.12. Cellule solaire monocristalline (Mono-Si)

Le silicium monocristallin (ou «silicium monocristallin», «Si monocristallin», «mono c-Si» ou simplement mono-Si) est le matériau de base des puces en silicium utilisées dans pratiquement tous les équipements électroniques actuels. Mono-Si sert également de matériau photovoltaïque absorbant la lumière dans la fabrication de cellules solaires. Il se compose de silicium dans lequel le réseau cristallin de l'ensemble le solide est continu, ininterrompu sur ses bords et exempt de joints de grains. Le mono-Si peut être préparé intrinsèque, composé uniquement de silicium extrêmement pur, ou dopé, contenant de très petites quantités d'autres éléments ajoutés pour modifier ses propriétés semi-conductrices.[22]

Ce sont celles qui ont le meilleur rendement (12- 16% ; jusqu'à 23% en laboratoire), mais aussi celle qui ont le coup le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée.

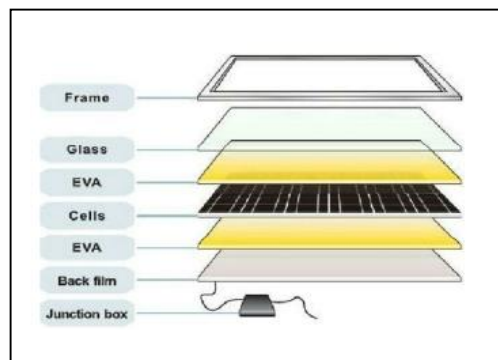


Figure I.11 : Structure monocristalline de cellules solaires.

I.3.13. Cellule solaire multi jonction (MJ)

Les cellules solaires à jonctions multiples (MJ) sont des cellules solaires à plusieurs jonctions p-n constituées de différents matériaux semi-conducteurs. La jonction p-n de chaque matériau produira un courant électrique en réponse à différentes longueurs d'onde de lumière. L'utilisation de plusieurs matériaux semi-conducteurs permet l'absorbance d'une plus large gamme de longueurs d'onde, améliorant l'efficacité de conversion de la lumière du soleil de la cellule en énergie électrique. Les cellules à simple jonction traditionnelles ont un rendement théorique maximum de 34 %.

Théoriquement, un nombre infini de jonctions aurait une efficacité limite de 86,8 % sous une lumière solaire très concentrée.[23]

Actuellement, les meilleurs exemples de laboratoire de cellules solaires traditionnelles en silicium cristallin ont des rendements compris entre 20 % et 25 %,[24] tandis que des exemples de laboratoire de cellules à jonctions multiples ont démontré des performances supérieures à 43 %. Des exemples commerciaux de cellules tandem à deux couches sont largement disponibles à 30 % sous un éclairage solaire unique et s'améliorent à environ 40 % sous une lumière solaire concentrée.

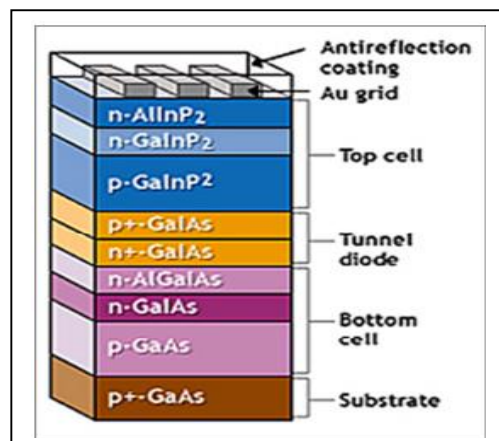


Figure I.12 : Cellule multi jonction.

I.3.14. Cellule solaire nanocristalline

Les cellules solaires à nanocristaux sont des cellules solaires basées sur un substrat avec un revêtement de nanocristaux. Les nanocristaux sont typiquement à base de silicium, CdTe ou CIGS et les substrats sont généralement en silicium ou divers conducteurs organiques. Les cellules solaires à points quantiques sont une variante de cette approche, mais tirent parti des effets de la mécanique quantique pour extraire davantage de performances. Les cellules solaires à colorant sont une autre approche connexe, mais dans ce cas, la nano-structuration fait partie du substrat. Les méthodes de fabrication précédentes reposaient sur des processus d'épitaxie par faisceau moléculaire coûteux, mais la synthèse colloïdale permet une fabrication moins chère. Un film mince de nanocristaux est obtenu par un procédé dit de « spin-coating ». Cela implique de placer une quantité de la solution de points quantiques sur un substrat plat, qui est ensuite mis en rotation très rapidement. La solution s'étale uniformément et le substrat est centrifugé jusqu'à l'épaisseur est atteinte.[25]

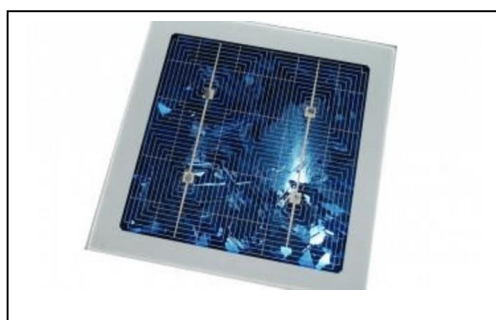


Figure I.13 : Cellule solaire nanocristalline

I.3.15. Cellule solaire pérovskite

Le nom « cellule solaire pérovskite » est dérivé de la structure cristalline ABX_3 des matériaux absorbants, qui est appelée structure pérovskite. L'absorbeur pérovskite le plus couramment étudié est le trihalide plomb méthyl ammonium, avec une bande interdite entre 2,3 eV et 1,6 eV selon la teneur en halogénure.[26][27]

Les cellules solaires à pérovskite ne sont apparues qu'en 2012, mais ont déjà enregistré des conversions de plus de 19 % d'efficacité. Ce rythme de développement fulgurant est sans précédent dans la recherche solaire.

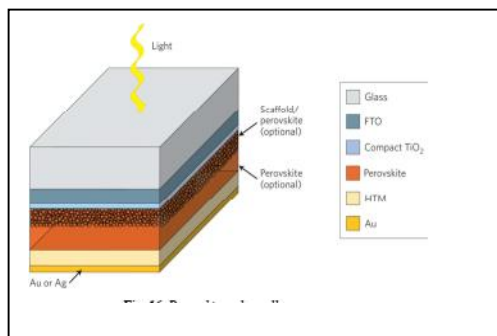


Figure I.14: Structure des cellules solaires pérovskite.

I.3.16. Cellule photo électrochimique (PEC)

Les cellules photoélectrochimiques (PEC) offrent une méthode prometteuse de production d'hydrogène entraînée directement par l'énergie solaire, les cellules PEC utilisent l'énergie lumineuse (photons) pour effectuer une réaction chimique, dans ce cas la division de l'eau en hydrogène (H₂) et oxygène (O₂) des gaz. Ils sont constitués d'une anode et d'une cathode immergées dans un électrolyte et connectées dans un circuit externe. Typiquement, l'anode ou la cathode est constituée d'un semi-conducteur qui absorbe la lumière du soleil, et l'autre électrode est typiquement un métal. Les photons avec des énergies supérieures à la bande interdite du semi-conducteur peuvent être absorbés par le semi-conducteur, créant des paires électron-trou qui sont séparées par le champ électrique dans la région de charge d'espace entre le semi-conducteur et l'électrolyte. Le champ électrique reflète la courbure de bande des bords de la bande de conduction et de valence à la surface du semi-conducteur et est nécessaire pour fournir les porteurs libres à l'électrode appropriée. [21]

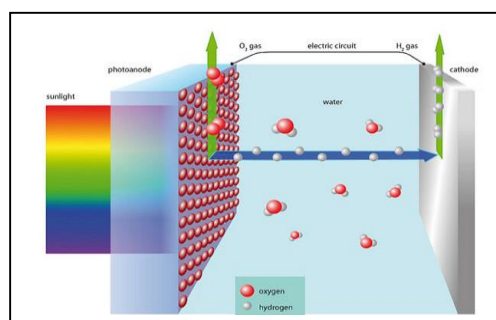


Figure I.15: Cellule photo électrochimique (PEC)

I.3.17. Cellule solaire en polymère

Le matériau utilisé pour absorber la lumière solaire dans les cellules solaires organiques est un matériau organique tel qu'un polymère conjugué. Cependant, le principe de base de la cellule solaire polymère et d'autres formes de cellules solaires est le même, à savoir la transformation de

l'énergie sous forme de rayonnement électromagnétique (lumière) en énergie électrique (un courant et une tension), c'est-à-dire un phénomène physique appelé effet photovoltaïque.

Le fait que les polymères puissent se comporter comme des semi-conducteurs est une découverte pour laquelle Alan J. Heeger, Alan MacDiarmid et Hideki Shirakawa ont reçu le prix Nobel de chimie en 2000. Cette découverte de polymères conjugués capables de transférer des électrons lors du dopage à l'iode en a fait possible de préparer des cellules solaires à partir de polymères et ainsi un nouveau domaine de recherche est né. Les cellules solaires polymères ont longtemps été à la traîne par rapport aux cellules solaires traditionnelles en termes de performances et de stabilité. Cependant, ils ont toujours eu un avantage potentiel; c'est leur capacité à être produits à partir d'une solution. Cela signifie qu'ils peuvent être imprimés ou enduits, au lieu d'utiliser un dépôt sous vide coûteux comme pour les cellules solaires au silicium de première génération. Aujourd'hui, Rendement de 10% ont été démontrées pour les cellules solaires polymères.[28]

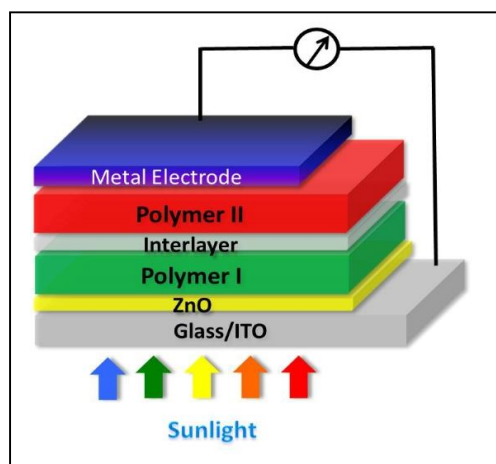


Figure I.16: Cellule solaire en polymère.

I.3.18. Cellule solaire polycristalline (Multi-Si)

Le silicium polycristallin, également appelé polysilicium ou poly-Si, est une forme de silicium polycristallin de haute pureté, utilisée comme matière première par l'industrie solaire photovoltaïque et électronique. Le polysilicium est produit à partir de silicium de qualité métallurgique par un procédé de purification chimique, appelé procédé Siemens. Ce processus implique la distillation de composés volatils de silicium et leur décomposition en silicium à hautes températures.[29]

Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en laboratoire.

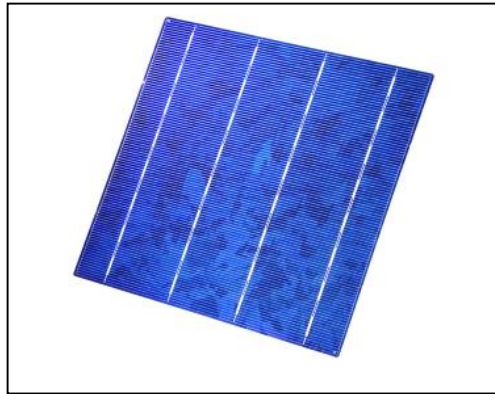


Figure I.17: Cellule solaire polycristalline (P-Si)

I.3.19. Cellule solaire à points quantiques

Une cellule solaire à points quantiques est une conception de cellule solaire qui utilise des points quantiques comme matériau photovoltaïque absorbant. Il tente de remplacer les matériaux massifs tels que le silicium, le séléniure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS) ou le CdTe. Les points quantiques ont des bandes interdites qui sont réglables sur une large gamme de niveaux d'énergie en modifiant la taille des points. Dans les matériaux en vrac, la bande interdite est fixée par le choix du ou des matériaux. Cette propriété rend les points quantiques attrayants pour les cellules solaires multi-jonctions, où une variété de matériaux sont utilisés pour améliorer l'efficacité en récoltant plusieurs portions du spectre solaire[30]

Cette approche produit une efficacité de 7,0 %. En 2014, l'utilisation de l'iodure comme ligand qui ne se lie pas à l'oxygène a été introduite. Cela maintient des couches stables de type n et p, augmentant l'efficacité d'absorption, ce qui a produit une efficacité de conversion de puissance jusqu'à 8 %.[31] Cellule solaire à semi-conducteurs

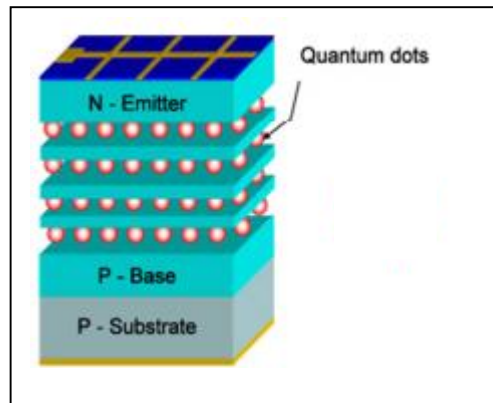


Figure I.18 : Cellule solaire à points quantiques

I.3.20. Cellule solaire à couche mince

Une cellule solaire à couche mince, également appelée cellule photovoltaïque à couche mince, est une cellule solaire de deuxième génération qui est fabriquée en déposant une ou plusieurs couches minces, ou film mince de matériau photovoltaïque sur un substrat, comme le verre, le plastique ou le métal. Les cellules solaires à couches minces sont utilisées commercialement dans plusieurs technologies, notamment le tellure de cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre-indium-gallium (CIGS) et le silicium amorphe et autres couches minces (a-Si, TF-Si).

L'épaisseur du film varie de quelques nanomètres (nm) à des dizaines de micromètres (μm), beaucoup plus mince que la technologie concurrente à couche mince, la cellule solaire conventionnelle en silicium cristallin de première génération (c-Si), qui utilise des tranches de silicium jusqu'à 200 μm . Cela permet aux cellules à couches minces d'être flexibles, d'être plus légères et d'avoir moins de traînée.

Les couches minces ont toujours été moins chères mais moins efficaces que la technologie c-Si conventionnelle. Cependant, ils se sont considérablement améliorés au fil des ans et l'efficacité des cellules de laboratoire pour le CdTe et le CIGS dépasse désormais 21 %, surpassant le silicium multicristallin, le matériau dominant actuellement utilisé dans la plupart des systèmes solaires photovoltaïques. Malgré ces améliorations, le marché -la part des couches minces n'a jamais atteint plus de 20 % au cours des deux dernières décennies et a diminué ces dernières années pour atteindre environ 9 % du monde production photovoltaïque en 2013.[32]

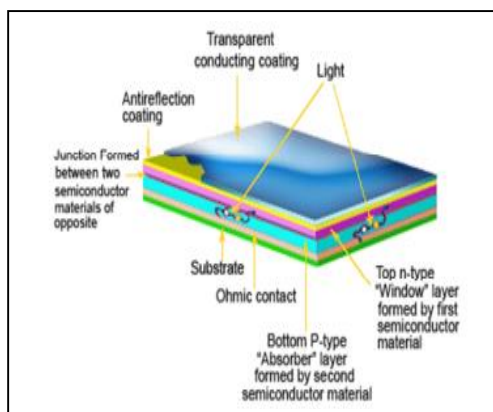


Figure I.19: Structure des cellules solaires à couche mince

I.3.21. Cellules solaires en silicium noir

Les cellules solaires en silicium noir sont similaires aux cellules solaires en silicium cristallin. Vraiment similaire. La différence est que les cellules solaires en silicium noir sont traitées de manière à ce qu'elles apparaissent noires à la surface. Pourquoi est-ce un gros problème ? La couleur noire a tendance à absorber plus de lumière solaire, ce qui se traduit par un après-midi d'été inconfortable pour vous, mais plus d'énergie collectée pour une cellule solaire. C'est une option attrayante pour les zones qui ne reçoivent pas autant de soleil mais qui veulent quand même faire bon usage de la lumière qu'elles reçoivent. Jusqu'à présent, le fait de noircir les cellules de silicium avait tendance à réduire leur efficacité à transformer la lumière du soleil en électricité. Le silicium noir peut être fabriqué simplement en ajoutant un réseau dense d'aiguilles à l'échelle nanométrique au-dessus d'un morceau de silicium standard. Modifier le matériau de cette manière le rend beaucoup moins réfléchissant, permettant aux cellules solaires qui l'utilisent de piéger la lumière même lorsqu'elle provient d'angles très faibles. Cela pourrait être un bon moyen d'augmenter le rendement des cellules solaires tout au long de la journée, en particulier dans les pays à plus haut latitude. En plus de cela, les cellules en silicium noir pourraient également être moins chères, car elles n'ont pas besoin des revêtements antireflet utilisés par de nombreux autres types de cellules solaires.

