

People's Democratic Republic of Algeria

Ministry of Higher Education and Scientific Research

Mohamed Boudiaf University of M'sila

Faculty of Technology

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

جامعة المسيلة

كلية التكنولوجيا



Département de Génie Mécanique

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En vue de l'obtention du diplôme de :

MASTER

En Génie Mécanique

Option : **Energétique**

Présenté par :

BOUREZG Soheyb

BOUBAYA Djoudi

Thème

Etude de la dégradation d'un panneau photovoltaïque

Devant le jury composé de :

NOM et Prénom	Grade	Qualité
Bechane L	MAA	Président
Ihaddadene R	MCA	Encadreur
Ihaddadene N	PR	Examinateur

Année Universitaire : 2019 / 2020

N° d'ordre : GM/...../2020

DEDICACES de « BOUREZG Soheyb »

Je rends grâce à dieu de m'avoir donné la santé, le courage et la volonté ainsi que la conscience d'avoir pu terminer mes études.

Je dédie Ce Travail à:

A ma chère et tendre mère

A celle qui a tout souffert, sans me faire souffrir, qu'elle trouve dans ce mémoire le témoignage de ma reconnaissance et de mon affection pour tous les sacrifices, l'extrême amour et la bonté qu'elle m'a offert pour me voir réussir.

A mon père

*A l'homme que je dois ma réussite, mon bonheur, et tout le respect ;
Qu'il trouve ici l'expression de mon affection et une récompense des sacrifices consentis pour moi.*

A mon frère et ma sœur

En témoignage de mon profond amour et respect, à qui je leur souhaite le succès et le bonheur.

A mes grands-parents, mes oncles et toute la famille

En témoignage de mon profond amour et respect.

A mes amis

*A mon ami **KHALED ZIDELKHIR** Allah yrhmo, a tous mes amis, tous ceux que j'aime, tous ceux qui m'aiment et tous ceux qui me sont chers.*

DEDICACES de « BOUBAYA Djoudi »

Je dédie ce modeste travail à :

Mon très chère père BOUBAYA SAAD et ma très chère mère

SAHNOUNE MEBARAKA qui sont sans cesse à mes côtés .

Mes très chers frères et mes très chères sœurs qui m'ont toujours soutenue.

Je dédie également ce travail à ma fiancée et à mon lien

RADHIA CHIA

A tout familles Boubaya.Sahnoune

Aux chers amis : HACHEM/MOURAD/AYMEN/SOHEYB/FARID

RAMI/ KASSIMO/KADOR/ISLAM/OUSSAMA/MOUHAMED

A tous ce que j'aime et qui m'aiment

A tous mes collègues d'études surtout ceux D'Mécanique.

A mon ami KHALED ZIDELKHIR Allah yrhmo, a tous mes amis.

N'oubliez pas non plus mon cher et respecté professeur

Ihaddadene Razika

Remerciements

*Ce mémoire ne pourrait pas avoir été mené à bien sans
La confiance, la patience et la générosité de notre
encadreur Madame **Ihaddadene R** Nos remerciements
particuliers pour sa gentillesse et sa rigueur.
On lui apporte nos plus sincères gratitudes pour le temps
précieux qu'il nous a accordé.*

*Nos remerciements vont aussi à l'ensemble de nos
enseignants qui nous ont enseigné tout le long de ces
années d'études.*

*Nous tenons à remercier le président et les membres de
jury pour leurs honorables présences au jury.
Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin, pour
la réalisation de ce modeste travail.*

Sommaire

Introduction Générale	2
<u>Chapitre I : Etat de l'art sur l'énergie photovoltaïque</u>	5
Introduction	5
<u>Partie 1 :</u>	5
I.1 La conversion photovoltaïque	5
I.1.1 Matériau semi-conducteur	5
I.1.2 Formation de la jonction PN	5
I.1.3 Principe de la conversion photoélectrique	7
<u>Partie 2 :</u>	8
I.2. Composition d'une cellule photovoltaïque	8
<u>Partie 3 :</u>	9
I.3 Les technologies photovoltaïques.	9
I.3.1 Le silicium.	10
I.3.2 Silicium monocristallin.	11
I.3.3 Le silicium multicristallin.	11
I.3.4 Le silicium amorphe.	11
I.3.5 Les couches minces.	12
<u>Partie 4 :</u>	13
I.4 Les caractéristiques d'un module photovoltaïque.	13
I.4.1 La caractéristique courant-tension I(V)	13
I.4.2 La caractéristique puissance-tension P(V)	14
I.4.3 Les zones de fonctionnement du module photovoltaïque	15
I.4.4 Le Générateur Photovoltaïque.	16
I.4.4.1 Groupement des cellules.	16
a) Groupement parallèle	16
b) Groupement série	16
<u>Partie 5 :</u>	17
I.5. Dégradation d'un module photovoltaïque	17
I.5.1 Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques.	17
I.5.1.1 La corrosion	18
I.5.1.2 La délamination	19
I.5.1.3 La décoloration	19
I.5.1.4 Les fissures et bris de verre	21
I.5.1.5 Les points chauds ou Hot-spots	22
I.5.1.6 Les bulles	22
I.5.1.7 Le PID - Potentiel Induced Degradation.	23
I.5.2 Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque	23
I.5.2.1 Inspection visuelle	23

I.5.2.2 Mesure de la puissance	23
I.5.2.3 Imagerie infrarouge	24
I.5.2.4 Thermographie	24
I.5.2.5 Imagerie par électroluminescence et photoluminescence	25
I.5.2.6 Résonance de vibrations ultrasoniques.	25
Conclusion	26
Chapitre 2 : matériel et méthodes.	28
Introduction	28
II.1. Présentation du site de l'étude «Biskra»	28
II.2. Présentation de la microcentrale photovoltaïque	29
II.3. Présentation des modules PV utilisés	32
II.4. Présentation du système d'acquisition numérique	33
II.4.1. Carte Arduino.	34
II.4.2. Anémomètre	35
II.4.3. Capteur de température et d'humidité	36
II.4.4. Capteur de tension	37
II.4.5. Capteur de courant	37
II.4.6. Capteur de lumière LDR	38
II.4.7. La plaque d'essai	39
II.4.8. Les fils de connexion	40
II.4.9. L'afficheur LCD	40
II.4.10. La carte SD.	41
II.4.11. Le thermocouple de type K avec module d'amplification MAX6675.	42
II.5. Principe de fonctionnement du système d'acquisition numérique	43
II.6. La procédure expérimentale.	45
Conclusion.	46
Chapitre 3 : résultat et discussion.	48
Introduction.	48
III. 1 Evolution des conditions climatiques	48
III. 2 Evolution de la température du module dégradé	48
III.3 Evolution des puissances	51
III.3.1 Evolution de la puissance du module non dégradé	51
III.3.2 Evolution de la puissance du module dégradé	54
III.3.3 Comparaison des puissances (non dégradé et dégradé)	57
Conclusion.	58
Conclusion Générale.	60

Liste des figures

Chapitre I:

Figure I-1 : Génération d'une paire électron-trou.	6
Figure I-2 : Jonction PN.	7
Figure I-3 : Jonction PN d'une cellule photovoltaïque.	7
Figure I-4: Composition d'une cellule photovoltaïque.	8
Figure I-5: Les différents types de cellule photovoltaïque.	9
Figure I-6: Photos de cellules monocristallin (a) et multicristallin (b).	12
Figure I-7 : Deux exemples de modules utilisant Sia (silicium amorphe).	13
Figure I-8 : Caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque.	14
Figure I-9 : Caractéristique P(V) d'un module solaire photovoltaïque.	14
Figure I-10 : Les différentes zones de la caractéristique I (V).	15
Figure I-11 : Module d'un groupage en parallèle.	16
Figure I-12: Module d'un groupage en série.	17
Figure I- 13 : Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation.	18
Figure I-14 : La dégradation du module PV par la corrosion.	18
Figure I- 15 : Dégradation du module photovoltaïque par délamination.	19
Figure I- 16 : Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.	20
Figure I- 17 : Module photovoltaïque présentant des bris de verre.	21
Figure I- 18 : Dégradation du module photovoltaïque par des points chauds sur les bords des coins supérieurs.	22
Figure I- 19 : Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.	23
Figure I-20 : Image thermographique d'une cellule PV en silicium.	25
Figure I-21 : Image par électroluminescence d'un module photovoltaïque avec des cellules dégradées.	25

Chapitre II:

Figure II-1 : Situation géographique de la wilaya de Biskra	28
Figure II-2: Vue d'ensemble de la microcentrale photovoltaïque.	29
Figure II-3: schéma synoptique d'une microcentrale.	30
Figure II-4: Structure du champ photovoltaïque de la microcentrale.	31
Figure II-5: Les modules PV utilisés dans notre étude (a) Non dégradé (b) dégradé.	32
Figure II.6: La carte Arduino méga.	35
Figure II.7: L'anémomètre.	35
Figure II.8: Le capteur d'humidité et de température DHT22 AM2302.	36
Figure II.9: Le capteur de tension.	37
Figure II.10: Le capteur de courant ACS172.	38
Figure II.11: Le capteur de lumière LDR.	39
Figure II.12: La plaque d'essai.	39
Figure II.13: Exemple de Jumpers mâle/mâle.	40
Figure II.14: L'afficheur LCD.	41
Figure II.15: La carte SD.	41
Figure II.16: Le thermocouple de type K avec module d'amplification MAX6675.	42
Figure II.16 : Le système d'acquisition.	43
Figure II.17 : Le système d'acquisition.	44

Chapitre III:

Figure III.1a : Evolution des radiations solaires.	49
Figure III.1b : Evolution de la vitesse du vent.	49
Figure III.1c : Evolution de la température ambiante.	49
Figure III.2a : Evolution de la température ambiante.	50
Figure III.2b : Evolution de la température ambiante.	50
Figure III.3a : Evolution de la puissance du panneau non dégradé.	51
Figure III.3b : Evolution de la puissance du panneau non dégradé et des radiations solaires.....	51

Liste des figures

Figure III.3c : Evolution de la puissance du panneau non dégradé en fonction des radiations solaires.	52
Figure III.4a : Evolution de la puissance du panneau non dégradé en fonction de la température ambiante.	53
Figure III.4b : Evolution de la puissance du panneau non dégradé en fonction de la vitesse du vent.	53
Figure III.4c : Evolution de la puissance du panneau non dégradé en fonction de l'humidité.	53
Figure III.5a : Evolution de la puissance du panneau dégradé.	54
Figure III.5b : Evolution de la puissance du panneau dégradé et des radiations solaires.	55
Figure III.5c : Evolution de la puissance du panneau dégradé en fonction des radiations solaires.	55
Figure III.6a : Evolution de la puissance du panneau dégradé en fonction de la température ambiante.	56
Figure III.6b : Evolution de la puissance du panneau dégradé en fonction de la température ambiante.	56
Figure III.6c : Evolution de la puissance du panneau dégradé en fonction de la température ambiante.	56
Figure III.7 : Evolution des puissances des panneaux dégradé et non dégradé en fonction du temps.	57

Liste des tableaux

Chapitre I :

Tableau I-1 : Énergie de gap des matériaux solaires. 6
Tableau I-2 : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques.10

Chapitre II :

Tableau II.1 : Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques utilisés.34

Nomenclature :

θ	Angle ($^{\circ}$)
h	Constante de Planck ($=6,62.10^{-34}J.s$)
\square	Fréquence (Hz)
C	Vitesse de la lumière ($=3.10^8m.s^{-1}$)
\square	Longueur d'onde (μm).
I_{ph}	Courant photovoltaïque (A)
T	Température de la cellule(K)
V_{br}	Tension d'avalanche de la jonction (V)
I_{sc}	Courant de court-circuit (A)
V_{oc}	Tension en circuit ouvert (V)
I	Courant (A)
V	Tension (V)
I_{max}	Courant maximum (A)
V_{max}	Tension maximum (V)
P_{max}	Puissance maximale délivrée par le module PV
(W) I_{mp}	Courant au point de puissance maximal (A)
V_{mp}	Tension au point de puissance maximal (V)

Résumé :

Cette étude s'inscrit dans le cadre d'une collaboration avec le département de génie mécanique de l'université de Biskra. Cette étude porte sur l'étude de la dégradation des panneaux photovoltaïques de la centrale photovoltaïque de Biskra de type (ALPV85-125M-36) et la réalisation d'un système d'acquisition numérique.

ملخص:

هذه الدراسة جزء من تعاون مع قسم الهندسة الميكانيكية في جامعة بسكرة. تتعلق هذه الدراسة بدراسة تدهور الألواح الكهروضوئية لمحطة الطاقة الكهروضوئية من نوع (ALPV85-125M-36) ببسكرة وتحقيق نظام اكتساب رقمي.

Introduction générale

Introduction générale :

L'Algérie dispose d'un des plus grands gisements solaires au monde, la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). De ce fait, le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

Le vieillissement des cellules photovoltaïques et des modules est un processus qui évolue naturellement avec les années de fonctionnement du module dans les conditions de terrain (le vent, la pluie, la neige, la chaleur, la lumière...) et qui par conséquent affecte le rendement du module. Cette dégradation se traduit par le dommage progressif des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut modifier son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service.

Notre étude s'inscrit dans le cadre d'une collaboration avec le département de génie mécanique de l'université de Biskra. Cette étude porte sur l'étude de la dégradation des panneaux photovoltaïques de la centrale photovoltaïque de Biskra (panneaux de type ALPV85-125M-36). Cette étude porte sur la réalisation d'un dispositif expérimental en utilisant une carte Arduino qui sera utilisée pour étudier l'influence des conditions climatiques (radiations solaires, la vitesse du vent, température ambiante et l'humidité) sur les panneaux photovoltaïques (dégradé et non dégradé).

Notre mémoire est partagé en trois chapitres répartis comme suit:

Dans le premier chapitre, on présente un état de l'art sur l'énergie photovoltaïque, il est composé de 5 parties. la conversion photovoltaïque, la composition d'une cellule photovoltaïque, les technologies photovoltaïques, les caractéristiques d'un module photovoltaïque et la dernière à la dégradation d'un module photovoltaïque.

Le deuxième chapitre vise à décrire le matériel et la méthode expérimentale utilisée durant notre étude. Nous avons réalisé un système d'acquisition numérique qui sera utilisée lors des expériences effectuées. Les expériences ont été réalisées au niveau du laboratoire solaire affilié au département de génie mécanique de l'université de Mohamed Khieder de Biskra.

Le troisième chapitre présente les résultats de l'influence des conditions climatiques (radiations solaires, la vitesse du vent, température ambiante et l'humidité) sur les panneaux photovoltaïques (dégradé et non dégradé) d'une part et la comparaison de ces deux panneaux photovoltaïques d'autre part.

Enfin, une conclusion générale vient terminer ce mémoire.

Chapitre I

Etat de l'art sur l'énergie

Photovoltaïque

Ce chapitre présente un état de l'art sur l'énergie photovoltaïque, il est composé de 5 parties. La première partie est La conversion photovoltaïque, elle comporte Matériau semi-conducteur, Formation de la jonction PN et le principe de la conversion photoélectrique. la deuxième partie est Composition d'une cellule photovoltaïque, La troisième partie est Les technologies photovoltaïques, la 4 partie Les caractéristiques d'un module photovoltaïque et la dernière partie sur la dégradation d'un module photovoltaïque, les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques et les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque.

Partie 1 :

I.1. La conversion photovoltaïque :

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 pair 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

I.1.1 Matériau semi-conducteur :

La filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel est la réalisation de cellules à base de silicium. Ce dernier est l'élément semi-conducteur le plus utilisé car il est peu coûteux et il se trouve en très grande quantité sur Terre : il constitue 28% de l'écorce terrestre, sous forme de silice, parfaitement stable et non toxique [1].

I.1.2 Formation de la jonction PN :

Le silicium, comme tous les matériaux semi-conducteurs, a une bande de valence pleine et une bande de conduction vide. Mais grâce à un apport énergétique suffisant, il est possible de faire passer des électrons de la bande de valence (BV) à la bande de conduction (BC), d'où la génération d'électrons libres (Figure I-1). Cependant, chaque matériau possède son propre gap énergétique E_g (c'est l'écart entre le maximum de la bande de valence (EC) et le minimum de la bande de conduction (EV) comme le montre le Tableau I-1.

Du point de vue énergétique, le rayonnement électromagnétique solaire est constitué de photons d'énergies de longueur d'onde λ transportant une énergie (E) exprimée en électro-volt (eV) donnée par la relation suivante :

$$E = h\nu = hc/\lambda$$

avec :

h : constante de Planck ($= 6,62.10^{-34}$ J.s),

ν : fréquence (Hz),

c : vitesse de la lumière ($= 3.10^8$ m.s⁻¹),

λ : longueur d'onde (m)

Tableau I-1 : Énergie de gap des matériaux solaires.

Matériau semi-conducteur	Germanium (Ge)	Silicium (Si)	Arséniure de Gallium (GaAs)	Phosphure de Gallium (GaP)	Sulfure de Cadmium (CdS)	Tellure de Cadmium (CdTe)
E_g (eV)	0,67	1,12	1,42	2,26	1,03	1,5

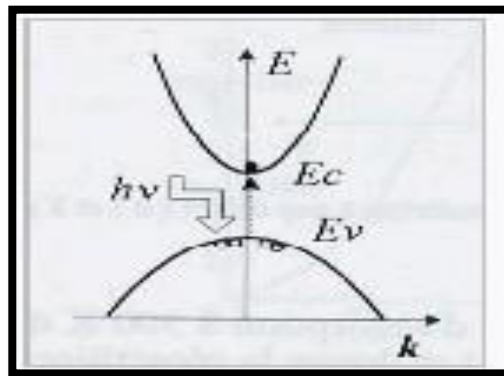


Figure I-1 : Génération d'une paire électron-trou [1].

La présence d'électrons libres dans la bande de conduction d'un matériau n'est pas suffisante pour générer un courant. Il est nécessaire de créer une différence de potentiel aux bornes du photo générateur afin d'entraîner les charges positives d'un côté et les charges négatives de l'autre (Figure I-2). Cette opération est possible par l'assemblage de deux barreaux de silicium, un de type N dopé en électrons de concentration de l'ordre de 10^{17} cm⁻³ et l'autre de type P dopé en trous (environ 10^3 cm⁻³). La mise en contact des deux couches à dopages opposés dans un semi-conducteur en y ajoutant des contacts métalliques constitue un élément connu : la diode.

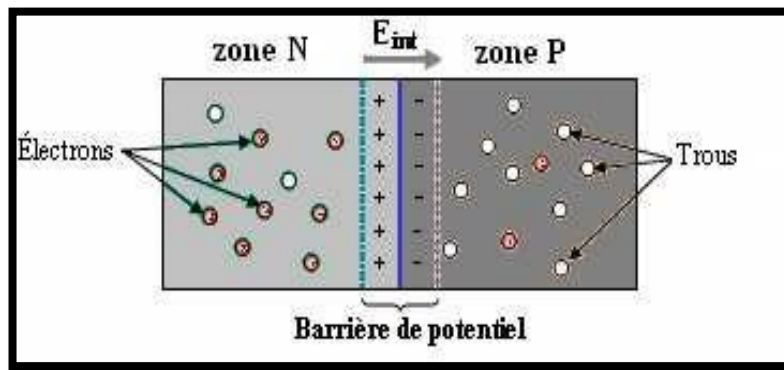


Figure I-2 : Jonction PN [1].

I.1.3 Principe de la conversion photoélectrique :

La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique repose sur l'effet photoélectrique. Il permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de production et de transport de charges électriques positives et négatives dans un matériau semi-conducteur comme le silicium [2].

Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau n'aura pas assez d'énergie pour arracher un électron au matériau. A l'inverse, un matériau avec un faible gap absorbe plus de photons mais présente une tension plus faible à ses bornes [3]. Ainsi par exemple, avec un seul matériau, le rendement de conversion maximal théorique est de 31% pour un gap énergétique d'environ 1,4eV. Par comparaison, le gap du silicium qui est aujourd'hui le matériau le plus utilisé pour constituer des cellules dans les capteurs PV terrestres, n'est pas très loin de cet optimum avec 1,12eV et un rendement maximum théorique d'environ 29% pour une simple jonction.

Lorsqu' on illumine une jonction PN, les paires électron-trou qui sont créées dans la zone de charge d'espace de la jonction sont immédiatement séparées par le champ électrique qui règne dans cette région (Figure I-3), et entraînées dans les zones neutres de chaque côté de la jonction. Si le dispositif est isolé, il apparaît une différence de potentiel aux bornes de la jonction et s'il est connecté à une charge électrique extérieure, un courant est établi.

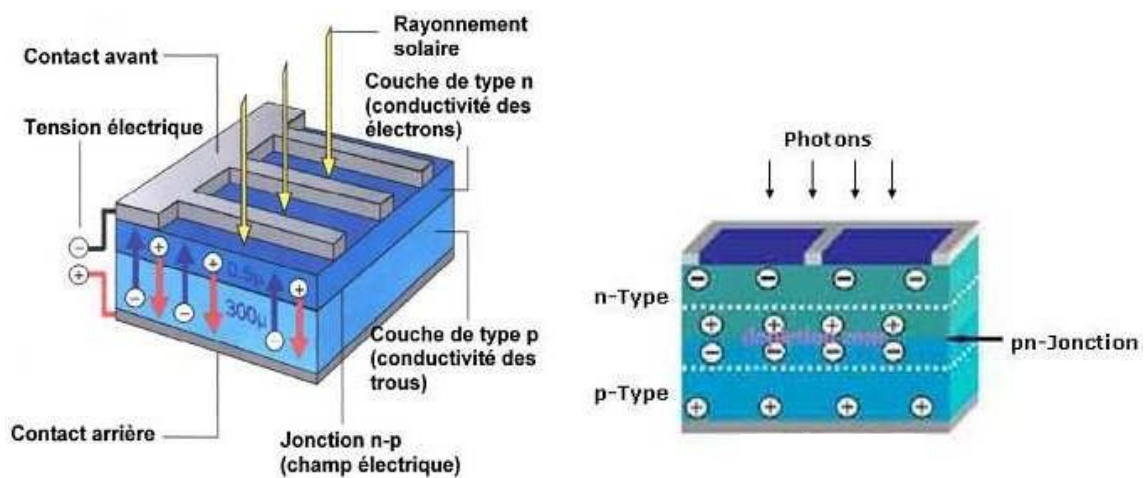


Figure I-3 : Jonction PN d'une cellule photovoltaïque [3].

Partie 2 :

I.2. Composition d'une cellule photovoltaïque :

Le panneau solaire est constitué d'un assemblage de cellules photovoltaïque afin d'obtenir une puissance suffisante. La cellule photovoltaïque est composée des éléments suivants comme représenté sur la Figure I.4:

* Une couche de verre qui protège la cellule. Les couvertures de protections sont indispensables puisque la cellule est très fragile

* Une couche anti-reflet, puisque le silicium est très réflecteur, on place donc un revêtement anti-réflexion sur le dessus de la cellule permettant ainsi une pénétration maximale des rayons solaires,

* Une grille conductrice (ou une couche conductrice), il faut que cette couche soit conductrice et ne subisse pas des phénomènes de corrosion. On a donc une couche qui sert de cathode (pôle +) recouvrant la couche semi-conductrice dopée N et une couche qui joue le rôle de l'anode (pôle -) en dessous la couche semi-conductrice P.

* Une couche avec porteurs de charges libres négative (N) en contact avec une autre couche avec porteurs de charges libres positives (P).

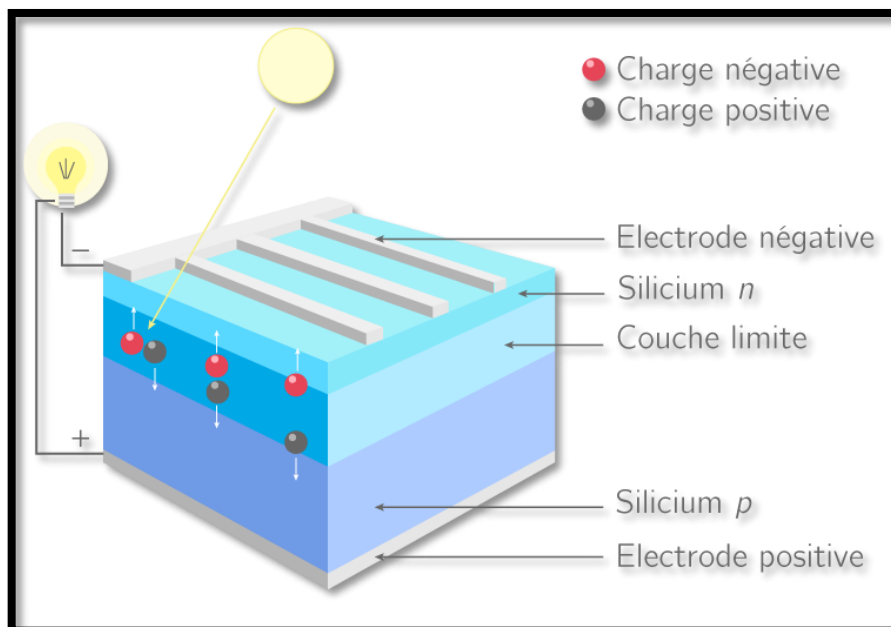


Figure I-4: Composition d'une cellule photovoltaïque [web1].

Partie 3 :**I. 3 Les technologies photovoltaïques :**

Deux grandes familles de technologies existent actuellement : la première à base de silicium mono ou multicristallin qui couvre de l'ordre de 90% de la production mondiale ; la deuxième, celle des couches minces, comprend les cellules au silicium amorphe, poly-cristallin

ou microcristallin, ainsi que celles au tellure de cadmium, au cuivre indium sélénium et à l'arséniure de gallium [4]. En outre, d'autres technologies sont en cours d'expérimentation comme les cellules organiques (polymères ou à base de fullerènes) et les cellules à pérovskite.

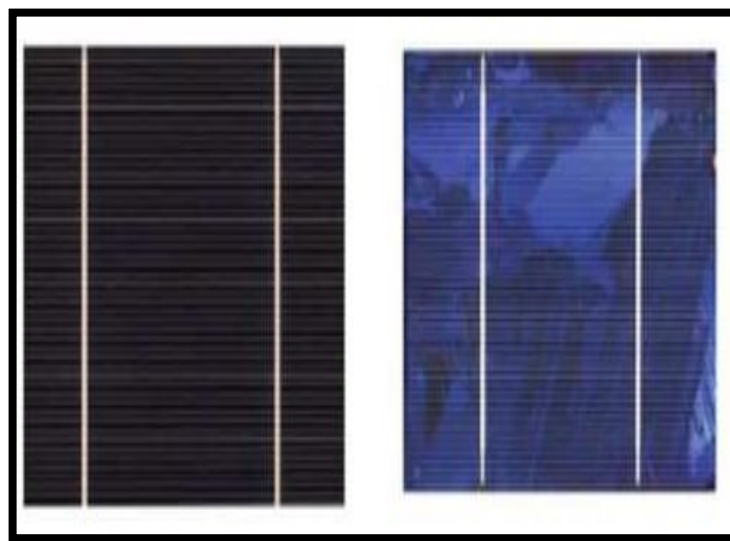
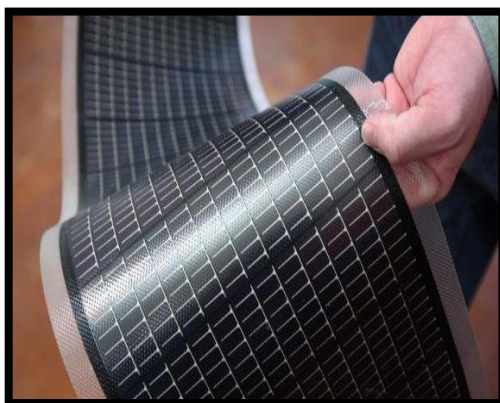
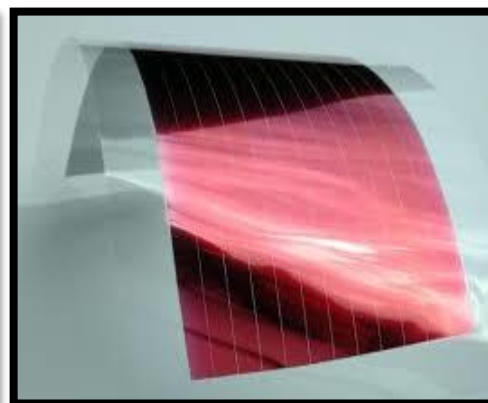
**a) Monocrystalline****b) Polycristalline****c) Amorphe****d) Organique****Figure I-5:** Les différents types de cellule photovoltaïque [web2].

Tableau I-2 : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques[4].

Type	cellule (labo)	Module (labo)	Module (commercial)	Niveau développement
1ère génération				
Silicium monocristallin	24.70%	22.70%	12-20%	Production industrielle
Silicium polycristallin	20.30%	16.20%	11-15%	Production industrielle
2e génération				
Silicium amorphe	13.40%	10.40%	5-9%	Production industrielle
Silicium cristallin en couche mince		9.40%	7%	Production industrielle
CIS	19.30%	13.50%	9-11 %	Production industrielle
CdTe	16.70%		6-9%	Prêt pour la production
3e génération				
Cellule organique	5.70%			Au stade de la recherche
Cellule de Grätzel	11%	8.40%		Au stade de la recherche
Cellules multi-jonctions	39%	25-30%		Au stade de la recherche, production exclusivement applications spatiales

I.3.1 Le silicium :

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques. Il s'agit d'un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinctes de part la nature du silicium employé et/ou sa méthode de fabrication. Cette filière comporte trois technologies: le silicium monocristallin et le silicium multicristallin, silicium amorphe [5].

I.3.2 Silicium monocristallin :

Lors du refroidissement, le silicium se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme, intense et brillant. Elles sont utilisées, mais ne sont pas majoritaires sur le marché de l'énergie photovoltaïque. Le rendement du silicium monocristallin est plus élevé, il est compris entre 12 et 20% [6] pour les cellules industrielles. Son coût élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium multi cristallin.

I.3.3 Le silicium multicristallin :

Le silicium multicristallin (polycristallin) est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée, A elle seule elle représente près de 50% du marché [6]. Ces cellules sont obtenues par couplage de cristaux de silicium, ce qui rend sa structure hétérogène, son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin, il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants [6]. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles.

I.3.4 Le silicium amorphe :

Le silicium intégré dans les cellules a-Si n'a pas fait l'objet d'une cristallisation. Ses atomes sont donc agencés sans réelle organisation, ce qui leur permet de mieux capter la lumière (par rapport au silicium cristallin). Problème : les charges générées ont plus de difficultés pour se déplacer à cause de la désorganisation de la matière, ce qui se traduit par un mauvais coefficient de conversion. Par conséquent, leur rendement est faible.

La désorganisation atomique a d'autres conséquences : les électrons de valence des atomes de Si ne forment pas toujours des liaisons covalentes au sein du semi-conducteur. Il apparaît alors des liaisons pendantes qui peuvent agir sur les propriétés électroniques du matériau. Pour limiter ce phénomène, les couches de silicium sont régulièrement passivées avec de l'hydrogène (a-Si:H). Des atomes d'hydrogène établissent des liaisons avec les électrons restés libres, et réduisent ainsi le nombre de liaisons pendantes.

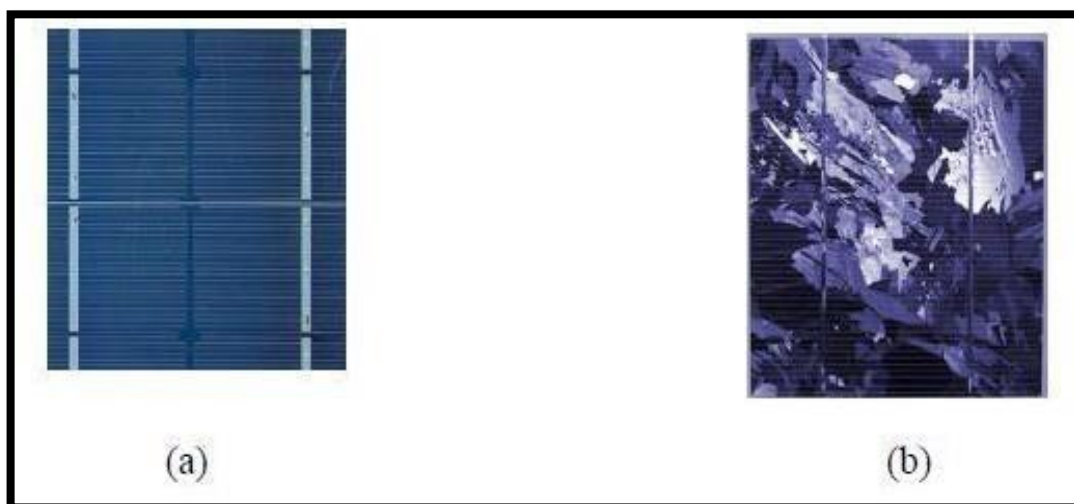


Figure I-6: Photos de cellules monocristallin (a) et multicristallin (b) [6].

I.3.5 Les couches minces :

Le principal frein au développement du photovoltaïque à très grande échelle reste encore aujourd'hui. Malgré la baisse de ces dernières années, le prix trop élevé du kilo Watt crête KWc. Le kilo Watt crête (KWc) est l'unité qui définit la puissance d'un générateur PV aux conditions de test standards ($1000\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ et 25°C).

La majorité du prix d'un générateur photovoltaïque provient du silicium et du procédé de purification. Plusieurs types de cellules photovoltaïques visant à diminuer la quantité de matière nécessaire à leur fabrication sont aujourd'hui développés et commencent à être industrialisés.

Ces technologies appelées couches minces font appel à des procédés de fabrication (dépôt sur ruban) visant la diminution de l'épaisseur des cellules. La technologie à couche mince dont la plus mûre est celle du silicium amorphe (a-Si) représentait en 2008 plus de 7% du marché mondial [6].

L'avantage de cette technique est l'utilisation des substrats à bas coûts. Le silicium est déposé à basse température sur un substrat en verre. De plus, il est possible de déposer ces cellules sur des substrats souples (figure III-3) et fabriquer des cellules souples. Son prix est plus faible que celui des cellules cristallines, il est d'environ 7% [6].

L'utilisation de ce type de cellules nécessite l'utilisation d'une isolation galvanique entre les modules et le réseau. Sans cette isolation galvanique les cellules amorphes se dégradent très rapidement. La raison physique de ce phénomène reste encore obscure. Les cellules amorphes captent très bien le rayonnement diffus et sont donc moins sensibles aux variations de rayonnement direct. Par conséquent, ces cellules sont une très bonne alternative aux cellules cristallines sur des sites soumis à des ombrages sévères.

D'autres matériaux sont également utilisés dans les filières à couches minces comme le Tellure de Cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) et de gallium (CIGS). Ces technologies possèdent de bons rendements, pouvant aller jusqu'à 19% [6]. Malgré les potentialités de ces trois technologies, les problèmes de toxicité sur l'environnement et l'approvisionnement en matières premières qu'elles soulèvent les cloisonneront au laboratoire ou à des applications très spécifiques.

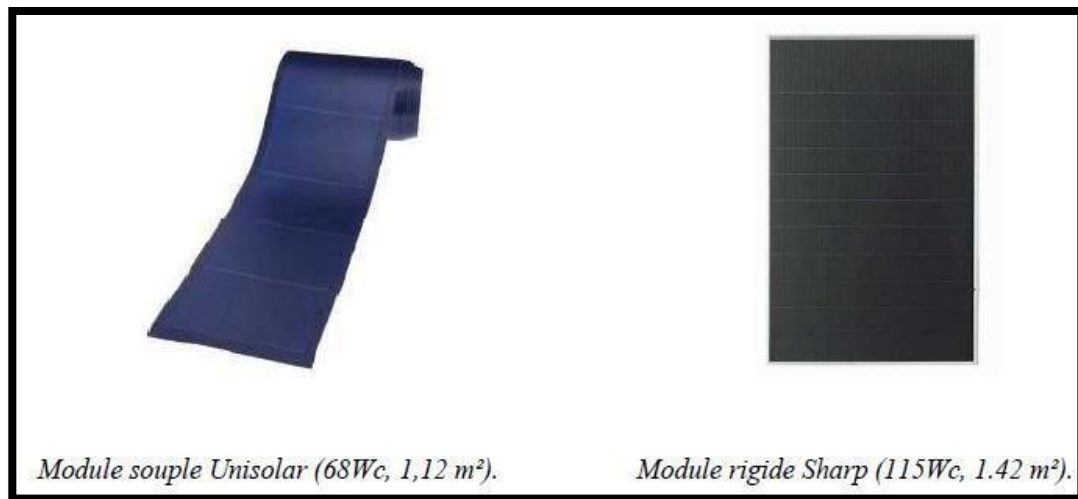


Figure I-7 : Deux exemples de modules utilisant Si_a (silicium amorphe) [6].

Partie 4 :

I.4. Les caractéristiques d'un module photovoltaïque

I.4.1 La caractéristique courant-tension I(V) :

C'est une caractéristique fondamentale du module solaire d'un nombre de cellule (N_s) définissant cet élément comme générateur. Elle est identique à celle d'une jonction P-N avec un sens bloqué, mais décalé le long de l'axe du courant d'une quantité directement proportionnelle à l'éclairement. Elle se trace sous un éclairement fixe et une température constante.

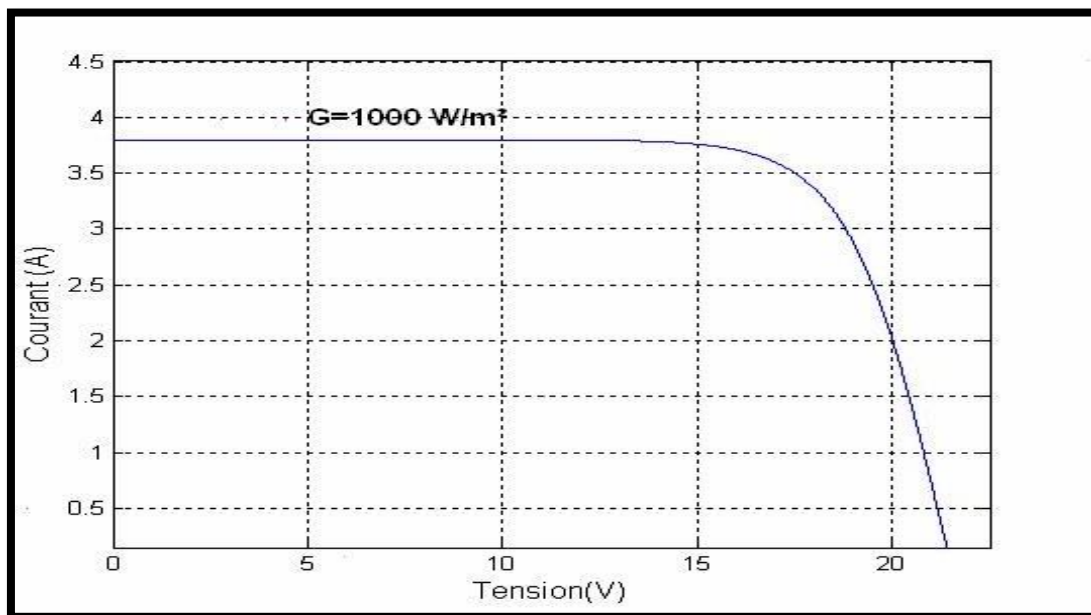


Figure I-8 : Caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque [7].