Nous atteignons une efficacité de 4,5 % sans appliquer de couches de passivation. L'efficacité record précédemment rapportée réalisée par l'Université de Harvard était de 2,2 % pour une cellule solaire en silicium noir traitée au laser.

Maintenant, une équipe de chercheurs dirigée par le professeur adjoint Hele Savin a réussi à augmenter l'efficacité record des cellules en silicium noir de près de 4 points de pourcentage. [23]



Figure I.20 : Cellules solaires en silicium noir.

I.4. Conclusion

En résumé, technologiquement, un capteur PV est proche d'une diode PN de par sa constitution, les matériaux utilisés, et les phénomènes physiques identiques mis en œuvre. Le comportement d'une cellule PV peut donc se modéliser comme celui d'une mauvaise jonction PN autant en statique qu'en dynamique lorsque cette dernière n'est pas éclairée.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les enjeux et les développements actuels du photovoltaïque. Nous avons ensuite présenté le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque. Nous avons vu les différents types des cellules solaires.

Chapitre II :
Caractéristiques des
cellules photovoltaïques

II.1. Introduction :

L'énergie solaire photovoltaïque (PV), qui est la conversion directe de la lumière en électricité grâce à des cellules solaires, représente une alternative intéressante et bien adaptée à des besoins limités. Malgré sa facilité de mise en œuvre, son faible impact environnemental et le peu d'entretien qu'il nécessite, un système photovoltaïque n'est plus concurrentiel lorsque la demande augmente. Ainsi, une étude assez rigoureuse est nécessaire pour faire le meilleur choix le plus performant avec moindre coût possible.

La performance d'un système PV dépend fortement des conditions météorologiques, telle que le rayonnement solaire, la température, la vitesse du vent et l'éclairement. Pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système PV doit être correctement dimensionné. Cependant les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent que de dimensionner approximativement le système.

La modélisation mathématique des cellules solaires est indispensable pour toute opération d'optimisation du rendement ou de diagnostic du générateur photovoltaïque. Le module photovoltaïque est représenté généralement par un circuit équivalent dont les paramètres sont calculés expérimentalement en utilisant la caractéristique courant-tension. Ces paramètres ne sont pas généralement des quantités mesurables ou incluses dans les données de la fabrication.

En conséquence, ils doivent être déterminés à partir des systèmes des équations V-I à divers points de fonctionnement donnés par le constructeur ou issues de la mesure directe sur le module.

La modélisation de ces dernières s'impose comme une étape cruciale et a conduit à une diversification dans les modèles proposés par les différents chercheurs. Leurs différences se situent principalement dans le nombre de diodes, la résistance shunt finie ou infinie, le facteur d'idéalité constant ou non, ainsi que les méthodes numériques utilisées pour la détermination des différents paramètres inconnus.

II.2. Caractérisation électrique des cellules photovoltaïques :

Les performances de la cellule solaire sont représentées à travers la caractéristique courant-tension $I(V)$. Cette dernière apporte une lecture claire des paramètres caractérisant la cellule solaire comme le rendement de la cellule, les différents types des résistances parasites et le facteur de forme. Le courant est mesuré en fonction de la tension appliquée sous obscurité et sous ensoleillement, la lumière permet de décaler la courbe $I-V$ vers le bas dans le quatrième quadrant, car le courant photoélectrique provoque la production de l'énergie[33].

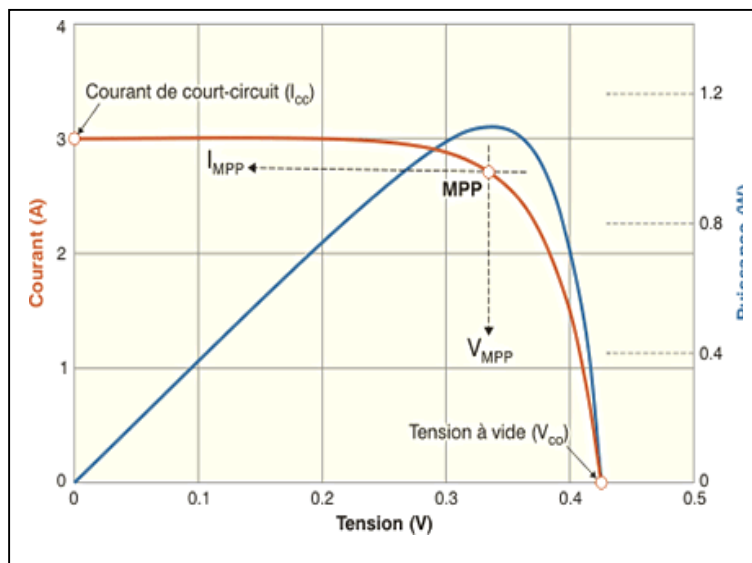


Figure II.1 : Caractéristique $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque.

II.2.1. Courant de court-circuit I_{cc} :

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule ($V=0$). Ce courant croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule, il dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température [34].

On peut écrire

$$I_{cc}(V = 0) = I_{ph} \quad (II.1)$$

II.2.2. Tension à circuit ouvert (V_{co}) :

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie, et décroît avec la température. Elle varie peu avec l'intensité lumineuse.

La tension V_{oc} est donnée par la relation :

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_o} + 1 \right) \quad (II.2)$$

II.2.3. Puissance maximale d'une cellule PV :

La puissance maximale d'une cellule photovoltaïque éclairée est la grandeur essentielle pour évaluer sa performance; elle est donnée par la relation :

$$P_m = I_m \cdot V_m \quad (II.3)$$

Elle traduit sur la caractéristique I-V le point du fonctionnement P_m (V_m , I_m) qui est situé au coude de la caractéristique I-V et dit point de puissance maximale où les valeurs de tension V_m et du courant I_m appelées également tension et courant maximums respectivement [35].

II.2.4. Facteur de forme (FF) :

Le FF est défini comme la puissance maximale de la cellule solaire réelle à la puissance maximale de la cellule solaire idéale. Au fil du temps, la courbe PV se dégrade. Il est essentiel de vérifier périodiquement la qualité de la cellule. La qualité de la cellule est déterminée par le facteur de remplissage. Pour un bon panneau FF est entre 0,7 et 0,8 alors que pour un mauvais panneau, il peut être de 0,4.[36]

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} I_{cc}} \quad (II.4)$$

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{co} I_{cc}} \quad (II.5)$$

II.2.5. Le rendement (η):

Le rendement est définie comme le rapport entre la production d'énergie de la cellule solaire et l'énergie d'entrée du soleil.

Le rendement est le paramètre le plus couramment utilisé pour comparer les performances d'une cellule solaire à une autre. Le rendement dépend du spectre solaire, de l'intensité de la lumière solaire et de la température de la cellule solaire [37].

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF V_{co} I_{cc}}{P_{in}} \quad (II.6)$$

Avec :

P_{in} : Puissance incidente.

$$P_{in} = E S \quad (II.7)$$

E : L'éclairement.

S : La surface du capteur

II.3. Modélisation des cellules photovoltaïque :

De nombreux modèles mathématiques, ont été développés pour représenter le comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de la réalisation des cellules PV.

On rencontre dans la littérature plusieurs modèles représentatifs pour la cellule PV qui diffèrent entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant final du générateur photovoltaïque.

II.3.1. Modèle De Base

Le principe de l'effet photovoltaïque n'est autre que celui d'une diode, ainsi lorsque l'on éclaire la jonction PN, la cellule étant chargée par une résistance, on observe l'apparition d'un courant '' I '' traversant une charge R_{ch} , et une tension '' V '' au borne de cette charge [38].

II.3.2. Modèle Ideal

Dans le cas idéal, la cellule d'une jonction PN soumise à l'éclairement photovoltaïque connectée à une charge peut être schématisée par un générateur de courant I_{ph} en parallèle avec une diode délivrant un courant selon la figure (1.1), qui représente le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale [39].

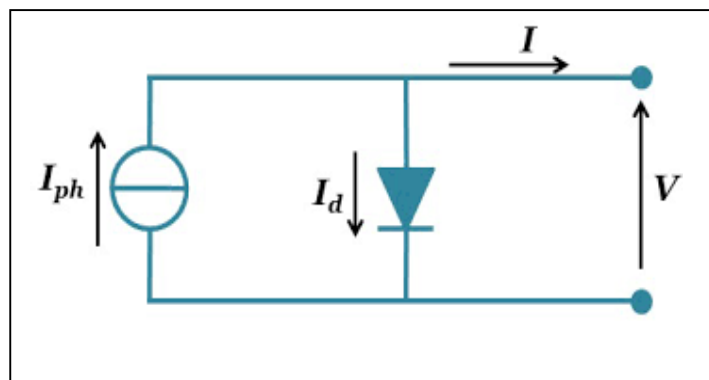


Figure II.2 : Circuit équivalent d'une cellule PV –Modèle idéal

La loi de Kirchhoff nous permet d'écrire la relation suivante:

$$I = I_{ph} - I_D \quad (II.8)$$

Ou:

- I est le courant fourni par la cellule,
- I_{ph} est le photo-courant, proportionnel à l'éclairement ψ , il correspond également au courant de court circuit I_{cc} défini comme suit:

$$I_{ph} = I_{cc} \left(\frac{\psi}{1000} \right) \quad (II.9)$$

I_D représente le courant de polarisation d'une diode, il est donné par:

$$I_D = I_0 \left(e^{\left(\frac{V_d}{V_T} \right)} - 1 \right) \quad (II.10)$$

Avec:

- I_0 : Courant de saturation inverse de la diode
- V_T : potentiel thermodynamique défini par :

$$V_T = \frac{NKT}{Q} \quad (II.11)$$

- N : Facteur d'idéalité de la photopile ;
- K : Constant de Boltzmann ($1,38.10^{-23}J/K$) ;
- q : Charge de l'électron ($1,6.10^{-19} C$).

Donc la relation devient :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\left(\frac{V_d}{V_T} \right)} - 1 \right) \quad (II.12)$$

II.3.3.Modèle à deux diodes :

Ce modèle est composé essentiellement de deux diodes, elles symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau. Le schéma électrique équivalent de ce circuit est la suivante [40].

II.3.3.1. Modèle à sept paramètres (2M7P)

Il est connu aussi par le nom 2M7P (Lumped, 2 Mechanism model with 7 Parameters) Le fonctionnement d'une cellule solaire peut être modélisé en considérant le schéma électrique équivalent ci-dessous figure (1.2). Il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé

par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} , les facteurs de diode n_1 et n_2 , une source de courant produisant un photo-courant I_{ph} , qui dépend de l'éclairement solaire [41].

La résistance série R_s rend compte de la résistivité du matériau, de celle des électrodes et du contact semi-conducteur-Métal. Sa valeur est déterminée par l'inverse de la pente de la caractéristique $I(V)$ pour une tension V égale à V_{co} . Ce terme doit idéalement être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. Ceci peut être réalisé en optimisant le contact métal/semi-conducteur, et en diminuant la résistivité du matériau utilisé [42].

Le modèle à deux-diodes est représenté par une équation implicite du courant qui ne peut être résolue qu'à l'aide de méthodes itératives.

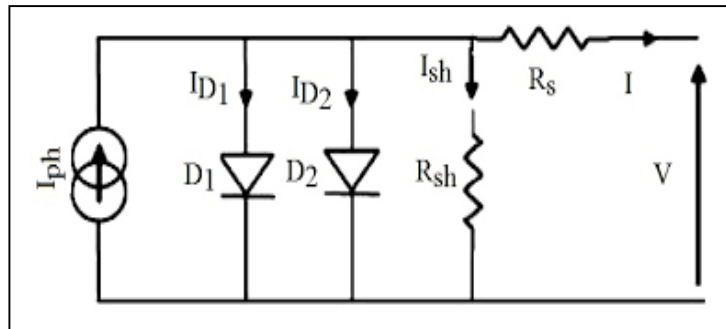


Figure II.3 : Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff [43]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (II.13)$$

Avec :

I_{ph} : courant photonique

I_{d1} : courant de diode 1

I_{d2} : courant de diode 2

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation [43]:

$$I_{d1} = I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_d}{V_t \cdot n_1}\right) - 1 \right) \quad (II.14)$$

$$I_{d2} = I_{s2} \left(\exp \left(\frac{V_d}{V_t \cdot n_2} \right) - 1 \right) \quad (II.15)$$

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \quad (II.16)$$

Avec:

$V_t = \frac{KT_C}{q}$: représentant le potentiel thermodynamique.

T_C : est la température absolue.

q : la constante de charge d'électron: $1.602 \cdot 10^{-19} C$

K : La constante de Boltzmann: $1.38 \cdot 10^{-23} J / K$

I_{sh} : est le courant de la résistance de shunt.

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante [43;44].

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{V_t \cdot n_1} \right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{V_t \cdot n_2} \right) - 1 \right) \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \right) \quad (II.17)$$

Le courant photonique lié à l'éclairement, à la température et au courant photonique mesuré aux conditions de référence est donné par [43;45]:

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \left(I_{ph(ref)} - \mu_{cc} (T_c - T_{c(ref)}) \right) \quad (II.18)$$

Avec :

$I_{ph(ref)}$: le courant photonique sous condition de référence [A].

μ_{cc} : Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température [A/K].

G ; G_{ref} : l'éclairement réels et à la condition de référence [W/m²].

T_c ; $T_{c(ref)}$: la température de cellule, réelle et à la condition de référence.

Les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} sont donnés par les relations suivantes [43,46]:

$$I_{s1} = C_s T_c^3 \exp \left(\frac{-E_{gap} \cdot q}{n_1 T \cdot K} \right) \quad (II.19)$$

$$I_{s2} = C_{s2} T_c^{3/2} \exp\left(\frac{-E_{gap} q}{n_2 T . K}\right) \quad (II.20)$$

Les constantes C_{s1} et C_{s2} sont généralement comprises respectivement entre 150 -180

$A.K^3$ et $1.3 - 1.7 \times 10^{-2} A.K^{-5/2}$ pour une cellule de 100 cm².

Une valeur du facteur d'idéalité n différent de l'unité est associée à un mécanisme de recombinaison prédominant et elle dépend de la nature et de la position des niveaux pièges.

- $n=1$: la zone de charge d'espace est dépeuplée (cas idéal).
- $1 < n < 2$: le niveau piège est peu profond dans la zone de charge d'espace et ne dépend de la polarisation [47].
- $n=2$: les centres de recombinaison sont distribués uniformément dans la zone de charge d'espace et sur un seul niveau au milieu de la bande interdite.
- $2 < n < 4$: les centres de recombinaison sont distribués de façon non uniforme avec une densité réduite au centre de la zone de charge d'espace par rapport à la surface. Egap : Energie de gap (Silicium cristallin = 1,12 eV, Silicium amorphe = 1,7 eV, CIS = 1,03 eV, CdTe = 1,5 eV).

II.3.3.2. Modèle à six paramètres (2M6P)

Si la résistance shunt est considérée infinie ($R_{sh}=\infty$), le nombre de paramètres à déterminer devient 6 et le nom du modèle dans ce cas est 2M6P (Lumped, 2 Mechanism model with 6 Parameters) [48-49]. Cette simplification est justifiée par le fait que la résistance shunt est d'habitude beaucoup plus grande que les autres résistances donc le courant qui la traverse est négligeable. Il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{s1} (équation (1.19)) et I_{s2} (équation (1.20)), les facteurs de diode n_1 et n_2 , une source de courant produisant un photo-courant I_{ph} (équation (1.18)) qui dépend de l'éclairement solaire et de la résistance série R_s .

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique, figure (I.4).

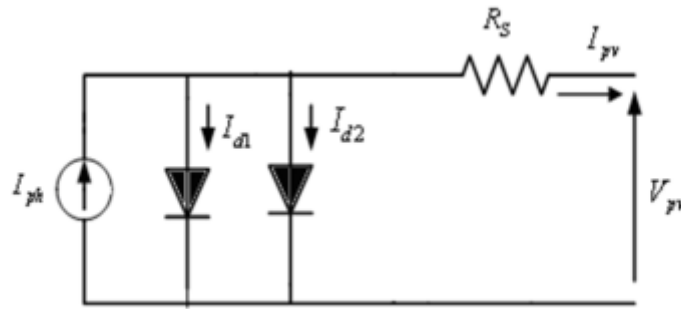


Figure II.4: Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M6P.

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff [49]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} \quad (II.21)$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{V_t \cdot n_1}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{V_t \cdot n_2}\right) - 1 \right) \quad (II.22)$$

II.3.3.3. Modèle à cinq paramètres (2M5P)

Le circuit équivalent de ce modèle est obtenu en utilisant une simplification au circuit du modèle à six paramètres représenté sur la figure (1.4) et le nom du modèle dans ce cas est 2M5P (Lumped, 2 Mechanism model with 5 Parameters) [48-49]. Cette simplification se traduit par supposer que la résistance shunt est infinie, et la résistance série est nulle.