I.4. 2 La caractéristique puissance-tension P(V) :

La puissance débitée par le module photovoltaïque dépend du point de fonctionnement de cette dernière; c'est le produit de l'intensité de courant et de la tension entre ses bornes. Le point « M » représente la puissance maximale débitée par le module.

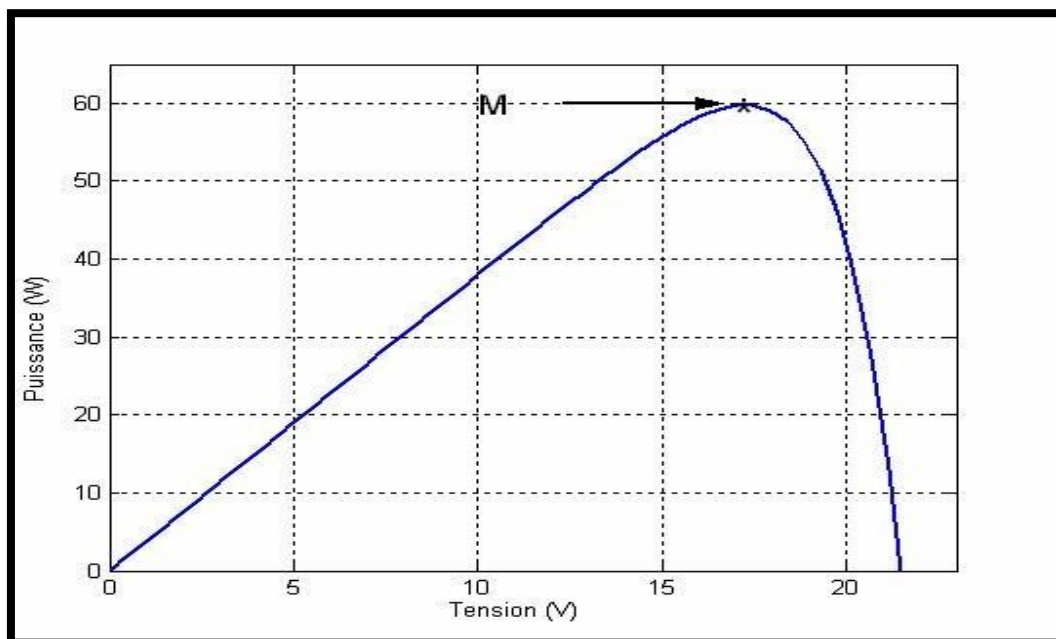


Figure I-9 : Caractéristique P(V) d'un module solaire photovoltaïque [7].

I.4.3 Les zones de fonctionnement du module photovoltaïque :

Les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque varient en fonction de la température, de l'éclairement et, de façon générale, des conditions de fonctionnement lorsqu'il est connecté à une charge donnée. Nous rappelons brièvement dans ce paragraphe le comportement du générateur soumis à diverses contraintes. Ces notions sont en effet nécessaires pour comprendre le comportement d'un générateur photovoltaïque et ensuite effectuer des optimisations de fonctionnement.

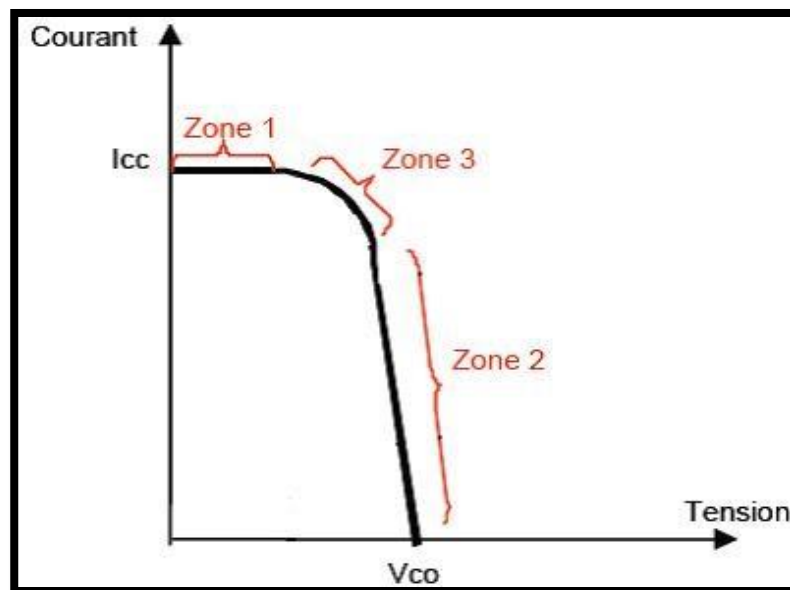


Figure I-10 : Les différentes zones de la caractéristique I (V) [8].

La caractéristique d'un générateur photovoltaïque constitué de plusieurs cellules a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (irradiation et température uniformes). Nous pouvons décomposer la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque en trois zones :

Une zone assimilable à un générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par (Zone 1).

Une zone assimilable à un générateur de tension V_{co} d'impédance interne équivalente à la résistance série R_s (Zone 2).

I.4.4 Le Générateur Photovoltaïque:

Le module est un assemblage des cellules solaires qui transforme l'énergie solaire en énergie électrique. Un module PV contient généralement 33 à 72 cellules PV

I.4.4.1 Groupement des cellules :

La tension générée par une photopile est limitée à la valeur du gap du matériau, typiquement; la tension optimale qui correspond à une puissance maximale d'une cellule au silicium vaut environ 475 mV dans les conditions standards.

a) Groupement parallèle :

Avec ce groupement la tension reste en même valeur, et le totalité de courant devient N_p (nombre des cellules parallèle) fois que celui fournit par une seule cellule.

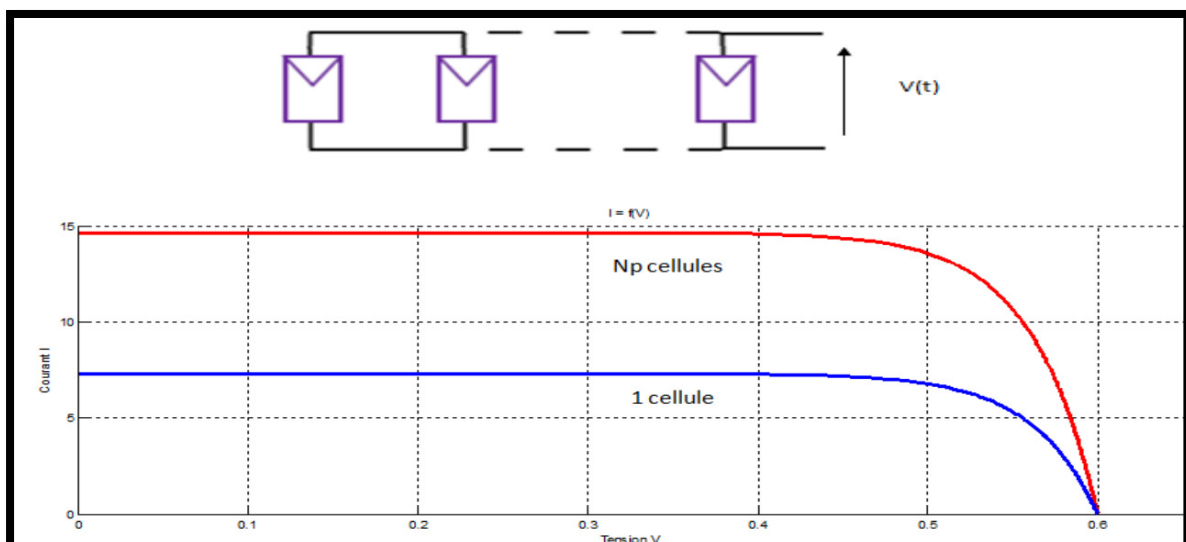


Figure I-11 : Module d'un groupage en parallèle [8].

b) Groupement série :

Pour une tension pertinente avec la charge, on doit assembler des cellules en série. Avec (N_s : nombre des cellules série) de cellules en série en gagnée le même courant et N_s de tension (qui générerait par une cellule)

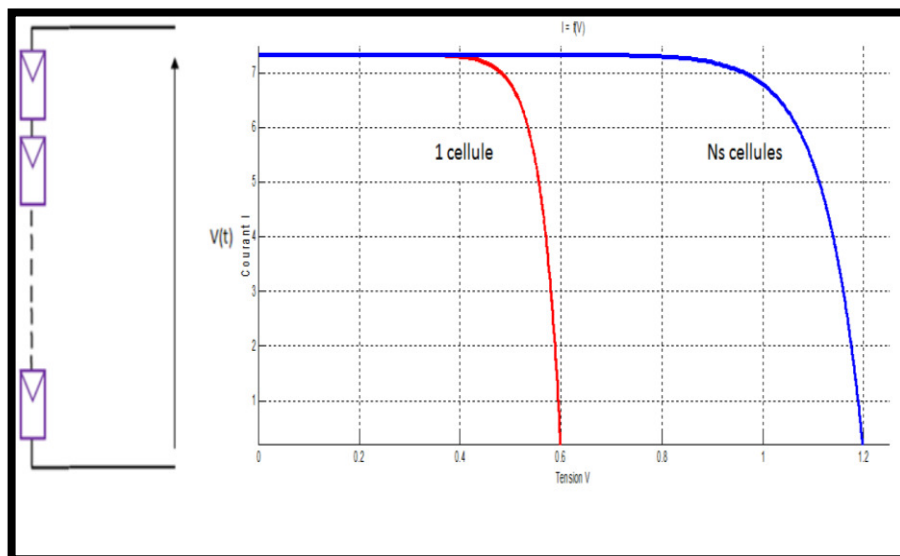


Figure I-12: Module d'un groupage en série [8].

Partie 5 :

I. 5. Dégradation d'un module photovoltaïque :

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée suite à plusieurs facteurs à savoir ; la température, l'humidité, l'irradiation, la poussière et les chocs mécaniques. Cette dégradation se traduit par le dommage progressif des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut modifier son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [10].

L'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Les constructeurs des modules photovoltaïques considèrent qu'un module photovoltaïque est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau inférieur à 80% de sa valeur initiale [9].

I.5.1 Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques :

La dégradation du module photovoltaïque peut toucher ces différents composants de à savoir ; le verre, l'Éthylène Vynil Acétate (EVA) le matériau encapsulant, les interconnexions entre les cellules, le support appelé aussi backsheet qui présente un film polymère de protection généralement en Tedlar (c'est le nom commercial du PVF (polyvinyl fluoride)) comme illustré sur la Figure I-13. On noté également les colles qui assurent l'adhérence entre ces différents composants du module.

Les principaux modes de dégradations des modules photovoltaïques sont : la corrosion, la délamination,

la décoloration, les fissures et bris de verre, les points chauds (hot spots) et le PID (Potentiel Induced Dégradation).

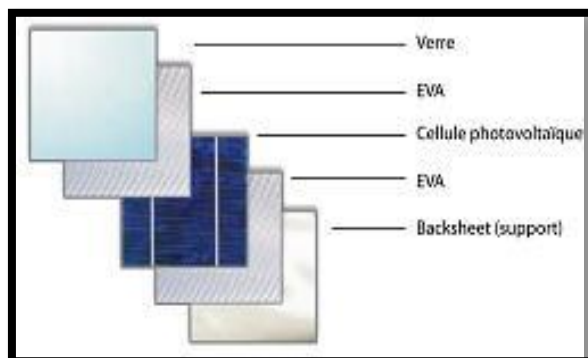


Figure I- 13 : Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation [10].

I.5.1.1 La corrosion :

La corrosion est un des modes de dégradation des modules photovoltaïques, il attaque les connexions métalliques des cellules du module photovoltaïque provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. Ce mode de dégradation dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique, un exemple de la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction est noté sur la Figure I-14.

La cause principale de la corrosion est l'humidité, elle pénètre dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés [11]. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau et plus particulièrement dans les zones géographiques chaudes et humides. En raison de la vitesse de diffusion relativement élevée de l'eau dans l'Éthylène-acétate de vinyle (EVA) utilisé dans l'encapsulation de la plupart des modules PV, l'infiltration de l'humidité dans le module reste importante au cours de sa durée de vie même si le module est constitué d'une structure en double verre.

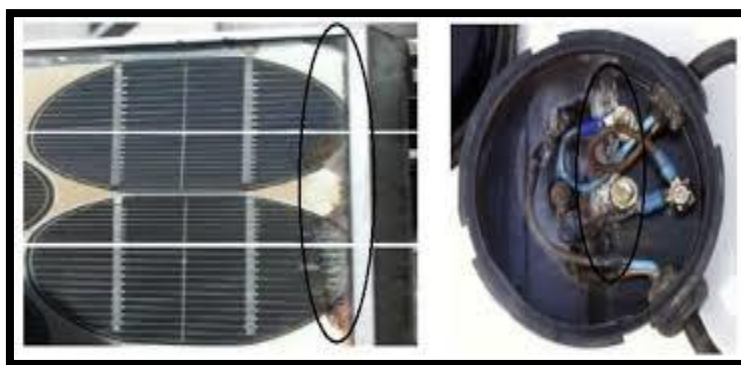


Figure I-14 : La dégradation du module PV par la corrosion[11].

I.5.1.2 La délamination :

Un autre mode de dégradation des modules photovoltaïques est la délamination, c'est un problème majeur, il traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Un exemple est illustré sur la Figure I.15.

Ce mode de dégradation est plus fréquent dans les climats chauds et humides, il favorise une pénétration de l'humidité dans le module et provoque, par la suite, différentes réactions chimiques à l'intérieur du module induisant des dégradations telles que la corrosion des métaux de la structure du module le plus souvent. De même, il favorise l'augmentation de la réflexion lumineuse dans le module photovoltaïque.

La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière.

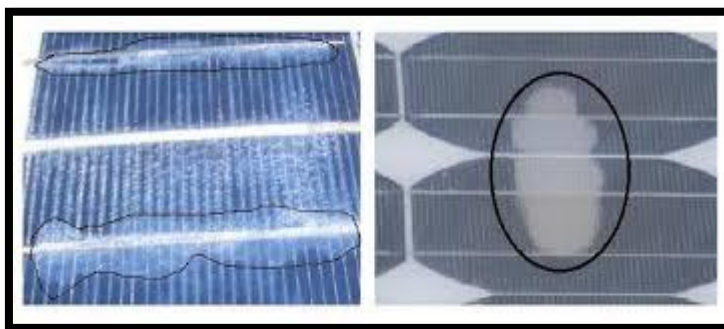


Figure I- 15 : Dégradation du module photovoltaïque par délamination[11].

I.5.1.3. La décoloration :

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène Vinyl Acetate (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se traduire soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant. Elle provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée.

Oreski et Wallner avancent que les causes principales de la décoloration de l'EVA sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C et provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère.

La décoloration peut apparaître dans des zones différentes et non adjacentes d'un même module. Ceci peut être dû d'une part, à des polymères encapsulant d'origine ou de caractéristiques différentes et d'autre part à l'EVA qui n'est pas déployée dans les mêmes zones du module de la même manière.

Kojima et Yanagisawa se sont intéressés au jaunissement de l'EVA utilisé comme encapsulant dans les modules photovoltaïques. Pour cela, ils ont soumis des modules PV à un ensoleillement solaire artificiel. Ils se sont uniquement intéressés à la contribution des rayons ultraviolets (longueurs d'onde comprises entre 280 nm et 380 nm). Lorsqu'un ensoleillement de 4000 W.m^{-2} est appliqué, une décoloration des cellules apparaît avec une augmentation de la photosensibilité au bout de 400 heures et une augmentation de la transmissivité (facteur de transmission) entre 280 et 380 nm. Ainsi, il apparaît un faible jaunissement au niveau de l'encapsulant EVA qui engendre une perte de puissance du module photovoltaïque. Pour un ensoleillement de 1000 W.m^{-2} , aucun changement n'est apparu dans la gamme de longueur d'onde 280 nm à 380 nm au bout de 500 heures.

Wohlgemuth a effectué des essais aux UV sur des modules PV en silicium cristallin à une température de 60°C , il a trouvé que la décoloration de l'encapsulant apparaît lorsque l'irradiation aux UV totale atteint 15 kWh.m^{-2} dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm sans dépasser une exposition de 250 W.m^{-2} .

Ces dernières années, la plupart des publications sur la dégradation des modules PV en silicium cristallin ont principalement porté sur la décoloration de l'EVA. La Figure I-16 montre des modules atteints de décoloration (jaunissement) [12].

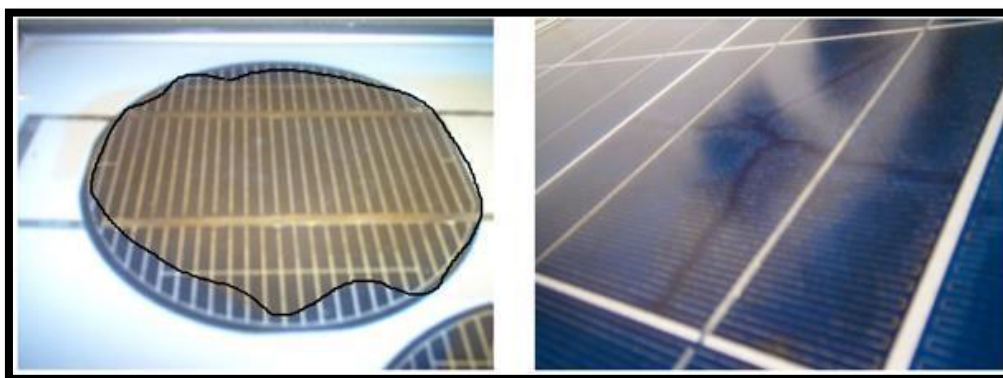


Figure I- 16 : Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées [12].

Realini a réalisé une étude expérimentale basée sur le monitoring de modules photovoltaïques en silicium cristallin en fonctionnement entre 1982 et 2003. A travers cette étude, il a fait la corrélation entre les caractéristiques électriques et la décoloration de l'encapsulant des modules PV. La décoloration du module dégrade le courant de court-circuit (I_{cc}). Cette dégradation du courant de court-circuit peut varier de 6% à 8% en dessous de la valeur nominale pour une décoloration partielle de la surface du module et de 10% à 13% pour une décoloration totale du module. La puissance maximale (P_{max}) qui représente le paramètre de performance le plus important du module se retrouve également dégradée par la décoloration de l'encapsulant du module photovoltaïque [12].

I.5.1.4 Les fissures et bris de verre :

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. La Figure I-17 montre un module photovoltaïque en silicium polycristallin fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules. Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient plus élevé. Les casses, les bris de verre et les fissures sont généralement suivies des autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration, la délamination .

Afin d'économiser le silicium et réduire les coûts de fabrication des cellules solaires, les producteurs ont fait varier l'épaisseur et la surface des cellules ces dernières années.

L'épaisseur des cellules PV en silicium est passée de 300 μm à moins de 200 μm et parfois à moins de 100 μm . En plus cette diminution de l'épaisseur des cellules, la surface des cellules cristallines a augmenté pour passer de 155 mm x 155 mm à 210 mm x 210 mm .Ceci rend les cellules PV encore plus fragiles et plus sensibles aux cassures lors de leur manipulation (laminage et stockage).

Il est généralement impossible de détecter à l'œil nu les fissures de cellules sur le module déjà opérationnel. La détection peut se faire à l'aide de méthodes optiques que nous présenterons dans la section I.5 [12].



Figure I- 17 : Module photovoltaïque présentant des bris de verre [12].

I.5.1.5 Les points chauds ou Hot-spots :

Lorsqu'une partie ou la totalité de la cellule solaire est ombrée, la cellule crée une résistance interne. La cellule se transforme alors en consommatrice d'électricité. Donc la cellule surchauffe et peut endommager le matériau d'encapsulation (EVA) et la feuille arrière (TPT) pouvant même provoquer un incendie d'origine électrique, c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot ». Un exemple est noté sur la Figure I.18.



Figure I- 18 : Dégradation du module photovoltaïque par des points chauds sur les bords des coins supérieurs [12].

I.5.1.6 Les bulles :

Les bulles sont généralement dues aux réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui se retrouvent piégés à l'intérieur de celui-ci. Ce type de dégradation est similaire à la délamination, mais dans ce cas, la perte d'adhérence de l'Éthylène Vinyl Acetate (EVA) affecte uniquement une petite surface du module et est combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée. Lorsque cela se passe sur la partie arrière du module, un encombrement apparaît sur le polymère encapsulant formant ainsi les bulles. Elles rendent plus difficile la dissipation de chaleur des cellules, augmentent leur surchauffe et accélèrent leur vieillissement. La Figure I-19 montre un module présentant un nombre important de bulles sur la face arrière. Elles apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule provoquée par la température élevée. Il peut arriver que le détachement de la cellule du verre soit à l'origine des bulles. Les bulles situées sur la face avant du module peuvent produire une réduction de l'éclairement arrivant sur le module. Elles provoquent la réflexion d'une partie de la lumière qui atteint le module [12].

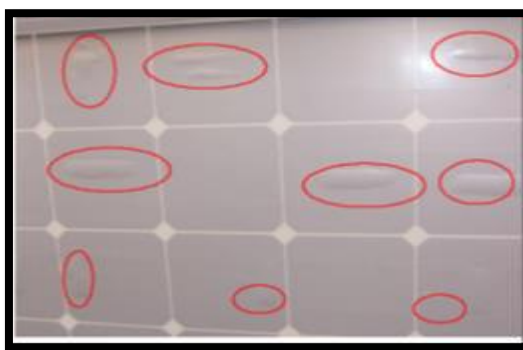


Figure I- 19 : Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV [12].

I.5.7 Le PID - Potentiel Induced Dégradation :

Ce mode de dégradation des modules photovoltaïques connu sous le nom de Potentiel Induced Dégradation (PID) se caractérise par une dégradation progressive des performances des modules photovoltaïques (diminution du rendement des modules, pouvant atteindre plus de 20% en quelques mois) à base de silicium cristallin, due à la présence d'un courant électrique induit au cœur même du module. Ce phénomène a été plus fréquent dans les climats humides que dans les milieux chauds et secs [13].

I.5.2 Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque :

I.5.2.1 Inspection visuelle :

La première technique de détection des modes de dégradations d'un module photovoltaïque est l'inspection visuelle. Elle consiste à visualiser à l'œil nu certaines dégradations tels que la décoloration, la délamination, les bulles, les fissures dans les cellules et les points chauds. Elle doit être effectuée dans des conditions naturelles sous la lumière du soleil pour avoir une lumière intense de bonne qualité. Cette inspection doit être effectuée à partir de différents angles afin d'identifier la zone où la dégradation pourrait apparaître et d'éviter les erreurs dues aux images réfléchies.

I.5.2.2 Mesure de la puissance :

La dégradation d'un module photovoltaïque est caractérisée par la diminution de la puissance produite. Cette baisse de puissance n'est pas toujours détectée au sein d'un système PV constitué d'un ensemble de modules. Pour cela, un test de puissance doit être plutôt effectué individuellement aux modules photovoltaïque suspects.

Pour détecter la chute de la puissance d'un module photovoltaïque, une mesure de puissance dans les conditions standards de test (STC) est nécessaire. Les conditions standards de test sont caractérisées par une irradiance de 1000 W.m^{-2} , une température du module de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ et une répartition spectrale du rayonnement de AM 1.5.

Ce test peut être effectué dans un simulateur solaire (mesure intérieure) ou sous exposition au soleil (mesure extérieure). Cependant, le contrôle précis de la température et l'uniformité de la lumière restent très difficiles à réaliser dans ce cas. Dans le cas des mesures à l'intérieur, la température et l'uniformité de la lumière sont mieux contrôlées. Néanmoins, lorsque la lumière artificielle est utilisée, il est difficile de reproduire avec précision la répartition spectrale de la lumière du soleil. Afin d'obtenir une mesure précise de l'éclairement reçu par le module sous-test, un module de référence doit être judicieusement choisi [14].

I.5.2.3 Imagerie infrarouge :

L'imagerie infrarouge est une technique de test non destructive qui permet la détection des zones à haute température qui sont, généralement, la conséquence du phénomène de Hot-spot (point chaud).

Cette technique est largement utilisée, elle est basée sur la propriété de tout matériau à émettre un rayonnement électromagnétique dont la longueur d'onde est liée à la température du matériau. En examinant la distribution de la température du module, des anomalies peuvent être détectées lorsqu'elles existent.

Cette propriété est expliquée par la loi de Stefan-Boltzmann, qui définit l'équation de la manière dont une surface idéale ou «corps noir» émet un rayonnement. Le maximum du rayonnement émis dépend de la température mais seulement trois différentes plages de température sont prises en compte: 2-2,5 μm pour des températures de plus de 1000°C qui comprend une partie du rayonnement visible et deux autres plages; 3,5-4,2 μm et 8-14 μm pour des températures plus basses. D'autres plages de température ne peuvent être considérées en raison de la forte absorption de l'air dans l'atmosphère.

I.5.2.4 Thermographie :

Une autre technique similaire à la méthode infrarouge présentée précédemment c'est la technique de la thermographie. Elle est également non destructive et permet d'identifier les pertes de puissance à l'aide d'une injection de courant. Le courant n'est pas continu mais plutôt pulsé. Ainsi la température augmente chaque fois qu'un court-circuit ou circuit-ouvert est détecté [15].

La thermographie peut être effectuée à l'obscurité ou sous éclairage. Dans le cas du test à l'obscurité, les cellules sont généralement en condition de circuit ouvert (V_{co}). Grâce à cette technique, les petits défauts peuvent être détectés. Le détecteur utilisé est de type CCD (Charge Coupled Detector) comme dans la technique infrarouge. La gamme de longueurs d'onde correspondante va de 3 μm à 5 μm . La Figure I-20. montre l'image obtenue par thermographie d'une cellule photovoltaïque au silicium.

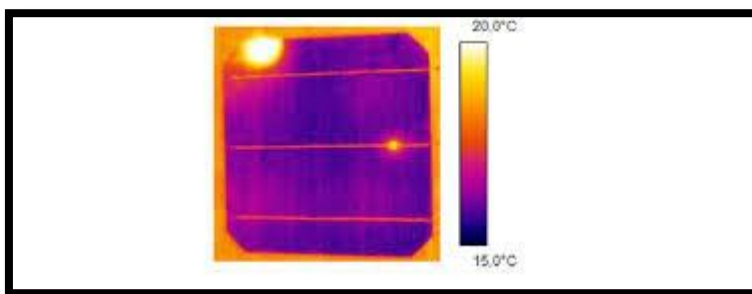


Figure I-20 : Image thermographique d'une cellule PV en silicium [15].

I.5.2.5 Imagerie par électroluminescence et photoluminescence :

L'imagerie par électroluminescence et photoluminescence est une technique qui permet de détecter les fissures situées dans les zones de la cellule difficilement explorables par la plupart des autres techniques. Les images obtenues par cette technique présentent un aspect sombre comme indiqué sur la Figure I-21. Elle permet de détecter les premiers signes d'une dégradation future tels que les fissures partielles et les lignes ou zones sombres des cellules. Contrairement aux images obtenues par la détection du rayonnement infrarouge due à l'effet thermique, une image par électroluminescence est obtenue à partir des photons émis par la recombinaison des porteurs excités dans une cellule solaire[16].

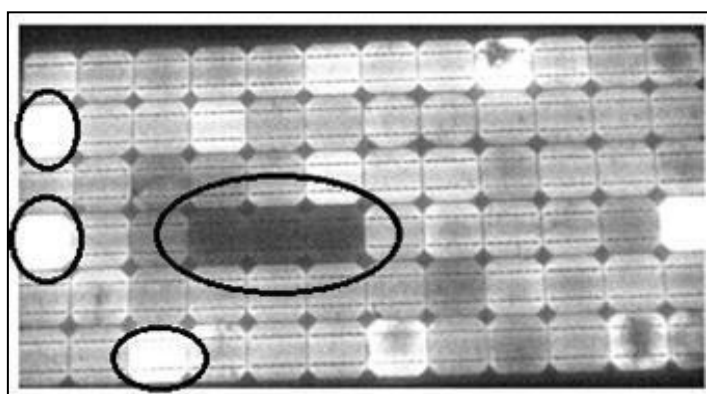


Figure I-21 : Image par électroluminescence d'un module photovoltaïque avec des cellules dégradées[16].

I.5.2.6 Résonance de vibrations ultrasoniques :

La technique par résonance de vibrations ultrasoniques est basée sur l'analyse des vibrations ultrasoniques suite à une excitation du module. Elle permet de détecter les microfissures dans les cellules PV isolées. Cette technique détecte les variations de la fréquence caractéristique de la réponse après une excitation par ultrasons de la cellule. Le détecteur utilisé est réalisé autour d'un transducteur piézoélectrique et placé à la périphérie de la cellule.

Il a été démontré que la fréquence de résonance décroît alors que la bande passante de la fréquence de résonance augmente quand une fissure apparaît dans une cellule .

Conclusion

L'étude faite le long de ce chapitre nous a permis de retenir les points suivants :

- Le système photovoltaïque ,le principe de la conversion d'énergie en énergie électrique est appelée effet photovoltaïque, les caractéristiques électriques, la tension obtenu il est en fonction du matériau. L'effet photovoltaïque est une des propriétés électriques des semi-conducteurs.
- Composition d'une cellule photovoltaïque , Le panneau solaire est constitué d'un assemblage de cellules photovoltaïque
- des différentes technologies de cellules PV et plus particulièrement de celles qui sont actuellement les plus présentes et qui feront l'objet de plusieurs études menées lors de cette mémoire, à savoir le silicium cristallin, le silicium amorphe
- Les différents calculer des caractéristiques de performance d'un modules PV soit en série ou en parallèle.
- Les principaux modes de dégradation des modules PV recensés dans la littérature sont : la corrosion, la décoloration, la délamination, les bris de verre et les fissures de cellules. Néanmoins, la corrosion et la décoloration restent, d'après la littérature, les modes de dégradation prédominants.

Chapitre II

Matériel et méthodes

Ce chapitre vise à décrire le matériel et la technique expérimentale utilisés afin d'atteindre les objectifs de ce mémoire. Les expériences faites au cours de ce travail de fin d'étude ont été réalisées au niveau du laboratoire solaire affilié au département de génie mécanique de l'université de Mohamed Khieder de Biskra.

II.1. Présentation du site de l'étude «Biskra» :

La région de Biskra est située au centre-est de l'Algérie dans la région des Aurès aux portes du désert du Sahara. La wilaya de Biskra est limitée au nord par la wilaya de Batna, au nord est par la wilaya de Khenchela, au nord ouest par la wilaya de M'sila, au sud par la wilaya de Djelfa et au sud par la wilaya de El Oued comme noté sur la Figure II.1. La Wilaya de Biskra s'étale sur une superficie de 2 167,20 km², est située à environ 470 Km au Sud-est d'Alger, elle se trouve à une altitude de 124 m, sa latitude est de 34°.52'(N) est sa longitude est 5°45' (E) [17].

Le climat de Biskra est un climat saharien, chaud et sec en été et très agréable en hiver. La pluviométrie est en moyenne entre 120 et 150 mm/an. La température moyenne sur toute l'année est de 20,9 °C [18]. La ville de Biskra se caractérise par une température maximale en été qui atteint dans le mois de juillet 42°C et une température minimale en hiver qui atteint 7°C pendant le mois de janvier. La moyenne annuelle de la température est de 21.5°C [19].



Figure II-1 : Situation géographique de la wilaya de Biskra [20].

II.2. Présentation de la microcentrale photovoltaïque :

La microcentrale photovoltaïque de l'université de Biskra illustrée sur la Figure II.2 présente un système photovoltaïque connecté aux réseaux du laboratoire Cette petite centrale photovoltaïque avec une capacité de 3400 watts a été installée en 2013 pour générer de l'électricité pour l'université. Elle comporte les éléments suivants ;

- Un champ PV formé de 40 modules solaire de type ALPV85-25 M-36 ;
- Un onduleur INGECON Sun 5 ;
- Deux Armoire un en amont, l'autre en aval avec éléments de sécurité et de comptage ;
- Câblages ;
- Une centrale d'acquisition de données pilotée par un PC.



Figure II-2: Vue d'ensemble de la microcentrale photovoltaïque.

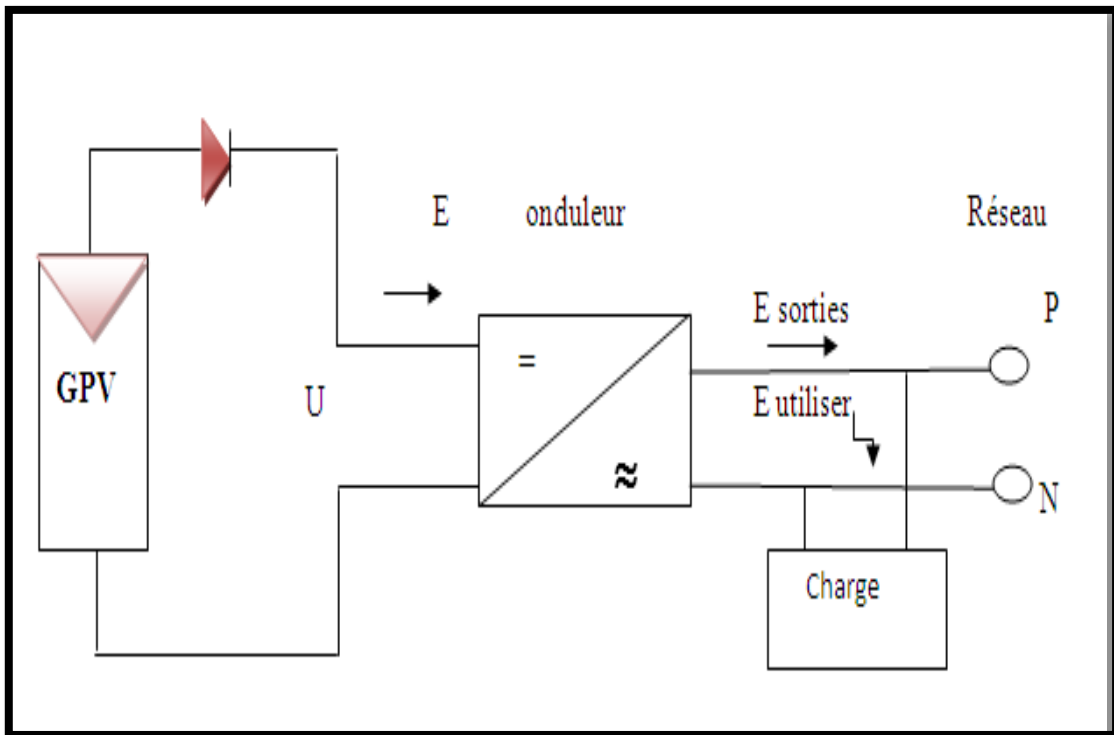
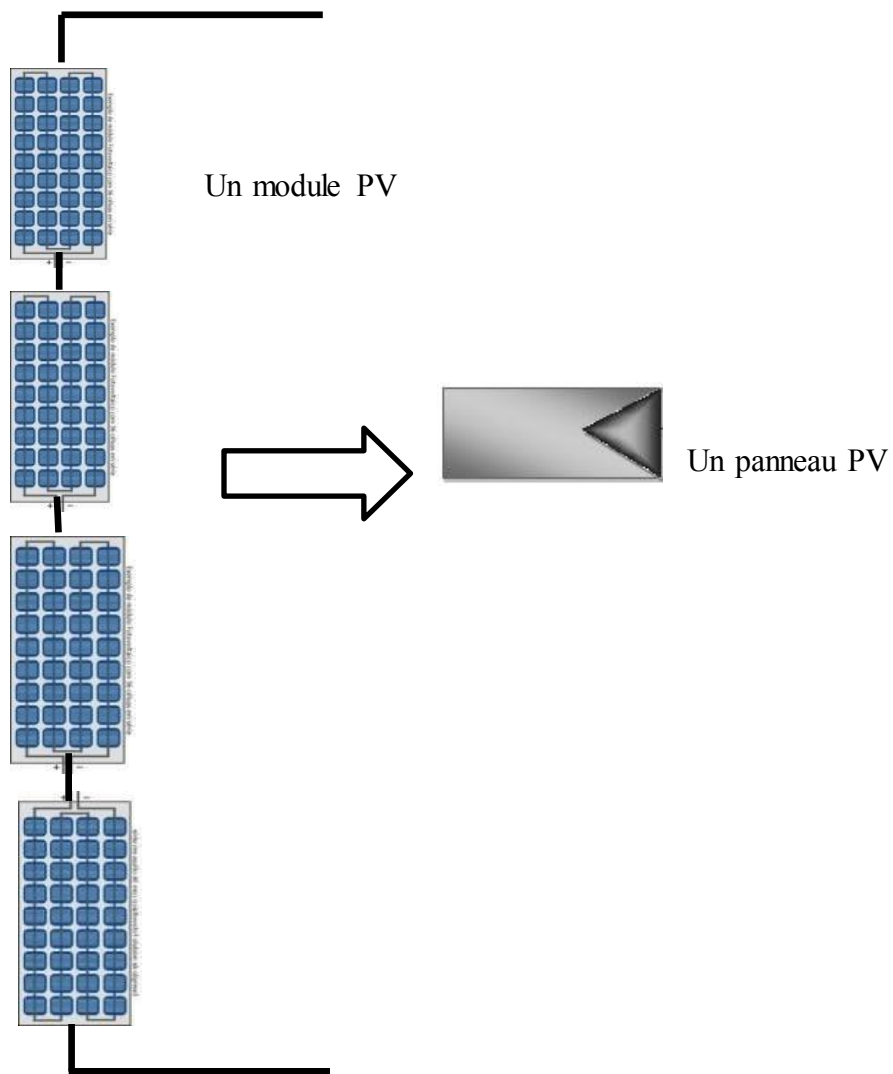
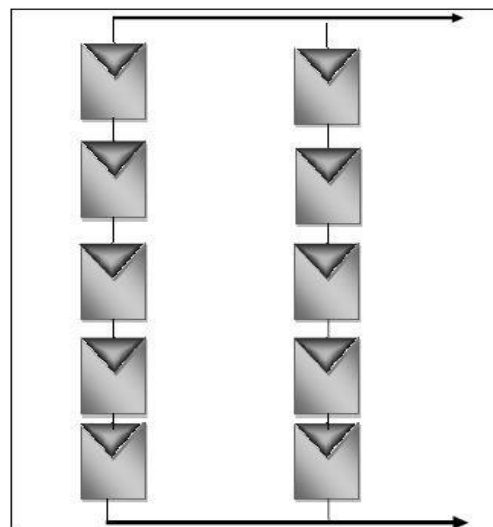


Figure II-3: schéma synoptique d'une microcentrale[19].