Le circuit équivalent sera représenté comme suit, figure (I.5).

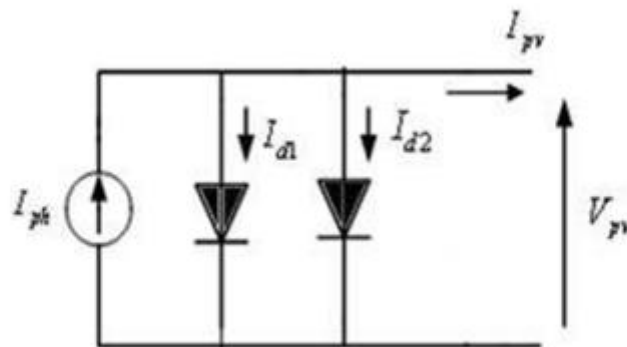


Figure II.5 : Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M5P

Il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{s1} (équation (1.19)) et I_{s2} (équation (1.20)), les

facteurs de diode n_1 et n_2 , une source de courant produisant un photocourant I_{ph} (équation (1.18)) qui dépend de l'éclairement solaire et de la température

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} \quad (II.23)$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante [49]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_{pv}}{V_t \cdot n_1}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_{pv}}{V_t \cdot n_2}\right) - 1 \right) \quad (II.24)$$

II.3.4. Modèle à une diode

Le fonctionnement d'un module photovoltaïque est décrit par le modèle « standard » à une diode établi par Shocky pour une seule cellule PV. Il est généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série ou en parallèle [50].

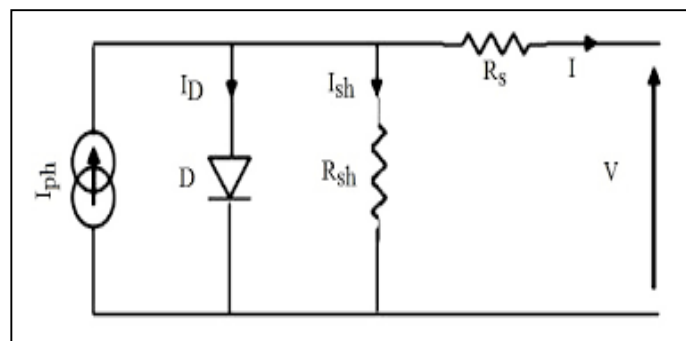


Figure II.6 : Schéma équivalent du modèle à une diode.

II.3.4.1. Modèle à trois paramètres (L3P)

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} (équation (1.18)) proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode qui correspond à l'aire de transition P-N de la cellule PV. Il est connu aussi sous le nom L3P (Lumped, 1 Mechanism model with 3 Parameters) [49-50]. Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode.

Le schéma électrique équivalent de la cellule PV pour ce modèle est représenté par la figure (1.6)

:

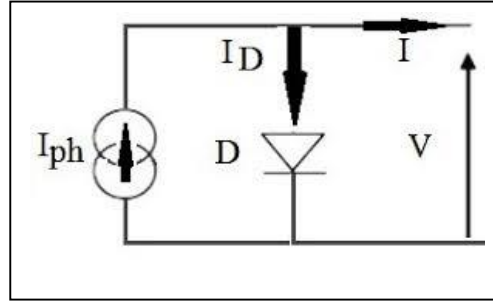


Figure II.7 : Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L3P.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (II.25)$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation [49] :

$$I_d = I_s \left(\exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (II.26)$$

Le courant débité équivaut à :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V_{pv}}{V_t \cdot n}\right) - 1 \right) \quad (II.27)$$

Le courant de saturation de la diode est supposé variable avec la température selon l'expression [51 ;52]:

$$I_s = I_{s-ref} \cdot \left(\frac{T_c}{T_{c-ref}} \right) \exp\left(\left(\frac{q \cdot E_{gap}}{n \cdot K} \right) \cdot \left(\frac{1}{T_{c-ref}} \right) - \left(\frac{1}{T_c} \right) \right) \quad (II.28)$$

II.3.4.2. Modèle à quatre paramètres (L4P)

Le modèle à quatre paramètres est un modèle largement utilisé; il a été étudié par Townsend [49]. Ce modèle traite la cellule photovoltaïque comme une source de courant, dépendante de l'éclairement, connectée en parallèle avec une diode et en série avec une résistance série

. Les quatre paramètres apparaissant dans l'équation de la caractéristique I(V) sont le courants photonique I_{ph} (équation (1.18)), la résistance série -, et deux caractéristiques de la diode (équation (1.23)), et n . Ces paramètres ne sont pas des quantités mesurables et ne sont pas généralement inclus dans les données des fabricants. Par conséquent, ils doivent être déterminés à partir des

systèmes des équations I (V) pour différents points de fonctionnement (donnés par les fabricants) [53].

Le schéma électrique équivalent de la cellule PV pour ce modèle est représenté sur la figure (I.6)

:

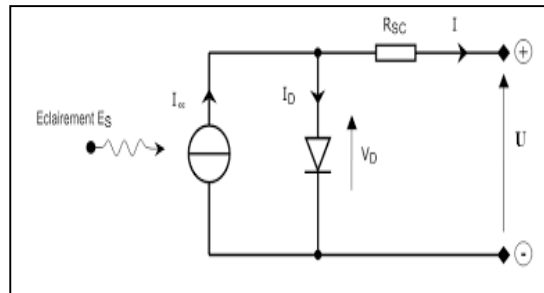


Figure II.8 : Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L4P

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{V_t \cdot n} \right) - 1 \right) \quad (II.29)$$

II.3.4.3. Modèle à cinq paramètres (L5P)

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique de la figure (1.7) qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance shunt, une résistance série. Le modèle fait donc intervenir les cinq paramètres inconnus suivants: n, I_{ph} (équation (1.18)), R_s, R_{sh} et I_s (équation (1.23)). Il est connu sous le nom L5P (Lumped, 1 Mechanism, Parameters) [49 ;54].

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (II.30)$$

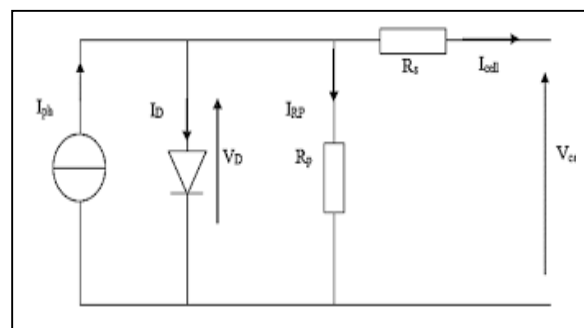


Figure I.9 : Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L5P

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante [54]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{V_t \cdot n} \right) - 1 \right) - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \right) \quad (II.31)$$

II.4. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons établie un état d'art sur les différentes représentations électriques d'une cellule solaire ainsi que les paramètres intervenant dans le rendement de cette dernière.

Les modèles de représentation électriques d'une cellule solaire les plus convaincant sont le Modèle 1-D et le Modèle 2-D , reste à confirmer lequel de ces deux modèles est le plus précis.

Chapitre III :
Analyse des performances des cellules
photovoltaïques

III.1 Introduction :

Les installations photovoltaïques sont développées avec succès à partir des petits sites autonomes à des grandes installations raccordées au réseau.

Plusieurs facteurs ont conduit à l'évolution de l'utilisation intensive des systèmes photovoltaïques. Les facteurs les plus importants sont l'augmentation globale de la demande d'énergie.

Comme nous le savons, il y a beaucoup de technologies photovoltaïques sur le marché à l'heure actuelle. Les paramètres caractéristiques des unités photovoltaïques, généralement donnés par le constructeur, ne sont pas les mêmes en exploitation réelle. L'évaluation de ces paramètres en conditions réelles de travail est nécessaire d'identifier les performances réelles des modules photovoltaïques.

III.2. Générateurs photovoltaïques

Les modèles de cellules photovoltaïques ont longtemps été une source pour la description des comportements des cellules photovoltaïques. Le modèle le plus couramment utilisé pour prédire la production d'énergie dans la modélisation des cellules photovoltaïques est le modèle de circuit à diode unique [55.56].

Ce modèle comprend une source de courant I_{ph} , qui dépend du rayonnement solaire et de la température de la cellule, une diode dont le courant de saturation inverse I_0 dépend principalement de la température de fonctionnement, une résistance série R_s et une résistance shunt R_{sh} [57].

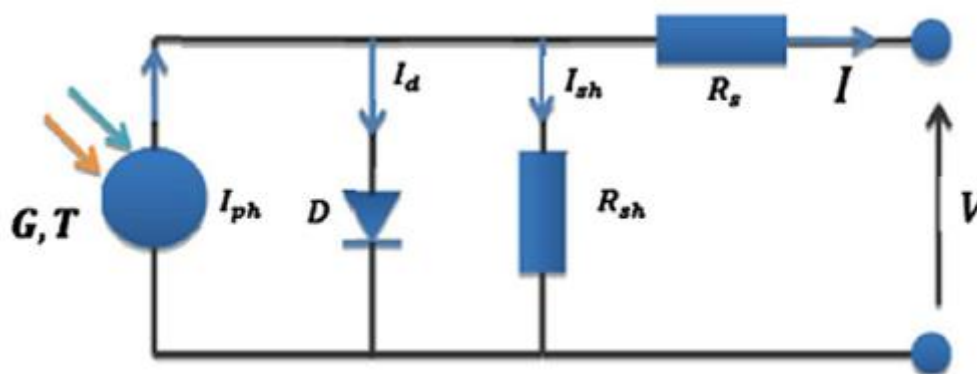


Figure III.1. Schéma électrique équivalent d'un module PV

Le courant de sortie de la cellule solaire, I , peut être écrit calculé par la formule :

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

Où

I_{ph} : Courant photo-généré,

I_d : Courant de diode

I_{sh} : Courant aux bornes de R_{sh} .

Le courant I_{ph} peut être calculé en utilisant la formule suivante :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{ph,ref} + \mu_{Icc} (T - T_{ref})) \quad (III .2)$$

G : Irradiation solaire mesuré de fonctionnement

T : Température mesuré du panneau

G_{ref} : Irradiation solaire dans les conditions standards

T_{ref} : Température mesuré du panneau dans les conditions standards

$I_{ph,ref}$: Courant photo-généré dans les conditions standards

μ_{Icc} : Coefficient de température du courant en court-circuit

Les conditions standards sont de l'irradiation solaire et la température du panneau sont respectivement 1000 W/m^2 et 25 C , $I_{ph,ref}$ est le courant photo-généré à STC et μ_{Icc} le coefficient de température du courant [58].

La formule pour le calcul du courant de la diode est :

$$I_d = I_{sat} \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{n V_t} \right) - 1 \right) \quad (III .3)$$

Avec

I_{sat} : Courant inverse de la diode à l'état de saturation,

n : Facteur d'idéalité de la diode

V_t : Tension thermique.

$$I_{sh} = \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (III .4)$$

Éq. (II.1) peut être réécrit, en considérant les Eqs. (II.2)–(II.4), comme

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{nV_t} \right) - 1 \right) - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (III.5)$$

III.3. Paramètres de module PV

La méthode de répétition de Newton-Ravson est utilisée pour résoudre les équations non linéaires et implicites et est approuvée pour résoudre l'équation (II.5)[59]

Les fabricants de modules photovoltaïques donnent des valeurs de référence pour le rayonnement et la température, telles que STC (Standard Test Conditions) pour lesquelles l'irradiation est de 1000 W/m² et la température de la cellule est de 25 °C.

Les conditions réelles de fonctionnement sont toujours différentes des conditions standard, et des effets d'inadéquation peuvent également affecter les valeurs réelles de ces paramètres moyens.[60]

III.3.1. Effet de l'éclairement sur $I_{sc-Module}$, $V_{oc-Module}$ et P_{max}

Lorsque les électrons sont agités dans la zone de contact par des photons de rayonnement solaire. Elle résulte de la juxtaposition dans un même matériau semi-conducteur de deux zones, l'une de type P et l'autre de type N. Dès la juxtaposition, des courants de diffusion de trous et d'électrons se développent autour de la jonction et créent, au voisinage immédiat de celle-ci, une barrière de potentiel qui s'oppose aux courants de diffusion des porteurs majoritaires de chaque zone. Lorsque l'équilibre est atteint, le champ électrique créé par la barrière de potentiel est suffisant pour équilibrer les courants de diffusion des porteurs majoritaires et des porteurs minoritaires, par suite de la largeur très faible de la jonction, d'où un courant global de diffusion nul. Le processus peut être conçu comme des niveaux d'énergie dans le matériau [61]

Les figures (III.2) et (III.3) représentent les variations du courant et de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairements à température maintenue constante. On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement [62].

Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement [63].

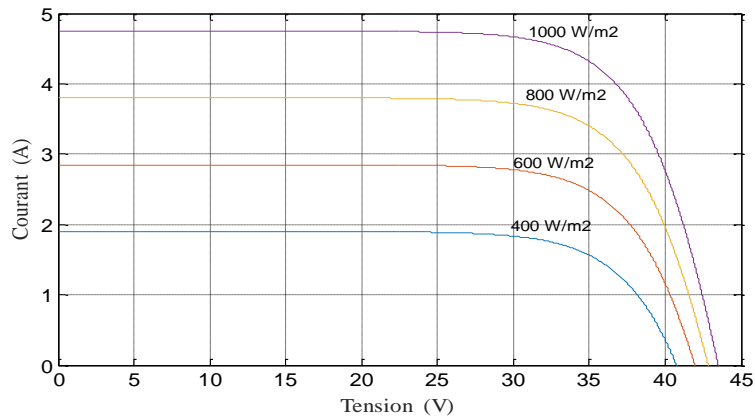


Figure III.2 : Caractéristique I-V d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs d'éclairement

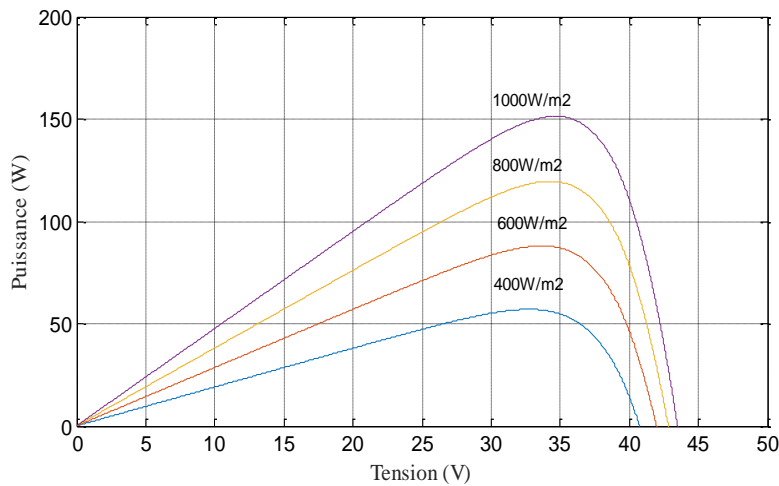


Figure III.3 Caractéristique P-V d'un module photovoltaïque pour différentes Valeur d'éclairement

III.3.2. Effet de la température sur $I_{sc-Module}$, $V_{oc-Module}$ et P_{max}

Les figures (III.4) et (III.5) présentent les courbes I-V, P-V pour différentes températures de fonctionnement du module photovoltaïque à une irradiation constante $G=1000 \text{ W/m}^2$. Nous remarquons que la température a une influence sur la valeur de la tension en circuit ouvert qui baisse lorsque la température augmente, l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible.