Le champ photovoltaïque de cette microcentrale est composé de 40 modules photovoltaïques de type AL PV85-25M-36 à base de silicium monocristallin. Le montage et le branchement des modules en générateur (tension et courant) sont conditionnés par les paramètres électriques du convertisseur DC/AC. Ainsi, on note 10 panneaux solaires composé de 4 modules chacun. Ces panneaux sont regroupés en deux branches en parallèle de 5 panneaux en série comme noté sur la Figure II.4.



(a) Composition d'un panneau photovoltaïque



(b) Composition d'un champ photovoltaïque

Figure II-4: Structure du champ photovoltaïque de la microcentrale. [19]

II.3. Présentation des modules PV utilisés :

Notre étude porte sur un module (de type **ALPV85-125M-36**) de la microcentrale photovoltaïque de l'université de Biskra qui a subi une dégradation naturelle dans la région de Biskra de (6 ans). Un autre module photovoltaïque identique (non dégradé) est pris comme référence a été également utilisé. Les deux panneaux sont représentés sur la Figure II.5. Ces deux modules sont composés de 36 cellules en silicium monocristallin connectées en série, ils peuvent fournir dans les conditions standards de test (CST) une puissance maximale de 85W, un courant de 4.64 A sous une tension de 18,3V. Les caractéristiques principales sont regroupées dans le Tableau II.1.



Figure II-5: Les modules PV utilisés dans notre étude
(a) Non dégradé (b) dégradé

II.4. Présentation du système d'acquisition numérique :

Un système d'acquisition numérique est utilisé pour enregistrer l'évolution de la tension, et du courant de des deux modules (dégradé et non dégradé) ,la température ambiante, la température du module dégradé, la vitesse du vent, l'humidité et les radiations solaires durant toute la journée par intervalle d'une minute. Le système d'acquisition numérique est composé principalement de :

- Carte Arduino,
- Anémomètre
- Capteurs de température et d'humidité
- Capteur de tension,
- Capteur de courant,
- Capteur de lumière LDR,
- La plaque d'essai,
- Les câbles connecteurs,
- Une carte SD,
- Un thermocouple de type K avec module d'amplification MAX6675
- L'afficheur LCD .

Tableau II.1 : Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques utilisés[21].

Paramètres électriques	Valeurs sous (1000 W/m², 25°C)
Courant maximal	5.06 A
Tension maximale	17.62 V
Tension en circuit ouvert	22.03 V
Courant de court-circuit(Isc)	5.54 A
Surface	120 mm x 50mm
Nombre des cellules solaires	36
Coefficient de température Isc	+0,069%/C°
Coefficient de température Voc	-0,39%/C°
Coefficient de température Pmp	-0,46%/C°

II.4.1. Carte Arduino :

Une carte Arduino est une petite carte électronique (de dimension 5,33 x 6,85 cm) équipée d'un microcontrôleur qui peut être programmé pour analyser et produire des signaux électriques. L'Arduino est donc une carte qui se connecte sur l'ordinateur pour être programmée, et qui peut ensuite fonctionner seule si elle est alimentée en énergie. Elle permet de recevoir des informations et d'en transmettre depuis ou vers des matériels électroniques (diodes, potentiomètres, récepteurs, servomoteurs, moteurs, détecteurs...)[22].

La carte Arduino utilisé dans notre étude est illustrée sur la Figure II.6.

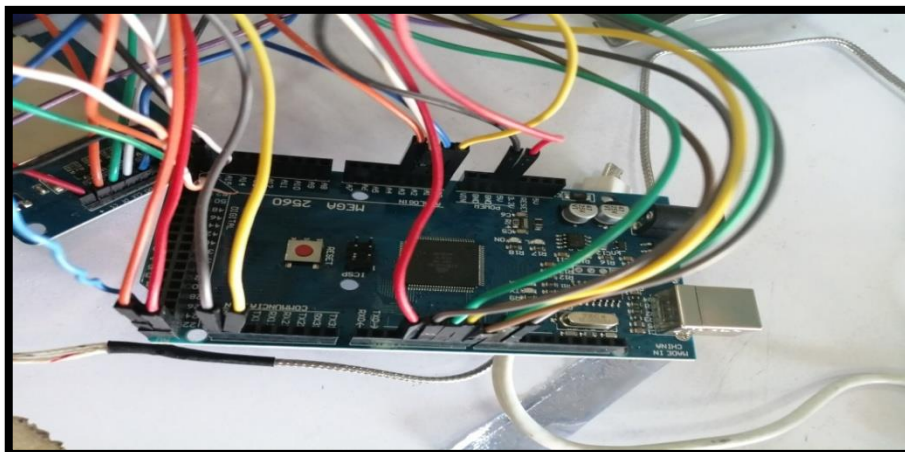


Figure II.6: La carte Arduino méga.

II.4.2. Anémomètre :

L'anémomètre ou capteur de vent est un capteur de la vitesse du vent, il peut être installé sur plusieurs appareils de mesure grâce à son montage facile. Le moindre mouvement de vent est suffisant pour que l'anémomètre se mette en marche. Il transmet analogiquement les données. Il est robuste et valable contre les intempéries. Le capteur de vent métallique est protégé de l'oxydation de l'air grâce à son alliage qui l'empêche de rouiller [23]. L'anémomètre utilisé durant notre étude est illustré sur la Figure II.7, il est de type (A1733), il est caractérisé par :

- Sortie: 0,4 V à 2 V
- Plage de test: 0,5 m / s à 50 m / s
- Vitesse de démarrage du vent: 0,2 m / s
- Résolution: 0,1 m / s
- Précision: pire cas 1 mètre / s
- Vitesse maximale du vent: 70 m / s



Figure II.7: L'anémomètre.

II.4.3. Capteur de température et d'humidité :

Le capteur de température et d'humidité utilisé est représenté sur la Figure II.8. C'est le L'AM2302 qui présente une version filaire du DHT22. Il s'agit d'un capteur de température et d'humidité numérique basique et peu coûteux. Il utilise un capteur d'humidité capacitif et une thermistance pour mesurer l'air ambiant et crache un signal numérique sur la broche de données (aucune broche d'entrée analogique n'est nécessaire)[24]. Ce capteur présente les caractéristiques techniques suivantes :

- À bas prix
- Alimentation 3 à 5 V et E / S
- Utilisation de courant maximale de 2,5 mA pendant la conversion (lors de la demande de données)
- Bon pour les lectures d'humidité de 0 à 100% avec une précision de 2 à 5%
- Bon pour des lectures de température de -40 à 80 ° C $\pm 0,5$ ° C de précision
- Pas plus de 0,5 Hz de fréquence d'échantillonnage (une fois toutes les 2 secondes)
- Taille du corps 27 mm x 59 mm x 13,5 mm (1,05 "x 2,32" x 0,53 ")
- 3 fils de 23 cm de long (9 ")
- 27 mm de large x 58,75 mm de haut x 13,30 mm de profondeur [24]

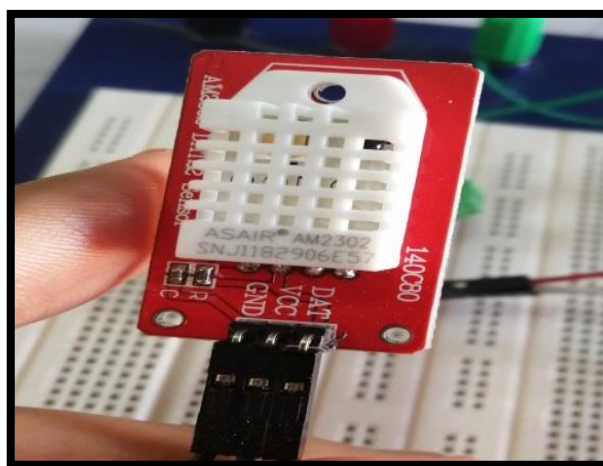


Figure II.8: Le capteur d'humidité et de température DHT22 AM2302.

II.4.4. Capteur de tension :

Le capteur de tension illustré sur la Figure II. 9 est un module simple qui peut être utilisé avec Arduino (ou tout autre microcontrôleur avec une tolérance d'entrée de 5 V) pour mesurer des tensions externes supérieures à sa valeur maximale acceptable, c'est-à-dire 5 V dans le cas d'Arduino [25].

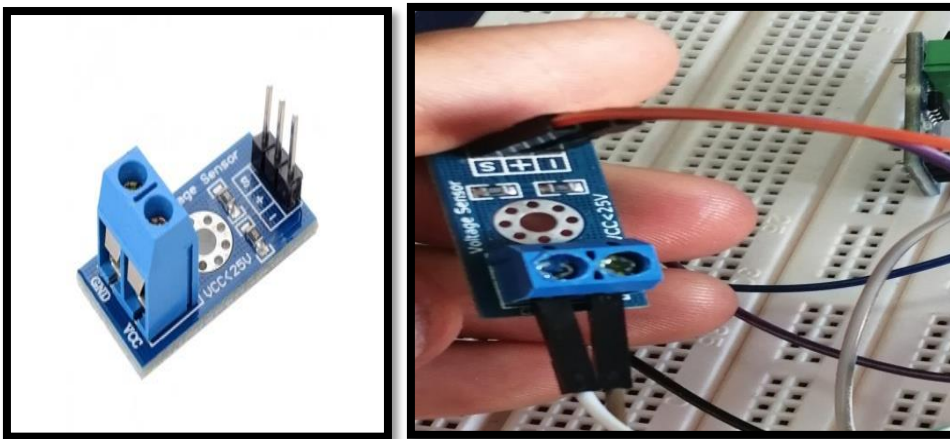


Figure II.9: Le capteur de tension.

II.4.5. Capteur de courant :

Le capteur de courant employé durant notre étude est de type ACS712(Figure II.10), c'est un produit d'Allegro Microsystems qui peut être utilisé pour une mesure précise des courants alternatifs et continus. [26]. Il présente les caractéristiques techniques suivantes :

- Mesure le courant alternatif et continu
- Disponible en module 5A, 20A et 30A
- Fournit une isolation de la charge
- Facile à intégrer au MCU, car il produit une tension analogique



Figure II.10: Le capteur de courant ACS172.

II.4.6. Capteur de lumière LDR :

Le capteur de lumière LDR utilisé dans notre étude est illustré sur la Figure II.11. Il présente une photorésistance composée d'un semi-conducteur à haute résistivité. Si la lumière incidente est de fréquence suffisamment élevée (donc d'une longueur d'onde inférieure à la longueur d'onde seuil), elle transporte une énergie importante. Lorsque le photon incident est suffisamment énergétique, la production des paires électron-trou est d'autant plus importante que le flux lumineux est intense. La résistance évolue donc comme l'inverse de l'éclairement [28]. Ce capteur présente les caractéristiques suivantes :

- utilisant le capteur de résistance photosensible de type sensible
- la forme d'onde propre du signal de sortie du comparateur est bonne, capacité de conduite, supérieure à 15mA.
- avec potentiomètre réglable peut régler la luminosité de la lumière détectée
- tension de travail 3,3 V-5 V
- le format de sortie: sortie de commutation numérique (0 et 1)
- avec trous de boulons pour une installation facile
- une petite carte PCB taille: 3,2 cm x 1,4 cm
- Conversions: 1 cm = 0,03937 pouce, 1 pouce = 2,54 cm
- utilisant un comparateur large tension LM393[29]

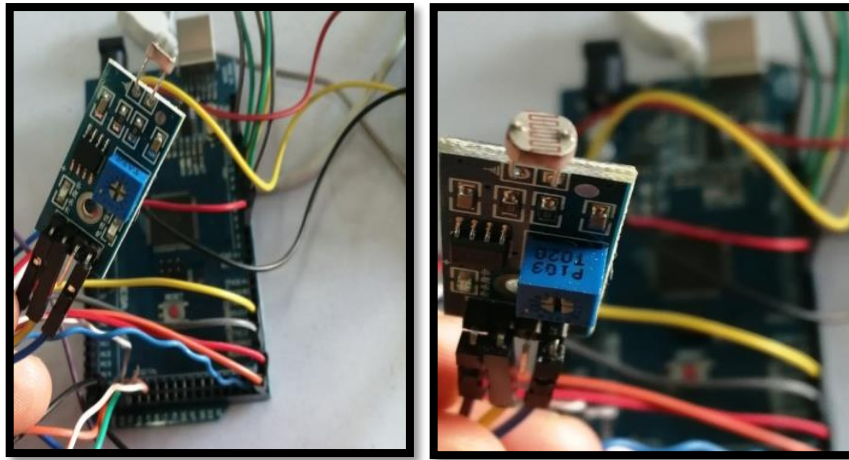


Figure II.11: Le capteur de lumière LDR.

II.4.7. La plaque d'essai :

Une plaque d'essai est illustrée sur la figure II.12 est indispensable pour tester et interfacer ses projets, elle est désignée également par **bread board**. C'est une plaque en plastique avec des rangées de trous (par cinq) dans lesquels nous planterons nos composants [30].

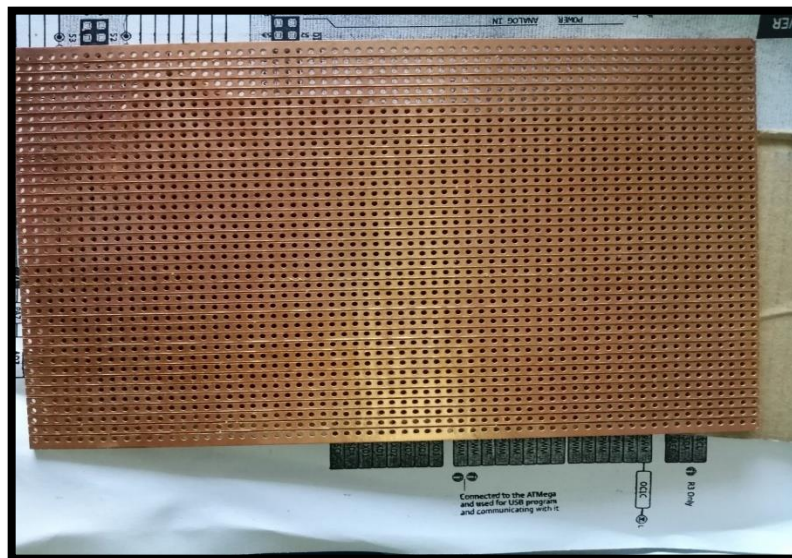


Figure II.12: La plaque d'essai.

II.4.8. Les fils de connexion :

Des fils (Figure II.13) pour la connexion des composants entre eux et vers l'Arduino sont indispensables pour la réalisation de notre dispositif expérimentale. Ces fils portent le nom de **jumpers**, ils existent sous plusieurs formats : semi-rigides et dénudés à chaque extrémité, ou bien souples avec une connectique au bout (femelle/femelle, mâle/mâle, mâle/femelle). [30]

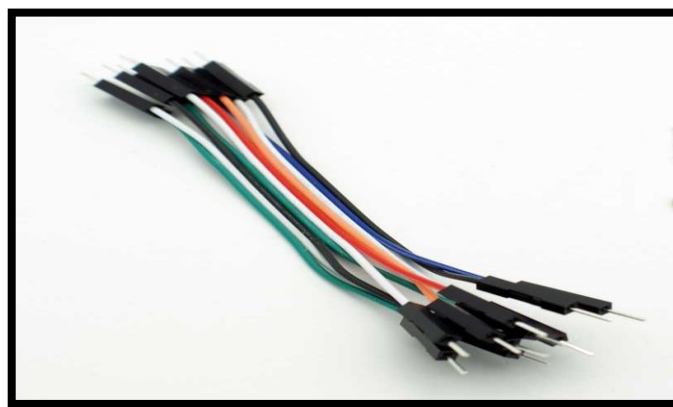


Figure II.13: Exemple de Jumpers mâle/mâle.

II.4.9. L'afficheur LCD :

Le blindage du clavier LCD arduino représenté sur la Figure II.14 est développé pour les cartes compatibles Arduino, afin de fournir une interface conviviale qui permet aux utilisateurs de parcourir le menu, d'effectuer des sélections, etc. Il se compose d'un écran LCD (*Liquid Crystal Display*) rétroéclairé bleu à 1602 caractères blancs. Le clavier se compose de 6 touches - sélectionner, haut, bas, 2 à droites et 2 à gauches. [31]

Cet afficheur présente les caractéristiques mécaniques suivantes :

- Dimensions du module: 80 (L) x 36 (H) x 13,2 (e) mm.
- Dimensions de la fenêtre: 65 (L) x 15 (H) mm.
- - Dimensions d'un caractère: 2,95 x 4,35 mm (matrice 5 x 7 points).
- - Dimensions des points constituant la matrice: 0,55 x 0,50 mm.
- - Diamètre trous de montage: 2,5 mm.
- - Poids: 35 g env.

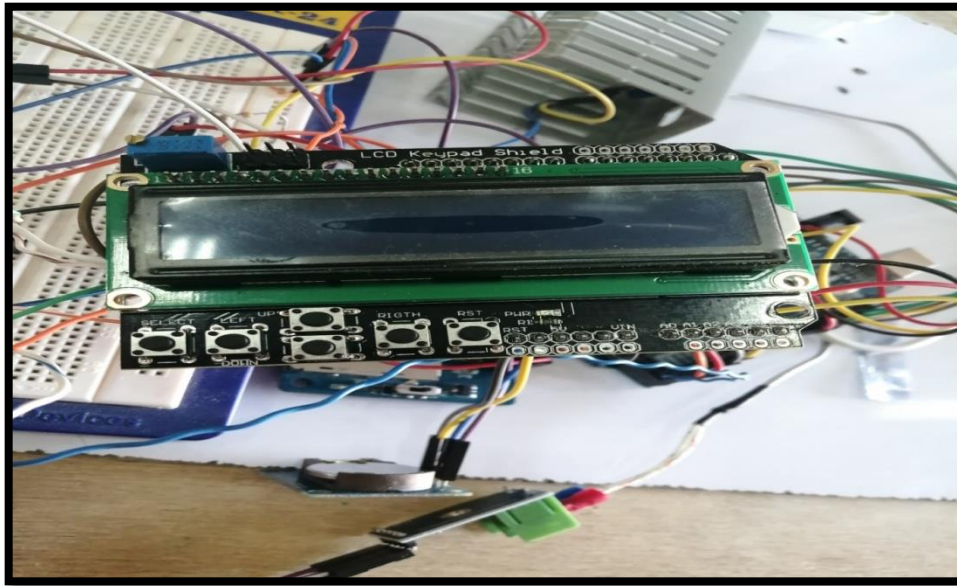


Figure II.14: L'afficheur LCD.

II.4.10. La carte SD :

Une des faiblesses du microcontrôleur Arduino est qu'il a peu de mémoire. Lorsqu'on veut traiter un nombre important de données (enregistrer des mesures ou écrire ou lire des fichiers, etc.), il est nécessaire de rajouter de la mémoire. Pour cela, on a ajouté une carte SD qui a permet d'allouer de la mémoire, [32] cette carte est représentée sur la Figure II.15.