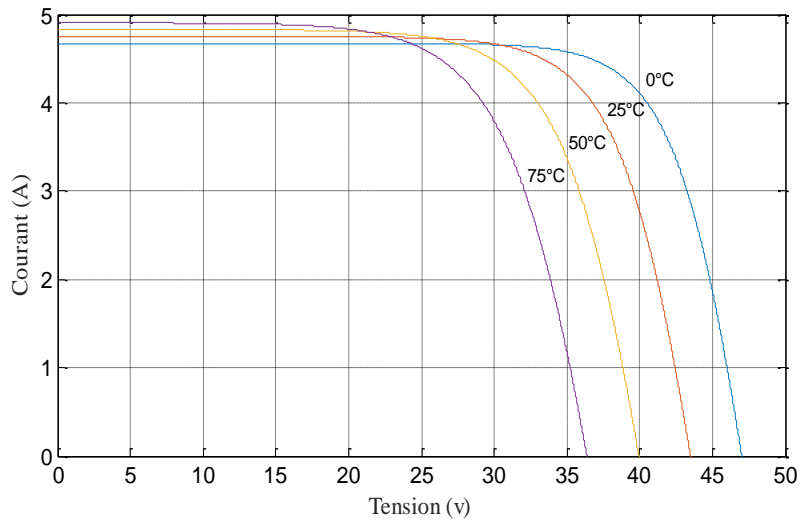


Figure III. 4 : Caractéristique I-V d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de température

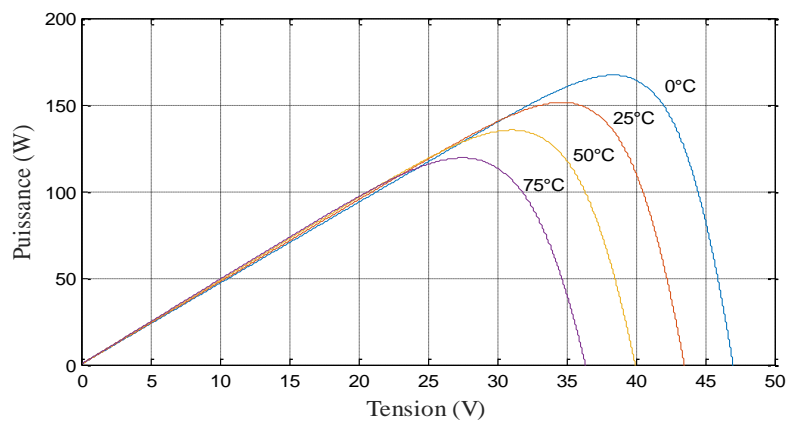


Figure III.5 : Caractéristique P-V d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de température.

III.4. Puissance efficace maximale et Le taux de dégradation

Le taux de dégradation des modules photovoltaïques, RD, est calculé en analysant la variation de la puissance efficace maximale (P_m^*) du module photovoltaïque.

✓ P_M^* A été évalué en utilisant l'équation suivante [64•65]:

$$P_M^* = \frac{G^* P_{DC}}{G} T_f \quad (III.6)$$

Où

P_{DC} : Puissance de sortie DC du module PV,

G : Irradiation réelle

G^* : Irradiation dans les conditions standards STC.

T_f : Facteur thermique donné par l'équation suivante :

$$T_f = \frac{1}{[1 + \delta(T_m - T_m^*)]} \quad (III.7)$$

Où

δ : Coefficient de température des modules PV

T_m^* : Température du module à STC.

✓ Calcul du taux dégradation

La méthode de régression linéaire a été utilisée pour générer des droites de tendance de séries temporelles décrites par l'équation (III.8) à partir des moyennes mensuelles des puissances.

$$P_t = x_1 t + x_2 \quad (III.8)$$

Avec

x_1 et correspondant à l'ordonnée à l'origine

x_2 la pente de la droite de tendance ;

$\mathbf{I}_{\text{égresse}}$ (=12 pour les mois, 52 pour les semaines) sont utilisés dans l'équation (III.9) pour donner le taux de dégradation

$$R \left(\frac{\%}{\text{an}} \right) = \left(\frac{x_1 \cdot \tau_{\text{regress}}}{x_2} \right) \quad (III.9)$$

$$R \left(\frac{\%}{\text{an}} \right) = \left(\frac{x_1 \cdot 12}{x_2} \right) \cdot 100\% \quad (III.10)$$

R_D désigne le taux de réduction de performance maximale dans le temps d'un système PV. Il est communément exprimé en %/an[66]

III.5. Facteur de forme :

Le facteur de forme d'une cellule solaire dépend d'un ensemble de paramètres, il est défini comme le rapport d'une puissance maximale à la puissance calculée en multipliant la

tension de circuit-ouvert par le courant de court-circuit. Le facteur de forme détermine la qualité électrique de la cellule ; il est obtenu par l'équation suivante [67] :

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} I_{cc}} = \frac{V_m I_m}{V_{co} I_{cc}} \quad (III.11)$$

Avec :

- ✓ V_m et I_m : Coordonnées du point de puissance maximale (MPP).
- ✓ V_{co} : Tension de circuit ouvert du module PV.
- ✓ I_{cc} : Courant de court-circuit .

III.6. Energie totale générée par la centrale solaire photovoltaïque

Le total de l'énergie quotidienne ($E_{AC,d}$) et mensuelle ($E_{AC,m}$) produite par la centrale solaire photovoltaïque est indiqué par EQ.[68]

$$E_{AC,d} = \sum_{t=1}^{t=24} E_{AC,t} \quad (III.12)$$

$$E_{AC,m} = \sum_{d=1}^N E_{AC,d} \quad (III.13)$$

Où

N : est le nombre de jours dans le mois.

III.7. Evaluation quantitative de la performance

La performance d'un système PV dépend de la localisation géographique, du rayonnement solaire entrant, de l'efficacité énergétique et des pertes du système.

III.7.1 performance de module (string)

La performance du module est l'énergie générée par le module divisée par l'énergie de référence de système PV , qui représente le nombre d'heures prises par le système photovoltaïque pour produire la puissance DC de référence est donnée par l'équation suivante : [67]

$$Y_A = \frac{E_{DC} (kWh)}{P_{mp, rated} (kW)} \quad (III.14)$$

Avec :

E_{DC} : Énergie en courant continu produite par le système.

$P_{PV, rated}$: la puissance nominale d'un système PV.

III.7.2 Performance finale de module.

Le performance final est la puissance AC (E_{AC}) divisée par la puissance nominale (P_{mp}) (au STC) du réseau PV installé. Il représente le nombre d'heures de fonctionnement du réseau photovoltaïque à sa puissance nominale pour fournir la même énergie. La valeur du performance final (Y_f) est calculée comme suit [69] :

$$Y_f = \frac{E_{AC} (kWh)}{P_{mp, rated} (kW)} \quad (III.15)$$

Avec :

$E_{AC} (kWh)$: Énergie en courant alternatif produite par le système.

$P_{mp, rated} (kW)$: la puissance nominale d'un système PV.

III.7.3 Performance des références du module.

Le Performance de référence est l'irradiation solaire totale tombant à la surface du module divisé par l'irradiation de référence de la cellule photovoltaïque, qui représente le nombre d'heures nécessaires pour recevoir l'irradiation de référence (Irradiation solaire dans les conditions standards) [67] .

$$Y_r = \frac{H (kWh / m^2)}{G_{STC} (kW / m^2)} \quad (III.16)$$

Avec :

$H (kWh / m^2)$: Irradiation solaire totale.

$G_{STC} (kW / m^2)$: Irradiation solaire dans les conditions standards.

III.7.4 Rapport de performance (PR)

Le rapport de performance PR indique l'effet global des pertes sur la production énergétique des modules d'un système PV. Les valeurs de PR indiquent à quel point un système PV approche les performances idéales dans des conditions réelles d'exploitation. PR est défini par le ratio entre le performance finale de module et le performance des références du module.

Le rapport de performance est également exprimé par l'équation suivante [63] :

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\frac{E_{ac} (kWh)}{P_{mp, rated} (kW)}}{\frac{H (kWh/m^2)}{G_{STC} (kW / m^2)}} \quad (III.17)$$

Avec :

$E_{AC} (kWh)$: Énergie en courant alternatif produite par le système.

$P_{mp, rated} (kW)$: la puissance nominale d'un système PV.

$H (kWh / m^2)$: Irradiation solaire totale.

$G_{STC} (kW / m^2)$: Irradiation solaire dans les conditions standards.

III.7.5. Facteur de capacité (FC)

Le facteur de capacité d'une centrale électrique peut être défini comme la production d'électricité réelle divisée par la capacité de production d'électricité maximale possible d'une centrale électrique, sur une période de temps [67].

$$CF = \frac{Y_{f,m} \left(\frac{h}{d} \right)}{24 * \text{number of days in month}} * 100\% \quad (III.18)$$

Avec :

$Y_{f,m}$: Le performance finale moyen mensuel.

III.8. Rendement η :

Le rendement du champ photovoltaïque est le rapport de l'énergie totale générée par les module PV(DC) ou le système PV (AC) ($E_{DC/AC}$) au produit de la quantité d'irradiation sur le plan des panneaux et de la surface globale du champ photovoltaïque [63].

$$\eta_{sys} (\%) = \frac{E_{ac} (kWh)}{H \left(\frac{kWh}{m^2} \right) * A (m^2)} * 100\% \quad (III.19)$$

Avec :

$E_{AC} (kWh)$: Énergie en courant alternatif produite par le système.

$H (kWh / m^2)$: Irradiation solaire totale.

$A (m^2)$: la surface globale du champ photovoltaïque

III.9. Perte d'énergie

La production d'électricité par une installation photovoltaïque se caractérise par un transfert de chaleur par convection et rayonnement qui se traduit par une perte de puissance.

De plus, l'ombrage et le fonctionnement discontinu de l'onduleur dégradent également les performances. Par conséquent, ces pertes sont classées comme une perte de module et une perte système [70].

III.9.1. Perte de module (L_c) :

La perte de module est due à la perte de capture thermique et à différentes pertes de capture. Elle peut être définie comme la différence entre le performance de référence et le performance du module, comme indiqué ci-dessous[69] :

$$L_c = Y_r - Y_a \quad (III .20)$$

III.9.2. Perte de système (L_s)

Le fonctionnement discontinu de l'onduleur et les pertes d'éléments de circuit passifs sont responsables de la perte du système et peuvent être déterminés comme [70] :

$$L_s = Y_a - Y_f \quad (III .21)$$

III.10. Conclusion

Dans ce chapitre, les relations mathématiques les plus importantes qui vous font connaître la performance du module et de la comparer avec ce qui est défini par le constructeur.

En plus des principales raisons de la dégradation des performances du module .

Chapitre IV:
Evaluation les performances des
modules PV installées a
Oued El kebarit

IV.1. Introduction :

L'Algérie fait partie des pays riches en ressources naturelles, dont la plus importante est le désert de sa zone dominante et donc l'énergie solaire.

L'Algérie est un pays émergent dans le domaine de l'énergie et des énergies renouvelables et s'efforce d'étendre ce type de projet afin d'assurer une production d'énergie suffisante et nécessaire. Dans ce contexte, nous essaierons de faire un aperçu, dans ce chapitre, l'une des centrales solaires les plus importantes d'Algérie, à savoir la centrale d'Oued El kebarit à souk Ahras ; au cours de la première partie, et la deuxième partie de ce chapitre consacre à l'étude de la dégradation de rendement énergétique.



Figure IV.1. Centrale d'énergie solaire

IV.2 Description de centrale de Oued El kebarit

IV.2.1. Description technique

IV.2.1.1. Principe de fonctionnement

L'énergie lumineuse est convertie en énergie électrique par le phénomène de l'effet photoélectrique par des panneaux photovoltaïques afin qu'elle absorbe la lumière et en convertisse une partie en porteurs de courant et se déplace dans une direction spécifique vers un réseau combiné et intégré, obtenant ainsi un courant électrique lié à la quantité de lumière solaire

Les modules sont connectés en série pour former une chaîne pour augmenter la tension par l'onduleur et ces chaînes sont connectées en parallèle dans un coffret de raccordement pour augmenter le courant. Une basse tension est produite aux sous-stations de distribution

(onduleurs/transformateurs élévateurs) où le courant continu est converti en courant alternatif (rôle de l'onduleur) et il est porté à la tension requise (rôle du transformateur).

L'énergie est collectée depuis les sous-stations de distribution vers la structure de livraison, l'énergie est comptée puis injectée sur réseau public de distribution.

IV.2.1.2. Construction de Centrale d'énergie solaire

IV.2.1.2.1. Les panneaux photovoltaïques (modules photovoltaïques) :

Les modules utilisés sont des panneaux solaires poly cristallin YGE 60 cellules. Les modules sont inclinés à 32° vers le sud. dans la centrale d'oued el kebarit on a utilisé le panneau solaire photovoltaïque de 250Wc. La puissance installée envisagée sera d'environ 15 MW, ce qui correspond à 60 048 Modules.

Le constructeur installe les panneaux de forme d'une matrice (strings) chaque matrice contient 44 panneaux, cette matrice est divisée en deux partie chaque partie contient 22 panneaux raccorder en série . Après l'installation des panneaux on devrait raccorder chaque deux matrice en parallèle dans une boîte de jonction, pour le but d'augmenter le courant.



Figure IV.2. Panneaux solaires poly cristallin YGE 60 cellules.

IV.2.1.2.2. L'onduleur :

C'est un dispositif permet de transformer le courant continu produit par les panneaux photovoltaïques en un courant alternatif. Dont est désigné par le constructeur TBEA ,Selon la fiche technique de l'onduleur utilisée, le paramètre de l'onduleur (MPPT 500v – 820v) .



Figure IV.3. L'onduleur TBEA.

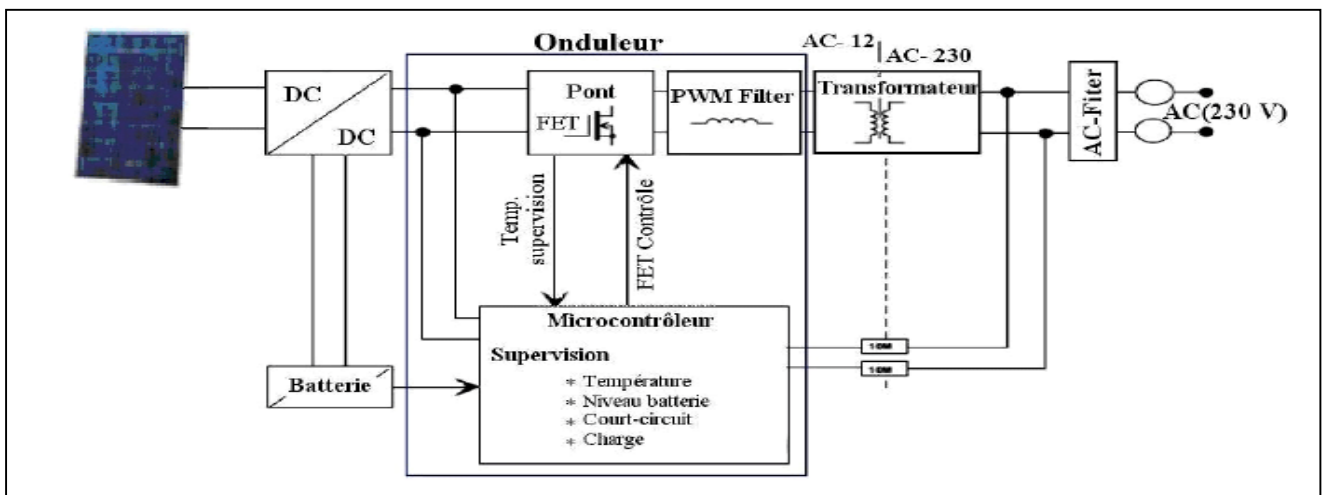


Figure IV.4. Principe de fonctionnement de l'onduleur.

○ Les caractéristiques de l'onduleur

Nom de model	TC1000KS
ENTRE(DC)	
Puissance DC Maximum	1236KW
Tension DC Maximum	1000V
Courant DC Maximum	1236A
Plage de tension MPPT	500-820V
Sortie DC	20

Tableau IV.1. Caractéristique de produit dans l'entré DC.

Sortie AC	
Puissance AC Maximum	1200KW
Puissance AC Nominal	1000KW
Tension Nominal	315V
Courant AC Maximum	1099A
Courant AC Nominal	916A
Plage Fréquence	49.5-50.2HZ
$\cos(\varphi)$ Directive de tension moyenne	20

Tableau IV.2. Caractéristique de produit dans sortie AC.

IV.2.1.2.3. Transformateur : Un transformateur électrique est une machine électrique permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative. Il transforme la tension (HT à BT ou BT à HT).

Pour les panneaux photovoltaïque , les dispositifs doubles enroulements BT et MT sont conçus pour assurer que leurs impédances internes sont constantes quelle que soit la répartition des efforts fournis par les onduleurs.



Figure IV.5. Salle de Transformateur.

Plaque signalétique de transformateur	
Capacité nominale	1230 KVA
Tension nominale primaire	30 KV
Fréquence nominale	50Hz
Tension nominale secondaire	0.315 KV

Tableau IV.3. Les caractéristiques de transformateur.

IV.2.1.2.4. Station météorologique :

La station météorologique est une station de surveillance dans le site nécessaire pour fournir des données météorologiques à intervalles et cette station contenant des capteurs :

- Un thermomètre électronique pour la température de l'air.
- Un hygromètre pour mesurer l'humidité.
- Un anémomètre et une girouette pour mesurer la vitesse et la direction du vent.
- Un pyranomètre pour mesurer l'insolation.



Figure IV.6. Station de météorologie.