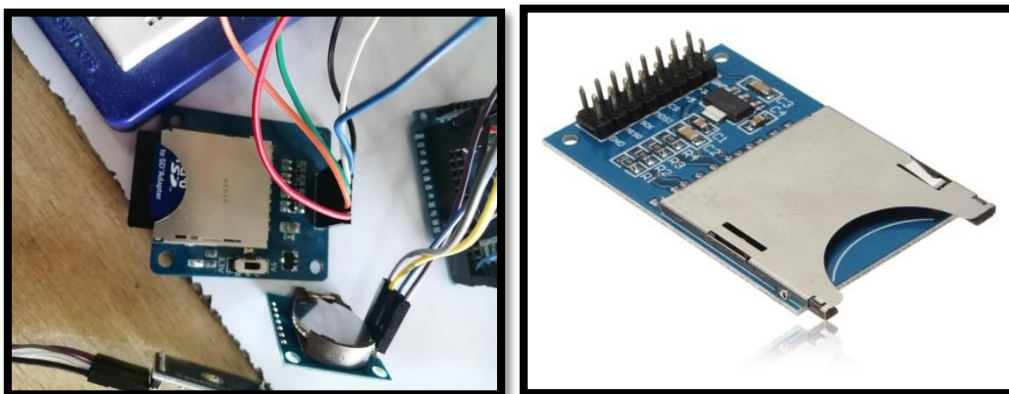


Figure II.15: La carte SD.

II.4.11. Le thermocouple de type K avec module d'amplification

MAX6675 :

Le thermocouple de type K (figure 13) comporte une jonction entre chrome (alliage nickel + chrome) et alumel (alliage nickel +aluminium + silicium). Une faible amplification puis on convertit la mesure analogique en signal numérique en utilisant le module d'interface de conversion MAX6675, une liaison SPI permet de transmettre facilement à un micro contrôleur (Arduino) le résultat.

Le thermocouple de type K présente les caractéristiques suivantes :

- Mesure de température jusqu' à 1024 °C.
- Résolution 0.25 °C.
- Compensation de jonction de température froide.
- Alimentation 3.0 - 5V DC.
- Note : le thermocouple K se distingue facilement des autres types, il est attiré par un fort aimant. [33]

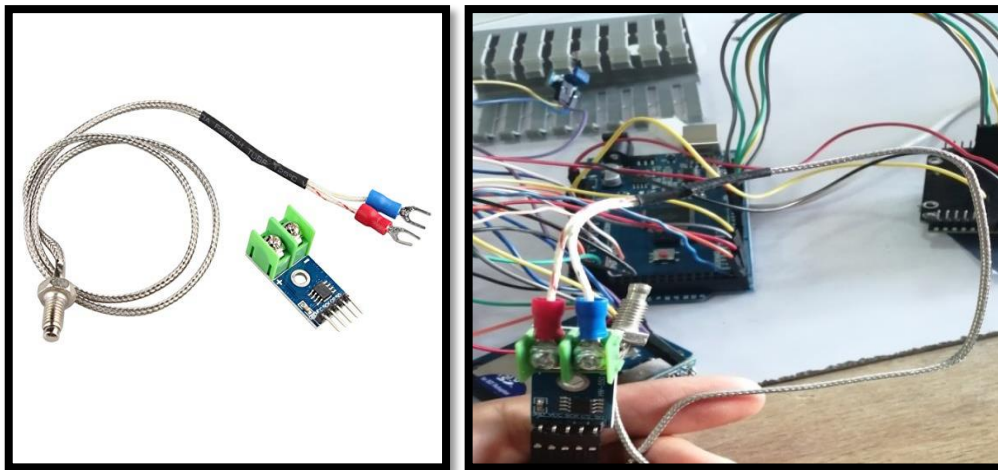


Figure II.16: Le thermocouple de type K avec module d'amplification MAX6675.

II.5. Principe de fonctionnement du système d'acquisition numérique :

Après avoir décrit tous les composants du système d'acquisition numérique qui a été élaboré on passe à la phase de la connexion et de la réalisation de ce système. La connexion de ces différents capteurs à la carte Arduino a été effectuée suivant un schéma préparé par le Dr.KHALED BEKHOUCHE (université Mohamed Khider de Biskra Faculté de Sciences et Technologie Département de Génie Electrique Filière d'Electronique Mobile). De même, cette carte a été programmé par le Dr. KHALED avec le programme ARDUINO pour analyser et produire des signaux électriques convenables ce qui permet à cette carte de recevoir des informations et de les transmettre depuis ou vers les captures, ces informations sont enregistrées automatiquement dans une carte SD qui est connecter avec l'Arduino. Tout ce système d'acquisition (l'Arduino, l'afficheur et le reste des captures) est placé dans une boîte comme illustré sur la Figure II.16.

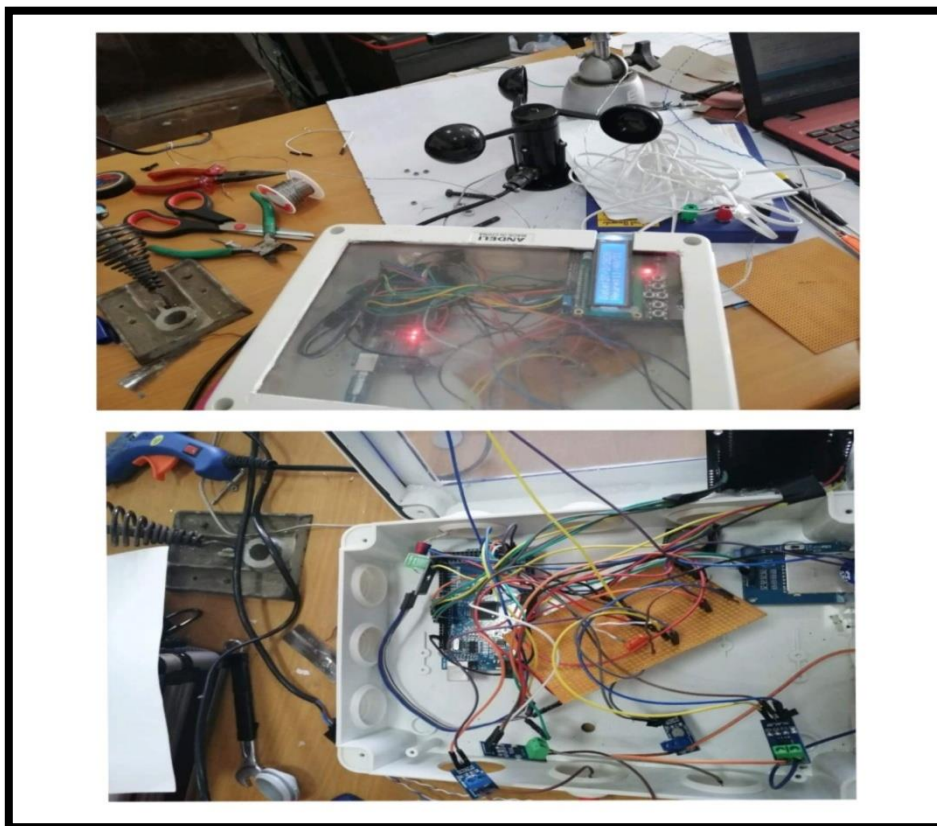


Figure II.16 : Le système d'acquisition.

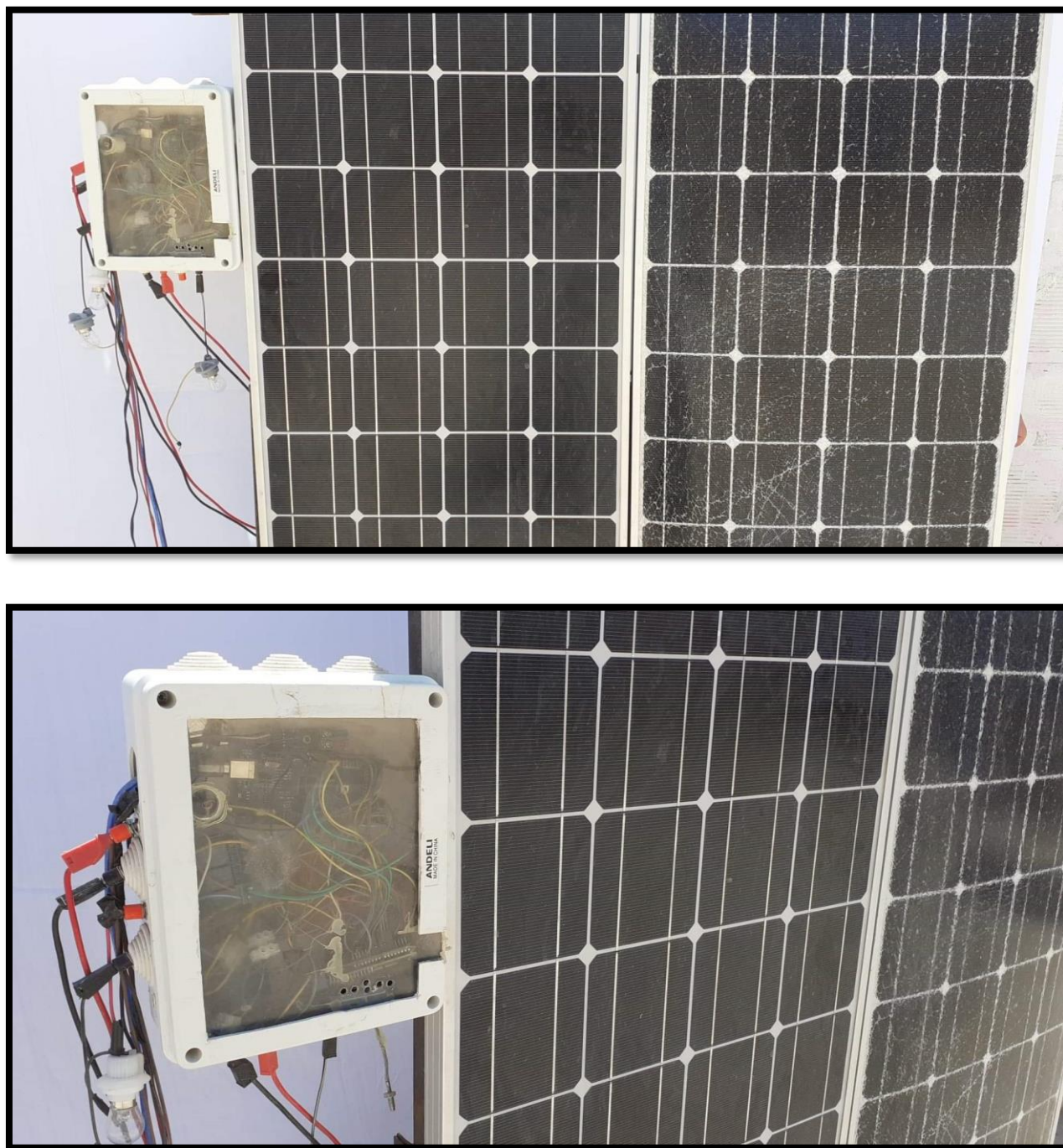


Figure II.17 : Le système d'acquisition.

II.6. La procédure expérimentale :

Dans la but de faire une étude comparative entre un panneau PV dégradé et un autre panneau PV non dégradé, une expérience a été réalisée le la 17 Mai 2020 à l'Université de Biskra. Les deux panneaux sont placés dans le même endroit suivant la même direction et la même inclinaison pour avoir les mêmes conditions opératoires pour les l'expérience. On a relié les deux panneaux PV à la carte Arduino qui permet d'enregistrer toutes les valeurs de ; la température ambiante, la température du module dégradé et non dégradé, la résistance LDR, la vitesse du vent, l'humidité relative, l'intensité du courant du panneau (dégradé et non dégradé), la tension du panneau (dégradé et non dégradé) le long de la journée (de 6h du matin à 18h du soir) avec un pas d'une minute. Ces données enregistrées automatiquement sur la carte SD sous forme Word sont convertis en Fichier Excel pour calculer par la suite les radiations solaires reçues (noté au chapitre3) sur les deux panneaux et la puissance produite par le deux panneaux.

Conclusion

Notre étude porte sur l'étude de la dégradation d'un panneau photovoltaïque de la micro centrale PV de l'université de Biskra. Ce panneau (dégradé) est de type AL PV85-25M-36 à base de silicium monocristallines d'une puissance de 85 W. Un autre panneau PV de même type à été utilisé comme référence (non dégradé). Pour faire cette étude dans les conditions opératoire de la région de Biskra un système d'acquisition numérique a été réalisé. Il est composé de :

- Carte Arduino,
- Anémomètre
- Capteurs de température et d'humidité
- Capteur de tension,
- Capteur de courant,
- Capteur de lumière LDR,
- La plaque d'essai,
- Les câbles connecteurs,
- Une carte SD,
- Un thermocouple de type K avec module d'amplification MAX6675.
- L'afficheur LCD .

La connexion de ces différents capteurs à la carte Arduino a été effectuée suivant un schéma bien déterminé. De même, cette carte a été programmé avec le programme ARDUINO pour analyser et produire des signaux électriques convenables.

La carte Arduino permet d'enregistrer toutes les valeurs de ; la température ambiante, la température du module dégradé et non dégradé, la résistance LDR, la vitesse du vent, l'humidité relative, l'intensité du courant du panneau (dégradé et non dégradé), la tension du panneau (dégradé et non dégradé) le long de la journée d'étude avec un pas d'une minute. Ces données enregistrées automatiquement sur la carte SD sous forme Word sont convertis en Fichier Excel pour calculer tous les paramètres nécessaires de l'étude du cahpitre3.

Chapitre III

Résultat et discussion

Ce chapitre présente les résultats de l'influence des conditions climatiques (radiations solaires, la vitesse du vent, température ambiante et l'humidité) sur les panneaux photovoltaïques d'une part et la comparaison des deux panneaux photovoltaïques (dégradé et non dégradé) d'autre part.

Les expériences ont été effectuées durant le 18 Avril 2020 dans l'université de Biskra en utilisant le système d'acquisition en utilisant la carte Arduino que nous avons élaboré en collaboration avec le département de génie mécanique de l'université de Biskra.

III. 1 Evolution des conditions climatiques :

Les évolutions des conditions climatiques ; radiations solaires, température ambiante et la vitesse du vent du 18 mai 2020 sont illustrées sur la Figure III.1a, III.1b et III.1c respectivement. Ces évolutions s'étalent sur une période allant de 6 h 30 min j' jusqu'à 18 h avec un pas de 15 minutes.

On note que les radiations solaires durant ce jour varient en fonction du temps, elles présentent une valeur minimale de 1.5 W/m^2 à 6h 30min et une valeur maximale de 360 W/m^2 . Ce jour la n'était pas un ciel claire, c'est un ciel nuageux.

La vitesse du vent durant cette journée est aléatoire, elle présente une valeur minimale de 0.16 m/s notée à 7h, 7h 30min, 7h 45min et 8h et une valeur maximale de 9 m/s à 18h.

La température ambiante durant cette journée augmente de $25,3^\circ\text{C}$ notée à 6h 30 min jusqu'à $37,8^\circ\text{C}$ enregistrée à 14 h ensuite elle se dégrade lentement jusqu'à attend la valeur de $33,8^\circ\text{C}$ à 18h.

III. 2 Evolution de la température du module dégradé :

L'évolution de la température du module photovoltaïque dégradé en fonction du temps pour cette même journée est illustrée sur la Figure III.2a. Elle augmente de 33°C (6h 30min) jusqu'à $48,75^\circ\text{C}$ (13h 45min) ensuite elle se dégrade jusqu' à la valeur de $40,75^\circ\text{C}$ (18h). On note qu'elle suit la même allure que la température ambiante comme noté sur la Figure III.2a et la température du module présente toujours des valeurs supérieures à la température ambiante.

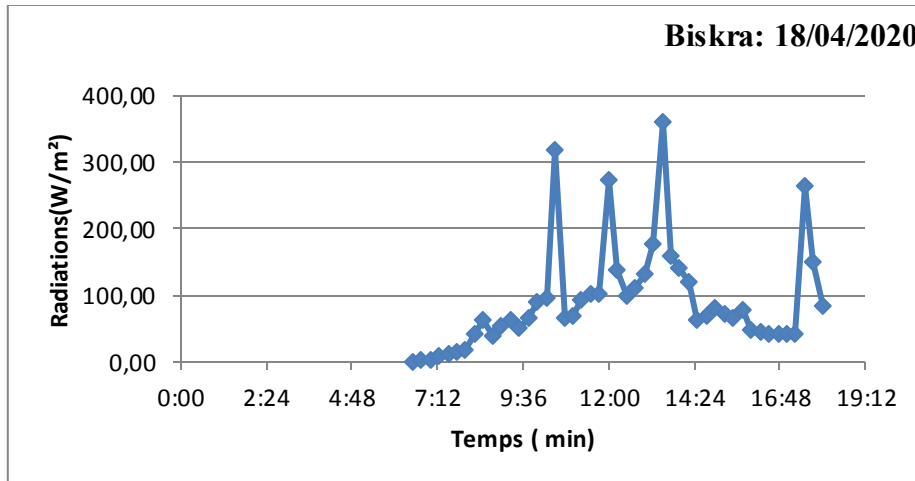


Figure III.1a : Evolution des radiations solaires.

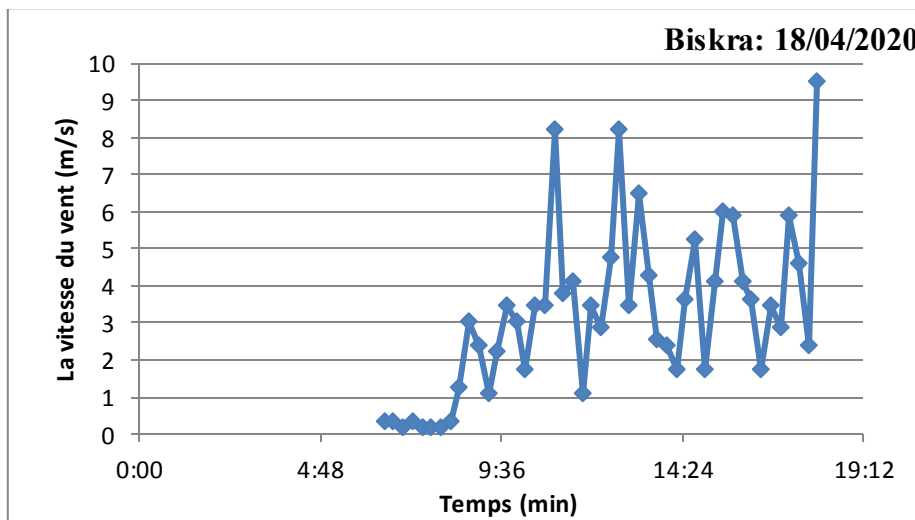


Figure III.1b : Evolution de la vitesse du vent.