La plaque signalétique	
Tensions nominale	36 KV
Fréquence d'alimentation	50 Hz
Niveau isolation	70 KV
Tention de tenue aux choc de foudre	170 KV
Courant nominale Entrants/sortants	630/1250 A
Capacité de court-circuit	63/80 A
Résister à Arc Inteme IAC AFL-AFLR	25/1 KA/s
Pression de SF6 relative à 20 °C	0.30 bar

Tableau IV.4. Les caractéristiques de poste d'évacuation.

IV.2.2. Avantages de prendre l'inclinaison des panneaux à 32 degrés :

D'après les essais examiner de l'installateur, ils sont conclus que l'inclinaison optimal des panneaux pour un bon rendement sera 32° et qu'il va assurer aussi :

- ✓ Maintien de l'orientation ;
- ✓ Résistance contre le vent et les autres intempéries ;
- ✓ Résistance contre les agressions mécaniques ;
- ✓ Protection contre les salissures, et agression venant du sol ;
- ✓ Ventilation des panneaux afin de limiter leur échauffement.

IV.3. Description du module PV de la centrale d'Oued El Kebarit

année	mois	Radiation(W/m ²)	Température(°C)	Humidité(%)	Vitesse de vent(m/s)
2022	Janvier	253.73	9.11	41.73633	3.680514
	Février	315.02	11.87	37.17627	3.815425
	Mars	339.08	12.97	35.05626	3.567341
	Avril	465.84	16.39	29.35119	4.322222

Tableau IV.5. Valeurs moyennes des paramètres météorologiques.

Le rayonnement solaire, la température et la vitesse du vent sont des paramètres métallurgiques qui interviennent directement dans l'évolution des performances des modules PV, ainsi que dans la production d'électricité au sein de la centrale de l'énergie électrique. Le rayonnement solaire mensuel a varié de 253,73 W/m² (janvier 2022) à 465,85 W/m² (avril 2022) et la vitesse de vent a oscillée entre 3,68 m/s (janvier 2022) et 4,32 m/s (avril 2022). En outre, la variation mensuelle de la température a été comprise entre 9,11 °C (janvier 2022) et 16,39 °C (avril 2022).

Technologie	Module PV
Puissance mesurée (W)	250±5
I _{sc} (A)	8.92
V _{oc} (V)	37.6
V _{MP} (V)	29.8
I _{MP} (A)	8.39
Nombre des cellules dans un module PV	60
La surface du module PV(m ²)	1.62
Facteur de forme(%)	74
Rendement (%)	16.40

Tableau IV.6 : Principaux paramètres des modules PV.

Paramètres	Janvier	Février	Mars	Avril
Eac(kwh)	0.980161	1.072828	0.980161	1.221855
Y _r	2.890287	3.707739	4.0137	5.719367
Y _f	3.920645	4.291313	3.920645	4.88742
PR	1.302716	1.13628	0.954786	0.857636
η(%)	20.10364	17.53518	14.73435	13.23512
CF(%)	56.6968	63.8588	52.6968	67.8808

Tableau IV.7: valeurs moyennes des paramètres de performance

Le tableau IV.7 présente les valeurs quantitatives moyennes des variables de performance. Ces dernières sont impliquées dans l'évolution de la performance des modules PV et montrent une tendance décroissante au cours des quatre derniers mois.

Paramètres	Janvier	Février	Mars	Avril
Energie produite(Mwh)	135399.7	137067.8	138080.1	140386
Energie consome(Mwh)	1450.791	1472.43	1487.808	1518.256

Tableau IV.8: valeurs moyennes d'énergie des modules PV.

La production mensuelle d'énergie a varié de 135399.7 MWh (janvier 2022) à 1450386 MWh (avril 2022). On note également que l'énergie reste approximativement constante à la valeur de 1482.321MWh.

On constate que la capacité de production d'énergie du système photovoltaïque est plus élevée pendant le mois d'avril que les autres mois.

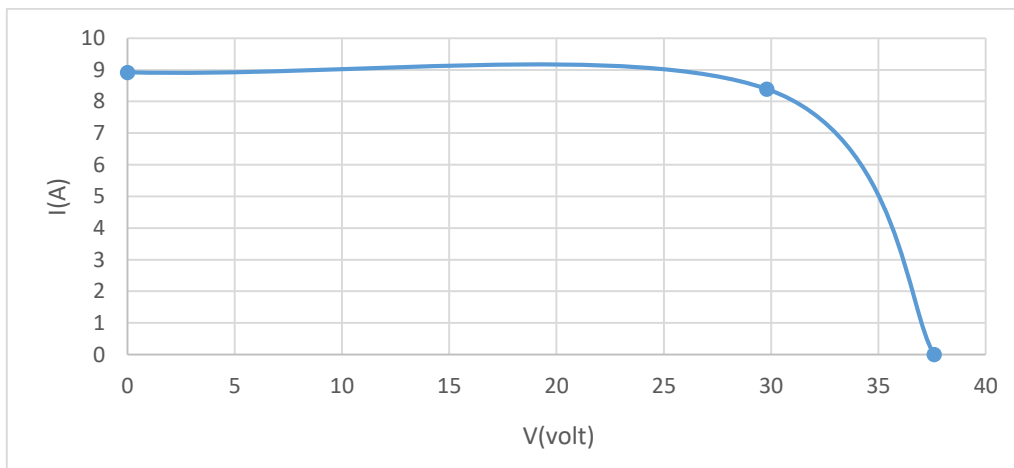


Figure IV.7: Caractéristique I-V des cellules PV

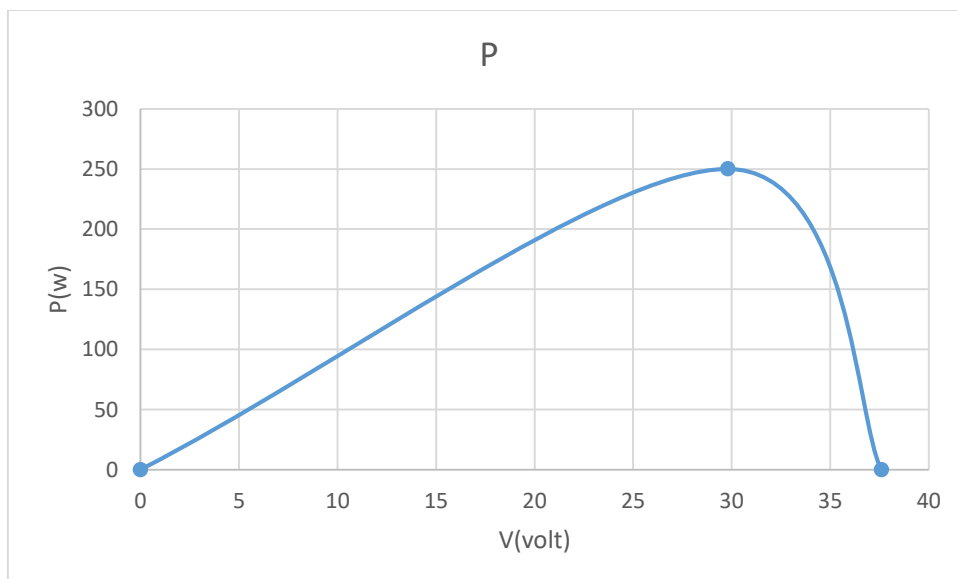


Figure IV.8: Caractéristique P-V des cellules PV

IV.4. Résultats

L'énergie produite par la centrale lors de la période d'étude est d'environ 15 MW, répartie sur les quatre mois (janvier 2022 à avril 2022), les données mesurées par les dispositifs métallurgiques et électriques (présentés dans la première partie de ce chapitre) sont utilisées pour analyser les performances quantitatives. L'ensemble des données sont mesurées toutes les 15 min pendant les quatre mois d'étude.

IV.4.1. Variations de température en fonction du mois.

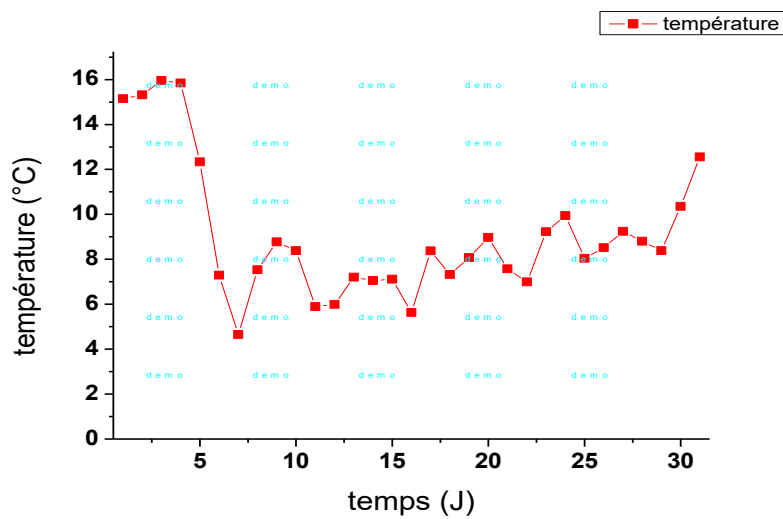


Figure IV.9: Variations de température en janvier.

La figure IV.9 montre la température ambiante durant le mois d'essai (janvier). On observe que les températures minimales et maximales ont varié entre 4,65°C et 15,96°C. Il est intéressant de noter que la température a baissé au cours de la première semaine de janvier mais qu'elle a varié tout au long du reste du mois.

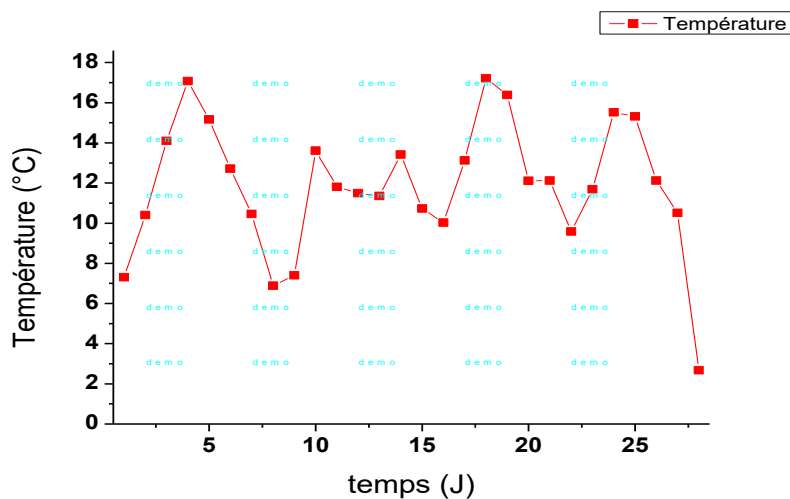


Figure IV.10: Variations de température au cours du mois de février.

La figure IV.10 montre la variation de la température ambiante en février (le mois du test). Les températures minimales et maximales ont été comprises entre 6,89°C et 17,22°C. Il convient de noter que la température au cours du mois de février est inconstante (trop variable).

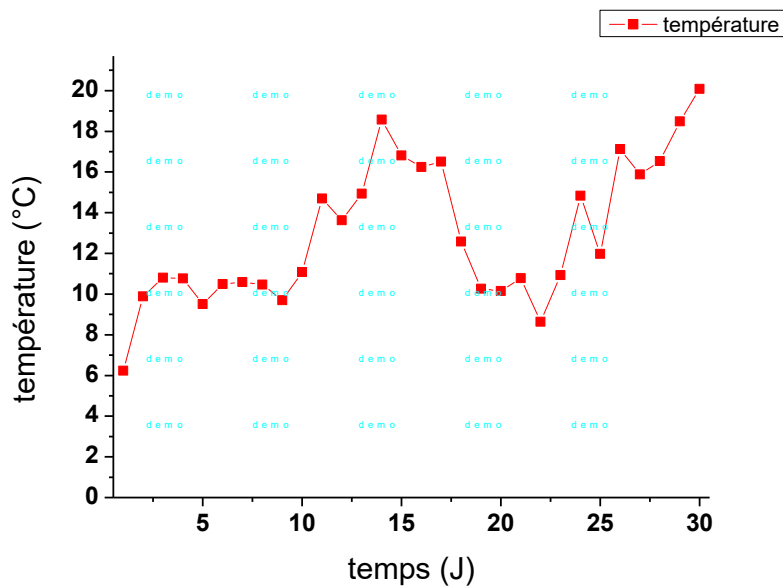


Figure IV.11 : Variations de température au mois de mars.

La figure IV.11 présente la variation de la température ambiante enregistrée au cours du mois d'essai (mars). En effet, les températures minimales et maximales varient de 6,23°C à 18,58°C. Une tendance visible de la variation de la température est observée durant cette période.

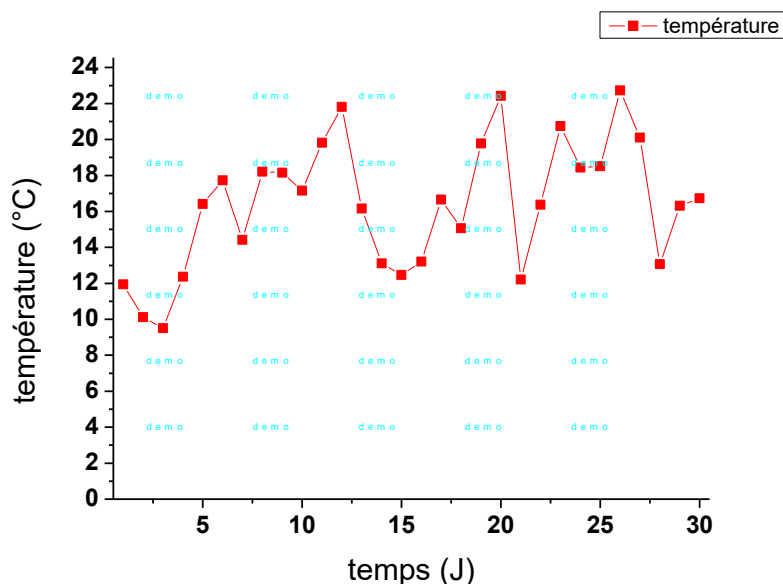


Figure IV.12 : Variations de température en avril.

La figure IV.12 illustre la variation de la température ambiante pendant le mois d'étude (avril). En l'occurrence, les valeurs minimales et maximales de la température se situent entre 9,51°C et 22,42°C. En ce qui concerne la variation de la température durant ce mois, elle est similaire à celle du mois de mars.

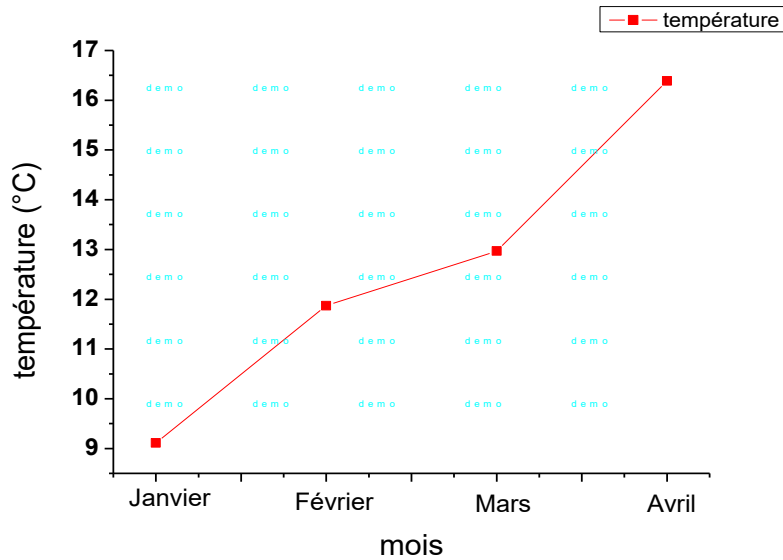


Figure IV.13 : Variations de température en fonction du mois.

La figure IV.13, présente la variation de la température en fonction du mois. Les résultats obtenus (figure IV.13) pour les quatre mois d'étude montrent une augmentation considérable de la température en raison des conditions climatiques (passage de l'hiver à l'été), ou encore de la nature de la zone dans laquelle la centrale est installée. En revanche, le rendement énergétique est réduit, selon les techniciens. Il est à noter que les températures moyennes enregistrées ont varié de 9,11 °C en janvier à 11,87 °C en février à 12,97 °C en mars, passant à 16,39 °C en avril, ceci est démontré dans la figure IV.11.