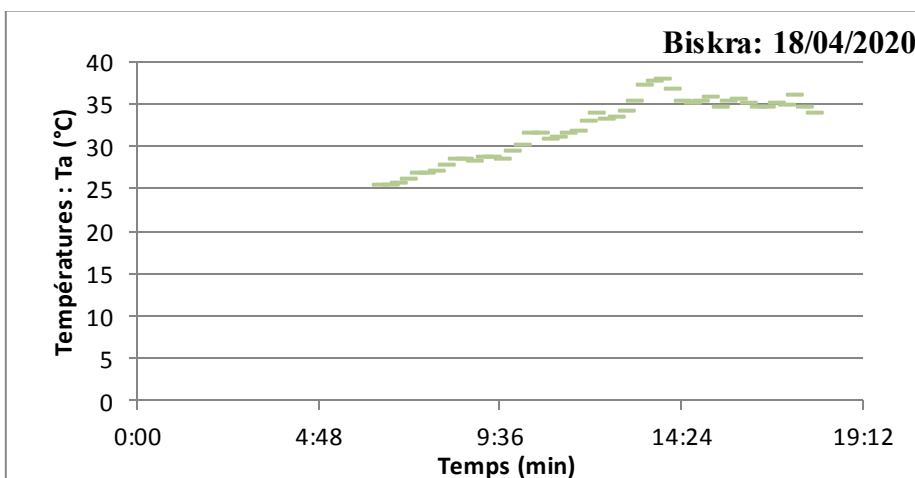


Figure III.1c : Evolution de la température ambiante.

Afin de trouver une relation entre la température du module dégradé et la température ambiante, on tracé l'évolution de la température du module PV en fonction de la température ambiante comme illustré sur la Figure III.2b. On note que température du module PV dégradé suit une loi linéaire en fonction de la température ambiante avec un coefficient de détermination R^2 de 0.877, elle est de la forme :

$$T_{md} = 0,897 \times T_{amb} + 11,91 \quad (III.1)$$

Avec :

T_{md} : c'est la température du module PV dégradé ;

T_{amb} : c'est la température ambiante.

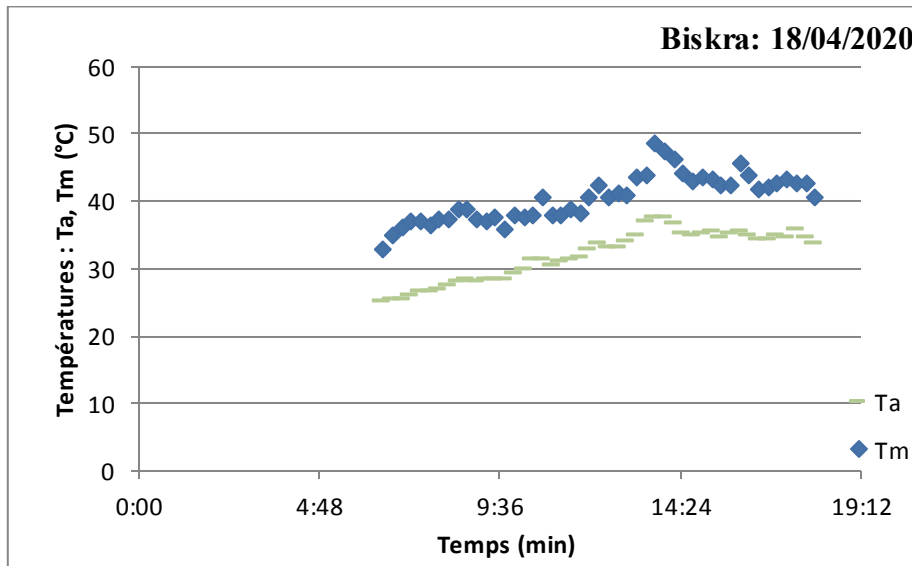


Figure III.2a : Evolution de la température ambiante.

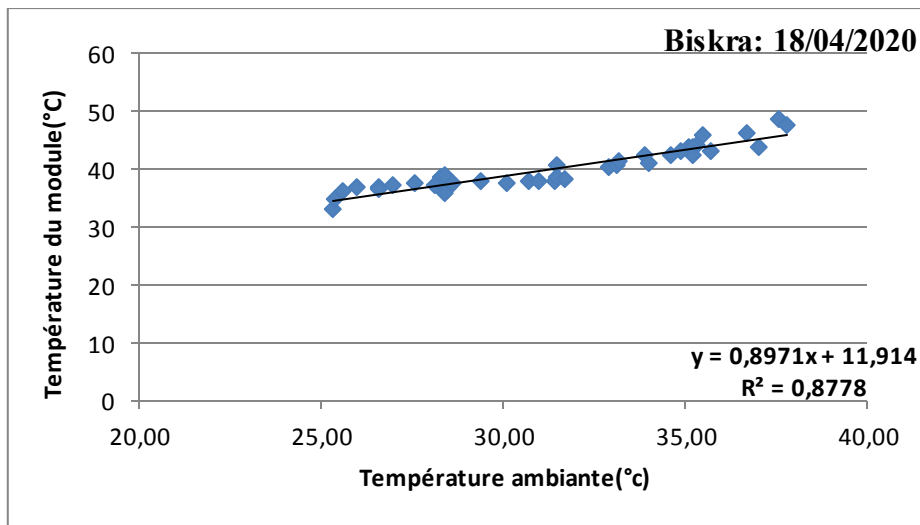


Figure III.2b : Evolution de la température ambiante.

III.3 Evolution des puissances :

III.3.1 Evolution de la puissance du module non dégradé :

L'évolution de la puissance du module non dégradé est illustrée sur la Figure III.3a. Elle présente des fluctuations, elle présente une valeur minimale de 0.01 W notée à 6h 30min et une valeur maximale de 4,96 W enregistrée à 13h 30min.

A fin de voir l'effet des radiations solaires sur la puissance du panneau non dégradé, on a tracé l'évolution de cette puissance en fonction des radiations solaires reçues sur ce panneau comme noté sur la Figure III.3b. On remarque que la puissance du panneau non dégradé suit la même allure (proportionnelle) que les radiations solaires.

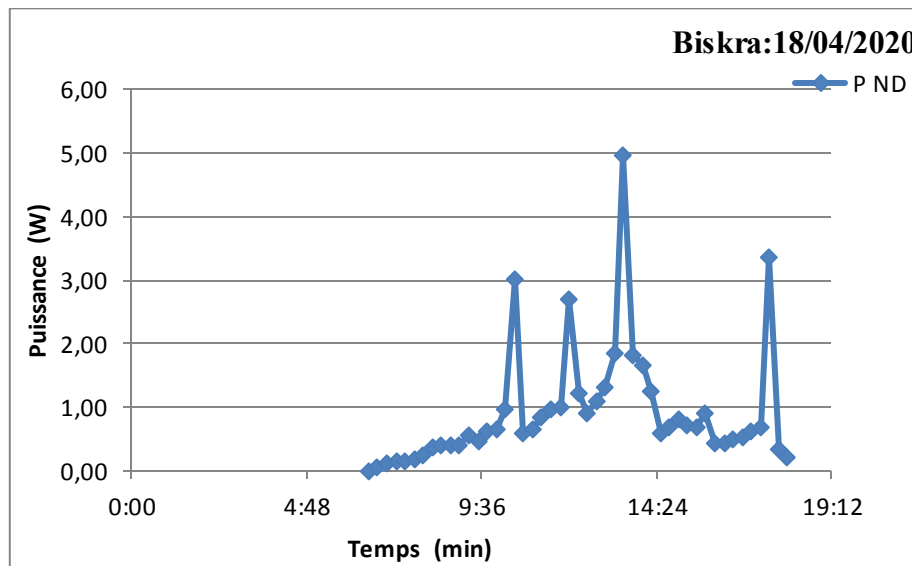


Figure III.3a : Evolution de la puissance du panneau non dégradé.

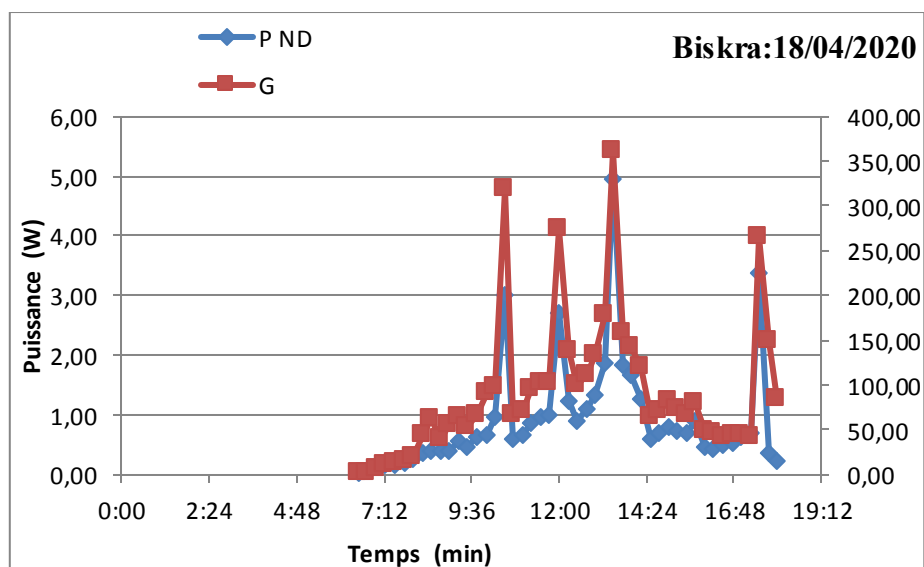


Figure III.3b : Evolution de la puissance du panneau non dégradé et des radiations solaires.

L'évolution de la puissance du panneau PV non dégradé en fonction des radiations solaires (Figure III.3c) montre l'existence d'une relation linéaire entre eux de la forme suivante :

$$P_{ND} = 0,011 \times G - 0,186 \quad (R^2=0.89) \quad (III.2)$$

Avec :

P_{ND} : C'est la puissance du panneau non dégradé,

G : les radiations solaires reçues sur la surface du panneau.

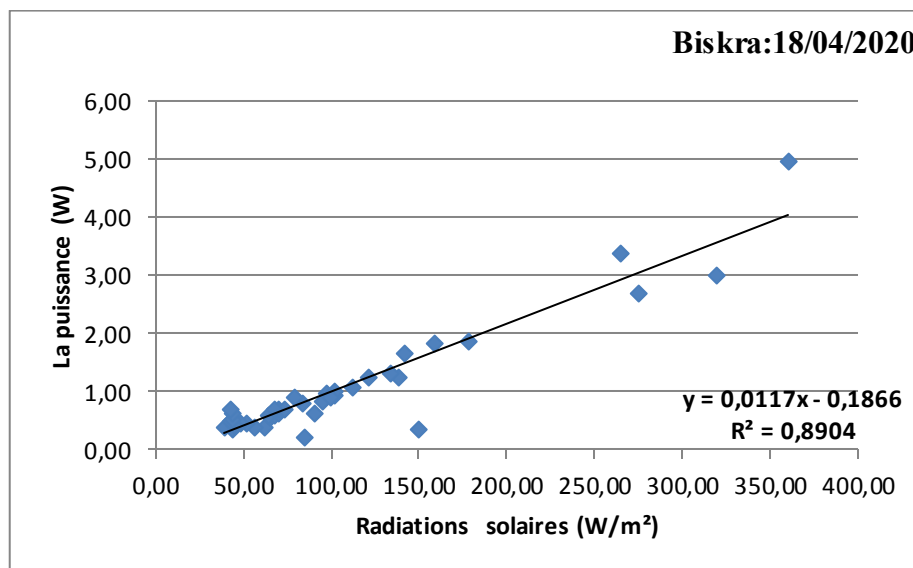


Figure III.3c : Evolution de la puissance du panneau non dégradé en fonction des radiations solaires.

De même, on a tracé l'évolution de la puissance du panneaux non dégradé en fonction de la température ambiante, de la vitesse du vent et de l'humidité comme illustré sur les Figure III.4a, III.4b et III.4c respectivement. Les résultats n'étaient pas concluants comme illustré sur ces figures en raison des conditions climatiques de ce jour-ci (ciel nuageux).

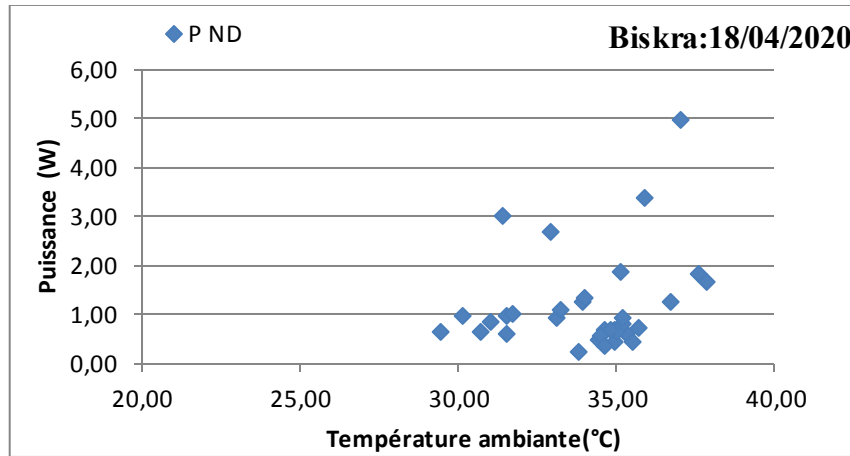


Figure III.4a : Evolution de la puissance du panneau non dégradé en fonction de la température ambiante.

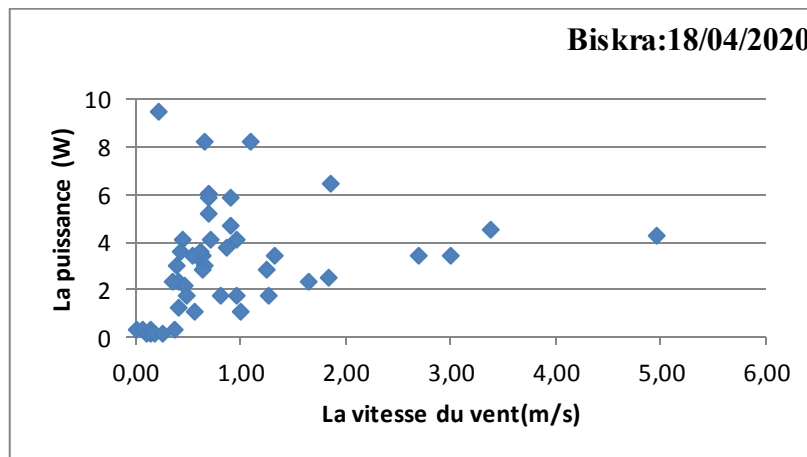


Figure III.4b : Evolution de la puissance du panneau non dégradé en fonction de la vitesse du vent.

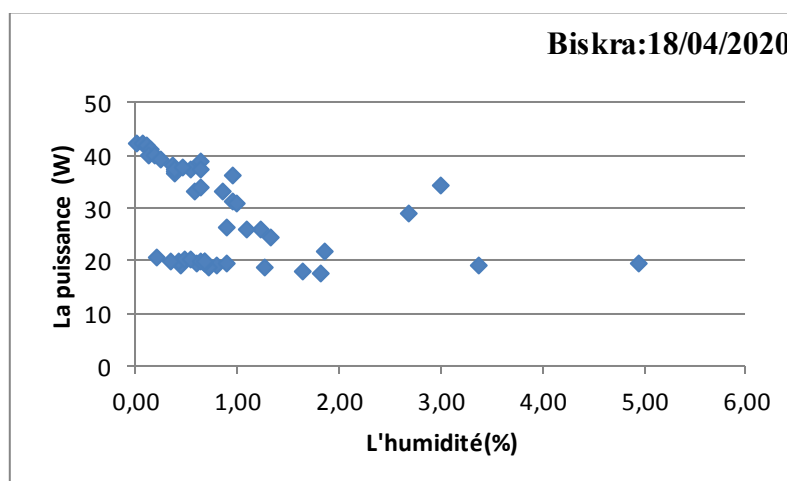


Figure III.4c : Evolution de la puissance du panneau non dégradé en fonction de l'humidité.

III.3.2 Evolution de la puissance du module dégradé :

L'évolution de la puissance du panneau dégradé en fonction du temps durant le 18 Avril 2020 est illustrée sur la Figure III.5a. De même, cette évolution présente des fluctuations, elle possède une valeur minimale de 0 W notée à 6h 30min et une valeur maximale de 0,83 W enregistrée à 13h 30min.

Dans le but de visualiser l'effet des radiations solaires sur la puissance du panneau dégradé, on a tracé l'évolution de cette puissance en fonction des radiations solaires reçues sur ce panneau comme noté sur la Figure III.5b. On remarque également que la puissance du panneau dégradé suit la même allure (proportionnelle) que les radiations solaires. Elle évolue d'une façon linéaire suivant les radiations solaires comme noté sur la Figure III.5c.

$$P_D = 0,001 \times G + 0,065 \quad (R^2=0.93) \quad (III.3)$$

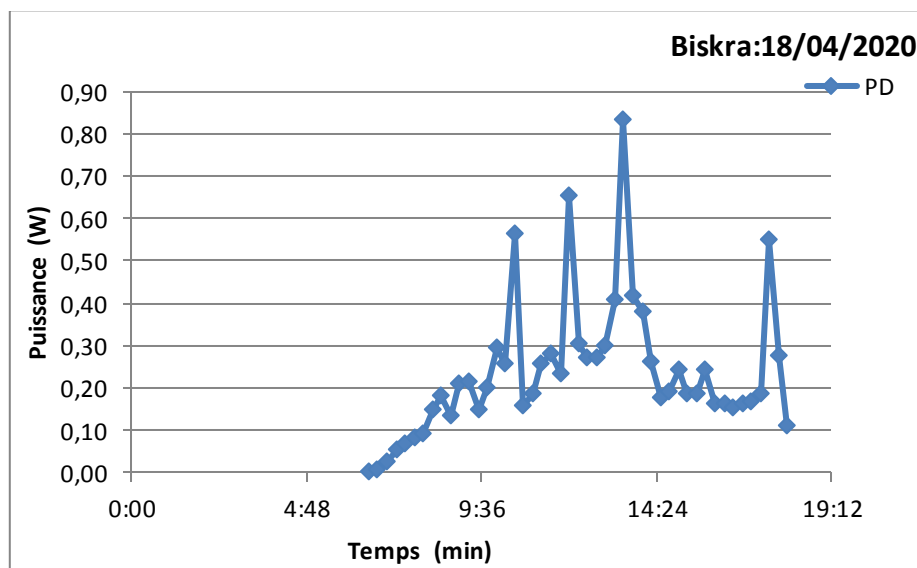


Figure III.5a : Evolution de la puissance du panneau dégradé.

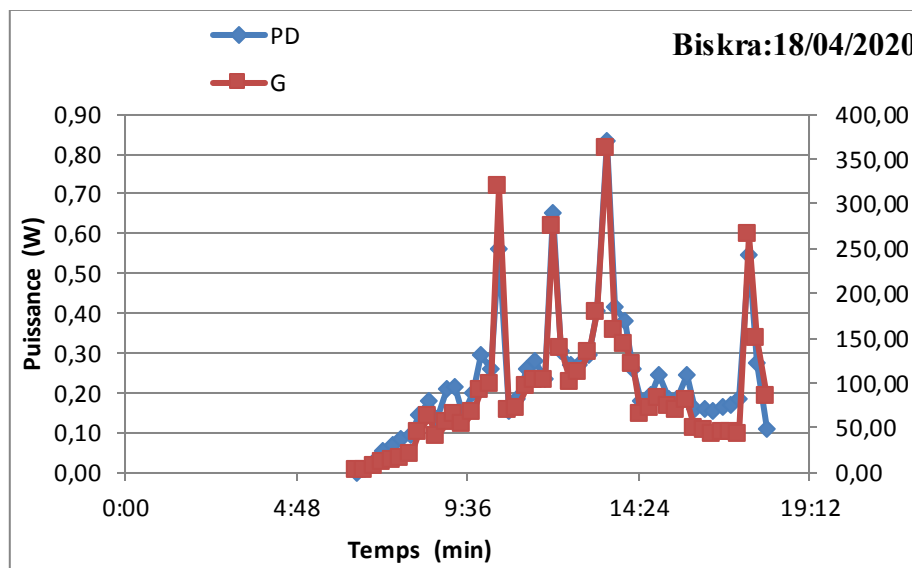


Figure III.5b : Evolution de la puissance du panneau dégradé et des radiations solaires.

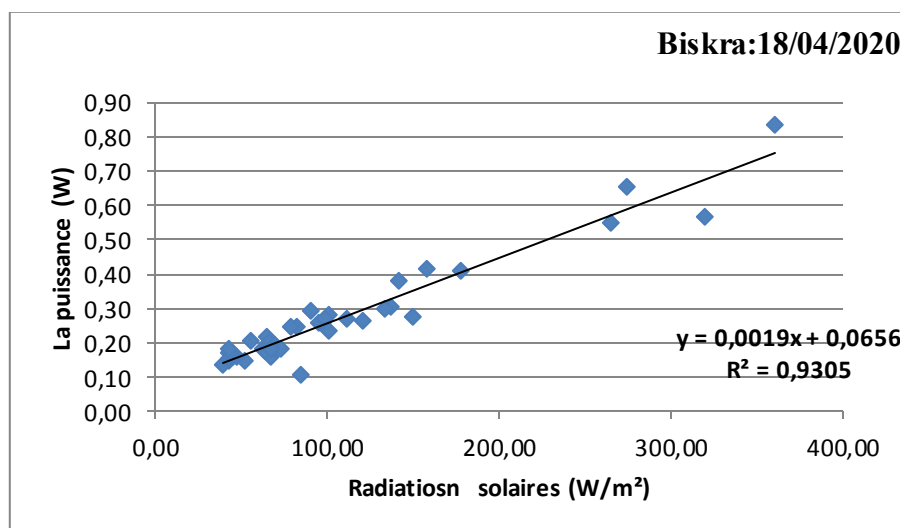


Figure III.5c : Evolution de la puissance du panneau dégradé en fonction des radiations solaires.

Le tracé des évolutions de la puissance du panneau dégradé en fonction de la température ambiante, de la vitesse du vent et de l'humidité est représenté sur les Figures III.6a, III.6b et III.6c respectivement. Les résultats n'étaient pas concluants comme dans le cas du panneau non dégradé pour les mêmes raisons.

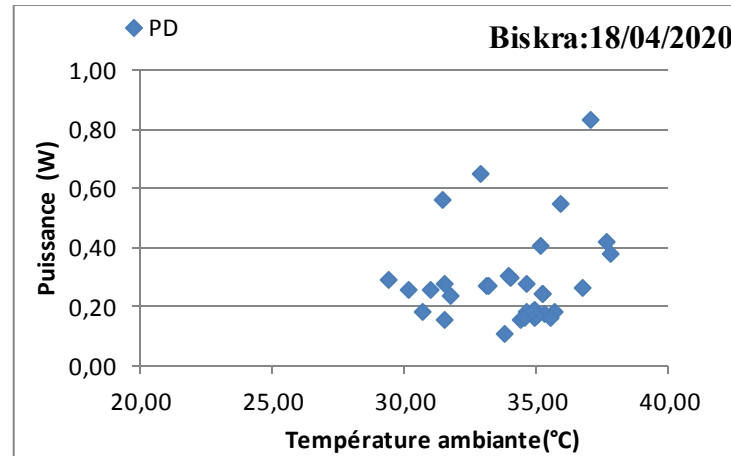


Figure III.6a : Evolution de la puissance du panneau dégradé en fonction de la température ambiante.

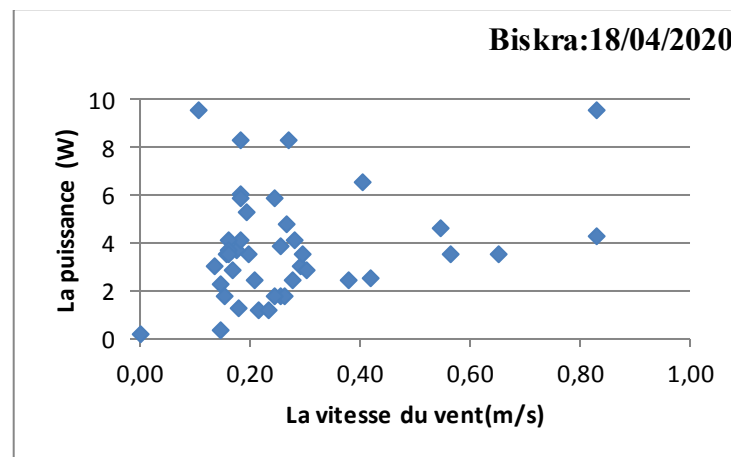


Figure III.6b : Evolution de la puissance du panneau dégradé en fonction de la température ambiante.

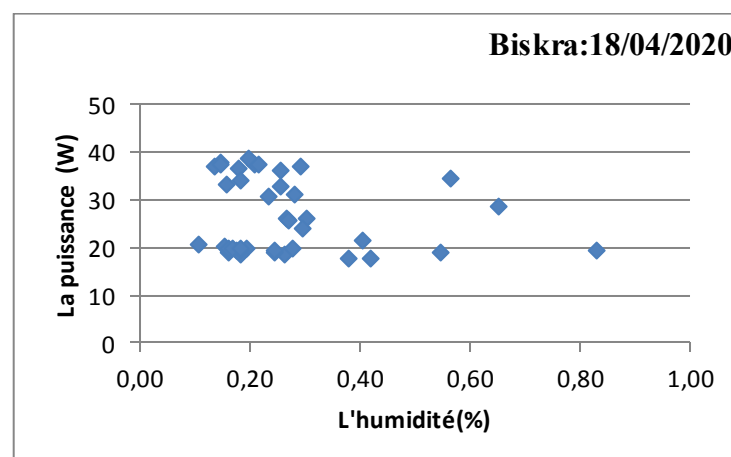


Figure III.6c : Evolution de la puissance du panneau dégradé en fonction de la température ambiante.

III.3.3 Comparaison des puissances (non dégradé et dégradé)

Une comparaison entre l'évolution de la puissance du panneau non dégradé et celle du panneau dégradé est illustrée sur la Figure III.7. On note que les deux puissances suivent la même allure c'est celle des radiations solaires (comme indiqué au paravent) mais la puissance du panneau dégradé est inférieure à celle du panneau non dégradé.

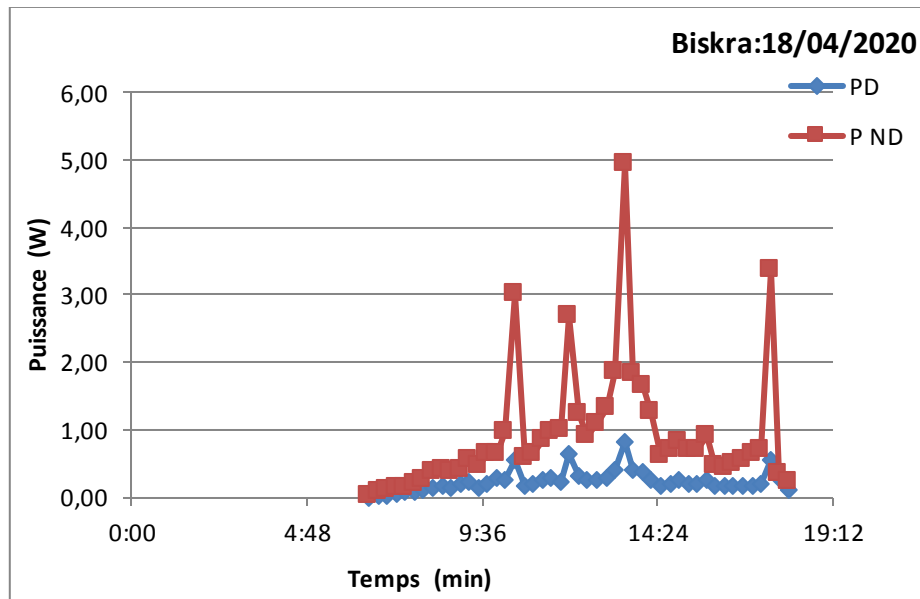


Figure III.7 : Evolution des puissances des panneaux dégradé et non dégradé en fonction du temps.

Conclusion

L'étude faite le long de ce chapitre nous permis de retenir les points suivants :

- L'évolution des puissances des panneaux dégradé et non dégradé est proportionnelle aux radiations solaires reçues sur sa surface. Ces évolutions sont décrites suivant ces équations :

$$P_{ND} = 0,011 \times G - 0,186 \quad (R^2=0.89)$$

$$P_D = 0,001 \times G + 0,065 \quad (R^2=0.93)$$

- Les résultats de l'influence de la température ambiante, de la vitesse du vent et de l'humidité sur la puissance des panneaux (dégradé et non dégradé) n'étaient pas concluants en raison des conditions climatiques de ce jour-ci (ciel nuageux) et à la imitation d'une seule journée, il fallait prendre plusieurs jours. Ce qui était très difficile à faire vue la situation actuelle (la pandémie de corona virus).
- La température du module PV dégradé suit une loi linéaire en fonction de la température ambiante avec un coefficient de détermination R^2 de 0.877, elle est de la forme :

$$T_{md} = 0,897 \times T_{amb} + 11,91$$

- La comparaison de la puissance dégagée des deux panneaux dégradé et non dégradé présente clairement l'effet des conditions climatiques(rayonnement solaire, température ambiante, vitesse du vent et l'humidité) dans la région de Biskra sur la dégradation de ce panneau photovoltaïque.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'énergie solaire photovoltaïque est une des énergies renouvelables, elle est propre, silencieuse, disponible et gratuite, elle qui peut accomplir la demande en énergie. C'est d'ailleurs, ce qui explique la croissance significative de son utilisation dans le monde. L'utilisation d'énergie solaire photovoltaïque comme source alternative d'énergie, souffre du faible rendement et son vieillissement avec les années de fonctionnement selon la fluctuation des conditions atmosphériques (le vent, la pluie, la neige, la chaleur, la lumière...).

L'objectif de cette étude était la réalisation d'un dispositif expérimental en utilisant une carte Arduino qui sera utilisée pour étudier l'influence des conditions climatiques (radiations solaires, la vitesse du vent, température ambiante et l'humidité) sur les panneaux photovoltaïques (dégradé et non dégradé). L'étude faite le long de ce mémoire de fin d'étude nous permet de retenir les points suivants :

- Le système d'acquisition numérique que nous avons réalisé en collaboration avec l'Université de Biskra est composé des éléments suivants ; une carte Arduino, un anémomètre, un capteurs de température et d'humidité, capteur de tension, capteur de courant, capteur de lumière LDR, une plaque d'essai, des câbles connecteurs, un thermocouple de type K avec module d'amplification MAX6675 et une carte SD.
- La carte Arduino permet d'enregistrer toutes les valeurs de ; la température ambiante, la température du module dégradé et non dégradé, la résistance LDR, la vitesse du vent, l'humidité relative, l'intensité du courant du panneau (dégradé et non dégradé), la tension du panneau (dégradé et non dégradé) le long de la journée d'étude avec un pas d'une minute. Ces données enregistrées automatiquement sur la carte SD sous forme Word sont convertis en fichier Excel pour calculer tous les paramètres nécessaires pour notre étude.
- L'évolution des puissances des panneaux dégradé et non dégradé est proportionnelle aux radiations solaires reçues sur sa surface. Ces évolutions sont décrites suivant ces équations :

Conclusion générale

$$P_{ND} = 0,011 \times G - 0,186 \quad (R^2=0.89)$$

$$P_D = 0,001 \times G + 0,065 \quad (R^2=0.93)$$

- Les résultats de l'influence de la température ambiante, de la vitesse du vent et de l'humidité sur la puissance des panneaux (dégradé et non dégradé) n'étaient pas concluants en raison des conditions climatiques de ce jour-ci (ciel nuageux) et à la limitation d'une seule journée, il fallait prendre plusieurs jours. Ce qui était très difficile à faire vu la situation actuelle (la pandémie de corona virus).
- La température du module PV dégradé suit une loi linéaire en fonction de la température ambiante avec un coefficient de détermination R^2 de 0.877, elle est de la forme :

$$T_{md} = 0,897 \times T_{amb} + 11,91$$

- La comparaison de la puissance dégagée des deux panneaux dégradé et non dégradé présente clairement l'effet des conditions climatiques (rayonnement solaire, température ambiante, vitesse du vent et l'humidité) dans la région de Biskra sur la dégradation de ce panneau photovoltaïque.

Les résultats obtenus montrent la fiabilité de ce dispositif expérimental, il permet de donner des résultats précis avec un pas de temps d'une seconde. Comme perspective, on propose d'exploiter ce dispositif pour plus de jours pour voir l'effet des conditions climatiques sur les panneaux photovoltaïques (dégradé et non dégradé).

Références Bibliographiques

- [1] https://www.iso.org/iso/catalogue_detail.htm.
- [2] F. Héroguel, les cellules photovoltaïques, Epreuve de projet Ecole Normale Supérieure. Lyon, Juillet 2007.
- [3] C. Lerouge, et al, Recherche & Industrie Photovoltaïque (PV) aux Etats-Unis, Sciences Physiques, 2006.
- [4] Halouane Assia, «Modélisation du transfert radiatif dans les strates supérieures d'un module photovoltaïque», mémoire de Master en Génie mécanique. Université M'hamed Bougara, Boumerdes, 2017.
- [5] S.VIGHETTE, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : choix et dimensionnement des étages de conversion », Thèse de Doctorat, université de Grenoble, septembre 2010.
- [6] K. Helali, «Modélisation d'une cellule photovoltaïque : étude comparative»,Mémoire de magister , UMMTO, 2012.
- [7] GUENOUNOU Abderrezak, mémoire de magister, mise au point de nouveaux procédés de mesure des caractéristiques directe et inverse des modules photovoltaïques de différentes technologies- Tlemcen -2009.
- [8] AMARA Karima, mémoire de magister, contribution à l'étude d'une conception d'une centrale photovoltaïque (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension – Tizi Ouzou - 2015.
- [9] <http://itex.pagesperso-orange.fr/photo%20voltaique.html>.
- [10] Quintana M.A., King D.L., McMahon T.J., Osterwald C.R. "Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules". Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1436-1439, 2002.
- [11] <https://pdfs.semanticscholar.org/4066/37b48c5831059268cfed9bc416b3c744ff18.pdf>.
- [12] Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques- Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance Ababacar Ndiaye.

Bibliographique

- [13] King D.L., Kratochvil J.A., Boyson W.E. "Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results". Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 1997.
- [14] https://scholar.google.com/scholar?q=The+imaging+of+shunts+in+solar+cells+by+infrared+lock-in+thermography&hl=fr&as_sdt=0&as_vis=1&oi=scholar.
- [15] <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.895>.
- [16] Belyaev A., Polupan O., Dallas W., Ostapenko S., Hess D., Wohlgemuth J. "Crack detection and analyses using resonance ultrasonic vibrations in full-size crystalline silicon wafers". Applied Physics Letters 88, 111907–111907-3, 2006.
- [17] https://fr.wikipedia.org/wiki/Wilaya_de_Biskra.
- [18] <http://www.andi.dz/PDF/monographies/Biskra.pdf>.
- [19] Bida Sara. « Etude des performances d'une station photovoltaïque connectée au réseau ». Mémoire de Fin d'Etudes Master en Electrotechnique. Université Mohamed Khider Biskra, Juin 2017.
- [20] https://www.google.com/search?q=Situation+g%C3%A9ographique+de+la+wilaya+de+Biskra&espv=2&sxsrf=ALeKk023uYsWr4XWs-aVP1CEwAND0bD-bA:1589098162638&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=2ahUKEwjU5Pz766jpAhWsxoUKHXOQCeQQ_AUoAXoECBgQAaw&biw=1706&bih=932#imgrc=PvEq5n0fxVetXM.
- [21] <http://www.alpv85125m36.com>.
- [22] ZERROUKI Mohamed Amine. - NESNAS Riadh. « CONCEPTION ET RÉALISATION D'UN SYSTÈME DE COMMANDE D'UNE HABITATION » PROJET DE FIN D'ETUDE POUR L'OBTENTION DU MASTER 2 ACADEMIQUE FILIERE : ELECTRONIQUE ; SPECIALITE : INSTRUMENTATION.UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI TIZI-OUZOU ANNEE UNIVERSITAIRE 2017-2018.
- [23] https://www.pce-instruments.com/french/instruments-de-mesure/mesureur/an%C3%A9mom%C3%A8tre-kat_131689.htm?_start=1.
- [24] <https://www.adafruit.com/product/393>.
- [25] <https://www.electronicshub.org/interfacing-voltage-sensor-with-arduino/>.
- [26] <https://www.electronicshub.org/interfacing-acs712-current-sensor-with-arduino/>.
- [27] <https://components101.com/sensors/acs712-current-sensor-module>.
- [28] <https://fr.wikipedia.org/wiki/Photor%C3%A9sistance>.

Bibliographique

- [29] <https://picclick.fr/5V-LDR-Photoresistor-Module-Light-Detection-Sensor-PIC-323843274381.html>.
- [30] [https://openclassrooms.com/fr/courses/2778161-programmez-vos-premiers-](https://openclassrooms.com/fr/courses/2778161-programmez-vos-premiers-montages-avec-arduino/3285107-installez-vos-outils-de-travail)
- [31] [montages-avec-arduino/3285107-installez-vos-outils-de-travail](https://openclassrooms.com/fr/courses/2778161-programmez-vos-premiers-montages-avec-arduino/3285107-installez-vos-outils-de-travail).
- [32] https://wiki.dfrobot.com/Arduino_LCD_KeyPad_Shield_SKU_DFR0009_.
- [33] <https://www.aranacorp.com/fr/lire-et-ecrire-sur-une-carte-sd-avec-arduino/>.
- [34] http://tip-topboards.free.fr/arduino_forum/viewtopic.php?f=2&t=75.
- [web 1] https://www.google.com/imgres?imgurl=https%3A%2F%2Fzestedesavoir.com%2Fmedia%2Fgalleries%2F529%2F9d6de3c9-2c35-44b7-8f18-65cd59009344.png.960x960_q85.png&imgref=https%3A%2F%2Fzestedesavoir.com%2Ftutoriels%2F279%2Fenergie-solaire-du-panneau-photovoltaique-au-reseau-electrique%2F&tbnid=-bbwUXjQMUVA0M&vet=12ahUKEwi9sbr0nsrnAhUSghoKHWOADBcQMyhjegUIARDRAQ..i&docid=iT98Uve_tpEVQM&w=960&h=342&q=%20cellule%20photovolta%C3%AFque%20&ved=2ahUKEwi9sbr0nsrnAhUSghoKHWOADBcQMyhjegUIARDRAQ#h=342&imgdii=WGq1KhN5CJD3qm:&vet=12ahUKEwi9sbr0nsrnAhUSghoKHWOADBcQMyhjegUIARDRAQ..i&w=960.
- [web 2] https://www.google.com/search?q=Les+diff%C3%A9rents+types+de+cellule+photovolta%C3%AFque&espv=2&source=lnms&tbnm=isch&sa=X&ved=2ahUKEwj0zsaWjuvAhWGSRUIHQJpBaEQ_AUoAXoECA4QAw#imgcr=1-JBQwdKv9YvPM&imgdii=21Qtk3bOEuKT6M.