IV.4.2. Variations de rayonnement en fonction du mois

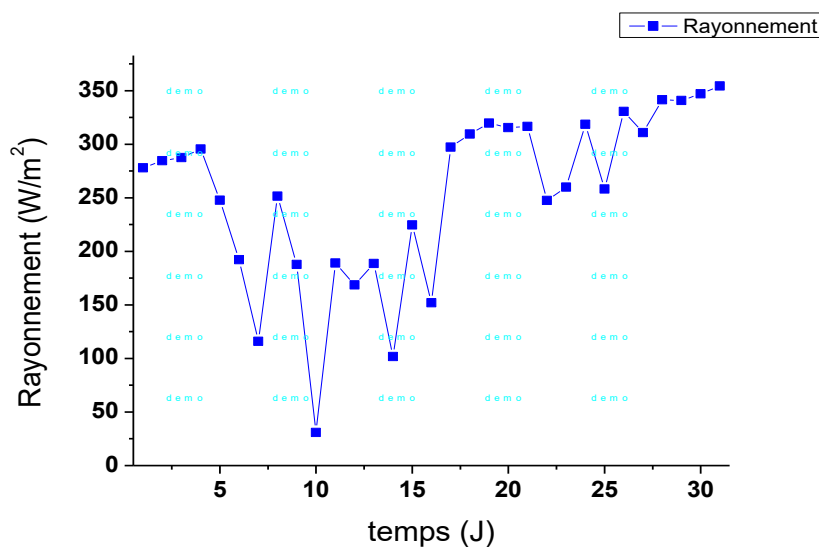


Figure IV.14 : Variations du rayonnement en janvier.

La figure IV.14 montre une variation de la densité de rayonnement solaire en janvier. L'intensité maximale et minimale du rayonnement solaire varie entre 354 W/m² et 30,87 W/m².

Le rayonnement solaire diminue jusqu'à une valeur minimale de 30,87 W/m² le dixième jour et augmente jusqu'à une valeur maximale à la fin du mois.

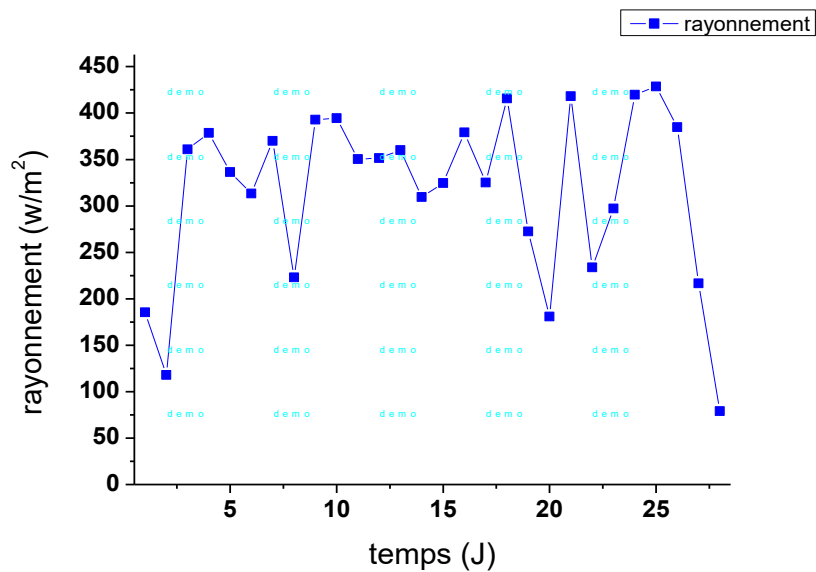


Figure IV.15 : Variations de rayonnement en mois de Février.

La figure IV.15 montre les variations de rayonnement en février. On note une dégradation de la valeur du rayonnement solaire qui atteint une moyenne de 315,02 W/m².

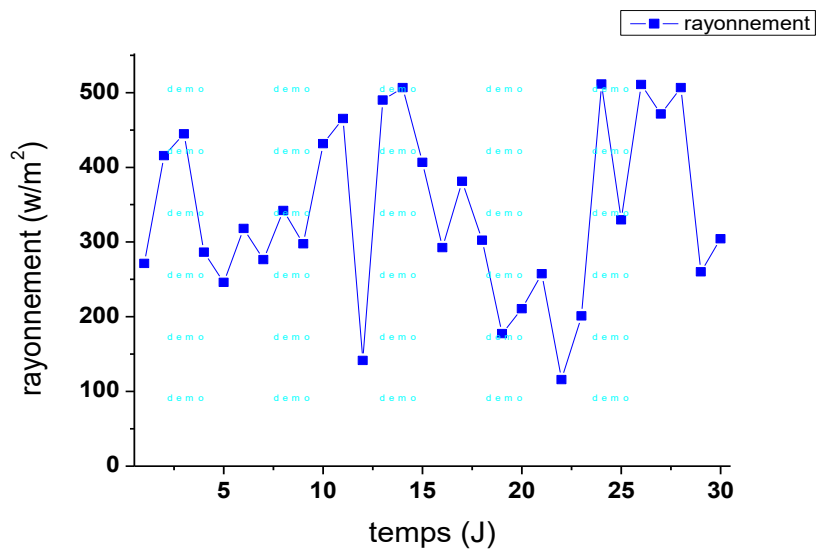


Figure IV.16 : Variations de rayonnement en mars.

La valeur du rayonnement solaire s'est dégradée pour atteindre une moyenne de 339,08 W/m² comme le montre la figure IV.16 qui présente les variations du rayonnement au mois de mars.

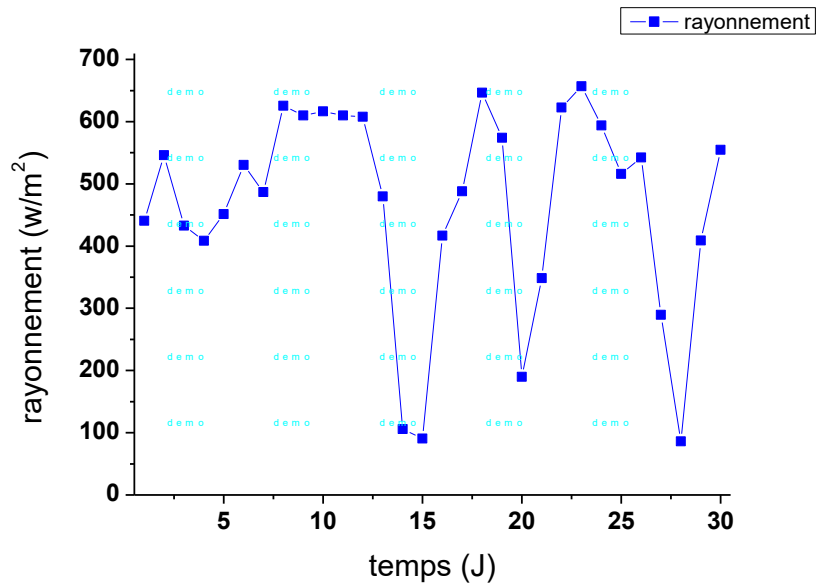


Figure IV.17 : Variations de rayonnement en avril.

La figure IV.17 met en évidence les variations du rayonnement en avril, dans lequel on remarque une dégradation de la valeur du rayonnement solaire qui est plus importante par rapport aux mois de février et mars, avec une moyenne de 465,84 W/m².

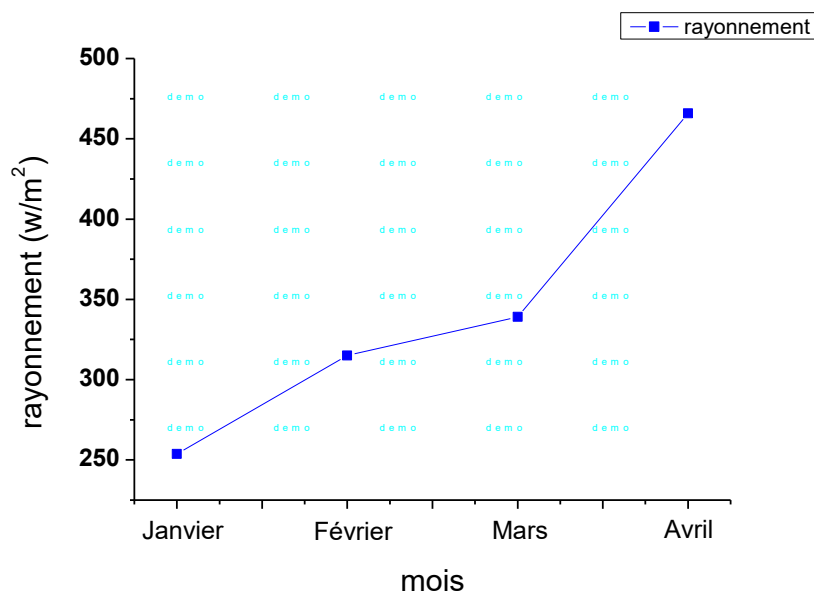


Figure IV.18 : Variations du rayonnement en fonction du mois.

L'augmentation de la température s'accompagne d'une augmentation du rayonnement tombant sur les modules photovoltaïques, passant de 253,73 (W/m²) en janvier et 315,02 (W/m²) en février à 339,08 (W/m²) en mars et 165,84 (W/m²) en avril.

L'augmentation de la température et du rayonnement pendant ces quatre mois (les quatre mois d'étude) permet de comprendre pourquoi l'énergie produite a augmenté, alors que le mois de janvier était faible en raison de la basse température et du manque de rayonnement (135399.7 MWh) tandis que le mois d'avril a vu une augmentation de l'énergie produite en raison de la température élevée et de l'augmentation du rayonnement (140386 MWh). Ces résultats confirment qu'il existe une relation de proportionnalité entre l'augmentation de la température, l'augmentation du rayonnement et l'énergie produite.

IV.4.3. Variations de la performance du module par mois

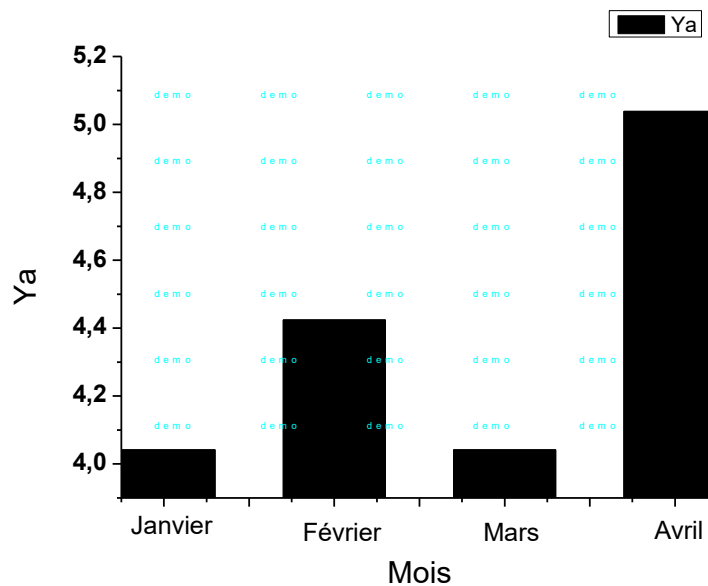


Figure IV.19 : Variations de la performance du module en fonction du mois

La figure IV.19 illustre les variations de la performance du module en fonction du mois. On constate que les valeurs moyennes, minimales et maximales mensuelles de la performance du module ont été respectivement établies à 4,38 heures, 4,04 heures (janvier 2022) et 5,03 heures (avril 2022).

IV.4.4. Variations de la performance finale du module en fonction du mois

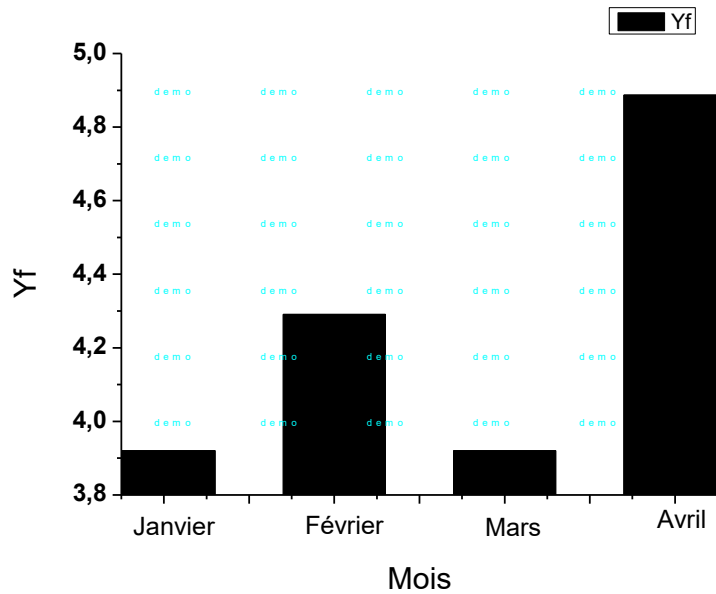


Figure IV.20 : Variations de la performance finale du module en fonction du mois.

La figure IV.20 montre la variation de la performance finale du module en fonction du mois. Les résultats obtenus (Figure IV.20) confirment que la performance finale reflète la capacité de production d'énergie de la centrale solaire. Sachant que Y_f varie entre 3,9h et 4,9h pendant la période de surveillance, notez que la valeur la plus élevée est en avril à 4,9h.

IV.4.5. Variations de la performance de référence du module en fonction du mois

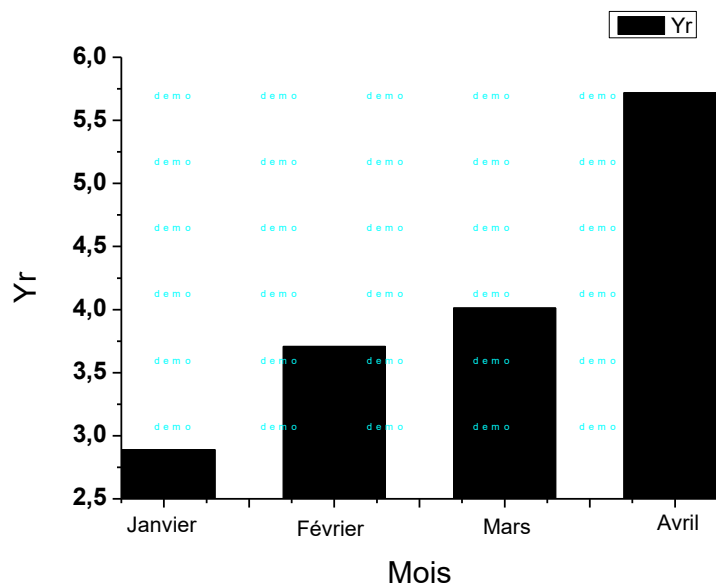


Figure IV.21 : Variations de la performance de référence du module en fonction du mois.

La figure IV.21 présente les variations de la performance de référence du module en fonction du mois, on constate que les valeurs de performance de référence moyenne, minimale et

maximale mensuelles ont été établies respectivement à 4,25 heures, 3,92 heures (janvier 2022) et 4,88 heures (avril 2022).

IV.4.6. Variations du Rapport de performance (PR) par mois

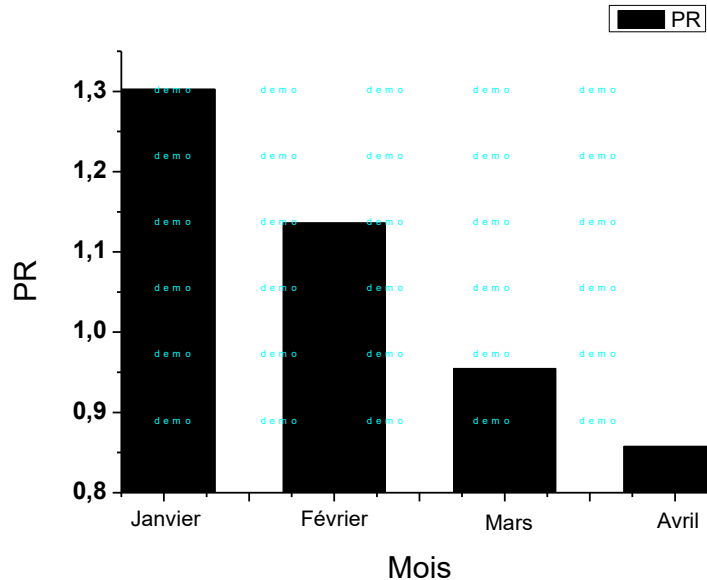


Figure IV.22 : Variations du Rapport de performance (PR) en fonction du mois.

La Figure IV.22 montre les variations du Rapport de Performance (PR) en fonction du mois, l'évolution des valeurs moyennes mensuelles du PR évalué dans la Figure IV.22 est montrée, alors qu'une détérioration des valeurs du PR sur quatre mois est notée étant donné que la valeur la plus élevée enregistrée en janvier est de 1,30 et une diminution en février de 1,13, ainsi qu'en mars de 0,95 et enfin en avril de 0,85.

IV.4.7. Variations du facteur de capacité (CF) par mois

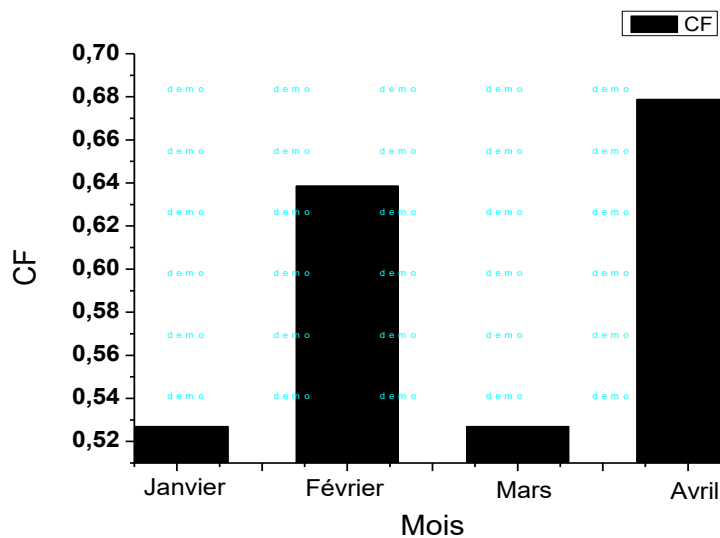


Figure IV.23 : Variations du facteur de capacité (CF) en fonction du mois.

La Figure IV.23 montre la variation du facteur de capacité (CF) en fonction du mois, qui constitue l'un des facteurs les plus importants à retenir lors de l'analyse de la performance des systèmes photovoltaïques. Les résultats obtenus (Figure IV.23) permettent de bien expliquer la variation de ce facteur en fonction du mois, en notant que le CF moyen en janvier est de 52,6%, 63,8% en février, 52,6% en mars et 67,8% en avril.

IV.4.8. Variations du rendement η en fonction du mois

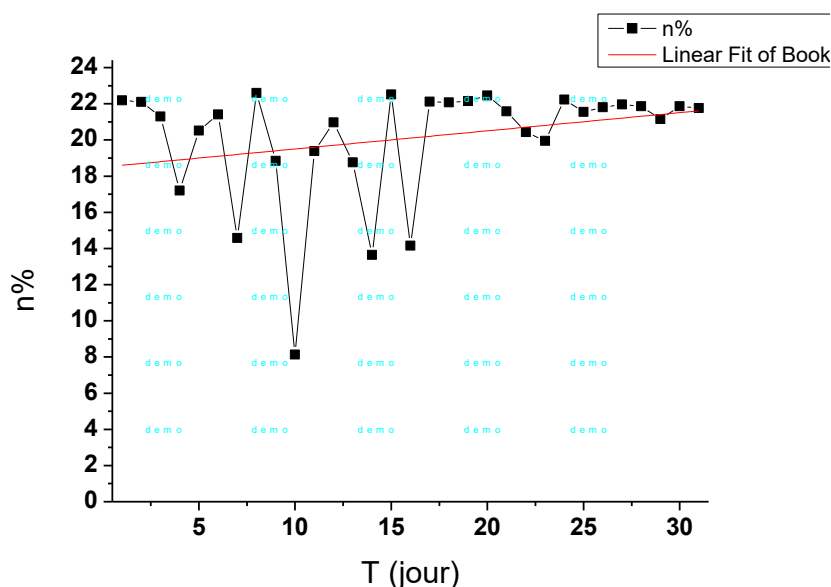


Figure IV.24 : Variations de rendement au mois de janvier.

La figure IV.24 illustre la variation du rendement en janvier, sachant que le rendement est le facteur le plus important à prendre en compte pour l'analyse de la performance des systèmes photovoltaïques. En ce qui concerne le rendement pendant le mois de janvier, on peut voir qu'il augmente comme le montre la courbe de la fonction linéaire approximative (figure IV.24).

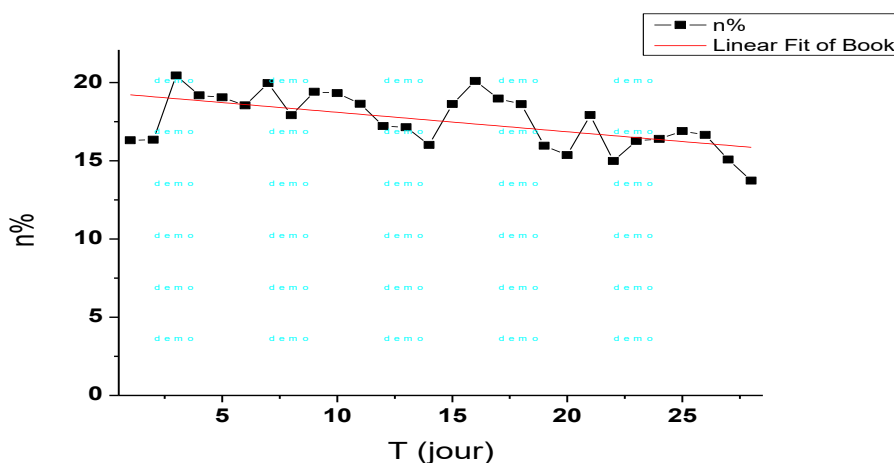
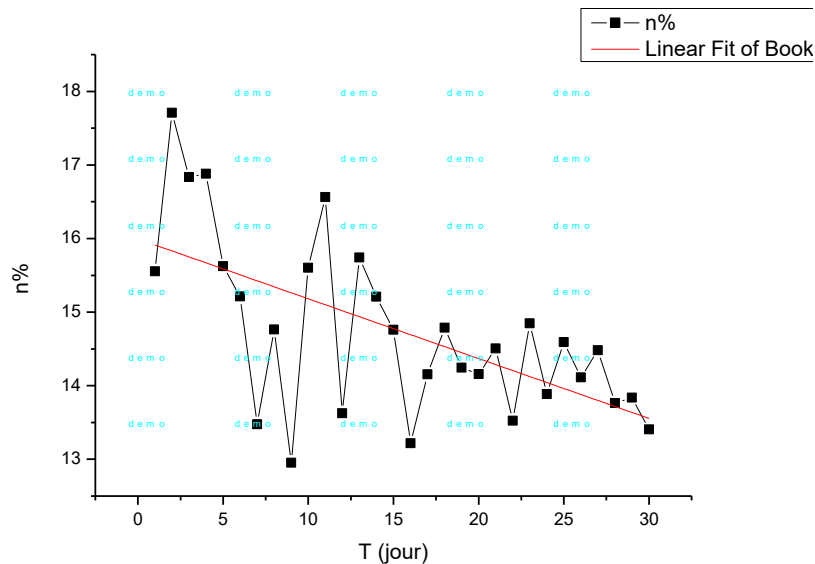
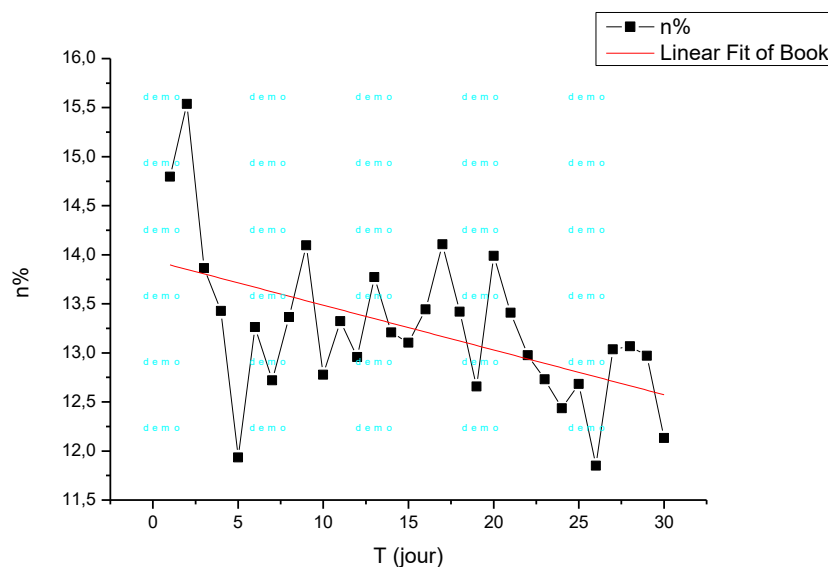


Figure IV.25 : Variations de rendement au cours du mois de février.

La figure IV.25 donne la variation de rendement en février, les résultats de celle-ci sont présentés par une courbe de la fonction linéaire approximative (figure IV.25), où l'on peut voir que le rendement de ce mois semble diminuer contrairement aux résultats obtenus en janvier.

**Figure IV.26 :** Variations de rendement en mars.

La figure IV.26 montre la variation du rendement en mars, au cours de ce mois le rendement a l'air de diminuer, ce qu'indique la courbe approximative de la fonction linéaire.

**Figure IV.27 :** Variations de rendement en avril.

La figure IV.27 illustre la variation de rendement en avril, selon la courbe de la fonction linéaire approximative, on peut constater que le rendement en avril diminue.

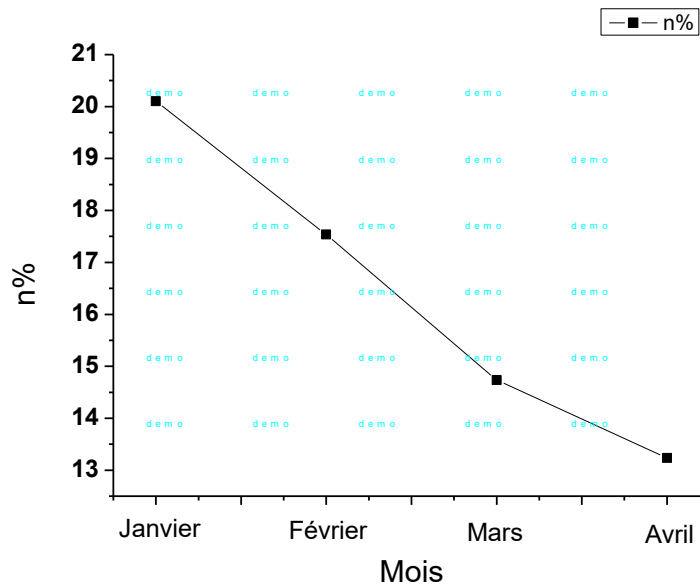


Figure IV.28 : Variations de rendement par mois.

La figure IV.28 présente la variation de rendement en fonction du mois, il convient de noter que le rendement a pris une tendance à la baisse tandis que la performance la plus élevée du système photovoltaïque a été enregistrée en janvier avec 20,1% ; elle a ensuite diminué au mois de février à 17,5% ; puis en mars à 14,7% et enfin a atteint sa valeur minimale en avril de 13,2%.

Le rendement élevé du système PV durant la saison hivernale est dû à la basse température de l'unité et à la quantité suffisante de rayonnement solaire. Cependant, ce système PV génère beaucoup d'énergie en été, bien que son rendement soit plus faible qu'en hiver, comme le montre la Figure IV.28. Cela est dû au fait que pendant l'été, on compte le nombre d'heures d'ensoleillement et l'ensoleillement maximum. Sans oublier que lorsque la vitesse du vent augmente en avril, le rendement diminue également.

IV.4.9. Variations de la perte d'énergie en fonction du mois

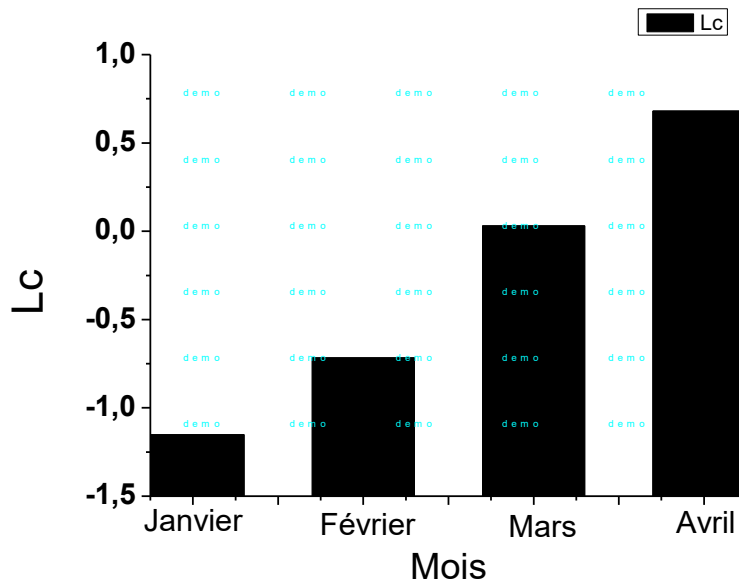


Figure IV.29 : Variations de la perte de module (L_c) en fonction du mois.

La figure IV.29, montre la variation de la perte de module L_c en fonction du mois, il est important de souligner que la variation de L_c lors de la période de surveillance indiquée dans la figure IV.29 qui représente la moyenne mensuelle de L_c dans les 4 mois d'essai.

On peut voir que les pertes dans les premiers mois sont nulles et qu'elles commencent à augmenter en mars et avril. Alors que le système PV a enregistré des pertes au fil du temps, révélant que celles-ci dues au transfert de chaleur par convection et par rayonnement étaient en augmentation.

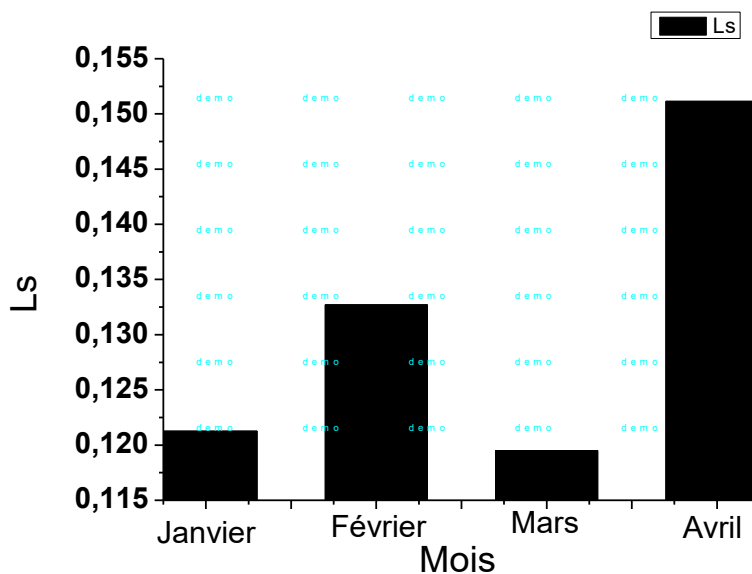


Figure IV.30 : Variations des pertes de système (L_s) en fonction du mois.

La figure IV.30 présente la variation des pertes du système (LS) en fonction du mois, en notant que les pertes du système ont changées pendant la période de surveillance (figure IV.30), dont les pertes en janvier sont de 0,121h et de 0,132h en février, alors qu'au mois de mars elles ont diminué jusqu'à 0,119 et qu'en avril elles ont atteint un pic de 0,151h. Il faut noter que cette variation des pertes s'accompagne d'une diminution du rendement au cours de cette période.

IV.5. Conclusion

Nous pouvons conclure plusieurs points tels que :

La dégradation énergétique de rendement liée à plusieurs paramètres climatiques, c'est-à-dire qu'il est trop visible que le rendement livré par le fabricant dans des conditions STC ne correspond pas à la performance vérifiée par nos études.

L'augmentation de la température et la diminution de la densité du rayonnement solaire, ainsi que la vitesse du vent, sont les paramètres les plus importants pour déterminer le rendement des modules PV.

Les variables Y_r , Y_f et Y_a représentent le fonctionnement réel pendant les jours équivalents des pannes solaires par rapport aux performances livrées par le constructeur, ce qui traduit l'existence des pertes d'énergie entraînant la dégradation de rendement.

Conclusion

Généralement, les systèmes de conversion d'énergie renouvelable souffrent d'un manque d'optimisation et présentent des déficiences importantes.

Dans ce modeste travail, nous sommes concentrés sur la présentation de cellules et de matériaux photovoltaïques, en rappelant le principe de fonctionnement, ces différents secteurs technologiques.

la modélisation mathématique des systèmes photovoltaïques, qui est dans notre cas réduite à celui du photo-générateur, élément clé de la chaîne photovoltaïque. Elle est basée sur l'étude du schéma du circuit équivalent.

Le schéma du circuit équivalent, nous a permis de connaître la formulation de courant électrique génère par le photo-générateur, et les différents paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant final du générateur photovoltaïque.

Le fonctionnement de module PV dans des conditions réelles montre l'existence des contraintes externes et internes sur les modules PV refusé la correspondance entre les performances de références déterminées par le constructeur et les performances réelles dans les conditions de fonctionnement réel comme la température et le rayonnement solaire.

Au niveau de la faculté de science à l'université de M'sila il y a un travail de master en physique énergétiques traité l'un parmi plusieurs paramètre intrinsèque dans les modules PV explique l'influence les conditions climatiques réel sur les performances parrapport les valeurs déterminées par le constructeur dans les conditions STC.

Les technique adoptées pour trouvées le fonctionnement équivalent pour les conditions STC, nous a permis, de connaître les pertes énergétiques et le comportement de rendement énergétique dans les conditions de travail réellement.

Nous avons étudié l'évaluation des performances de système photovoltaïque à base des données mesurées réellement dans l'une parmi les plus importantes centrales photovoltaïques d'Algérie, Oued El kebarit qu'installé SOUK AHRAS.

Les données se comporte ; toutes les puissances et les grandeurs électriques délivrées par la chaines photovoltaïque, ainsi les données métallurgiques.

La méthodologie de traitement des données pour étudier l'évolution des performances et dégradation de rendement énergétique de module PV, basé sur les techniques et la méthodologie présentée dans les travaux de Pr. CHOUDER Aissa dans leur publication en 2018 « Evaluation of the performance and degradation of crystalline silicon-based photovoltaic modules in the Saharan environment ».

Les résultats ont montré que la température augmente pendant les quatre mois et la même chose pour le rayonnement, où nous avons constaté que le rayonnement augmente avec le temps et donc produit de l'énergie qui augmente en 4 mois.

Nous avons constaté que les valeurs de performance de module sont faibles pendant les mois de Janvier et de Mars et élevées pendant les mois de Février et d'Avril. Il en va de même pour la performance finale de module.

Contrairement la performance de référence de module, nous avons constaté qu'elle augmente en quatre mois.

En termes de perte d'énergie, nous les avons trouvées en augmentation au cours des mois étudiés et cette augmentation est due à plusieurs facteurs, dont le plus important : La température réelle de l'unité photovoltaïque est différente de 25°C du STC, ainsi que le rayonnement étant différent du $1000\text{W}/\text{m}^2$ de sorte que les pertes sont toujours présentes et l'efficacité du système est réduite. En plus de l'angle de chute du rayonnement solaire sur différents photovoltaïques.

En plus d'autres pertes, telles que les fils, l'accumulation de saleté, la neige, l'irradiation inégale, les diodes et le fonctionnement erroné dans l'un des composants. En ce qui concerne le rendement, les résultats ont montré une diminution de sa valeur au cours de la période d'étude, bien que l'énergie produite ait été le contraire, car nous avons remarqué que sa valeur augmentait au cours de la période considérée en raison de ce qui précède. . . les pertes mentionnées, étant donné que l'augmentation des pertes a été compensée par une diminution du rendement.

Bibliographies

Bibliographie

- [1] Alonso Corinne « Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie ». *Mémoire d'habilitation à diriger les recherches, Université Paul Sabatier Toulouse III, 2003*
- [2] G, Adam. R, *Modeling heterogeneous carbon nanotube networks for photovoltaic application using silvaco atlas software*”, Thesis Naval postgraduate school Monterey California. 2012
- [3] Sébastien Quoizola, *Epitaxie en phase vapeur de silicium sur silicium sur silicium mesoporeux pour report sur substrats économiques et application photovoltaïque bas cout*. Thèse de Doctorat, 2003, L'Institut National des Sciences Appliquées de Lyon.
- [4] Bruxelles environnement. *Le photovoltaïque fonctionnement et technologies le photovoltaïque –module3-fonctionnement et technologies*. Novembre 2010.
- [5] Andrej Čotar ,Andrej Filčić, *Photovoltaic systems* , Rijeka, january 2012
- [6] Dib Wassila – *Modélisation des structures photovoltaïque : aspects et fondamentaux et applique*», Thèse de Doctorat, 2010, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen.
- [7] L. protinand S. Astier, "convertisseurs photovoltaïque" techniques d'ingéniere D3360.1996
- [8] Ciesielskia, Peter N; Frederick M. Hijazib, Amanda M. Scott, Christopher J. Faulkner, Lisa Beard, Kevin Emmett, Sandra J. Rosenthal, David Cliffel, G. Kane Jennings (May 2010). "photosystem I- Based biohybrid photoelectrochemical cells". *Biosource Technology* 101 (9): 3047–3053.
- [9] Yehezkeli, Omer; Ran Tel-Vered, Julian Wasserman, Alexander Trifonov, Dorit Michaeli, Rachel Nechushtai, Itamar Willner (13 March 2012). "Integrated photosytem Based photoelectrochemical cells". *Nature communication*.
- [10] Wohlgemuth JH, Narayanan S. *Buried contact concentrator solar cells*. Twenty Second IEEE Photovoltaic Specialists Conference. 1991.
- [11] V. Fthenakis and H. C. Kim. (2010). "Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14: 2039–2048.
- [12] Peng et al. (2013). "Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19: 255–274
- [13] de Wild-Scholten, Mariska (2013). "Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems". *Solar Energy Materials & Solar Cells* 119: 296–305.
- [14] <http://www.iea.org> (2014). "Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy" (PDF). IEA. Archived from the original on 7 October 2014. Retrieved 7 October 2014.
- [15] "DOE Solar Energy Technologies Program Peer Review" (PDF). U.S. department of energy 2009. Retrieved 10 February 2011.

- [16] "Dye-Sensitized vs. Thin Film Solar Cells", *European Institute for Energy Research*, 30 June 2006.
- [17] Moss, S. J. and Ledwith, A. (1987). *The Chemistry of the Semiconductor Industry*. Springer. ISBN 0-216-92005-1.
- [18] Milliron, Delia J.; Gur, Ilan; Alivisatos, A. Paul (2005). "Hybrid Organic–Nanocrystal Solar Cells". *MRS Bulletin* 30:41–44.
- [19] Saunders, B.R.; Turner, M.L. (2008). "Nanoparticle-polymer photovoltaic cells". *Advances in Colloid and Interface Science* 138 (1): 1–23
- [20] Michael G Debije, Paul P C Verbunt, Pradeep J Nadkarni, Suresh Velate, Kankan Bhaumik, Sankaran Nedumbamana, Brenda C Rowan, Bryce S Richards and Theo L Hoeks. Promising fluorescent dye for solar energy conversion based on a perylene perinone. *Applied Optics* 50(2):163-169, 2011.
- [21] Askari Mohammad Bagher, Mirzaei Mahmoud Abadi Vahid, Mirhabibi Mohsen. *Types of Solar Cells and Application*, *American Journal of Optics and Photonics*.2015; 94-113.
- [22] W.Heywang, K.H.Zaininger, *Silicon: the semiconductor material*, in *Silicon: evolution and future of a technology*, P.Siffert, E.F.Krimmel eds., Springer Verlag, 2004.
- [23] Green, Martin A. (2003). *Third Generation Photovoltaics: Advanced Solar Energy Conversion*. Springer. p. 65
- [24] "Solar Junction Breaks Concentrated Solar World Record with 43.5% Efficiency". *Cnet.com*.
- [25] N. Gupta, G. F. Alapatt, R. Podila, R. Singh, K.F. Poole, (2009). "Prospects of Nanostructure-Based Solar Cells for Manufacturing Future Generations of Photovoltaic Modules". *International Journal of Photoenergy* 2009: 1
- [26] Eperon, Giles E.; Stranks, Samuel D.; Menelaou, Christopher; Johnston, Michael B.; Herz, Laura M.; Snaith, Henry J. (2014). "Formamidinium lead trihalide: a broadly tunable perovskite for efficient planar heterojunction solar cells". *Energy & Environmental Science* 7 (3): 982.
- [27] Snaith, Henry J. "Perovskites: The Emergence of a New Era for Low-Cost, High-Efficiency Solar Cells." *The Journal of Physical Chemistry Letters* 4.21 (2013)
- [28] Licht, S. J. *Phys. Chem.* 105, 6281-6294 (2001).
- [29] Krebs et. al., *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2009 10.1016/j.solmat.2008.10.004
- [30] Baskoutas, Sotirios; Terzis, Andreas F. (2006). "Sizedependent band gap of colloidal quantum dots". *Journal of Applied Physics* 99
- [31] Mitchell, Marit (2014-06-09). "New nanoparticles bring cheaper, lighter solar cells outdoors". *Rdmag.com*. Retrieved 2014-08-24.
- [32] "Photovoltaics Report". *Fraunhofer ISE*. 28 July 2014.
- [33] Mr.Abderrazek Mahfoude « modélisation des cellules solaires tandem à couches minces et à haut rendement », thèse de doctorat, université stif, 2015
- [34] HALOUAN Assia, *Modélisation du transfert radiatif dans les strates supérieures d'un module photovoltaïque*, mémoire master, université m'hamed bougara boumerdes, promotion 2017.

- [35] BENSALÉM salaheddin, *Effets de la température sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires, mémoire magister, université ferhat abbas – setif, promotion 2011.*
- [36] Bhalchandra V. Chikate .Y.A. Sadawarte .*The Factors Affecting the Performance of Solar Cell. International Journal of Computer Applications (0975 – 8887)*
- [37] Kalogirou S. *Solar energy engineering: processes and systems: chapter 9*. Academic Press; 2009. p. 469–517.
- [38] « Cellule Solaire : ModeleSpice -Fiche technique » , I.U.T. de Nimes, 5 fevrier 2008
- [39] M. Z. F.Z. Zerhouni, "Optimisation d'un système à énergie verte avec validation pratique," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 11 , no. N°1, p. 41–49, 2008.
- [40] Bendjellouli Zakaria, "contribution à la modélisation d'une cellule solaire" ,thèse de Magistère, Université de Bechar, 2009
- [41] J.A. Gow and C.D. Manning « *Development of a Photovoltaic Array Model for Use in Power Electronics Simulation Studies* ». *IEE Proceedings on Electric Power Applications*, Vol. 146, N°2, pp. 193 - 200, 1999.
- [42] Petibon Stéphane « *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques* ». *Thèse de doctorat, Université de Toulouse*, 2009.
- [43] M.S. Aït Cheikh et al « *Mise au point d'une régulation floue pour serre agricole à énergie solaire* » *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 13 N°3, pp 421-443 ,2010
- [44] L.A. Hecktheuer, A. Krenzinger and C.W.M. Prieb « *Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis* ». *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences*, Vol. 24, N°1, pp. 26-32, 2002.
- [45] Nikhil J.Anthony « *Thermal analysis of a solar water distillation and electricity generation system* ». *A Thesis submitted to the Department of Mechanical Engineering in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science Degree Awarded: Fall Semester, 2008*
- [46] B Addellah « *Développement de surface à base de dioxyde de titane par PVD pour une application aux cellules solaires* ». *Thèse de doctorat, Université de Abou Bekr Belkaid Tlemcen*, 2008.
- [47] R. Merahi, R. Chenni, M. Houbes « *Modélisation et Simulation d'un Module PV par Matlab* » .*Journal of Scientific Research* N° 0 vol 1, 2010.
- [48] T.U. Townsend « *A Method for Estimating the Long Term Performance of Direct Coupled Photovoltaic Systems* ». *MS Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison*, 1989.
- [49] G. Notton et al. « *Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin* ». *Revue des Energies Renouvelables*, 2010.

[50] W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman « Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance ». *Solar Energy* 80, pp. 78-88, 2006.

[51] Roshanak Radbeh « Réalisation et caractérisation des cellules solaires organiques à couches composites polymères incluant des nanotubes de carbones ». Thèse de doctorat, Université de Limoges, 2008.

[52] O. Gergaud, B. Multon, H. Ben Ahmed « Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models » 7th International ELECTRIMACS Congress, Montréal, Août 2002.

[53] Salima. Kebaili. Achour. Betka « Efficiency Model Of DC/DC PWM Converter Photovoltaic Applications ». *GCREEDER, Amman-Jordan, March 31st – April 2nd, pp1-5, 2009*

[54] K.H. Hussein I. Muta T. Hoshino M.Osakada « Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions ». *IEE Proc-Gener. Trans. Distrib, Vol. 142, No. 1, pp 59-64 January 1995*

[55] W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman, *Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance, Solar Energy* 80 (1) (2006) 78–88.

[56] International Electrotechnical Commission IEC, *Publication 891. Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I–V Characteristics of Crystalline Silicon Photovoltaic Devices, 1987, p. 15.*

[57] Aissa Chouder , Santiago Silvestre, *Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters ,(2012) 46–58*

[58] Aissa Chouder, Santiago Silvestre, *Monitoring, modelling and simulation of PV systems using LabVIEW, 2012.*

[59] Abou El-Maaty Metwally, *Modelling and Simulation of a Photovoltaic Fuel Cell Hybrid System, Faculty of Electrical Engineering, Ph.D. Thesis, University of Kassel, 2005*

[60] T.F. El Shatter, M.T. El Hagry, *Sensitivity analysis of the photovoltaic model parameters , in: Proc. MWSCAS, Circ. and Syst., vol. 2, IEEE, Las Cruces NM, 1999, pp. 914–917*

[61] Sharma V, Sastry OS, Kumar A, Bora B, Chandel SS. *Degradation analysis of aSi, (HIT) hetero-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions. Energy* 2014.

[62] Kichou S, Abaslioglu E, Silvestre S, Nofuentes G, Torres-Ramírez M, Chouder A. *Study of degradation and evaluation of model parameters of micromorph silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Jaen, Spain. Energy Convers Manag* 2016.

[63] Daha Hassan Daher, Leon Gaillard, Christophe Ménézo, *Évaluation expérimentale de la dégradation des performances d'une centrale solaire PV fonctionnant dans un climat désertique maritime, 2018.*

- [64] Santiago Silvestre , Ali Tahri , Fatima Tahri , Soumiya Benlebna , Aissa Chouder ,Evaluation of the performance and degradation of crystalline silicon-based photovoltaic modules in the Saharan environment, *Energy* 152 (2018) 57-63
- [65] Ayompe LM, Duffy A, McCormack SJ, Conlon M. Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. *Energy Convers Manage* 2011.
- [66] Kymakis E, Kalykakis S, Papazoglou TM. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Convers Manage* 2009;50(3):433.
- [67] Mondol JD, Yohanis Y, Smyth M, Norton B. Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland. *Energy Convers Manage* 2006;47(18–19):2925
- [68] Ayompe LM, Duffy A, McCormack SJ, Conlon M. Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. *Energy Convers Manage* 2011;52:816.
- [69] Kymakis E, Kalykakis S, Papazoglou TM. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Convers Manage* 2009;50(3):433.
- [70] Manish Kumar , S.S. Chandel , Arun Kumar, Performance analysis of a 10 MWp utility scale grid-connected canal top photovoltaic power plant under Indian climatic conditions, *Energy* 204 (2020) 117903.

هذا العمل منجز في اطار مذكرة ماستر فيزياء طاوقية ويهدف لدراسة مدى تطابق المعلومات والبيانات الخاصة بتصريفات الالواح الشمسية المنجزة من طرف المصنع والقياسات والتصريفات المتحصل عليها من العمل الحقيقي للألواح الشمسية في ظل شروط مناخية تختلف عن الشروط التي تم التجريب فيها من طرف المصنع. وذلك بالاعتماد على تقنيات واليات محددة نستطيع من خلالها معرفة اليوم المكافئ لعمل الالواح الشمسية مقارنة باليوم العمل الذي اشار اليه المصنع . ومن ثم معرفة كيفية تناقص مردود الالواح الشمسية والضياء الطاقوي الناتج عن اختلاف الظروف المناخية.

الكلمات المفتاحية : الالواح الشمسية، المردود الطاقوي للألواح الشمسية ، الخلية الكهروضوئية، محطات الطاقة الشمسية.

Résumé

Ce travail est réalisé dans le cadre d'un mémoire de master en Physique Energétique et vise à étudier la correspondance entre les données et les performances des panneaux solaires délivrée par le constructeur et les performances obtenus à partir des mesures de fonctionnement réels des panneaux solaires dans des conditions climatiques différentes des conditions de test. En s'appuyant sur des techniques et des mécanismes spécifiques pour connaître la journée équivalente de fonctionnement des panneaux solaires par rapport à la journée de test entendu par le constructeur. Et puis savoir comment le rendement des panneaux solaires diminue et la perte d'énergie résulte grâce le changement des conditions climatiques.

Mots clés : panneaux solaires, rendement énergétique des panneaux solaires, cellule photovoltaïque, centrales solaires.

Abstract

This work is carried out as part of a master's thesis in Energy Physics and aims to study the correspondance between the data and the performance of the solar panels delivered by the manufacturer and the performance obtained from the actual operating measurements of the solar panels. in climatic conditions different from the test conditions. By relying on specific techniques and mechanisms to know the equivalent day of operation of the solar panels compared to the test day agreed by the manufacturer. And then know how the efficiency of the solar panels decreases and the loss of energy results thanks to the change of the climatic conditions.

Keywords: solar panels, energy efficiency of solar panels, photovoltaic cell, solar power plants.